

再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題

Issues of cross-border balancing mechanism in European countries under high penetration of renewable energy sources

キーワード：国際連系線取引，需給調整メカニズム，卸電力市場，再生可能エネルギー

古澤 健 岡田 健 司

欧州では、単一の市場を作ることを目指して、国際連系線を活用した欧州大での電力取引が進められている。国際連系線を活用した電力取引としては、前日や当日市場等の卸電力市場におけるエネルギー取引の他に、需給調整メカニズムにおける取引が考えられる。従来から需給調整とは、当日市場のゲートクローズ後のネイティブな需要変動や電源不調への対応として、各国・地域の送電系統運用者（Transmission System Operator: TSO）が、自らの責務で行うものであった。しかしながら、欧州単一市場を進める過程で、再生可能エネルギー（再エネ）電源が大量に導入されると、国際連系線を通じて多くの国で、再エネ由来の電力が取引されることになり、その結果、当日市場のゲートクローズ後であっても、太陽光発電や風力発電の特性によって、発電出力が大きく変動する可能性が生じる。そのため、発生しうる需給変動に対して、TSO間で協調して対応するための検討が始まっている。その検討においては、国際連系線の送電混雑の発生を考え、安定供給維持のために必要な需給調整能力を、各地域で一定量を確保することが望ましいといえる。

- | | |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. 欧州の卸電力市場統合化に向けた国際連系線利用および需給調整に関わる共通指針の整備 <ol style="list-style-type: none"> 2.1 欧州の卸電力市場の統合化と再エネ導入拡大による課題 2.2 欧州のネットワークコードの種類 3. 欧州における国際連系線利用の特徴と現状 <ol style="list-style-type: none"> 3.1 欧州の国際連系線の送電混雑対策の特徴 3.2 欧州の国際連系線に適用する明示的取引と暗示的取引の得失 | <ol style="list-style-type: none"> 3.3 広域的な需給調整メカニズムの導入 4. ドイツ・北欧における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題 <ol style="list-style-type: none"> 4.1 ドイツ・北欧の需給調整能力の種類 4.2 北欧の広域的需給調整メカニズムの動向と課題 4.3 ドイツの広域的需給調整メカニズムの動向と課題 5. 再エネ大量導入下における需給調整のための国際連系線利用のあり方 |
|---|---|

1. はじめに

再生可能エネルギー（以下「再エネ」）の大量導入に伴い、需給調整機能を強化する必要性が高まる中、容量の限られた連系線の利用をどのように進めていくのかは、電力システム改革における重要な課題である。

わが国では、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）において、連系線の効率的な活用等の観点から、地域間連系線利用ルール

の見直しが議論されている¹。この議論において、①現行の先着優先ルールを廃止し、地域間連系線の利用可能容量を日本卸電力取引所

¹ 現在、地域間連系線の利用ルールに関して、広域機関において「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」（2017年1月末時点では、第1回～第6回が開催済み）で議論がなされている [1]。この検討会に先立って、2016年4月から6月に開催された「地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会」において、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式に関する知見の収集、関係機関との共通認識の醸成、利用計画や混雑管理方式のメリットと課題について、経済面、法制面、運用面と設備投資の面においての整理を行っており [2]、成果を踏まえ、わが国の地域間連系線の利用ルール等に関する具体的な制度設計案の検討が目的とされている。

(JEPX) の前日スポット取引に割り当てる「間接オークション方式」の導入や、②エリア間の価格差リスクの回避手段としての「間接送電権」の導入等が論点として挙げられている²。特に、広域機関において新しい地域間連系線利用ルールとして議論されている「間接オークション」と呼ばれている方式は、欧州の「暗示的取引 (implicit auction)」を参考にして検討されたものである³。

一方、広域機関の業務内容として、主に、

- ① 需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を超えた全国大での系統運用等を図る
- ② 平常時において、各区域（エリア）の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う
- ③ 災害等による需給ひっ迫時において、火力電源等の出力増加や電力融通を指示することで、需給調整を行う

² この間接送電権は、米国の一部の地域で導入されている「金融的送電権（以下「FTR」）」を参考にしてしている。米国北東部の広域系統運用機関である PJM では、送電系統の状況を反映した時間別の地点別電力価格（以下「LMP」）に基づき、域内の前日スポット市場やリアルタイム市場でのエネルギー取引が精算される。LMP は、エネルギー取引市場の市場均衡価格、送電線の混雑（潮流が利用可能容量を超える状態）を解消する混雑料金と送電ロス補償料金の3項目から構成される。LMP はエネルギー取引の値段であり、送電系統設備費用等の負担を求める送電料金ではないことに留意されたい。PJM は LMP の変動リスクに常に晒される市場参加者（送電系統利用者）への救済策として、LMP 導入に併せて FTR と呼ばれる仕組みを導入した。前日スポット市場の運営者でもある PJM は、混雑解消により得た収入を、FTR 保有量に応じて市場参加者に還元する。これを見越して、市場参加者は、域内のエネルギー取引開始前に、PJM が運営するオークション市場を通じて FTR を取得する。PJM のように、送電混雑による LMP の格差が定期的に発生する状況下では、市場参加者は事前に FTR を調達し、クレジットを受け取ることで、送電混雑それ自体が解消されずとも、発生したはずのエネルギー取引に対する送電混雑費用の負担を軽減することができる。米国では同様の特徴を持つ仕組みが導入されている地域があるが、その名称は様々である。例えば、ニューヨーク州では、送電混雑契約（TTC）と呼ばれている [3]。

³ 暗示的取引は、市場取引を通じて国際連系線の容量を割り当てる方式である。詳細は第3章で述べる。

等が挙げられている [4]。

この議論に関しては、全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化することが重要であり、そのために、地域間連系線の利用ルールの見直しが急務であると経済産業省は述べており [5]、エネルギー取引のための利用と広域的な需給調整メカニズムをどの様に実現するかが重要課題である。

一方、欧州各国では「送電系統運用者 (Transmission System Operator : 以下「TSO」)」に需給調整を行う義務が課せられているため、当日市場のゲートクローズ後、TSO が実運用よりも前に確保した需給調整能力を活用して需給調整を行う。そのため、各国・地域の TSO は、需給調整を隣接する TSO と一定程度の協調は行うものの、自らの責務を果たすのに適した仕組みを構築してきた。しかし、近年の欧州の単一市場化や再エネ電源の大量連系により、複数の TSO による国境を越えた需給調整メカニズムが検討されている [6]。

欧州の各 TSO エリアをわが国の各送配電事業者のエリア、欧州の国際連系線をわが国の地域間連系線とみなすと、欧州の国際連系線に関する議論は、わが国の地域間連系線に関する議論に資することができる。そこで、本稿では、わが国におけるメリットオーダー⁴に基づく地域間連系線の利用と地域間の需給調整の活用の整合的な実現に向けた議論に資するために、第2章では、欧州における市場統合に向けた取組みを述べた後、なぜ系統利用・運用の共通指針を欧州大で整備する必要があるかについて述べる。第3章では、国際連系線の利用ルールの動向と、なぜ年間から実運用の1時間前まで、すべてのタイミングで暗示的取引が採用されていないのかについて述べる。第4章では、国を跨ぐ卸電力市場が一体的で、需給調整と送電混雑を一体的に運用

⁴ 様々な種類の電源を発電コストの安い順に並べ、安い順に使ってゆくことで総発電コストを抑える手法である。

する北欧と、卸電力市場を一体的にしつつも、需給調整と送電混雑は異なるメカニズムとして運用するドイツ周辺国における国際連系統線を利用した広域的な需給調整能力の確保と活用に関する取組みについて述べる。第5章で、北欧とドイツの広域的な需給調整メカニズムが直面している課題について整理することで、わが国への示唆を得る。

2. 欧州の卸電力市場統合化に向けた国際連系統線利用および需給調整に関わる共通指針の整備

2.1 欧州の卸電力市場の統合化と再エネ導入拡大による課題

欧州では、1987年の単一欧州議定書制定以降、EU域内における人・物・資本・サービスの自由移動に向けた法的整備の検討が進められてきた。電気事業に関しても、単一欧州議定書の枠組みに入っており、欧州の電気事業に対して、送電部門の分離を求める動きは、欧州委員会による第1次から第3次の電力自由化に関する指令を通じ、次第に強化されてきた。欧州委員会は、欧州全体での卸電力の市場を創設し、欧州各国における電気料金の価格差を小さくすることが、電力自由化の目的の1つであるとしてきた[7][8]。

その一方で、低炭素エネルギーシステムの実現についても、欧州大で目標を設定し、その目標達成のために各国レベルでの検討が進められている。2009年制定の再生可能エネルギー促進指令[9]により、卸電力市場で取引される再エネ電源の発電電力量が増加している。このような再エネ電源の発電電力量の増加は、各国の卸電力市場のみならず、国際連系統線を通じて他国に流れる再エネ電力を増加させる傾向にある。具体的には、総供給量に占める再エネ電源の割合が増加することで、自国内の送電ネットワークおよび国際連系統線の電力

