

系統制約克服への現状と課題

— 再生可能エネルギー主力電源化に向けて —

薄井 繭実

(経済産業委員会調査室)

《要旨》

東日本大震災以降進められてきた電力システム改革により、電力の広域的な運用を可能とするための電力広域的運営推進機関の設立、電力の小売全面自由化が開始され、2020年には送配電部門の法的分離が予定されている。2015年に策定された長期エネルギー需給見通しでは、2030年度の電源構成比率において再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）を22%～24%とすることが示され、2018年7月に閣議決定された第5次のエネルギー基本計画では、再エネの主力電源化が初めて打ち出された。

再エネの導入拡大に向けては、コスト低減、系統制約の克服、調整力の確保等が課題とされている。本稿では、系統制約の克服に焦点を当て、我が国の送電網整備における基本方針及び費用負担の概要、系統制約に関する課題への対応状況等について概観した上で、再エネの導入拡大が進む欧米の取組について紹介する。

1. 再エネの主力電源化に向けた課題と取組方針

2015年7月に策定された長期エネルギー需給見通しでは、2030年度に再エネの導入水準を22%～24%とすることが示され、2018年7月に閣議決定された第5次のエネルギー基本計画では、再エネの主力電源化が初めて打ち出された。2017年12月に経済産業省に設置された、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会では、再エネ導入拡大に向け、①コスト競争力の強化（発電コストの低減）、②長期安定的な発電を支える事業環境整備、③系統制約の克服、④適切な調整力¹の確保という4つの論点を軸に議論が行われており、2018年5月に中間整理（第1次）が、2019年1月に中間整理（第2次）が取りまとめられた。2019年1月の中間整理（第2次）において示された各項目ごとの主

¹ 電力は、需給バランスを一致させる必要があるため、太陽光発電や風力発電など自然条件により出力が変動する自然変動電源（VRE:Variable Renewable Energy）の導入には、出力変動を調整する調整力を確保することが課題となっている。

な取組方針は以下のとおりである。①コスト低減については、事業用太陽光発電について2030年の発電コスト7円/kWhという価格目標を3年～5年程度前倒すことを検討し、原則全てを入札対象とすること、風力発電については、現行の2030年の発電コスト8円/kWh～9円/kWhという価格目標は維持した上で、陸上・洋上（着床式）を問わず、早期に入札制を導入する方向で検討し、具体化を図ること、②事業環境整備については、2019年11月のFIT買取期間終了²に向けた対応として、買取期間終了とその後のオプションである、自家消費、相対・自由契約による売電について積極的に広報を行うとともに、旧一般電気事業者の買取については2019年4月から6月までに具体的な買取メニューを公表すること、③系統制約の克服については、既存の送電網を最大限活用する「日本版コネクト&マネージ³」の実施や、2018年10月に九州電力管内において離島を除き初めて実施された出力制御⁴に関連して、発電事業者による出力制御のシミュレーションの精度向上に資する系統情報や1時間単位の発電出力実績に関する情報を公開すること、2018年9月に北海道において発生した大規模停電を受けて検討が進められている北本連系線の増強⁵、他の地域間連系線の増強について検討を行うこと、④適切な調整力の確保については、地域間連系線の更なる活用や再エネに起因する出力予測の予測誤差の縮小等の方策を検討することなどである。

以下では本稿のメインテーマである系統制約の克服について詳述するが、電力系統とは、発電から始まり送電、変電、配電を経て、最終的に電力を消費する需要家に至るまでを構成するシステムである。再エネの導入が進むにつれ、系統に接続するための送電網の空容量が不足するなどの事態が生じており、系統制約の克服に向けた対策が実施されている。

2. 系統制約の克服に向けた取組

（1）広域系統長期方針の策定

電力システム改革第一弾として2015年4月に設立された電力広域的運営推進機関は、同機関の業務規程第48条に基づき、広域運用の観点から全国大での広域連系系統（地域間連系線、地内基幹送電線等）の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針（以下「広域系統長期方針」という。）を策定し、公表することとされている。2015年4月に同機関に設置された広域系統整備委員会⁶において、長期エネルギー需給見通しを踏まえ電力の需

² 2009年11月に開始した余剰電力買取制度の適用を受けた住宅用太陽光発電設備については、10年間は制度に基づく買取が行われ、その後少なくとも10年間は自家消費及び売電が行われることが想定されていた。

³ コネクト&マネージとは、既存の電力系統を最大限に活用する方法の一つであり、イギリスやアイルランドで導入されている制度のこと。

⁴ 再エネは、優先給電によって火力などの従来型発電より優先して利用されるが、火力や揚水式水力などにより最大限の調整を行ってもなお供給が需要を上回る場合は、一般送配電事業者等は再エネの出力制御を求めることができる。無補償で行うことができる制限の上限は太陽光では年間360時間、風力は720時間とされている。2018年10月、九州電力管内において、気温の低下と晴天となる週末が続き、太陽光発電設備からの供給力が電力需要を上回る可能性があったことから、出力制御が初めて実施された。

