



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

「地域間連系線の利用ルール等に関する調査 (平成28年度下期－海外調査)」

最終報告書

平成29年3月
電力広域的運営推進機関

はじめに

平成 27 年 4 月、電力広域的運営推進機関（広域機関）が設立され、広域機関では、各地域（エリア）をまたぐ地域間連系線の利用ルールを定め、その運用を行っている。

広域機関では、今後の地域間連系線の利用ルールなどに関し、①有識者から、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式、送電権の定義、その付与や転売の在り方などに係る知見を収集するとともに、②関係機関との間で共通認識を醸成し、③それらのメリットや課題について、経済面、法制面、運用面、長期的な設備投資への影響などを含め、網羅的に整理することを目的として、平成 28 年 9 月に「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」を設置した。

本調査報告書は、委託先（株式会社三菱総合研究所）により、上記検討会の運営支援、及び検討会における議論に資するため、諸外国の連系線利用ルールを調査した結果をとりまとめたものである。

目次

I 海外調査	1
1. 欧州における送電権制度の実態	3
1.1 欧州における送電権制度の変遷・経緯	3
1.2 欧州における連系線の利用ルール	11
1.2.1 欧州における送電権の概念	11
1.2.2 EUにおける現在の送電容量割当ルール	19
1.3 欧州における送電権の取り扱い状況	26
1.3.1 FTRの取り扱い状況	26
1.3.2 PTRの取り扱い事例	37
1.3.3 EPADの取り扱い状況	45
1.4 送電権導入における例外的扱い	45
1.4.1 既得権の扱い	45
1.4.2 特定負担者の扱い	52
1.4.3 マーチャント連系線の扱い	53
1.4.4 特定電源の扱い	60
1.5 連系線利用ルールと設備形成	63
1.5.1 送電権の価格シグナルと連系線増強	63
1.5.2 電源投資への影響	67
1.6 混雑管理ルールの詳細	69
1.6.1 連系線利用状況評価の考え方	69
1.6.2 欧州TSOにおける混雑管理の事例	75
1.6.3 連系線の修繕・停止スケジュールの扱い	79
1.6.4 PTRにおける補償	79
1.6.5 空押さえの扱い	80
1.6.6 混雑収入の扱い	80
2. 米国における送電権制度の実態	83
2.1 米国における送電権制度	83
2.1.1 経緯	83
2.1.2 米国における物理的送電権と金融的送電権	84
2.1.3 金融的送電権の性質と管轄	87
2.1.4 各地域の金融的送電権の比較	88
2.2 PJMエリア	90
2.2.1 概要	90
2.2.2 連系線利用ルールの導入経緯	91
2.2.3 送電権に関するルールの詳細	93
2.2.4 送電権の取引実態	103
2.2.5 送電権制度に関する例外的扱い	112

2.2.6 送電権制度と設備形成	115
2.2.7 混雑管理ルール	116
2.2.8 域外取引に関わる連系線利用制度	117
2.3 ERCOT エリア	120
2.3.1 概要	120
2.3.2 送電権制度の導入経緯	121
2.3.3 送電権に関するルールの詳細	123
2.3.4 送電権の取引実態	130
2.3.5 送電権制度に関する例外的扱い	131
2.3.6 送電権制度と設備形成	133
2.3.7 混雑管理ルール	135
2.4 CAISO エリア	136
2.4.1 概要	136
2.4.2 送電権制度の導入経緯	137
2.4.3 送電権に関するルール	138
2.4.4 送電権の取引実態	143
2.4.5 送電権制度に関する例外的扱い	146
II 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会運営支援	148
1. 検討会の目的と委員構成	149
2. 開催スケジュールと主な議題	150

図目次

図 1-1	単一欧州電力市場構築にむけた欧州ターゲットモデル.....	4
図 1-2	欧州における連系線容量割当ルールの全体像.....	4
図 1-3	欧州におけるネットワークコードの策定プロセス.....	9
図 1-4	欧州における CACM ガイドラインの策定・施行プロセス.....	10
図 1-5	PTR による取引イメージ（市場間値差が発生していない場合）	12
図 1-6	FTR Option による収入.....	13
図 1-7	FTR Option による取引イメージ（正の市場間値差が発生している場合）	13
図 1-8	PTR による取引イメージ（市場間値差が発生している場合）	14
図 1-9	FTR Obligation による収入.....	15
図 1-10	FTR Obligation による取引イメージ（負の市場間値差が発生している場合）	15
図 1-11	EPAD を用いた取引イメージ.....	16
図 1-12	ベルギーに関する国際連系線概要図	28
図 1-13	スペイン・ポルトガルの市場運営構造	31
図 1-14	スペイン・ポルトガル連系線における FTR Option のオークション結果の推移	35
図 1-15	英仏連系線（IFA）における連系線利用状況（月間合計）	40
図 1-16	英国・アイルランド連系線(EWIC)における PTR 価格の推移（前日）	44
図 1-17	英国・アイルランド連系線(EWIC)における 電力輸出入量の推移（アイルランドから見た輸出入）	44
図 1-18	公的連系線とマーチャント連系線の社会的効果.....	64
図 1-19	冬季におけるフランスの電力輸入可能量の見通し.....	70
図 1-20	フランスの電力供給不足時の隣国からの電力輸入可能性評価事例.....	71
図 1-21	ENTSO-E の MAF 分析における計算プロセス	72
図 1-22	ENTSO-E の MAF 分析におけるアデカシー基準容量	73
図 2-1	取引ハブと送電権の取得	86
図 2-2	米国 PJM 管轄区域.....	90
図 2-3	米国 PJM 年間 FTR オークション 入札情報公開.....	99
図 2-4	米国 PJM FTR オークション 入札量および落札量の推移.....	104
図 2-5	米国 PJM 各 FTR オークションの落札量割合の推移.....	105
図 2-6	米国 PJM 年間 FTR オークション買い入札価格の推移.....	107
図 2-7	米国 PJM 月別 FTR 支払率（Payout Ratio）の推移.....	108
図 2-8	米国 PJM 月別 ARR 支払額.....	111
図 2-9	米国 PJM ARR 余剰収入の推移.....	111
図 2-10	米国 ERCOT におけるリソースノードの概念	124
図 2-11	米国 ERCOT におけるハブの概念	124
図 2-12	米国 ERCOT における CRR オークション収入額・ CRR 保有者への支払額・混雑収入額	130
図 2-13	米国 ERCOT の送電計画プロセス	134
図 2-14	カリフォルニア州の電気事業者供給区域	136

図 2-15	カリフォルニア州の系統運用事業者と制御区域.....	137
図 2-16	米国 CAISO CRR の割当およびオークションのタイムライン.....	142
図 2-17	米国 CAISO 前日市場における主要連系線の送電混雑の発生時間割合.....	144
図 2-18	米国 CAISO 取得方法別 オンピーク CRR 量.....	145
図 2-19	米国 CAISO 取得方法別 オフピーク CRR 量.....	145

表 目 次

表 1-1	欧州における電力取引関連ルール	5
表 1-2	市場間値差リスクヘッジのための手法の種類	18
表 1-3	欧州の国際連系線容量の長期割当ルール（含む施行予定）	19
表 1-4	欧州の各ガイドラインにおける送電容量の割当方式の概要	20
表 1-5	欧州における送電容量の割当方式に関するヒアリング結果	21
表 1-6	欧州の各ガイドラインにおける送電権の発行主体、購入主体の概要	22
表 1-7	欧州における送電権の発行主体、購入主体に関するヒアリング結果	22
表 1-8	欧州の各ガイドラインにおける PTR・FTR の定義	23
表 1-9	欧州の各ガイドラインにおける Firmness の原則の概要	24
表 1-10	欧州の各ガイドラインにおける送電権の転売、移転の概要	24
表 1-11	EWIC の利用ルール概要	25
表 1-12	欧州における FTR の採用動向に関するヒアリング結果	27
表 1-13	フランス・ベルギー連系線の利用ルールの変遷	29
表 1-14	フランス・ベルギー連系線における FTR Option のオークション結果（フランス⇒ベルギー）	30
表 1-15	フランス・ベルギー連系線における FTR Option のオークション結果（ベルギー⇒フランス）	31
表 1-16	スペイン・ポルトガル連系線の利用ルールの変遷	33
表 1-17	スペイン・ポルトガル連系線における FTR Option のオークション結果	34
表 1-18	スペイン・ポルトガル連系線における FTR 発行状況 (OMIP ヒアリングより)	35
表 1-19	欧州における FTR の比較	36
表 1-20	英仏連系線(IFA)の利用ルールの変遷	38
表 1-21	英仏連系線(IFA)における長期の送電権のオークションスケジュール	39
表 1-22	英国・アイルランド連系線(EWIC)の利用ルールの変遷	42
表 1-23	英国・アイルランド連系線(EWIC)における長期の送電権オークションのスケジュール	43
表 1-24	英蘭連系線(BritNed)の事例における第三者アクセス規制免除の条件	55
表 1-25	英蘭連系線(BritNed)の事例における第三者アクセス規制免除の内容	56
表 1-26	スイスからフランス原子力電源への投資事例	61
表 1-27	欧州の規則(EC)No 714/2009 第 16-6 条における混雑収入の利用規則	65
表 1-28	欧州の CACM における混雑収入の取り扱いに関する指示	66
表 1-29	欧州における連系線増強と関連する混雑収入の取り扱いに関する ヒアリング結果	67
表 1-30	欧州における送電権と電源投資の関係に関するヒアリング結果	69
表 1-31	欧州における連系線の潮流予測に関するヒアリング結果	75
表 1-32	欧州における連系線の修繕・停止スケジュールの考え方に関するヒアリング結果	79
表 1-33	欧州の HAR の割当ルールで指示される PTR の補償方法	80
表 1-34	欧州における混雑収入の取り扱いに関するヒアリング結果	81

表 2-1	米国 PJM・ERCOT・CAISO における金融的送電権の比較	88
表 2-2	米国 PJM 基本情報	90
表 2-3	米国 PJM ルール変更の経緯	92
表 2-4	米国 PJM 長期・年間・月間 FTR オークションの概要	96
表 2-5	米国 PJM FTR オークションで有効な FTR の始点・終点	98
表 2-6	米国 PJM ARR 再割当プロセス	102
表 2-7	米国 PJM 取引主体別 Daily FTR 所有ポジション	103
表 2-8	米国 PJM 2016-2019 計画期間 長期 FTR オークション落札価格	106
表 2-9	米国 PJM 2015.1-2015.12 月間 FTR オークション落札価格	107
表 2-10	米国 PJM 混雑収入と FTR 目標配分額の推移	108
表 2-11	米国 PJM FTR 支払率 (Payout Ratio)	109
表 2-12	米国 PJM 二次市場における FTR 取引量	110
表 2-13	米国 PJM ARR 収支	110
表 2-14	米国 ERCOT CRR オークション概要	128
表 2-15	米国 CAISO 前日市場における主要連系線の送電混雑の発生状況	144

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 Cooperation of Energy Regulators	欧州エネルギー規制者協力機関	欧州
ACM	Authority for Consumers and Markets	オランダ消費者・市場庁	オランダ
AEEG	Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas	電力・ガス規制機関	オランダ
ARR	Auction Revenue Rights	オークション収入権	米国
ATC	Available Transfer Capacity	送電可能容量	-
BNetsA	Bundesnetzagentur	連邦ネットワーク庁	ドイツ
CACM	Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management	容量割当および混雑管理ルールに関するガイドライン	欧州
CAISO	California Independent System Operator	カリフォルニア ISO	米国
CAO	Central Allocation Office	中央割当オフィス	欧州
CASC	Capacity Allocation Service Company for Central Western Europe	中西ヨーロッパにおける容量割当サービス会社	欧州
CBB	College van Beroep voor het bedrijfsleven	行政法に関するオランダの最高裁判	オランダ
CfD	Contract for Difference	差金決済取引	-
CFTC	Commodity Futures Trading Commission	米商品先物取引委員会	米国
CRE	Commission Régulation de l'Energie	エネルギー規制委員会	フランス
CREG	Commission for Electricity and Gas Regulation	電力・ガス規制機関	ベルギー
CREZ	Competitive Renewable Energy Zones	再生可能エネルギー拡大のための大規模送電線建設プロジェクト	米国
CRR	Congestion Revenue Right	混雑収入権	米国
DAM	Day Ahead Market	前日市場	米国
DTe	Dienst Toezicht en Uitvoering Energie	オランダエネルギー規制当局	オランダ
ECs	Electric Cooperatives	協同組合営電気事業者	米国
EDF	Électricité de France	フランス電力会社	フランス
EFET	European Federation of Energy Traders	欧州エネルギートレーダー連盟	欧州
EIPC	Eastern Interconnection Planning Collaborative	東部連系計画協調組織	米国
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク	欧州
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	ドイツエネルギー市場法	ドイツ
EPAD	Electricity Price Area Differentials	エリア間電力価格値差に関するヘッジ商品	欧州
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas	テキサス電力信頼度協議	米国

EWIC	East -West Interconnector	会 英国・アイルランド連系線	欧州
FCA	Guideline on Forward Capacity Allocation	長期連系線容量割当ル ールに関するガイドライン	欧州
FERC	Federal Energy Regulatory Commission	連邦エネルギー規制委員 会	米国
FPA	Federal Power Act	連邦動力法	米国
FRR	Firm Frequency Response	周波数変動に対する調 整力提供	英国
FTR	Financial Transmission Rights	金融的送電権	-
FWGLS	Framework Guidelines	フレームワークガイドライン	欧州
HAR	Harmonisation of long term Allocation Rules	統一長期割当ルール	欧州
HVDC	Hign-Volitage Direct Current	高圧直流送電	-
IA	Interconnection Agreements	接続契約	米国
IFA	Interconnexion France-Angleterre	英仏連系線	欧州
IMM	Independent Market Monitor	独立市場監視機関	米国
IOU	Investor Owned Utilities	私営電気事業者	米国
ISO-NE	ISO New England	ISO ニューイングランド	米国
JAO	Joint Allocation Office	欧州連携線共同割当オ フィス	欧州
LMP	Locational Marginal Price	地点別限界価格	米国
LSE	Load Serving Entity	小売事業者	米国
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade	イベリア電力市場	スペイン・ ポルトガル
MISO	Midcontinent ISO	中西部 ISO	米国
MOUs	Municipally Owned Utilitites	自治営電気事業者	米国
NEMO	Nominated Electricity Market Operator	指定電力市場運営者	欧州
NERC	The North American Electric Reliability Corporation	北米供給信頼度団体	米国
NOIEs	Non-Opt-In Entities	協同組合電気事業者	米国
NYISO	New York ISO	ニューヨーク ISO	米国
OASIS	Open Access Same-Time Information System	オープンアクセス同時情報 システム	米国
Ofgem	The Office of Gas and Electricity Markets	ガス電力市場規制局	英国
OMIE	Operador del Mercado Ibérico Española	スポット市場運用者	スペイン
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia	イベリアエネルギー取引所	スペイン
POU	Publicly Owned Utilities	公営電気事業者	米国
PPA	Power Purchase Agreement	長期売電契約	-
PTR	Physical Transmission Right	物理的送電権	-
PUCT	Public Utility Commission of Texas	テキサス州公益事業委員 会	米国
QSEs	Qualified Scheduling Entities	適格小売事業者	米国

RTE	Reseau de Transport d'Electricite	仏電力公社送電系統管理部門	フランス
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	米国
SEP	Dutch Cooperation of Electricity Producers	オランダ発電事業者協会	オランダ
SFT	Simultaneous Feasibility Test	同時実行可能テスト	米国
SMD	Standard Market Design	標準市場設計	米国
TCC	Transmission Congestion Contract	送電混雑契約	米国
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者	-
UIOLI	use-it-or-lose-it	空おさえの禁止	-
UVEK	Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation	環境・運輸・エネルギー・通信省	ドイツ
WECC	Western Electricity Coordination Council	西部電力調整委員会	米国

重 要 用 語 について

本報告書において頻繁に用いられる重要用語について、あらかじめ解説を記す。

用語	解説
送電権	連系線を利用する権利又は地位
直接オークション	連系線を利用する権利又は地位をオークションによって割当てする仕組み
間接オークション	連系線を利用する権利又は地位について、直接の割当は行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場を介して行うこととする仕組み
物理的送電権（PTR）	連系線を跨いだ電力取引のために物理的に連系線容量を確保するための権利
金融的送電権（FTR）	間接オークションによる連系線利用において、送電混雑料金負担（エネルギー市場におけるエリア間値差）を金融的に軽減する権利 ※地域によって、混雑収入権（CRR）、送電混雑権（TCR）など名称に違いがある
FTR Obligation	FTR のうち、購入した方向に値差が発生した場合、送電権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商品
FTR Option	FTR のうち、購入した方向に値差が発生した場合、送電権取得者は値差に応じた支払いを受ける権利を取得し、逆方向の値差が発生した場合には支払い義務が生じない商品

要 約

連系線利用ルール変更の経緯

米国・欧州では電力自由化に伴って、連系線利用のあり方も市場メカニズムを活用した方式へと移行している。現在、連系線利用ルールとしては、次の2方式が主要な選択肢となっている。

- 直接オークション方式（物理的送電権/PTR）
- 間接オークション方式（市場分断、金融的送電権/FTR の活用含む）

※FTR には、以下の2つのタイプがある（詳細は後述）

FTR Obligation： FTR のうち、購入した方向に値差が発生した場合、送電権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商品

FTR Option： FTR のうち、購入した方向に値差が発生した場合、送電権取得者は値差に応じた支払いを受ける権利を取得し、逆方向の値差が発生した場合には支払い義務が生じない商品

間接オークション方式は、連系線の空き容量を卸電力市場（前日スポット市場）の取引に割当てた上で、市場間値差の問題として連系線利用の調整を図るものである。従って、その前段階として、両地域間の市場取引の一体化が必要とされる。

そのため、欧州では、まず、各地域の卸電力市場の結合（いわゆるマーケット・カップリング）が必要であった。現在では、EU 規則等により、国際連系線の利用方式として、直接オークション（PTR）または間接オークション（市場分断、FTR の活用含む）を義務付けている。なお、規制当局（ACER）としては、PTR から FTR への移行を求めている。

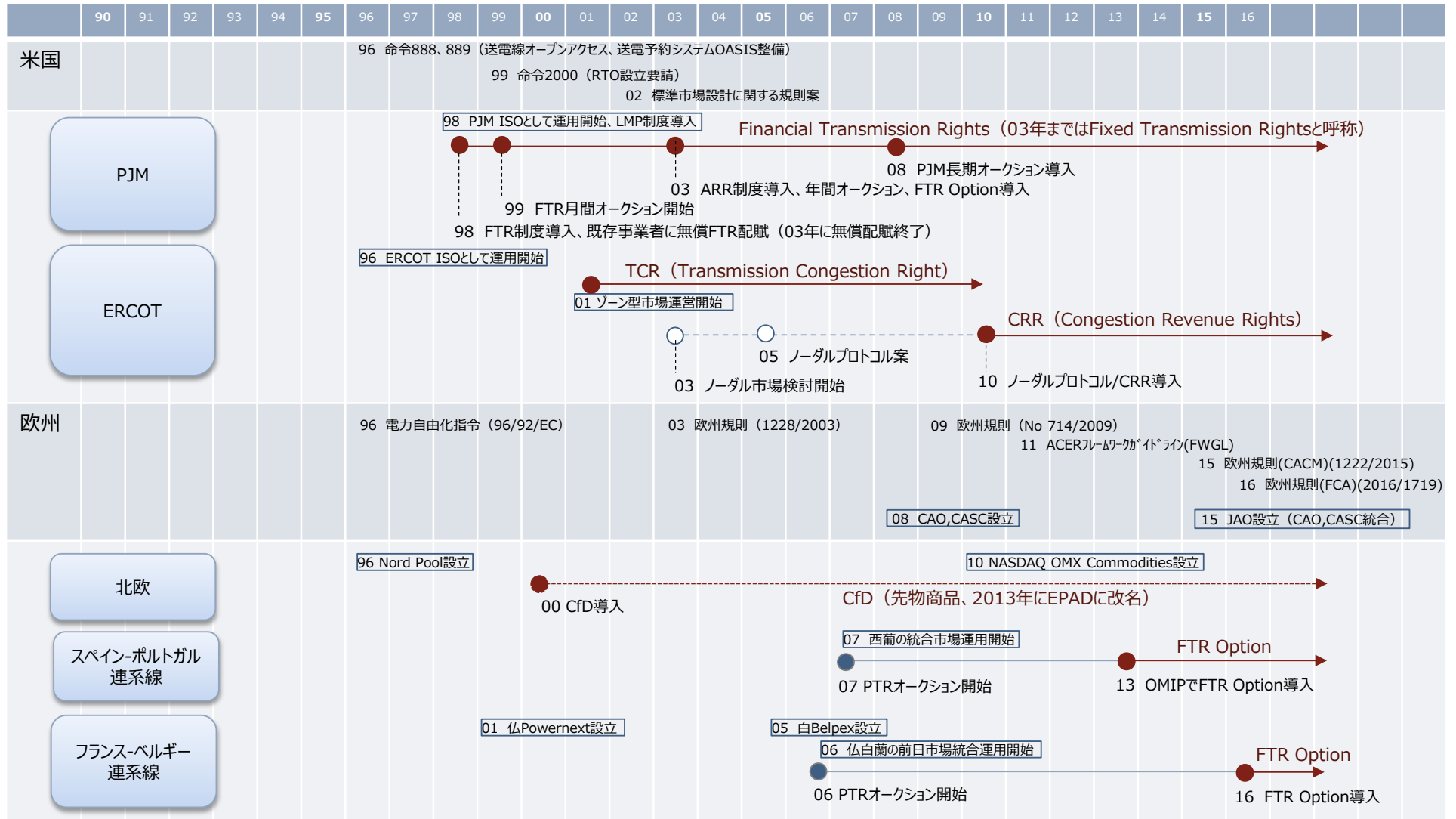
2016 年時点で、欧州で FTR を導入している国際連系線は、スペイン・ポルトガル連系線、フランス・ベルギー連系線、ベルギー・オランダ連系線であり、また、2017 年度を目途に英国・アイルランド連系線、英国・北アイルランド連系線も導入を予定している。

これらの FTR はいずれも FTR Option である。欧州で現状広く導入されている PTR(use-it-or-sell-it)と FTR Option は、金融的に等価であり、根本的な差異は存在しないとの認識が共有されている。従って、PTR を導入している連系線では、FTR Option への移行はシステム改修も含めて比較的容易と考えられている。

米国では、市場モデルとして地点別限界価格制度を導入している PJM、ERCOT、CAISO 等の地域送電機関（RTO）の域内では地点別限界価格制度への移行と同時に、地内系統混雑に伴う値差に対するヘッジ手段として金融的送電権（地域によって FTR、CRR、TCR など名称が異なる。以下では FTR と表記する。）を導入している。地点別限界価格制度では、多数の地点間の送電線利用を PTR で調整を図ることは実務的に困難であったためである。

なお、FTR は PJM、ERCOT 等の RTO 内の送電線利用に関わるもので、エリア外との電力取引については送電線予約システム（OASIS）を通じ、PTR の送電予約が必要となる。PJM ではエリア外との連系線管理は PJM が行っており、先着優先ルールが適用されているが、有償利用であり、かつ、既存利用者が永続的に利用可能な制度とはなっていない。

表 欧米における送電権制度の導入経緯



出所) 各種資料より三菱総研作成

送電容量割当ルールと送電権制度

(1) 容量割当

欧州では、PTR ないし FTR Option によって送電容量割当を行うが、市場参加者との議論を行い、商品別の需要を想定したうえで適切な割当を決定している。取引可能量の全量を送電権として割当てていない場合も存在する。

米国では、FTR は地点間送電権として設計され、Obligation 型が中心商品となっている。割当てられる容量は明示的には示されず、FTR の発行量はオークションに関する収入が最大となるように決定される。FTR Obligation の場合、逆方向の同量の送電権取得者がいる限り、相殺によって送電容量の制約を超えた送電権の発行が可能なためである。

(2) 商品の期間設定

欧州では、PTR/FTR いずれの場合も、送電権の最長契約期間は 1 年である（欧州規則では、少なくとも年間および月間の商品設定を義務付けている）。なお、1 年前までにメンテナンス計画（作業停止計画）を固めることにより、オークションにかける送電容量を決定する。オークション実施後はメンテナンス計画を原則変更しない。

一方、米国では、FTR の期間設定において、2～3 年の長期商品の設定もなされているが、長期商品は 3 年が限度である。理由は①送電設備拡張によって FTR の価値は大きく左右されるため、FTR 取得者のリスクが大きいこと、②市場参加者の電力取引計画は概ね 3 年間であり、それ以上のヘッジニーズがないこと、にある。

(3) 送電権の入手方法

送電権の入手方法は、原則としてオークションによる。また、オークションによって入手した送電権の二次市場も存在する。米国、欧州ともオークション結果は後日公開され、市場参加者の次回オークションの参考情報とされている。

(4) 混雑収入・送電権オークションの収益分配

欧州では、TSO が受領する混雑収入は、EU 規則により、連系線への投資や維持管理または送配電料金の引き下げに用いられることが多い。ただし、スペイン・ポルトガル連系線では、FTR の保有者への支払いに充てられている。

米国 PJM、ERCOT では発生する混雑収入は FTR 保有者への支払いに充てられる。オークション収入は小売事業者(LSE)に配分され、需要家が小売事業者を変更した場合、それに伴って小売事業者への配分額も調整される（PJM では毎日、ERCOT では毎月）。

表 欧米の代表的な地域の金融的送電権制度の比較（１）

		PJM	ERCOT	スペイン・ポルトガル	フランス・ベルギー
対象となる送電線		RTO 域内の地点間 ※RTO への輸出入は送電予約システム OASIS による物理的送電権（PTR）		2 国間の連系線	
名称		金融的送電権 （FTR）	混雑収入権 （CRR）	金融的送電権 （FTR）	金融的送電権 （FTR）
制度開始		1999 年（月間オークション） 2003 年（年間オークション、オークション収入 権（ARR）制度） 2008 年（長期オークション）	2010 年 ※ノーダル市場開始と同時に導入	2013 年	2016 年
ヘッジタイプ		Obligation、Option	Obligation、Option	Option	Option
発行主体		PJM	ERCOT	REE（スペイン）、REN(ポルトガル)が 50%ず つ発行し、OMIP でオークション	
取得方法	一次市場	オークション ※ARR の FTR への転換も存在（セルフスケ ジュール）	オークション ※割当による取得も存在	オークション	オークション
	二次市場	○ PJM システム上で取引、PJM システム外でも取 引可能であるが PJM 市場決済システムに登録 ※ARR は原則移転不可	○ CRR の移転は ERCOT の CRR 登録システムを 介して行われ、ERCOT が両事者の信用要件を 確認するまでは効力を生じない。	○ 相対取引の結果は、OMIP 経由で OMIClear に登録	○
対象値差		・下記の任意の組み合わせの値差 - 発電側母線(2060 箇所)、ハブ(12 カ所)、 ゾーン（20 カ所）、集約バス(224 カ所)、イ ンターフェース・バス（17 カ所） ※ハブ等の平均価格算定には需要側母線も含 む計 11,500 箇所の母線価格を利用	・下記の任意の組み合わせの値差 - リソースノード（約 500 カ所）、ハブ(6 つ)、 需要ゾーン(7 つ) ※ハブは発電側の概念、需要ゾーンは需要側 の概念	・OMIE の前日市場におけるスペイン・ポルトガル の 2 国間の値差 ※スペイン、ポルトガルはそれぞれ 1 国で 1 つのビ ッディングゾーン	・EPEX Spot の前日市場におけるフランス・ベル ギーの 2 国間の値差 ※フランス、ベルギーはそれぞれ 1 国で 1 つのビ ッディングゾーン
FTR 有効 期間	月	○	○	○	○
	四半期	○	－	○	－
	年	○	○	○	○
	長期	○（3 年）	6 か月単位（4 ラウンドで計 2 年）	－	－

出所）各種資料より三菱総研作成

表 欧米の代表的な地域の金融的送電権制度の比較(2)

	PJM	ERCOT	スペイン・ポルトガル	フランス・ベルギー
オークション 頻度	・長期オークション：年 3 回のマルチラウンドで各々一括オークション（1 回目は有効期間開始の約 11 か月前、2 回目はその 3 か月後、3 回目はその 3 か月後） ・年間オークション：年間 FTR の有効期間開始前の 2 か月以内に 4 回のマルチラウンドで各々一括オークション ・月間オークション：毎月シングルラウンドで一括オークション	・長期オークション（6 か月に 1 回、4 ラウンド 2 年で 1 シークエンス） ・月間オークション（シングルラウンド、月 1 回）	・年間オークション：年 1 回（12 月） ・四半期オークション：年 1 回（12 月） ・月間オークション：毎月 3 か月先まで	・年間物：前年 12 月初旬に一括オークション（年 1 回） ・月間物：前月初旬に一括オークション（年 12 回）
オークション 参加事業者	当業者（電気事業者） 33%程度 非当業者（金融機関等） 67%程度	当業者（電気事業者） 50%程度 非当業者（金融機関等） 50%程度	公表データ無し ※各オークションで 10 社前後の約定	統計データ無し ※JAO 掲載データによれば 2016 年の年間物、2016 年 3 月の月間物の落札者は計 27 社で内訳は下記のとおり ・電気事業者 9 社、トレーダー 15 社（内電力会社系 6 社、石油・ガス会社系 4 社）、不明 3 社
対象時間帯	24 時間商品 ピーク商品（平日の 8 時～23 時） オフピーク商品（平日の 24 時～7 時、週末・休日の 1 時～24 時）	ピーク商品（月～金の 7 時～23 時） オフピーク商品（月～日の 23 時～7 時） 休日商品（土・日・休日の 24 時間）	24 時間商品	24 時間商品
入札単位量	0.1(MW)	0.1(MW)	1(MW)	不明
入札単位価格	0.01 (\$/MW)	不明	0.01(€/MWh)	不明
清算のためのタイミング 及び基準価格	時間毎・時間平均価格	時間毎・時間平均価格	OMIE の前日スポット市場参照価格（Spot Reference Price）	EPEX Spot の前日市場参照価格
オークション収入・混雑 収入の分配方法	・送電線建設の費用負担者である小売事業者等に ARR を配賦し、ARR の配分量に比例して、オークション収入を分配 ※小売事業者の変更があれば、それに伴い日々ベースで ARR 配分量を再調整	・同一ゾーンでのオークション収入は、毎月、当該ゾーンにおける小売事業者の需要規模（kW）に応じて小売事業者へ比例配分 ・異なるゾーン間でのオークション収入は、毎月、ERCOT 全体における小売事業者の需要規模（kW）に応じて小売事業者へ比例配分 ※小売事業者の変更は毎月の需要規模に反映	・前日スポット市場（OMIE）で発生する混雑収入は両 TSO に 50%ずつ配分 ・両 TSO は OMIP で得られる FTR オークション収入と混雑収入を FTR 所有者への補償に充当	・前日スポット市場（EPEX Spot）で発生する混雑収入は両 TSO に 50%ずつ配分
流動性（取引量）	354.6GW（2015-2016 年）	不明	年間（2016 年） -スペイン⇒ポルトガル：300MW -ポルトガル⇒スペイン：300MW 季間/月間（2016 年） -スペイン⇒ポルトガル：100～500MW -ポルトガル⇒スペイン：100～500MW	年間（2016 年） -フランス⇒ベルギー：1,450MW -ベルギー⇒フランス：200MW 月間（2016 年） -フランス⇒ベルギー：350～758MW -ベルギー⇒フランス：200～568MW

出所）各種資料より三菱総研作成

表 FTR Obligation と FTR Option の比較

		FTR Obligation	FTR Option
概要		A 地点→B 地点の送電権取得者は順方向では値差×送電権購入量の支払いを受領。逆方向では取得者が支払いを実施。 ※順方向：市場価格 _{A 地点} < 市場価格 _{B 地点} 逆方向：市場価格 _{A 地点} > 市場価格 _{B 地点}	A 地点→B 地点の送電権取得者は、順方向では値差×送電権購入量の支払いを受けるが、逆方向での支払いは発生無し。
発行可能量		● 逆方向の同量の送電権取得者がいる限り、相殺によって送電容量の制約を超えた送電権の発行が可能。	● 発行量に対して送電容量による制約有り。
取得者	メリット	● 送電権が安価。	● 潮流結果にかかわらず混雑費用は完全にヘッジ可能。
	デメリット	● 逆方向の潮流結果の場合に費用負担が発生し、混雑費用の完全なヘッジは不可能。	● 送電権が高価。
市場運営者	メリット	● 理論上、市場運営者は送電権発行量決定時に想定した計画潮流と実運用時の実潮流の差に起因する混雑費用の差異に関する支払リスクを回避可能。 ● 送電容量の制約を超えた送電権の発行が可能となりオークション収入の最大化を図ることが可能。	● Obligation 型と異なり、収支管理が送電権取得者の信用に依存しないため、与信管理体制の構築は不要。
	デメリット	● 市場参加者の一部が債務不履行を起こした場合、直ちに収支バランスが崩れるため、市場参加者の与信管理体制の構築が必要（例えば、クリアリングハウス機能の具備）。	● 発生する混雑レントと送電権取得者への支払いを送電容量制約の下でバランスさせる必要があり、計画潮流と実潮流の差異に伴う支払いリスクも存在。
採用地域		米国の主要な RTO（PJM、ERCOT 等） ● 制度設計思想として、オークション収入は送電線整備費用負担者である需要家に還元される性質。そのため、オークション収入最大化の観点から Obligation 型が望ましい。	欧州・米国の主要な RTO ● 欧州では PTR(use-it-or-sell-it)と FTR Option は、金融的に等価でとの認識の下、既に PTR を導入していた連系線では FTR Option への移行はシステム改修も含めて比較的容易と考えられている。

出所) 各種資料より三菱総研作成

FTR の金融商品としての位置づけ

FTR については、2008 年の金融危機以降、金融商品に対する規制強化の流れの中で、改めてその位置づけが議論されてきた。

欧州においては、FTR が第二次金融商品市場指令(MiFID II)の適用対象か否かについて結論は出ていない。FTR を導入している各 TSO や電力規制機関(ACER)は、FTR を明示的に MiFID II 対象外とするよう求めている。現在協議中の EU 規則案では、一次市場における

送電権取引は、MiFID II 適用除外となる見込みである。

米国において FTR の法的規律は、金融商品であることを前提として、卸電力市場を管轄する FERC が担うべきか、あるいは商品取引所を管轄する CFTC が担うべきかという管轄の問題として議論されてきた。FTR の管轄は FERC が有するということで整理されており、FERC としても他の金融商品と同等の規制が必要との認識から、FTR の市場運営に対して厳格な規制を課している。

ルール変更時の既存事業者の経過措置

送電権導入時、既存事業者の一部から既存送電契約の保護を求める声は実際に存在したが、EU 規則は、送電網へのアクセスにおける差別的取り扱いを認めておらず、従って国際連系線の容量を特定の長期契約に優先的に割当ててことは許されていない。そのため、一時的な経過措置を含めて既存事業者への保護はほとんど行われていない。EU 司法裁判所も、既存事業者への保護的取り扱いを EU 競争法違反と判断している(2005 年)。

米国では、送電線は規制料金の支払者である需要家の負担に基づいて建設されてきたため、保護されるべきは事業者ではなく需要家との考え方が前提にある。そのため、オークション収入は小売事業者に配分され、需要家が小売事業者を変更した場合、それに伴って小売事業者への配分額も調整される。

安定供給に関する事項

長期固定電源の取り扱いについて、米国・欧州ともに特別な取り扱いルールは存在しない。また、本調査では、市場メカニズムによる送電権割当方式の導入が電源投資に影響を与えているとの評価は見当たらなかった。

I 海外調査

1. 欧州における送電権制度の実態

1.1 欧州における送電権制度の変遷・経緯

(1) 概要・全体像

自由化以前の欧州では、各国の自国内での需給一致を前提として、国際連系線は基本的に緊急時の電力融通を目的として建設・運用されていた。従って、連系線の利用方式は、既存事業者による独占利用であったと考えられる。

しかし、自由化が進展し、特に 1996 年の「域内電力市場の共通ルールに関する指令」を踏まえて、多くの事業者が連系線の利用を希望した。その結果、連系線の利用方式として、何等かの形で容量割当（先着優先、比例配分など）が行われていた。

2000 年代に入り、「連系線電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則」が 2003 年に制定され、連系線利用の透明性・公平性向上に強い焦点が当たるようになった。連系線の利用方式としては、原則として直接オークション（PTR）や間接オークション（市場分断）が義務付けられるようになった。また、同規定のガイドラインでは、長期契約電源の優先的取り扱いを禁止する項目も新たに登場した。

連系線利用におけるこのような 2000 年以降の動向は、EU による国際連系線への基本的な姿勢に影響されていたと考えられる。欧州における国際連系線の整備と活用は、「①EU のエネルギー供給安定性に資する」、「②統合域内エネルギー市場(Internal Electricity Market)の確立と競争促進に役立つ」、「③再生可能エネルギーの活用拡大に資する」、という 3 つの方針に基づくべきと考えられていた。

2009 年の「連系線電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則」改正の結果、ENTSO-E によってネットワークコードが策定されることが明確に規定された。これを受けて、欧州エネルギー規制者協力機関(ACER)が市場関係者や ENTSO-E との協議を通じて、フレームワークガイドライン(framework guidelines: FWGLS)を作成した。FWGLS では、今後の単一欧州電力市場構築にむけた、いわゆる欧州ターゲットモデル（図 1-1）が示された。同モデルでは、長期送電権割当方式として、直接オークション（PTR）と間接オークション（市場分断、金融的送電権の活用含む）の双方が引き続き認められている。一方、短期送電権割当方式としては、間接オークションへの統一が提唱されている。

FWGLS を踏まえ、ENTSO-E および ACER 等の市場関係者による検討・協議を経て、2015 年に「容量割当および混雑管理ガイドライン(CACM)」、2016 年に「長期送電線容量割当ガイドライン(FCA)」が定められた。

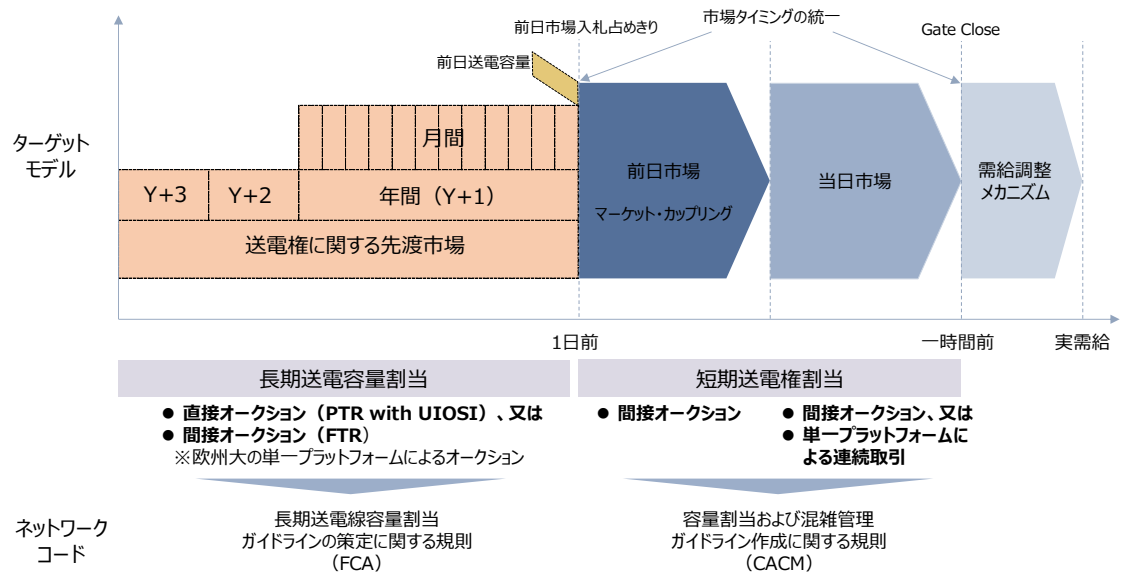


図 1-1 単一欧州電力市場構築にむけた欧州ターゲットモデル

出所) 各種資料より三菱総研作成

現在、各連系線の利用ルールを「調和化(harmonise)」する動きが進んでおり、基本的に送電権の割当方式として、直接オークションと間接オークションのいずれかを、各連系線の運営主体が選択できる状況にある。なお、FCA の中では、各送電系統運用者(TSO)に対して、長期割当ルールの調和(HAR)を実現するルールの策定が明示的に指示されている。図 1-2 に各ルールの関係性を示す。

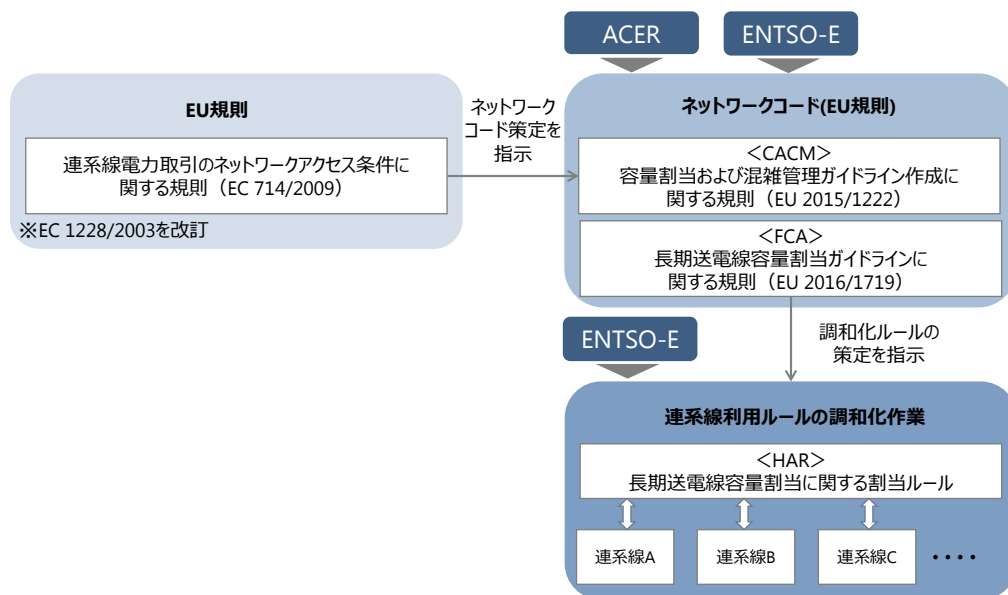


図 1-2 欧州における連系線容量割当ルールの全体像

出所) 各種資料より三菱総研作成

(2) 各指令・規則の概要

以降で電力取引関連の EU 指令・規則について概要を説明する。対象とする指令・規則の一覧を表 1-1 に示す。

表 1-1 欧州における電力取引関連ルール

法律	年	目的と範囲
理事会規則第 17 号	1962	競争を制限する談合および支配的地位の乱用を禁止するローマ条約の第 85 条および第 86 条の実施。
指令 96/92/EC	1996	電力セクターの組織と機能、市場へのアクセス、入札要求と許可への適用可能な基準と手続き、および系統運用に関するルールを制定する発電、送電および配電の共通規則の成立。
規則(EC)No 1228/2003	2003	国内および地域市場の特異性を考慮した連系線電力取引の公平な規則の設定。それによる域内電力市場内での競争強化。連系線利用料金および連系線容量割当に関する欧州レベルでの共通原則(harmonized principles)の設定。
規則(EC)No 714/2009	2009	1228/2003 と同様。安定供給を保ちつつ、透明性を有し、正しく機能する電力卸市場の構築促進。連系線を介した電力取引に関する規則の共通化に向けたメカニズムの設定。
規則(EU)No 2015/1222	2015	前日市場および当日市場における連系線容量割当および混雑管理に関する詳細なガイドライン制定。入札ゾーン間で同時に可能な容量を決定する共通手法の設定に関する要件、効率的な評価基準および入札ゾーンを定義するレビュープロセスを含む。
規則(EU)No 2016/1719	2016	登録参加者のオークションの権利と義務およびオークションへの参加要件の設定、およびオークションプロセスの詳細説明（オークション結果としての限界価格の決定、長期送電権の移転または返還に関する条件、返還時の価格、連系線の停止等により割当てられた連系線容量が利用できない場合の手続き、請求/支払いプロセス、等）。

欧州石炭鉄鋼共同体をさらに強化することを意図し、1957 年にローマ条約が発効された。これにより欧州経済共同体(EEC)が創設され、共通市場が確立した¹。共通市場の創設に伴い、「競争がゆがめられないシステムを構築」する必要が生じ、1962 年の理事会規則第 17 号で

¹EU の歴史に関しては、https://europa.eu/european-union/about-eu/history_en を参照

競争法の規制枠組みが規定された²。

1) 域内電力市場の共通ルールに関する指令 96/92/EC

1993 年、マーストリヒト条約が発効し、商品、サービス、人、資本の移動に関する「4 つの自由」が定められた。これは、域内の「単一市場」および EU 内の国境に跨る自由取引の流れを構築することを目的としており、電力市場も含まれる。域内電力市場に関する最初の共通ルールは、1996 年の指令 96/92/EC で定められた³。

指令 96/92/EC には、「電力セクターで域内市場を確立するにあたっては、連系線を通じて系統を相互運用することが望ましい」と記載されている。同指令は全加盟国の系統運用者(SO : System Operator)に適用可能な一連の規則を定め、系統運用者はすべての系統利用者を平等に扱わなければならないと規定している。連系線の使用方法については、「系統運用者が他の系統運用者とともに決定する」としている。さらに、同指令には「連系線の利用方法は、一定の基準に従って決定するものとする。その基準は各加盟国により承認された非差別的、客観的かつ、公表された方法でなければならない」と記載されている。なお、連系線利用方式の詳細は、上記原則を遵守する前提で国毎のルールに委ねられている。

同指令では、制度の移行にあたり、各国の電力システムの規模や連系線の状況、電気事業構造等を踏まえて、移行期間の設定を認めている。ただし、移行期間には期限を設ける必要がある。さらに、移行期間を設定する場合は、同指令の発効後 1 年以内に欧州委員会への申請が必要となる。

2) 連系線電力取引のネットワークへのアクセス⁴条件に関する規則(EC)No 1228/2003

連系線利用方式について各国のルールの調和を図るには指令 96/92/EC では不十分という認識から、連系線電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則(EC)No1228/2003 が 2003 年に採択された⁵。

当時の欧州では、国・地域によって連系線利用料金のばらつきが大きいことや、連系線を介した取引の更なる拡大の必要性等も課題として認識されていた。同規則は、これらの課題に対応し、域内送電系統運用者の補償メカニズム、ネットワークへのアクセス料金に関するルール、混雑管理の一般原則等について規定するものであった。また、同指令の付属書において、連系線の送電可能容量の割当ルールに関するガイドラインが規定された。

同指令の下では、連系線運用者が得る収入は、実際に発生した連系線潮流の管理コストに基づいて算定される。また、その収入は、連系線潮流の始点にあたる国の系統運用者と、その潮流を受け取る国の系統運用者から徴収するよう指示されている。さらに、ネットワークへのアクセス料金を非差別的な方法で設定することを求めている。

同指令における混雑管理の一般原則では、「非差別的な市場メカニズム（市場参加者や系

²<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/PDF/?uri=CELEX:31962R0017&from=EN> を参照

³<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EN> を参照

⁴ 欧州ルールにおける「アクセス」は、電源等の系統への物理的な接続ではなく、料金等を含めた広義の系統利用ルールを意味する。本報告書（欧州編）におけるアクセスは、全て系統利用ルールの意味を有していることに留意されたい。

⁵<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/PDF/?uri=CELEX:32003R1228&from=en> 参照

統運用者に適切な価格シグナルをもたらすメカニズム)を用いて混雑問題に対処する」ことを指示している。同時に、混雑解消にあたり、個々の連系線利用契約を直接評価するような方法を用いないことを推奨している。また、混雑管理に関連する事項として、連系線の容量割当量については、当該系統の供給安定性や安全性を踏まえて、最大限の量を市場参加者に割当てよう求めている。

付属書に記載されているガイドラインでは、連系線容量に対して、市場参加者のニーズを踏まえて、一連のオークション(年間、月間、週間、前日、当日)を通じて割当てよう求めている。ここでは、特定期間のオークションで全量を割当ててのではなく、一連のオークションで容量を段階的に提供することとなる。また、過去のオークションで割当てられなかった(余った)容量は、以降のオークションで再度割当てよう求めている。このほか、オークションを通じて特定の事業者が容量を独占することがないように、各事業者が獲得できる容量に上限値を設定するか否かを各国の規制機関が検討すべきと指示している。

付属書に記載されているガイドラインは 2006 年に改訂された(2006/770/EC となった⁶⁾)。改訂されたガイドラインでは、連系線取引(連系線取引に関する送電系統への効率的なアクセス)を担保するためにも、効率的な連系線混雑管理手法を導入すべきと記載されている。また、特筆すべき事項として、「混雑が発生していない状況では、連系線利用への障壁は完全に取り払われるべき」と明記されている。

3) 連系線電力取引のネットワークアクセス条件に関する規則(EC)No 714/2009

2009 年、連系線電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則(EC)No 1228/2003 は改訂され、規則(EC)No 714/2009⁷が発効された。この規則では、規則(EC)No 1228/2003 は域内電力市場の創出には貢献したものの、非差別的なネットワークアクセスや効率的な市場監視の面で課題が残ることを明記したうえで、域内電力市場の機能強化と連系線利用の促進を図るために、欧州送電系統運用者ネットワーク(ENTSO-E)の設立を規定した。また、ENTSO-E が果たす重要な役割として、連系線の容量割当や混雑管理ルール of 制定が挙げられた。

4) 容量割当および混雑管理ガイドライン作成に関する規則(EU)No 2015/1222

EC No714/2009 を踏まえて、容量割当および混雑管理ガイドライン(CACM)作成に関する規則(EU)No 2015/1222⁸が 2015 年に採択された。これは、ENTSO-E が市場関係者および規制者調整機関である ACER との協議を通じて策定したネットワークコードとして開発したガイドラインであり、連系線の容量割当、混雑管理および電力取引に関するルールを EU レベルで更に調和させることを目的としている。本規則は短期の容量割当に関するガイドラインであり、その主な内容は、「前日市場および当日市場の連系線の容量割当および混雑管理に関する具体的なガイドラインの制定」、「入札ゾーン間で同時に利用可能な連系線容量を決定するための共通の算定方法の確立」である。同ガイドラインでは、TSO が前日市場および当日市場の連系線容量を計算する際には、潮流に基づく方法(flow-based methodology)を用