潮流の予測が難しくなると共に、ループフロー問題⁵が悪化する可能性が高くなる[10]。

そのため、再エネ電源の導入を推進している欧州において、広域的な電力の安定供給の観点からも、電力市場への再エネ電源の統合は重要なテーマと位置づけられている。

2.2 欧州のネットワークコードの種類

第3次電力自由化パッケージにおいて、欧州大の送電系統運用者の協調機関（European Network of Transmission System Operators for Electricity：以下「ENTSO-E」）⁶の設立と欧州大の「系統利用・運用の共通指針（network code）」⁷の策定が規定された。特に、国際連

⁵ 送電ネットワークが格子状または網目状に連結するメッシュ型系統では、各送電線の電氣的な特性によって、計画外潮流（≡計画潮流と実潮流の差）の内、計画潮流と異なる送電線に流れる電力潮流をループフローと呼ぶ。ループフローが増加し、想定していないルートに電力が大量に流れると、送電可能容量を超えた電力潮流（送電混雑）を発生する。実際、ドイツの北部への風力発電の大量連系により、ドイツの南北間の送電混雑が発生している。そのため、2011年と2012年の平均的な計画外潮流量がドイツからポーランドに900MWh/h、ドイツからチェコに540MWh/h、ドイツからオランダに420MWh/h、フランスからドイツに1000MWh/hであった。ドイツの最大需要が約80GWであり、平均的に最大需要の数%にあたるループフローが発生していた。

⁶ ENTSO-Eは欧州の6つの送電系統運用組織を統合し2009年7月に発足した組織であり。2017年1月末時点で、35カ国、42の系統運用者から構成される欧州全域のTSOの協調機関として、欧州大の10カ年系統開発計画や系統利用・運用に関する共通指針の策定などの役割を担う[11]。

⁷ 現在、ENTSO-Eが策定している系統利用・運用の共通指針は、

- ・送電系統に電源を接続するときの技術要件（RfG）
 - ・需要家の電力系統への接続要件（DCC）
 - ・交流の電力系統に高圧直流送電設備を接続するときの要件（HVDC）
- などの連系に関するコード、
- ・スケジューリング（OPS）
 - ・負荷周波数制御（LFCR）
 - ・系統事故時の運用（OS）
 - ・緊急時と復旧時の運用（ER）
- などの運用に関するコード、
- ・長期的な送電線の容量割当（FCA）
 - ・短期的な送電線の容量割当と混雑管理（CACM）
 - ・インバランス（EB）
- などの市場に関するコードがある[12]。

系線の利用可能容量の認識や需給調整の考え方が隣接する TSO 間で異なっていたことが、2006 年の西欧大停電の発生理由の 1 つとして考えられていたことが [13], 欧州大の系統利用・運用の共通指針策定の背景にある。

系統利用・運用の共通指針のうち、前日市場や当日市場などの短期的な国際連系線の容量割当と混雑管理に関するものは、「Capacity Allocation and Congestion Management (以下「CACM」)」[14], 長期的な国際連系線の容量割当に関するものは「Forward Capacity Allocation (以下「FCA」)」[15] で整理されている。さらに、需給調整メカニズムに関しては、「Load Frequency Control and Reserve (以下「LFCR」)」[16] と「Electricity Balancing (以下「EB」)」[17] で定められている。

各国・地域の TSO の関与の下、ENTSO-E が中心となって策定された系統利用・運用の共通指針は、最終的には欧州委員会での承認を受け、その内容に沿って、各国の関連ルールが変更されることとなる。

3. 欧州における国際連系線利用の特徴と現状

以下、3.1 節で欧州の国際連系線における送電混雑対策の基礎的情報、3.2 節で、明示的取引と暗示的取引の得失、3.3 節で、エネルギー取引後の国際連系線の利用可能容量を需給調整メカニズムに活用するための現在の検討状況について述べる。

3.1 欧州の国際連系線の送電混雑対策の特徴

系統運用者は、送電線の熱容量や安定度などの制約を考慮して系統全体を運用しなければならない。ある送電線の電力潮流が、制約を考慮した利用可能量を超えた状態（送電混雑）になる場合、その対策は設備計画段階と運用段階に実施するものに大別できる。

設備計画段階で採られる主な対策は、送電ネットワークの利用状況を想定し、送電混雑が発生しないよう、送電線を増強・拡充することである。一方、運用段階では、既存送電ネットワークの能力の範囲で送電混雑を解消しなければならない。例えば、混雑送電線の上流側（発電の多い地域）の発電量を減少させ、下流側（需要が多い地域）の発電量を増加させる方法（「発電振替」）がある。また、送電ネットワーク内の送電線の連結状況の変更により電力の流れを調節し、送電混雑を解消する方法（「系統構成変更」）もある。これら対策を講じてもお送電混雑が解消されない場合や、災害時等のやむを得ない場合は、一部の需要家への電力の供給抑制（停電）を考慮した需給調整という最終手段を講じる必要に迫られる。

運用段階での送電混雑対策は、さらに需給計画段階と実運用段階に分けられ、表 1 に示すように諸外国で様々な方法が適用されている。特に、欧州では、需給計画断面で、ある送電線で混雑が見込まれる場合、「明示的取引 (explicit auction)」や暗示的取引 (implicit auction) などの「市場メカニズムに基づく方法」が実施されている。欧州では複数の国際連系線で各国が連結し合うため、電力取引の利用枠は、国家間の総送電可能量に対して割り当てられる。

国を跨ぐ相対取引は、国際連系線が混雑した場合には、制限を受けることとなる。その制限を回避する手段として、明示的取引が利用されている。この方式は、競売に出される利用可能容量よりも買入札の総容量が上回る場合、入札価格の高い順に利用可能枠を割り当てる仕組みである。

一方、暗示的取引は、隣接する国の卸電力市場を統合するために考案された仕組みで、市場価格の安い国から高い国へ電力を融通することで、両国間の価格差を縮小する効果を

表1 欧米で主に用いられる運用段階における送電混雑対策の概要

混雑対策		特徴
市場メカニズムに基づく方法	明示的取引	<ul style="list-style-type: none"> 取引単位で送電可能量の利用枠をオークション等に基づき割り当て 『物理的送電権』に相当し、空押さえ禁止（Use It Or Sell It : 以下「UIOSI」）が適用 欧州（国際連系線）で主に年間・月間の需給計画段階で実施
	暗示的取引	<ul style="list-style-type: none"> 卸電力市場取引に付随して送電可能量を割り当て 地点間・地域間の取引価格の格差変動のリスクヘッジとして『金融的送電権』などの手法の併用 欧州（国際連系線）、米国の一部の地域（PJMなど）、わが国（地域間連系線）で、主に前日の需給計画段階で実施
市場メカニズムによらない方法	先着優先	<ul style="list-style-type: none"> 利用申込み順に、送電可能量を割り当て 欧州の一部の地域（ドイツ近隣国の国際連系線など）で、主に実運用に近い需給計画段階で実施。わが国（地域間連系線）では、先着優先方式に基づき無償で地域間連系線の利用枠を割り当て
	再給電指令、逆取引	<ul style="list-style-type: none"> 系統運用者による給電指令や反対潮流を流すこと（逆取引）で送電混雑を解消 欧州（国内の送電系統や国際連系線）で主に実運用段階で実施

出典：[18]を基に作成

持つ。複数の国の事業者が参加する卸電力市場では、国際連系線混雑を国家間の発電振替で解消しようとするのである。

3.2 欧州の国際連系線に適用する明示的取引と暗示的取引の得失

表2に示す4点について、明示的取引と暗示的取引の得失を述べる。

(1) 国際連系線を介した独占的な取引

これまで、欧州の国際連系線の利用可能容量の割当では、物理的に国際連系線の容量を利用できるという仕組み（物理的送電権）を基本としてきた。物理的送電権は、他の事業者の取引を排除する可能性がある[3]。

表2 明示的取引と暗示的取引の比較

	暗示的取引	明示的取引
国際連系線を介した独占的な取引	• 独占的な取引に陥らない	• 独占的な取引に陥る可能性あり
卸電力市場の価格決定メカニズムとの整合性	• 卸電力市場の価格差の反映が容易	• 卸電力市場の価格差の反映が困難
国際連系線の容量取引の導入費用	• 大きい（両端の卸電力市場の仕組みを統一する必要あり）	• 小さい（両端の卸電力市場の仕組みに変更の必要なし）
国際連系線を跨いだ長期的なアデカシー評価との整合性	• 国際連系線を跨いだアデカシー評価が困難	• 国際連系線を跨いだアデカシー評価が容易

そのため、国際連系線の利用可能容量に対する物理的な利用権は、その容量を利用しないことの蓋然性が高くなった場合、権利を他の利用者に譲らなければならない。しかし、実際には、この利用ルールの下では、再エネを含めた電力に対して、国際連系線の容量を利用しないことの蓋然性を測ることは難しい⁸。

(2) 卸電力市場の価格決定メカニズムとの整合性

市場メカニズムを活用した国際連系線容量の暗示的取引は、CACMにおいて、「市場統合」にあたって最も推奨された取引である。ただし、現在のCACMにおいては、暗示的取引が望ましいとするものの、それ以外の取引方法を禁止するわけではないとも記述されている[14]。仮に、国際連系線の全容量を明示的取引で割り当てた場合、国際連系線の容量自体は、各国の卸電力市場の価格決定とは独立して決まる。その結果、確保した国際連系線の容量

⁸ 欧州の国際連系線の長期的な利用可能容量割り当てにおいて、再エネ電源由来であるが故の優遇扱いや、変動性を考慮して確保の拒否といったことは行われていない。

の方向が、その国際連系線と連系する各卸電力市場の価格差と逆になる可能性がある。すなわち、明示的取引では価格の高い卸電力市場で電力を購入し、価格が安い卸電力市場に輸出するために、国際連系線の利用可能容量を利用する可能性があり、実際にノルウェーとオランダ間の国際直流連系線において、この事象が生じていたことが報告されている[19]。

そのため、連結する卸電力市場間の価格水準に従い国際連系線容量が配分される暗示的取引の方が合理的であるという意見がある[20]。

(3)国際連系線の容量取引の導入費用

明示的取引は、各国で設立された卸電力市場の仕組みを大きく変更することなく、導入できる。一方、暗示的取引は、国際連系線の両端の卸電力市場における市場決済の仕組みを統一する必要がある[21]。すなわち、全く異なる市場決済の仕組みを導入している国同士で暗示的取引を導入する場合には、卸電力市場のシステム改修にともなう追加的な費用が必要となる。

(4)国際連系線を跨いだ長期的なアデカシー評価との整合性

欧州では、長期のアデカシー評価において、自国・地域の電源の供給能力と、最大需要を元に評価してきた。しかしながら、現在、欧州では、国際連系線を介した供給能力も含めて、長期のアデカシー評価を論ずるべきとの議論がなされている。これは、ドイツの white paper の measure 18 でも述べられている内容である[22]。国際連系線を介した供給能力を自国・地域の供給能力として評価するためには、長期的にその供給能力と同じ容量の国際連系線容量を確保しておく必要がある。その観点からは、市場の落札結果次第で割り当てられる国際連系線の容量が変化する暗示的取引ではなく、直接的に容量が確保できる明示的取引

の方が適していると言えよう。

なお、欧州の卸電力市場の統合化の中で、上述の送電混雑対策が活用されてきた変遷とドイツとその隣国の国際連系線で使われている送電混雑対策の現状は補2を参照されたい。

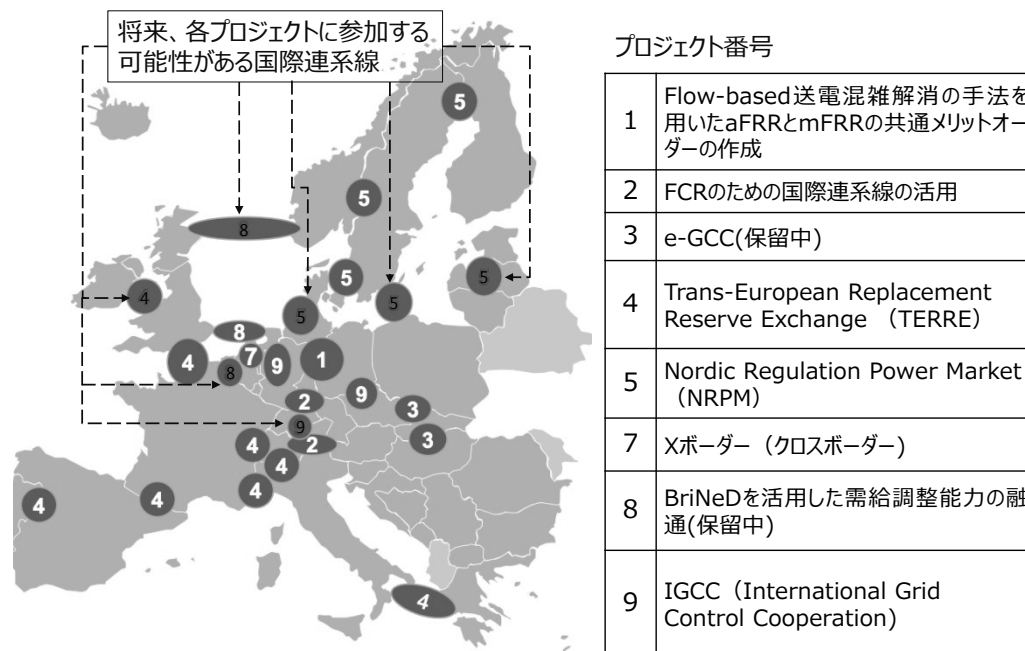
3.3 広域的な需給調整メカニズムの導入

第1章で述べたように、多くの国の TSO は、需給調整を行う義務が課せられている。そのため、需給調整を隣接する TSO と一定程度の協調は行うものの、各国・地域の TSO が自らの責務を果たすのに、適した仕組みを構築してきた。しかしながら、欧州の単一市場を目指す動きや、近年の再エネの大量導入により、TSO が個別に需給調整を行うのではなく、国際連系線を活用し、広域的に協調する仕組みの導入が検討されている(図1)。

例えば、フランスの TSO である RTE は、FCR、aFRR、mFRR に相当する需給調整能力の他に、「Trans-European Replacement Reserve Exchange (以下「TERRE」)」を通じて、RR に相当する需給調整能力を隣接する国の TSO 間で融通している(図1)。一方、プロジェクト4の TERRE や、プロジェクト5の「Nordic Regulation Power Market (以下「NRPM」)⁹や、プロジェクト9の「International Grid Control Cooperation (以下「IGCC」)¹⁰のように、関係する TSO の地域を拡大しているものもある。そこで、第4章では、近年の欧州における国を跨ぐ需給調整メカニズムの動向として、北欧とドイツ周辺国における国際連系線を利用した広域的な需給調整能力の確保と活用に関する取組みを取り上げ、それぞれが直面する課題について整理する。

⁹ NRPM では、北欧内で主に、マニュアル操作で応答可能である需給調整能力を融通する仕組みである。詳細は4.2.2節で述べる。

¹⁰ IGCC では、国際連系線に空き容量がある場合、TSO 間で、インバランスエネルギーの相殺を行う仕組みである。



出典：[23]を基に作成

図1 Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projectsの概要

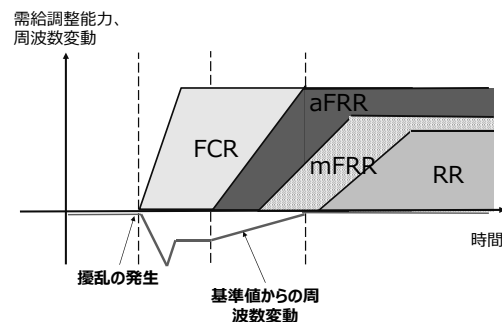
4. ドイツ・北欧における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題

4.1節では、ENSTO-Eで定義されている需給調整能力の基礎的情報を述べ、4.2.1節～4.2.3節は北欧における需給調整メカニズムの基礎的情報、4.2.4節で北欧における広域的需給調整メカニズム導入の課題について述べる。4.3.1節で、ドイツの需給調整メカニズムの基礎的情報、4.3.2節で、ドイツにおける広域的需給調整メカニズム導入の課題について述べる。

4.1 ドイツ・北欧の需給調整能力の種類

欧州においては、前日市場や当日市場のゲートクローズまでは、発電事業者や小売事業者などが、自らの利益最大化を行うために取引を行う。そして、当日市場のゲートクローズ後は、TSOが実運用よりも前に確保した需給調整能力を活用して、需給調整を行う。

現在のLFCRで定義されている需給調整能



出典：[16]を基に作成

図2 LFCRで定義される需給調整能力の分類

力は、系統の擾乱に対して求められる応答速度から、以下のように区分けされている(図2)。

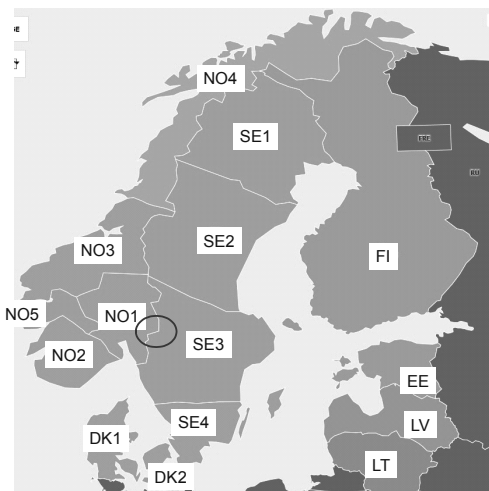
- Frequency Containment Reserves (以下「FCR」)
- Automatic Frequency Restoration Reserve (以下「aFRR」)
- manual Frequency Restoration Reserve (以下「mFRR」)
- Replacement Reserve (以下「RR」)