⁶<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32006D0770&from=EN> 参照

⁷<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF> 参照

⁸<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN> 参照

いる必要があると指示している。ただし、必要に応じて、従来用いていた送電可能容量(ATC)に基づく方法の利用も認めている。

5) 長期送電線容量割当ガイドラインの策定に関する規則(EU)No 2016/1719 と長期割当ルールの調和化プロセス

長期送電容量割当に関するガイドライン(FCA)は、CACM と同様に、ENTSO-E が市場関係者および規制者調整機関である ACER との協議を通じて策定したネットワークコードとして開発された。このガイドラインは 2016 年 9 月 26 日に EU 規則(EU)No 2016/1719⁹として採択されている。

ガイドラインは、「TSO は PTR、FTR Option および FTR Obligation に関して調和化された割当ルールを作成すべきである」と指示している。この指示を踏まえ、ENTSO-E は、FCA のガイドラインがドラフトの段階で、先行して長期割当ルールの調和(HAR)の早期実施を開始することを決定した¹⁰。HAR における割当てルールは、送電権のオークション手順、市場参加者が直接オークションに参加する条件、連系線容量の使用条件を含んでいる¹¹。最初の HAR は 2015 年に承認され、FCA の採択に先行して 2016 年の送電権オークションに適用された。さらに HAR は、FCA とより密に連携を図るよう 2016 年 6 月 29 日に改定された。これは 2017 年 1 月 1 日から適用されている。HAR は欧州全体で統一的に適用されることを想定するルールに加え、各地域の連系線に焦点を当てて特別にルールを規定した付録部分から構成される。

(3) 連系線利用ルールの変更に係る諸手続き

欧州では連系線利用ルールの変更に、通常 5~7 年の期間を要している。連系線利用ルールの変更に要する準備期間は、当該国・地域における技術・市場・政治経済の状況や、個別ケースの事情によって異なることが多い。例えば、FTR の導入については、導入に向けて EU レベルで長年にわたって協議を行い、制度を固めてきた。しかし、FTR を金融商品と見なすかどうかを巡って規制上の協議・調整が続き、更に時間を要している状況にある。FTR を金融商品と見なすならば、TSO や市場参加者は金融サービスプロバイダーと位置付けられ、金融機関に課せられる厳格で煩雑なルールを適用されるおそれがある。このような事情がありながら、スペイン・ポルトガル連系線や、フランス・ベルギー連系線で比較的早期に FTR が導入されたのは、それらが EU の「パイロットプロジェクト」として位置付けられていたためである。

FTR の施行例はまだ少ないため、次項以降では典型的な制度変更の例として、ネットワークコードの実施プロセスを取り上げる。ネットワークコードの制定に係る協議には多数の関係者が関与しており、今後の制度設計プロセスにおけるモデル(参考事例)になると考え

⁹<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1719&from=EN> 参照

¹⁰ HAR の実施プロセスに関する情報は、

<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/Harmonisation-of-Allocation-Rules/Pages/default.aspx> 参照

¹¹https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20FCA/160629_HAR_EU_MainBody_2017.pdf 参照

られる。

1) ネットワークコードの協議・施行プロセス

規則(EC)No 714/2009 において、ENTSO-E によってネットワークコードが策定されることが明確に規定された。ネットワークコードの検討プロセスを図 1-3 に示す。まず、欧州エネルギー規制者協力機関(ACER)が市場関係者や ENTSO-E との協議を通じて、フレームワークガイドライン(FWGLs)を作成した。このプロセスには約 6 か月を要した。この FWGLs の完成に伴い、ENTSO-E に対してネットワークコードのドラフト策定が正式に要請された。

その後、ENTSO-E は 12 か月間に亘り利害関係者と協議し、ネットワークコードのドラフトを作成した。このドラフトは、ACER による確認・評価を経たうえで、欧州委員会に諮られた。同委員会でも利害関係者の協議が行われ、最終的には投票によってドラフトの内容が正式に決定した。

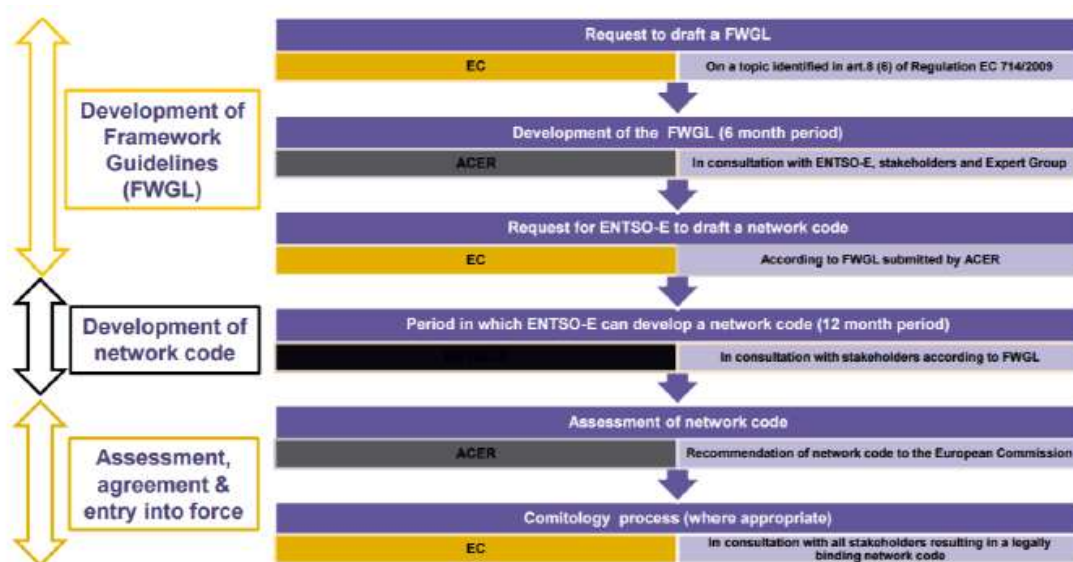


図 1-3 欧州におけるネットワークコードの策定プロセス

出所) ENTSO-E: An Introduction to Network Codes & The Links Between Codes¹²

¹² ENTSO-E: An Introduction to Network Codes & The Links Between Codes
https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/General%20NC%20documents/1404_introduction_to_network_codes_Website_version.pdf

2) 規則(EU)No 2015/1222 の策定・施行プロセス

容量割当と混雑管理に関するガイドライン（規則(EU)No 2015/1222）の策定・施行プロセスは図 1-4 の通りである。EC が ACER に FWGLs の検討依頼を出してから、EU の認可を経て施行するまで、約 5 年を要した。

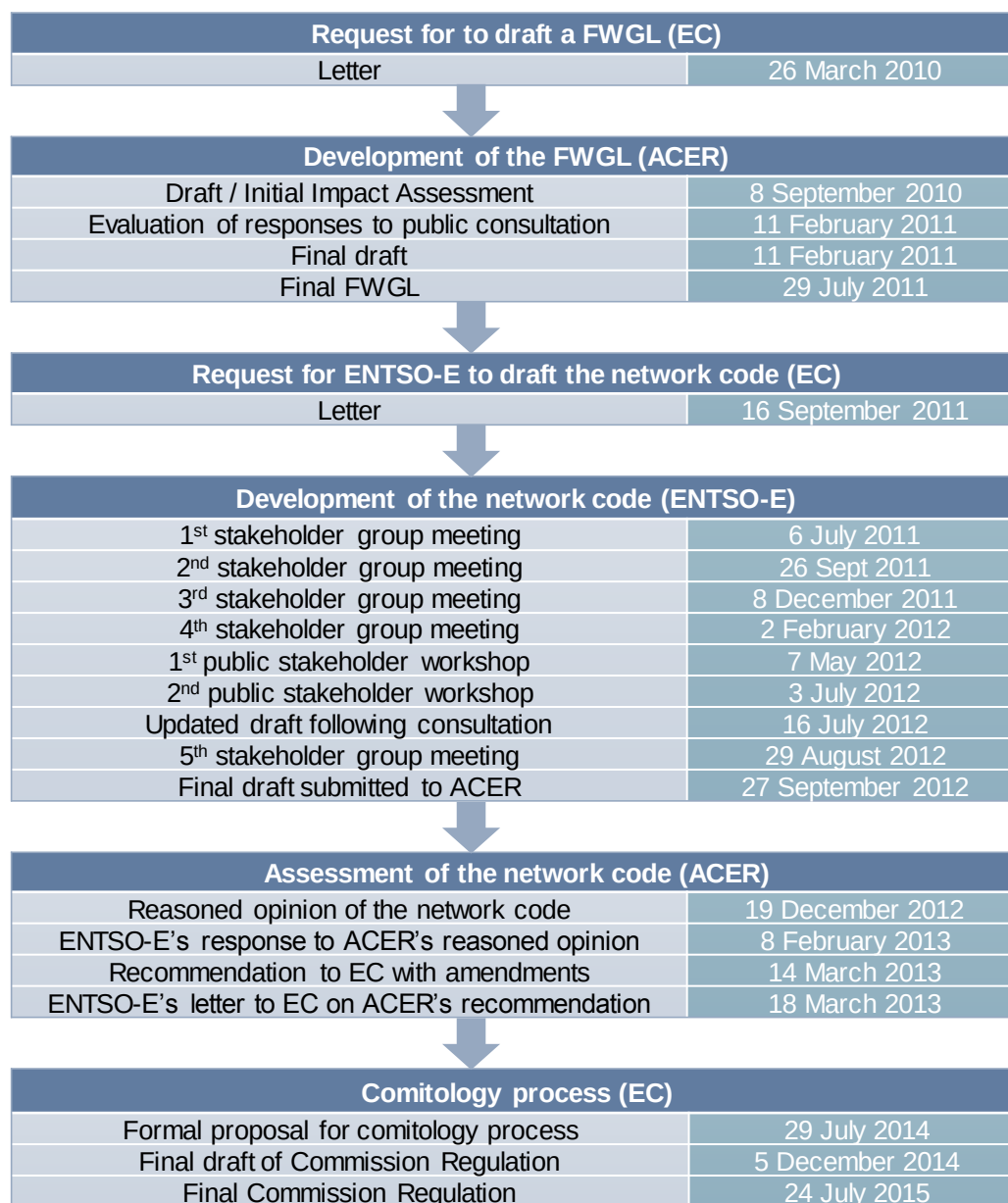


図 1-4 欧州における CACM ガイドラインの策定・施行プロセス

出所) 各種資料より三菱総研作成

3) EU 規則発効後の各国制度への適応期間

EU 指令または規則の発効後に、加盟国が、各国の制度・規則を適応させる作業（各国法規制の変更）には、およそ 10 か月～2 年を要している。

1996 年 12 月 19 日の指令 96/92/EC は、「加盟国は、1999 年 2 月 19 日までにこの指令に適合するために、各国で必要な法律、規則および行政規定を発効しなければならない」と明記している。従って、加盟国には、指令適応のために最長 2 年 2 か月間の猶予が与えられていたことになる。

2003 年 6 月 26 日の規則(EC)No 1228/2003 では、2004 年 7 月 1 日から規則が適用されることが宣言されており、各加盟国は EU 規則への適応（送電権オークションの開始も含む）のために約 1 年間の猶予が与えられていた。また、2009 年 7 月 13 日に規則(EC)No 1228/2003 が規則(EC)No 714/2009 へと改正された際には、各国は約 1 年 8 か月後の 2011 年 3 月 3 日まで適応に向けた猶予が与えられた。

規則(EU)No 2015/1222 は、非常に詳細に記述されており、ほぼそのままの内容で各国の制度に適用可能なものであった。しかし、市場関係者（加盟国、加盟各国の NEMO¹³、TSO および規制当局）間の責任の所在が複雑であった。このため、規則への適用に際して、国によって 2 か月から 26 か月まで、適応期間の差が生じた。

1.2 欧州における連系線の利用ルール

1.2.1 欧州における送電権の概念

欧州の送電権制度設計の検討にあたり、ENTSO-E は、「Transmission Risk Hedging Products -An ENTSO-E Educational Paper」として、市場間で生じる値差をヘッジする際の送電権の取り扱いに関する基礎情報を整理している。

同文献の記述に基づき、送電権と市場間値差のリスクヘッジ商品の概要を以下に記す¹⁴。

(1) 物理的送電権(PTR)

1) PTR の概要

PTR が取引される市場では、発電事業者が地域間で物理的に送電を行うための権利をオークションで取得する。このとき、送電容量の決定と、送電権の割当は TSO が担う。

PTR の使用は use-it-or-sell-it(UIOSI)の原則に基づく。発電事業者が送電権を行使しない場合は、その送電権は市場で売却される。売却価格は地域間の電力価格の値差に相当する。

PTR は基本的に連系線の送電容量を上回らない水準で発行される。ただし、これを上回る状況が発生する場合、TSO は再給電¹⁵、カウンタートレード¹⁶、PTR の削減と所有者への

¹³ Nominated Electricity Market Operator

¹⁴ 以下の説明はすべて「TRANSMISSION RISK HEDGING PRODUCTS -AN ENTSO-E EDUCATIONAL PAPER」に基づく原則であり、実際の市場におけるルール運用の状況とは異なる点も存在する。

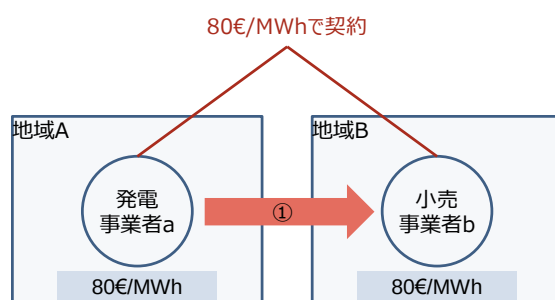
¹⁵ 系統運用者から発電設備に対して出力の調整を要請することにより潮流を調整すること。

¹⁶ ビッディングゾーン間において、連系線混雑を緩和するために、混雑を相殺する方向に潮流を発生させること。

補償等の対応を行うリスクを負う。

2) PTR の取引イメージ

PTR の取引を行う場合、取引を行う地域 A と地域 B の間で連系線の混雑と市場間値差が発生していなければ、契約どおりに売電が行われ、発電事業者は市場価格相当の収入を得る（図 1-5）。



① 発電事業者aは小売事業者bに対して契約価格80€/MWhで売電（+80 €/MWh）

<合計> 発電事業者aは80€/MWhを取得

図 1-5 PTR による取引イメージ（市場間値差が発生していない場合）

出所) 三菱総研作成

地域 A と地域 B の間で連系線の混雑と市場間値差が発生している場合でも、発電事業者は PTR の行使により、契約どおりに小売事業者に対して電力を販売することができる。

(2) 金融的送電権ーオプション(FTR Option)

1) FTR Option の概要

FTR Option はその保有者に対して、地域間の値差に応じて発生するロスをヘッジする権利を保証する。FTR Option の割当はその発行主体が管理し、その取引は前日市場等で行われる。

FTR の原資は、連系線の混雑に伴う地域間値差によって、TSO が獲得する収入（混雑収入）から賄われる。

通常、混雑収入の合計額が FTR Option の支払い金額を上回るように、FTR Option の発行量は調整される。TSO にとっては、例外的に支払い金額が混雑収入を上回ることがリスクになりうる。

2) FTR Option の取引イメージ

FTR Option はその保有者に対して、市場間値差が正の場合に、値差に相当する支払いを保証する。値差が負の場合には権利の行使は不要であり、値差によって生じた利潤は保持さ

れる。市場間値差に応じた FTR Option の収入金額のイメージは図 1-6 のとおり。

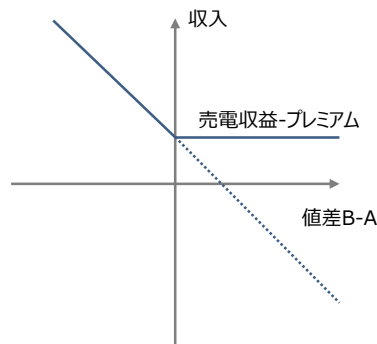


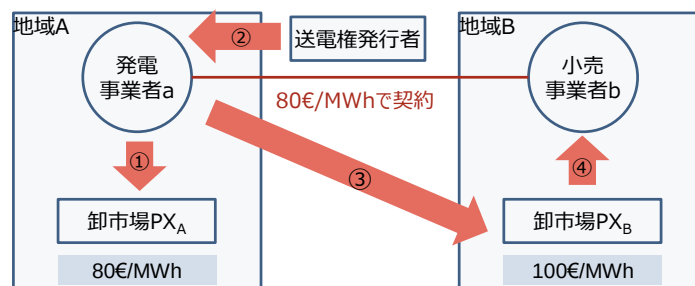
図 1-6 FTR Option による収入

※地域 A から地域 B への売電を想定し、地域 A の発電事業者が FTR Option を取得する場合

※プレミアムとは FTR Option の取得コストを指す

出所) 三菱総研作成

正の市場間値差が発生する状況において、発電事業者は FTR Option を行使した上で、卸電力市場を介して小売事業者に電力を供給することで、契約どおりの売電収入を得られる(図 1-7)。これにより市場間値差によるロスをヘッジすることができる。



- ① 発電事業者aは卸売市場PXAに対して市場価格80€/MWhで売電 (+80 €/MWh)
- ② 発電事業者aはFTR Optionを行使し、発行主体から20€/MWhを取得 (+20 €/MWh)
※ 20€/MWhは地域AとBの市場間値差相当
- ③ 発電事業者aは卸売市場PXBから市場価格100€/MWhで買電 (-100€/MWh)
- ④ 発電事業者aは小売事業者bに対して契約価格80€/MWhで売電 (+80 €/MWh)

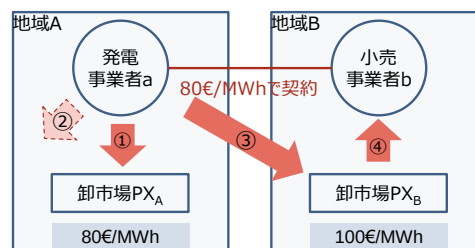
<合計> 発電事業者aは80€/MWhを取得

図 1-7 FTR Option による取引イメージ (正の市場間値差が発生している場合)

出所) 三菱総研作成

物理的送電権（PTR）の金融的ヘッジツールとしての活用

欧州では PTR が use-it-or-sell-it の原則に従うことを利用して、PTR をリスクヘッジのための金融商品とみなして同等の収入を得ることも可能である。この場合、発電事業は送電権を行使せずに売却し、卸電力市場を介して小売事業者に電力を供給することで、契約を満たしつつ、契約どおりの売電収入を得られる（図 1-8）。これにより、市場間値差によるロス进行ヘッジすることができる。このように、use-it-or-sell-it の原則の下で、PTR をリスクヘッジのための商品としても利用可能である。このため、PTR は前述の FTR Option とほぼ等価と考えられている。



- ① 発電事業者aは卸売市場PXAに対して市場価格80€/MWhで売電（+80 €/MWh）
- ② 発電事業者aはPTRを行使せず送電権市場に20€/MWhでPTRを売却（+20 €/MWh）
※ 20€/MWhは地域AとBの市場間値差相当
- ③ 発電事業者aは卸売市場PXBから市場価格100€/MWhで買電（-100€/MWh）
- ④ 発電事業者aは小売事業者bに対して契約価格80€/MWhで売電（+80 €/MWh）

<合計> 発電事業者aは80€/MWhを取得

図 1-8 PTR による取引イメージ（市場間値差が発生している場合）

出所）三菱総研作成

(3) 金融的送電権—オブリゲーション(FTR Obligation)

1) 概要

FTR Obligation も FTR Option と基本的な機能は同様である。ただし、FTR Obligation では、負の値差が発生した場合の取り扱いが、FTR Option の場合と異なる。負の値差が発生した場合、FTR Obligation の保有者は発行主体に対して値差分の支払いをする義務が発生する。

一方向の値差が正であれば、逆方向の値差は必ず負である。このため、FTR Obligation の場合、両方向で発行される FTR Obligation が同量であれば、発行主体による FTR Obligation の支払い金額は相殺される（Netting の原理）。相殺の影響により、FTR Obligation は連系線の送電容量と無関係に発行可能である。

ただし、相殺のバランスが崩れた場合や、FTR Obligation 保有者による負の値差に対する支払いが滞った際に、発行主体による清算が滞るリスクが生じる。このため、清算が滞りなく行われるための保証を行うクリアリングハウスが存在することが望ましい。

2) FTR Obligation の取引イメージ

FTR Obligation はその保有者に対して、市場間値差が負の場合に値差に相当する支払いを行うことを要求する。このため、FTR Obligation の保有者は負の値差の支払いに関するリスクを負う。市場間値差に応じた FTR Obligation の収入金額のイメージは図 1-9 のとおり。

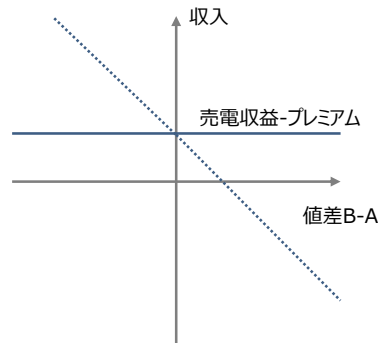


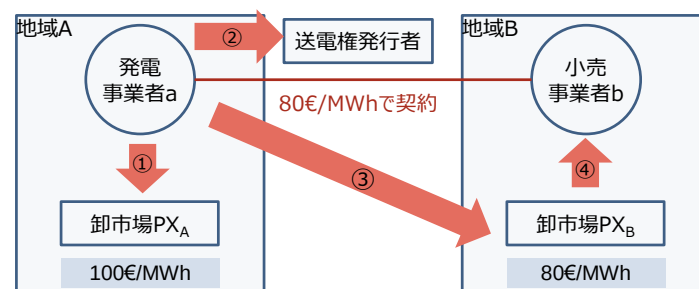
図 1-9 FTR Obligation による収入

※ 地域 A から地域 B への売電を想定し、地域 A の発電事業者が FTR Obligation を取得する場合

※ プレミアムとは FTR Obligation の取得コストを指す

出所) 三菱総研作成

正の市場間値差が発生している場合、FTR Obligation を通じた電力取引は前述の FTR Option の場合と同様である。一方、負の市場間値差が発生する状況においては、発電事業者は FTR Obligation に基づいて、その発行主体に対して市場間値差に相当する金額を支払うことになる。その後、卸電力市場を介して小売事業者に電力を供給することで、最終的に契約どおりの売電収入を得ることになる（図 1-10）。このように市場間値差によるリスクはその正負に関わらず完全にヘッジされる。



- ① 発電事業者aは卸売市場PX_Aに対して市場価格100€/MWhで売電 (+100 €/MWh)
- ② 発電事業者aはFTR Obligationに従って、発行主体に対して20€/MWhを支払い (-20 €/MWh)
※ 20€/MWhは地域AとBの市場間値差相当
- ③ 発電事業者aは卸売市場PX_Bから市場価格80€/MWhで買電 (-80€/MWh)
- ④ 発電事業者aは小売事業者bに対して契約価格80€/MWhで売電 (+80 €/MWh)

<合計> 発電事業者aは100€/MWhを取得

図 1-10 FTR Obligation による取引イメージ（負の市場間値差が発生している場合）

出所) 三菱総研作成

(4) EPAD による市場間値差リスクのヘッジ

上記の各種送電権による市場間値差のヘッジ手法のほか、北欧電力市場等では、地域間値差に関する先物商品として Electricity Price Area Differentials (EPAD)が利用されている。

EPAD は、連系線混雑に伴う地域間値差の発生に備え、卸電力の地域価格とシステム価格¹⁷の値差を決済するための金融商品である。EPAD は通常、先物契約と併用される。市場参加者はシステム価格の変動リスクを先物商品で固定し、地域間値差分のリスクを EPAD によって固定する。EPAD による取引イメージを図 1-11 に示す。

なお、FTR では TSO が発行主体とされるが、EPAD では特定の権利の発行主体は存在しない。EPAD は市場参加者の売り注文と買い注文が一致する場合に限り、原理上は上限なく売玉、買玉が生まれる。注文の合致によって、売玉と買玉が同時に同量発生し、決済期日に同量の売玉、買玉が清算されて消滅する。

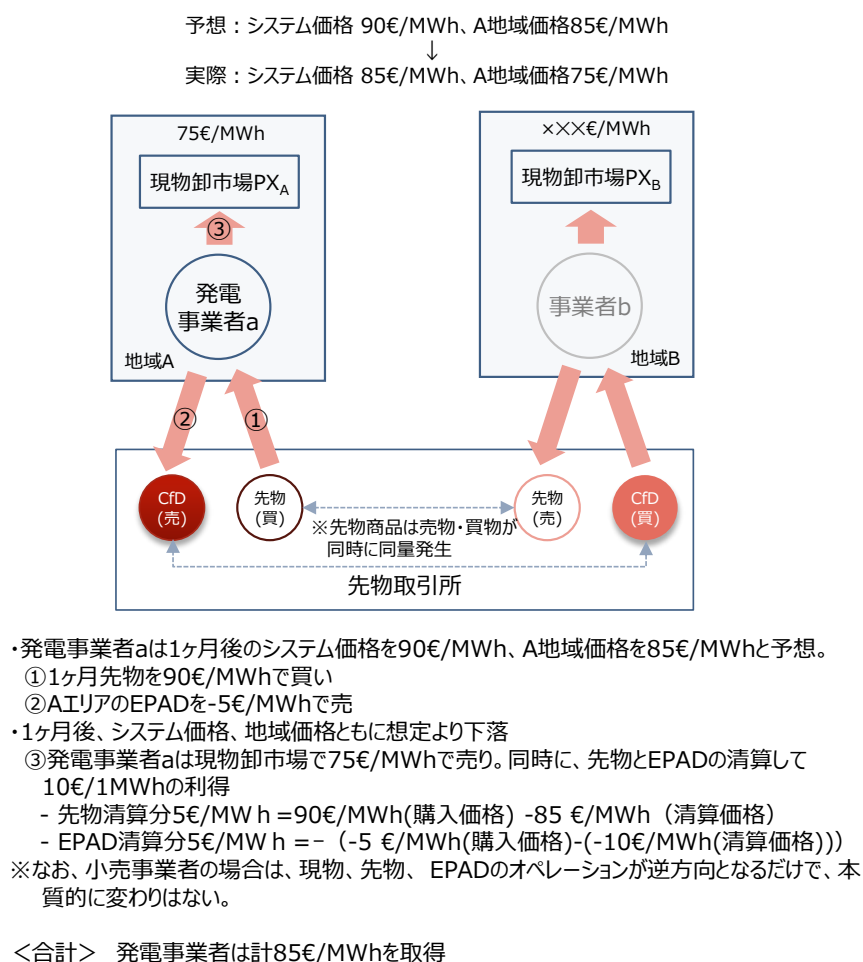


図 1-11 EPAD を用いた取引イメージ

出所) 三菱総研作成

¹⁷ 電力市場のシステムプライスは連系線混雑がない場合の全エリア統一価格

(5) 市場間値差リスクヘッジのための手法の種類

以上を示した市場間値差リスクヘッジのための各手法の特徴を総括すると表 1-2 のとおりである。

表 1-2 市場間値差リスクヘッジのための手法の類型

項目		PTR with UIOSI	FTR Option	FTR Obligation	金融商品 (EPAD とシステムプライス デリバティブ)
送電権の 発行容量	+	—	—	Netting により送電容量を超えうる	送電権とは切り離された概念
	—	原則送電容量を超えない	原則送電容量を超えない	—	
前日市場における 流動性	+	—	すべての地域間送電容量が取引可能	すべての地域間送電容量が取引可能	すべての地域間送電容量が取引可能
	—	流動性があるのは、 行使されなかった権利分のみ	—	—	—
電力の相対取引の との関係	+	前日市場への参加は 必ずしも必要なし	—	—	電力そのものの取引とは 切り離された概念
	—	—	越境での相対取引は直接できない (同等の取引はできるが複雑)	越境での相対取引は直接できない (同等の取引はできるが複雑)	
投資商品として の性質	+	リターンは必ずプラスのため リスクは低い	リターンは必ずプラスのため リスクは低い	オークション価格は安くなる	オークション価格は安くなる
	—	—	オークション価格は高くなる	リターンがマイナスの可能性が あり、リスクは高い	リターンがマイナスの可能性が あり、リスクは高い
リスクヘッジ 効果	+	効果的に値差リスクをヘッジ可能	効果的に値差リスクをヘッジ可能	値差の正負によらず変動を打ち消す	値差の正負によらず変動を打ち消す
	—	—	—	—	—
カウンターパーティ リスク (権利者の損 金支払いの有無)	+	損金支払いはない	損金支払いはない	—	—
	—	—	—	損金支払いの未払いリスク (クリアリングハウスが必要)	損金支払いの未払いリスク (クリアリングハウスが必要)
制度運用における 留意事項	+	権利行使有無に基づく、 柔軟な運用が可能	権利行使有無の管理不要	権利行使有無の管理不要	権利行使有無の管理不要
	—	権利行使有無の管理が必要	—	クリアリングハウスが必要	クリアリングハウスが必要

※ 「+」 行の記述はメリットを、「—」 行の記述はデメリットを表す。

1.2.2 EU における現在の送電容量割当ルール

欧州における送電容量の割当ルールは、EU 規則および ENTSO-E が公表するガイドラインの中で規定されている。短期の割当については、EU 指令に基づき CACM にガイドラインが規定されている。一方、長期の割当については、EU 指令に基づく FCA にガイドラインが規定されている。また、FCA では調和化された割当ルールの策定を指示している。これを踏まえ、ENTSO-E が発行し、欧州全域で採用を進めている HAR の中でもガイドラインが規定、公表されている。これらのルールの全体像は本報告書の 1.1 に示したとおりである。EU レベルのルールは、PTR と FTR の両方に適用されるものであり、特に区別はしていない点に留意する必要がある。

表 1-3 に欧州の国際連系線容量の長期割当ルールの状況を示す。

表 1-3 欧州の国際連系線容量の長期割当ルール（含む施行予定）

国 - TSO		長期的送電権タイプ
オーストリア- APG	チェコ - CEPS	PTRs
オーストリア - APG	ハンガリー- MAVIR	PTRs
オーストリア- APG	イタリア- Terna	PTRs
オーストリア - APG	スロベニア- ELES	PTRs
オーストリア- APG	スイス- Swissgrid	PTRs
ベルギー- ELIA	フランス- RTE	FTR Options
ベルギー- ELIA	オランダ- TenneT TSO B.V.	FTR Options
クロアチア- HOPS	ハンガリー- MAVIR	PTRs
クロアチア- HOPS	スロベニア- ELES	PTRs
チェコ - CEPS	ドイツ- 50 Hertz	PTRs
チェコ - CEPS	ドイツ- TenneT TSO GmbH	PTRs
チェコ - CEPS	ポーランド- PSE	PTRs
デンマーク (DK1) - Eneerginet.dk	デンマーク (DK2) -Eneerginet.dk	PTRs or FTR Options
デンマーク (DK1) - Eneerginet.dk	ドイツ- TenneT TSO GmbH	PTRs or FTR Options
デンマーク (DK2) -Eneerginet.dk	ドイツ-50 Hertz	PTRs or FTR Options
フランス- RTE	ドイツ- Amprion, Transnet BW	PTRs or FTR Options
フランス- RTE	イタリア- Terna	PTRs
フランス- RTE	スペイン- REE	PTRs or FTR Options
フランス- RTE	スペイン- REE	PTRs
ドイツ-Amprion, TenneT TSO GmbH	オランダ-TenneT TSO B.V.	PTRs or FTR Options
ドイツ-Amprion, Transnet BW	スイス-Swissgrid	PTRs
ギリシャ- IPTO	イタリア- Terna	PTRs
ハンガリー- MAVIR	スロバキア- SEPS	PTRs
イタリア- Terna	スロベニア- ELES	PTRs
イタリア- Terna	スイス- Swissgrid	PTRs
ポーランド- PSE	スロバキア- SEPS	PTRs
ポーランド- PSE	ドイツ- 50 Hertz	PTRs
ポルトガル- REN	スペイン - REE	FTRs Options
英国- IFA Interconnector (NGIC)	フランス- IFA Interconnector (RTE)	PTRs
英国- BritNED	オランダ- BritNED	PTRs
英国- East West Interconnector	アイルランド- East West Interconnector	PTRs(※FTR Optionsに移行予定)
英国- Moyle Interconnector	北アイルランド- Moyle Interconnector	PTRs(※FTR Optionsに移行予定)
エストニア- Elering	ラトビア- AST	FTR Options
エストニア- Elering	ルーマニア- Transelectrica	PTRs

※ 青で網掛けされた連系線は、本調査で調査対象とした連系線である。

出所) Allocation Rules for Forward Capacity Allocation (ENTSO-E, June 2016) に基づき三菱総研作成

以降、CACM、FCA、HAR について、容量割当ルールの概略を示す。また、現地調査のヒアリングにおいて得られた関連のコメントを併記する。

(1) 送電容量の割当て方式

各ガイドラインでは送電容量の割当方式に関して表 1-4 のとおり言及されている。容量の割当はオークションプラットフォームにおけるオークションを通じて行われるのが通常である。

表 1-4 欧州の各ガイドラインにおける送電容量の割当方式の概要

ガイドライン	概要
CACM	● 欧州の統合市場において、送電容量は前日、当日の間接オークションに基づいて割当てられる。 ● 容量の直接割当は、標準外商品として扱われるか、または廃止される。 ● TSO は前日、当日時間断面の連系線容量を、系統モデルを構築することにより算出する。
FCA	● 長期の送電容量の割当は単一割当プラットフォーム¹⁸によりオークションを通じて実施される。 ● 割当は最低限年間と、月間の単位で実施する。 ● 割当容量の算出に際して、TSO は系統モデルによる分析を行う。
HAR	● 送電容量は各ビiddingゾーンの割当プラットフォームによるオークション、または送電権の譲渡により割当てられる。割当プラットフォームは、各ゾーンの TSO、TSO が指定する者、国の規則で指定される者のいずれかが務める。 ● 割当プラットフォームは長期の送電容量の割当のため、少なくとも年 1 回の年間容量のオークションと、月 1 回の月間容量のオークションを実施する。

¹⁸ 欧州では送電権の割当を担う組織として欧州連携線共同割当オフィス(JAO)が存在する。JAO は欧州内の 20 の TSO の代理として、27 の国境間の送電権の取引を管理し、そのオークションのためのプラットフォームを提供する。

また、現地調査におけるヒアリングでは、送電権の割当方式に関連して、表 1-5 のコメントが得られている。連系線の容量は各種ガイドラインに規定されるとおり、オークションで割当てられるのが通常である。その容量は利用可能量に関する見通しや関連する各種情報に基づいて定められている。

表 1-5 欧州における送電容量の割当方式に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
OMIP (ポルトガル： 商品取引所)	● オークションにおける FTR の発行容量 (400~500MW 程度) は名目上の送電線容量 (2,500MW 程度) の 20%程度。主な理由は以下の通り。 ✓ FTR の利用ニーズに合わせて発行しているため。現在は両国間のスポット価格値差の発生頻度は小さく、値差のヘッジニーズはそれほど大きくない。 ✓ 連系線事故等による連系線容量削減により、FTR 発行量が実運用容量を上回るリスクを低減するため。
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● 送電権のオークションは JAO で実施される。 ● JAO でのオークションは、TSO が JAO に対して提出する連系線の状況に関する情報に基づいて実施される。 ● 約定後に利用されなかった長期の送電権は、前日市場で取引される。 ● 送電権は、前日に加え、年間、月間でのオークションがなされている。発行する送電権の前提となる NTC(Net Transmission Capacity)は、欧州内の規制により一度定められると引き下げられない。このため、長期の送電権の場合には、その後の不確定要素を踏まえ保守的な値が設定されている。混雑が発生しなかった場合は、前日市場での送電権の発行量が当初想定より多くなることもありえる。なお、年間を超える長期での送電権の取引はなされていない。 ● オークションにかけられる送電権の容量は、計画されている連系線のメンテナンススケジュールを前提として決定されている。大規模修繕が計画されているのであれば、それに相当する送電権はオークションに出さないように調整がなされている。また、不測の事態により想定よりも連系線容量が減少した場合は、送電権の買戻しにより問題を解決する。
Svenska kraftnät (スウェーデン：系統運用者)	● 現状、PTR や FTR といった形で送電権は発行されていない。欧州全域で採用されているアルゴリズムを用いて、前日の間接オークションで物理的な電力取引が行われている。
ACER (規制者調整機関)	● 連系線の利用可能容量については、「年毎の翌年分の計算」、「月毎の翌月分の計算」、「日毎の翌日分の計算 (1 時間毎)」を実施する。 ● 欧州では風力等の出力の予測がしにくい変動電源が多いため、長期の予測をしても精度が低い。利用可能容量の計算は、年、月、日と時間解像度が細くなるに従って精度を上げていく。 ● 欧州ではメッシュ型の系統のため、連系線の利用可能容量が変動しやすい。例えば、オーストリアでは 8 月のバカンスで海岸地域に滞在する人が多く、需要が減少する。このため、連系線利用可能量の変動が起こりやすい。 ● 長期の送電権について、オークションの運営主体として JAO が設立されており、統一的なオークションルールが適用されている。 ● 短期の連系線容量に関する計算は TSO において実施される。他方、連系線容量の割当の主体は NEMO が担う。NEMO は前日市場、当日市場における容量割当を義務付けられている。
EFET (トレーダー団体)	● 送電権の販売に対して TSO が負う義務は国により異なる。EFET としては、すべての TSO は送電権を最大容量まで販売すべきだと主張しているが、反発を受けている。

(2) 発行主体と購入主体

欧州の各ガイドラインは送電権の発行主体、購入主体に関してそれぞれ言及している。それらを整理し概要を表 1-6 に示す。発行の主体となるのは主に TSO である。購入主体については、一定の要件を満たす対象として幅広く規定されることが多く、業種等による制限はかけられない傾向にある。

表 1-6 欧州の各ガイドラインにおける送電権の発行主体、購入主体の概要

ガイドライン	概要
CACM	● 送電権の発行主体、購入主体に関しては言及なし。 ● TSO との連携の下で、欧州内で統合された前日市場、当日市場を運営する主体として各国が NEMO を設置することを指示。
FCA	● 送電権の割当は TSO の構築する単一割当プラットフォーム¹⁹が担う。 ● 送電権市場への参加には単一割当プラットフォームへの登録が必要である。また、オークションに参加し、長期の送電権を取得するためには、各 TSO が EU レベルで調和する形で設計した割当ルールにおける要件を満たすことが必要である。この要件では非差別性と透明性が要求される。
HAR	● 送電権の割当は割当プラットフォーム（TSO または TSO に代わり長期の送電権割当のために設置される組織）が担う。 ● 割当プラットフォームとの間で市場参加に関する契約（割当てルールへの遵守に関する合意）を結んだ市場参加者がオークションや権利移転を通じて送電権を取得することが可能。

また、現地調査におけるヒアリングでは、送電権の発行主体、購入主体に関連して、表 1-7 のコメントが得られている。FTR の取引には電力事業者のみでなく、金融機関・トレーダーの参画も可能とされる。

表 1-7 欧州における送電権の発行主体、購入主体に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
OMIP (ポルトガル：商品取引所)	● FTR 取引には実需プレーヤーと金融機関・トレーダーの双方が参加しているが、参加要件や参加の有り方に、何らかの差異を設けることはない。 ● 二次市場(resale)はもちろん、TSO が発行する一次 FTR の取引にも金融機関・トレーダーが参加して構わない。実際にモルガンスタンレー等が参加している。 ● ただし、一次市場の参加者は比較の実需プレーヤー（電力会社）が多く、二次市場になると金融機関・トレーダーが増える傾向にある。
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● HAR に従って JAO に登録されている小売事業者、発電事業者、金融トレーダーが、長期の送電権オークションに自由に参加できる。 ● 送電権の主な購入者は、年により変わる。例えば、昨年の主な購入者は金融トレーダーであったが、今後は、電気事業者または需要家となる可能性もある。
National Grid（英国：系統運用者）	● 物理的に電気を取引する事業者（発電事業者等）と物理的な取引は扱わない事業者（トレーディング会社等）の双方が取引に参加。

¹⁹ P.20 に記載のとおり JAO を指す。

ヒアリング先	コメント
EFET (トレーダー団体)	送電権の取引について、金融トレーダーの参画は活発ではない。なお、取引参加者の状況は TSO において記録されているが、情報は公開されていない。
EirGrid (アイルランド: 系統運用者)	小売事業者及びトレーダーが取引に参加。

(3) PTR・FTR の定義

欧州の各ガイドラインは物理的・金融的送電権の定義に関して言及している。定義の整理を表 1-8 に示す。PTR、FTR Option、FTR Obligation を対象とした記述がなされることが多い。

表 1-8 欧州の各ガイドラインにおける PTR・FTR の定義

ガイドライン	概要
CACM	送電権の定義についての言及はなし。
FCA	- PTR の所有者は所有する PTR の一部を所定の規則に則って行使することができる。PTR を行使することにより、その所有者はビiddingゾーン内の電力取引のスケジュール登録が可能になる。また、行使されなかった PTR に対しては報酬を獲得することが可能である。 - FTR Option の所有者は、所定の規則に則って、対応する市場間の値差が正の場合に報酬を獲得することが可能である。 - FTR Obligation の所有者は、所定の規則に則って、対応する市場間の値差が正の場合に報酬を獲得することが可能である。 - これらの報酬の金額は以下のとおり決定される。 ✓ 送電容量が間接オークションまたは代替される手段により、前日時間断面で割当てられた場合、報酬金額は市場間の値差とする。 ✓ 送電容量が直接オークションにより、前日時間断面で割当てられた場合、報酬金額は前日オークションでの決済価格とする。
HAR	- PTR については、特定の期間、方向について、その所有者が一定量の電力を物理的に送電する権利と定義されている。 - FTR Option については、特定の期間、方向における 2 つのビiddingゾーン間の前日の市場の容量割当結果に基づき、その所有者が金銭的な報酬を受け取る権利と定義されている。

なお、現地調査においては複数の調査対象者より、use-it-or-sell-it のルール下で運用される PTR は、FTR Option と等価な商品である旨、コメントを得ている。このため、欧州では今後 FTR の導入を進めるにあたり、制度、システムの変更が容易な FTR Option を採用する方向性で議論が進められている。

(4) PTR が利用できなかった場合の取り扱い

欧州では原則的に、発行された送電権により権利保有者が取得すべき権利は確実に (firm に) 履行されることが求められる。これは Firmness の原則と呼ばれる。この原則の下では、割当てた送電権が削減された場合 (Curtailment が発生した場合) には、削減に対する補償が要求される。

欧州の各ガイドラインでは Firmness の原則と補償に関してそれぞれ言及している。それらの概要を表 1-9 に示す。補償の内容は、不可抗力や緊急事態等、その要因によって異なる。

表 1-9 欧州の各ガイドラインにおける Firmness の原則の概要

ガイドライン	概要
CACM	● 緊急事態、不可抗力によって割当てられた送電容量が削減された場合、以下のとおり補償する。 ✓ 間接オークションにより容量が割当てられていた場合、中央決済機関および発行主体は容量の削減による金銭的被害を受けない、または、利益を取得しないこととする。 ✓ 不可抗力、かつ、直接オークションにより容量が割当てられていた場合、割当てに際して支払われた金額が払い戻される。 ✓ 緊急事態、かつ、直接オークションにより容量が割当てられていた場合、対象となる時間軸における対象市場間の値差に相当する金額を補償する。 ✓ 緊急事態、かつ、直接オークションにより容量が割当てられているが、対象となる時間軸における対象市場間の値差が算出されていない場合、割当てに際して支払われた金額が払い戻される。
FCA	● TSO は系統運用の安定性を確保するために、割当てた長期の送電権を削減することが可能である。削減が行われた場合、TSO はその所有者に対して補償を行う。 ● 直流連系線の場合、年間または月間単位で上限を設けることが可能である。上限額は当該連系線で生じる混雑収入の金額を上回る必要がある。 ● 不可抗力により送電権を削減された送電権所有者は権利の取得時に支払った金額に相当する補償を受けることが可能である。
HAR	● 系統運用の安全性確保、不可抗力、緊急事態のために、割当てた連系線容量が削減される場合は、補償を行う。 ● 補償金額の考え方は、そのタイミングが送電権の確定期日前であったか否かによって変化する²⁰。

(5) 送電権の転売・移転の取り扱い

欧州の各ガイドラインでは送電権の転売、移転に関して言及している。概要を表 1-10 に示す。一般的に取得した送電権については、権利の移転や転売が認められる傾向にある。

表 1-10 欧州の各ガイドラインにおける送電権の転売、移転の概要

ガイドライン	概要
CACM	● 送電権の転売、移転についての言及はなし。
FCA	● 単一オークションプラットフォーム²¹に登録された市場参加者は取得した送電権の一部またはすべてを、TSO の定める割当ルールに従って他の市場参加者に移転することが可能。
HAR	● 長期の送電権保有者はオークションの結果公開後、取得した送電権を再割当す

²⁰ 詳細は後述の 1.6.4 のとおり。

²¹ P.20 に記載のとおり JAO を指す。

ガイドライン	概要
	るために割当プラットフォーム（TSO または TSO に代わり長期の送電権割当のために設置される組織）に返却することが可能。返却時の払い戻し金額は再割当時のオークションの限界価格となる。 ● 長期の送電権の保有者はオークションの結果公開後、取得した送電権を市場参加への契約を有する第三者に譲渡することが可能。 ● 移転が行われた場合は単一割当プラットフォームへの通知が必要。

(6) HAR の個別連系線への適用例

HAR を踏まえて、各連系線において個別に容量割当等に関するルールが規定されている。ここでは、英国・アイルランド連系線(EWIC)で規定されている利用ルールの例を表 1-11 に示す。

表 1-11 EWIC の利用ルール概要

項目	概要
容量割当方式の概要	● 送電容量の割当てについては、大きく分けて長期（1 日より長い）、前日、当日の 3 つの区分の下でオークションが行われている。各々の概要は以下のとおり。 <長期のオークション> ✓ 前日より長い取引期間の送電容量を直接オークションにより割当てて。対象となる連系線容量は以下のとおり。 - 利用者にまだ割当てられていない送電容量のうち、運用者が指定する容量。 - 二次市場において再販売される容量。 <前日のオークション> ✓ 前日時間断面における送電容量の割当てを行う。対象となる連系線容量は以下のとおり。 - 利用者にまだ割当てられていない送電容量のうち、連系線の停止や出力抑制によって利用不可とならない容量。 - 二次市場において再販売される容量、または、空おさえ禁止 (use-it-or-sell-it) の原則に基づいて前日オークションに供出される容量。ただし、連系線の停止や出力抑制によって利用不可となるものを除く。 <当日オークション> ● 単一電力市場運用者 (Single Electricity Market Operator) によって間接オークションの下で、当日の送電容量の割当てが行われる。
発行主体 購入主体	● 長期のオークション、前日オークションは TSO である EirGrid が運営する。また、当日オークションの運営も単一電力市場運営者である EirGrid が担う。 ● 送電権の購入主体はルール上明示されていない。ただし、EWIC の利用ガイドラインにおける参加者要件を満たすことが求められる。
送電権の定義	● EWIC は PTR のルールの下で運用されている。ここでの PTR とは、「送電容量の使用者が取得する権利」と定義されている。
送電権が利用できなかった場合の取り扱い	● EWIC においては、送電容量の削減により、取得した権利を行使ができなくなった取得者に対して、一部の例外を除き、送電権価格全額による補償がなされる。

項目	概要
送電権の転売・移転の取り扱い	● EWIC では取得した送電容量を、オークションに再販売することが可能である。 ● EWIC では取得した送電容量を、対象者を特定して移転することが可能である。 ● EWIC では、取得した送電容量が行使されない場合、空おさえ禁止 (use-it-or-sell-it) の原則に基づいて、オークションに供出される。

1.3 欧州における送電権の取り扱い状況

1.3.1 FTR の取り扱い状況

(1) 欧州全体における FTR の考え方

1) FTR の導入状況

欧州において 2017 年 3 月時点で FTR が採用されている連系線はまだ限定的であるが、今後広く FTR を導入すべく検討が進められている。欧州で最初に FTR が導入されたのは、2013 年のスペイン・ポルトガル連系線である。その後、2016 年にフランス・ベルギー連系線で導入された。

また現在、英国・アイルランド間連系線においても 2017 年以降の導入が検討されている²²。FTR Option は EU 規則に則ったものであり、同連系線では以下の理由から積極的に検討が進められている。

- use-it-or-sell-it の原則の下で、PTR が FTR Option と類似していること
- 固定資産を保有しないトレーダーにとっての魅力があり、市場の流動性向上に貢献できること
- FTR Option に関するオークションルール、取引機構が既に存在すること（JAO への参加等）

2) FTR の形式

欧州で導入されている FTR はすべて FTR Option の形式である。欧州では、FTR Option は use-it-or-sell-it の原則下で運用される PTR と等価な商品との認識が共有されており、既存の PTR からの制度変更、関連システムの改修が容易な FTR Option を導入する方向で議論が進められている。表 1-12 に現地調査で得られた FTR の採用動向に係るコメントを示す。

²² EirGrid へのヒアリングによる。

表 1-12 欧州における FTR の採用動向に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
OMIP (ポルトガル：商品取引所)	● 現在、FTR の取り組みは EU 全域に広がりつつあるが、OMIP の FTR はそれらのパイロットプロジェクトとしての役割も果たした。
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● ドイツ・ベルギー間では潮流ベースの電力のやり取りが行われていることから、FTR option の導入が効果的と考えられている。しかし、導入に向けた政治的な圧力はあまりかかっていない。 ● PTR は FTR と比べて従来の容量割当の考え方を反映している。FTR Option は PTR とは概念が異なり、市場間値差のヘッジ商品である。また、FTR Obligation は概念が更に複雑になる。 ● 欧州の送電権割当では、従来の容量割当の考え方を踏襲できる PTR が先に広まった。 ● PTR と FTR Option では利用方法（権利未行使時の取り扱い等）が類似しており、PTR から FTR Option に移行するための準備は比較的容易である。
ACER（規制者調整機関）	● 規制機関である ACER としては PTR にメリットを見出せないため、全面的に FTR の導入を進めたいと考えている。5～10 年後には移行可能ではないかと考えている。しかし、ステークホルダーの立場に応じて多様な意見がある。事業者側は、既存の枠組みである PTR の維持を希望する場合もある。 ● 市場間値差の価格値差がヘッジされる点では FTR も PTR も同様である。両者の大きな違いは、PTR では発電事業者から電力購入者に直接的に電力の販売が可能だが、FTR では発電事業者が電力購入者側の卸電力市場で電力を購入して転売する手間が生じる点である。
National Grid (英国：系統運用者)	● FTR の方が PTR と比べて権利行使の有無に係る判断プロセスがない点では単純と考えられる。IT システムの構築も FTR の方が容易と認識している。今後のルール変更についてはメリット・デメリットを踏まえた判断が必要である。
EirGrid (アイルランド：系統運用者)	● FTR は PTR における権利行使判断のプロセスを介さないことから、PTR よりも取り扱いが容易である。特に FTR Option の場合は、use-it-or-sell-it のルール下における PTR と等価であり、ルール変更の影響も小さい。 ● FTR Obligation については、より複雑化した商品設計がなされることから、欧州では FTR Option を今後採用することが基本的な方針である。