ただし、各TSOが全ての区分けの需給調整能力を確保しているわけではない。例えば、ドイツのTSOは、FCR、aFRR、mFRRに該当

する需給調整能力は確保しているが、RRに相当する需給調整能力は確保していない。一方、ノルウェーやスウェーデン等の北欧のTSOは、2012年までは、FCR、mFRR、RRに相当する需給調整能力のみを確保していた。しかし、近年の再エネ電源等の増加の影響もあり、2012年以降、北欧各国のTSOは、図2のaFRRに相当する「Frequency Restoration Reserve – Auto(以下「FRR-A)」を新たな需給調整能力として導入している。

4.2 北欧の広域的需給調整メカニズムの動向と課題

北欧では、ノルウェーとスウェーデンを中心に卸電力市場の統合や、需給調整メカニズムにおける協調が実施されている。本節では、その協調の動向と課題について紹介する。なお、本節における北欧とは、ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマークの4か国を指すものとし、バルト三国については、本稿の対象外とする(図3)。



出典：[24]を基に作成

注) 丸印の箇所が4.2.3節で述べる国際連系線を活用した需給調整の実証試験Hasle pilot projectを示す。

図3 Nord poolの卸電力ゾーン

4.2.1 北欧の電力取引の基本構造

北欧における市場を介した電力取引は、図4に示すように、以下の4つに大別できる。

- ・ 先物・先渡契約市場
- ・ 実運用の前日12時まで取引可能な前日市場
- ・ 実運用の60分前まで取引可能な当日市場
- ・ ゲートクローズ後に、TSOが需給調整や送電混雑解消等を行うための調整能力を確保する需給調整市場¹¹

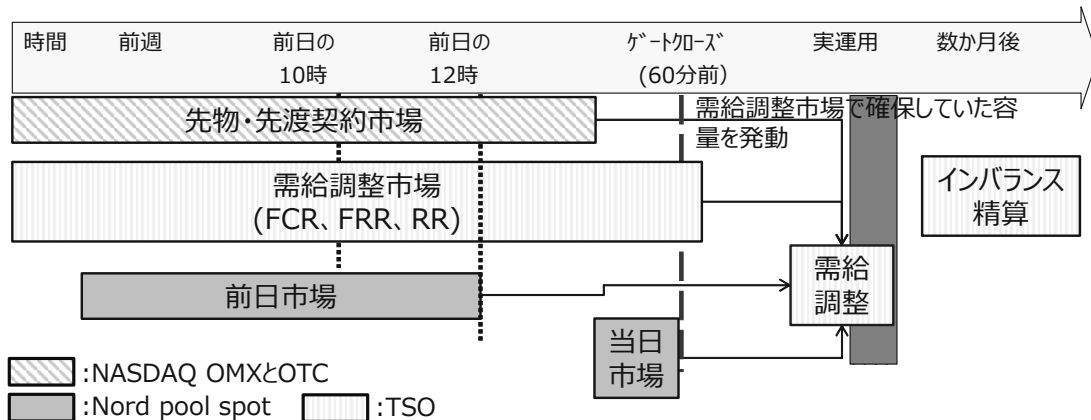
北欧では、ドイツとは異なり、各国のTSOはそれぞれ1つである。しかしながら、図3のように、Nord poolでは、ノルウェー、スウェーデン、デンマークにおいて、複数の卸電力市場ゾーンを設定している。Nord poolの前日市場や当日市場では、JEPXの前日市場と同じく、ゾーン間に送電混雑が発生しない限り、市場決済価格は同じ価格となる。

4.2.2 北欧における需給調整能力の拡張

北欧における需給調整能力は、2012年までは、図2のFCRに相当する「Frequency Containment Reserve – Normal(以下「FCR-N)」, 「Frequency Containment Reserve – Disturb-ance(以下「FCR-D)」, 図2のmFRRやRRに相当する「Frequency Restoration Reserve – Manual(以下「FRR-M)」を需給調整能力として各TSOが確保していた¹²。先に述べたように、近年の再エネ電源等の増加の影響もあり、2012年以降、図2のaFRRに相当するFRR-Aが北欧各国のTSOにおいて、新たな需給調整能力として導入された。このFRR-Aは、既存の他の需

¹¹ 北欧では、応答速度の遅い需給調整能力を送電混雑管理にも活用する。北欧のTSOにとっては、当日市場のゲートクローズ後に、「システムを運用するための調整能力」という位置付けで確保している。

¹² FCR-Nは、かつては、Frequency「Normal」Control Reserve、FCR-Dは、かつては、Frequency「Disturbance」Control Reserveと呼ばれていた。その名称の名残で、現在も-Nや-Dという略称が使用されており、それぞれの需給調整能力に求められる技術要件は、当時の名称のときと同じである。



出典：[24]を基に作成

注) Nord poolの前日市場はElspot, 当日市場はElbasと呼ばれている。

図4 北欧のエネルギー市場から需給調整までの流れ

給調整能力とは異なり、北欧内で協調して運用することを前提としており、北欧内で協調された技術要件が定められている。また、既存の需給調整能力の補助的な位置付けのため、2016年時点では、FRR-Aは、朝と夕方においてのみ確保されている。

既存の需給調整能力に関しても、広域的な協調が進められている現状であるが、全てのFCR-NやFCR-Dに関し、各TSOエリア内で確保することを基本として、需給調整能力が確保される。FCR-NとFCR-Dに関しては、必要容量の1/3は、各TSOエリア外で確保することを可能とし、必要容量の2/3は、各TSOエリア内で確保することを義務付けている。なお、その際には、上述の卸電力市場のゾーンも考慮して必要容量が確保されている。国際連系線を通じて融通されるFCR-NやFCR-Dは、補.1で述べている Transmission Reliability Margin (以下「TRM」)の範囲内で取引が可能と考えられており、TSOは国際連系線の利用可能容量をFCR-NやFCR-Dのために確保しているわけではない。

4.2.3 北欧における広域的需給調整メカニズムプロジェクトの仕組み

FRR-Mについては、2000年頃から北欧内で

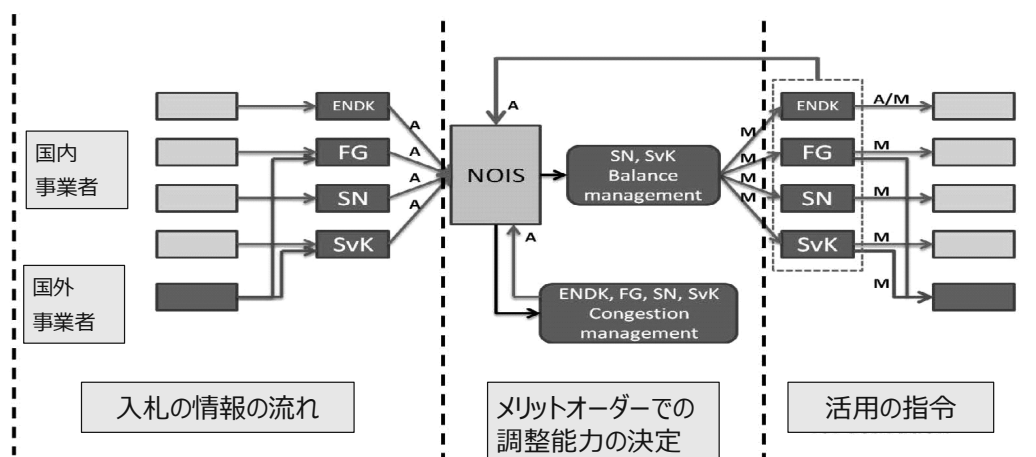
の協調の議論が進められており、2016年時点では、図5のような北欧大でのFRR-Mの入札、確保、活用の指令の流れが構築されている。これは Nordic Regulation Power Market (以下「NRPM」)と呼ばれている。このNRPMの最終的なゲートクローズは、実運用の45分前であり、当日市場のゲートクローズ後である。すなわち、この時点での国際連系線の空き容量は全てのエネルギー取引を終えた後の空き容量であり、TSO以外は活用できない容量である。上述のことからわかるように、FRR-Mの需給調整能力に関しても国際連系線の利用可能容量を需給調整のために事前確保しているわけではない。

TSO間での協調を前提として、北欧で近年設定された需給調整能力FRR-Aの国際連系線を通じた需給調整能力の融通の実証試験「(Hasle pilot project)」がノルウェーとスウェーデンの国際連系線で実施された。