3) FTR の有効期間

欧州では送電権の発行期間は最長 1 年と定められている。その中で、市場参加者のニーズ等を踏まえて、より短期の送電権が発行されている。例えば、スペイン・ポルトガルの FTR Option のオークションを運営する OMIP の場合は、季間、年間の時間軸で FTR Option への入札が実施されている。

4) 不可抗力発生時の補償（ペイバック）の有無と補償範囲

欧州の送電権市場では、送電権の種類(PTR/FTR)に依らず、発行された送電権は金銭的に Firm である（必ず履行される）ことが求められる。これは、CACM および FCA において規定されている Firmness の原則に基づく。

CACM と FCA では、割当てられた送電権が履行されない場合に TSO がその補償を行うことを指示している。指示の概略は以下のとおり。

- 不可抗力や緊急事態により、割当てた送電権が履行されない場合は、その期間について補償を行う【CACM】
- Firmness の履行のためのコストは関連する TSO によりカバーされる。その原資は託送料等により賄われる【CACM】
- 割当てた長期の PTR/FTR が履行されない場合、TSO はその所有者に対して市場間値差に相当する補償をする【FCA】
- 不可抗力により長期の PTR/FTR の削減がなされた場合、TSO はその所有者に対して送電権取得時の支払額に相当する補償をする【FCA】

(2) フランス・ベルギー連系線における FTR の取り扱い

1) 概要

フランス・ベルギー連系線は、フランス(RTE)とベルギー(Elia)が共同運用している連系線であり、380kV 線と 220kV 線が 11 ルート敷設されている。本調査時点での連系容量は約 3,000MW である。

連系線運用は、RTE と Elia が共同で行っていると考えられる。市場運営（容量割当）は、年間および月間オークションについて FTR が導入されている。取引は JAO のプラットフォームを利用して行われている。



図 1-12 ベルギーに関する国際連系線概要図

出所) Elia ホームページ

2) 連系線利用ルールの導入経緯

a. ルール変更の経緯

欧州の電力市場における FTR の導入可能性については、各種ガイドラインやネットワークコードの作成プロセス、または、欧州の送電容量割当ルールの調和化プロセスの中で、各国国内での議論が進められていた。中西欧エリアの TSO（ベルギー、オランダ、フランス、ドイツの TenneT、Amprion、RTE、Transnet、Elia）の場合、パイロットプロジェクトの一環として、市場参加者に対する情報提供を行いながら、ルール変更の動向を注視して割当ルールの調和化作業を進めていた。

この検討の結果として、2016 年 1 月 1 日時点で中西欧エリアにおいて長期の連系線容量割当に関する新たなルールが発表されている。本ルールではベルギー・オランダ間、フランス・ベルギー間において、関連する規制機関の承認以降は、既存の use-it-or-sell-it の原則の下での PTR ではなく、FTR Option を採用することを定めている。この FTR Option は JAO の運営する直接オークションの下で市場参加者に割当てられる。

上記の経緯及び、その他の公開情報から把握できるフランス・ベルギー連系線利用ルールの変遷を表 1-13 に整理する。当初は先着優先方式であったが、2006 年に PTR を導入した。また当該地域は EU の中でも市場統合が早く進み、2006 年には 1 日前市場における間接オークションが導入されている。2016 年 1 月に、年間・月間送電権について PTR は廃止され、FTR Option に移行した。

表 1-13 フランス・ベルギー連系線の利用ルールの変遷

時期	動向
2005 年以前	● 容量割当は先着優先方式で行われていた。 ● 他方、2003 年の規則(EC)No 1228/2003 は、原則として直接オークション等の導入を各連系線に求めた。
2006 年 1 月	● 直接オークション（PTR）を年間・月間・日間の 3 種について導入。 ● 併せて、長期固定電源への優先割当を廃止。 ● 2015 年に 12 月に実施された 2016 年 1 年物 PTR 入札には 20 社近くが参加。
2006 年第 3 四半期	● Elia（ベルギー）・RTE（フランス）・TenneT（ドイツ）の市場結合(market coupling)を進め、1 日前市場については間接オークションを導入。 ● 一方、年間および月間送電権については直接オークション(PTR)を維持。
2009 年	● 規則(EC)No 714/2009 により、更なる市場メカニズムの活用を義務化（1 日前市場については間接オークションを義務化した）、仏白連系線はすでに導入済）。
2010 年 11 月	● 市場結合を CWE 地域（Central West Europe、フランス、ベルギー、ルクセンブルク、オランダ、ドイツ）に拡大。
2015 年	● 7 月に” Allocation Rules for Forward Capacity Allocation” の適用を両国規制当局に申請（ENTSO-E が策定した Allocation Rule をほぼ踏襲）。 ● 秋に両国規制当局が FTR の導入を認可
2016 年	● 年間・月間送電権について、直接オークションを廃止し、FTR Option を導入

出所) Elia ホームページ

APX Energy Viewpoints Winter 2005/06, Market-Based Congestion Management on Belgium's Borders

Deliberation of the ERC of 15 October 2015 approving the rules on long-term capacity allocation by explicit auctions

b. 施行準備と経過措置

フランス・ベルギー連系線の利用ルールの施行準備に関する詳細は不明であるが、スペイン・ポルトガル連系線と同様に、欧州にて最も早期に FTR が導入されたこともあり、その導入（PTR から FTR への移行）には長期間にわたる協議が行われた。

c. ルール変更に伴う課題

ルール変更に伴う課題の有無については、文献調査や現地調査では有意な情報を得ることはできなかった。

3) 送電権取引の状況

フランス・ベルギー連系線における FTR Option のオークション結果はエラー! 参照元が見つかりません。、エラー! 参照元が見つかりません。のとおり。総募集容量(MW)に対してフランス⇒ベルギー方向では 10 倍前後、ベルギー⇒フランス方向では 10 倍以上の応札が存在することが多い。フランス⇒ベルギー方向の約定価格は 0.5~1.0€/MWh 前後を推移している。ベルギー⇒フランス方向の場合は 1.0€/MWh 前後の月が多いが、最大 10.2€/MWh の値を示す。両方向ともに後述のスペイン・ポルトガル連系線の場合よりも高い水準に位置する。なお、二次市場の取引状況については、情報は公開されていない。

表 1-14 フランス・ベルギー連系線における FTR Option のオークション結果
(フランス⇒ベルギー)

		利用可能 容量 (MW)	再販容量 (MW)	総募集 容量 (MW)	総応札 容量 (MW)	約定価格 (€/MWh)	応札者 数	落札者 数
年間	2016 年	1,450	-	1,450	10,871	0.96	30	15
月間	2016 年 1 月	313	300	613	5,080	0.51	23	13
	2016 年 2 月	325	300	625	5,393	0.26	22	12
	2016 年 3 月	325	360	685	4,888	0.35	19	12
	2016 年 4 月	200	300	500	4,858	0.46	27	13
	2016 年 5 月	238	360	598	5,522	0.71	23	8
	2016 年 6 月	238	520	758	6,950	1.26	26	11
	2016 年 7 月	263	310	573	6,358	0.52	25	15
	2016 年 8 月	263	310	573	5,903	0.73	22	13
	2016 年 9 月	200	150	350	2,748	0.31	20	11
	2016 年 10 月	263	200	463	5,717	1.07	24	9
	2016 年 11 月	238	250	488	6,300	0.86	25	14
	2016 年 12 月	313	330	643	8,572	0.91	29	17

出所) Joint Allocation Office におけるオークション集計結果より三菱総研作成

表 1-15 フランス・ベルギー連系線における FTR Option のオークション結果
(ベルギー⇒フランス)

		利用可能 容量 (MW)	再販容量 (MW)	総募集 容量 (MW)	総応札 容量 (MW)	約定価格 (€/MWh)	応札者 数	落札者 数
年間	2016 年	200	-	200	3477	1.25	28	6
月間	2016 年 1 月	475	18	493	4,170	0.98	23	11
	2016 年 2 月	550	18	568	4,613	1.21	20	11
	2016 年 3 月	450	18	468	4,013	0.95	19	10
	2016 年 4 月	200	18	218	2,893	0.65	26	11
	2016 年 5 月	250	18	268	3,036	0.31	20	10
	2016 年 6 月	250	18	268	3,361	0.2	22	10
	2016 年 7 月	200	18	218	3,234	0.37	25	6
	2016 年 8 月	200	18	218	2,685	0.42	20	8
	2016 年 9 月	200	-	200	1,787	1.26	19	9
	2016 年 10 月	200	-	200	2,942	1.06	23	6
	2016 年 11 月	500	-	500	3,743	6.08	22	13
	2016 年 12 月	600	-	600	4,122	10.2	20	9

出所) Joint Allocation Office におけるオークション集計結果より三菱総研作成

(3) スペイン・ポルトガル連系線における FTR の取り扱い

1) 概要

スペイン・ポルトガル連系線は、スペイン(REE)とポルトガル(REN)が共同運用している連系線であり、本調査時点での連系容量は約 2,500MW である。連系線容量は、1 日前の間接オークションにより割当てられている。そのヘッジ手段として、年間および月間の FTR Option が導入されている。FTR Option の取引は OMIP で行われている。OMIP はリスボンに本部を持ち、イベリア半島の電力デリバティブ商品の市場取引を管轄する。一方、スペインに本部を持つ OMIE はスポット市場の取引を管轄している。OMIP はクリアリングハウスである OMIClear と連携して市場を運営する。OMIP におけるデリバティブ取引の状況は OMIClear に共有され、市場の管理がなされる。関係各社の関係性は図 1-13 のとおりである。



図 1-13 スペイン・ポルトガルの市場運営構造

出所) 各社公開資料より三菱総研作成

2) 連系線利用ルールの導入経緯

a. ルール変更の経緯

2007年までスペインとポルトガルには、それぞれ独自に機能する2つの電力スポット取引市場が存在した。当初、ポルトガルの発電環境が特殊であったことと、密な送電網が構築できていなかったことから、両国間の電力取引は低調であった。

しかし、2007年の連系線の大規模改修後、スペインのスポット市場運用者である OMIE はイベリア半島の電力市場を単一の市場として位置づけた。この市場では、混雑が発生していない場合は両国の市場価格が一致し、混雑発生時にはスペイン、ポルトガルの両ビディングゾーンへの市場分断が発生する。

2007年以降、長期的な相対取引に対応するために、スペイン TSO の RED とポルトガル TSO の REE は、年間および月間の PTR の提供を開始した。この時点では、日々の価格変動をヘッジする金融商品は提供されておらず、長期の PTR として割当てられた連系線容量の一部のみがリスクヘッジに活用できた。

その後、2013年12月に、イベリア半島のデリバティブ取引運用者 OMIP が初めて FTROption をオークションにかけた。当初の取引容量は 200MW であったが、その後両方向で 400MW の水準に増加している。

OMIP へのヒアリングによれば、FTR Option の導入は規制機関²³からの要望に基づくものであり、より市場流動性の高いスペインからポルトガルへの市場参画を促す目的があったとされる。また、OMIP の FTR Option は、EU における FTR のパイロットプロジェクトとしての役割を果たしている。

上記の経緯及び、その他の公開情報から把握できるスペイン・ポルトガル連系線利用ルールの変遷は表 1-16 のとおりである。かつては緊急時融通を主眼とした運用方式だったが、2006年に両国の市場結合が行われ、連系線容量は1日前の間接オークションで割当てられることになった。その後、両国および EU の間で FTR 導入に向けた議論が長期間²⁴にわたって行われ、2014年に欧州初の FTR 導入に踏み切った。

²³ ヒアリングでは明言されていないが、欧州全体を管轄する ACER や、スペインのエネルギー規制当局である Comión Nacional de Energía(CNE)、ポルトガルのエネルギー規制当局である Entidade Reguladora dos Servicos Energéticos(ERSE)等による議論に基づくと考えられる。

²⁴ 両国電力市場で間接オークションが導入されたのが 2006 年である一方、FTR が導入されたのは 2013 年 12 月である。この期間は両国の間で送電権の商品設計に関する同意に至っていなかった。最終的に OMIP が商品モデルの設計を担い、両国の規制機関等との調整を踏まえ、Option 型の FTR が導入されるに至った。

表 1-16 スペイン・ポルトガル連系線の利用ルールの変遷

時期	動向
2005 年以前	● 両国独自のルールに基づいて利用ルールが定められていた。 ● 取引量の拡大よりも、両国の供給安定性確保に主眼。
2005 年	● 連系線利用に関する利用者のリスク軽減策として、OMIP が差金決済取引(CfD)の可能性に言及。同時に PTR にも言及するも、まずは空容量の一部にのみ導入を提言。
2006 年	● MIBEL の本格運用開始により、両国の市場結合を実施（MIBEL は前日および当日市場を管理する両国の単一市場として機能）。 ● 前日市場は間接オークションとなり、連系線混雑が発生すると市場分断を実施。 ● 当時、長期容量割当方式として PTR が検討されていたようだが、結局マーケットメカニズムを活用した長期容量割当方式は、この時点では導入されず。
2013 年	● 両国規制当局が FTR の導入を認可
2014 年 1 月	● 年間・季間・月間送電権について、FTR Option を導入。

出所) 各種資料より三菱総研作成

b. 施行準備と経過措置

2006 年にスペインとポルトガルの市場結合が行われ、スポット市場が間接オークション方式となった際の議論や経過措置については、現地調査を通じても状況を確認することは出来なかった。ただし、現地ヒアリング先の OMIP によると、当該連系線はもともと緊急融通用に形成された経緯があり、商業取引による活用は 2006 年時点でも活発ではなかったとのことである。従って、既往権利者に対する保護等の課題は重要ではなかった可能性がある。

両国電力市場で間接オークションが導入されたのは 2006 年、FTR が導入されたのは 2014 年である。この間に、両国の間で送電権の商品設計に関する議論が長きに渡って行われたが、同意には至らずにいた。最終的には、両国規制当局の要望（流動性の高いスペインからポルトガルへの電力取引を促進したい）や、FTR 導入を実現したい EU 当局の意向を踏まえて、OMIP が商品モデルの設計を担い、Option 型の FTR が導入されるに至った。

取引制度変更に伴うシステム開発に関して、2006 年の間接オークション導入時の状況について現地調査を通じても状況を確認することは出来なかった。他方、OMIP によると、FTR 導入に係るシステム開発（トレーディングとクリアリング）については、既存のシステムを活用することから、開発期間は数か月程度であり、開発コストも過大なものではなかったとのことである。導入後のシステム維持費として年間 10～15 万ユーロ程度を要しているとのコメントであった。

c. ルール変更に伴う課題

連系線利用ルール見直し時の混乱や課題発生の有無、係争事案の有無は確認できなかった。なお、現在でも連系線の容量割当にあたっては、原子力等の長期固定電源への特別な取り扱い等は存在しない。スペインでは 7,000MW 程度の原子力発電所が稼働している。前日市場において原子力発電は他の電源と同様に扱われ、特別扱いはされていない。このため、最低価格で入札をすることで、稼働を継続する措置がとられている。スペインでは、需要が低く、約定価格がゼロの時間帯であり、「風力発電、原子力発電の双方が最低価格の入札であった場合でも、風力発電を原子力発電に優先して抑制するルールが存在する」とされている²⁵。

3) 送電権取引の状況

スペイン・ポルトガル連系線では、年間、季間の FTR が取引されている（月間は存在するとされるが、OMIP から取引情報が公開されていない）。これらは契約期間に渡って一定量を購入するベース商品である。2014 年 12 月時点で、両国間には 10 ルートの連系線が存在し、最大送電容量は約 2,500MW である。一方、表 1-17 のとおり、FTR として取引されている量は年間商品で 100-300MW、季間商品で 200-500MW 程度である。

表 1-17 スペイン・ポルトガル連系線における FTR Option のオークション結果

		FTR 割当量 (MW)	FTR 価格 : E⇒P (€/MWh)	FTR 価格 : P⇒E (€/MWh)
2014 (季間)	1Q	200	0.26	0.16
	2Q	300	0.21	0.15
	3Q	400	0.06	0.16
	4Q	400	0.10	0.15
2015 (季間)	1Q	400	0.18	0.12
	2Q	300	0.03	0.07
	3Q	300	0.03	0.04
	4Q	300	0.05	0.07
2016 (季間)	1Q	500	0.05	0.09
	2Q	300	0.04	0.05
	3Q	100	0.04	0.04
2015 (年間)	Year	100	0.50	0.10
2016 (年間)	Year	300	0.04	0.08

注) E : スペイン、P : ポルトガル

出所) OMIP ホームページより三菱総研作成

²⁵ 本来、欧州では再生可能エネルギー電源に対して優先給電が与えられている（ただし技術的制約がある場合を除く）。スペインでも同種の法律(RD66/2007)が存在するが、現地ヒアリングでは上記のようなコメントが得られた。なお、現在ドラフトが提示されている改正欧州指令(REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the electricity market)案第 11 条では、優先給電のために連系線の安定運用が損なわれてはならない、との 1 文が追加されている。

また、表 1-17 を基にオークション結果の推移を示すグラフを作成した。これを図 1-14 に示す。FTR Option の価格は、取引の始まった 2014 年は 0.10€/MWh 以上だったが、2015 年以降は下落傾向にある。なお、二次市場の取引状況に関する情報は公開されていない。

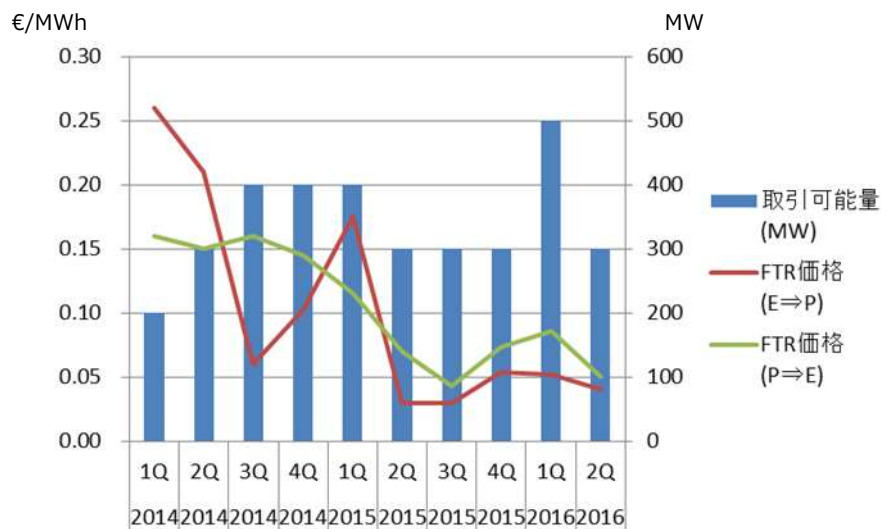


図 1-14 スペイン・ポルトガル連系線における FTR Option のオークション結果の推移

出所) OMIP ホームページより三菱総研作成

また、OMIP へのヒアリングによれば、同連系線でのオークションにおける FTR の発行状況に関して表 1-18 のコメントが得られている。

表 1-18 スペイン・ポルトガル連系線における FTR 発行状況（OMIP ヒアリングより）

- FTR の入札は四半期、年間の時間軸で実施される。両者を合計して 1 年で 500MW 程度の FTR Option が発行されている。
- 連系線の設備容量は 2,500MW であり、FTR Option の発行量はその 20%にあたる。発行量が 20%にとどまる理由は以下の 2 点である。
 - ✓ Curtailment（割当後の送電容量削減）のリスクの回避が求められること。
 - ✓ 連系線混雑の発生頻度が低く（取引時間全体の 10%以下）、値差のリスクヘッジの必要性が小さいことから、FTR の需要が限定的であること。
- FTR の発行容量は 500MW であるが、連系線の総容量 2,500MW は間接的オークションの下で物理的な割当がなされている。相対取引はなされていない。

これらのオークションに関して、参加社数は公表されていないが、各取引で 10 社前後が約定している。OMIP へのヒアリングによれば、OMIP の市場には 68 の企業、団体が参加しており、参加企業は以下の 5 種に分類可能とのことであった。

- イベルドロウラ等のユーティリティ事業者
 - より小規模な電力小売事業者
 - BP、Shell 等のグローバル展開するエネルギー企業
 - コモディティビジネスやファンド運営を行う金融機関（北米企業も含む）
- ※ これらの企業は市場に流動性を持たせる効果を有する
- マーケットメイカー（トレーダー）

(4) FTR の事例比較

前述したスペイン・ポルトガル連系線、フランス・ベルギー連系線においては既に FTR が施行されている。これらに関する比較を表 1-19 に示す。

表 1-19 欧州における FTR の比較

		スペイン・ポルトガル	フランス・ベルギー
形式		FTR Option	FTR Option
取引単位		年間、季間、月間	年間、月間
取引方法		OMIP におけるオークション	JAO におけるオークション
取引参加者		OMIP の登録者 (小売事業者、発電事業者、銀行、ヘッジファンド等の金融会社)	JAO の登録者 (小売事業者、発電事業者、金融トレーダー)
取引 価格	2016 年間	スペイン⇒ポルトガル：0.04€/MWh ポルトガル⇒スペイン：0.08€/MWh	フランス⇒ベルギー：0.96€/MWh ベルギー⇒フランス：1.25€/MWh
	季間/月間 2016	スペイン⇒ポルトガル（季間）： 0.04~0.05€/MWh ポルトガル⇒スペイン（季間）： 0.04~0.09€/MWh	フランス⇒ベルギー（月間）： 0.26~1.26€/MWh ベルギー⇒フランス（月間）： 0.20~10.20€/MWh
割当 量	2016 年間	スペイン⇒ポルトガル：300MW ポルトガル⇒スペイン：300MW	フランス⇒ベルギー：1,450MW ベルギー⇒フランス：200MW
	季間/月間 2016	スペイン⇒ポルトガル：100~500MW ポルトガル⇒スペイン：100~500MW	フランス⇒ベルギー（月間）：350~758MW ベルギー⇒フランス（月間）：200~568MW
混雑収入（オークション収入を含む）の取り扱い		● 原則的に EU 内の規則に基づき、「連系線のメンテナンス」、「連系線の増強」、「再給電・カウンタートレードの原資」、「送電サービス利用料の低減（その他の目的での利用後に余剰が生じた場合）」に用いられる。 ● OMIP からのヒアリングによれば、実務的には FTR Option への支払い原資としても活用されている。	

注) スペイン・ポルトガルの取引価格、割当量は第 3 四半期までのデータより集計

出所) Joint Allocation Office におけるオークション集計結果等より三菱総研作成

1.3.2 PTR の取り扱い事例

(1) 英仏連系線における PTR の取り扱い事例

1) 概要

英仏連系線(IFA)は 1986 年 1 月以降、英仏間の電力取引を担っている。送電容量規模は英仏の双方向に対してそれぞれ 2,000MW ずつである。

IFA の容量割当は、市場メカニズムに基づく PTR の直接オークションに基づいて実施されている。オークションは、透明性が高く公平な混雑管理の実現を目指すものであり、年間、季間、四半期、月間、週間、前日、当日の時間フレームを採用している。

IFA は英国の National Grid とフランスの RTE の間で 50:50 の比率で保有されている。運用の主体も両社である。

IFA の短期の容量割当は、欧州の規則(EC) No 1228/2003 (連系線電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則) を踏まえて制定された利用ルールである「IFA Access Rules」に基づき運営されている。本ルールについては、2017 年 1 月に最新版であるバージョン 11 が発行されている。また、長期の容量割当については、ENTSO-E の発行する FCA に基づき運営されている。FCA には、IFA を対象にした特別なルールも規定されている。

2) 連系線利用ルールの導入経緯

a. ルール変更の経緯

公開情報から把握できる IFA の利用ルールの変遷は表 1-20 のとおりである。建設以降 2001 年まで、IFA は仏電力(EDF)による独占的な利用契約が結ばれていた。しかし、2001 年 3 月に EDF の長期契約が終了したことに伴い、PTR に基づき、他社にも開かれた市場オークションへ移行している。以降のルール変更については、EC 規則への適合を目指して進められており、特に長期の容量割当については、ENTSO-E の発行する FCA に基づいて運用されている。

IFA では、英国の電力市場構造を考慮して PTR が採用された。National Grid へのヒアリングによれば、当時の英国電力市場は、プール市場下で pay as bid 方式の取引が行われていた。このため、電力の市場価格が一意に定められず、PTR の導入に必要となる市場間値差を定義できなかった (現在のオークションは pay as cleared 方式である)。

表 1-20 英仏連系統(IFA)の利用ルールの変遷

時期	動向
～2001 年	● 仏電力(EDF)に対してのみ排他的に長期の利用契約が結ばれていた。
2001 年 4 月	● 2001 年 3 月に EDF の長期契約が終了することに伴い、他社にも開かれた容量割当ルールを採用。
2009 年 10 月 1 日	● RTE と National Grid が規則(EC)No 1228/2003（連系統電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則）を踏まえた新たな利用ルール「IFA Access Rules」を施行。
2012 年 1 月 1 日	● 「IFA Access Rules v8」を施行。 ✓ 規則(EC) No 714/2009（連系統電力取引のネットワークへのアクセス条件に関する規則）における混雑管理ガイドラインに従うように改正。
2014 年前半	● 「IFA Access Rules v9」を施行。 ✓ 本ルールにおいて、前日市場における間接オークションの導入について言及（欧州のターゲットモデルでは、TSO に対して 2014 年までに前日市場の地域間容量割当を間接オークションとすることを要求）。
2016 年 7 月 1 日	● 以降、長期（年間、月間）の送電容量割当については、ENTSO-E は EU 内の利用ルール調和化のために発行した「長期送電線容量の割当ルール」に従う。 ● 短期の割当については、「IFA Access Rules v10」を施行。
2017 年 1 月	● 直近の状況変化を踏まえた「IFA Access Rules v11」を施行。

出所) RTE、National Grid、Ofgem ウェブサイト

b. 施行準備と経過措置

National Grid へのヒアリングによれば、連系統の利用を市場開放するにあたっては、影響の及ぶ関係者との間で長期間²⁶に渡るコミュニケーションの下で了承がとられた。また、透明性の高いコンサルテーションプロセス²⁷を経ることによって、業界側の意見も反映したルールが策定されている。

また、既存契約に関する経過措置は存在しない。利用ルールの変更は、欧州で英国が電力市場を先行的に自由化する中で進められた取り組みであり、市場独占の打開を目的としたものであった。このため、影響を受ける関連諸国もその意向に従わざるをえなかった。

c. ルール変更に伴う課題

National Grid へのヒアリングによれば、連系統利用ルールの変更は英国に向けて原子力発

²⁶ National Grid ヒアリングでは長期とのことであったが、具体的な期間については不明。

²⁷ 規制当局によるパブリックコメント募集とその回答の公表等。

電による送電を行っていた EDF にとって望ましいものではなかった。しかし、上述のとおり、この取り組みは欧州における電力市場自由化の流れの中で実施されたものであり、EDF もその変更に従った。EDF では、電力取引を通じて連系線利用に基づくもの以外の収入を確保する等の対策を取り、ルール変更による影響に備えた。

一方、英国側では、ルール変更に関する大きな議論は生じなかった。2001 年当時、IFA の利用は電力価格の安いフランスから英国への送電がほとんどであり、英国側から IFA を利用するニーズが小さかったためである。

3) 送電権の取引状況

IFA では年間、季間、月間の単位で長期の送電権の割当が行われている。表 1-21 に 2016 年末のオークションスケジュールの例を示す。

表 1-21 英仏連系線(IFA)における長期の送電権のオークションスケジュール

Month	Product	Direction	Date of Auction	Time (CET)*	Capacity (MW)
November	Calendar Year 2017 (I)	FR-GB	Wednesday 2 – Thursday 3	13:00 - 12:59	225
		GB-FR			225
	Calendar Year 2017 (II)	FR-GB	Wednesday 9 – Thursday 10	13:00 - 12:59	225
		GB-FR			225
	December (I)	FR-GB	Tuesday 22 – Wednesday 23	13:00 - 12:59	150
		GB-FR			150
	Calendar Year 2017 (III)	FR-GB	Wednesday 23 – Thursday 24	13:00 - 12:59	225
		GB-FR			225
	December (II)	FR-GB	Thursday 24 – Friday 25	13:00 - 12:59	150
		GB-FR			150
	Calendar Year 2017 (IV)	FR-GB	Wednesday 30 – Thursday 31	13:00 - 12:59	225
		GB-FR			225
December	January (I)	FR-GB	Tuesday 13 – Wednesday 14	13:00 - 12:59	100
		GB-FR			100
	January (II)	FR-GB	Tuesday 20 – Wednesday 21	13:00 - 12:59	100
		GB-FR			100

※ 2016 年末のスケジュール

出所) National Grid ホームページ (IFA LONG TERM AUCTION TIMETABLE 2016)

表 1-21 に示されるとおり、IFA では双方向に対して等しい容量の送電権がオークションにかけられている。オークションにかけられる送電権の容量は対象とする商品の期間や時期によって異なる。その規模は 100~225MW 程度で推移している (IFA の定格容量は双方向に 2,000MW ずつ)。

また、英仏間の連系線利用量の推移を整理すると図 1-15 のとおりである。基本的に IFA ではフランスから英国への送電が大半を占める。しかし、2016 年後半には英国からフランスへの送電が減少し、フランスから英国への送電が増加している。これは IFA のケーブル故障による容量削減と、フランスにおける原子力発電の安全点検による影響である。

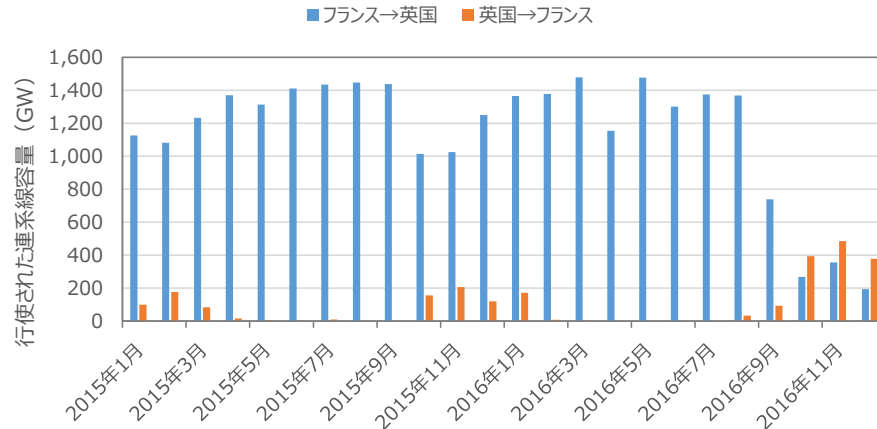


図 1-15 英仏連系線（IFA）における連系線利用状況（月間合計）

出所）RTE ホームページより三菱総研作成

なお、IFA における PTR が行使されなかった場合には、当日市場で再販売されるように IFA のアクセスルールにて指示されている。したがって、未行使の送電権は当日市場のオークションにかけられることになる。二次市場の取引状況について情報は公開されていない。

(2) 英国・アイルランド連系線における PTR の取り扱い事例²⁸

1) 概要

英国・アイルランド連系線(EWIC)は、アイルランドの TSO である EirGrid が 100%の投資を行って 2013 年に建設された。容量 500MW の高圧直流の海底/地下連系線であり、利用率 98%を目指して運用されている。このプロジェクトは、2012 年 12 月から商業運転されている。これにより市場参加者は、アイルランド（SEM 市場）および英国（BETTA 市場）間の両方向で電力を取引できるようになった。

EWIC は EirGrid により運用されている。オークション市場についても、アイルランドの単一電力市場運営者(Single Electricity Market Operator)である EirGrid により運営されている。

EWIC の容量割当は直接オークションと間接オークションを組み合わせた PTR の販売による。直接オークションについては、オークションのプラットフォームが提供され、年間、半年間、3 か月間、月間、前日に至るタイムフレームで PTR のオークションが実施される。

間接オークションの場合、単一電力市場運営者が毎日運営しており、市場参加者は単一の取引で、EWIC の容量および電力を購入することができる。EWIC は需要家へ送電容量を提供するほか、EirGrid および National Grid にアンシラリーサービスを提供するために使用されている。

EWIC は規制対象の連系線であるため²⁹、その建設・運転中に EirGrid に生じた費用はす

²⁸ 英国・アイルランド連系線では 2017 年に FTR を導入予定である。

²⁹ 収入の一部は、アイルランドの特定のオンショア送電料金の支払者からの補助金で負担される。これはマーチャント連系線としての傾向も示している。

べて系統利用の手数料を通じて最終需要家から回収される³⁰。また、送電権のオークションに基づいて連系線から得た収入は、EC 規則に従って、発行された割当容量の保証と、連系線容量の保守、増強に用いられる。

IFA と同様に、EWIC は 2015 年に開設した英国の容量市場への参画が認められている³¹。EWIC は 2015 年のオークションには入札しなかったが、2016 年のオークションでは 151.5MW の容量で承認を得ている。この容量は定格出力を下げた(de-rated)容量で 2016 年のオークションの事前許可を得た。この容量は将来的な潮流、系統マージン、ピーク需要および技術的可能性等の要因に基づいて、連系線容量を下方修正した数値である。

英国の容量市場のほか、アイルランドの容量報酬メカニズム(capacity remuneration mechanism)に EWIC が参画することも可能である。EWIC を通じてアイルランド市場へ電力が輸入されている時間帯では、登録された潮流量に基づいて、容量に対する報酬とシステム限界価格に相当する収入を得ることができる。一方、アイルランドから英国へ電力を輸出している時間帯では、逆に容量に対する支払い金額と、システム限界価格が徴収される。容量市場の概念は、SEM 市場が I-SEM 市場に移行した際も継続する。また、EWIC は 2017 年に実現されるアイルランド容量市場への参加を認められている。

2) 連系線利用ルールの導入経緯

a. ルール変更の経緯

公開情報から把握できる IFA の利用ルールの変遷は表 1-22 のとおりである。EWIC では英国の他の連系線の利用ルールが PTR に基づくことから、PTR の下で 2013 年に運用が開始された。

現在、EWIC の送電権は PTR としてアイルランドの SEM 市場と英国電力市場のビッディングゾーンの境界で販売されている。EirGrid へのヒアリングによれば、EWIC における PTR の取引は欧州市場から独立して、ローカルなルールの下で英国との間で進められてきた。今後、欧州共通ルールを採用し、欧州単一のプラットフォームを活用することが見込まれている。

具体的には、EU 法に従って域内電力市場の完全な自由化を達成するべく、2017 年末までにアイルランド島に新たな卸市場(I-SEM : Integrated Single Electricity Market)が設立される見通しである。市場刷新後の I-SEM では、送電権の取引は FTR Option へと移行する予定である。

³⁰ <http://www.EirGridgroup.com/customer-and-industry/interconnection/> 参照

³¹ EWIC を保有運営する EirGrid が参加主体と考えられる。

表 1-22 英国・アイルランド連系線(EWIC)の利用ルールの変遷

時期	動向
2006 年	● EWIC の建設を決定。 ✓ 建設の目的は以下のとおり - アイルランド・英国間の電力取引の活発化（とくにアイルランドの電力不足と市場支配力の緩和） - アイルランドと英国西部での風力発電増加への対応 ✓ 英国側の変電所以外は、EirGrid が建設・保有 ✓ 海底直流送電線として建設（片道 500MW） ● 建設資金には公的資金（欧州投資銀行の融資や、EU の補助金）が活用された
2010 年	● 容量割当方式は、EU ルールへの準拠とともに、英国の他連系線（IFA、BritNed）利用ルールとの整合性を重視する方針で議論。結果として、PTR の採用を示唆。
2013 年 7 月	● 運用開始。 ● 容量割当方式は PTR を採用。
2013-2015 年	● 将来の割当方式検討にあたって、FTR Option と FTR Obligation の双方の可能性を議論。
2016 年 8 月	● FCA の調和化プロセスのなかで、EU ルールや EU 送電線の利用方式動向を踏まえて、FTR Option への移行を正式に表明。
2016 年	● 定期検査中にアイルランド側の変電所で設備トラブルが発生し、2017 年 2 月まで運用停止中。
2017 年	● FTR Option への移行を検討中。

出所) EirGrid Group Response to OFGEM Consultation on Electricity Interconnector Policy (OFGEM, 2010)
Consultation paper, EWI and Moyle Interconnector Access Rules and Charging Methodology (2016)

b. 施行準備と経過措置

英国・アイルランド連系線における送電権の制度変更は 2017 年以降の見通しである。このため、準備や経過措置に関する情報はまだ明示されていない。なお、EirGrid へのヒアリングによれば、送電権に係るシステム開発のための期間としては 18 か月程度を見込むとされる。これは EU の規則に基づいてベンダー選定等のプロセスを踏むことを考慮した場合である。

c. ルール変更に伴う課題

EirGrid へのヒアリングによれば、同社は 2017 年を目途に PTR から FTR Option への制度変更を検討している。また、use-it-or-sell-it のルール下の PTR は FTR Option と等価であり、制度変更の影響は小さいと考えている。FTR Option は EU 規則に則ったものであり、以下の理由から積極的に検討が進めている。

- use-it-or-sell-it の原則の下で PTR が FTR Option と類似していること
- 固定資産を保有しないトレーダーにとっての魅力があり、市場の流動性向上に貢献できること
- FTR Option に関するオークションルール、取引機構が既に存在すること（JAO への参加等）

3) 送電権の取引状況

EirGrid へのヒアリングによれば、英国・アイルランド連系線(EWIC)における商品別の送電容量の割当量は EirGrid 内でトレーダーとも議論を行って決定されている。長期の送電容量については、両方向ともに 50~100MW の割当が行われている（表 1-23 参照）。輸入用の容量はガス市場との関係性から長期の割当が求められる傾向にある。輸出用の容量は再エネの変動の影響を受けやすいことから、短期の割当が求められる傾向ある。なお、需給当日の割当用に 50MW（アイルランドへ輸入）と 150MW（英国へ輸出）を確保している。

表 1-23 英国・アイルランド連系線(EWIC)における長期の送電権オークションのスケジュール

Month	End Date	GB to IE (SEM Import)		IE to GB (SEM Export)	
		Product	Volume	Product	Volume
January	12/01/2016	Monthly - February 2016	50	Monthly - February 2016	50
	26/01/2016	Monthly - February 2016	75	Monthly - February 2016	100
February	10/02/2016	Monthly - March 2016	50	Monthly - March 2016	50
	12/02/2016	Seasonal (Apr 2016 - Sep 2016)	50	Seasonal (Apr 2016 - Sep 2016)	50
	18/02/2016	Quarterly (Apr 2016 - Jun 2016)	50	Quarterly (Apr 2016 - Jun 2016)	50
	23/02/2016	Monthly - March 2016	75	Monthly - March 2016	100
March	09/03/2016	Monthly - April 2016	50	Monthly - April 2016	50
	24/03/2016	Monthly - April 2016	75	Monthly - April 2016	100
April	07/04/2016	Monthly - May 2016	50	Monthly - May 2016	50
	19/04/2016	Monthly - May 2016	75	Monthly - May 2016	100
May	10/05/2016	Monthly - June 2016	50	Monthly - June 2016	50
	17/05/2016	Quarterly (Jul 2016 - Sep 2016)	50	Quarterly (Jul 2016 - Sep 2016)	50
	26/05/2016	Monthly - June 2016	75	Monthly - June 2016	100
June	09/06/2016	Monthly - July 2016	50	Monthly - July 2016	50
	21/06/2016	Monthly - July 2016	75	Monthly - July 2016	100
July	06/07/2016	Monthly - August 2016	50	Monthly - August 2016	50
	27/07/2016	Monthly - August 2016	75	Monthly - August 2016	100
August	10/08/2016	Monthly - September 2016	50	Monthly - September 2016	50
	11/08/2016	Annual - SEM (Oct - Sep)	50	Annual - SEM (Oct - Sep)	50
	16/08/2016	Seasonal (Oct 2016 - Mar 2017)	50	Seasonal (Oct 2016 - Mar 2017)	50
	19/08/2016	Quarterly (Oct 2016 - Dec 2016)	50	Quarterly (Oct 2016 - Dec 2016)	50
	23/08/2016	Monthly - September 2016	75	Monthly - September 2016	100
September	06/09/2016	Monthly - October 2016	50	Monthly - October 2016	50
	22/09/2016	Monthly - October 2016	100	Monthly - October 2016	100
October	13/10/2016	Monthly - November 2016	50	Monthly - November 2016	50
	20/10/2016	Monthly - November 2016	100	Monthly - November 2016	100
November	08/11/2016	Monthly - December 2016	50	Monthly - December 2016	50
	15/11/2016	Quarterly (Jan 2017 - Mar 2017)	50	Quarterly (Jan 2017 - Mar 2017)	50
	24/11/2016	Monthly - December 2016	100	Monthly - December 2016	100
December	08/12/2016	Monthly - January 2017	50	Monthly - January 2017	50
	14/12/2016	Monthly - January 2017	120	Monthly - January 2017	120

※ 2016 年のスケジュール、単位は MW

出所) EirGrid ホームページ (East West Interconnector Long Term Auction Timetable 2016)

2012 年の運用開始当初は、アイルランドの電源不足が問題となっていたため、アイルランド向けの需要が高く、価格も高めであった。しかし 2015 年を境にアイルランドの需給が改善したため、アイルランド向け送電量が徐々に減少し、PTR 価格も下落した（PTR 価格については図 1-16、送電量については図 1-17 を参照）。

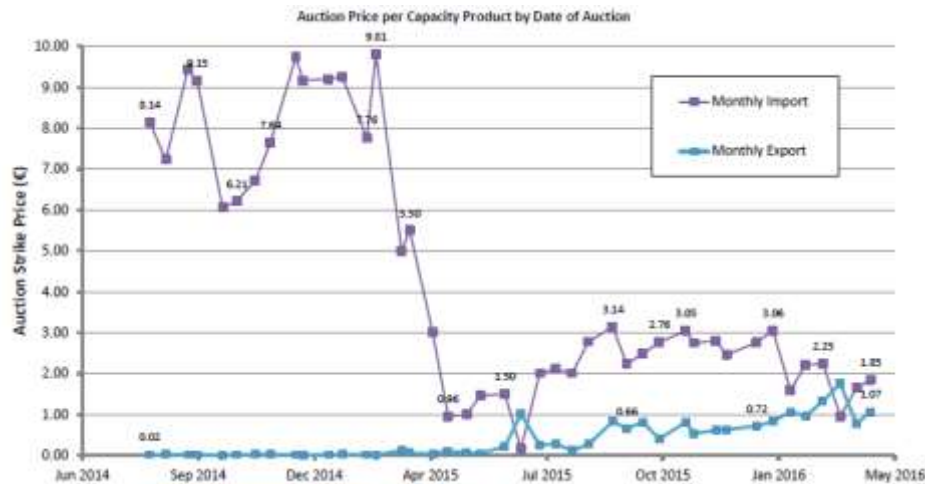


図 1-16 英国・アイルランド連系線(EWIC)における PTR 価格の推移（前日）

出所) 3rd Annual East West Interconnector and Moyle Interconnector User Forum

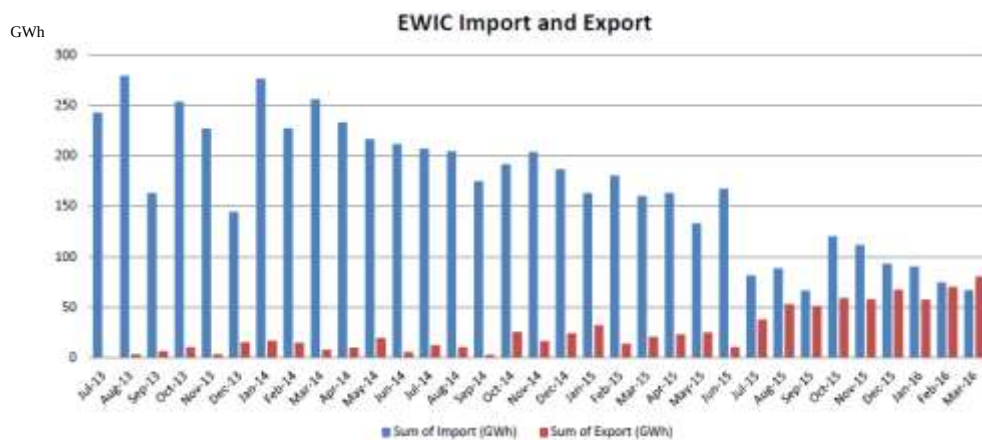


図 1-17 英国・アイルランド連系線(EWIC)における電力輸出入量の推移（アイルランドから見た輸出入）

出所) 3rd Annual East West Interconnector and Moyle Interconnector User Forum

なお、EWIC における PTR は use-it-or-sell-it の原則の下で運用されている。このため、未行使の送電権は当日市場のオークションにかけられることになる。二次市場の取引状況について情報は公開されていない。

1.3.3 EPAD の取り扱い状況

北欧の電力市場には PTR または FTR がない。その代わりに、Nasdaq OMX 商品取引所で、EPAD という差金決済商品が提供されている³²。

北欧電力市場では、連系線混雑時に市場全体で算出される地域価格とシステム価格との間に値差が発生する。EPAD は地域価格とシステム価格の値差を基準とした先物契約である。システム価格は、Nord Pool 電力取引所で設定された基準価格であり、連系線制約が存在しない場合の北欧エリア全体の市場価格として計算される。EPAD はこの値差のリスクをヘッジする役割を果たす。

TSO は EPAD の契約に関与せず、混雑収入を全額取得している。この収入は TSO における費用回収と系統利用料金の引き下げに用いられる。

1.4 送電権導入における例外的扱い

1.4.1 既得権の扱い

(1) 英国・フランスの事例

英仏連系線(IFA)は、英国（ケント州フォークストーン）とフランス（カレー）を結ぶ連系線である。本連系線は両国における垂直統合型の独占的電力会社により建設され、1986年に運営を開始した。IFA は容量 2,000MW、全長約 70km（海底ケーブル 45km）の直流高圧連系線である。

IFA は英国の中央電力公社により建設されたが、現在は英国側のマーチャント連系線³³となっている。IFA は National Grid Interconnectors Limited と、フランスの TSO である Réseau de Transport d'Electricité(RTE)が共同で所有・運営している。

1) 自由化以前の動向

EU の市場自由化前に建設された大半の連系線と同様に、IFA は域内の電力供給の安定化を目的として建設された。連系線は両方向で商業目的に利用可能であったが、IFA の建設当初はフランスの EDF が長期アクセス契約を締結し、英国への輸出権を独占的に取得していた。このような優先権の獲得は EU 電力市場の自由化以前には珍しいものではなく、当時の連系線容量の約 40～60%は、旧垂直統合エネルギー会社による長期輸入契約に基づき確保されていた。

2) 自由化後の動向

英国では 1989 年に、電力産業の民営化が電力法で規定され、1990 年に垂直統合会社である中央電力公社の民営化と事業分離が始まった。その結果、原子力発電所は国営として残り、PowerGen と National Power の 2 社が発電事業者として設立された。これらの事業者は他の

³² Nasdaq OMX Commodities: EPADs

<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets/power/epads>

³³ 特定負担によって建設され、規制料金によって費用回収が保証されない送電線

発電所とともに、規制対象の TSO として設立された National Grid に割当てられた送電網を運用することとなった。IFA は現在、National Grid の子会社である National Grid Interconnectors Ltd がマーチャント連系線として所有・運営している。

市場開放に際して、欧州委員会は送電容量の割当における、非差別性、公平性、透明性の確保を規定した。また、混雑が発生する連系線の容量割当状況の監視を指示している。これらの動向も踏まえ、英国とフランスの両国で法規制が改正された。英国では、2001 年に新たな電力取引協定(NETA)が導入され、先物契約によって事前に連系線容量を販売する等の改革が行われた。

一方、フランスでは 2000 年の調整電力法(Adjusted Electricity Law)によって事業分離が始まり、RTE が設立された。これにより、EDF は送電網の管理に対して直接責任を持たなくなった。その結果、IFA における EDF の長期契約は 2001 年 3 月に終了し、EDF に対する IFA の送電容量の優先利用権はなくなった。

連系線の容量割当方法については、先着優先による割当やオークションシステムの適用等の多様な手法が検討された。結果として、送電権のオークションによる容量割当方法が採用された。これは連系線容量の非差別的な取り扱いと、市場による割当を命じる欧州の法規制に則った決定である。

2001 年の最初のオークションでは、「3 年間・50MW」単位の送電権が 1,500MW、「1 年間・1MW」単位の送電権が 350MW、「1 日間・1MW」単位の送電権が 150MW オークションにかけられた。また、長期のオークションで売れ残った容量は、各営業日に実施された前日オークションの対象に追加された(金曜日には土日分も含めた 6 オークションが両方向について実施された)。オークションにかけられる送電権の容量は一定の予測に基づくものである。連系線の機能停止等の場合は、連系線運用者が補償を行った。

2009 年には、規制当局が承認した新たなルールとともに、容量の割当および権利行使に関する新たな管理システムが導入された。この取組の中で構築された FUI ポータル³⁴ではフランス・英国・アイルランド地域(FUI 地域)の電力連系線すべてにおいて、容量取引および混雑管理のための主要な市場データ(容量オークションカレンダー、結果および潮流状況等)を、市場参加者および利害関係者に統一的に提供していた³⁵。2016 年 10 月時点で、FUI ポータルは停止しており、オークションや結果に関する実際の情報は、連系線容量の取引状況を掲載するホームページ³⁶の公開情報として入手できる。

3) アクセスルールの概要

IFA のアクセスルールは、欧州委員会、英国およびフランスの電力法規制に準拠している。アクセスルールは CACM、FCA を含む欧州のネットワークコードの内容に合わせて定期的に更新されている。これにより、HAR の構造に合わせてアクセスルールの下で、前日および当日のオークションの管理が可能になる。

³⁴ RTE、NGIC、BritNed、EirGrid、SONI および Mutual Energy の間で構築された。BritNed、IFA、East West および Moyle Interconnectors の連系線情報をカバーしている。

³⁵ http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_traders_fournisseurs/services_clients/inter_france_angleterre.jsp 参照

³⁶

<http://www2.nationalgrid.com/About-us/European-business-development/Interconnectors/France/Auctions-and-Results/>