このHasle pilotにおいては、5つのステップで需給調整能力が融通される。

ステップ0：各TSOによるFRR-Aの確保

ノルウェーのTSOであるStatnettとスウェーデンのTSOであるSvenska kraftnatは、自らのエリア内でFRR-Aの技術要件を満たす需給調整能力に関して、各TSO



出典：[25]を基に作成

注1) NOISは、Nordic Operational Information Systemというサーバー機能の名称

注2) ENDK：Energinet DK（デンマークのTSO）、FG：Fingrid（フィンランドのTSO）、SN：Statnett（ノルウェーのTSO）、SvK：Svenska kraftnat（スウェーデンのTSO）

注3) 矢印の「M」はマニュアル操作での指令や情報伝達を示し、「A」は自動操作を示す。

図5 Nordic Regulation Power Market

で必要な容量を確保する。

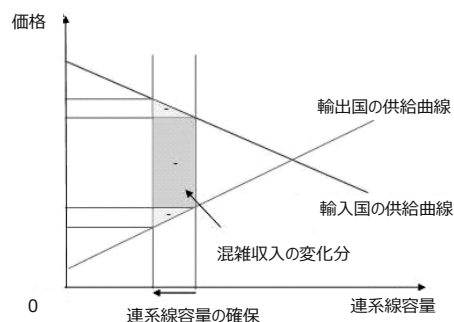
ステップ1：FRR-A 融通による経済分析

各 TSO で確保した FRR-A を 2 国間で融通することによる便益を評価する。融通することで両国に便益が生じないならば、FRR-A の融通は行わない。ここでの便益とは、(上げ代融通)と(下げ代融通)と、(連系線確保費用)の合計のことである。上げ代融通(下げ代融通)の便益は、融通する上げ代(下げ代)の容量と、Svenska kraftnat と Statnett で上げ代(下げ代)を確保した価格差の積とする。一方、連系線確保費用は図6に示す色づけした部分が、連系線を確保することにより減少する社会全体での便益であると整理されている。

ステップ2：FRR-A 融通のための国際連系線の容量の確保

ステップ1で設定した FRR-A の容量と同じ容量の国際連系線の利用可能容量を事前に確保する。

ステップ3：FRR-A 融通の実施によるメリットの確認



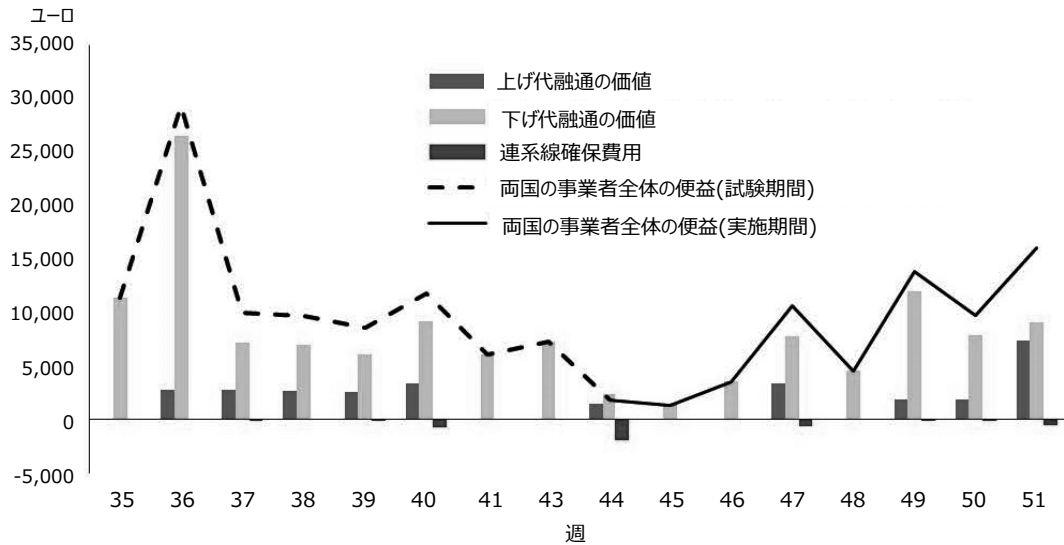
出典：[26]を基に作成

図6 Hasle projectにおける連系線確保費用の考え方

前日市場の取引情報から、前日市場のゲートクローズ前に、ステップ3で確保した需給調整能力のための国際連系線の容量を前日市場に活用するか、需給調整メカニズムのために活用するかを再確認する。前日市場のために活用することで便益が生じるならば、FRR-A の融通は行わず、FRR-A の融通は不実施とする。

ステップ4：FRR-A の融通の実施

国際連系線を通じた FRR-A の融通を実施する前提で、暗示的取引で前日市場のゲー



出典：[26]を基に作成

注) 上げ代融通の価値, 下げ代融通の価値は, 融通する容量と, 両国での確保単価の差との積であり, 連系線確保費用は, 連系線の容量を前日市場で使わないことによる両国の社会全体での混雑費用である。両国の事業者全体の便益は (上げ代融通の価値)+(下げ代融通の価値)-連系線確保費用で示す。

図7 Hasle pilot projectにおける両国の便益

トクローズを行う。

実証試験のための融通容量は最大 50MW と決められた。上述のステップで, 2014/2015 年の冬期に実施した実証試験において, 両国の事業者全体でのメリットが, 試験期間, 実施期間を通して生じていることがわかる (図 7)。図 7 には, 便益は縦軸の正の値, 費用は負の値で示されており, 連系線確保費用はほとんどの期間で生じていないことが分かる。これは, この実証試験の対象となる国際連系線の両端で, 前日市場の価格差が生じていないためである。

4.2.4 北欧における広域的需給調整メカニズムにおける課題

FRR-A の技術要件と FRR-A 融通のステップおよび実証試験の結果から, 以下の 3 つのことが分かり, わが国へ 2 つの示唆を得ることができる。

(1) FRR-A の位置づけ

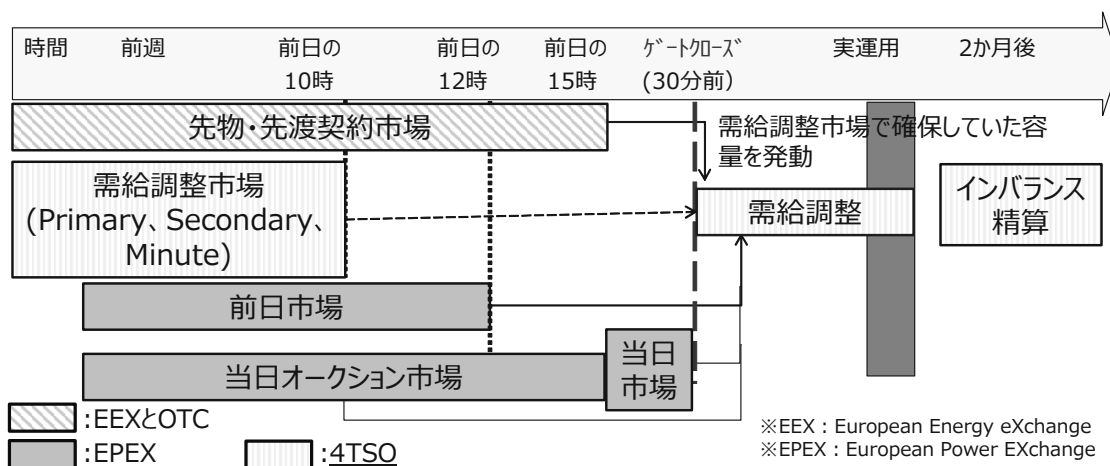
FRR-A は, 各 TSO で不足すると直ちに系統運用に危機的な状況をもたらすような, 需

給調整能力ではない。つまり, これまでは FCR-N, FCR-D, FRR-M で需給調整を行ってきており, これらの 2012 年以前からある需給調整能力に関して, 各 TSO は確保すべき容量を設定し, 確保するが, FRR-A に関しては重要度が低い需給調整能力である。

(2) FRR-A 不足を根絶するメカニズム

ステップ 0 で, 各 TSO が FRR-A を確保した後, 隣接する TSO で FRR-A による融通のメリットを評価している。ステップ 1 やステップ 2 で融通すると決めた後, ステップ 3 で FRR-A の融通を中止する場合, 各 TSO は, すでにステップ 0 で FRR-A を確保できているため, FRR-A が不足することはない。また, 上述したように, そもそも送電混雑が発生していない国際連系線を活用している。

北欧の TSO の動向について上述の点から, 国際連系線を活用した需給調整能力の融通は, 安定供給確保を維持しつつ推進していることがわかる。わが国で広域的需給調整メカニズムを検討する際にも, 安定供給の確保を維持しつつ進めることが重要である。