IFA のアクセスルールでは、前日市場で入手可能なすべての長期容量に対して use-it-or-sell-it の原則を適用している。この場合、未行使の容量は当日市場のオークションプロセスで取得可能である。なお、IFA の送電権取引に係る市場参加者の中には、電気事業者および純粋な金融機関が含まれる。

IFA は、2015 年以降英国の容量市場に参画することが可能となった。決済価格 18€/kW の下で 1033.76MW³⁷が IFA に落札されている。この容量は将来的な潮流、系統マージン、ピーク需要および技術的可能性等の要因に基づいて、連系線容量を下方修正した数値である³⁸。

(2) オランダ・ベルギー/オランダ・ドイツの事例

ベルギー・オランダおよびドイツ・オランダ国境の長期電力輸入契約による連系線容量の優先的割当に関して、欧州裁判所は同契約の優遇措置が違法であると判断を下している。蘭電力 NEA が所有する同輸入契約は、国内の発電容量不足を補う目的で市場自由化の前に締結されたものであったが、本判決はこれを違法とした点で当時画期的であった。

1) 背景：オランダ電力市場の自由化

オランダの電力ネットワークは計画的に開発されたものではなく、地方(主に地方自治体)で独自のネットワークを所有するエネルギー会社が協力し、徐々に成長した。1949 年に最大規模の電力会社らが合併し、SEP が設立された。SEP は地域の電力会社間の協力促進を目的としており、そのゴールは国内レベルで統合された送電網を実現することであった。SEP は、信頼性が高く効率的な電力供給を実現するため、政府のエネルギー政策においても重要な役割を果たしていた。

その後、欧州電力市場の自由化が推進される中で、オランダでは 1989 年に電力法で電力市場自由化に向けた最初の取組がなされた。その後、エネルギー市場の自由化に関する指令 96/92/EC が 1996 年に採択され、垂直統合のエネルギー会社の事業分離、すなわち供給と送電の分離という大きな環境変化がもたらされた。

この事業分離に関する指示は、1998 年のオランダの新電力法および 2000 年の OEPS 暫定法に取り入れられた。その結果、SEP は新たな TSO 組織として TenneT を設立し、送電に関する法的な責任を与えた。一方、複数の発電事業者が SEP や他の承継会社に統合され、市場参加者として競争にさらされた。その後、2001 年に SEP の組織は NEA (オランダ電力事業局) として刷新された。また、政府は 2000 年にオランダ経済への重要性を考慮し、TenneT を完全に国営とすることを決定し、2001 年以降はオランダ財務省がその株式を管理した。

2) SEP における輸入契約の概要

1980 年代には、廃炉や電力需要増加の見通し、チェルノブイリ原発事故に伴う原子力発電所建設の延期および中止等の要因から、オランダの電力需給が中長期的に逼迫する可能性

³⁷ National Grid, December 2014, Final Auction Results, T-4 Capacity Market Auction for 2019/20 参照。

³⁸ National Grid, 2015, EMR Electricity Capacity Report および

<https://www.gov.uk/government/publications/a-letter-from-ofgem-to-decc-regarding-interconnection-and-the-capacity-market> 参照

が懸念されていた。この状況を受け、SEP は仏電力 EDF、独電力 Preussen Elektra および独電力 Vereinigte Electrizitatswerke Westfalen と長期輸入契約を締結した³⁹。これらの契約は「take-or-pay」契約であり、輸出会社側には固定料金で電力を輸出可能な量が定められていた。一方、輸入会社である SEP においては最低限の輸入量が義務付けられていた。

これらの契約内容が電力自由化後に生じる問題の要因となった。主な問題は、政府が買収した TenneT 株式の取引の一環として、承継会社が契約の義務を負うため、SEP の承継会社が契約に従って電力を輸入する義務があることであった。しかし、承継会社は送電権の割当に関して TenneT に依存しており、解決策として SEP/NEA と承継会社が輸入契約を履行できるようにするための特別措置が定められた。この措置はオランダの規制当局の DTe（現在は ACM）により、2000 年に制定された系統に関する指針、および、送電容量に係る権利を確保するための後年の暫定法 OEPS において実施された。この暫定法では、長期輸入契約は連系線を介した電力の輸入容量割当において優先されると定められた。本事例の場合は、これらの輸入契約を結ぶため、約 900MW の容量が割当てられた。結果として、送電権の優先割当てにより、連系線容量の市場取引が制限された。

また、当初の契約時に合意された電力取引の価格も 1 つの論点となった。自由化後には電力価格が下がったため、当初の契約価格の水準が輸入会社にとってコスト高となった。この問題は、2002 年に NEA が 5 億ユーロで輸出入契約に関する再交渉を行ったことにより解決した。以降、この契約における電力取引価格はドイツの電力取引所で取引された電力価格に基づいた。

3) 訴訟の経緯および判決⁴⁰

2000 年 12 月の暫定法 OEPS は、特にオランダ政府が TenneT を SEP から買収したことに起因する。この結果、SEP（および承継会社）は採算のない輸入契約を含み、様々な契約や費用に対する責任を負った。また、SEP の承継会社は OEPS に対して法的手続きをとらないことが合意されていた。

しかし、VEMW（オランダのエネルギーおよび水道の企業需要家関係団体）、Eneco（オランダの発電会社）および、APX（オランダの電力取引プラットフォーム）等の組織はこの状況を認可せず、当初より法的措置を講じることで、優先権の取り扱いに反対した。これらの組織は、優先権の存在は TSO の独立した立場を侵害し、電力法に抵触する差別的な措置であると主張した。

これらの異議に対して、オランダ規制当局の DTe は、現状の優先権の取り扱いが連系線容量の利用を制限する措置であることを認めた。しかし、これらの輸入契約は社会経済的利益に資するために締結されたものであり、契約を侵害すれば契約当事者にリスクが生じると主張し、異議の申し立てを却下した。

その後、異議を申し立てたグループは、DTe によるこの判決をオランダ CBB（行政法に関するオランダの最高裁判所）に控訴した。これを受け、CBB は今回の措置が EU の電力指令に準拠するか否かについて欧州裁判所と協議した。2005 年 6 月に欧州裁判所が「優先権は系統利用者に差別的待遇を与え、平等の原則に抵触する」との判決を下していた点、お

³⁹ それぞれ 2009 年、2005 年および 2003 年に契約終了となった。

⁴⁰ 裁判所の判決、C-17/03 VEMW ecr I-4983 訴訟参照。

<http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?language=en&num=C-17/03>

よび、オランダ政府が市場自由化による環境変化への対応のための経過措置を求めなかった点を踏まえ、CBB は欧州裁判所の助言を受け入れ、2006 年 5 月に DTe の判決を覆した。この訴訟は当時画期的な事例であり、VEMW 訴訟として知られている。

この判決を受けて、電力の輸入会社⁴¹は、優先的送電権を失ったため、オランダ政府に対して損害賠償を求め訴訟を起こした。しかし、国家裁判所によってオランダ政府の控訴後に却下された。

(3) イタリア・フランスの事例

1) 既得権の発生経緯

イタリアでは、チェルノブイリ原発事故後の 1987 年に行われた国民投票で、国内の原子力発電所の運転・建設の継続が問われた。当時、イタリアには運転中の原子炉 2 基と完成間近の建設中の原子炉があった⁴²。しかし、投票の結果として、運転許可の撤回が決定され、政府は運転中の設備の廃止と新しい設備の今後の建設中止を命じた。

イタリアの発送電の統合運用者であった Enel は、予定外に生じた 3,000MW のベースロード電源の不足を代替手段により補う必要に迫られた。1988 年に Enel は、不足分の一部を補うために、20 年間に渡る最大 1,455MW の電力輸入契約⁴³をフランスの EDF と締結した。この電力はフランス・イタリア間の連系線を通じて輸入された。

イタリアの電力市場の自由化後、この輸入契約には独占的な長期連系線利用権が与えられた。同契約は、当該連系線の正味送電総容量の 50%超に相当し、同契約の権利は、Enel からイタリア電力市場におけるシングルバイヤーであった AU(Acquirente Unico)に譲渡された。AU は、イタリア国内で 2007 年 7 月 1 日に市場が完全に自由化されるまで、規制価格で独占的に電力を供給していた。

2) 既得権に対する判断

規則(EC)No 1228/2003 の施行後、輸入容量を優先的に割当てする行為は、規制機関による監視対象となり、連系線容量は非差別的に扱われることとなった。また、EC 条約の第 81 条および第 82 条に違反している場合、連系線への優先的アクセス権を長期契約に割当てすることは想定されていなかった。しかし、規則(EC)No 1228/2003 の発効後、イタリアの規制機関 AEEG とフランスの規制機関 CRE は前述の長期契約に基づいて、フランス・イタリアの連系線容量のうち最大 1,800MW を割当てた。

その後、前述のオランダの事例において、2005 年に欧州裁判所がオランダへの輸入容量の優遇措置に対して画期的な判決を下したことにより、優先的割当の取り扱いが議論されることになった。このとき、EU 加盟国のフランスとイタリア政府は、オランダの事例と同様に指令 96/92/EC の第 24 条に従って可能であった既存契約に関する経過措置を申請しなかった。

⁴¹ M&A を受けて設立された複数の承継会社：Electrabel Netherlands, Nuon, Eon Benelux, Essent, Delta 等

⁴² 運転中の発電所は、正味容量 860MW の Caorso (BWR)および 250MW 容量の試験炉 Enrico Fermi であった。建設中の発電所は、正味容量各 982MW の Montalto di Castro 1 基および 2 基 (PWR)であった。

⁴³ このほかスイスの Atel との間で 600MW 相当の電力輸入契約が締結された。

これらの状況を踏まえ、イタリア・フランス間における連系線の優先利用権の存在が EU 法に抵触する可能性があるか評価がなされた。2006 年時点では、長期（年間）の送電権の割当は、依然として長期間契約の優先権を持つ TSO により実施されていた。しかし、2007 年に規制当局（AEEG および CRE）および関連する契約保有者（EDF および Enel）は、当初の有効期限の 1 年前に契約を早期に解消することに合意した⁴⁴。

結果として、2007 年には約 2,600MW の全送電権が、市場原理に基づく非差別的なルールに基づき、PTR として市場参加者に割当てられた。なお、本事例により生じた契約解消に伴う補償額に関する詳細は開示されていない。

(4) ドイツ域内連系線

1) 既得権の発生経緯

1990 年のドイツ統一後、ドイツ東部の複数の旧褐炭火力発電所は、環境排出基準に抵触することから廃止を余儀なくされた。その結果、大規模な設備投資が行われ、総容量 5,000MW を超える新しい褐炭火力発電所が建設された。また、脱硝装置および集塵フィルターを備えるよう、約 3,000MW の設備の改修が行われた。これらの総投資額は 150 億ドイツマルクを超えた。

ドイツ政府は、投資家による誠意ある投資を保護するためエネルギー市場法（“Energiewirtschaftsgesetz”）⁴⁵に暫定条項第 4.3 条を定めた。この条項により、ベルリン州、ブランデンブルグ州、メクレンブルグ・フォアポンメルン州、ザクセン州、ザクセン・アンハルト州、チューリンゲン州等の加盟州において「褐炭による十分な発電量（50TWh 程度）」が維持できない場合、系統運用者⁴⁶が系統アクセスを拒否することが認められた。ドイツ政府は、欧州委員会にこの保護条項を通知し、委員会は 2003 年までの間、指令 96/92/EC に基づいて第三者アクセスに関する要件の履行を一時的に免除した。ドイツ東部の送電および褐炭発電所の運用者である VEAG は、この保護条項を利用し、管轄区域内への褐炭発電所の稼働停止につながる送電の受け入れを拒否した。

2) 既得権に対する判断

褐炭保護条項により、ドイツ東部の電力価格はドイツ西部より高くなり、ドイツ東部の産業競争力の低下が懸念された。ドイツ東部では経済的な不利益を回避するために、産業需要家や配電会社が自家発電およびコジェネ電源に投資するインセンティブが生じた。その結果、ドイツ東部では余剰発電量がさらに増加した。

競争環境にある発電事業者は、この優遇措置を不服として上訴を開始した。被告である VEAG の業務都合によって上訴の取り入れは遅れたものの、最終的な判決が下される前に、

⁴⁴ http://clients.rte-france.com/html/fr/offre/telecharge/italie/2007_IFI_auction_rules_v1.pdf および http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/ERI/Central-South/Meeatings1/IG_meetings/2nd_CS%20IG/DD/Annex%20IV.pdf 参照

⁴⁵ Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechtes, 29.04.1998. この法律は、指令 96/92/EC の規定に従い、取り入れるため改正された。

⁴⁶ この時点では一般的に発電、小売は分離されていない。

ドイツ政府は 2003 年にエネルギー市場法をさらに改正することによって、保護免除を取り消すことを決定した⁴⁷。

(5) フランス・ドイツの事例

1979 年、現在のドイツの電気事業者 EnBW の前身会社である Badenwerk は、Catternom I,II の 2 基の原子力発電設備の名目容量 1,265MW の 5%までを輸入するための契約を締結した。その後、もう 1 つの前身会社である EVS は EDF と輸入契約を締結した。EnBW は 2000 年に EVS と Badenwerk を EnBW に合併した後、EDF との年間最大 10TWh の輸入契約を破棄した。フランスとドイツの国境では優先的アクセス権が付与されたものの、2001 年に EDF が EnBW の経営権獲得を目指したところ、欧州委員会から合併に係る清算活動の一環として優先的アクセス権の廃止が求められた。これを受けて 2002 年以降、利用可能な送電容量は、PTR のオークションを介して割当てられている。

(6) 北欧の事例

1) 既得権発生の経緯

北欧の電力市場の発端は Statkraft が運営するノルウェーの流通市場の Samkjøringen である。1993 年に Statkraft から Statnett (ノルウェーの現在の TSO) が分離したことにより、Statnett Marked が新しい市場として形成された。この市場はスウェーデンに解放され、それと同時に 1996 年に Nord Pool に移行した。

電力市場の自由化前には、北欧各国の間で電力系統を最適に運用するための相対契約が締結されていた。これらの相対契約は、各国の電源構成と系統状況を反映し、電力取引が両国間で有益となるように結ばれていた。例えば、電源構成のほぼ 100%が水力発電であるノルウェーでは、渇水年に電力が不足し、豊水年に電力余剰が生じる状況であった。このため、ノルウェーとスウェーデンの間では、渇水および豊水年における取引契約と、ノルウェーの貯水槽にスウェーデンからのエネルギーを貯蔵する「電力スワップ」の契約が複数締結されていた。さらに、主要な市場参加者の間では独立した取引も行われていた。このとき、長期の輸出入に関する取引価格は相対での交渉価格に基づいていた。一方、短期の取引価格は各国の平均限界価格に基づいていた。

ノルウェーとスウェーデンにおける電力市場自由化の早期の段階では、これら相対での輸出入契約が多数存在していた。それらの契約では、優先利用料金の支払いを条件に連系線利用が優先され、未行使の送電権は市場に供出された。その後、1996 年に北欧の電力取引所 Nord Pool が成立し、ノルウェーとスウェーデンの共通電力市場が設立された。このとき、新たな相対契約への連系線容量の割当を中止する形で、北欧の TSO 間での合意が取られた⁴⁸。既存の契約参加者は取引に利用可能な容量が十分にあったため、契約期限の 2002 年まで連系線の送電権を使用することができた。これらの契約の継続に関しては、市場の他の参加者からの大きな反発はなかった。

⁴⁷ „Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes“, 20.05.2003

⁴⁸ 北欧の Nord Pool スポット市場での取引

http://www.fer.unizg.hr/_download/repository/Nord%20Pool%20Spot%20Market.pdf

2) ノルウェー・デンマークの事例

1999 年から 2000 年にかけて、デンマークは Nord Pool への参画を開始した。当時、ノルウェーの発電会社である Statkraft はデンマークの Elsam とドイツの E.ON と 2 つの契約を結んでおり、その契約容量について、ノルウェー・デンマーク連系線の容量が確保された。デンマークが Nord Pool に参加した時点で、上記の契約については、それぞれ 20 年間、25 年間の契約期間が残存していた。2000 年に欧州委員会が介入し、契約当事者に対してこれらの契約が EU の競争法に合致するか疑義が呈された。その結果、これらの契約は欧州の競争法に準拠していないと判断され、契約価格と市場価格間の差金決済契約に転換された。この措置は 2001 年初頭から有効となり、本契約に関するすべての連系線容量が開放された。

3) スウェーデン・ドイツの事例

スウェーデン・ドイツ間の連系線である Baltic Cable は、1994 年に運用を開始し、その後 Statkraft および E.ON が所有した。さらに、2010 年に Statkraft が E.ON の株式を購入した。2017 年 1 月時点で、スウェーデンの規制当局がこの連系線による収入の取り扱いについて審査中である。規制当局は連系線による収入は連系線の運用保守、または系統への投資へ利用するよう指示している。Statkraft の場合、事業分離後は本連系線以外の系統資産を所有していないため、同連系線からの収入はすべてその保守運用に使用されるべきであると主張している。しかし、Statkraft は、この規則は TSO にのみ適用可能であるべきであり、法的な議論を継続すると述べている。連系線に関する EU 規則が規定される前に本連系線が建設されたことから、本事例の取り扱いは不明確な状況にある。

1.4.2 特定負担者の扱い

(1) 系統への投資における TSO の取り扱い

欧州委員会の第 3 次エネルギーパッケージでは、ネットワーク運用者とエネルギー供給者の分離を論点として、エネルギー市場に関する法整備がなされた。この取り組みの背景には、電力系統はエネルギー供給とは根本的に異なるという認識が存在した。電力系統は自然独占の状況にある資産のため、規制されるべきであるが、エネルギー供給（発電）は自然独占ではないため、規制緩和が可能であると考えられた。

欧州のエネルギー市場モデルでは、TSO は規制制度の対象であり、規制の下で主に電気料金を通じて収入を得ている。徴収した電気料金は投資コスト、インフラ資産等の運用および保守にかかる費用を回収するために使用される。または、電気料金の引き下げの原資とすることが求められる。このように TSO の収入水準は規制されており、利益を生み出さないことを義務付けられている。一方、発電事業者は、発電した電力を商業的に取引し、利益を得ることが認められている。

上述のように TSO の役割は、「特定地域で送電系統を運用・保守・開発し、状況に応じて他の系統と連携する等の取組により、系統の長期的な能力を確保し、送電需要を満たすこと」と考えられている。TSO は、電力需要の増加への対応や、供給安定性の向上のために、送電系統への投資を行う権限を有する。これらの投資は社会全体に利益をもたらすべきであ

り、TSO は提案する投資の内容を規制当局に説明することを求められる。規制当局が投資を承認すれば、TSO は電気料金や系統利用の手数料を介して投資費用を回収することができる。

(2) 建設費全額負担者の扱い（非マーチャント送電線の場合）

多くの場合、連系線に投資するのは TSO である。この場合、TSO は電気料金を介して投資費用を回収するが、その方法は国によって異なる。例えば、ノルウェーでは連系線は他の資産と同様に規制対象のインフラ資産の一部とみなされる。連系線で得られた混雑収入は TSO に渡るが、その収入は電気料金や系統利用の手数料の引き下げによって社会へ還元される。この場合、系統投資の直接的な費用負担者である TSO に対して特別な扱いは存在しない。

垂直統合の電気事業者が連系線に投資を行い、この事業者が事業分離される場合もある。この場合、送電資産自体は、事業分離の過程で TSO のインフラ資産の一部となる。したがって、発電会社はネットワーク資産を所有せず、事業分離後の連系線は TSO が所有する。このとき、発電事業者は連系線に対する契約上の優先的利用権を保有することができる。これらの契約の一部は欧州電力市場の自由化後も存在することが認められていた。しかし、規則(EC)No 1228/2003 では連系線容量を非差別的に扱うことを指示しており、優遇措置の継続は困難となった。例えば、前述のオランダにおける判決事例においても、発電事業者は優先アクセス権の損失に対して補償を受けていない。

欧州委員会の指令 96/92/EC により、TSO は「供給安定性を確保し、市場を活性化するための公的機能を果たし、市場参加者に対して中立であること」を求められている。この原則に基づけば、どのような市場参加者に対しても優遇措置が認められる可能性は低いといえる。

(3) 建設費一部負担者の扱い

国際的な連系線に関しては、2 社の TSO が関与する。その場合、各 TSO は独自の規制体制下で投資費用の一部を回収する。適用される原則は全額負担者の場合と同様であり、優遇措置が存在することは考えにくい。

1.4.3 マーチャント連系線の扱い

(1) 概要

マーチャント送電線は各国の規制枠組みに応じて、案件毎に建設の可否が承認されている。この場合、送電線建設への投資は規制料金ではなく混雑収入によって回収される。したがって、マーチャント送電線は、投資家が 2 つの市場間の価格差から得られる収入が、投資コストと希望するリスクプレミアムを上回ることが予想される場合にのみ建設される。この場合、マーチャント送電線の建設のためには、連系する 2 地域間の市場間値差が大きいことが必要になる。

英蘭連系線(BritNed)の場合、建設の承認を受けるための要件として、その収入の取り扱いに関する条件が存在した。同連系線では、取得する利益水準に上限が定められており、上限を超える利益は、英国とオランダの規制対象のインフラ資産に投資するために、TSO に還

元されるべきという決定がなされた。

複数の主体がマーチャント連系線を共同で建設する場合、関係者間で合弁事業としてプロジェクト会社を設立することが一般的である。内部費用、発行可能な送電権、その他商品の主体間での割当に関しては、合弁会社内で決定する。しかし、独占的な送電権の取り扱いが認められるかどうかは、その取り扱いに関して規制当局と合意している内容により異なる。現行の規制枠組みの中では、非差別的な連系線アクセスが規制されていることから、独占的な送電権が大規模に認められる可能性は低い。

直近の事例として、2016 年の北欧の水力発電会社 4 社によるノルウェー・英国間の連系線プロジェクト(NorthConnect)が存在する。ノルウェー政府がマーチャント連系線を許可するノルウェーエネルギー法の改正を提案したのは 2016 年 10 月であり、同法改正案は、現在議会で検討中である。同法案では、マーチャント連系線を建設するための条件に関していくつかの制約を設けている。ここでは、連系線建設を政府が認可するか否かは、社会経済的便益分析に基づくべきと述べられている。また、連系線の利用権の取引は原則的に前日および当日市場で実施することを求めている。後者の原則は、連系線における独占契約の可能性が非常に限定されることを意味している。また、同法案では、連系線による特別収入を社会の利益に結びつける方策を明示するよう政府に対して要請している。これは BritNed の場合と同様に、一定の上限を超える収入は TSO に還元されることを意味している。

以上のような制約条件は存在するものの、連系線の開発を推進する NorthConnect コンソーシアムの参画者は、連系線の独占権を保有できない場合でも、同連系線がコンソーシアムにとって十分な価値を生むと見込んでいる。これは他の市場に水力発電をより多く輸出可能になるためである。

(2) マーチャント連系線の事例

以下に欧州における主なマーチャント連系線の事例として、英蘭連系線およびイタリア・スイス連系線の事例について記す。

1) 英蘭連系線

英蘭連系線(BritNed)は両国の TSO である National Grid (英国) と TenneT (オランダ) により運用される直流のマーチャント連系線である。本連系線はマーチャント連系線であるが、運用者または選ばれた第三者には優先アクセス権が認められておらず、ENTSO-E の公表する HAR の割当ルールに従って容量が割当てられている。本連系線では規制料金の一部からではなく、混雑収入に基づいて投資回収がなされる。

a. BritNed の概要

BritNed Development Limited⁴⁹は民間会社であり、連系線の運用および技術管理を担う。同社は National Grid Interconnector Holdings Limited⁵⁰および TenneT の子会社である NLink

⁴⁹ <http://www.britned.com/>

⁵⁰ National Grid plc.の商業部門

International⁵¹の合弁会社であり、両社が発行株式の50%ずつを保有する。BritNedは英国（ケント州の Isle of Grain）とオランダ（ロッテルダム近郊の Maasvlakte）間で電力を送る海底電力ケーブル（～450kV DC、1000MW、全長 250km）である。

BritNedの開発プロジェクトは、2007年5月に発表された。その後、2008年にケーブル建設が開始し、2010年に完工した。高圧直流送電（HVDC：Hign-Volitage Direct Current）の連系線は、2011年4月1日より稼働している。

BritNedはその運用にあたり、規制当局から特定の規制が免除されている。これは、同連系線の建設が、連系線の拡大を望む欧州委員会の意向に合致するものであり、その建設により電力供給の安定性と多様性がもたらされることが認められたためである。

b. 第三者アクセス規制免除の概要

BritNedは第2次EU電力指令(2003/54/EC)の要件に従った英国の規制に基づいて、マーチャント連系線として建設された。この規制では、送電事業に関するライセンスを保有する主体は、連系線事業に関するライセンスを保有できないと規定している。連系線に参加することは、個別のライセンスを必要とする個別の活動として定義されているため、送電線ライセンスを保有する当事者（英国のTSOであるNational Grid等）は、連系線ライセンスを同時に保有できないと規定している。このため、National Gridは規制事業の範囲外で、別個の事業として連系線の所有および維持管理を担う必要がある。英国ではすべての連系線がマーチャント連系線として位置づけられており、投資コストは連系線使用料と混雑収入によって回収しなければならない。なお、BritNedは、英国・オランダ間の唯一の連系線である。

以上を踏まえ、BritNedは投資家において許容可能なリスクとリターンバランスを確保するため、第三者アクセスに関する規制の免除を25年間に渡り申請している。この免除を受けるには、表1-24の6つの条件を満たさなければならなかった⁵²。

表 1-24 英蘭連系線(BritNed)の事例における第三者アクセス規制免除の条件

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">● 連系線への投資が電力供給の競争を促進すること● 投資に伴うリスクが、規制の免除が認められなければ投資が行えないという水準であること● 連系線の所有者は、連系線を含む送電インフラを管理する系統運用者から、少なくとも法的に分離された個人または法人であること● 連系線利用の手数料は、連系線の利用者に課されること● 市場開放以降、連系線への初期投資、運用コストは、連系線に関連する送電系統または配電系統に係る手数料を通じて回収されないこと● 今回の免除により、域内電力市場の効率的な運営や、建設するインフラが関係する規制部門の電力系統の効果的な運用が阻害されないこと |
|---|

⁵¹ オランダおよびドイツでの規制部門のビジネスに加えて、TenneT Holding B.V.内での非規制部門の一部を担う組織

⁵² Advisory report DTe Exemption application for the BritNed interconnector(2006)、および ACM/DE/2014/202909 参照

2007年に英国の規制当局 Ofgem とオランダの経済省は、欧州委員会のコメントに基づき、BritNed に同様の免除を認めた。これらの免除の内容は表 1-25 の通りである。

表 1-25 英蘭連系線(BritNed)の事例における第三者アクセス規制免除の内容

1. 連系線利用の前提 ● オランダ規制当局(ACM)は容量割当の方法と基準に、競争力があり、非差別的で、透明性があるかを評価する。 ● BritNed は、TenneT および TenneT Holding B.V.との契約が、TenneT による競争原理に基づく、非差別的で、優れたネットワーク管理の妨げにならないことを報告し、証明する。 2. 一般的な指示と制限事項 ● 免除期間は 25 年間である。 ● 免除対象は、最初に利用される最大容量 1,320MW に基づく。 ● 連系線の所有権は TenneT から独立しており、免除対象者は TenneT から独立して行動する。 ● BritNed と TenneT 間の契約は、TenneT による競争原理に基づく、非差別的で、優れたネットワーク管理を妨げない。 ● TenneT は、免除者またはその株主の行動に対して経済的に責任を負わない。 ● TenneT は、連系線の建設または商業利用に対して経済的に貢献しない。 ● BritNed は、免除期間が終了した場合、金融債務から TenneT を補償する。 ● BritNed とその株主は、電力市場の競争または機能に悪影響を与えず、TenneT の法定の業務を妨げない。 3. 連系線における容量の管理と割当 ● 容量割当、容量利用および情報提供に関する手法および基準は、競争原理に基づく、非差別的で、透明性がなければならず、これらはウェブサイト上で開示しなければならない。 ● BritNed が使用する use-it-or-lose-it または use-it-or-sell-it のルールは、透明性があり非差別的でなければならない。 ● 競争が促進されない、または市場が効率的に機能しない場合、ACM と協議し、割当メカニズムを調整しなければならない。 4. 容量の利用可能量、割当メカニズム、および割当の結果について、所定の情報をウェブサイト上に開示する。 5. BritNed は、情報提供の方針が今後も規制対象の連系線と一致することを保証する。 6. 連系線利用開始 10 年後の財政状況の評価 ● BritNed は、財務報告書を国の規制当局である ACM と Ofgem に提出する。

- 内部利益率が予想を上回る場合、BritNed は対応方針を説明しなければならない。

出所) 各種資料より三菱総研作成

上記の規制免除に基づき、BritNed は主に連系線容量の割当で生じた収入の取り扱い等、関連する法規制に基づく複数のルールへの遵守が免除される。この事例で特に影響が大きいのは、第三者アクセス条件に関する措置ではなく、投資のリスク・リターンへのバランスの確保に関する措置である。規制免除を受けた結果として、連系線のインフラ開発が進展し、社会福祉への貢献がなされる。

BritNed の事例は、利益低下の減少に対する保護がない状況で、利益に対する上限が設けられた点で運営主体にとって厳しい取組であった。この要件は規制免除に関するプロセスの最終段階で、欧州委員会が追加で課した条件である。また、欧州委員会は、BritNed が混雑収入にプラスの影響を与えるために、連系線の容量を意図的に縮小する可能性も懸念していた。収入利用については、事後の収益見積もりが BritNed の免除申請に示される水準よりも 1%以上大きい場合に、是正措置が講じられる。この場合、BritNed は割当容量を増加するか、上限を上回る利益を英国とオランダの規制インフラ資産への再投資のために、TSO に再配分する必要がある。

これらの決定により、連系線プロジェクトの投資リスクは増加し、収益の上限のみが設定されることとなり、英国における連系線プロジェクトの魅力は低下した。しかし、英国の連系線への新規投資は、英国の法律に基づいた、マーチャント連系線という位置づけによってのみ実施可能である。Ofgem はこれらの課題に対処し、英国内の連系線を含む系統基盤をさらに強化するために、2014 年 5 月に連系線による収益に対して上限と下限の双方を設けることを決定した。この取組は連系線所有者の利益最大化に資するものであり、ベルギーの規制当局 CREG とともに検討された。この取組は英国・ベルギー連系線にも適用される予定である。

c. BritNed のビジネスモデル

ア) 連系線ビジネスによる収入の原資

TenneT および National Grid は BritNed の建設にあたり、約 6 億ユーロを共同出資している。一方、BritNed はマーチャント連系線であるため、公的資金は投入されていない。また、この連系線は TSO の規制対象のインフラ資産の一部ではない。したがって、連系線への投資は国内の最終需要家の支払う電気料金を介してではなく、連系線の利用者の支払う手数料を介して回収される。

BritNed は連系線の容量を PTR の形で、電力取引を望む市場参加者に販売することで投資を回収する。投資回収の原資となる混雑収入は、連系線で結ばれる 2 国間の市場価格の値差に基づいている。

市場間値差は連系線の潮流に影響を与える要因であり、BritNed の収益に関する主なリスクの 1 つとなる。一般的に市場間値差は、関係する市場の原理、設計、規制、系統環境等の様々な要因から影響を受ける。二国間（市場間）の価格が収斂する場合、値差の小さいことから裁定取引の機会が減り、結果として市場における取引に基づく収入が低下することを意

味する。

また、連系線や変換所の故障/計画外停電も収益に影響を及ぼすリスクの一因である。これらの状況下では、電力潮流と付随する電力取引が減少し、収入も減少する⁵³。BritNed では 2011 年の運用開始以来、ほとんどの電力潮流がオランダから英国に流れている。混雑収入の金額は、2012 年の 4 千万ユーロから 2015 年の 2 億 5 百万ユーロまで徐々に増加している。

イ) 連系線へのアクセスルール

BritNed の需要家（電気事業者および金融機関などの市場参加者）は、間接（前日市場）および直接（年間、月間、当日市場）のオークションを組み合わせる送電容量にアクセスできる。

BritNed の利用を望む市場参加者は BritNed との契約を求められる。この場合、英国およびオランダの両市場に市場参加者として登録し、BritNed のアクセスルールおよび取引ガイドラインに従う契約に合意しなければならない。BritNed のアクセスルールは、欧州委員会、英国、オランダの電力法規制を遵守する形で既定されている。これらのルールおよび規制は、欧州のネットワークコード（CACM、FCA 等）や HAR に沿った形で定期的に改正されている。

直接オークションの場合、需要家は連系線の双方向での送電権確保のため、入札を実施する。直接オークションは、BritNed 独自の取引プラットフォームを介して実施され、需要家は各種オークションを通じて、実際の需給断面の前に最大 1 年間の連系線の容量を購入できる。PTR は所有者が行使した後にその権利が確定する（firm となる）。行使された PTR は、所有者に対して物理的な firmness（権利の履行確定）と、権利が縮小された場合の金融的な firmness をもたらす。金融的 firmness は権利所有者に権利縮小時の補償を提供する。一般的に、補償金額は前日市場における値差に基づく。また、各月に規定される補償金額の上限は値差の最高金額と、最大月間補償額によって上限が定められる。

未使用の送電容量（参加者が行使しない送電権や売れ残った送電権）は、use-it-or-sell-it の原則に基づき、英国およびオランダの両電力取引所で APX（オランダ電力市場）が実施する前日市場の間接オークションにかけられる。その後、連系線が混雑していない時間帯に売れ残った容量は、use-it-or-lose-it の原則に基づき当日オークションに流れる。

連系線の容量割当では、容量は長期契約に基づいて販売されていない⁵⁴。市場参加者への完全なオープンアクセスを確保するために、BritNed では TSO の取引用等の特定の目的のために容量は確保されない。

ウ) BritNed の今後の動向

以上に示した伝統的な収入形態に加えて、BritNed は代替の収入源を検討している。2014

⁵³ BritNed は取引による収入を失うことに加えて、送電権所有者を補償する必要がある。間接オークションによる容量割当では、割当てた容量は確定容量として扱われ、削減時に影響はない。一方、直接オークションによる割当の場合、送電権はその容量に基づく比例配分で縮小されるため、補償が必要となる。これらの取り扱いは BritNed のアクセスルールに基づく。

⁵⁴ オークションで販売される PTR は、中期オークション商品と呼ばれる。

年 6 月から 2016 年 11 月までの試行として、BritNed は 100MW の FRR(Firm Frequency Response⁵⁵)を National Grid に提供しており、これに基づく年間収入はおよそ 1,700 万ユーロである。

また、英国では電力市場改革の一環として、2014 年 12 月に容量市場が導入された。これは低炭素エネルギー供給の提供を目指す一方で、供給の安定性を維持し、需要家への費用を最小限に抑えるための取組である。容量市場に関する規定は、2013 年に制定されたエネルギー法に定められている。

当初の容量オークションは、新規および既存の電力発電所、蓄電設備および需要削減等の様々な種類の容量の提供者に対して開放された。さらに、2015 年以降には連系線もオークションでの入札ができるようになった。2015 年 12 月に開示された容量オークションの結果によれば、決済価格は 18 ユーロ/kW/年であり、BritNed の落札容量は 828MW であった⁵⁶。この値は、将来的な潮流、系統余力、ピーク需要、連系線の技術的な利用可能性等の要因を踏まえ、連系線の定格容量を小さく補正した結果に基づいている⁵⁷。

2) イタリア・スイス連系線

2009 年 10 月に、イタリアの Campocologno とスイスの Tirano 間のマーチャント連系線 (150MW、150kV、全長 4.4kW の地下線) が開通した。

スイスは EU 加盟国ではないため、EU および他の地域との連系線計画は、EU の定める規制の対象とならない。このため、同連系線は個人投資家であるスイスの Rätia Energie AG (46.55 %)、イタリアの Edison S.p.A.(48.45 %)、スイスのチラノ市(5 %)の負担の下で建設可能であった。また、本プロジェクトはスイスの環境・運輸・エネルギー・通信省(UVEK)およびイタリア経済省が、スイスとイタリアの二国間協定に基づいて支援した。本連系線については、投資会社の EL.IT.E S.p.a が 10 年間の容量独占使用权を有する。

イタリアは、原子力発電が一時停止して以来、電力の純輸入国である。このため、スイスからイタリアへの電力輸入価格は、高額となる傾向にあった。また、二国間の電力潮流により、スイス・イタリア間の AC 連系線の混雑は増加していた。同連系線の容量は、2 か国間の正味送電容量(Net Transfer Capacity)として表されるが、混雑の影響によりその容量は年々減少していた。さらに、投資家には上記のマーチャント連系線の名目容量である 150MW の使用权が保証されていたため、他に利用可能な正味送電容量は限定的であった。

これらの状況を受け、系統利用者からの苦情に基づき、スイスの TSO はスイスの電力規制当局に対して、マーチャント連系線の独占容量を縮小するよう訴えたが、投資家はこの訴えを退けた。スイスの規制当局である Elcom は、独占容量の削減は適用可能という判断の下で、投資家に対して独占使用权の延長と引き換えに、独占容量を削減するように提案した。この事例についてはまだ判決が出ていない⁵⁸。

⁵⁵ 周波数変動に対する調整力提供。

⁵⁶ National Grid、December 2015、Final Auction Results、T-4 Capacity Market Auction for 2019/20 参照

⁵⁷ National Grid、2015、EMR Electricity Capacity Report および

<https://www.gov.uk/government/publications/a-letter-from-ofgem-to-decc-regarding-interconnection-and-the-capacity-market> 参照

⁵⁸ https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2015/sachverhalte/merchant_line_campocolognochtiranoitneufestlegungderausnahmekapa.pdf.download.pdf/merchant_line_campocolognochtiranoitneufestlegungderausnahmekapa.pdf

1.4.4 特定電源の扱い

(1) 概要

欧州では連系線の利用ルールが変更された場合も、長期固定電源の安定運用に関する特別な扱いは認められていない。これは EU 指令に基づき、連系線の容量は市場メカニズムに基づいて割当てられるべきという思想の下で市場が運営されているためである。出力抑制を受ける電源種別も、基本的に市場メカニズムの下で決定され、特定の電源に対する特別措置は存在しない。

例外的な措置として、スペインでは電力市場の約定価格がゼロの時間帯において、風力を原子力よりも先に抑制するルールが存在する⁵⁹。また、フランス・スイス間の電力取引においては、フランスからスイスへの原子力発電による送電に関して、優先的に送電権を長期保有している。これはスイスの電力会社がフランスの原子力発電開発への投資を実施したためであるが、スイスが EU に参加していないことから、例外的な扱いが許容されている。このように EU 域外の国との電力取引においては例外措置が認められる場合もある。

欧州の電力系統はメッシュ型であり、1 つの国が複数の国と連系している。このため、電力供給が過剰になった場合においても、他国への輸出が比較的容易である。結果として、特定電源に対する特別措置が存在しない現状の取り扱いにおいても大きな係争は発生していない。

以下に、原子力と再生可能エネルギーに関する取り扱いの事例を示す。

(2) 原子力発電の事例

現在、原子力発電と紐づく連系線送電権について既得権が生じているのは、EU 加盟外国との間で結ばれている送電権のみである。具体的には、フランス (EU 加盟国) とスイス (EU 非加盟国) 間の電力取引には、原子力発電所に関する既得権が存在する。

この原子力発電所はスイスのコンソーシアム 3 機関が 1980 年代に投資したものであり、表 1-26 の内容で契約が結ばれている。

これらの契約に関連したスイスへの送電については、契約締結以来、両国間の連系線の容量が確保されている。契約による優先的な取り扱いは常に問題としてみなされており、スイスの投資家と EDF、および他の市場参加者の間で訴訟が発生している。

欧州委員会は、フランス当局 (政府および規制機関 CRE) に対し、これらの契約が欧州共同体のルールに違反していることを常に指摘しているが、法的手続きは開始していない。なお、スイスは EU 加盟国ではないが、EU 規則をスイスの国内法に組み込むための二国間協定締結に向けた交渉が EU との間で行われている。

⁵⁹34 ページ参照

表 1-26 スイスからフランス原子力電源への投資事例

投資主体	投資対象*	設備容量 (MW)	投資比率	投資容量 (MW)
AKEB	Cattenom 3	910	11%	100
AKEB	Dattenom 4	910	11%	100
AKEB	Bugey 2	910	17.5%	160
AKEB	Bugey 3	910	17.5%	160
KBG	Fessenheim 1	910	15%	137
KBG	Fessenheim 2	910	15%	137
KBG	EDF Portfolio	-	-	567
ENAG	EDF Portfolio	-	-	400
合計				1,760

*プラントまたは EDF の発電ポートフォリオ
出所) 各種資料より三菱総研作成

優先的アクセス権に代わる解決策として、これらの PTR による契約を FTR に移行できるかについて、長年議論がなされているが、目立った進展はない。論点は以下の通りである。

- 補償：優先的アクセス権の現在の所有者に対して誰が補償をするか。現在取引されている連系線容量による混雑収入を獲得する TSO による対応は可能か。
- フランスの電力取引価格への影響：フランスの原子力発電所の発電量を販売することにより、フランスの卸売市場のスポット価格が下がり、結果としてフランスとスイスの市場間値差が拡大するか。
- スイスの電力取引における流動性：スイスのスポット電力取引には、国内で 1,700MW 以上を供給するのに十分な流動性があるか。また、スイスの電力価格へどのような影響が及ぶか。

(3) 再生可能エネルギーの事例

欧州では、マーチャント連系線の場合を除き、発電事業者と需要家の間に電力取引に依存する契約は存在しない。しかし、過剰な再生可能エネルギーが系統に供給される場合、従来型の発電設備の出力を抑制するためのルールがある。例えば、ドイツエネルギー市場法 (EnWG⁶⁰) の第 13 条では、系統における需給調整が逼迫した場合の措置として、次の一連の内容が規定されている。

1. 系統関連の措置：特に系統トポロジーの変更。
2. 市場関連の措置：運用予備力の使用、契約に基づく負荷の削減、再給電指令。
3. 追加的な予備力確保：特に EnWG の第 13 条に従った系統予備力と容量予備力の確保。
4. これらの措置により状況が改善しきれない場合、TSO は送電系統への給電量等を

⁶⁰ https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf

調整する。調整対象には、従来型の電源および再生可能エネルギー電源の両方が含まれる。

出力抑制は、メリットオーダーに従って行わなければならない。従来型電源、CHP、再生可能エネルギー電源の順に実施される。出力抑制された従来型電源と CHP 発電の事業者は、抑制量に相当する機会費用に基づいた補償を受け取る。これは逸失した収入から燃料費と維持管理費（可変費分）を差し引いた金額である。この補償の内容については、訴訟が発生している。

再生可能エネルギー電源の場合、予想された発電量の 95% に対して補償がなされる。再生可能エネルギー電源を抑制する場合、日照条件および風況の変化を考慮して発電量の損失を推計することは容易ではない。したがって、補償の計算の際は 2 つの方法が適用される。まず、簡易な方法では、抑制時間帯の発電量は再生可能エネルギー電源が抑制直前に発電していた発電量水準で一定と仮定する。一方、包括的な方法では、抑制時間帯の発電プロファイルの想定を置く。この発電量は基準地点の風速または日射量の変化に基づいて計算され、抑制直前の条件（実際の発電量、風速、または日射量のレベル）を用いて標準化される。

近年ドイツでは、出力抑制の量とこれに伴う補償額が急増している。なお、従来型の発電設備と CHP 設備における出力抑制は、再給電指令として扱われている⁶¹。

⁶¹ ドイツにおける再給電指令は、経済効率性の高い電源の出力抑制と、経済効率性の低い電源の出力増加による概念と考えられ、電源の「出力抑制」は再給電指令の名の下で指定する電源に対して適用される。このとき、発生した「出力抑制」に対して、本来供給しえた電力量を踏まえた補償がなされる。一方、日本における「出力抑制」は、電力広域的運営推進機関の整理した優先給電ルールに示される電源から順に適用される。補償が適用されるのは、規定された上限を超えて抑制された一部の太陽光・風力発電の電源のみである。ドイツと日本では「出力抑制」に対する考え方がまったく異なる点に留意が必要。

1.5 連系線利用ルールと設備形成

1.5.1 送電権の価格シグナルと連系線増強

(1) 送電権の価格シグナルと連系線増強の考え方

歴史的に、欧州の送電系統は、連系線の電力取引を促進するためではなく、国内の最終需要家に十分な電力を供給するために建設されてきた。市場自由化前は、想定内および想定外の発電量の不足に備え、供給の安定性を確保するために連系線が開発されていた。これにより、発電量の不足時に長期輸入/輸出契約を履行する等の国家間の相互支援が可能になった。

しかし、今日の自由化電力市場では、供給の安定性への貢献以上に連系線の役割が拡大している。現在の連系線投資の背後にある最も重要な要因の1つは、EU域内電力市場の実現を推進することである。連系線の開発により充実した物理的送電基盤を提供し、この利用を可能にすることは、EU域内電力市場が機能するための前提条件である。

また、供給の安定性確保と域内電力市場の実現に加えて、電力系統の連系は、持続可能性と競争力確保というECの主要目標を達成する上で、極めて重要である。

近年増加する再生可能エネルギー資源の欧州の系統への統合にあたり、風力発電と太陽光発電の変動性と間欠性に対応するための、電力ネットワークの連系が必要である。電力ネットワークの連系が進んだ結果として、発電所から主な需要地への送電が可能となる。連系に伴い市場が拡大すれば、市場競争および市場間取引が促進され、特定の大手事業者の市場競争力が低下する。これにより、電力価格が競争力のある水準に収斂する。

以上の取組みの結果として、最終的により効率的な系統運用と給電指令が可能になる。例えば、電源構成の多様化や系統構造の多様化が実現され、稼動しないエネルギー資源が減少するとともに、予備力ニーズの充足が可能になる。したがって、電力ネットワーク連系の充実化がプラスの社会福祉効果をもたらすこととなる。

新規連系線の開発により、需要家、発電者および連系線所有者（連系線開発者を除く）がメリットを得る。その規模と配分は以下の要因に影響される。

- 市場原理（燃料価格と炭素価格、需要、他の連系線の利用状況、電源設備の容量と特性）
- 市場設計と規則（報酬メカニズム、容量市場、市場結合、需要家の市場参加、連系線利用ルール）
- 系統システムの要件（供給安定性と地域の制約）

1) 新規の連系線開発の考え方

電力を輸出入する二国間において連系線容量が限定されている場合、両国の電力需給の状況に応じて、電力の市場価格に値差が生じる。この場合、マーチャント投資家は二国間に新たな連系線を開発することにより収益機会を創出することが可能になる。

マーチャント投資家は、連系線の建設と運用による費用と収入の見積もりを単純比較し、

プロジェクトがプラスの正味現在価値を生み出す否かで投資を決定する。このとき、連系線建設の費用には、投資費用、接続費用、利子費用、一部の管理費用、O&M 費用等が含まれる。また、収入は、連系線を通る潮流量と市場間値差の積となる。

また、市場参加者に送電権がオークションされる場合、市場参加者はオークションのプロセス中で、裁定取引を通じて利益の一部を取得可能である。これは、連系線の生み出す利益の一部が連系線の所有者から市場参加者へ移ることを意味する。

マーチャント投資家は、連系線を介した電力取引を通じて、その費用を回収しなければならない。このため、連系線によりつながれる市場が完全に統合しないように、連系線容量を制限する必要がある。この場合、マーチャント連系線の最適な送電容量は、プロジェクトの限界費用が混雑の限界価格に等しくなる容量となる。

一方、社会的観点から最適な送電容量は、混雑のコストが生じない水準である。このため、マーチャント連系線よりもその容量は大きくなる。完全競争の下で電力価格の低い国 A と価格の高い国 B を仮定した場合の、連系線建設による社会的効果の概念を図 1-18 に示す。

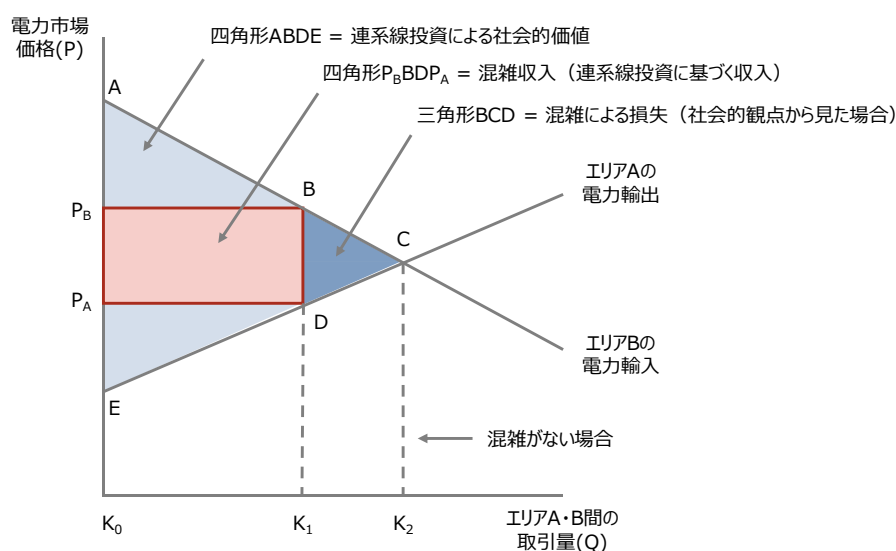


図 1-18 公的連系線とマーチャント連系線の社会的効果

※ 縦軸：価格、横軸：電力輸出力
出所) 三菱総研作成

上図の 2 つの直線は、輸出国 A 国と輸入国 B 国の価格が、容量 K を有する新規連系線を追加して一定の容量を輸入および輸出することにより、どのように増減するかを示す価格依存曲線である。このとき、連系線の容量が利用できない場合の社会的損失は三角形 ACE の面積に相当する。

マーチャント投資家はプロジェクトの費用を回収するため、連系線の容量を K_1 に限定することが想定される。このとき、連系線の社会的価値は四角形 ABDE に相当し、マーチャント投資家は、価格差と連系線容量を掛けた混雑収入として長方形 P_BBDP_A に相当する収入を得ることができる。しかし、連系線混雑による社会的損失（三角形 BCD の面積に相当）が発生する。