出典：[27][28]のサイトを基に作成

注) 国際連系線を通しての当日市場のゲートクローズにおいて、2016年時点では、60分前である。

図8 ドイツのエネルギー市場から需給調整までの流れ

(3)再エネの出力変動による連系線潮流の変動

ステップ3とステップ4からわかるように、再エネの大量導入により、エネルギー市場における国際連系線の潮流の向きが変わることが頻発する場合、ステップ1での便益評価やステップ3での確認を行っても、正確に便益評価が行えない可能性がある。そのため、現在の便益評価でよいかの検討は必要となるであろう。

わが国においても将来的には同様の課題が考えられる。この点については、今後の北欧の動向に注視すべきである。

4.3 ドイツの広域的需給調整メカニズムの動向と課題

4.3.1 ドイツの電力取引と需給調整メカニズムの基本構造

ドイツでは、前日市場、当日オークション市場¹³、当日市場がEPEXにより運営されてお

¹³ 当日オークション市場とは、2015年から設置された新しい卸電力市場である。市場決済価格の決定方式は、前日市場と同じく、ユニフォームプライス方式である。時間幅に関して、1コマが15分のみで、1日96コマが設定されている。ゲートクローズの時間は、前日の15時である。また、この卸電力市場はドイツ国内の事業者のみを対象者としており、

り、ドイツの需給調整メカニズムについては、文献[6][27]で述べているように、4つのTSOが、「全国需給調整市場 (regelleistung)」を活用した需給調整能力の確保、「Grid Control Cooperation (以下「GCC」)」を活用したドイツ全国大の需給調整、ドイツ大でのインバランス価格 (rebaP) の利用等で協調している (図8)。ドイツの需給調整能力は図3のFCRに相当する Primary Control Reserve (以下「PCR」)、aFRRに相当する Secondary Control Reserve (以下「SCR」)、mFRRに相当する Minute Reserve (以下「MR」) が設定されている。全国需給調整市場において、PCR、SCR、MRは4TSOで共同確保されている¹⁴。2012年までは、SCRに関して、確保するエリアを限定する状況もあったが、それ以降SCRをドイツの全てのTSOのエリアから

再エネ事業者の市場参加を促すために設置された市場である。EPEXは、当日オークション市場の設置による効果もあり、当日オークション市場と当日市場の取引量が増加していると述べている。

¹⁴ 全国需給調整市場において、PCRの確保する市場では、ドイツのみならず、スイス (2012年3月以降)、オランダ (2014年1月以降)、オーストリア (2015年4月以降)、ベルギー (2016年8月以降)、フランス (2017年1月以降) のFCRに相当する需給調整能力が共同調達されている。ただし、市場を分断して需給調整能力が確保される場合もある。

確保してもよい状況になっている [26]。

この GCC では、SCR と MR に対して、

- (1) インバランスエネルギーの融通、
- (2) TSO が確保した需給調整能力の相互利用、
- (3) 全国的な需給調整能力の確保、
- (4) 共通メリットオーダーの活用

が段階的に実施されてきた。さらに、ドイツと隣接する国々との間では IGCC が導入されている。IGCC では、GCC の (1) に相当するインバランスエネルギーの融通のみを実施している。

ドイツ連邦ネットワーク庁（以下「BnetzA」）等は、広域的な需給調整メカニズムを実施するメリットとして、

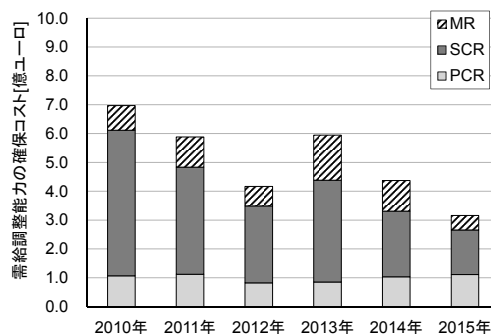
- (A) TSO にとっての需給調整能力の確保先の多様化による競争の活性化、
- (B) インバランスエネルギーの融通による需給調整能力の活用への減少、
- (C) ドイツ内での全国メリットオーダーの実現等の効果により、需給調整能力の確保に要する費用が低下

等を指摘している（図 9） [29][30]。

また、2016 年 7 月からドイツ、オーストリアの TSO は SCR の活用時の共通のメリットオーダーの活用を開始し、さらなる需給調整メカニズムの広域化を進めている¹⁵。

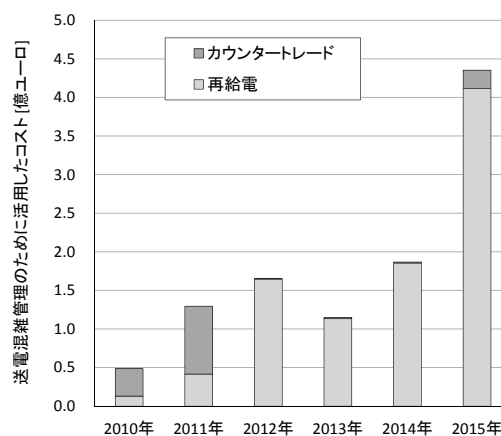
その一方で、ドイツ国内の送電混雑解消の調整能力は、需給調整能力確保後の残った調整能力を活用している。送電混雑解消に要するカウンタートレードや再給電指令の費用は、近年、さらに増加している（図 10）。ドイツでは、需給調整メカニズムと送電混雑解消を一体的に実施していない。これは、それぞれのメカニズムの費用をわかりやすくし、そのメカニズムに関する施策を導入する場合に、他の制度に不必要な影響を及ぼさないようにするためである。図 9 と図 10 の結果と、それぞれの

¹⁵ 需給調整能力の確保において、ドイツの 4TSO と Austrian Power Grid はそれぞれの必要な SCR の確保している。



出典：[30]を基に作成

図9 デイツの需給調整能力確保費用の推移



出典：[30]を基に作成

図10 デイツのカウンタートレードと再給電による費用の推移

メカニズムを一体的に実施しないことから当然のことであるが、需給調整メカニズムのみ広域的な仕組みを進めたとしても、TSO が事前に確保した需給調整能力は送電混雑解消に利用されることが無い。したがって、需給調整と送電混雑解消等の系統運用に関わる費用が減少するとは限らない。

一方、2015 年 9 月に BnetzA とオーストリアのネットワーク規制当局である E-control により、ドイツ国内の混雑解消に要する費用低減のために、ドイツ/オーストリアの前日市場において、ゾーン制の導入の議論があることを報じている [31]。規制当局以外でも、様々な機関でゾーン制に関する議論がなされているが、それらはエネルギー市場や、より長期的観点

での設備投資計画についての議論が多く [32] [33], ゾーン制が需給調整メカニズムに与える影響についての議論は、ほとんどなされていない。

4.3.2 ドイツにおける広域的な需給調整メカニズムにおける課題

ドイツの需給調整メカニズムと混雑管理の関係から2つのことが分かり、わが国へ2つの示唆を得ることができる。

(1) ゾーン制の導入による課題

仮に、送電混雑解消の費用を減少させるために、ドイツ国内でゾーン制を導入するのであれば、需給調整市場において、需給調整能力を確保する際に、ゾーンを考慮した確保が必要となる可能性がある。その結果、需給調整能力の確保費用が増加する可能性がある。ドイツでは今後、こうした矛盾が生じないのかどうかという議論が必要となるであろう。また、ドイツ大のインバランス価格は成立できなくなる。

わが国では、すでに前日市場においてゾーン制が導入されている。仮にGCCの(3)まで進めることを想定すると、ゾーン間で送電混雑が発生する場合に、広域的に確保した需給調整能力は活用できなくなる。わが国では、GCCの(1)の便益の検討から始めるべきであり、GCCの(4)の達成を当然として、広域的需給調整メカニズムの議論をすべきではない。

(2) 需給調整と混雑管理の線引き

ドイツでは、需給調整と混雑管理は独立的に扱っている。混雑管理の費用を低減させるためには、需給調整能力確保後の残った調整能力ではなく、一定程度の容量を事前に確保することも重要である。その一方で、ドイツでは、国際連系線のループフローの影響もあり、混雑状況を正確に想定して需給調整能力や混雑解消の調整能力を確保することは不可能である。

わが国では、混雑解消の調整能力についての議論はまだ行われていない。需給調整能力の議論と同時に行うことも重要である。

5. 再生エネ大量導入下における需給調整のための国際連系線利用のあり方

本稿では、再エネが大量導入する環境下で国際連系線の活用について、欧州における検討状況を見てきた。

北欧とドイツでは、国際連系線を活用した需給調整を推進していること、エネルギー取引の便益を損なわない範囲で広域的需給調整を行うことは共通している。ただし、北欧では、広域的な需給調整を行うための新たな需給調整能力を定義し、既存の需給調整能力が機能していれば、安定供給を損なわないという姿勢である。一方、ドイツは需給調整能力を融通するのではなく、まずインバランスエネルギーを相殺しあうことで、相互に不必要に需給調整能力を活用しなくさせる。その結果、安定供給を損なわず、広域的需給調整を段階的に進めようとしている。