一方、連系線の容量が K_2 の場合、送電容量の制約は全く存在しない。この場合、国 A と

国 B の価格が同じであるため混雑収入はゼロであり、社会福祉はこの状況で最大となる。しかし、この場合はマーチャント投資家の収入はゼロとなる。

前述のように、市場統合を拡大することにより、社会福祉を最大化することが EU の加盟国の目的である。TSO は、新規の連系線への投資等、この目的における役割を担っている。公的 TSO が二国間の連系線の建設費用を負担する場合、その連系線は国内の送電系統（規制資産基盤）の一部となる。このとき、建設費用は電気料金を通じて回収される。TSO は、連系線の建設を検討する際、マーチャント投資家と比べてより社会福祉の観点から費用と便益を分析する。分析項目には社会経済分析のほか、市場の流動性、価格の安定性、電源構成の最適化、環境への影響などの要因が考慮される。一般的に、TSO は混雑の減少と排除を目的として連系線建設を行うことから、図 1-18 の例では K_2 の容量を選ぶことになる。

2) 連系線増強の考え方

既に連系線がある場合も、原則として新規の開発の場合と同様の考え方が適用される。市場間の価格差と混雑に基づき、当事者は連系線の強化、開発を決定する。この方針はマーチャント連系線および公的連系線の両方に適用される。

なお、既存のマーチャント連系線では、収入に上限が課せられることが多い。上限を上回る収入は、連系線容量の増加、新規連系線の開発または規制資産基盤向けの資金調達のために TSO に再割当てし、需要家およびネットワーク利用者に還元される。

既存の公的連系線では、連系線容量の割当てから生じる収入は、規則(EC)No 714/2009 第 16-6 条において、表 1-27 のとおり使用方法が規定されている。

表 1-27 欧州の規則(EC)No 714/2009 第 16-6 条における混雑収入の利用規則

連系線の割当てによって生じた収入は、次の目的に使用されるものとする。

- (a) 割当て容量の実際の利用可能性の保証、および/または
- (b) 保守、または特に新規連系線のネットワークへの投資による連系線容量の増加

この収入が、最初のパラグラフの (a) および/または (b) に定める目的に効率的に使用することができない場合、関係加盟国の規制当局による承認を条件に、ネットワーク料金および/または固定ネットワーク料金計算の管理方法を承認する際に、規制当局が考慮する所得として、規制当局が決定する最大量まで使用することができる。

残りの収入は、最初のパラグラフの (a) および/または (b) に定める目的のために使用できるよう、しかるべき時期まで別の内部アカウントラインに置かれるものとする。規制当局は、第 2 パラグラフで言及した承認機関に状況を通知するものとする。

(2) 送電権と連系線増強の関係性に関する制度および現地調査結果

欧州では送電権の価格状況とともに、それにより TSO が取得する混雑収入の状況に基づいて連系線増強の判断が下されている。

TSO が受領する混雑収入は、EU 規則により、連系線への投資や維持管理または送配電料

金の引き下げに用いられる場合が多い。現地調査で訪問した TSO の多くは、混雑収入を連系線への投資・維持管理に用いていると回答した。他方、送配電料金の引き下げ原資に用いると回答した事業者も一部存在する。

以下に、欧州における混雑収入の取り扱いと連系線増強の関係性に制度面の状況と現地調査の結果を示す。

1) 制度

連系線増強に関する混雑収入の取り扱い方針については、CACM、FCA で規定されている。CACM における混雑収入に関する指示内容は表 1-28 のとおりである。

表 1-28 欧州の CACM における混雑収入の取り扱いに関する指示

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">● 送電システムの効率的、長期的な運営および開発に資すること。また、EU における電力市場の効率的運営に資すること。● 規則(EC)No 714/2009 に示される混雑管理の原則に従うこと（以下に対する利用を指示。）。<ul style="list-style-type: none">✓ 割当てた送電容量の保証✓ 連系線の維持管理、新設✓ 託送料金の引き下げ原資● 合理的な財務計画に基づいて活用されること。● 一定期間に渡り活用可能であること。● TSO 以外の主体が所有する送電設備で得られた混雑収入の配分方法を調整すること。 |
|---|

なお、FCA で規定される混雑収入の取扱いは CACM の指示に準拠するよう指示されている。また、OMIP へのヒアリングによれば、スペイン・ポルトガルのように、FTR の支払い原資に活用される例もあることから、実務的には FTR の支払いへの活用も許容されていると考えられる。

2) 現地調査結果

連系線増強と関連する混雑収入の取り扱いについて、現地調査のヒアリングで得られた回答は表 1-29 のとおり。

表 1-29 欧州における連系線増強と関連する混雑収入の取り扱いに関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
OMIP (ポルトガル：商品取引所)	- 最終的に TSO に残る混雑収入は、市場間値差の発生状況と、FTR への支払等との差し引きの結果、基本的にはゼロに近くなる。 ✓ そもそもスペイン・ポルトガルでは、連系線混雑は取引混雑の 10%以下しか発生せず、FTR の需要が限定的。 ✓ 欧州では一般的に送電権の取引収入と市場間値差による収入を合わせて混雑収入として扱っている。 - TSO の手元に残る混雑収入は、主に当該連系線の改善に用いられる。送配電料金の引き下げ原資には用いていないが、連系線への投資を通じて結果として送配電料金も下がるという認識。
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	ベルギーは送配電料金の引き下げ原資に用いる。ドイツの場合、系統増強への投資または送配電料金の引き下げに用いるが、明確なルールは決まっていない。
Svenska kraftnät (スウェーデン：系統運用者)	EU 規則に従って、連系線への投資やメンテナンスに利用。例外的に送配電料金の引き下げに用いられる場合もある。投資対象となる設備計画は、早期にプロジェクトの進展が見込まれる案件を優先的に選択。
National Grid (英国：系統運用者)	連系線による混雑収入は、連系線毎に別々に管理。混雑収入の用途は、「連系線メンテナンス」、「新たな連系線への投資」、「顧客への還元（送配電料金引き下げ等）」の 3 通り。
EirGrid (アイルランド：系統運用者)	EWIC は規制対象の連系線。連系線の混雑収入が投資回収に充てられるとともに、利用者の便益向上のために活用されている。

1.5.2 電源投資への影響

1) 送電権の有効期間と融資返済の関係性

欧州では長期の送電権（物理的、金融的双方）の契約期間は最大で 1 年間である。一方、発電事業者による PPA に基づく融資返済は 15 年程度と想定される。この場合、電力輸出の収益による返済を計画している場合、最長 1 年契約の送電権の利用によってその価格リスクをヘッジすることはできない。

ただし、流動性のある卸市場の場合、発電事業者は発電設備を設置するビiddingゾーンにおいて金融的または物理的な派生商品を売却し、電力を送電するビiddingゾーンにおいて派生商品（先物または先渡）を購入することにより、価格差のリスクをヘッジできる。

以上より、ドイツや北欧のような流動性の高い卸市場であれば、価格差のリスクのヘッジは一定程度可能である。しかし、一般的には投資設備による売電時の価格リスクは完全にはヘッジできない。

2) 送電権の有効期間と投資判断の関係性

前述のとおり、送電権は実際に電力が供給される前年にのみ発行される。したがって、数年のリードタイムを要する⁶²発電所建設の場合、投資決定時に送電権を考慮できない。これは、金融派生先物取引を使用した管理方法についても同様である。

3) 発電/小売事業者における送電権取得義務

欧州では2つのビiddingゾーン間で電力取引を行う発電事業者、小売事業者に送電権調達の法的、規制的な義務は課せられていない。2つのビiddingゾーン間の市場間値差のリスクをヘッジしようとする者は、その権利を取得可能である。ただし、送電権の取得にあたっては以下の要件を満たす必要がある。

- 関係する両ビiddingゾーンにおいて需給バランス維持に関するアカウントを保持すること
- 送電権を発行する主体との契約枠組みを有すること
- TSO に損害を与えないための担保を確保すること
- 送電権の行使について TSO が確認できるように伝達するための技術的インフラを有すること（PTR にのみ適用）

4) 発電事業者による送電権調達に対する資金調達の考え方

送電権の取得はほとんどの場合、取得事業者に対する融資対象にはならない。年間契約の送電権のオプション価値は12か月同額で分割して評価されることから、大規模な先行投資は伴わない。これは先渡しや先物等の金融派生卸売商品を使用して二国間の市場間値差リスクをヘッジする場合も同様である。これらの商品は月単位（またはさらに短い単位）で決済される。

発電所建設の際の資金調達では、通常 PPA によってその事業の有効性が主張され、PPA が担保化される。

5) 現地調査結果

現地調査においても、欧州諸国では送電権割当方式の導入・普及・変更が電源投資に影響するとは考えられていない、とのコメントを得ている。そもそも欧州諸国では、送電権の導入当初から、送電権の期間は最長1年間であり、事業者は送電権の確保を必ずしも前提とせずに電源投資の判断を行っている。したがって、送電権は事業者の投資判断の重要な要素となりえないと考えられる。

表 1-30 に送電権と電源投資の関係に関する現地調査のヒアリング結果を示す。

⁶² 例えば、CCGT 発電所では最終投資決定（FID）から運転開始までの3年間程度のリードタイム、石炭火力発電所では5年間程度のリードタイムを見込む。

表 1-30 欧州における送電権と電源投資の関係に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● 連系線への送電権導入により新規電源投資が影響を受けたという話は聞いていない。ドイツには容量市場がなく、新規ユニットへの投資可否にはプラント利用率の見通しが影響する。一般論として、送電権市場のあり方は発電ユニットの利用率向上に影響を及ぼすとは認識している。
ACER（規制者調整機関）	● 欧州で 2003 年に送電権の割当ルールが先着優先からオークションへ移行した際には、電源投資に及ぼす影響に関する心配や懸念は存在しただろう。 ● 特に、電源投資を支援するために 3～5 年等の長期の利用権が存在することを望んだという話も聞く。例えば、フランスからイタリアへの売電は長期の連系線利用権があればより容易になったと考えられる。 ● 現存する連系線利用権は最長で 1 年間のため、現状から更に割当ルールが変更されたとしても及ぼす影響は小さいと考えられる。 ● 長期の容量割当を行う場合でも、市場メカニズムに基づくオークションによる取引がなされる方が経済効率は向上するだろう。
ENTSO-E（系統運用者団体）	● 大陸欧州の電力系統はメッシュ型であることもあり、電源投資に対する大きな影響は発生していない。英国の方が日本と状況が類似するのではないかと。 ※ メッシュ型の場合、電力の輸出先、利用可能な連系線が複数存在するため、ルールによらず必要量の送電権が確保しやすい。
EFET（トレーダー団体）	● 送電権の有効期間と電源投資の関係性は存在しない。なぜなら、欧州では送電権以前の問題として、電力卸価格と電源投資の関係性もなくなりつつあるからである。この状況は石油価格の低下と再エネの普及拡大により、電力の価格が下がったことに起因する。 ● 電力価格の低い市場においては市場間の価格の分断も小さい。また、欧州では取得できる送電権の期間は最大で 1 年のため、送電権が電源投資に及ぼす影響は小さい。電力価格が高くなれば、送電権が電源投資に影響する可能性もある。

1.6 混雑管理ルールの詳細

1.6.1 連系線利用状況評価の考え方

欧州においては発電のアデカシー(generation adequacy)の評価に関する議論が続けられており、そこでは連系線容量の把握が重要視されている。系統システムの構成状況のアデカシーについては、国レベルと EU レベルの両方で評価されているが、すべての国で個別にアデカシー評価が実施されているわけではない。また、各国国内と欧州では評価方法に矛盾する点も存在する。

連系線容量に対する認識は、国によって異なる。The Council of European Regulator の調査によると、その管理方法は以下のとおり大きく異なる⁶³。

- ✓ ノルウェー、エストニア、ルーマニアおよびスウェーデン：連系線容量を考慮せずに孤立したシステムを想定してシミュレーション評価

63

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-E SS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf

- ✓ 対象 20 か国中、3 ヶ国（対象明記なし）：連系線容量を含む評価に移行中
- ✓ フランス、ベルギー：連系線容量を含めた場合と、除いた場合でアデカシーを評価
- ✓ 対象 20 か国中、英国、オランダ、チェコ、リトアニア、フィンランドおよびイタリア、アイルランドの 7 か国：連系線を想定してシミュレーション評価

歴史的に、ほとんどの系統/発電のアデカシーの評価において、発電可能量と想定負荷との比較の際は、一定の前提条件を定めて評価を行う手法が適用された。この手法は、連系線容量の評価にも適用された。国内の電力供給が逼迫した場合の近隣諸国からの電力輸入可能性を把握するべく、各国の TSO は隣国からの電力供給の可能性について評価を行っている。以下にそれらの事例を示す。

(1) RTE（フランス）における連系線利用可能量の分析

フランスの TSO である RTE は将来的な電力輸入の可能性について、隣国⁶⁴それぞれとの間の連系線の増強計画等を踏まえて図 1-19 のようにその容量を評価している。

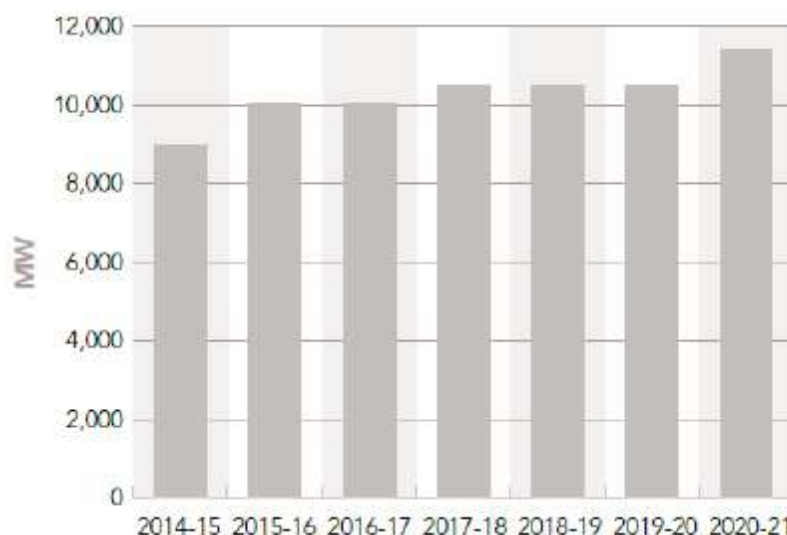


図 1-19 冬季におけるフランスの電力輸入可能量の見通し

出所) RTE: GENERATION ADEQUACY REPORT on the electricity supply-demand balance in France 2015 EDITION⁶⁵

さらに、RTE ではフランスで供給能力が不足した場合に、隣国の電力系統が輸出に対応できる確率を図 1-20 のように評価している。

⁶⁴ 英国、ベルギー、ドイツ、スイス、イタリア、スペイン

⁶⁵

http://www.rte-france.com/sites/default/files/2016_01_13generation_adequacy_report_executive_summary.pdf.pdf

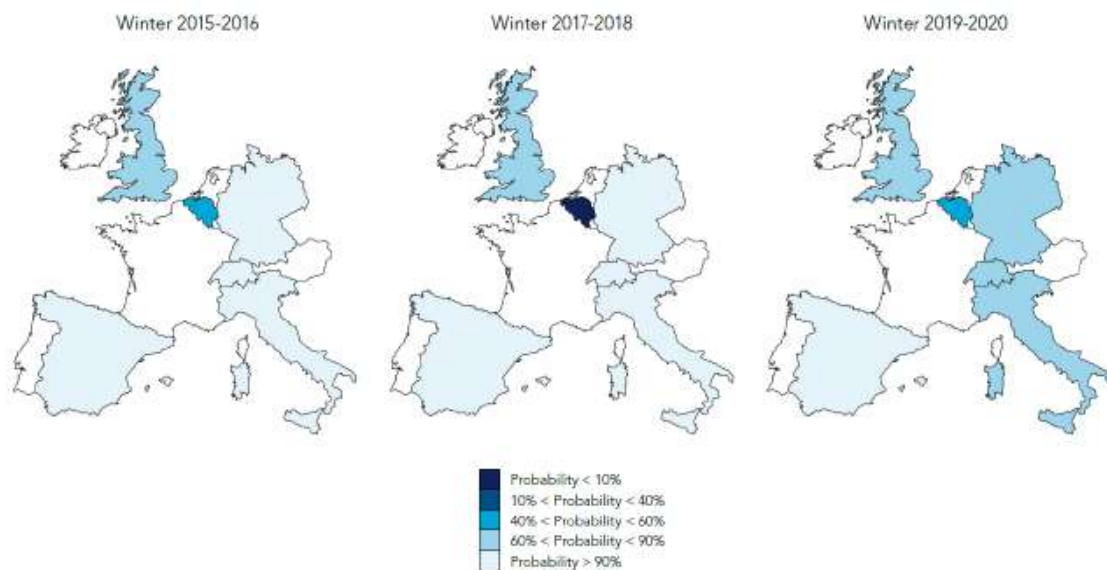


図 1-20 フランスの電力供給不足時の隣国からの電力輸入可能性評価事例

出所) RTE: GENERATION ADEQUACY REPORT on the electricity supply-demand balance in France 2015 EDITION

このような評価の必要性は、過去の大陸レベルの厳しい電力需給の逼迫を経験した結果として認識されている。例えば、2012 年の冬に、欧州大陸は長期にわたる寒波の影響を受けた。このとき、フランスの電力需要は、電気暖房(electric heating)により急上昇したが、同時に近隣諸国においても電力需給が逼迫する状況となり、電力需給管理が厳しい状況が続いた。

(2) ENTSO-E における連系線利用可能量の分析

1) 概要

欧州レベルでは、過去に欧州全体の系統運用者団体である ENTSO-E の部門組織が「Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF)」と呼ばれるアデカシー評価を行った事例がある。これは ENTSO-E の各加盟国の需給バランスを決定論的に評価する取組みである。SO&AF は、将来の特定時点における利用可能な発電資源と需要を想定して比較する。発電資源を評価する際は、保守、利用不可能時間帯の発生、計画停止および運用余力を考慮して定格出力を低く補正する。また、電力の輸出入可能量を、各国の需給状況を踏まえて算出する。

2016 年に SO&AF は、ENTSO-E が開発した中期アデカシー予測(MAF: Mid-term Adequacy Forecast)⁶⁶のツールにより代替された。SO&AF から MAF への主な変更点は、基礎的な市場モデルを用いて、商業的判断に基づく給電指令とそれにより生じる電力潮流をシミュレーシ

⁶⁶https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf

ョンする点である。また、SO&AF が決定論的手法を用いていたのに対して、MAF では供給アデカシーを確率論的に評価している。MAF では、想定される需要の喪失(LOLE: Loss of Load Expectation)およびエネルギー供給の不備(ENS:Energy Not Supplied)を、最終的な需給環境のアデカシー評価のために算出する。算出にあたっては4つのシミュレーションエンジンを用い、その一部にモンテカルロシミュレーションを採用している。計算プロセスの概略を図 1-21 に示す。

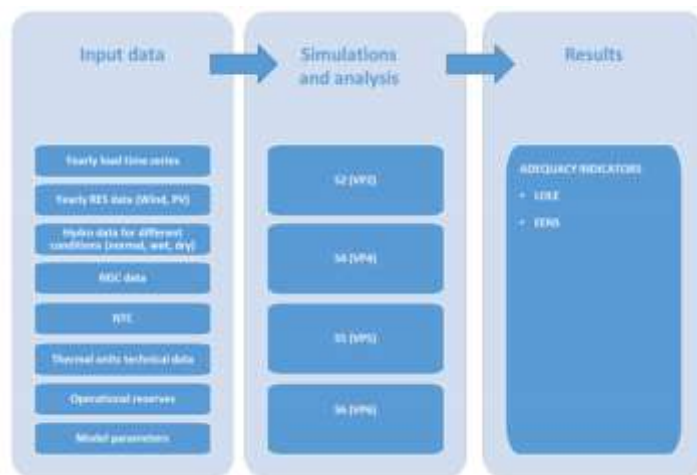


図 1-21 ENTISO-E の MAF 分析における計算プロセス

出所) ENTISO-E: Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition

MAF 分析においては、欧州域内のメッシュ型の系統ネットワーク内の連系線は、アデカシー基準送電容量(Adequacy Reference Transfer Capacities)を用いてモデル化される。この容量は、送電系統の将来的な拡張に向けた ENTISO-E の 10 年ネットワーク開発計画において仮定される容量と類似している。また、この容量は、同時に輸入/輸出が可能な容量の保守的な予測値となり、図 1-22 のようにシミュレーション用の入力変数として連系線毎に設定されている。

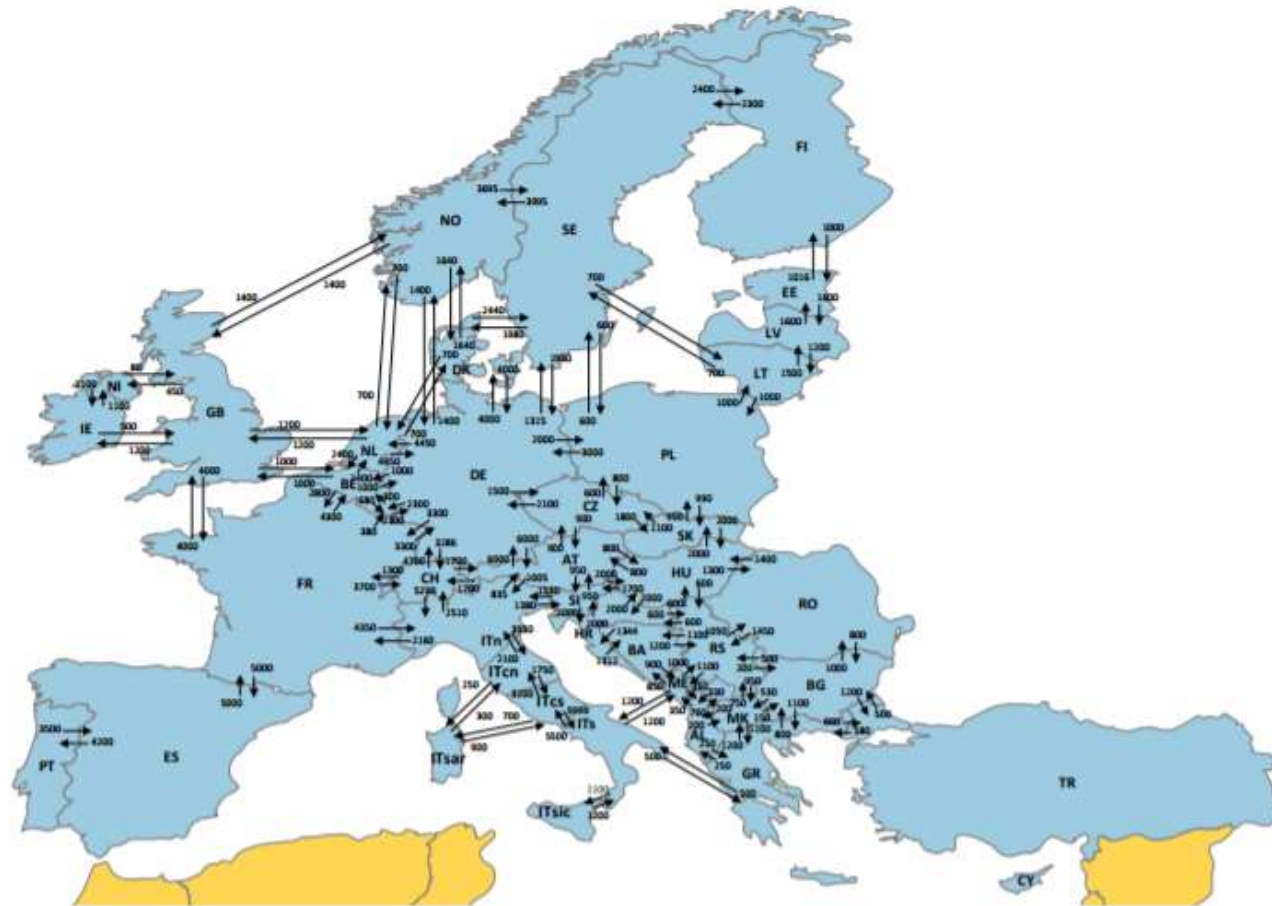


図 1-22 ENTSO-E の MAF 分析におけるアデカシー基準容量

※ 単位 : MW

出所) ENTSO-E: Mid-term Adequacy Forecast 2016 edition

なお、直流高圧送電線(HVDC)については、計画停止により平均で 6%利用不可となることを見込んでいる。この数値は、特定の HVDC の過去の計画停止状況に基づき決定しており、モンテカルロシミュレーションを行う際には、感度分析のパラメータとしている。

今後の MAF の改良の方向性として、連系線容量のモデル化方法をよりシンプルに改良することが検討されている。特に重要な改良のポイントとして、ENTSO-E は以下を想定している⁶⁷。

- 季節性と運用制約を考慮するために、連系線に関する前提条件を見直すこと
- 潮流に基づく市場運用の方法を反映すること

2) 分析方法の概略

欧州各国の TSO や TSO のグループ (1 か国に複数存在する場合) は、MAF への入力データとして、ENTSO-E に対して分析対象期間において運用が予想される国内発電設備のデータ一式を提出する。MAF2016 の場合は、2020 年と 2025 年であり、1 年間の状況が 1 時間毎にモデル化される。将来の発電資源の構成は、既存発電設備の設置状況、既存発電設備の廃止見通し、新規発電設備の見通しから設定される。なお、水力発電設備の出力は、通常年、渇水年、豊水年に応じた感度分析に対応する。

TSO は、分析対象である 2020 年と 2025 年における年間 8,760 時間別の期待需要プロファイルも提供する。太陽光発電と風力発電の出力、電力需要は日射条件や風況、気温によって変化することから、ENTSO-E では感度分析のために、2000 年から 2013 年の欧州全土の気候データベースを参照している。

上記の入力パラメータを 4 つのシミュレーションエンジンに入力することにより、発電設備の商業的判断の下での給電状況を再現する。このシミュレーションエンジンは、地域間連系線を介した給電指令と商業的な潮流状況を試算する。発電または連系線的能力が所定のエリアの需要を満たすのに十分な水準でなければ、需要の喪失 (LOLE: Loss of Load Expectation) やエネルギー供給の不備 (Energy Not Supplied: ENS) が発生する。

以上の手法の下で、MAF2016 では以下の 3 つのケースについてシミュレーションを実施している。

- ベースケース : アデカシーは前日断面で評価し。運用予備力はアデカシーに寄与しないと想定。
- 感度分析ケース I : アデカシーは前日断面で評価。運用予備力はアデカシーに寄与すると想定。このため、リアルタイムでのアデカシーを表現している。
- 感度分析ケース II : HVDC の強制停止を確率モデルにより考慮した上で、感度分析ケース I と同様に評価を実施。

⁶⁷ Mid-term Adequacy Forecast @ a glance, 2016 Edition,
https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF2016_Leaflet.pdf

3) 地域毎の供給状況評価

モンテカルロシミュレーションの結果として、95%の信頼区間に基づいて、LOLE の発生が1時間未満の場合は許容可能と評価される。MAF2016 の評価では、多くの国およびシナリオにおいて許容可能な LOLE の結果が得られた。しかしながら、フィンランド、フランス、英国では、全シナリオの下で許容可能なレベルを超えた LOLE が示された。

将来的な発電資源や需要側資源の不足を軽減する代表的な措置として、容量市場メカニズムの導入等が考えられる。例えば、フィンランドは戦略的予備力、英国は落札された容量に対する固定的な支払いに基づく容量市場制度、フランスは供給可能な発電容量の証明書に基づく容量市場制度を適用している。

また、MAF の評価では、全てのシナリオにおいて、国外およびその TSO が自国の電力供給の安定性を損ねない範囲で、隣国の電力供給に貢献できる可能性を考慮している。国外からの電力供給の貢献を考慮しない場合のシミュレーションは、モデルの動作調整をする場合にのみ用いられている。

1.6.2 欧州 TSO における混雑管理の事例

(1) 欧州における連系線の潮流予測

欧州における連系線の混雑管理は主に TSO が担っている。また、連系線の潮流予測は TSO 毎に実施されている。欧州においては連系線の潮流想定は長期の断面では実施されておらず、実需給の数日前の断面で実施される場合が多い。これは太陽光発電、風力発電のような変動電源の導入が進んだことにより、長期の断面での潮流想定が意味を持ちにくいことが1つの要因である。これらの潮流予測の考え方について、現地調査においてヒアリングを実施した。得られたコメントを表 1-31 に示す。

表 1-31 欧州における連系線の潮流予測に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● 2 日前時点からさらに以前の時間断面での潮流想定はなされていない。 ● 潮流図についても 2 日前時点に作成するのが基本である。1 年前等の長期の断面ではシナリオを仮定して作成せざるをえない。例えば、ドイツでは再エネに関する法律の改正がなされる場合があるので、それらをパラメータとして組み込む（風力発電の新設の年間上限等）。 ● ドイツは、発電量予測の困難な風力と太陽光の比率が大きく、1 年前や 1 か月前の潮流予測は実態として意味をなさない。
Svenska kraftnät (スウェーデン：系統運用者)	● 潮流予測は 2 日前時点から実施する。 ● TSO は、自身のシミュレーションツールにより、将来の潮流想定の実行を行っている。シミュレーションにあたり、連系線利用に関する契約情報を用いている訳ではない。1 年前等の長期の予測は精度が低く、実用的ではないと考えている。
National Grid (英国：系統運用者)	● 実際の潮流についてはマーケットの状況に応じて定まるのが基本である。なお、National Grid の規制部門では、電力の需給調整を担っており、必要に応じてバランシングに関する取り組みも行っている。
EirGrid (アイルランド：系統運用者)	● 電力潮流については昼夜のベーシックなパターン程度しか予測できない。このため、1 年に 1 回、予算策定がなされる 8 月に 1 年分の予測をする程度である。 ● 規制対象の連系線であることから、採算性を追求するための潮流予測は不要である。

以降に代表的な事例としてドイツにおける混雑管理の取り組みについて詳述する⁶⁸。ドイツを含めた欧州諸国では契約(経済的なお金の流れ)と実際の潮流が一致しない状況にある。例えば、ドイツからフランスへの送電の場合、スイスやベルギー、オランダ等の複数の国々を経由することもある。結果として、バイパスされる国では系統の混雑が生じる場合等に、不利益を被ることになる。

このような状況を踏まえ、欧州では、市民の電力市場から享受可能な社会的福祉の向上と、連系線利用の最大化を目的として、**Flow Based Market Coupling** と呼ばれる取り組みが推進されている。この取り組みは **ACER** の指示の下で推進されており、2015 年 5 月にドイツの TSO である 50Hertz でも同手法が採用されている。この手法は中西欧州地域(フランス、ベルギー、オランダ、ドイツの内 3TSO の管轄)を対象にシステム構築がなされており、欧州全域への拡大が望まれている。

1) Flow Based Market Coupling の概念

従来の ATC の考え方では、ビiddingゾーン間に存在するすべての契約の合計総量を基に連系線の空容量の評価を行ってきたが、**Flow Based Market Coupling** の下では、潮流解析に基づいてゾーン間を接続する個々の連系線の状況の評価し、市場運営にクリティカルな影響を及ぼす混雑箇所を把握する。この結果を踏まえ、市場でのトレーディングを通じた混雑回避を実現する。

ATC の考え方の場合、割当てられている送電権の量に基づいて ATC が算出される。**Flow Based Market Coupling** は、実際の潮流を想定して空容量(取引可能量)を算定することで、ATC よりも空容量が拡大する可能性が大きいと考えられている。

2) 潮流予測の方法

Flow Based Market Coupling における潮流予測では、ATC における予測と比べてより多くのデータ収集を要する。ドイツでは、西側のマーケットについては **Coreso**⁶⁹が、東側のマーケットについては **TSCNET** がデータ収集と計算の役割を担う。TSO はこれらの組織に対して、所定のフォーマットに従って必要なデータを提出する義務を負う。

潮流予測の大まかな流れは以下のとおりである。

- 実需給の 2 日前時点の午後 8 時に連系線の混雑に関する予測を実施する。予測にあたっては、負荷、再エネの稼働状況、技術的制約(天候、気温に伴う送電ロスの変化等)を考慮する。
- 計算結果は TSO に対して提供される。TSO において事後にクリティカルな問題が発生した場合は、トポロジーの変更等の影響がさらに加味される。

⁶⁸ 以下、1.6.2 項の記載はすべて、ドイツ、ベルギーの TSO である Elia グループの企業 Elia Grid International へのヒアリングに基づく。

⁶⁹ **Coreso** はベルギー、フランス、ドイツ、イタリア、英国の TSO の子会社。TSO 間の協調と信頼度に関する研究を実施

- 前日時点の午前 4 時に二次的な計算が実施され、TSO による計算結果の確認が行われる。この際に TSO から変更依頼が出されることはほとんどない。この結果に基づき、容量割当の方法が策定される。

2 日前時点からさらに以前の時間断面での潮流想定はなされていない。潮流図についても 2 日前時点に作成するのが基本である。1 年前等の長期の断面ではシナリオを仮定して作成せざるをえない。例えば、ドイツでは再エネに関する法律の改正がなされる場合があるので、それらをパラメータとして組み込む（風力発電の新設の年間上限等）。

ドイツは、発電量予測の困難な風力と太陽光の比率が大きく、1 年前や 1 か月前の潮流予測は実態として意味をなさないと考えられている。

3) 混雑予測の方法

ドイツでは連系線の混雑予測、混雑解消のため、1 週間前と前日の時点で、連系線混雑の状況に関する予測とレポートを実行する。これらのレポートの実行にいたった背景には日本の東日本大震災がある。ドイツでは、東日本大震災後に、政府が原子力発電の稼働停止を求めており、それに伴い系統の予備力確保の重要性が認識されている。特に再生可能エネルギーの大規模導入は、系統の状況予測を困難にしている。50Hertz の扱う最大負荷は 16GW 程度だが、風力発電の出力は 5-10GW に達する時間帯も存在する。

混雑予測の手順概略は以下のとおりである。

- 実需給の 1 週間前時点の混雑予測(Week Ahead Planning Process)では、TSO が負荷想定や、各種の周辺状況変化、メンテナンス状況等を加味した系統状況の変動予測を行う。ドイツとその隣国における 7 日分の予備力の活用見通しを毎日検討する。
- 前日時点の混雑予測(Day Ahead Congestion Forecast)では、前日の夜時点において、同様に混雑状況の予測を実施する。
- 当日時点の予測についてはコントロールセンターで計算されている。24 時間に亘り、1 時間ごとに予測は行われる。
- ドイツでは 4 つの TSO が関連するデータセットをマージし、TSO の 1 つである Amprion が欧州全域の解析を行うオンラインツール(AMICA)へと前日 17 時にデータを提出する。
- 欧州全体でこれらのデータがマージされ、連系線に発生している問題のボトルネックとなる箇所が探索される。N-1 原則の下で解析が実施され、前日 21 時時点で TSO のテレカンファレンスに基づき、問題解決の方法を検討する。対応策としては、スイッチングの変更、変電所での対策、再給電等が考えられる。

混雑予測に係るこれらの分析は TSC の AMICA と呼ばれるプラットフォームで実施される。このプラットフォームには欧州の 10 カ国が参加している。各 TSO は AMICA において同じデータセットの閲覧が可能である。これらの情報は 1 時間ごとにアップデートされる。

また、AMICA ではグリッドのモデルも実装されており、各 TSO が自国、隣国を含む各国のグリッド負荷の予測状況を閲覧可能である。参加各国はみなすべての情報を閲覧可能なため、透明性が確保されている。この予測は前日夜に実施されている。

4) 需給調整の方法

系統混雑等の運用上の課題解決においては、再給電、出力抑制の他、カウンタートレードが実施される。この他、変電所や送電線での作業による調整が行われる場合もある。変電所や送電線は 50Hertz のアセットであるため、追加的なコストをかけずに調整が可能である。2015 年には 365 日中 300 日以上でコストを要する調整が行われた。

50Hertz では特に再給電が頻発しており、ボリューム、コストともに 2014 年から 2015 年にかけて増加傾向にあった。2015 年は強風等の気象条件が再給電の実施状況に大きく影響したためである。2015 年の 50Hertz の再給電量は 9,000GWh であり、これに要した費用は約 10 億ユーロである。また、風力発電等の再エネの出力抑制も実施されており、2015 年には 1,400GWh（1.4 億ユーロ程度のコスト）が抑制された。

これらの取り組みは TSO、DSO の指示に基づき実施されるものであり、補償が支払われる。再給電と再エネの出力抑制に要する費用は託送料金により回収されており、結果として TSO の負担はゼロになる。

1.6.3 連系線の修繕・停止スケジュールの扱い

欧州内の各地域間連系線において、修繕や停止スケジュールに関する考え方はそれぞれ異なる。これらの考え方について現地調査におけるヒアリングを行った。得られたコメントを表 1-32 に示す。

表 1-32 欧州における連系線の修繕・停止スケジュールの考え方に関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● オークションにかけられる送電権の容量は、計画されている連系線のメンテナンススケジュールを前提として決定される。大規模修繕を計画している場合は、それに相当する送電権はオークションに出さない。 ● 不測の事態により想定よりも連系線容量が減少した場合は、送電権の買戻しにより問題を解決する。
Svenska kraftnät (スウェーデン：系統運用者)	● 長期（1 年後）のメンテナンス予定は、系統運用部門が長期需給を分析したうえで設定している。 ● メンテナンス計画の設定は隣国の TSO とも協力している。なお、ENTSO-E では各国 TSO における連系線容量に関する情報共有のため、Transparency Platform を構築している。ここでは、1 ヶ月後、3 ヶ月後、1 年後の連系線容量に関する情報が公開されている。
National Grid (英国：系統運用者)	● 連系線のメンテナンスについては、実施の 1 年前に予定が見えているのが一般的である。オークションシステムにおいてメンテナンス計画のプロファイルを予め反映した上で、オークションにかける容量を決定している。 ● 発電事業者との調整は行わないが、系統運用者とは協力し、その見解が考慮されているか確認する（供給の安定性の見解から、真冬に停止は行わない）。 ● IFA の場合、メンテナンス期間（通常は 6 月に実施）を考慮して、年間 PTR の契約期間は 51 週間としている。 ● 停止の情報は専用のウェブサイト上で詳細を公開しなければならない。停止の結果として、すでに権利を購入した事業者の権利行使ができなくなる場合、補償メカニズムが適用される。
EirGrid (アイルランド：系統運用者)	● EWIC の修繕は年に 1~2 回 2 日間程度発生するのみである。また、長期間を要するシステムチェンジについては 5 年程度前に決まっている。これらの情報を踏まえて、連系線の利用率 98%の目標を達成できるように運用計画を検討する。

1.6.4 PTR における補償

PTR に関する補償は、FCA と CACM に示される firmness の指針に基づくのが原則である。PTR はその権利が削減された場合においても、金銭的に firm であることが要求される。PTR が削減されうる要因としては、系統運用の安定性確保、不可抗力、緊急事態の 3 つが考慮されている。HAR の割当ルールにおいては各々のケースにおける補償の方法が指示されている。具体的な方法は表 1-33 のとおりである。

表 1-33 欧州の HAR の割当ルールで指示される PTR の補償方法

削減の原因	地域間の送電容量確定前 (before the Day Ahead Firmness Deadline)	地域間の送電容量確定後 (after the Day Ahead Firmness Deadline)
系統運用の 安全性確保	削減された送電権の容量に市場間値差を乗じた金額。対象地域的一方または双方で前日市場価格がわからない場合は、オークション時の送電権価格を乗じた金額。合計補償金額の上限は混雑収入から、別途発生した送電権保有者への支払いや保証金を差し引いた金額。	—
不可抗力	オークション時の送電権の価格に削減された容量を乗じた金額。この金額がわからない場合は、全オークションにおける送電権価格の加重平均に対して、削減された容量を乗じた金額。	送電権の割当の際に支払われた金額。
緊急事態	—	削減された送電権の容量に市場間値差を乗じた金額。対象地域的一方または双方で前日市場価格がわからない場合は、オークション時の送電権価格を乗じた金額。

1.6.5 空押さえの扱い

欧州の PTR 市場においては、FCA による規定に基づき、履行されなかった PTR は use-it-or-sell-it の原則の下で処理される。この原則に基づけば、履行されなかった PTR は、前日市場における送電容量の割当プロセスに充当され、取引される。このとき、当初の PTR の保有者は返金を受けることが可能である。

1.6.6 混雑収入の扱い

(1) EU レベルでのルール

欧州では一般的に連系線利用に係る混雑収入の管理を TSO が担う。欧州における混雑収入とは、送電権の売却収入と市場間の値差に基づく収入の合計である。

混雑収入は EU 内の規則において以下の用途に用いるよう指示されている。

- 連系線のメンテナンス
- 連系線の増強
- 再給電・カウンタートレードの原資
- 送電サービス利用料の低減（上記の目的での利用後に余剰が生じた場合）

(2) 個別連系統でのルール

混雑収入の取り扱いに関して、現地調査におけるヒアリングを行った。結果を表 1-34 に示す。

表 1-34 欧州における混雑収入の取り扱いに関するヒアリング結果

ヒアリング先	コメント
OMIP (ポルトガル：商品取引所)	● TSO が送電線混雑に伴って得る混雑収入は、ポルトガル・スペイン双方向間の値差の発生状況と、FTR への支払い等との差し引きの結果、基本的にはゼロに近くなることが想定されている。 ● 実際には TSO の収支がプラスになることもあり、収支状況については規制機関へのレポートの提出が毎月求められる。レポート結果に基づいて TSO と規制機関によりプラスの収益の取り扱いが検討される。 ● TSO の獲得した収益は、主に当該連系統の改善に投資されるものと想定されている。収益はポルトガルとスペインの各 TSO に半分ずつ配分される。送配電料金の引き下げ原資としては用いられていないが、連系統への投資を通じて結果として送配電料金は下がるという認識である。
EGI(Elia Grid International) (ドイツ・ベルギー：系統運用者)	● ドイツでは、連邦ネットワーク庁が定めた“congestion revenue management”により、系統増強への投資や送配電料金の引き下げに用いるべきとされている。しかし、混雑収入の具体的な取り扱い方法は厳密には定められていない。(50Herz 社内でも確認したが、はっきりしたルールは分からないとのこと。) ● ベルギーでは混雑収入は送配電料金の引き下げに用いられる。ここでの送配電料金とは地域間連系統を介するもの以外も含む。 ● ベルギーでは、国の規制当局である CREG が適用する託送料金を承認する。託送料金の決定にあたっては、コスト（メンテナンス、投資等）及び収入（混雑収入等）の両方が考慮される。ベルギーにおいては混雑収入の使用は完全に規制されていると言える。
Svenska kraftnät (スウェーデン：系統運用者)	● 1 時間ごとに市場間値差に基づく混雑収入が計算されている。この収入は通常の収入と口座を分けて管理されている。また、国際連系統と国内連系統でも口座は分かれている。 ● 国際連系統からの混雑収入は EU の指令に従って、基本的に連系統への投資やメンテナンスに活用されている。例外的に託送料金の引き下げに用いられることも認められている。なお、国内の連系統からの収入の場合、その使い方はある程度自由に選択できる。 ● 投資対象となる設備計画としては、早期にプロジェクトの進展が見込まれる設備が優先的に選択される。 ● 連系統の敷設には長期の期間を要する場合もある。フィージビリティ・スタディなど、プロジェクトフェーズの進展が見込まれる連系統であれば、最終的な敷設までの期間によらず、投資対象となりうる。 ● 混雑収入のストックは相当量蓄積されており、多額の投資も可能となっている。また、混雑収入で費用が賄えない場合は、EU から資金援助を得る場合もある。
National Grid (英国：系統運用者)	● 連系統による混雑収入は、連系統毎に別々に管理されている。欧州の法律に基づき、混雑収入は連系統のメンテナンス、新たな連系統への投資、顧客への還元の方法で利用される。National Grid では 3 点目の顧客への収入還元（託送料金の引き下げ等）も含めて収益を活用している。 ● 新規の連系統への投資判断は National Grid が担う。連系統から得られる収入や、電力市場の状況を踏まえて方針が策定される。
EirGrid (アイルランド：系統運用者)	● EWIC は規制対象の連系統。連系統の混雑収入が投資回収に充てられるとともに、利用者の便益向上のために活用されている。 ● 規制対象である EWIC においては、混雑収入が費用回収改修に不足する場合でも一定の保証がなされる。

ヒアリングの回答によれば、概ね混雑収入の用途は EU の規則に沿ったものである。ただし、スペイン・ポルトガル連系線のように、FTR Option の支払い原資に混雑収入が活用される例もあることから、実務的には FTR に対する支払いへの活用も許容されていると考えられる。また、混雑収入が不足する際は、EU からの資金援助等により不足が賄われている。

2. 米国における送電権制度の実態

2.1 米国における送電権制度

2.1.1 経緯

米国の送電料金設定は連邦エネルギー規制委員会(FERC)の規制の管轄下であり、FERC によるレビューを受けて承認される必要がある。レビューの基準は、「送電サービスの公平な提供に資するか否か」とされており、極めて抽象的である。なお、例外として、テキサス州は FERC の規制の管轄外とされている。これは、同州の電力系統が他地域と連系を持たない独立系統のためである。

1) 命令 888、命令 889 (1996 年)

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。

1992 年、連邦動力法(FPA)の修正により、FERC に託送命令権限が付与された。しかし、本権限は個別案件毎に審査を要したことから、送電線の第三者利用を促進する起爆剤とはならなかった。そのため、1996 年、FERC は命令 888 を公布し、託送命令による個別処理ではなく、送電料金約款⁷⁰によるオープンアクセスを送電線所有者に義務付けた。約款は、FERC へ事前提出され、審査を受けるものとした。

また、命令 888 を実効的に機能させるため、同じく 1996 年の命令 889 によって電子的な送電線利用予約システム(OASIS)の整備が義務付けられた⁷¹。OASIS は、Point to Point 型の PTR を前提としている。

2) 命令 2000 (1999 年)

命令 888、命令 889 の後、1999 年に、FERC は命令 2000 を公布した。これは、命令 888 における「送電線オープンアクセスに関する義務違反紛争を事後的に処理するスタイル」から、「送電線所有権と運用管理権を分離してオープンアクセスを構造的に保証するスタイル」への転換を指示する命令であった。本命令では、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地域送電機関(RTO)を自主的に設立することを要求した。この RTO の主な目的は、第一に、送電系統が所有会社毎に細切れに分割管理されることによる弊害を除去することであった。また、第二の目的は、送電線運用権を既存電気事業者か

⁷⁰送電料金申請のテンプレートとして、「形式上の送電料金表 (Pro Forma Tariff)」が示されている。Pro Forma Tariff によると、送電サービスは地点間送電サービス(Point to Point)とネットワーク送電サービス(Network)に大きく二分されて、料金設定される。「形式上の送電料金表」は、送電事業者が満たすべき minimum standard であるが、それ以上に、送電サービスの公平な提供に資する料金体系であると FERC が認定すれば、その形式にとらわれない。

⁷¹ OASIS のコンセプトは 1992 年エネルギー政策法で既に示されている。

ら切り離し、発送電分離を徹底することによって、公平な送電サービス提供を保証することにあった。

3) 標準市場設計(SMD)に関わる規則案（2002 年）

さらに、FERC は 2002 年 7 月の「標準市場設計(SMD)に関わる規則案(NOPR)」(以降、「SMD 規制案」)等、電力自由化推進に向けた政策を進めてきた。しかし、SMD 規則案に対しては、米国南東部を中心とする諸州等から強い反発を受けたため、2005 年 7 月に FERC は SMD 規則案の審議を打ち切る命令を発表した。この命令の理由として、FERC は、「米国の電気事業者の自主的取り組みにより、地域特性を反映した ISO/RTO が既に形成されたこと」、「この動きを通して大きな成果が上がっており、SMD の規則化は事実上不要になったこと」を挙げた。

SMD では、金融的送電権 (FTR) として下記の 2 つを規定していた。

- Receipt Point-to-Delivery Point Congestion Revenue Rights(CRR) : 送電経路を特定しない 2 地点間の混雑収入権
 - ✓ Obligation Rights : 権利保有者は、CRR の価値が正の場合には混雑収入を受領、負の場合には混雑費用を負担する。
 - ✓ Option Rights : 権利保有者は、CRR の価値が正の場合に、混雑収入を受領するのみ。負の場合には混雑費用の負担責任は発生しない。
- Flowgate Congestion Revenue Rights(FCRR) : 送電経路を特定した混雑収入権

2.1.2 米国における物理的送電権と金融的送電権

米国では、物理的送電権 (PTR) と金融的送電権 (FTR) が混在している。1996 年の送電線オープンアクセス制度の開始当初から、いずれの送電権制度を選択すべきかについて議論がなされていた。

結果として、まず、命令 889 により整備された OASIS を介した物理的送電権の制度を前提としつつ、PJM、NYISO (ニューヨーク ISO)、ISO-NE (ISO ニューイングランド)、ERCOT (テキサス電力信頼度協議会)、CAISO (カリフォルニア ISO) 等の主要な RTO 内部では FTR が採用されている。また、それらの RTO 外、及び RTO 間の連系線利用については引き続き PTR に基づく運用がなされる結果となっている。

(1) OASIS を介した送電線予約制度 (物理的送電権)

前述のように、命令 889 は送電線所有者・運用者 (以下、送電サービス提供者) に対して、電子的な送電線利用予約システム (OASIS) の整備を義務付けている。系統利用者は OASIS を通じて Point to Point の PTR を取得する。

OASIS 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する⁷²。

なお、OASIS を介した連系線にかかる PTR の取得の具体的運用例として、2.2 において、PJM エリアの事例を紹介する。

1) 送電容量の提示⁷³

OASIS には、制御区域間の利用可能送電容量(ATC)、総送電容量(TTC)が掲示される。

ATC と TTC は一日単位で別個に掲示され、現行日とその後の 6 日間、および、それ以降は、月単位でその後の 12 か月間について示されなければならない。送電提供者がその料金の中でオンピーク期、オフピーク期を別個に請求する場合、各期について現行日とその後の 6 日間の ATC と TTC を別個に掲示する。これらの掲示は、ATC が当該パスの TTC の 20% 以上変動する場合、必ず最新化しなければならない。

混雑パス(「168 時間前まで遡るいずれかの時期の ATC が、TTC の 25%以下または同等」、あるいは、「現行時点または今後 168 時間のいずれかの時期の ATC が、TTC の 25%以下または同等」になると計算されるパス)では、直近 168 時間について 1 時間単位、その後は日単位で ATC と TTC が示される。

2) 価格等の掲示⁷⁴

送電サービス提供者は価格⁷⁵と送電に伴う条件を全てまとめて掲示しなければならない。また、全ての利用者に対して料金割引の情報を同時に提供しなければならない。その他、送電サービスの申し込みと対応状況、申し込みが却下された場合の理由等も掲示される。

3) OASIS を介した送電権の再販⁷⁶

OASIS を介して送電権を取得した事業者は、当該送電権を OASIS 上で再販することも可能である。その場合、購入時と同様の情報を OASIS に掲示する必要がある。なお、再販において OASIS を介することは必ずしも義務付けられていないが、送電サービス提供者にその取引について通知する義務は存在する。

(2) 金融的送電権制度

金融的送電権については FTR(PJM)、CRR(ERCOT、CAISO)、TCC(NYISO)等、地域によって様々な呼称があるが、基本コンセプトは同様である。現時点で、金融的送電権は FERC の管轄下にある、FERC の一般的な規制原則として示される「公平かつ妥当な料金(fair and reasonable rate)」という要件を満たさなければならない。

金融的送電権の詳細について、次節以降に PJM、ERCOT、CAISO の事例を示す。

⁷² 18 CFR § 37.1

⁷³ 18 CFR § 37.6

⁷⁴ 18 CFR § 37.6

⁷⁵ 送電サービス提供者は送電線建設・運用費を回収可能な価格を提示。

⁷⁶ 18 CFR § 37.6

(3) OTC 相対取引と送電権

発電地点からの混雑費用を負担するのは、実務慣行上、小売事業者(LSE)であるため、金融的送電権を必要とするのは原則として小売事業者である。もっとも、ハブ・トレーディングにおいては、発電事業者、パワーマーケット（含む金融機関）もヘッジ目的で金融的送電権を必要とする。また、純粋な投機目的で購入する金融機関の取引量も大きい。

<ハブ・トレーディング>

OTC 相対取引では、発電事業者と小売事業者が直接長期の供給契約を結ぶケースも多いが、同時にハブ・トレーディング⁷⁷が大きな役割を果たしている。卸電力取引が集中する地点は「取引ハブ(trading hub)」、あるいは単に「ハブ」と呼ばれる。取引ハブとは、代表的な母線の集合体であり、電力取引の中心的なポイントを目指す。

ハブ・トレーディングにおいては、特定の取引ハブがデリバリーポイントとして指定され、電力のエネルギー価格+当該取引ハブまでの売り手のデリバリーコスト（送電料金）が価格として提示される。すなわち、発電事業者は取引ハブまでの送電権を取得する必要がある。このような取引ハブ価格が存在しない場合、OTC 商品の買い手である小売事業者は発電事業者毎に送電コストを見積もりつつ調達の意思決定を行うことが必要となり、迅速な売買が困難となる⁷⁸。

図 2-1 にハブ・トレーディングと送電権取引のイメージを示す。

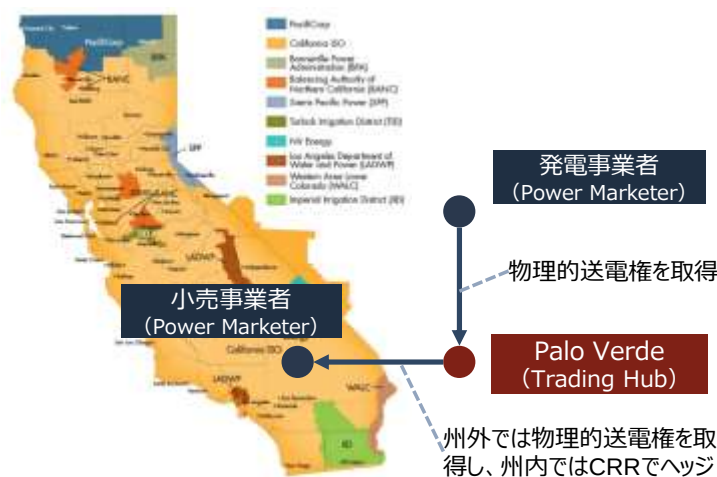


図 2-1 取引ハブと送電権の取得

出所) E3 社へのヒアリングに基づき三菱総研作成

⁷⁷ 「ハブ・トレーディング」は天然ガスなどのコモディティ・トレーディングにおいて、自然発生的に成立した取引拠点を表現する業界用語である。これら商品取引においては、産出地域と消費地域が地理的に遠く離れており、かつ貯蔵可能な商品であるため、必然的に特定の中継地点において、取引が集中し、取引拠点が形成されて取引ハブと呼ばれるようになった。また、取引コストの引き下げの必要性から、次第に典型的な取引条件が市場参加者の間で共有されると、空売り・買い戻し、反対売買による相殺等の差額決済による利ざや稼ぎが可能となり、活発な取引市場が形成されてきた。

⁷⁸ なお、実際の売買では予め合意されたマスター契約を基礎として取引地点（取引ハブ）、取引単位、価格、量のみの交渉となるため、極めて簡易かつスピーディーに行われる。

2.1.3 金融的送電権の性質と管轄

米国においては、マーケットコンセンサスとして、金融的送電権は、金融商品であると考えられている。^{79,80}本調査で対象とした PJM、ERCOT とともに、金融的送電権市場の主要な参加者として非当業者（すなわち金融機関）の取引量が多い。

米国において金融的送電権の法的規律は、金融商品であることを前提として、卸電力市場を管轄する FERC が担うべきか、あるいは商品取引所を管轄する CFTC（米商品先物取引委員会）が担うべきかという管轄の問題として議論されてきた。

この問題は、特に 2008 年のリーマンショック以降の金融市場の混乱の反省を踏まえて制定された 2010 年のドッド＝フランク・ウォール街改革・消費者保護法（以下、ドッド・フランク法）により、OTC デリバティブ市場に関する規制が強化されたことにより先鋭化した。

従前より、先物取引所は CFTC の規制下にあった。このとき、多くの OTC デリバティブ取引は先物取引所等における清算（クリアリングハウスの活用）へと移行した。

このような流れ中で、金融的送電権についても FERC と CFTC の規制権限の重複問題が、2010 年に上院エネルギー・資源委員会において取り上げられている⁸¹。

CFTC は商品先物取引所における取引を監督する唯一の機関と定められていることから、金融的送電権市場を管理する PJM 等の RTO が米国商品取引所法の規定する DCO(Derivatives clearing organization)に該当するか否かが 1 つの論点であった。この点について、PJM は上記委員会において、PJM は DCO には該当しない旨の主張をしている。また、Bingaman 上院議員は、「FERC の規制権限は連邦動力法にあり、同法では卸電力料金、送配電料金等の料金の合理性の確保を目的としている一方、CFTC 規制は不正操作のない秩序ある市場形成に関するものであって、料金の合理性についての観点は含まれない」と指摘している。

CFTC は、公的利益がもたらされるのであれば、特定の金融商品や市場に対して法的要件を免除する権限が CFTC に与えられている点を強調し、どの事項が CFTC の管轄範囲に含まれるのかの判断は CFTC に委ねられるべきとした。また、これまでも、CFTC は、先物取引の基礎となるコモディティの現物市場に対して規制権限を有する他の規制機関との協調を図ってきたことから、この問題についても、CFTC は CFTC と FERC の権限の重複は、両機関の間での MOU 作成および協働関係構築により解消できると主張した。

結果として、両機関の MOU が結ばれることはなかったが、金融的送電権の管轄は FERC が有するという整理されている。

なお、FERC としても、金融的送電権が金融商品であるとの認識の下、他の金融商品と同

⁷⁹「CFTC の見解としては、現物容量（連系線容量）に関連し、その発行総量が制限されなければ、金融的送電権はスワップ商品である。FERC・CFTC とともに、金融的送電権の取引を可能な限り金融的にし、取引主体の行動への悪影響を防ぐため、規制主体を明確にする必要性を認識していた」、FERC に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

⁸⁰「米国では、金融的送電権市場を健全な金融商品市場として育てたいという思いがあった。電力事業はあくまでも公益事業であり、金融的送電権を金融商品として扱うべきではないという考え方もあるが、FERC としては、効率性の観点から金融商品としての取り扱いが適当と考えている」、FERC に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

⁸¹ Financial Derivatives on Energy Markets(Tuesday, March 9, 2010),Committee on Energy and Natural Resources

等の規制が必要と判断し、2010 年の命令 741⁸²によって、清算サイクルの短縮（清算サイクルの長さに伴うリスクを排除）、担保不足(unsecured)の金融的送電権取引の排除等、RTO に対するクレジット管理の厳格化を要求している⁸³。

2.1.4 各地域の金融的送電権の比較

表 2-1 に、PJM、ERCOT、CAISO 各地域における金融的送電権を比較する。

表 2-1 米国 PJM・ERCOT・CAISO における金融的送電権の比較

	PJM	ERCOT	CAISO
名称	金融的送電権(FTR)	混雑収入権(CRR)	混雑収入権(CRR)
ヘッジタイプ	Obligation Option	Obligation Option	Obligation Option（マーチャント送電線の投資者に対して割当てられる CRR のみ）
取得および取引	FTR オークション ARR のセルフスケジュール FTR 二次市場	CRR 割当 CRR オークション CRR 二次市場	CRR 割当 CRR オークション CRR 二次市場
オークション頻度	長期オークション（マルチラウンド、年 3 回） 年間オークション（マルチラウンド、年 4 回） 月間オークション（シングルラウンド、月 1 回）	長期オークション（6 か月に 1 回、4 ラウンド 2 年で 1 シークエンス） 月間オークション（シングルラウンド、月 1 回）	年間（マルチラウンド、年 4 回） 月間（シングルラウンド、月 1 回）
オークション参加事業者	当業者（電気事業者） 33%程度 非当業者（金融機関等） 67%程度	当業者（電気事業者） 50%程度 非当業者（金融機関等） 50%程度	電気事業者 25%程度（LSE 10%程度、発電事業者 15%程度） 金融機関 25%程度 パワーマーケット 50%程度
金融的送電権の有効期間	1 か月、3 か月、1 年、3 年	1 か月 6 か月（4 ラウンドで計 2 年）	1 か月、3 か月、10 年 マーチャント送電線の投資者に対して、より長期間の FTR を付与（最長 30 年）
対象時間帯	24 時間商品、ピーク商品（平日の 8 時～23 時）、オフピーク商品（平日の 24 時～7 時、週末・休日の 1 時～24 時）	ピーク商品（月～金の 7 時～23 時）、オフピーク商品（月～日の 23 時～7 時）、休日商品（土・日・休日の 24 時間）	オンピーク商品（月～土の 6 時～22 時）、オフピーク商品（月～土の 22 時～6 時、日・休日 24 時間）
入札取引単位量	0.1(MW)	0.1(MW)	0.0001(MW)
入札取引単位	0.01(\$/MW)	不明	不明

⁸² Order No. 741, “Credit Reforms in Organized Wholesale Electric Markets”

⁸³ 「金融的送電権に対する規制の厳格さは、FERC と CFTC で同程度と考えている」、FERC に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

	PJM	ERCOT	CAISO
価格			
間接的送電権等の清算のためのタイミン グおよび基準 価格	時間毎・時間平均価格	時間毎・時間平均価格	時間毎・時間平均価格
転売可能性	二次市場で転売可能	二次市場で転売可能	二次市場で転売可能
長期間商品の 分割取引可能 性 (カスケーデ ィング)	可能	可能	可能 長期 CRR を月間 CRR、季間 CRR に分割し二次市場で相対 取引可能
オークション 収入の 分配方法	ARR 所有者へ ARR 目標配分額 に応じて比例配分 ※小売事業者の変更があれば、 それに伴い日々ベースで ARR 配分量を再調整	同一ゾーンでのオークション 収入は、毎月、当該ゾーンにお ける小売事業者の需要規模 (kW)に応じて小売事業者へ比 例配分 異なるゾーン間でのオークシ ョン収入は、毎月、ERCOT 全 体における小売事業者の需要 規模(kW)に応じて小売事業者 へ比例配分 ※小売事業者の変更は毎月の 需要規模に反映される	Scheduling Coordinator [※] に對し て、その需要規模(kW)に應じ て、毎週、比例配分 ※我が国の BG に相当。小売事 業者の変更があった場合に は、それに伴い配分量を再調 整
金融的送電権 の 収支管理	余剰混雑収入は、計画期間 [※] の FTR クレジット支払原資の不 足に充当される それでも余剰がある場合、計画 期間の ARR クレジット支払額 の不足分充当に使用される それでも余剰金が生じた場合、 FTR 保有者に対して、FTR 目標 配分額に応じて配分される ※PJM の計画期間は 6 月 1 日か ら翌年 5 月 31 日まで	混雑収入不足時は、CRR 目標配 分額に比例して CRR クレジッ トを削減する 混雑収入に余剰がある場合は、 CRR バランシングアカウント に蓄積し、不足分に充当する それでも余剰がある場合は、小 売事業者の需要規模に応じて 小売事業者に比例配分される	CRR 目標配分額は、毎時間いっ たん満額支払われる CRR 目標配分額に対する混雑 収入の余剰および不足分は、 CRR バランシングアカウント に記録される。余剰金または不 足金は、Scheduling Coordinator の需要規模に応じて、毎週、比 例配分される
流動性(取引 量)	354.6GW (2015-2016 年)	不明	161.8GW (オン・ピーク、2015 年) 174.2GW (オフ・ピーク、2015 年)

出所) 各種資料より三菱総研作成

2.2 PJM エリア

2.2.1 概要

(1) 連系線・送電系統の概要

PJM は、1927 年に電力 3 社が形成したパワープールを契機とし、約 90 年の歴史を持つ。FERC により、系統部門から市場運営までの完全な機能を持つ ISO として認可を受け、1998 年より ISO としての運用を開始した。2002 年には、RTO としての運用を開始した。

PJM の基本情報は表 2-2 のとおりである。

表 2-2 米国 PJM 基本情報

会員数	960 以上
発電容量	171,648 MW
ピーク需要	165,492 MW
送電線全長	72,075 マイル
年間電力量	792,580 GWh
管轄区域	東部 13 州およびコロンビア特別区（図 2-2）
人口	約 6,100 万人

出所）PJM, PJM 2015 Annual Report より三菱総研作成



図 2-2 米国 PJM 管轄区域

出所）PJM ウェブサイト

(2) 連系線利用ルールの概要

PJM 管轄区域内の卸電力取引は、送電混雑を考慮した前日 LMP（地点別限界価格）およびリアルタイム LMP によって決済される。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、FTR と ARR（オークション収入権）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 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、またはオークション実施後の二次市場として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。

FTR には始点と終点が規定されており、各 FTR に対応した始点・終点間の送電線に混雑が発生する毎に、市場参加者から回収した送電混雑料金を原資とした FTR クレジットが FTR 保有者に割当てられる。FTR クレジット額は、FTR 保有量と FTR の始点と終点の前日 LMP の値差から算出される。FTR クレジット額は、正負いずれの値にもなる可能性があり、正の値である場合は、FTR 保有者は PJM から送電混雑料金の一部を受け取ることができる。一方、FTR クレジット額が負の値である場合は、FTR 保有者には PJM に対する支払い義務が生じる(FTR Obligation の場合のみ)。また、FTR クレジット受け取りの不確実性を回避するために、FTR Option 商品も設けられている。FTR Option では、FTR クレジット額が負の値となった場合に、FTR 保有者に対して PJM への支払い義務が生じない。

FTR は、長期 FTR オークション、年間 FTR オークション、月間 FTR オークション、FTR 二次市場の 4 つの市場メカニズムを通じて取得可能である。FTR 二次市場は PJM が運営する相対取引市場であるが、取引量は限定的である。

オークション収入権(ARR)は、2 ステージからなる割当プロセスを通じて、毎年割当てられる権利であり、長期・年間・月間の FTR オークション収入を受け取る権利を ARR 保有者に与える。FTR と同様に、ARR についても保有量と始点・終点が規定されている。各 ARR の経済価値は、年間 FTR オークションの結果生じた FTR Obligation に対応する ARR 保有量、および ARR の始点・終点間の LMP 値差に基づく。ARR は Obligation 商品のみであり、Option 商品は設けられていない。

2.2.2 連系線利用ルールの導入経緯

(1) ルール変更の経緯・経過措置

市場参加者は、送電混雑費用に対する不確実性にさらされている。1998 年 4 月に PJM が、LMP 市場を導入した際、混雑リスクに対するヘッジとして、固定送電権(FTR : Fixed Transmission Rights)が、既存事業者に無償付与された⁸⁴。既存事業者は通常の託送費用だけではなく、系統増強費用や運用・メンテナンス費用等も負担してきたため、従来、確保してきた PTR の代わりに、FTR が無償で付与されることになった。なお、1999 年には、FTR 月間オークションが開始され、オークションベースの FTR 市場が導入された。さらに 2003 年

⁸⁴ 1998 年に PJM が FTR を導入した際の名称は、Fixed Transmission Right であった。その後、Financial Transmission Right に名称が変更された。（PJM 関係者に対するヒアリング、2016 年 11 月実施）。

には、全ての FTR がオークションによる競争入札で売却される制度へと変更され、既存事業者に対する FTR の無償付与が終了した。また、これに伴い、既存事業者には FTR ではなく、ARR が割当てられ、FTR オークションの収入が ARR を通じて還付される仕組みが導入された。

以上の経緯の概略を表 2-3 に示す。

表 2-3 米国 PJM ルール変更の経緯

年	経緯
1997 年	FERC により PJM が ISO として認可。
1998 年	- PJM が ISO として運用開始。 - LMP に基づく市場取引制度を導入。 - FTR(Fixed Transmission Right)を導入。既存事業者に対して金融的送電権を無償付与。
1999 年	FTR 月間オークション開始。オークションベースの FTR 市場導入。
2003 年	- 制度名称を Fixed Transmission Right から Financial Transmission Right へ変更。 - 既存事業者に対する FTR の無償付与が終了し、ARR による FTR オークション収益の還付の仕組みを導入。 - FTR 年間オークション開始。 - FTR Option を導入。
2008 年	FTR 長期オークション開始。

(2) 施行準備に要した期間

1) FTR の導入

1997 年 11 月、FERC は 1998 年 1 月からの ISO としての運用開始に向けた PJM の計画を承認した。PJM は、ISO としての運用の周知や種々の課題調整のため、ISO としての運用開始を 1998 年 4 月 1 日まで延期するよう FERC に対して求めた。また、FERC も PJM に対して、市場参加者の保護の観点から、計画の一部修正を求めた。PJM は、市場参加者と議論を重ね、前日先物市場、取引ハブの導入、FTR オークションなどの制度設計を進めた。

2) ARR の導入

ARR 導入に関する PJM 内部での議論、および市場参加者との議論は、2001 年から開始された。2003 年 3 月には、ARR 導入に向けた PJM の提案が FERC の承認を受け、2003 年 6 月に ARR が導入された。

(3) ルール変更に伴う課題

本調査では、FTR および ARR 導入により、大きな問題が生じた事例の情報は得られなかった。

2.2.3 送電権に関するルールの詳細

(1) 金融的送電権の商品設計の詳細

1) 定義・法的性質

FTR は、前日市場で送電系統が混雑した際に発生する前日 LMP の地点別価格差と FTR 保有量に応じて、PJM が回収した混雑収入を受け取る権利を与える金融商品である。保有する FTR で指定されているパスの始点・終点間に送電混雑が発生すると、FTR 保有者には、市場参加者から回収した混雑収入を原資とした FTR クレジットが割当てられる。

FTRに関するルールは、PJMの Operating Agreement(Section 5 および Section 7)、Open Access Transmission Tariff(Sections 9.2)、および Manual 06 Financial Transmission Rights に定められている。

a. ヘッジタイプ

FTR クレジットは、FTR 保有量(MW)と FTR の始点・終点の前日 LMP から、下式のとおりに算定される。

$$\text{FTR クレジット} = \text{FTR 保有量} \times (\text{LMP}_{\text{sink}} - \text{LMP}_{\text{source}})$$

➤ LMP_{sink} 、 $\text{LMP}_{\text{source}}$ ：取得した FTR で指定した終点と始点の前日 LMP

FTR クレジットは、正負いずれの値にもなる可能性がある。正の値となる場合、FTR 保有者は PJM から送電混雑料金の一部を受け取ることができる。FTR クレジットが負の値となる場合、FTR 保有者は PJM に対して FTR クレジットを支払う義務が生じる。

● FTR Obligation

- ✓ FTR Obligation のクレジットは、FTR で指定された経路が混雑潮流と同じ方向である場合は正である。FTR 保有者は、PJM から FTR クレジットを受け取る。
- ✓ FTR Obligation のクレジットは、指定経路が混雑潮流と逆の方向である場合は負である。FTR 保有者は、PJM に対して FTR クレジットを支払う。

● FTR Option

- ✓ FTR Option のクレジットは、FTR で指定された経路が混雑潮流と同じ方向である場

合は正である。FTR 保有者は、PJM から FTR クレジットを受け取る。

- ✓ FTR Option のクレジットは、指定経路が混雑潮流と逆方向である場合、ゼロである。
FTR 保有者は、PJM に対して FTR クレジットを支払う義務を負わない。

b. 有効期間

PJM の提供する FTR 商品の有効期間は長期のものから順に、「3 年」、「1 年」、「3 か月」、「1 か月」である。

PJM は長期商品の期間として、3 年が最も適切な期間であるとしている。これは 3 年を超える長期商品の場合、長期 FTR 保有者に損失を与えてしまうことが懸念されるためである⁸⁵。PJM で取りまとめる送電線拡張計画は 5 年～10 年先を見通して策定されている。このため、仮にある事業者が特定経路の 10 年間 FTR をオークションで購入した後で、その経路で送電拡張が計画され、系統混雑が解消される見通しが得られた場合には、10 年間 FTR の価値が暴落することが考えられる。

c. 対象時間帯

FTR の対象時間帯別に、以下 3 種類の商品が設けられている。

- ✓ 24 時間商品：全日、1 時から 24 時の間に有効
- ✓ オンピーク商品：NERC⁸⁶規定による休日を除く平日の 8 時から 23 時の間に有効
- ✓ オフピーク商品：平日 24 時から 7 時、週末および NERC 規定による休日の 1 時から 24 時の間に有効

2) 取得方法

FTR は、長期 FTR オークション、年間 FTR オークション、月間 FTR オークション、FTR 二次市場の 4 つの市場メカニズムを通じて取得可能である。長期 FTR オークション、年間 FTR オークション、月間 FTR オークションは、PJM が運営している。FTR 二次市場には、PJM が運営する市場での相対取引と PJM 運営市場外での相対取引がある。

PJM は、FTR オークションおよび二次市場における相対取引のプラットフォームとなるインターネットアプリケーション（FTR センター）を提供している。FTR オークション参加者は、FTR センターを通じて、入札を行う。また、二次市場では、相対取引される FTR の情報揭示や FTR の転売リクエスト、取引情報の報告・登録が FTR センター上で実施される。

a. 長期 FTR オークション

長期 FTR オークションのプロセスは、3 ラウンドで構成されている。第 1 ラウンドは、長期 FTR オークションが対象とする FTR の有効期間開始の約 11 か月前に実施される。第 2 ラウンドは、第 1 ラウンドから約 3 か月後に実施される。第 3 ラウンドは、第 2 ラウンドから約 3 か月後に実施される。

⁸⁵ PJM に対するヒアリング、2016 年 11 月

⁸⁶ 北米供給信頼度団体(The North American Electric Reliability Corporation)

長期 FTR オークションでは、オークション実施年度⁸⁷の翌年度から 3 年間有効な FTR Obligation、および 1 年間有効な FTR Obligation の 3 年間分が取引対象である。FTR Option は取引されない。また、商品の対象時間は、24 時間商品、ピーク商品、オフピーク商品の全てである。

長期 FTR オークションで取引可能な総容量は、「同時実行可能テスト(SFT)の結果として算出された FTR 取引可能総容量」から、「年間 ARR 割当プロセス直前に割当てられた ARR が、全て FTR に転換されたと想定した時のセルフスケジュール FTR⁸⁸の容量」を差し引いた量である。また、各ラウンドで取引可能な容量は、長期 FTR オークションで取引可能な総容量の 1/3 である。

長期 FTR オークションの各ラウンドの入札期間は 3 営業日であり、最終日の 17 時（米国東部標準時間）にクローズする。PJM は、入札クローズから 5 営業日以内に、オークション結果を公開する。ただし、期日に間に合わない場合は例外であり、その場合、PJM はオークション結果を可能な限り早く公開する。

なお、あるラウンドで購入された FTR を、その後のラウンドで売り入札することは可能である。

b. 年間 FTR オークション

年間 FTR オークションでは、有効期間 1 年間の年間 FTR が取引対象となる。年間 FTR オークションは、4 ラウンドで構成され、年間 FTR の有効期間開始 2 か月前以内（4 月～5 月）に行われる。年間 FTR は、FTR Obligation と FTR Option の両方が取引対象である。また、商品の対象時間は、24 時間商品、ピーク商品、オフピーク商品の全てである。

長期 FTR オークションで取引可能な総容量は、同時実行可能テスト(SFT)の結果算出された FTR 取引可能総容量に等しい。各ラウンドで取引可能な容量は、長期 FTR オークションで取引可能な総容量の 1/4 である。

年間 FTR オークションの各ラウンドの入札期間は 3 営業日であり、最終日の 17 時にクローズする（米国東部標準時間）。PJM は、各ラウンドの入札クローズから 2 営業日以内に、FTR オークションの結果を公開に掲示する。ただし、期日に間に合わない場合は例外であり、その場合、PJM はオークション結果を可能な限り早く公開する。

なお、あるラウンドで購入された FTR を、その後のラウンドで売り入札することは可能である。

c. 月間 FTR オークション

月間 FTR オークションは、シングルラウンド方式であり、毎月開催される。月間 FTR オークションで取引対象となる FTR は、オークションが実施される四半期の次の四半期のうちの 1 か月有効な FTR、またはオークションが実施される四半期以降の四半期（3 か月）有効な FTR である（ただし、オークションが実施される計画年度内）。1 か月または 3 か月有効な FTR は、Obligation と Option の両方が取引される。また、商品の対象時間は、24 時

⁸⁷ FTR オークションにおける年度は計画期間（Planning Period）と呼ばれ、毎年 6 月 1 日から翌年 5 月 31 日までの期間を指す。

⁸⁸ ARR を同一パスの FTR に無償で転換（convert）することで得られる FTR

間商品、ピーク商品、オフピーク商品の全てである。

月間 FTR オークションで取引可能な総容量は、FTR 取引可能総容量から、既に長期 FTR オークションおよび年間 FTR オークションで取引された容量を差し引いた容量である。

市場参加者は、現在保有している FTR を、月間 FTR オークションに入札することが可能である。

月間 FTR オークションの入札期間は 3 日間であり、最終日の 17 時にクローズする（東部標準時間）。入札クローズから 5 営業日以内に、PJM はオークション結果を公開する。ただし、期日に間に合わない場合は例外であり、その場合、PJM はオークション結果を可能な限り早く公開する。

以上の各オークションの概要を表 2-4 に示す。

表 2-4 米国 PJM 長期・年間・月間 FTR オークションの概要

	長期 FTR オークション	年間 FTR オークション	月間 FTR オークション
オークション 頻度	年 3 回（マルチラウンド）	年 4 回（マルチラウンド）	月 1 回（シングルラウンド）
金融的送電権 の商品類型	FTR Obligation のみ	FTR Obligation と FTR Option	FTR Obligation と FTR Option
	24 時間商品（全日、1 時から 24 時の間に有効） オンピーク商品（NERC 規定による休日を除く平日の 8 時から 23 時の間に有効） オフピーク商品（平日 24 時から 7 時、週末および NERC 規定による休日の 1 時から 24 時の間に有効）		
金融的送電権 の有効期間	1 年または 3 年	1 年	1 カ月または 3 か月（四半期）
金融的送電権 の 取引可能容量	FTR 取引可能総容量 ^{※1} から、セルフスケジュー ル FTR の容量 ^{※2} を差し 引いた容量 （1 ラウンド分：上記容 量の 1/3）	FTR 取引可能総容量 ^{※1} に等しい （1 ラウンド分：上記容 量の 1/4）	FTR 取引可能総容量 ^{※1} から、既に長期 FTR オ ークションおよび年間 FTR オークションで取 引された容量を差し引 いた容量

※1：同時実行可能テスト(SFT)により評価

※2：年間 ARR 割当プロセス直前に割当てられた ARR が全て FTR にセルフスケジュールされたと想定

d. FTR 二次市場

FTR 二次市場は、PJM メンバー間で、既に発行された FTR の相対取引を行う仕組みである。市場参加者は、FTR センターを利用し、取引される FTR 情報の閲覧や FTR の転売リクエスト、実際の相対取引の実施を行う。FTR 二次市場では、元の FTR の容量を分割し、複数の FTR として取引することが認められている。最少取引単位は、0.1MW である。ただし、複数の FTR を合成し、より容量の大きな FTR として再構成して取引することは認められて

いない。また、FTRの有効期間を分割し、複数のFTRとして取引することが可能である。

前日に実施された相対取引の情報は、1日に1回、FTRセンターのデータベースよりPJM市場決済システムに報告される。

FTR取引を行う当事者は、双方の同意に基づいてFTR売買を行う。PJMは契約当事者ではない。FTRセンター経由で取引されるFTRについては、譲渡が確実に行われるようPJMが与信チェックを実施している。

また、FTRセンターを経由せずに、FTRの相対取引を行うことも可能である。

3) FTR オークション詳細

a. 取引単位

FTR オークションで取引されるFTR容量の最小単位は、0.1MWである。また、入札金額の最小単位は0.01\$/MWである。

b. 始点・終点の組み合わせ

バス(bus)、ハブ、ゾーン、集約バス(Aggregate)、インターフェース・バス(Interface bus)がFTRの始点・終点になりうる。

PJMエリアには、母線に加えて、12のハブ、6つのゾーン、224の集約バス、17のインターフェース・バスが存在する。これらの定義は以下のとおりである。

- バス
 - 発電設備、需要を代表する母線(Electrical Bus)である。
- ハブ
 - 地域単位の価格ノードを形成する、複数の母線の集合である。PJMエリアには12のハブが存在する。
- ゾーン
 - PJMエリア内の送配電網ゾーンの概念である。PJMエリアには20のゾーンが存在する。
- 集約バス
 - PJMエリアには、224の集約バスが存在する。
- インターフェース・バス
 - RTO間のエネルギー取引の際に用いられ、価格ノードを形成する複数の母線の集合である。PJMエリアには、17のインターフェース・バスが存在する。

長期および年間FTRオークションで取引されるFTR Obligationの始点と終点は、ハブ、ゾーン、集約バス、インターフェース・バス、発電バスに限られる。

月間FTRオークションで取引されるFTR Obligationの始点と終点は、ハブ、ゾーン、集約バス、インターフェース・バス、発電バス(Generator Bus)に限られている。月間オークション実施月の直後の月に取引されるFTRの始点と終点は、LMPが計算可能な単一母線、または母線の組み合わせである。ハブ、ゾーン、集約バス、インターフェース・バス、発電バ

ス、需要バス(Load Bus)が含まれる

年間および月間 FTR オークションで取引される FTR Option は、一部のパスに限定されている。また、長期 FTR オークションでは、FTR Option は取引されない。

以上に示した FTR オークションにおける始点・終点の取り扱いを表 2-5 に整理する。

表 2-5 米国 PJM FTR オークションで有効な FTR の始点・終点

	長期 FTR オークション 年間 FTR オークション	月間 FTR オークション (FTR 有効期間：オーク ション実施月の翌月 1 か 月)	月間 FTR オークション (FTR 有効期間：4 半期ま たはオークション実施月 の 2, 3 か月後の 1 か月)
FTR Obligation	FTR の始点と終点 ✓ ハブ ✓ ゾーン ✓ 集約バス ✓ インターフェー ス・バス ✓ 発電バス から指定	FTR の始点と終点 (前日 市場 LMP 算定で用いられ ている母線等の組み合わ せ) ✓ ハブ ✓ ゾーン ✓ 集約バス ✓ インターフェース・ バス ✓ 発電バス ✓ 需要バス から指定	FTR の始点と終点 ✓ ハブ ✓ ゾーン ✓ 集約バス ✓ インターフェース・バ ス ✓ 発電バス から指定
FTR Option	一部のパスのみで取引される ※ 長期 FTR オークションでは、FTR Option は取引対象外		

c. 落札価格決定方法

PJM は、同時実行可能テスト(SFT)により、潮流計算を実行し、送電システム能力の範囲内で、オークション収入を最大化するような入札を数学的に計算し、落札価格を割り出す。

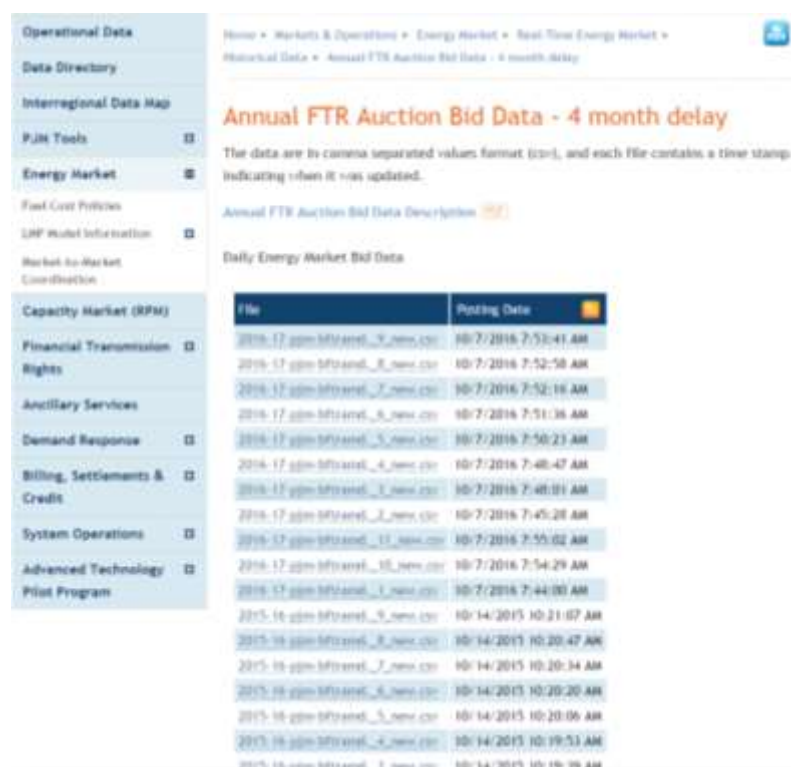
落札価格決定の主なステップは以下のとおりである。

- ステップ 1：FTR 市場のユーザーデータベースに、入札データをダウンロードする。
- ステップ 2：線形計画問題(linear program problem)を解決する。
- ステップ 3：FTR オークションの同時実行可能性をテストする。（SFT の実行）
- ステップ 4：ステップ 2 と 3 を繰り返す。
- ステップ 5：落札価格決定後、決済が行われる。落札者は、オークションで取得した FTR の市場価格を支払い、FTR の売り手は、FTR の市場価格を受け取る。

d. オークション入札結果の公開

長期・年間・月間 FTR オークションでは、1 つ 1 つの入札データが入札クローズの 4 か月後に、PJM ウェブサイト上に公表される（図 2-3 参照）。公開される入札情報は以下のとおりである。

- ✓ オークション名
- ✓ オークションラウンド
- ✓ 始点名
- ✓ 終点名
- ✓ 商品種別（24 時間商品、オンピーク商品、オフピーク商品）
- ✓ トレードタイプ(buy/sell)
- ✓ 入札量(MW)
- ✓ 入札価格(\$/MW)
- ✓ ヘッジタイプ(Obligation/Option)
- ✓ 公開日時



Operational Data
Data Directory
Interregional Data Map
PJM Tools
Energy Market
Fast Cost Policies
LMP Model Information
Market-to-Market Coordination
Capacity Market (RPM)
Financial Transmission Rights
Ancillary Services
Demand Response
Billing, Settlements & Credits
System Operations
Advanced Technology
Pilot Program

Home » Markets & Operations » Energy Market » Real-Time Energy Market » Historical Data » Annual FTR Auction Bid Data - 4 month delay

Annual FTR Auction Bid Data - 4 month delay

The data are in comma separated values format (.csv), and each file contains a time stamp indicating when it was updated.

Annual FTR Auction Bid Data Description

Daily Energy Market Bid Data

File	Posting Date
2016-17-pjm-bid-auction-9_new.csv	10/7/2016 7:52:41 AM
2016-17-pjm-bid-auction-8_new.csv	10/7/2016 7:52:58 AM
2016-17-pjm-bid-auction-7_new.csv	10/7/2016 7:52:18 AM
2016-17-pjm-bid-auction-6_new.csv	10/7/2016 7:51:36 AM
2016-17-pjm-bid-auction-5_new.csv	10/7/2016 7:50:23 AM
2016-17-pjm-bid-auction-4_new.csv	10/7/2016 7:48:47 AM
2016-17-pjm-bid-auction-3_new.csv	10/7/2016 7:48:01 AM
2016-17-pjm-bid-auction-2_new.csv	10/7/2016 7:45:28 AM
2016-17-pjm-bid-auction-1_new.csv	10/7/2016 7:55:02 AM
2016-17-pjm-bid-auction-15_new.csv	10/7/2016 7:54:29 AM
2016-17-pjm-bid-auction-14_new.csv	10/7/2016 7:44:00 AM
2015-16-pjm-bid-auction-9_new.csv	10/14/2015 10:21:07 AM
2015-16-pjm-bid-auction-8_new.csv	10/14/2015 10:20:47 AM
2015-16-pjm-bid-auction-7_new.csv	10/14/2015 10:20:34 AM
2015-16-pjm-bid-auction-6_new.csv	10/14/2015 10:20:20 AM
2015-16-pjm-bid-auction-5_new.csv	10/14/2015 10:20:06 AM
2015-16-pjm-bid-auction-4_new.csv	10/14/2015 10:19:53 AM
2015-16-pjm-bid-auction-3_new.csv	10/14/2015 10:19:39 AM

図 2-3 米国 PJM 年間 FTR オークション 入札情報公開

出所) <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/historical-bid-data/bids-ftr-auction-annually.aspx>

4) オークション収入の分配

a. ARR 概要

PJM は、FTR オークションの収益を割当てる仕組みとして、ARR を導入している。ARR は、Firm 送電サービス利用者に対して、毎年割当てられる権利であり、FTR オークションの収益分配を受け取る権利を ARR 保有者に与える。

FTR オークションの収入は、歴史的な送電パスに紐付いた ARR の概念を基礎とし、ARR を保有する LSE に対して、ARR 目標配分額に応じて比例配分される。なお、小売事業者の変更があれば、それに伴い日々ベースで ARR 目標配分額を再調整する仕組みである。

ARR は、ネットワーク統合送電サービス利用者および Firm 地点間送電サービス利用者に対して、各年間計画期間の開始時に、年間計画期間にわたって割当てられる。ARR は 24 時間の Obligation 商品のみであり、Option 商品やオンピーク・オフピーク商品等は存在しない。ARR 容量の最小単位は、0.1MW である。

PJM は同時実行可能テスト(SFT)の結果に基づいて、市場参加者の ARR リクエストの全てまたは一部を承認するか、却下するかを決定する。

ARR 保有者は、保有する ARR の扱いに関して、以下の 3 つのオプションを有する。

- ARR 保持：ARR を保持し、FTR オークションによる収入を得る。
- セルフスケジュール：ARR を無償で FTR に変換し、混雑収入を受け取る。ただし、セルフスケジュールする ARR と FTR の始点と終点は、同一でなければならない。
- 再構成(Reconfigure)：ARR をセルフスケジュールして得た FTR と、FTR オークションで取得した FTR を組み合わせ、1 つの FTR に変換する。

b. ARR の経済的価値・決済

ARR 保有者が受け取るべきクレジット（ARR 目標配分額）は、年間 FTR オークションの各ラウンドにおける FTR Obligation の落札価格を基に算定した LMP に基づいて計算される。各ラウンドの ARR 目標配分額は、以下の式に示されるように、ARR の総容量（ラウンド数で割られる）と ARR の終点から始点の LMP 価格差を乗じた値である。

$$\text{ARR 目標配分額} = \frac{\text{ARR}}{\text{ラウンド数}} \times (\text{LMP}_{\text{sink}} - \text{LMP}_{\text{source}})$$

※ ラウンド数：年間 FTR オークションのラウンド数（現在は年 4 回）

※ LMP_{sink} 、 $\text{LMP}_{\text{source}}$ ：年間 FTR オークションの各ラウンドにおける FTR Obligation の落札価格を基に算定した LMP

ARR 目標配分額は、年間 FTR オークションにおける送電混雑方向に応じて、正の値にも負の値にもなりうる。実際に ARR 保有者が受け取る ARR クレジットは、ゼロから ARR 目標配分額の範囲である。ARR クレジットの決定は以下の手順に従い、毎日実施される。

1. 長期・年間・月間の各 FTR オークション収入の合計額が、ARR 目標配分額の合計額と同額か、または上回る場合は、ARR クレジットは ARR 目標配分額に等しい。

2. 長期・年間・月間の各オークション収入の合計額が、ARR 目標配分額の合計を下回る場合は、オークション収入の合計額が、各 ARR 保有者の ARR 目標配分額のシェアに応じて比例配分される。比例配分の際、ARR 目標配分額と ARR クレジットとの差額（ARR 不足額）には、余剰混雑収入が充当される。
3. オークション収入の合計額が、ARR 目標配分額を上回る場合、余剰オークション収入は、FTR 保有者に対して、FTR 目標配分額のシェアに応じて比例配分される。

c. ARR 割当方法

ARR 割当方法には、年間ベースでの割当プロセスと、LSE のシェア変更に伴う再割当プロセスの 2 つの方法が存在する。

ア) 年間割当プロセス

ARR は、ネットワーク送電サービス利用者および Firm 地点間送電利用者に対して割当てられる。市場参加者は、年間 ARR 割当プロセスにおいて当該計画期間の ARR リクエストを提出する。年間 ARR 割当プロセスは、長期的確実性と柔軟性を提供することを目的として、2 つのステージから構成されている。ステージ 1 では、各送電ゾーン内の需要に供給するためにこれまで指定してきた発電設備の場所と容量に基づいて ARR をリクエストする。ステージ 2 は、ステージ 1 で ARR 割当を受けた LSE を対象とした年 3 回のマルチラウンドプロセスであり、参加者が ARR を追加的にリクエストすることが可能である。

イ) LSE のシェア変更に伴う再割当プロセス

LSE 間で需要のスイッチングが発生した場合、ARR は各 LSE のゾーン内の需要に比例して、一日毎に再割当される。年間割当プロセスで割当てられる ARR 容量の最小単位は 0.1MW だが、再割当プロセスの ARR 容量の最小単位は、0.001MW である。

ARR の再割当プロセスは以下のとおりである（次ページの表 2-6 参照）。

- PJM は、各 LSE の当日のネットワークサービスピーク需要を前日のネットワークサービスピーク需要と比較する。
- PJM は、各 LSE の総 ARR 保有量を分析する。あるゾーンにおける需要が減少し、かつ当該ゾーンにおける総 ARR 保有量が正である LSE について、以下の処理を行う。
 - ✓ 需要減少割合(%)を算出
 - ✓ 上記割合に応じて ARR 保有量を削減
- あるゾーンにおいて需要が増加した LSE に対して、削減した ARR を配分する。
 - 各 LSE に配分する ARR の割合を決定（当該ゾーンにおいてスイッチングした全需要量(MW)に対する当該 LSE の需要増加量の割合を決定）
 - 上記割合に応じて、ARR を割当

表 2-6 米国 PJM ARR 再割当プロセス

STEP1	STEP2	STEP3
各 LSE の当日のネットワークサービスピーク需要を前日のネットワークサービスピーク需要と比較	- 各 LSE の ARR 総保有量を分析 - あるゾーンにおける需要が減少し、かつ当該ゾーンにおける ARR 総保有量が正である LSE について、 ✓ 需要減少割合(%)を算出 ✓ 上記割合に応じて ARR 保有量を削減	- あるゾーンにおいて需要が増加した LSE に、STEP2 で削減した ARR を割当 ✓ 各 LSE に配分する ARR の割合を決定（当該ゾーンにおいてスイッチングした全需要量 (MW) に対する当該 LSE の需要増加量の割合） ✓ 上記割合に応じて ARR を配分

出所) PJM, PJM ARR and FTR Market より三菱総研作成

d. 転売可能性

ARR は年間割当プロセス終了後、年間 FTR オークション実施前に、関連会社間でのみ転売可能である。

ARR の転売に関して、PJM Tariff は以下のとおり定めている⁸⁹。

- 市場参加者は、ARR または ARR の割当を受ける権利を第 3 者との相対契約を通じて転売可能である。相対契約による転売は、PJM Interconnection L.L.C に報告される。
- 全ての ARR および ARR 割当権利の転売に際して、ARR および ARR 割当権利に付随する権利および義務は買い手に移転される。
- ARR および ARR 割当権利に付随する義務を買い手に転売するにあたって、売り手は PJM 連系事務所の同意を得る必要がある。PJM 連系事務所は、買い手の義務履行能力を審査する。PJM 連系事務所の同意が得られない場合、ARR および ARR 割当権利が第 3 者に転売されることはない。
- 相対契約の売り手は、PJM Interconnection L.L.C および PJM Settlement Inc.に対して、買い手の ARR に関連する支払い義務を保証しなければならない。
- 相対契約に関連して発生する支払いや料金は契約者間で決済され、PJM Interconnection L.L.C および PJM Settlement Inc.は関与しない。PJM Settlement Inc.は、そのような相対契約下で生じた義務不履行による経済的責任を負わない。
- 相対契約下での、買い手の債務不履行は、売り手と買い手の間でのみ解決される。

(2) 混雑収入の取り扱い

PJM は、毎月、混雑収入を FTR 保有者に対して配分する。

混雑収入が FTR 目標配分額の総額に等しいか、または上回る場合、FTR 保有者は FTR 目標配分額と同額を FTR クレジットとして受け取る。その際に生じる余剰混雑収入は、以下の優先順位に従い使用されることが定められている。

⁸⁹ PJM Tariff, Attachment K-Appendix § 7.4.2a Bilateral Transfers of Auction Revenue Rights

1. 当月における FTR 目標配分額の不足分の充当に使用される。
2. 前月以前に生じた FTR 目標配分額の不足分の充当に使用される。
3. 前項の用途への使用後になお残額がある場合は、余剰混雑収入として翌日に繰越される。計画期間終了時の余剰混雑収入は、ARR 目標配分額に不足があれば、不足分の充当に使用される。
4. ARR 目標配分額の不足分の充当後になお残額がある場合は、余剰混雑収入は、FTR 保有者に対して、各 FTR 保有者が保有する FTR 目標配分額のシェアに応じて比例配分される。なお、FTR 目標配分額の総額がマイナスの FTR 保有者は、比例配分の対象外である。

計画期間終了時に、FTR 目標配分額に対して FTR クレジットが下回った場合、その不足分は、送電権アップリフトクレジット(transmission rights uplift credit) として補償される。その補償額は、各 FTR 保有者が保有する FTR の目標配分額の総額に応じて、負債として比例的に割当てられる。なお、FTR 目標配分額の総額がマイナスの FTR 保有者は、不足額割当の対象外である。

2.2.4 送電権の取引実態

(1) FTR 一次市場の動向

1) 取引主体

FTR を必要とする主体は、原則として LSE である。なぜなら、発電地点からの託送コスト負担者は LSE であり、混雑費用の負担も実務慣行上、LSE が負担するため、発電事業者は系統に電力を投入する時点でコストが確定しているからである。米国における卸電力取引市場の構造上、金融機関、パワーマーケット、発電事業者もヘッジ目的で FTR を必要とする。純粋に投機を目的として FTR を購入する金融機関の関わる取引量も大きい⁹⁰。

表 2-7 に、2015 年の PJM における取引主体別の FTR の所有ポジションの割合を示す。FTR 保有者の約 3 分の 1 は、電気事業者や LSE など PJM 市場で現物取引を行う当業者であり、約 3 分の 2 は、銀行やヘッジファンドなどの非当業者である。

表 2-7 米国 PJM 取引主体別 Daily FTR 所有ポジション

	順方向商品	逆方向商品	(当業者・非当業者の) 全体に占める割合
当業者 (電気事業者)	41.2%	22.3%	33.4%
非当業者 (金融機関等)	58.8%	77.7%	66.6%
計	100%	100%	100%

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September より三菱総研作成

⁹⁰ PJM 関係者に対するヒアリング、2016 年 11 月

PJM の FTR オークションでは、入札クローズの 4 か月後に、1 つ 1 つの入札データが PJM ウェブサイト上に公表されるため、入札者は過去の入札データを参考にしつつ、入札を行うことが可能である。

オークション参加者は、モデルを用いて入札履歴データを解析している。LSE の場合は自社供給エリアの入札履歴データに注目している。金融機関やパワーマーケター等の非当業者は、モデルを用いて送電混雑発生箇所・発生量等の予測を行っている。しかしながら、発電設備の計画外停止や異常気象、天候変化等の不確定要素により、送電混雑発生の予測は非常に困難である。PJM 関係者へのヒアリングによると、最も成功しているといわれている FTR 市場参加者の場合でも、およそ 40%の確率で損失を出していると言われており、リスクの高い市場といえる⁹¹。

2) 取引量

図 2-4 に、2003 年 6 月から 2016 年 9 月の、長期・年間・月間 FTR オークションにおける落札量（Cleared Volume）、ネット入札量（Net Bid Volume）、入札量（Bid Volume）の推移を示す。落札量は、約定した売り・買い入札の合計量である。ネット入札量は、売り・買い入札とセルフスケジュール入札の合計量である（売り入札量はマイナス値としてカウント）。入札量は、買い入札とセルフスケジュール入札の合計量である。入札量とネット入札量は、2003 年以降増加している。落札量は、2010 年までは比較的一定であったが、2011 年以降、概ね増加傾向にある。

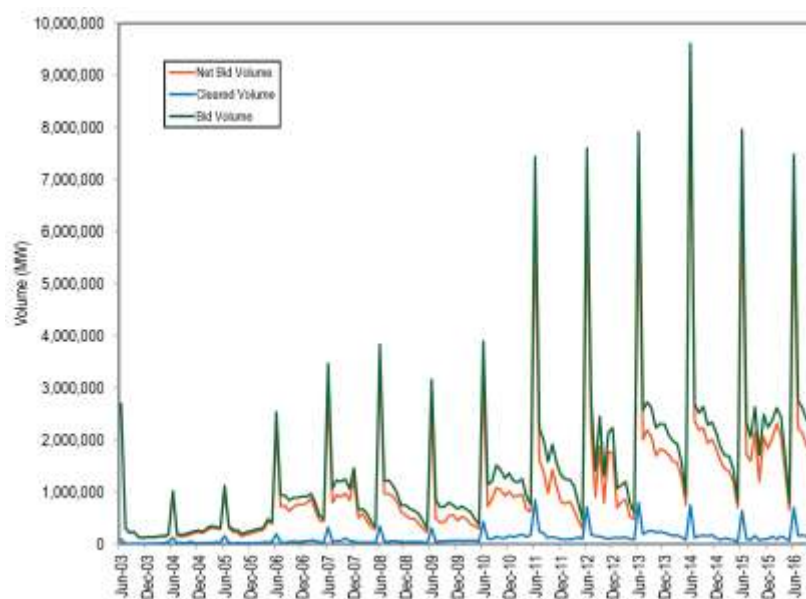


図 2-4 米国 PJM FTR オークション 入札量および落札量の推移

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

⁹¹ PJM 関係者に対するヒアリング、2016 年 11 月

図 2-5 に、2004 年 6 月から 2016 年 9 月にかけての、長期 FTR オークション(Long Term FTR Auction)、年間 FTR オークション(Annual FTR Auction)、月間 FTR オークション(Monthly FTR Auction)の各オークションの落札量割合の推移を示す。長期・年間 FTR オークションの落札量は、当該 FTR の有効期間の各月に均等分配されている。