また、北欧では、送電混雑箇所がドイツよりも予測しやすいため、連系線の予測潮流量をもとに、広域的需給調整の費用便益の評価を行っている。予測が難しくなった場合の費用便益評価が課題である。ドイツでは、送電混雑が予測できないことを前提とした広域的需給調整を進めてきたが、混雑緩和のために、ゾーン制の導入を検討している。ゾーン制がドイツで推進してきた広域的需給調整を妨げないかの議論は必要となる。

わが国で将来的に広域的な需給調整メカニズムを議論する際には、連系線を需給調整のために活用することの便益評価が重要となる。また、再エネによる連系線潮流の変動も考慮する必要がある。

また、卸電力市場の市場分割を考慮して、

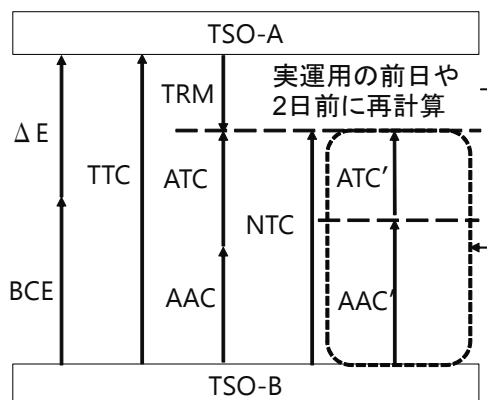
広域的な需給調整メカニズムを行うならば、ドイツの現在のIGCCのように、連系線の空き容量がある場合のみ、インバランスエネルギーを相殺する方式か、北欧のように安定供給に支障が生じないように、新たな需給調整能力を定義し、送電混雑が発生しない箇所で融通する方式が望ましい。欧州では需給調整における広域的メリットオーダーの実現を、時間をかけて推進してきたのである。

また、再エネの導入状況によっては、わが国の地域間連系線潮流の変動が大きくなる可能性もある。そのときの費用便益評価等については、欧州の今後の議論の動向を注視することが重要である。

補.1 欧州における国際連系線の利用可能容量の考え方

欧州における各国間の国際連系線の利用に際して、国際連系線の利用可能容量の評価は、関連する各国の規制機関により承認された方法が使われている。ただし、欧州における各国間の国際連系線の利用に際して、国際連系線の利用可能容量の評価を、各国独自の方法で行うのではなく、共通の方式が必要であると、電力自由化の進展とともに認識されている。そこで、Net Transfer Capacity（以下「NTC」）の算出に関して、欧州大のガイドラインが作成されており、このガイドラインに沿った計算方法をドイツ等では採用している（補図1）[34]。

BnetzA に承認された方法では、ベースケースとなる発電と需要からベースケースの国際連系線潮流量である Base Case Exchange（以下「BCE」）を求める。BCE から、一定容量の潮流を増加させたときに、N-1 基準を維持できる範囲の潮流量 Additional Exchange Program（以下「 ΔE 」）を求める。この BCE と ΔE の和が、国際連系線の Total Transfer Capacity（以下「TTC」）



BCE: Base Case Exchange
 ΔE : additional Exchange Program
TTC: Total Transfer Capacity
TRM: Transmission Reliability Margin
NTC: Net Transfer Capacity
ATC: Available Transfer Capacity
AAC: Already Allocated Capacity

出典：[34][35][36]を基に作成

補図1 欧州の国際連系線の利用可能容量の評価手続き

であるとする。この TTC から、TRM を差し引いた容量が、NTC であるとしている。

TRM は、(1) 緊急時に PCR (Primary Control Reserve) を融通するために必要な容量と、(2) TBC による周波数制御等も含めて想定外の潮流のために必要な容量、の2種類に対応できるマージンという考え方であり、計算方法は様々ある。例えば、最過酷断面を想定して、(1) と (2) の合計を TRM とする考え方と、(1) と (2) は同時に発生しないため、(1) と (2) の容量の大きい方を TRM とする考え方が紹介されている [34]。ドイツの TSO である Amprion や Transnet BW の TRM の計算方法に関して、詳細な計算方法は記述されていないが、TRM は国間の国際連系線の数の平方根に比例した定数量が採用されている。例えば、ドイツーフランス間の TRM は、 $\sqrt{4} \times 100\text{MW}$ 、ドイツースイス間の TRM は $\sqrt{15} \times 100\text{MW}$ としている。NTC のうち、すでに容量が割り当てられている already allocated capacity

(AAC) を除いた分が available Transfer Capacity (ATC) として、エネルギー取引に割り当てていた [35][36]。

しかしながら、近年の電力自由化の影響と再エネ電源の導入拡大もあり、電力潮流量が現在の NTC の評価手法での容量を超えていなくても、ループフロー等の影響もあって送電混雑が発生するようになってきた。そこで、ドイツでは、前日等の短期的な ATC の新たな評価手法 (C-function) が導入された。これは、TTC から TRM と前日時点での AAC' を差し引いた容量に対して、N-1 基準で ATC' を算出する。この AAC' の評価には、風力の出力予測に幅を持たせて計算することができる (例えば、Amprion では、風力出力の予測が、0 ~ 7,000MW のときは、ドイツからの輸出の ATC は 7,449MW、ドイツへの輸入の ATC は 8,249MW となり、他に風力出力の予測が、7,000 ~ 11,000MW の場合、11,000 ~ 14,000MW の場合、14,000 ~ 18,000MW の場合、18,000MW 以上の場合でそれぞれの ATC を計算している [34]。)

また、ドイツやその隣国では、TSO に代わり、TSO Security Cooperation (TSC) が、2015 年から国際連系線の ATC の計算を行うようになった。これは計算主体を統一することで、各国の BCE のデータの統一がはかれることになる。国際連系線の ATC の容量の統一化を見据えた動きである。

補2 欧州における国際連系線利用方法の現状

各国で設立されてきた卸電力市場に関する市場決済の仕組みは各国で異なる。本稿で述べている市場決済の仕組みとは、入札情報、市場決済の際に考慮する入札情報、市場で決済する電力の時間幅 (15 分, 30 分, 1 時間等)、市場のゲートクローズする時間等を指す。電力自由化の進展にともない、補 1 で述べてい

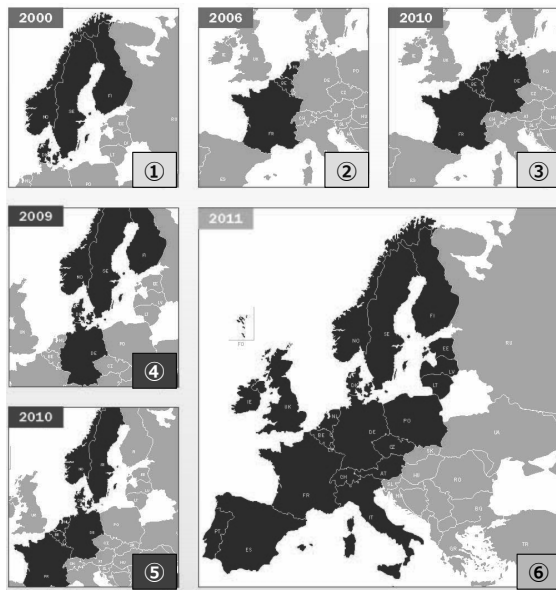
る国際連系線の利用可能容量を利用者に割り当てる際に、欧州では、主に明示的取引と暗示的取引が採用されている [37]。明示的取引と暗示的取引を採用した卸電力市場の統合の構想は、補図 2 に示す tight volume coupling, price coupling に相当する。以下に、各取引の仕組みの概要を述べる。また補図 2 の市場間の統合は、各国における市場決済の仕組みがほとんど同じである前日市場に関する統合である。一方、当日市場に関する市場統合は、現在、図 1 中の⑥で示されている地域ほど市場統合が進んでいない。

(1) 明示的取引 (Explicit Auction)

この取引では、国際連系線の利用可能容量をそれぞれの方向毎に競売する。2016 年時点での欧州では、ドイツと隣接する国々等の国際連系線の年間、月間の容量取引に利用されている (補表 1)。もしも競売に出される容量よりも入札された総容量が少ない場合には、利用希望者に無償で利用する権利が付与される。競売に出される容量よりも入札された総容量が多い場合には、入札価格の高い順番に利用可能容量が付与される。この仕組みの特徴として、各国の卸電力市場の市場決済の仕組みとは無関係に国際連系線の利用可能容量の取引が成立することがあげられる。そのため、国際連系線と連系する各卸電力市場の市場決済の仕組みにおいて、明示的取引導入に関する変更費用は必要ではない¹⁶。また、確保された国際連系線の容量のうち、UIOSI (空押さえ禁止) のルールに従い市場に放出された分、再度、明示的取引等で競売される¹⁷。すな

¹⁶ 市場決済の仕組みの変更として、例えば、前日市場におけるゲートクローズの時間の統一などがある。明示的取引を導入する場合、その国際連系線の両端の卸電力市場のゲートクローズ時間よりも前に明示的取引で容量が割り当てられておればよい。

¹⁷ 例えば、2016 年のドイツ→フランス間の国際連系線の年間の取引容量 600MW が、明示的取引で Joint Auction Office (JAO) を通じて競争入札にかけられた。その際に、ドイツ→フランス間の年間の明示的取引で確保された 600MW を除いた



	市場統合の 構想	開始 時期	対象エリア
①	Price coupling	2000年	北欧
②		2006年	FR, BE, NL
③		2010年	CWE
④	Tight volume coupling	2009年	北欧, DE
⑤		2010年	北欧, CWE
⑥	Price coupling	2011年	北欧, CWE、 SWE他

北欧 : NO(Norway), SE(Sweden), FI(Finland),
 DK(Denmark)
 CWE(Central West Europe) : DE(Germany),
 BE(Belgium), FR(France), LU(Luxembourg),
 NL(Netherlands)
 SWE(South West Europe) : PT(Portugal) ,
 ES(Spain)等

出典 : [38]を基に作成

注) 各国の前日市場に関する統合の変遷を示す。

補図2 欧州の前日市場の市場統合の変遷

わち、空押さえ禁止が機能すれば、国際連系線の利用可能容量の支配力は発生せず、様々な利用者が利用可能と言われている。

(2) 暗示的取引 (Implicit Auction)

この取引は、以下の2ステップで国際連系線の潮流とその両端の卸電力市場の価格が決まる。

- ① 国際連系線を想定せずに、卸電力市場の価格をそれぞれ決める。
- ② 国際連系線の容量制約に達するか両端の価格差がなくなるまで、国際連系線の潮流を変化させる。

このステップで行う暗示的取引は、特に market coupling と呼ばれている。北欧で採用されている market splitting は、以下の2ステップで国際連系線の潮流と卸電力市場のエリア価

格を決める。

- ① 国際連系線を想定せずに、国際連系線の潮流を決める。
- ② 国際連系線の容量制約に収まるまで両端の価格差を変化させる。

補表1に示すように、ドイツーフランス間の前日取引では、暗示的取引が採用されている。システム利用者にとっては、手続きの煩雑さが減ることになる。言い変えると、卸電力市場に入札するのみで、結果として国際連系線を跨いだ取引となっている場合がある。

また、補表1に示すように、ドイツとその隣国との当日市場では、明示的取引や暗示的取引のみではなく、先着優先 (First-come First-served) も採用されている。先着優先方式は、国際連系線の利用可能容量を使う取引が約定するごとに、利用可能容量を割り当てる方式である。これは、当日市場の取引がガラ場方式を採用しているため、当日市場で取引が約定した順番で、空いている連系線容量を割り当てていくことになるためである。

残りの空き容量のうち400MWが2016年の月間容量として、明示的取引でJAOを通じて競争入札にかけられる。実際には、2016年4月～10月の月間の競争入札には、年間取引分から再販売となった15MWが加わった415MWが、月間の明示的取引で取り扱われた。さらに、残りの空き容量と月間容量での再販売分が、前日市場等で取引される [39]。

補表1 ドイツとドイツの隣接国との国際連系線の利用可能容量の割当の概要

	年	月	前日	当日
ルクセンブルク	容量割当なし			
オーストリア	容量割当なし			
スイス	Explicit auction			First come first served
フランス	Explicit auction		Implicit auction	First come first served
オランダ	Explicit auction		Implicit auction	First come first served
デンマーク	Explicit auction		Implicit auction	First come first served(TenneT-Demark west) Implicit auction(50Hertz-Demark east)
チェコ	Explicit auction			First come first served
ポーランド	Explicit auction			First come first served

出典：[24][28]，各国TSOのサイトを基に作成

注) ルクセンブルクやオーストリアはドイツとの国際連系線の容量が、実際の利用量よりも非常に大きいため、連系線の容量の割当は行われていない。

また、当日市場の決済において、明示的取引のように、エネルギー取引とは別に国際連系線の容量の入札・決済を行う時間的余裕はなく、ザラ場方式なので、1つの取引時間帯毎に価格差の最小化を行っているわけではないため、先着優先方式が採用されている場合が多くみられる。ただし、当日市場での暗示的取引の導入を否定しているわけではない。

【参考文献】

- [1] 電力広域的運営推進機関 (2016) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会，第1回～第6回。
- [2] 電力広域的運営推進機関 (2016) 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。
- [3] 岡田健司，渡邊尚史 (2007) 「欧米諸国における送電権の動向調査」，電力中央研究所報告，Y07001。
- [4] OCCTO (2016) 業務規程 July 2016。
- [5] 経済産業省 (2016) 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」
- [6] 古澤健，岡田健司 (2015) 「ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題」，電力中央研究所報告，Y14021。
- [7] EU Commission (2009) *Regulation (EC) No714/219 of*

- the european parliament and of the council*, 13 July 2009.
- [8] 丸山真弘 (2017) 「欧州委員会による容量メカニズムの制度提案の考察 - 域内市場との両立性の確保の観点から -」，電力経済研究，No.64, pp17-34。
- [9] European Commission (2009) *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of the energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC4.*
- [10] THEMA (2013) “Loop flow – Final advice” ,THEMA Report 2013-36。
- [11] ENTSO-E (2017) *about ENTSO-E.*
- [12] ENTSO-E (2017) *ENTSO-E network code development.*
- [13] UCTE (2006) *Final report System disturbance*, 4 November 2006。
- [14] ENTSO-E (2017) *Capacity Allocation and Congestion Management, ENTSO-E network code development*
- [15] ENTSO-E (2017) *Forward Capacity Allocation, ENTSO-E network code development*
- [16] ENTSO-E (2017) *Load Frequency Control and Reserve, ENTSO-E network code development*
- [17] ENTSO-E (2017) *Electricity Balancing, ENTSO-E network code development*
- [18] 岡田健司 (2016) 「欧州ではどのような送電混雑解消方法が講じられているか?」，電気新聞，電気新聞ゼミナール，no.122, 平成28年12月19日。
- [19] R.Beune, J.van Putten, K.A. Barmsnes and O. Gjerde

- (2010) ” Interregional market coupling ?a challenge for the NordNed cable” , CIGRE Paris, C5-103-2010.
- [20] Leonardo Meeus (2011) “Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?” , Energy Economics, 33(3), pp413-418.
- [21] P.Solc and B Nemecek eru (2010) “Czech and Slovak spot electricity market coupling on the basis of implicit capacity allocation” , CIGRE Paris, C5-106-2010.
- [22] BMWi (2015) “An electricity market for Germany’ s energy transition,” BMWi white paper.
- [23] ENTSO-E (2017) *ENTSO-E Cross-Border Electricity Balancing Pilot Projects*.
- [24] Nord Pool SA (2017) at <http://www.nordpoolspot.com/> (last visit 2017.1.20).
- [25] Martin Moller (2015) “Development of the Nordic RPM” , 6th Annual European Electricity ancillary services and balancing forum, 11th September 2015.
- [26] Statnett and Svenska kraftnet (2015) *Market based transmission capacity reservation 27th of October 2014 to 19th of December 2014*.
- [27] 古澤健, 岡田健司, 後藤美香 (2014) 「ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題 - 需給調整能力の確保と費用決済 -」, 電力中央研究所報告, Y13018.
- [28] EPEX (2017) at <http://www.epexspot.com/en/> (last visit 2017.1.20).
- [29] Lion Hirth Inka Ziegenhagen (2015) “Balancing power and variable renewables: Three links” , Renewable and Sustainable Energy Reviews, No.50, pp1035-1051.
- [30] BnetzA (2017) *Monitoring report 2016*.
- [31] BnetzA and E-control (2015) *Press Release the agency for the cooperation of energy regulators (ACER) Recommends capacity allocation at the German-Austrian border*.
- [32] Johas Egerer, Jens Weibezahn and Hauke Hermann (2015) “Two pricing zones for the German electricity market ? market implications and distributional effects” , Discussion paper 1451.
- [33] Consentec (2015) “Economic efficiency analysis of introducing smaller bidding zones” .
- [34] ETSO (2001) *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*.
- [35] Amprion (2015) *Calculation of transmission capacities between partner-grids*.
- [36] TransnetBW (2015) *Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransnetBW GmbH*.
- [37] Petri Mantysaari (2015) “EU electricity Trade law the legal tools of electricity produces in the internal electricity market” .
- [38] European Wind Energy Association (2012) *Creating the internal energy market in Europe*.
- [39] Joint Auction Office (2017) at <http://www.jao.eu/main> (last visit 2017.1.20).

古澤 健 (ふるさわ けん)

電力中央研究所 社会経済研究所

岡田 健司 (おかだ けんじ)

電力中央研究所 社会経済研究所