徐々に月間 FTR オークションにおける落札割合が増加している。

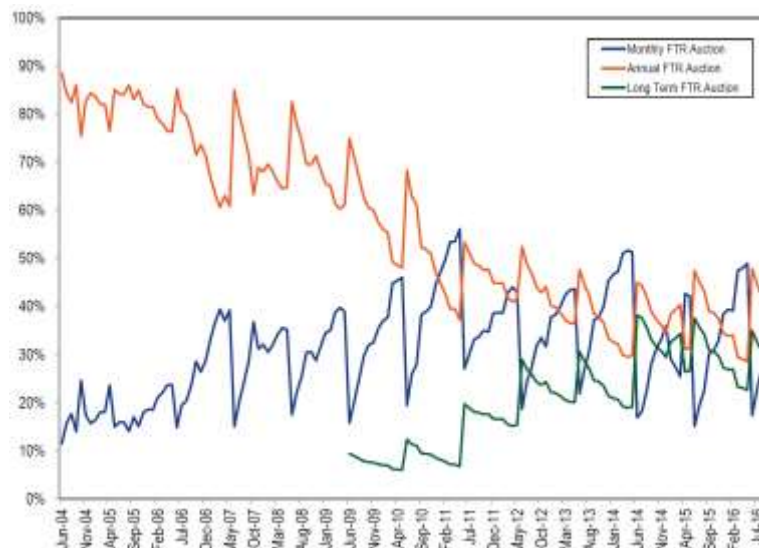


図 2-5 米国 PJM 各 FTR オークションの落札量割合の推移 (2004.6-2016.7)

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

3) 取引価格

表 2-8 に、FTR の取引タイプ (売りまたは買い)、FTR の方向 (順方向または逆方向) 有効期間、クラスタイプ (24 時間商品、オンピーク商品、オフピーク商品) 別の、2016 年-2019 年長期 FTR オークションにおける平均落札価格(\$/MW)を示す。長期 FTR オークションでは、Obligation 商品のみが取引される。

表 2-8 米国 PJM 2016-2019 計画期間 長期 FTR オークション落札価格（単位：\$/MW）

		Class Type				
Trade Type	FTR Direction	Period Type	24-Hour	On Peak	Off Peak	All
Buy bids	Counter Flow	Year 1	(\$1.02)	(\$0.40)	(\$0.59)	(\$0.53)
		Year 2	(\$0.76)	(\$0.39)	(\$0.58)	(\$0.50)
		Year 3	(\$0.45)	(\$0.31)	(\$0.51)	(\$0.40)
		Year All	NA	(\$0.05)	(\$0.11)	(\$0.07)
		Total	(\$0.80)	(\$0.36)	(\$0.55)	(\$0.47)
		Prevailing Flow				
		Year 1	\$0.64	\$0.44	\$0.63	\$0.54
		Year 2	\$0.59	\$0.37	\$0.56	\$0.46
		Year 3	\$0.52	\$0.27	\$0.43	\$0.35
		Year All	NA	\$0.00	\$0.30	\$0.13
		Total	\$0.56	\$0.36	\$0.55	\$0.45
		Total	(\$0.09)	\$0.04	\$0.07	\$0.05
Sell offers	Counter Flow	Year 1	(\$1.57)	(\$0.32)	(\$0.51)	(\$0.41)
		Year 2	NA	(\$0.23)	(\$0.38)	(\$0.30)
		Year 3	NA	(\$0.16)	(\$0.29)	(\$0.21)
		Year All	NA	NA	NA	NA
		Total	(\$1.55)	(\$0.29)	(\$0.47)	(\$0.37)
		Prevailing Flow				
		Year 1	\$1.02	\$0.36	\$0.58	\$0.46
		Year 2	\$1.14	\$0.25	\$0.48	\$0.35
		Year 3	NA	\$0.26	\$0.53	\$0.38
		Year All	NA	NA	NA	NA
		Total	\$1.04	\$0.32	\$0.55	\$0.43
		Total	(\$0.04)	\$0.10	\$0.19	\$0.14

出所) PJM, 2015 State of the Market Report for PJM

図 2-6 は、2009/2010 計画期間から 2015/2016 計画期間における、年間 FTR オークションの平均買い入札価格（\$/MW、入札量で加重平均）の推移である。背景のバーは、各計画期間の支払率(Payout Ratio)を示す。買い入札価格は、2010/2011 計画期間から 2013/2014 計画期間にかけて下落した。24 時間 Obligation 商品(24H Obligation)の買い入札価格は、2014/2015 計画期間から 2015/2016 計画期間にかけては、前計画期間と比較してそれぞれ 142.5%、210.8%へ上昇した。この価格上昇は、2013/2014 計画期間以前の FTR 支払率(FTR Payout Ratio)が低水準であったことへの対処として、PJM が、FTR オークションモデルにおいて想定する計画外停止確率の引き上げや、系統制約条件（ループフロー等）の追加を行ったことにより、FTR オークションにおける FTR 発行容量が減少したことが主な要因である。

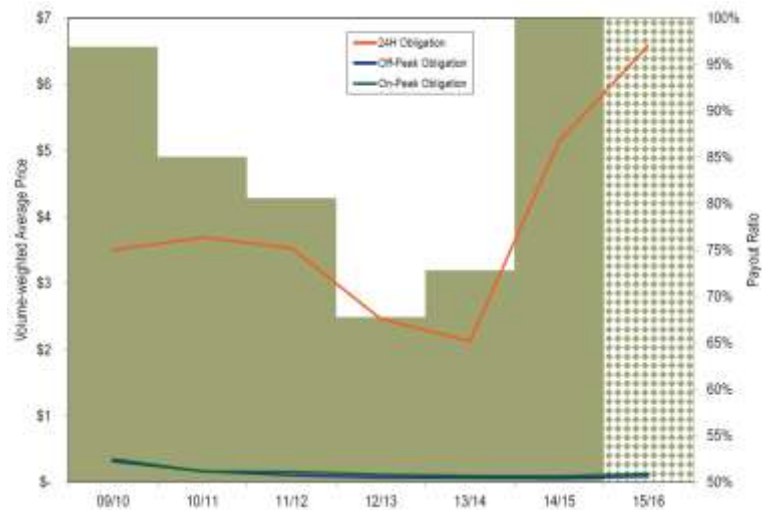


図 2-6 米国 PJM 年間 FTR オークション買い入札価格(\$/MW)の推移

出所) PJM, 2015 State of the Market Report for PJM

表 2-9 は、2015 年 1 月から同年 12 月の、月間 FTR オークションにおける平均落札価格 (\$/MW、落札量で加重平均) を示す。2015 年の年間平均落札価格は、0.24(\$/MW)である。これは、前年の 0.16(\$/MW)から 50%の増加である。

表 2-9 米国 PJM 2015.1-2015.12 月間 FTR オークション落札価格 (単位 : \$/MW)

Monthly Auction	Prompt Month	Second Month	Third Month	Q1	Q2	Q3	Q4	Total
Jan-15	\$0.38	\$0.57	\$0.16				\$0.19	\$0.33
Feb-15	\$0.21	\$0.30	\$0.21				\$0.11	\$0.17
Mar-15	\$0.27	\$0.27	\$0.20				\$0.13	\$0.24
Apr-15	\$0.17	\$0.20					\$0.00	\$0.18
May-15	\$0.20						\$0.00	\$0.20
Jun-15	\$0.25	\$0.38	\$0.32	\$0.29	\$0.27	\$0.63	\$0.34	\$0.36
Jul-15	\$0.25	\$0.33	\$0.02		\$0.31	\$0.39	\$0.20	\$0.28
Aug-15	\$0.21	\$0.21	\$0.24		\$0.06	\$0.47	\$0.24	\$0.26
Sep-15	\$0.08	\$0.13	\$0.08		\$0.32	\$0.42	\$0.15	\$0.18
Oct-15	\$0.19	\$0.20	(\$0.05)			\$0.47	\$0.16	\$0.24
Nov-15	\$0.17	\$0.20	\$0.34			\$0.39	\$0.17	\$0.21
Dec-15	\$0.16	\$0.23	\$0.33			\$0.23	\$0.16	\$0.18

出所) PJM, 2015 State of the Market Report for PJM

4) FTR 収支

2014/2015 計画期間から 2016/2017 計画期間にかけて、混雑収入が FTR 目標配分額を上回っている。目標配分額の全額が FTR クレジットとして FTR 保有者に支払われており、FTR の収入の十分性(Revenue Adequacy)が達成されている。PJM が、FTR オークションモデルにおいて、想定する計画外停止確率の引き上げや、系統制約条件（ループフロー等）の追加を行ったことで、ARR および FTR の発行容量を抑制したことが第一の要因である。

表 2-10 米国 PJM 混雑収入と FTR 目標配分額の推移（単位：百万ドル）

	2014/2015	2015/2016	2016/2017
(A) 混雑収入	1457.1	1003.3	403.8
(B) FTR 目標配分額	1342.0	964.1	347.3
(A) - (B)	115.1	39.2	56.5

出所) PJM, 2015 State of the Market Report for PJM および PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September より三菱総研作成

図 2-7 は、2004 年 1 月から 2015 年 12 月までの、月別の FTR 支払率（FTR Payout Ratio）の推移である。支払率が 100%を上回る月は、当該月の混雑収入が FTR 目標配分額を上回ったことを意味し、支払率が 100%を下回る月は、当該月の混雑収入が FTR 目標配分額に届かなかったことを意味する。ある月に生じた余剰混雑収入は、同一計画期間の他の月に発生した混雑収入の不足金額の補償に充当される。橙色の折れ線は、余剰混雑収入の充当を考慮しない場合の支払率を、青色の折れ線は余剰混雑収入の充当を考慮した場合の支払率を示す。例えば、2015 年 3 月の FTR 支払率が 64.6%だが、その他の月に生じた余剰混雑収入を充当したため、充当後の FTR 支払率は 100%である。

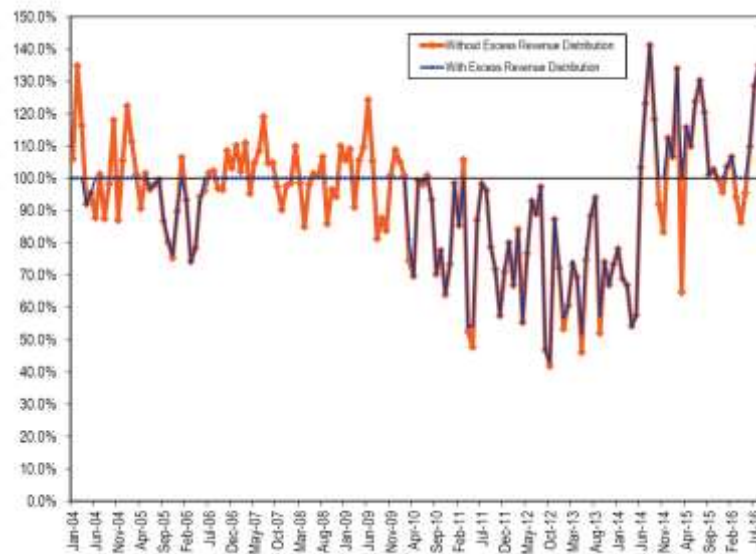


図 2-7 米国 PJM 月別 FTR 支払率 (Payout Ratio) の推移 (2004 年 1 月～2016 年 9 月)

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

表 2-11 は、2003/2004 計画期間以降の、計画期間毎の FTR 支払率(FTR Payout Ratio)を示す。2014/2015 および 2015/2016 計画期間の混雑収入は、それぞれ FTR 目標支払額の 116.2% および 106.8%であった。発生した余剰混雑収入は、FTR 保有者に対して、正味の FTR 目標配分額のシェアに基づき比例配分される。

表 2-11 米国 PJM FTR 支払率 (Payout Ratio)

Planning Period	FTR Payout Ratio
2003/2004	97.7%
2004/2005	100.0%
2005/2006	90.7%
2006/2007	100.0%
2007/2008	100.0%
2008/2009	100.0%
2009/2010	96.9%
2010/2011	85.0%
2011/2012	80.6%
2012/2013	67.8%
2013/2014	72.8%
2014/2015	100.0%
2015/2016	100.0%
2016/2017	100.0%

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

(2) FTR 二次市場における取引実態

PJM における FTR 取引は、FTR オークションにおける取引が主である。二次市場における相対取引量は、FTR オークションにおける取引量に比較して、極めて小規模である。表 2-12 は、二次市場における FTR 取引量である。2015/2016 計画期間の取引量は、FTR Obligation が 68,527.5MW、FTR Option が 14,992.6MW である。

二次市場での取引目的は、オークション実施を待たずに、小規模取引を行うためである⁹²。

⁹² Monitoring Analytics に対するヒアリング、2016 年 11 月

表 2-12 米国 PJM 二次市場における FTR 取引量（単位：MW）

Planning Period	Type	Class Type	Volume (MW)
2015/2016	Obligation	24-Hour	667.6
		On Peak	40,207.5
		Off Peak	27,652.4
		Total	68,527.5
	Option	24-Hour	0.0
		On Peak	8,765.5
		Off Peak	6,157.1
2016/2017	Obligation	Total	14,922.6
		24-Hour	538.5
		On Peak	8,086.9
		Off Peak	4,234.0
	Option	Total	12,859.4
		24-Hour	0.0
		On Peak	328.0
		Off Peak	104.5
		Total	432.5

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

(3) ARR 収支

近年、ARR の収支バランスは保たれている。表 2-13 に、2015/2016 計画期間と 2016/2017 計画期間における ARR 収支を示す。2015/2016 計画期間における ARR 目標配分額(ARR target allocations)が、931.6 百万ドルであるのに対し、長期・年間・月間 FTR オークションによる合計収入(Total FTR auction net revenue)は、それを上回る 968.1 百万ドルである。2016/2017 計画期間における ARR 目標配分額(ARR target allocations)が、908.9 百万ドルであるのに対し、長期・年間・月間 FTR オークションによる合計収入(Total FTR auction net revenue)は、それを上回る 926.3 百万ドルである。

表 2-13 米国 PJM ARR 収支（単位：百万ドル）

	2015/2016	2016/2017
Total FTR auction net revenue	\$968.1	\$926.3
Annual FTR Auction net revenue	\$936.3	\$909.0
Monthly Balance of Planning Period FTR Auction net revenue*	\$31.8	\$17.3
ARR target allocations	\$931.6	\$908.9
ARR credits	\$931.6	\$908.9
Surplus auction revenue	\$36.5	\$17.4
ARR payout ratio	100%	100%
FTR payout ratio*	100%	100%

* Shows twelve months for 2015/2016 and four months for 2016/2017.

出所) PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

図 2-8 は、2010/2011 計画期間から 2016/2017 計画期間の各月における、ARR 保有者に対する ARR クレジットの容量当たり支払額(\$/MW)の推移を示す。2014 年および 2015 年には、FTR 価格の上昇により、容量当たり支払額が上昇した。2014/2015 計画期間における容量当たり支払額は 11,279(\$/MW)であり、2013/2014 計画年の 6,692(\$/MW)から 68.5%上昇した。

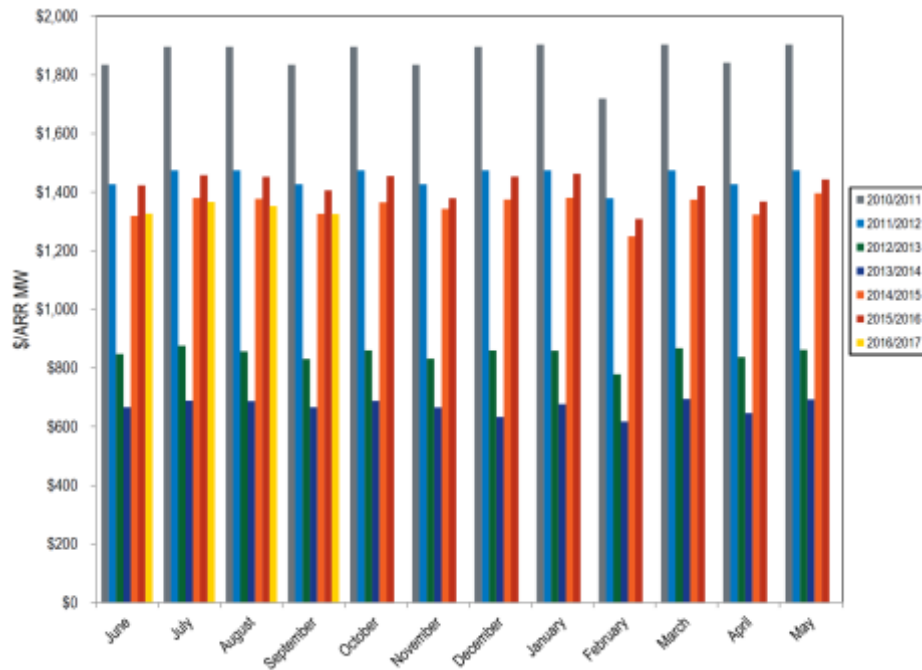


図 2-8 米国 PJM 月別 ARR 支払額（単位：\$/MW、計画期間：2010/2011～2016/2017）

出所）PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

図 2-9 は、2011/2012 計画期間から 2015/2016 計画期間の各月における、ARR 余剰収入(\$)の推移を示す。2013/2014 計画期間から 2014/2015 計画期間にかけて、ARR 余剰収入が大幅に減少した。

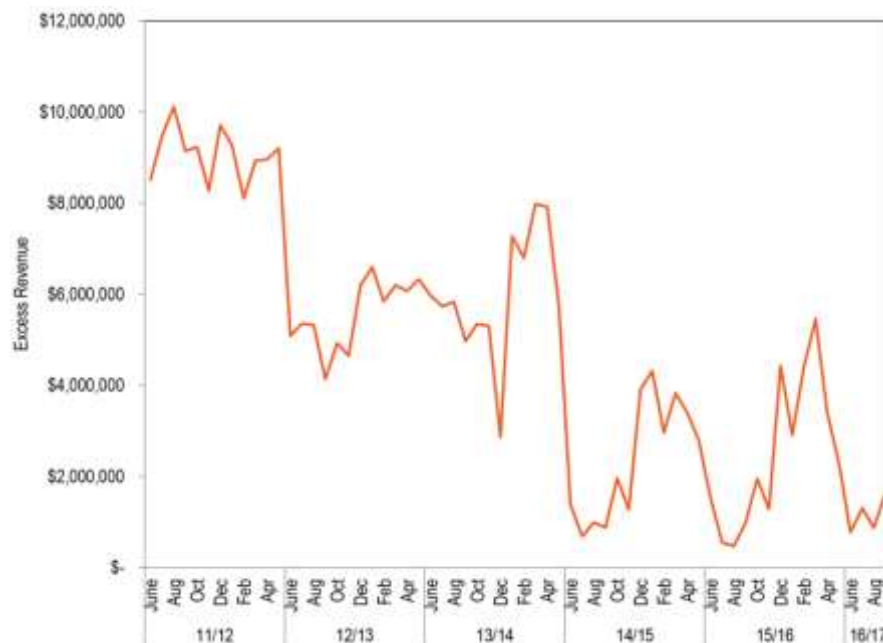


図 2-9 米国 PJM ARR 余剰収入の推移（単位：\$、計画期間：2011/2012～2016/2017）

出所）PJM, 2016 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through September

(4) FTR・ARRの取引実態に関する現地調査時の主なコメント

- パワーマーケターにとって、FTR はツールの一つにすぎない。パワーマーケターは、前日市場やリアルタイム市場にも参加し、価格設定、需給調整に関わっている。(PJM 関係者)
- FTR 取引価格の透明性確保が重要である。FTR 取引価格がシグナルとなり、市場参加者の意思決定が機能する。(PJM 関係者)
- FTR を活用するパワーマーケターや金融機関が、FTR を安い価格で購入し、前日市場の LMP 価格を何らかの方法で安く設定することで、FTR から収入を得ることは可能である。(PJM 関係者)
- FTR Obligation と比較し、FTR Option の購入数は少ない。リスクを取る必要がない Option の価格は高いためである。FTR Option を選択するのは LSE が多い。(PJM)
- FTR は 2 地点間の商品であるため、LMP 市場では膨大な組み合わせがあるが、様々なオプションがあった方が入札数も多くなりオークションが活性化する。結果として、PJM が得るオークション収入も多くなる。(PJM)
- 入札を現物商品だけに制限してしまうのではなく、バーチャルな入札が存在することは望ましい。それにより様々な種類の商品を設けることができる。需要から需要はバーチャルな入札だが、LMP があるため FTR 価格を設定することができる。(PJM)
- リアルタイムの送電混雑コストに対して、PJM はヘッジ手段を提供していない。FTR 保有者にとっては、ヘッジ無しでも受け入れられる程度の小規模な額である。(FERC)
- PJM では 1980 年代の発電リソースに基づき固定したパスをベースに、既存事業者に対して、ARR が割当てられている。そのため、ARR の割当に関して物理的な送電との乖離が大きくなっている。(FERC)
- FTR オークションにおいて、市場操作を行うことは困難である。発電事業者も FTR 取引に参加するため、FTR オークション参加者が有するデータは非対称的であるが、不正行為は極めて少ない。(Monitoring Analytics)

2.2.5 送電権制度に関する例外的扱い

(1) 特定負担者

新規系統連系およびマーチャント送電線に関連する送電拡張プロジェクトでは、3 段階の割当プロセスで増分 ARR(IARR⁹³)が割当てられる。このプロセスで需要家は、1 段階毎に 1 つの地点間 IARR をリクエストする。結果として、計 3 つの地点間 IARR がリクエストされる。

IARR の有効期間は、「30 年間」、「設備の寿命まで」または、「設備の増強まで」のい

⁹³ Incremental ARR

ずれか最も短い期間である。

この期間内のどの時点においても、需要家は IARR 割当オプションを継続する代わりに、年に 1 回ベースの別のメカニズムへ切り替えることが可能である。それによって需要家は、年間 ARR 割当プロセスにおいて、IARR と同一の始点・終点の ARR をリクエストできる。ただし、同時実現可能性を満たすことが条件である。

1) 建設費全額負担者の扱い

参加者は、要請された権利を 30 年間保持するために必要な系統増強費用の提供に同意することで、IARR のリクエストおよび取得が可能である。この IARR は、選択的アップグレード IARR(Elective Upgrade IARR)と呼ばれる。新規発電事業者は、系統影響調査に基づいて系統増強費用を評価され、ARR を受け取ることが可能である。

PJM では、送電プロジェクトを建設する規制送電線所有者は、システムの混雑に基づいて送電料金を設定し、州の公益事業委員会によって規制されたリターンを得ることが認められている。マーチャント送電会社（通常、電気事業者または電気事業者の非規制子会社）もまた、送電混雑費用に基づいてリターンを支払われることがある。

2) 建設費一部負担者の扱い

PJM の地域送電網拡充計画プロジェクト(RTEP : Regional Transmission Expansion Plan Projects)の IARR 配分資格は、RTEP の更新毎に計算され、その費用は地域毎に配分される。送電線拡充プロジェクトによって新たに生じた IARR は、各プロジェクト建設費における負担額のシェアに応じて、費用負担者に割当てられる。

3) マーチャント連系線の扱い

a. オープンアクセス義務

PJM 域内のマーチャント連系線は、オープンアクセスを義務付けられていない。

b. 法的地位

マーチャント連系線は、組織化された市場と契約するか、自身の需要家と契約して独立的に運用するかを選択する。PJM のような組織的化された市場に参加する利点は、商業利益が増加する可能性があることである。

(2) 特定電源

1) 長期固定電源の安定運用に対する特別な扱い

石炭火力や原子力発電等のベースロード発電に対する特別なルールは設けられていない。

PJM の ARR では、ベースロード発電事業者は ARR 割当プロセスにおいてリクエストした ARR 容量を全て得られるとは限らない。

2) 再エネ電源に対する特別な扱いの有無、内容

PJM には、再エネ電源に対する特別な扱いを定めたルールは存在しない。

現在、PJM エリア内の再生可能エネルギー電源の系統接続量は限られている。2015 年 10 月から 2016 年 9 月までの全発電容量に占める太陽光発電量と風力発電量は、それぞれ 0.11% と 2.28%であった⁹⁴。PJM 管轄州の再生可能エネルギー利用基準(RPS : Renewable Portfolio Standard)では、2030 年までに最大 30%の再生可能エネルギーを導入する計画がある。2015 年の PJM の調査によると、仮に 2026 年に PJM 域内の全電源に対する自然変動電源の割合が 30%に達したとしても、137 億ドル相当の送電系統増強、および 1,500MW の周波数調整力(Regulation)の追加調達を行うことで、系統信頼度に大きな問題は発生しないとしている⁹⁵。

⁹⁴ <https://gats.pjm-eis.com/gats2/PublicReports/PJMSystemMix/Filter>

⁹⁵ GE Energy Consulting, PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05 (2015)

2.2.6 送電権制度と設備形成

(1) 送電権の価格シグナルと連系線増強

本調査では、送電権の価格シグナルが連系線増強に活用される事実は見当たらなかった。

PJM の重要な役割の 1 つとして、送電計画と送電網拡張プロセスの管理および調整により、NERC および PJM エリアの送電システムの信頼度基準を満たすことがある。送電計画は、サブ地域(sub-regional)、地域(regional)、地域間(inter-regional)レベルで実施される。送電計画に関する考慮事項は、次のとおりである⁹⁶。

1. 全米レベルおよび地域レベルの信頼度基準の遵守:既存および計画中の送電システムのセキュリティおよびアデカシーを確保する。NERC 信頼度基準に基づき、系統電圧、熱容量、負荷に対する供給可能性、および供給可能発電量が考慮される。また単一および複数の緊急事象発生シナリオを検討、評価する。
2. 発電所の系統接続および地域間連系線の接続リクエスト:発電所の系統連系やマーチャント送電連系線のリクエストが提出されると、PJM はこれらの新規施設が既存系統に与える影響を調査する。新規発電所を設置する際には、PJM および送電事業者との系統接続契約履行前に、系統への影響調査を実施する必要がある。
3. 市場効率への影響:PJM は連系線増強による発電量や混雑費用への影響等の経済的影響を評価する。経済的影響の評価指標には、過去の混雑費用と今後の混雑費用予測が含まれる。過去の混雑費用には、総混雑費用および ARR の比例配分が含まれる。予想混雑費用は、信頼度制約付の経済負荷配分市場モデルを用いた将来の系統分析に基づいて評価される。PJM では、連系線増強による経済的効果が、15 年スパンで見たときに、正味現在価値ベースで連系線増強コストの 25%を上回らねばならないと定めている。
4. 運用実績および資産管理:PJM の計画・運用担当者は、実運用が送電系統に及ぼす影響を定期的に評価し、ステークホルダーとのミーティングを通じて、ステークホルダーに評価結果を周知する。また、老朽インフラの影響を管理するため、PJM は確率論的リスク評価(Probability Risk Assessment)手法を用いて、設備故障によるリスク評価を実施している。

地域間連系線計画策定には、MISO、NYISO など NERC 東部系統に属する他の RTO が関与しており、PJM は各 RTO との共同的な計画策定の枠組みを確立している。また、東部連系計画共同(Eastern Interconnection Planning Collaborative)と呼ばれる包括的な枠組みも存在し、PJM と他 RTO のルールの相違により生じる問題に対応する。地域間連系線計画では、信頼度、安定性、市場効率、ショートサーキット、発電設備接続およびマーチャント送電線

⁹⁶ PJM Operating Agreement Schedule 6. Paragraph 1.4 (a)

の要素が考慮される。

(2) 電源投資への影響

投資者は、発電事業者に対するファイナンスの意思決定の際に FTR をさほど重視しておらず、接続契約(IA : Interconnection Agreements)や長期売電契約(PPA : Power Purchase Agreement)をより重要視している。

発電事業者が系統に接続するには IA が必要であり、新規発電資産の開発において非常に重要なマイルストーンである。IA の契約締結は、新規発電開発の進行状況を示す指標である。

PPA は、合意価格で電力を販売するための発電事業者と小売事業者または需要家との間の長期相対契約である。契約期間は様々であり、発電事業者と小売事業者または需要家の双方にとって、電力価格変動に対するヘッジとして機能する。これらの契約の一部は、ハブ価格を指標とする。投資者は、投資決定前に、新規電源の稼働期間の少なくとも一部の期間の PPA を求めることが多い。

投資者が送電権よりも PPA を重視する理由の 1 つは、電力価格に占めるエネルギー要素が混雑リスクに比較し、はるかに大きいためである。2015 年の PJM のデータによると、混雑コストは電力コスト総額の約 5.9% (230.7 億ドルのうち、13.7 億ドル) である。

2.2.7 混雑管理ルール

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き各地点に配賦・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 は送電ネットワークに制約がない場合は各地点間で等しくなるが、送電制約条件がある場合には地点間で差が生じ、その差が混雑料金として送電線利用者から徴収される。

LMP が地点によって変化し、発電コストの高い電源が活用されるように価格シグナルを機能させることで、混雑管理が実施される。

2.2.8 域外取引に関わる連系線利用制度

PJM 域外の取引に関わる連系線利用は PJM オープンアクセス同時情報システム(OASIS : Open Access Same-Time Information System)を介し、物理的送電権 (PTR) の取得という形で行われる。

(1) 予約地点

具体的には、PJM OASIS のメニューで、受電地点(POR : Point of Receipt) / 送電地点(POD : Point of Delivery)の組み合わせで特定される経路名に基づき予約を行う。

PJM OASIS 上の POR、POD は下記のとおりである。

- ALTE – Alliant Energy (East)
- ALTW – Alliant Energy (West)
- AMIL – Ameren (Illinois)
- CIN – Cinergy Corporation
- CPLE – Carolina Power & Light (East)
- CPLW – Carolina Power & Light (West)
- DUK – Duke Energy
- IPL – Indianapolis Power & Light
- LGEE – LG&E Energy
- MEC – MidAmerican Energy
- MECS – Michigan Electric Coordinated System
- NIPS – Northern Indiana Public Service
- NYIS – New York Independent System Operator
- OVEC – Ohio Valley Electric Corporation
- PJM – PJM Interconnection
- TVA – Tennessee Valley Authority
- WEC – Wisconsin Energy Corporation

(2) 商品種別

OASIS で予約可能な商品種別は下記のとおり⁹⁷。

- FIRM
- NON_FIRM
- NON_FIRM_ON_PEAK
- NON_FIRM_OFF_PEAK
- NON_FIRM_INTERNAL

⁹⁷ NETWORK_EXT : PJM 域内の LSE が域外から輸入する場合の予約、DESIGNATED : 特定地点からの輸入、NON_DESIG : 非特定地点からの輸入、SECONDARY : Firm から Non Firm へ転換して予約、SPOT_IN : PJM 域外から PJM のスポット市場へ販売する場合の予約、TLR_BUY_THRU : PJM が緊急事態として TLR (Transmission Loading Relief) を宣言した場合に使われる予約

- NETWK_EXT_DESIGNATED
- NETWK_EXT_NON_DESIG
- NETWK_EXT_NON_DESIG_ON_PEAK
- NETWK_EXT_NON_DESIG_OFF_PEAK
- SECONDARY_NON_FIRM
- SECONDARY_NON_FIRM_INTERNAL
- SPOT_IN
- TLR_BUY_THRU

(3) Firm 地点間送電権の取得と ARR

1) 長期 Firm 地点間送電権

長期 Firm 地点間送電権は、1 年以上の期間の送電権であり、先着優先に基づき付与される。Firm 地点間送電権の利用者は、最大で送電予約の容量までオークション収入権(ARR)を受け取る権利がある。また、既存の長期 Firm 送電権を利用している送電利用者は、送電権の終了前に当該送電権を更新する権利(rollover)がある。利用者が更新権を取得するための最低契約期間は 5 年間である。ただし、当該長期送電権について新規の競合リクエストがなされた場合、新規競合リクエストと同じ期間・価格によって更新するか（新規リクエストの拒否権）、更新権を放棄するかを選択を行う必要がある。

なお、長期送電権の新規リクエストも先着優先ルールによって規律され、最初のリクエストが優先される。

2) 短期 Firm 地点間送電権

短期 Firm 地点間送電権の期間は、1 日、1 週間または 1 か月とされている。最初のウィンドウ(initial window)の間に提出された短期 Firm 送電権の全てのリクエストは、同順位として扱われる。短期 Firm 地点間送電権の利用者も、最大で送電予約の容量までオークション収入権(ARR)を受け取る権利がある。

(4) 優先順位

それぞれの商品の優先順位は下記のとおりである。

- A. 長期 Firm 地点間およびネットワークサービスに対する送電権（特定）⁹⁸は、先着順または継続的に利用可能とする。長期 Firm 地点間およびネットワークサービスに対する送電権（特定）は、ネットワークおよび Native Load（LMP 導入時の既存利用者）と同じ優先順位である。長期送電権は、1 年以上の送電権と定義されている。
- B. 短期 Firm 地点間およびネットワークサービスに対する送電権（特定）は、先着順で利用可能である。
- C. ネットワークサービスに対する送電権（非特定）⁹⁹は、非 Firm 送電権のリクエストよりも高い優先順位である。ネットワークリクエストの「WPC：混雑を支払う意思

⁹⁸ PJM 域内の LSE が域外から輸入する場合の送電権で特定地点からの輸入

⁹⁹ PJM 域内の LSE が域外から輸入する場合の送電権で非特定地点からの輸入

がある(Willing-to-Pay-Congestion) 」は、ネットワークリクエストの「NPC：混雑を支払う意思がない(Not-Willing-to-Pay-Congestion) 」よりも優先する。

D.Non-Firm 地点間送電権は、1 か月に 1 時間から 2 時間のリクエスト期間で利用可能である。より長い期間のリクエストには、より高い優先度が割当てられる。Non-Firm リクエスト WPC は、Non-Firm リクエスト NPC より優先される。

(5) 転売

Firm、Non-Firm 地点間送電権は転売することができる。転売は、開始日前に OASIS 上に掲示しなければならない。買主は、転売取引を購入するために締結済みの送電権契約を保有していなければならない。一部の容量でも転売することができる（例えば、日間送電権は時間単位で転売し、転売は最初の予約優先度と同じ優先度を保持する）。転売のリクエストは丸 1 時間の増分(a full hour increments)で実施しなければならない。

ただし、以下の送電権は、転売できない。

- ・ 既得権に基づく送電権 (Grandfathered service、転売の可否は既得権に関する契約内容によって定まる)
- ・ スポット輸入に関する送電権
- ・ ネットワークサービスに対する送電権

転売者は、転売取引を OASIS に掲示して行う。OASIS 外で相対取引もできるが、サービスの開始前に OASIS に掲示し、最初の取引事業者(primary provider)に報告しなければならない。転売人は、保有している容量以上を転売として掲示する場合、PJM は転売者に事後サービスを請求する。転売者が習慣的に（3 回以上）保有以上の転売を行う場合、PJM は転売者に過剰使用の罰金を課す。

また、地点間送電権の転売価格には上限がない。転売に関しては、PJM Interconnection L.L.C および PJM Settlement Inc.が取引相手として決済、請求し、PJM Settlement Inc.は PJM Tariff レートで最初の取引の全額を転売人に請求する。PJM Settlement Inc.は、転売人と合意した価格で買い主に請求し、PJM Settlement Inc.は同じ価格で転売人に支払う。

2.3 ERCOT エリア

2.3.1 概要

(1) ERCOT の概要

ERCOT は、テキサス州の電力需要の 85%をカバーする RTO であり、およそ 65,000km の送電網、550 ユニットの発電設備の運用を行っている。

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、パワーマーケット、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。

(2) ERCOT に関する規制・監視

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た。PUCT は、ERCOT システムの管理手数料を承認し、監査命令の発令等全般的な監督権限を持つ。

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。IMM¹⁰⁰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)として 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。同様に、米国他地域では市場監視機関は RTO 理事会を経ず、FERC に対して直接の報告義務を負うが、Potomac Economics 社はそのような義務を負わない。

(3) 金融的送電権に関する法的枠組み

州の電気事業について規定した法規(Electric Substantive Rules)では、「ERCOT は送電権として混雑収入権(CRR)を提供すべきこと」、「CRR は物理的送電権ではなく、取引可能な金融的送電権とすべきこと」が定められている¹⁰¹。

これを受けて、ERCOT は管轄エリアの地点別価格制度に基づく市場運営のルールを定めた”Nodal Protocol”の第 7 節において CRR について詳細を規定している。

¹⁰⁰ IMM は、2005 年に卸電力市場自由化に伴い導入された (PURA Sec.39.1515)。IMM には不正行為に対する執行権限はなく、独立した主体でなければならない。現在、IMM としての卸市場監視の役割は Potomac Economics 社が担っている。同社は社員数 32 名。ERCOT 以外に、Midwest ISO、New York ISO、ISO New England の IMM として監視業務を受託している。

¹⁰¹ Electric Substantive Rules § 25.501(i)

2.3.2 送電権制度の導入経緯

(1) ルール変更の経緯

ERCOT の電力市場には、過去に 2 つの大きな変化があった。

第一の変化は、自由化に伴い 2001 年に完了したゾーン型市場(Zonal Market)への移行であり、第二の変化は 2010 年に完了したノーダル市場(Nodal Market)への移行である。

自由化以前の ERCOT の市場構造は、現在の日本における電力市場構造に類似した構造であり、主要電力会社エリア毎のエリアを基礎としたゾーン型の市場構造が選択された。しかし、ゾーン型市場の運用を開始して 2～3 年後には、市場運営の非効率性が指摘され、ノーダル市場へ移行することが決定された。

なお、ゾーン型市場で導入された金融的送電権は、TCR(Transmission Congestion Right)と呼ばれる。また、ノーダル市場で導入された金融的送電権は、CRR と呼ばれる。TCR は 4、5 の異なる地域別価格値差に対する送電権であったが、CRR は 500 以上の地点価格値差に対する送電権であり、非常に複雑である。

(2) 施行準備と経過措置

1) 導入経緯

CRR の導入は ERCOT におけるゾーン型市場からノーダル市場への移行に伴うものである。ノーダル市場への移行には約 7 年を要している。ERCOT の HP によると、スケジュールは次のとおりであった¹⁰²。

- ・ 2003 年 9 月：PUCT は「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した。
- ・ 2005 年 9 月：ERCOT は、PUCT にノーダルプロトコル案を提出した。
- ・ 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ルを受け入れる指示に合意した。
- ・ 2008 年：施行開始日を 2010 年 12 月に延期。
- ・ 2010 年 12 月：ERCOT は、ノーダル市場を開始。ノーダル市場の主な特徴は以下のとおり。
 - 地点別限界価格(locational marginal pricing)
 - 信頼度制約のもとで同時最適化された前日エネルギー市場とアンシラリーサービス市場
 - 信頼度電源起動停止計画(reliability-unit commitment)
 - CRR

¹⁰² 出所：ERCOT の HP (2016 年 10 月 13 日ダウンロード) <http://www.ercot.com/about/profile/history>

2) 既存の事業者に与えられた経過措置

a. 2001 年ゾーン市場の導入時

2001 年のゾーン市場導入時、テキサス州では 20%超の発電設備シェアを有する私営電気事業者(IOU)は発電資産売却計画を PUCT に届けることが義務付けられた（ただし、発電資産売却は法的に強制されたものではない）。その結果、既存電気事業者は発電設備を自主的に売却しストランデッドコスト¹⁰³を回収する資格が与えられた。

Non-Opt-In Entities(NOIEs)と呼ばれる、地方自治体および協同組合営の電気事業者は垂直統合のまま存続したため、経過措置として、ゾーン外の発電資源のゾーン混雑リスクをヘッジするために PCR(Pre-assigned Congestion Rights)¹⁰⁴が割当てられた。これらの PCR により、発電が地方自治体および協同組合営の電気事業者のゾーン価格を受けることができた。PCR は、自社発電または 1999 年 9 月 1 日前に締結した長期契約を対象とした。

b. ノーダル市場の導入時

ノーダル市場および CRR の導入時には、既存の大手事業者に対する経過措置は存在せず、その点に関して既存事業者からも特段の異論はなかった¹⁰⁵。

一方、ERCOT は事前割当混雑収入権(PCRR : Pre-Assigned Congestion Revenue Rights)を導入し、引き続き NOIEs が自社発電または 1999 年 9 月 1 日以前に締結した長期契約に関する混雑リスクをヘッジすることができた。それ以降の新設電源や長期契約は全て、自由化後の市場ルールに基づくものであるため、「経過措置」を受ける資格がない。

垂直統合型の自治営電気事業者(Municipally Owned Utilities : MOUs)および協同組合営電気事業者(Electric Cooperatives : ECs) は、自由化対象外であり、特別な扱いとして CRR の一種である PCRR が発行されている。PCRR は 1999 年以前に建設された発電所に基づいて発行され、それ以後に建設された発電所から調達する分については、経過措置は設けられていない。PCRR は発電所がリタイヤするまでの長期的権利である。PCRR には、baseload、capacity、refund など異なる種類が存在する。

PCRR の価格は他の CRR より割引され、安価である。割引率は PCRR Obligation/Option、電源種別（原子力、石炭、褐炭、コンバインドサイクル、天然ガス、水力、風力等）により異なる¹⁰⁶。

¹⁰³ 電力自由化以前に安定供給義務を果たすために行った設備投資や買電契約費用のうち自由化導入後の市場価格では、回収できなくなると見込まれる費用

¹⁰⁴ ゾーン型市場における送電線混雑に関するヘッジツールは TCR(Transmission Congestion Rights)と呼ばれた。PCR は経過措置として NOIEs に割当てられた TCR を指す。

¹⁰⁵ 「TCR、CRR は全ての市場参加者が平等に入札可能であり、既存事業者に対する特別な割当は存在しない。TCR の段階においても、基本的に既存事業者に対する特別な TCR の割当は存在しなかった。ただし、少数の自治体営、協同組合営の垂直統合型の事業者は、自由化対象外であり、TCR の特別な割当の対象となった。」、Potomac Economics に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹⁰⁶ 「自由化対象であった私営電力会社は PCRR 付与の対象外である。自由化を選択したために、PCRR が付与されなかったことに対して、私営電力会社からの不満は特になかった。これは、何らかの政治的な妥協の産物である可能性がある」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

(3) ルール変更に伴う課題

本調査では、CRR 導入による大きな問題が生じた事例の情報は得られなかった。

2.3.3 送電権に関するルールの詳細

(1) 商品設計の詳細

1) CRR の概要

a. 概要

CRR のルールは、PUCT のルールに準じて、ERCOT により設定されている (Nodal Protocol 第 7 節 Congestion Revenue Right)。

CRR は金融商品であり、物理的なエネルギーを受け取る権利または受け渡す義務を意味するものではない。CRR 所有者は ERCOT の送電系統が前日市場(DAM)またはリアルタイム市場で混雑した場合に生じる送電混雑費用に対する金銭上の補償を得ることができる(あるいは費用負担を課される場合もある)。CRR はオークションまたは前日市場において、もしくは相対で取引可能である¹⁰⁷。

オークション毎に何千もの商品があり、入札参加者は自身で行った前日市場価格の分析等を通じて、どのパス(始点と終点の組み合わせ)の収益性が高いかを判断して入札商品を決定的することになる。

CRR は、一度発行されれば満期になるまで消滅しない権利である。ただし、次のオークションで転売することは可能である。CRR 保有事業者が倒産した場合でも、当該事業者は CRR の保有権利を保持し続ける¹⁰⁸。

b. CRR の始点と終点

CRR は混雑費用が補償される送電区間の始点と終点の組み合わせに対して発行される。

ERCOT エリアでは、7つの需要ゾーン(Load Zone)、6つのハブ、約 500 のリソースノード(Resource Node)が存在するが、CRR のパスの始点と終点は需要ゾーン、ハブ、リソースノードのうち、いかなる組み合わせも取りうる。それぞれの定義は以下のとおり。

- リソースノード¹⁰⁹
 - ・ 発電設備、需要を代表する母線(Electrical Bus)であり、ERCOT エリアに約 500 か所が存在する(図 2-10 に概念を示す)。
- 需要ゾーン
 - ・ 需要エリアの概念である。概ね自由化前の電力会社の供給区域に対応する概念である。

¹⁰⁷ ERCOT Nodal Protocol 7.1(1)

¹⁰⁸ Potomac Economics に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹⁰⁹ PJM における Bus に対応するもの。地点別限界価格モデルの最小構成単位。

- ハブ

- ・ 発電側の概念である。345kV の母線の観念的な集合であり、ERCOT エリアでは 6 つのハブが存在する。うち、4 つのハブは地域的ハブで、規模の大きな 4 つの需要ゾーン（北部、南部、西部、ヒューストンエリア）と重なる¹¹⁰。残り 2 つは 4 つのハブの平均、全母線の平均である（図 2-11 に概念を示す）。



図 2-10 米国 ERCOT におけるリソースノードの概念

出所) ”Nodal Market Education, ERCOT Nodal 101”

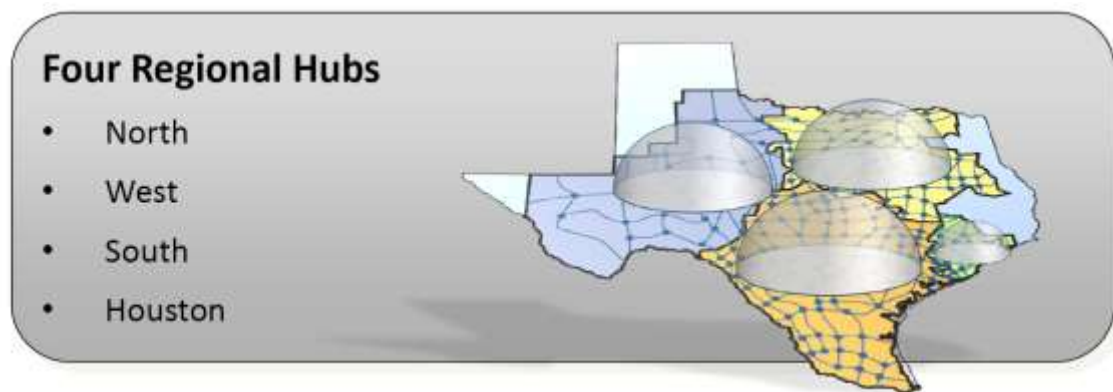


図 2-11 米国 ERCOT におけるハブの概念

出所) ”Nodal Market Education, ERCOT Nodal 101”

¹¹⁰ 「ハブの母線構成は Nodal Protocol において具体的に定義されている。地域的ハブの中では比較的混雑は少ない」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

2) CRR の商品定義

a. 種類

CRR は以下の 4 つの種類がある¹¹¹。

- ・ PTP (Point-to-Point) Option (一部 PCRR)
- ・ PTP (Point-to-Point) Obligation (一部 PCRR)
- ・ PTP (Point-to-Point) Option with Refund (全て PCRR)
- ・ PTP (Point-to-Point) Obligation with Refund (全て PCRR)

b. 商品の定義

CRR 商品は下記のとおり定義される。

- ・ 容量単位：0.1MW
- ・ 時間単位：1 時間
- ・ 完全取引可能な金融商品(指定された PTP Option with Refund および PTP Obligation with Refund を除く)
- ・ 始点と終点により特定

3) 取得方法¹¹²

CRR の取得方法は下記の 4 つである。

a. CRR オークション

ERCOT は CRR のオークションを定期的を開催する。オークションでは、CRR 保有者が既に保有する CRR を売りに出すことも可能である。

b. PCRR オークション

EROCT は、一定の条件を満たす、地方自治体が運営する自治体営電気事業者(MOUs)および地域の利用者が所有する協同組合営電気事業者(ECs)に対して、PCRR を割当てて。

c. 二次市場（相対市場）¹¹³

CRR アカウント保有者は、PTP Option(Point to Point Option)および PTP Obligation を相対で

¹¹¹ Nodal Protocol においては、加えて Flowgate Right(FGR)に関する規定も存在するが、今後 FGR が発行されることはない。「Flowgate 商品は 2001 年から 2010 年の間にゾーン型市場モデルがとられていた時期に発行されていた TCR 時代のもので、Nodal Protocol の下では今後も役割はない」、Potomac Economics に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹¹² ERCOT Nodal Protocol 7.1(2)

¹¹³ ERCOT Nodal Protocol 7.7.2

取引可能である。PTP Option with Refund¹¹⁴および PTP Obligation with Refund¹¹⁵は相対取引が認められていない。

相対取引においては、オークションにおいて取得した CRR の条件を変更することは許されない。CRR の移転は ERCOT の CRR 登録システムを介して行われ、ERCOT が両当事者の信用要件を確認するまでは効力を生じない。

d. 前日市場

適格小売事業者(QSE : Qualified Scheduling Entities)は、前日市場において PTP Obligation に入札可能である。

¹¹⁴ PTP Option with Refund は公営電力会社等に割当てられる優遇的な PCRR の一種

¹¹⁵ PTP Obligation with Refund は公営電力会社等に割当てられる優遇的な PCRR の一種

4) オークション

a. オークションの種類¹¹⁶

CRR オークションはシングルラウンドで、オークション全商品に関する同時オークション(simultaneous auction)として実施される¹¹⁷。

年 2 回開催の長期 CRR オークションおよび月 1 回開催の月間 CRR オークションが行われる。各オークションの詳細は表 2-14 のとおりである。

¹¹⁶ 「CRR の商品構成は、ERCOT 地域の標準的な OTC 先渡し商品と整合している（On Peak/Off Peak などの時間区分、daily/monthly など期間）」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹¹⁷ ERCOT Nodal Protocol 7.5.5.3

表 2-14 米国 ERCOT CRR オークション概要

	長期 CRR オークション	月間 CRR オークション
オークション頻度・方式	・ 年 2 回 ・ シングルラウンド ※6 か月を 1 つの期として 4 期先、即ち 2 年先まで購入可能 (4 回の連続するオークションを 1 シークエンスと呼ぶ)	・ 月 1 回 ・ シングルラウンド
金融的送電権の商品類型	・ PTP Obligation/ PTP Option	・ PTP Obligation/ PTP Option
金融的送電権の有効期間	・ 6 か月 ※1 シークエンス、即ち実質的には 2 年先まで送電権の手当が可能	・ 1 か月
金融的送電権の取引可能容量 (1 ラウンド分)	・ 当月の CRR 発行可能量に一定割合を乗じた値から、当月に既に割当てられた支払未了の CRR 量に同じ割合を乗じた値、および以前の CRR オークションを通じて当月に既に割りてられた CRR 量の合計を引いた量 ・ 上記一定割合は、1 回目～4 回目のオークションそれぞれについて、60%、45%、30%、15%	・ CRR ネットワークモデルにより想定される CRR 発行可能量に 90%を乗じた値から、当月に既に割当てられた CRR 量を引いた量¹¹⁸

出所) ERCOT, ERCOT Nodal Protocols Section 7: Congestion Revenue Rights より三菱総研作成

CRR は以下の使用時間(TOU : Time of Use)の区分でオークションされる。

- ・ 5×16 ブロック : 月曜日～金曜日の 7 時～22 時 (ただし、NERC の休日を除く。1 か月単位)
- ・ 2×16 ブロック : 土曜日・日曜日および NERC の休日 (1 か月単位)
- ・ 7×8 ブロック : 月曜日～日曜日の 1 時～6 時および 23 時～24 時 (1 か月単位)

月間 CRR オークションについてのみ、上記の 3 つの TOU ブロックと連動したシングルブロックを入札することが可能である。

¹¹⁸「例えば、長期 CRR の最初のシークエンスで上限の 60%が販売された場合、月間 CRR の販売可能量は残りの $40\% \times 90\% = 36\%$ で計 96%までとなる。月間 CRR については販売可能量の 90%までとしているのは支払超過に備えるためである。」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

b. 長期商品について

ERCOT の現行の長期 CRR オークションは 6 か月を一つの期として 4 期先、すなわち 2 年先まで購入可能である。現在、ERCOT は 3 年先までの CRR オークションを検討中であるが、それ以上の長期商品は市場ニーズがないため、CRR 商品の開発予定はない¹¹⁹。

なお、月間商品より短期の商品、例えば週間物の商品は、発行量を算定するモデルのセットアップに要す時間の面で、困難な模様である¹²⁰。

5) オークション結果の公開

CRR のオークション結果は、月間商品の場合、翌月オークション開始の 1 週間前に、価格も含め入札情報が公開される。落札者の実名は公表されるが、非落札者の入札情報は公開されない。オークション終了の 6 か月後には、オークション参加者に対して、他の入札の具体内容が公開される。これは、透明性確保のため、州の公益事業委員会が定めたルールである^{121,122}。

また、ERCOT は始点・終点のペアに関する CRR 所有者の情報を毎月公開する。具体的には、CRR アカウント所有者の ID、当該アカウント所有者が所有する CRR の種類、保有する CRR の容量総計が公開の対象である¹²³。

(2) CRR オークション収入の分配¹²⁴

理論的には、TCR・CRR のオークション収入収益は、小売事業者の需要規模 (kW) に応じ、小売事業者に直接返還される。

TCR・CRR のオークション収入の返還の手法はほぼ同様である。TCR ではオークション収入の割当方法が 1 つだけだったが、CRR ではゾーン内の CRR とゾーンをまたぐ CRR とでオークション収入の割当方法を複数設けている。

2003 年の ERCOT 送電混雑管理ゾーンの下で、単一ゾーンの CRR (パスの始点と終点が共に同一ゾーン内にある CRR) の収入はゾーン内の需要規模に応じて、小売事業者に割当てられる。複数ゾーンにまたがる CRR (パスの始点と終点が異なるゾーンにある CRR) の収入は、ERCOT 全体の需要規模に応じて、小売事業者に割当てられる¹²⁵。

割当は月毎に行われる。小売事業者の需要規模は当該月のピーク需要のシェアに基づき決定される。

¹¹⁹ 「3 年より長期の商品は民間の事業計画に、想定困難であり、CRR を購入してもリスクが大きいためである。」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹²⁰ Potomac Economics 社に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹²¹ 「入札情報の公開により、オークション参加者が入札しにくくなる事はないと考えている」、ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹²² ERCOT Nodal Protocol 7.5.3.1(2)

¹²³ ERCOT Nodal Protocol 7.5.5.2

¹²⁴ ERCOT Nodal Protocol 7.5.7

¹²⁵ Potomac Economics 社に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

2.3.4 送電権の取引実態

(1) 一次市場の動向

1) 取引主体

CRR 市場は、一定の信用要件を満たせば、誰でも参加可能な市場となっている。市場参加者数は現在約 200 社であり、その約半分は金融セクターの参加者である¹²⁶。

2) 取引動向

図 2-12 は、CRR オークション収入額(Auction Revenue)、CRR 保有者への支払額(CRR Payment)、混雑収入額(Congestion Rent)の推移である。

2015 年全体では、CRR オークション収入額は約 346 百万ドル、CRR 保有者への支払額は約 258 百万ドル、混雑収入額は約 300 百万ドルであった。個々の CRR オークション参加者、受電点/給電点の組み合わせにより状況は異なるものの、2015 年は CRR オークション収入額が CRR 保有者への支払額を上回る月が多かった。

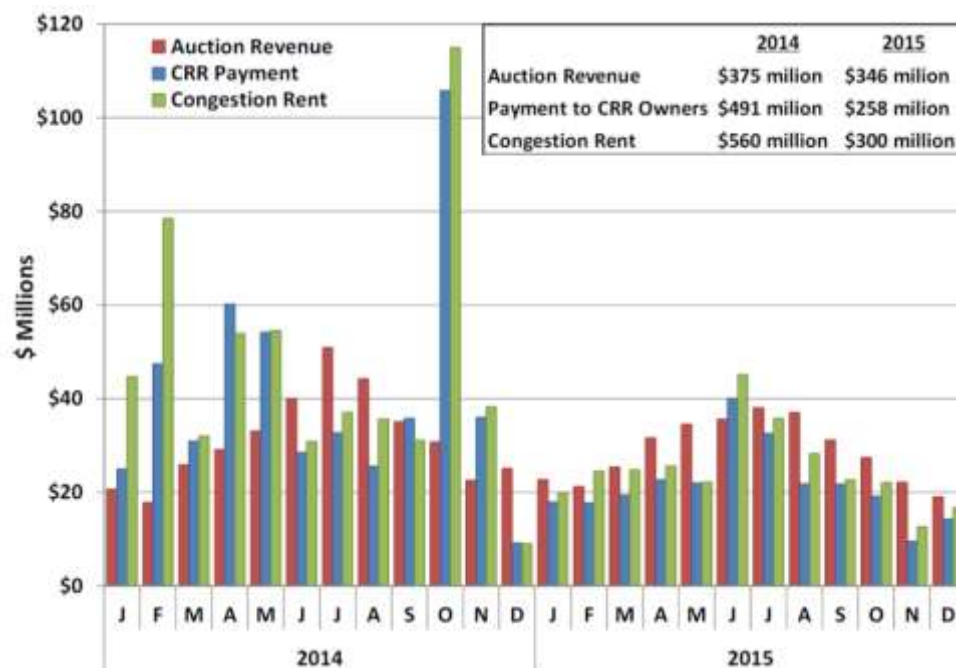


図 2-12 米国 ERCOT における CRR オークション収入額・CRR 保有者への支払額・混雑収入額（単位：百万ドル、2014-2015 年）

出所) 2015 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Potomac Economics, 2016)

¹²⁶ ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

3) 取引実態に関する現地調査時の主なコメント

- オークション毎に、何千もの商品がある。混雑頻度によって、人気のある CRR には偏りがある。入札参加者は、前日市場価格の解析を通じて、どのパスの収益性が高いかを判断し、入札商品を決定する（ERCOT）。
- 2012 年には、送電混雑が大量に発生した。多くの会社が CRR を調達していなかったため、財務的負担が生じた。それ以降、事前に CRR を購入するようになった（ERCOT）。
- CRR では、ゾーン間を跨ぐパス等の非常に長いパスがあり、それらは売り切れることが多い。一方、数 km 程度の短いパスもあり、それらの全量が売り切れることは少ない。例えば、6,000 本のパスがあるとする、そのうち 100 本程度のパスのみが売り切れる。それ以外のパスでは、売り残りが発生する（Potomac Economics）。
- CRR の収入不足が発生するのは、事前の送電可能容量を、実際のリアルタイムでの送電可能容量よりも、大きく見積もってしまった場合である（Potomac Economics）。

(2) 二次市場の動向

CRR を二次市場において転売することは制度的に可能だが、取引量は小さい。ERCOT としては、二次市場において CRR 取引の流動性を上げる必要性を感じていない模様である¹²⁷。

2.3.5 送電権制度に関する例外的扱い

(1) 特定負担者

ERCOT の制御域内には、マーチャント送電線は存在しない。ERCOT の制御域内で建設された送電資産は全て、ERCOT および PUCT が承認し、無差別的なアクセスを系統に提供しなければならない。承認後、送電所有者が投資の初期費用を負担するが、その費用は需要家から回収される。

発電事業者を ERCOT 系統に確実に接続するための、既存送電線設備のアップグレードまたは新規送電設備の追加の費用は、TSO が負担する。TSO はこの費用を需要家から回収する。

¹²⁷ ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

(2) 特定電源

1) 長期固定電源

ERCOT の CRR について、長期固定電源への特別な取り扱いは存在しない。現在、ERCOT 制御域内には原子力発電所が 2 基存在する。実態として、原子力発電所が前日市場に入札するとき、Obligation ではマイナスの金額での入札、Option の場合は、最低入札価格は 1 セントでの入札が行われている模様である¹²⁸。

CRR の観点からは、原子力発電やその他の資源に関する特別な扱いはない。また、今回の調査では、「CRR によってヘッジ可能な期間が 2 年に過ぎないこと」が発電設備投資へ及ぼす影響に関する情報は得られなかった。

2) 再生可能エネルギー

ERCOT には、再生可能エネルギーに関する特別な割当ルールはないが、再生可能エネルギー拡大のための大規模送電線建設プロジェクト(CREZ : Competitive Renewable Energy Zones)の検討の際、風力発電事業者は、優先的給電メカニズムの提案を試みている¹²⁹。

PUCT は、大規模な風力発電開発の可能性が最も高い地域のリストから、合計 5 つの CREZ を特定した。各 CREZ には計画の前提とされた風力発電容量があり、地域の需要集中地域への発電電力の供給を確保するために、送電設備増強が必要であった。しかし、PUCT は、新規送電施設の建設に必要な利便性証明書(CCN)の申請を処理する前に、風力発電事業者に資金負担案を示すよう要求した。CREZ の 3 ゾーン (McCamey、Central および West Central) については、既存の設備容量と締結した連系線契約によって十分な資金負担案が示された。その後、これら 3 ゾーンには CCN が発行され、送電プロジェクトの開発が進められた。一方、他の 2 つの CREZ は、十分な資金負担案を提示することができなかったことから、CCN の資格を得ることができなかった。

テキサス州パンハンドルの CREZ の場合、設備容量と締結された連系契約は、計画の前提とされた風力発電容量の 50%未満であり、送電設備増強に向け CCN を処理するには不十分であると見なされた。風力発電事業者は、CREZ プロジェクトへの資金負担を示すために担保を設定するオプションが与えられた。この担保は、風力発電事業者が送電運用者と連系線契約を締結した際に払い戻される。風力発電事業者は、担保を設定する代わりに、「先行者(early mover)としてのリスクに対する補償の一形態として担保を設定した風力発電事業者」に対する優先給電メカニズムを組み込むことを提案した。

しかし、PUCT はその提案に反対し、最も有益で費用対効果の高い方法で混雑と過剰開発の問題を解決するための優先手段ツールとして、信頼度制約付経済負荷配分(SCED : Security Constrained Economic Dispatch)の使用が望ましく、優先給電メカニズムは市場シグナルを妨げ、需要家への運用費用を増加させると判断した。

¹²⁸ ERCOT に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

¹²⁹ 出所 : PUCT Project No. 34577 : CREZ (Competitive Renewable Energy Zone) での過剰開発に関する方針確立の手順

2.3.6 送電権制度と設備形成

(1) 送電権の価格シグナルと系統増強

本調査では送電権の価格シグナルが連系線増強に活用されている事実は見当たらなかった。

以下に ERCOT における一般的な送電計画プロセスを示す¹³⁰。なお、プロセスの概略を図示すると図 2-13 となる。

- a) 年 2 回の長期系統評価(LTSA : Long-Term System Assessment)
 - ・ 偶数年に実施し、奇数年にレビューが行われる。
 - ・ LTSA は、今後 20 年以内に ERCOT 系統の潜在的ニーズを評価し、地域送電計画等の他の計画活動によって提案されたプロジェクトを評価するために使用される。
- b) 毎年作成される地域送電計画(RTP : Regional Transmission Plan)
 - ・ 地域全体の信頼度と経済的な送電線ニーズ、および今後 6 年間のニーズを満たすための計画拡充に取り組む。

一般的に、送電プロジェクトの目的は、「①信頼度向上のための増強」、「②経済性向上のための増強」、「③電源線の増強」に分類することができる。ERCOT/NERC の信頼度基準を満たすためのプロジェクトは①に分類され、系統混雑を減少させるためのプロジェクトは②に分類される。経済プロジェクトは、プロジェクトの稼働時間にわたって生じる予想正味経済的便益に基づいて評価される¹³¹。

系統連系調査のプロセスでは、主に ERCOT 送電系統および直接関連するプロジェクトに対する発電設備の直接接続が対象となる。

送電事業者および配電事業者に限らず、全ての利害関係者は ERCOT が主導する地域計画グループ(RPG)に対してプロジェクトを提案することができる。送電事業者は RPG への参加が義務付けられており、送電線制約や他の ERCOT 系統のニーズに対応するよう、提案プロジェクトの検討を担当する。系統増強計画の詳細は、ERCOT のノードルプロトコルのセクション 3.11 において規定されている。

上記のように、ERCOT の送電計画プロセスでは、予想需要成長率、再生可能電源の配置(planting)、従来型電源の配置および他の市場動向(LNG 液化設備の開発等)によって決まる ERCOT 系統のニーズが考慮される。このプロセスでは、シナリオと感度分析を使用して、開発したシナリオに対する堅固さ(robustness)と評価中に実施される主な仮定に対する感度に基づき、提案プロジェクトを評価する。この場合、シナリオ分析と感度分析を区別することが重要である。感度分析は通常、基本の仮定から単一の変数を調整し、結果にどのように影響するかを理解するために実施される。一方シナリオ分析では、十分に異なるが妥当な将

¹³⁰ 出所：ERCOT Planning Guide Section 3 (2016 年 11 月 22 日ダウンロード)。
<http://www.ercot.com/mktrules/guides/planning/current>

¹³¹ 出所：ERCOT Nodal Protocol Section 3.11 (2016 年 11 月 22 日ダウンロード)。
<http://www.ercot.com/mktrules/nprotocols/current>

来を考慮し、送電プロジェクトが今後複数の州に跨る価値があるかどうかを評価するのに最適である¹³²。

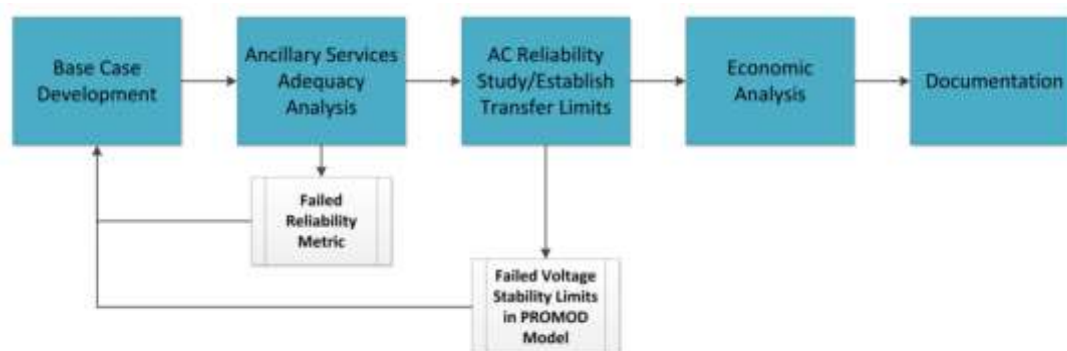


図 2-13 米国 ERCOT の送電計画プロセス¹³³

(2) 電源投資への影響

米国市場では、一般的に電源投資の融資決定の際に Firm 送電サービスの権利(firm transmission right)の存在を重視していない。代わりに、系統接続契約(IA：Interconnection Agreements)、売電契約(PPA：Power Purchase Agreement)および金融ヘッジを求めている。発電事業者が系統に接続するには系統接続契約が必要であり、新規発電資産の開発において非常に重要とされる¹³⁴。

PPA は合意価格で電力を販売するための発電事業者とオフテイカー（小売業者または直接需要家）との間の長期契約である。契約期間は様々であり、発電事業者とオフテイカーの両者にとって電力価格変動に対するヘッジとして機能する。出資者は、新規発電設備の稼働期間の少なくとも一部をカバーする PPA を出資前に必要とする。

出資者が送電権よりも PPA を優先させる理由は、電力価格のエネルギー要素が混雑リスクよりもはるかに大きいためである。2015 年の ERCOT のデータによれば、混雑コストは電力にかかった総額の約 3.7%（93 億 US ドルのうちの 3.52 億 US ドル）であったと分析される¹³⁵。

金融ヘッジは、ヘッジの対象となる金額に対して発電事業者が受けるエネルギー価格に対して確実性を提供するという点で、PPA に類似している。主な相違点は、金融ヘッジは、商品トレーダーや銀行等の非現物取引相手（つまり、消費電力を購入（オフテイク）するつ

¹³² 出所：ERCOT 2014 Long Term System Assessment（2016 年 11 月 23 日ダウンロード）

http://www.brattle.com/system/news/pdf2s/000/000/793/original/2014_Long-Term_System_Assessment_for_the_ERCOT_Region.pdf?1423847967

¹³³ 出所：ERCOT Interconnection Long Term Analysis Final Report 2012-2032（2016 年 11 月 23 日ダウンロード）

http://www.ercot.com/content/committees/other/lts/keydocs/2013/DOE_LONG_TERM_STUDY_-_Draft_V_1_0.pdf

¹³⁴ 詳しい申請手順は、<http://www.ercot.com/services/rq/re/newgen-steps> を参照

¹³⁵ “2015 State of the Market”（Potomac Economics 発行）および “State of the Grid”（ERCOT 発行）報告書のデータを用いて計算

もりのない取引相手)と締結できることである。2014 年の報告によると、新規風力発電量の最大 1/3 が PPA の代わりに金融ヘッジに依存している¹³⁶。

2.3.7 混雑管理ルール

ERCOT では毎年、将来 10 年間の供給力の見通しを”Long-Term Reliability Assessment”としてとりまとめているが、この報告には法的拘束力はない。また、ERCOT は PJM のように容量メカニズムに相当する制度は設けておらず、いわゆる”Energy Only Market”として、長期の供給力確保について特別の制度は存在しない。

短期の断面では、PJM と同様の地点別限界価格制度を採用しており、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地点別価格によって行われる（換言すれば、地点別リアルタイム市場価格には再給電費用が含まれている）。

なお、テキサス州は独立系統であり、域外との電力輸出入はほとんど存在しない。このため、地域間連系線の混雑処理は実質的には行われていない。

¹³⁶出所：Wind Power Monthly（2016 年 11 月 21 日ダウンロード）。
<http://www.windpowermonthly.com/article/1344891/texas-finds-wind-security-hedges>.

2.4 CAISO エリア

2.4.1 概要

図 2-14 に示すようにカリフォルニア州の多くの地域は、3 大私営電気事業者(IOUs : 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(POUs: Publicly Owned Utilities)である。

また、カリフォルニア州の系統運用事業者の制御区域は図 2-15 のように区分されている。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。一部の電気事業者区域における系統運用は、CAISO とは別の系統運用事業者により行われている。

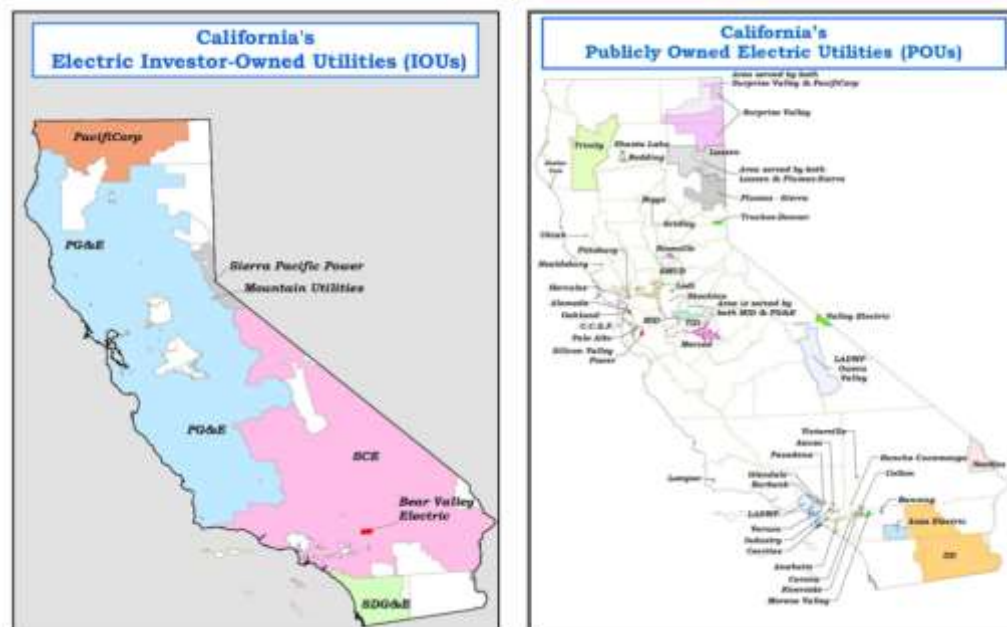


図 2-14 カリフォルニア州の電気事業者供給区域（左：IOU 右：POU）

出所) California Energy Commission 提供



図 2-15 カリフォルニア州の系統運用事業者と制御区域

出所) California Energy Commission 提供

2.4.2 送電権制度の導入経緯

(1) ルール変更の経緯

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ノーダルプライシングの導入」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¹³⁷によると、その経緯は以下のとおりである。

- 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 10 月： FERC が、CAISO による CRR の提案を承認。
- 2006 年 2 月： CAISO が、FERC の承認に対して料金ルールを提出¹³⁸。
- 2006 年 9 月： FERC が、CAISO の料金ルールを承認¹³⁹。

¹³⁷ Page 4, October 2003 Order, 105 FERC ¶61,140

¹³⁸ Page 1, February 2009 Order, 126 FERC ¶ 61,148

¹³⁹ Page 201, September 2006 Order, 116 FERC ¶ 61,274

- 2009年3月：FERCは、2009年3月の稼働に関するCAISOの準備証明を受領。MRTUは2009年4月1日の取引開始に向け、2009年3月31日に稼働¹⁴⁰。

(2) 既存の送電権所有者に関する経過措置

CAISOでは、既存契約に対する経過措置としてのETC(Existing Transmission Contracts)と、CVR(Converted Rights)の概念を取り入れている。すなわち、既存契約所有者は、既存の送電権を保持するか、CAISOの送電権に新たに転換するかを選択することができる。

ETCは、CAISOの送電権に転換しない既存契約に割当てられる送電権である。CAISOは、契約者が契約残存期間において、既存契約と同様の優先権を受け取るようにETCを調整する¹⁴¹。

CVRは、CAISOの送電権への転換を選択した既存契約所有者に与えられる。既存契約所有者は、CAISOの運用基準および手続きに準拠する代わりに、契約残存期間に対するCRRを受け取り、そのCRRに関する託送収入を受け取る¹⁴²。権利転換時に、既存契約所有者にとって重要な事項は以下のとおりである。

- ✓ 既存契約に基づく託送収入がCAISOの託送収入に相当する額か否か
 - ・ 米国では、通常、既存契約の力が強く、既存の契約が持つ託送収入が、CAISOの託送収入に相当する場合としない場合がある。
- ✓ 関係当事者が、この機会を利用して、契約を再交渉する意向があるか否か
 - ・ 例えば、両当事者が既存長期契約の終了に同意すれば、CAISOの送電権への転換を選択できる。

2.4.3 送電権に関するルール

(1) 取得方法

CAISOでは、CRR割当、CRRオークション、または二次市場における相対取引を通じてCRRを取得可能である。CAISOにおけるCRRの取得は、最初にCRR割当を行った後、CRRオークションを実施する2段階の方法を採る。

1) CRR 割当

次の条件のいずれかを満たす参加者は、CRRの割当に参加する権利を有する。なお、CRRの割当は無償である。

¹⁴⁰ See March 2009 Order, 126 FERC ¶ 61,221

¹⁴¹ CAISO Confirmed Tariff 16.5 (2016年10月1日時点、2016年10月11日ダウンロード)
<http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>

¹⁴² CAISO Confirmed Tariff 4.3.1.6 (2016年10月1日時点、2016年10月11日ダウンロード)
<http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>

a. 内部 LSE(Internal LSE)

- ✓ CAISO の系統管理区域に負荷を有する LSE に割当

b. CAISO 系統管理区域外の LSE

- ✓ CAISO 系統管理区域外に位置し、CAISO 系統管理区域内の電源、または CAISO 系統管理区域内の送電混雑に影響を受ける電源から電力供給を受ける LSE に割当
- ✓ その他の条件に影響を受ける LSE（託送料金の事前支払など）に割当

c. マーチャント送電設備建設費用負担者

- ✓ マーチャント送電設備建設プロジェクトの費用負担者のうち、CAISO に設備を移転し、CAISO の系統接続料金や託送料金、その他規制による費用回収メカニズムにより、設備投資費用を回収していない者は、マーチャント送電 CRR(MT CRR)の割当資格を有する
- ✓ MT CRR の有効期間は、「30 年」または「送電設備の予定寿命」のうち短い方の期間
- ✓ オンピーク CRR、オフピーク CRR それぞれについて、最大 5 つの MT CRR をリクエスト可能
- ✓ MT CRR の割当は以下の 3 プロセスからなる
 - 既存送電システム能力の決定
 - 既存の CRR に与える影響緩和策の決定
 - MT CRR の増分の決定

なお、割当に際して、総送電容量(TTC)に対する CRR 割当容量の割合に以下の上限が設けられている。

- 長期割当（10 年）：TTC の 60%
- 年間割当（1 年、3 次割当まで）：TTC の 75%
- 月間割当（1 か月、2 次割当まで）：TTC の 100%

ここで、TTC は、隣接エリアからの輸入電力、送電設備や送電線におけるロスを考慮した容量である。割当実施後の残余容量が CRR オークションでの取引可能容量となる。

年間割当容量上限における TTC の 75%という設定の根拠は、2 つ存在する。第 1 の根拠は、CAISO 市場がゾーン型市場からノーダル市場に移行した際に実施した調査で、CAISO エリアにおける送電線容量の平均利用率が約 75%であったという結果である。また、第 2 の根拠は、「CRR の適切な運用実現のためには、CRR の容量は前日市場における送電線利用容量に近い値であるべき」、との考え方に依拠する¹⁴³。

¹⁴³ CAISO に対するヒアリング、2016 年 11 月実施

2) CRR オークション

以下の条件を満たした主体は、CRR オークションを通じて CRR を取得可能である。

- ✓ CRR 保有者候補として CAISO に登録済みであること。
- ✓ CRR オークション参加の最低保証金を支払い済みであること。最低保証金は、年間オークションの場合\$500,000、月間オークションの場合\$100,000 である。

3) 相対取引

CRR 保有者は、他の CRR 保有者および CRR 保有者候補に CRR を移転可能である。

CAISO は二次登録システムを通じて、全ての CRR 相対取引を追跡している。CRR の売買を希望する主体は、二次登録システムの掲示板に情報を投稿可能である。

CRR 保有者は、二次登録システム上で、CAISO に全ての相対取引を報告する義務を有する。CRR の移転者および被移転者は、当該 CRR に関連する収入の移転の有効日の 5 営業日前、または CAISO が移転者と被移転者の信用評価を実施するのに十分な時間のいずれか短い期間内に、二次登録システムに以下の情報を登録しなければならない。

- ✓ CRR 移転の開始・終了の日付
- ✓ CRR 移転者の情報
- ✓ CRR 被移転者の情報
- ✓ 移転される CRR の容量
- ✓ 移転される CRR の始点および終点
- ✓ 移転される CRR の使用時間(Time of Use : TOU)

(2) 類型

1) ヘッジタイプ

CAISO の CRR には、Obligation と Option の 2 つのヘッジタイプが存在する。

CRR Option は、マーチャント送電設備建設プロジェクトの費用負担者のうち、規制による費用回収メカニズムにより、設備への投資コストを回収していない者のみが利用可能な商品である。

2) 有効期間

CAISO の提供する CRR 商品は、有効期間別に、月間 CRR、季間 CRR(Seasonal CRR)、長期 CRR、マーチャント送電 CRR(MT CRR)がある。

a. 月間 CRR

有効期間は 1 か月である。

b. 季間 CRR(Seasonal CRR)

有効期間は 3 か月であり、4 半期毎に、以下のとおり設定される。

- Season 1 (1 月、2 月、3 月)
- Season 2 (4 月、5 月、6 月)
- Season 3 (7 月、8 月、9 月)
- Season 4 (10 月、11 月、12 月)

c. 長期 CRR

有効期間は 10 年である。毎年の CRR 割当毎に取得可能である。CRR オークションでは取得不可である。

d. マーチャント送電 CRR

有効期間は、「30 年」または「送電設備の予定寿命」のいずれか短い期間である。

3) CRR の使用時間帯

CAISO における CRR の使用時間帯(Time of Use) は、西部電力調整委員会(WECC: Western Electricity Coordination Council) および NERC の定義と一貫性を保った形で定義されている。CAISO では、オンピーク商品とオフピーク商品が設けられている。

a. オンピーク商品

- ✓ 月曜から土曜の午前 6 時～午後 10 時

b. オフピーク商品

- ✓ 月曜日から土曜日の午後 10 時～午前 6 時
- ✓ 日曜日と休日の全日
- ✓ 休日が日曜日に当たる場合は、次の月曜日を日曜日として扱う

(3) CRR 割当・CRR オークション概要

CAISO における CRR 割当および CRR オークションのタイムラインは図 2-16 のとおりである。



図 2-16 米国 CAISO CRR の割当およびオークションのタイムライン

出所)CAISO 提供資料より三菱総研作成

上記タイムラインは、年間プロセスおよび month 1 の月間プロセスから始まる。以下に各タイムラインにおけるプロセスを示す。

- TA1 & TLT1：各 CRR 対象年の開始約 4 か月前に、年間 CRR 割当・オークションプロセスが開始し、年間 CRR が取引される。年間割当プロセスにおける長期オークションでは、有効期間 10 年間の長期 CRR が取引される。
- TM1：最初の月(Month 1)の約 6 週間前に、月間オークションプロセスが開始する。Month 1 を対象とした有効期間 1 か月の月間 CRR が取引される。
- TM2：Month 2 の約 6 週間前に、月間オークションプロセスが開始する。Month 2 を対象とした有効期間 1 か月の月間 CRR が取引される。
- TMi：Month i の約 6 週間前に、月間オークションプロセスが開始する。Month i を対象とした有効期間 1 か月の月間 CRR が取引される。
- TM12：Month 12 の約 6 週間前に、月間オークションプロセスが開始する。Month 12 を対象とした有効期間 1 か月の月間 CRR が取引される。
- TA2 & TLT2：2 年目の開始約 4 か月前に、年間 CRR 割当・年間オークションプロセスが開始し、年間 CRR(Season1、2、3、4)が取引される。年間割当プロセスにおける 2 年目の長期オークションでは、有効期間 10 年間の長期 CRR が取引される。
- マーチャント送電 CRR 割当プロセスは、必要に応じて、マーチャント送電設備の運用開始月に実施される。

(4) 混雑収入の取り扱い

送電混雑により生じた収入は、CRR クレジットの支払い原資に充てられる。CAISO は、CRR クレジット支払額に対する混雑収入の過不足を最小化するために、CRR 割当と CRR オークションのプロセスにおいて、同時実行可能テスト(SFT)を実施している。しかし、実際には混雑収入の過不足が生じている。

CRR クレジット目標配分額は、毎時間、いったん満額が CRR 保有者に支払われる。CRR クレジット目標配分額と混雑収入の差額、すなわち CRR クレジット支払い原資の余剰額または不足額が、CRR バランシングアカウントと呼ばれるアカウントに記録される。余剰金または不足金は、スケジューリング・コーディネーター¹⁴⁴の需要規模(kW)に応じて、毎週、比例配分される。

(5) オークション収入の取り扱い

CRR オークションの収入は、スケジューリング・コーディネーターに対して、その需要規模(kW)に応じて、毎週、比例配分される。小売事業者の変更があった場合には、それに伴い配分量を再調整する。

2.4.4 送電権の取引実態

(1) 送電混雑の発生状況

表 2-15 は、2013 年から 2015 年にかけての、CAISO エリアと他エリア間の連系線の前日市場における送電混雑の発生状況を示す。表頭左より、各連系線における、送電混雑の発生割合(%）、平均送電混雑料金(\$/MW)、混雑収入(千ドル)を示す。また、図 2-17 は、2013 年から 2015 年にかけての、主要連系線の CAISO 前日市場における送電混雑の発生時間割合(%)の推移を示す。

表 2-15 に示すとおり、2015 年の CAISO エリアと他エリア間の連系線における送電混雑発生量は、混雑収入ベースで、約 66 百万ドルである。2014 年の約 192 百万ドルから大幅に減少している。この減少は、表 2-15 および図 2-17 に見られるように、CAISO-Pacific Northwest 間の 2 大連系線(the Nevada/Oregon Border (NOB) および the Pacific A/C Intertie (PACI/Malin 500))における平均送電混雑料金および混雑収入の減少が主な要因である。また、2015 年には、CAISO と Southwest 間で最大の連系線である Palo Verdeにおいても、混雑収入および送電混雑の発生時間割合が大幅に減少した。

¹⁴⁴日本の BG に相当。

表 2-15 米国 CAISO 前日市場における主要連系統の送電混雑の発生状況
(2013 年-2015 年)

Import region	Inter-tie	Frequency of import congestion			Average congestion charge (\$/MW)			Import congestion charges (thousands)		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Northwest	PACI/Malin 500	21%	25%	26%	\$8.6	\$17.0	\$6.2	\$34,026	\$88,731	\$37,687
	NOB	24%	37%	22%	\$9.8	\$12.7	\$6.4	\$27,823	\$58,902	\$12,375
	Cascade	14%	6%	2%	\$13.5	\$10.6	\$7.5	\$1,280	\$490	\$101
	COTPISO		1%	1%		\$17.8	\$36.2		\$37	\$97
	Tracy 500	2%	3%	0.1%	\$21.3	\$27.3	\$6.2	\$1,292	\$2,262	\$20
	Summit	1%	1%	0.2%	\$10.6	\$16.4	\$2.8	\$38	\$57	\$3
	Tracy 230		0.1%			\$72.5			\$17	
Southwest	Palo Verde	14%	17%	3%	\$13.2	\$15.1	\$13.2	\$26,438	\$36,551	\$9,261
	North Gila			6%			\$47.0			\$3,728
	Mead	3%	1%	1%	\$7.7	\$8.5	\$14.4	\$2,181	\$1,206	\$1,278
	IPP Utah		7%	22%		\$7.2	\$2.9		\$879	\$1,079
	West Wing Mead		1%	1%		\$30.1	\$34.3		\$280	\$330
	Market Place Adelanto		0.3%	0.3%		\$16.6	\$18.9		\$261	\$330
	IPP DC Adelanto (BG)	2%	5%	1%		\$8.5	\$3.7		\$1,727	\$77
	El Dorado	3%		0.1%	\$6.3		\$3.0	\$1,639		\$14
	Sylmar AC		0.4%			\$9.7			\$251	
	IID - SCE	3%	0.5%		\$49.8	\$53.0		\$5,735	\$1,005	
	Other							\$169	\$142	\$3
Total								\$100,621	\$192,797	\$66,381

出所) CAISO, 2015Annual Report on Market Issues & Performance, 2016

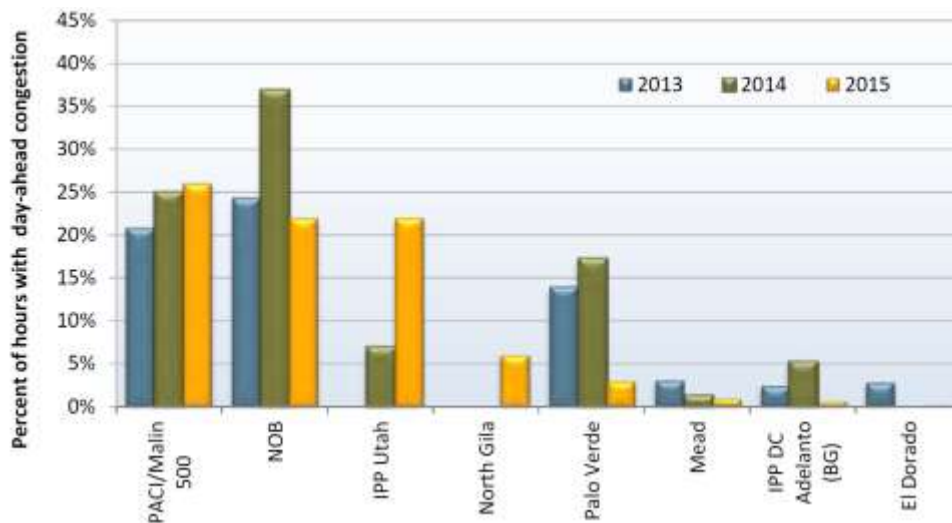


図 2-17 米国 CAISO 前日市場における主要連系統の送電混雑の発生時間割合
(2013 年-2015 年)

出所) CAISO, 2015Annual Report on Market Issues & Performance, 2016

(2) CRR 調達量

図 2-18 と図 2-19 はそれぞれ、2012 年から 2015 年にかけて調達されたオンピーク CRR 量およびオフピーク CRR 量の推移を調達方法（年間・季間・月間割当および季間・月間オークション）別に示している。

2015 年に調達された CRR の合計 MW 量は、2014 年に比較して 6%減少した。2015 年後半には、主に月間オークションでの CRR 調達量の減少により、同年前半と比較して、合計 CRR 調達量が著しく減少した。

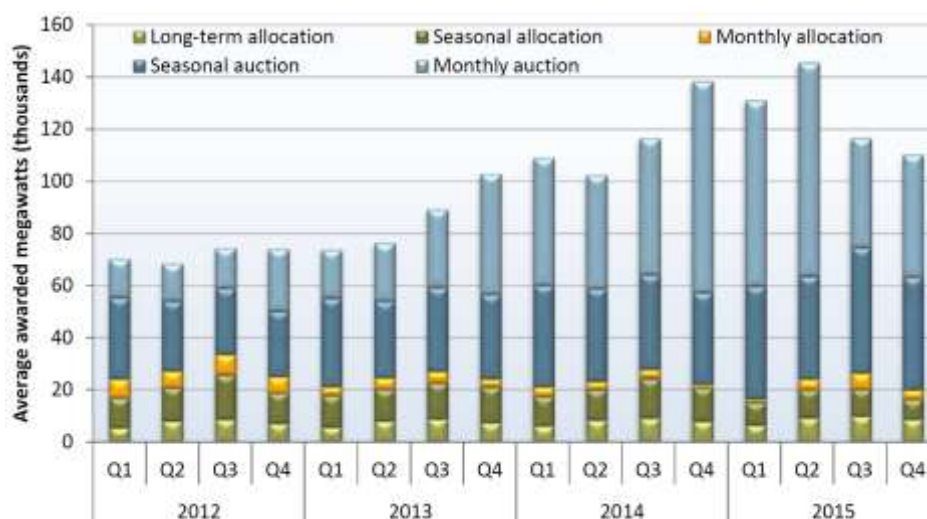


図 2-18 米国 CAISO 取得方法別 オンピーク CRR 量
(単位：1,000MW、2012 年-2015 年)

出所) CAISO, 2015Annual Report on Market Issues & Performance, 2016

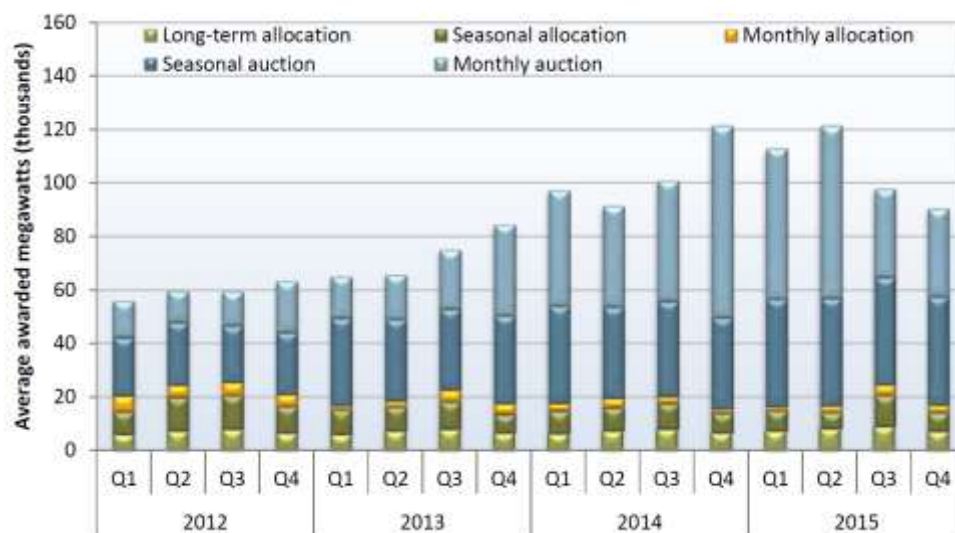


図 2-19 米国 CAISO 取得方法別 オフピーク CRR 量
(単位：1,000MW、2012 年-2015 年)

出所) CAISO, 2015Annual Report on Market Issues & Performance, 2016

2.4.5 送電権制度に関する例外的扱い

(1) 特定負担者

1) 建設費全額負担者の扱い

送電設備が送電設備所有者によって開発され、CAISO の運用手順を遵守している場合、その送電設備所有者は託送料金を受け取る資格がある。送電設備所有者はこの設備の使用に関して、特別な扱いを受けない。

2) 建設費一部負担者の扱い

全額負担者の場合と同様に、特別な扱いは存在しない。

3) マーチャント送電設備の所有者の扱い

マーチャント送電設備の所有者で、「管理権を CAISO に引き渡し」、かつ、「託送アクセス手数料を介して投資回収を行わない」者は、「30 年間」または「送電設備の予定寿命」のうち短い期間まで、マーチャント CRR の割当を受ける資格がある。所有者は、使用期間のオンピークおよびオフピーク時間それぞれに対して、地点間 CRR を 5 つ（合計 10CRR）まで指定可能である。

CRR は、「始点」、「終点」、「容量(MW)」、「使用時間（オンピークまたはオフピーク）」、「CRR Option または CRR Obligation」等の情報が指定される¹⁴⁵。

マーチャント CRR の割当容量は、マーチャント連系線が系統に追加した増分容量により決定される。詳細は CAISO Tariff の 36.11.2 および Business Practice Manual for Congestion Revenue Rights の 14.3-14.5 に記載されている¹⁴⁶。

(2) 特定電源

CAISO Tariff には、原子力や再生可能エネルギーなどの特定電源に関する特別な規定はない。しかし、10 年間の長期 CRR の規定と既存契約の既得権に基づいた送電権という 2 つの規定がある。

CAISO Tariff は、10 年間有効の長期 CRR を規定している。電気事業者は、Adjusted Load Metric(ALM)の最大 20%まで長期 CRR をリクエストする資格を有する。電気事業者が、10 年以上の長期契約と所有する発電の組み合わせにより ALM の 20%以上を満たすことを実証できる場合、「①自己所有発電と 10 年以上の長期調達契約の合計」、または「②電気事

¹⁴⁵ CAISO Conformed Tariff 36.11.3 参照 (2016 年 10 月 1 日時点、2016 年 10 月 11 日ダウンロード)
<http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>

¹⁴⁶ CAISO Business Practice Manual on Congestion Revenue Rights 14.3-14.5 参照 (2016 年 11 月 1 日ダウンロード)
https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Congestion%20Revenue%20Rights/Congestion%20Revenue%20Rights%20BPM%20V18_redline.pdf

業者の ALM の 50%」、のいずれか小さい方の量まで、長期 CRR をリクエストできる¹⁴⁷。

既得権に基づく送電権の事例としては、原子力発電（アリゾナ州のパロ・ベルデ原子力発電所）および水力発電（コロラド州のフーバーダム）の既存長期契約が、ETC および CVR の規定の下で与えられている。両発電所の出力の大部分は、カリフォルニア州の電気事業者へ提供されている。

¹⁴⁷ CAISO Conformed Tariff 36.8.3.1.3.1 参照（2016 年 10 月 1 日時点、2016 年 10 月 11 日ダウンロード）
<http://www.caiso.com/rules/Pages/Regulatory/Default.aspx>

Ⅱ 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会運営支援

1. 検討会の目的と委員構成

電力広域的運営推進機関では、今後の地域間連系線の利用ルールなどに関し、①有識者から、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式、送電権の定義、その付与や転売の在り方などに係る知見を収集するとともに、②関係機関との間で共通認識を醸成し、③それらのメリットや課題について、経済面、法制面、運用面、中長期的な設備投資への影響などを含め、網羅的に整理することを目的として、平成 28 年 9 月に「地域間連系線利用ルールに関する検討会」を設置し、運営支援を実施した。

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 委員・オブザーバー構成

	氏名 (敬称略)	会社(団体)名・所属・役職名 ¹⁴⁸
座長	大山 力	横浜国立大学大学院 工学研究院 教授
委員	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
委員	市村 拓斗	森・濱田松本法律事務所 弁護士
委員	牛窪 恭彦	株式会社みずほ銀行 産業調査部長
委員	大久保 昌利	関西電力株式会社 電力流通事業本部 副事業本部長
委員	岡本 浩	東京電力ホールディングス株式会社 常務執行役 経営技術戦略研究所長
委員	沖 隆	株式会社 F-Power 副社長
委員	菅野 等	電源開発株式会社 執行役員 経営企画部長
委員	鍋田 和宏	中部電力株式会社 執行役員 グループ経営戦略本部 部長
委員	松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
オブザーバー	山影 雅良	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長
オブザーバー	曳野 潔	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力需給・流通政策室長
オブザーバー	小川 要	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力市場整備室長
オブザーバー	恒藤 晃	電力・ガス取引監視等委員会 事務局 ネットワーク事業監視課長
オブザーバー	石川 浩	電力・ガス取引監視等委員会 事務局 総括企画調整官

¹⁴⁸ 平成 29 年 3 月 3 日時点

	氏名 (敬称略)	会社(団体)名・所属・役職名 ¹⁴⁸
オブザーバー (第3回以降)	大村 博之	J Xエネルギー株式会社 執行役員 リソース&パワーカンパニー 電気事業部長
オブザーバー (第3回以降)	西山 大輔	丸紅新電力株式会社 代表取締役社長
オブザーバー (第3回以降)	松島 聡	日本風力開発株式会社 常務執行役員
オブザーバー (第3回以降)	真野 秀太	S Bエナジー株式会社 渉外部 制度渉外グループ マネージャー

電力広域的運営推進機関 HP 上には、本検討会の開催案内、議事録、配布資料等を掲載している。¹⁴⁹

三菱総合研究所は、検討会委員・オブザーバーの日程調整、検討会開催案内、会場設営、資料の印刷・配布を行った。また、本調査の一環として実施した現地訪問調査結果については、第6回検討会で報告を行った。

2. 開催スケジュールと主な議題

検討会の開催スケジュールおよび主な議題は以下のとおりである。

	開催日時	議題
第1回	平成28年9月1日(木) 15:30～17:00	(1) 開 会 (2) 委員紹介 (3) 検討会の設置について (4) 議事の公表について (5) 連系線の送電割当て方式の概要 (6) 地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会 中間とりまとめ報告 (7) 長期断面のマージン設定について (8) 今後の議論の進め方について
第2回	平成28年9月30日(金) 19:00～21:00	(1) 事業者等ヒアリング ① 電源開発 (プレゼンター：菅野委員) ② 中部電力 (プレゼンター：鍋田委員) ③ J E P X (プレゼンター：JEPX 國松企画業務部長) (2) 私契約について (3) 特定負担の位置付けについて
第3回	平成28年10月17日(月) 10:00～12:00	(1) 事業者ヒアリング ① 東京電力ホールディングス (プレゼンター：岡本委員) ② 関西電力 (プレゼンター：大久保委員、津田オブザーバー) ③ 日本風力開発 (プレゼンター：松島オブザーバー) ④ J Xエネルギー (プレゼンター：大村オブザーバー、阪本オブザーバー) ⑤ 丸紅新電力 (プレゼンター：西山オブザーバー) ⑥ S Bエナジー (プレゼンター：真野オブザーバー) (2) 私契約について (プレゼンター：市村委員) (3) 海外調査について

¹⁴⁹ https://www.occto.or.jp/oshirase/kakusfuiinkai/2016_0809_chiikikan_kenntoukai.html

第4回	平成28年11月4日(金) 18:00～20:00	(1) 事業者ヒアリング ・F-Power (プレゼンター: 沖委員) (2) 経過措置等について (3) 間接的送電権等について (プレゼンター: JEPX 國松企画業務部長)
第5回	平成28年11月28日(月) 10:00～12:00	(1) 間接オークション導入に伴う詳細設計について (2) 施行時期の在り方について (3) 経過措置の在り方について
第6回	平成29年1月24日(火) 18:00～20:00	(1) 間接的送電権等の在り方について (2) 間接オークション導入に伴う詳細設計について (3) 海外調査報告 (プレゼンター: 三菱総合研究所 上田主席研究員)
第7回	平成29年3月2日(木) 16:00～18:00	(1) 間接オークション導入に伴う詳細設計について (2) ガイドラインについて (3) 2016年度中間とりまとめ(案)について (4) 今後の進め方について
第8回	平成29年3月30日(木) 15:00～17:00	(1) 平成28年度(2016年度)中間取りまとめ(案)について (2) 間接オークション導入時期確定に向けたマイルストーン評価(第一段階)について (3) 間接オークション導入に伴う詳細設計について ・経過措置転売についての再整理 ・ルール化に向けた検討状況の御報告

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 企画部

電話 03-6632-0902