⁵ 北本連系線とは北海道と本州を結ぶ連系線のことであり、合計連系容量60万kWから90万kWへの増強については既に決定されている。90万kWからの更なる増強の規模等について2018年12月に電力広域的運営推進機関に設置された電力レジリエンス等に関する小委員会において具体的検討が行われている。

⁶ 広域系統整備委員会は、広域運用の観点から、全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方針の策定、また、広域連系系統の整備に関する個別計画の策定を行うため、2015年4月に電力広域的運営推進機関に設

給構造が変化することが予想されるとともに再エネ導入促進のための電力系統整備が課題となっていること、2016年4月から開始された電力の小売全面自由化などに伴い新規電源の立地や計画の見通しが立てにくく効率的な整備計画の策定が困難になっていること、電力料金の上昇抑制の観点からは効率的かつ合理的な設備形成が求められていることなどの最近の情勢を踏まえつつ、2年間にわたり専門的な検討が行われ、2017年3月に広域系統長期方針が策定された。

（２）送電網整備に係るルール・運用

広域系統長期方針において、広域系統の整備・運用に当たっては、①系統の役割に応じた適切な供給信頼度の提供や大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する「適切な信頼度の確保」、②長期エネルギー需給見通しに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する「電力系統利用の円滑化・低廉化」、③老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する「電力流通設備の健全性確保」の3つの方針に沿って行うことが示された。

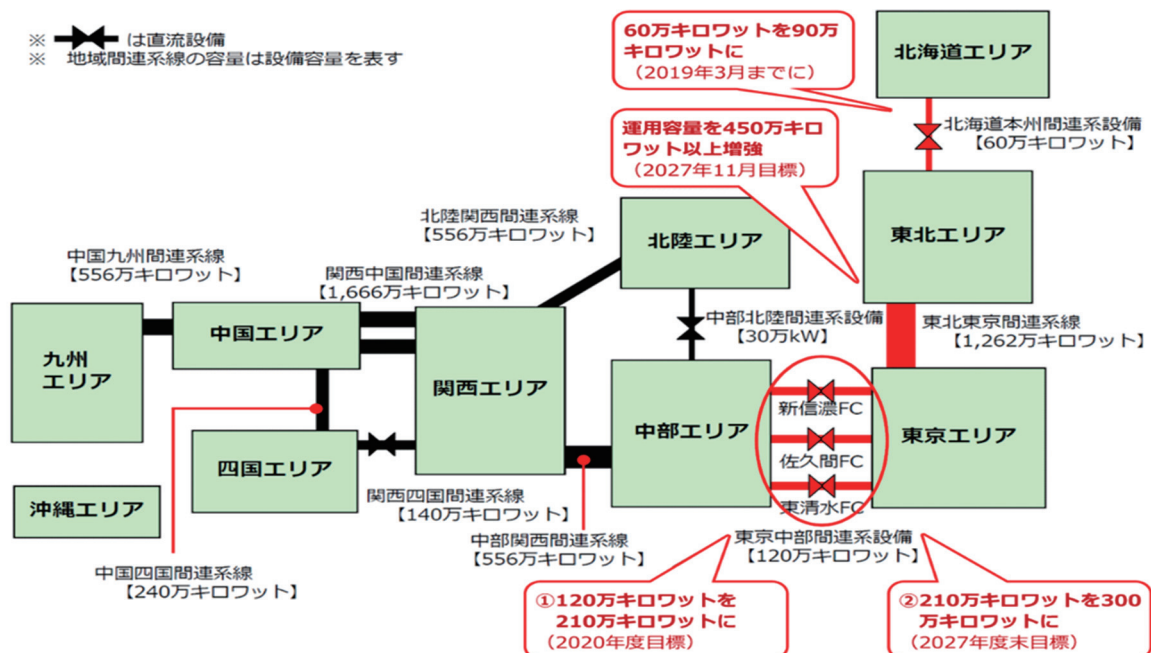
広域系統の送電線の整備計画は、広域系統長期方針に基づいて策定され、受益者負担の原則の下、増強目的に応じて広域系統整備委員会において費用負担割合が決定され、取りまとめられる。現在計画されている広域系統整備計画⁷は、北本連系線について、2019年3月までに既設の60万kWから90万kWへの増強、中部電力と東京電力を連系する地域間連系線について2020年度を目標に120万kWから210万kWに、それ以降は、2027年度末までに300万kWまで増強、東京東北間連系線については、2027年11月までに運用容量を450万kW増強などである（図表1参照）。なお、2018年9月に発生した北海道胆振東部地震によって北海道エリア全域に及ぶ大規模停電（ブラックアウト）が発生したことを受け、電力インフラについてもレジリエンス⁸強化に向けた対策を行うこととされており、北本連系線の90万kW増強後の更なる増強について、電力広域的運営推進機関に設置された電力レジリエンス等に関する小委員会において検討が行われているところであり、今春を目途に増強規模等が決定される見込みである。

置された。

⁷ 電力広域的運営推進機関「広域系統整備計画の概要」（2017年5月17日）

⁸ 強靱性、回復力を意味する用語であり、電力インフラシステムについて使用する場合、ネットワーク全体が対象とされている。

図表 1 地域間連系線の増強計画



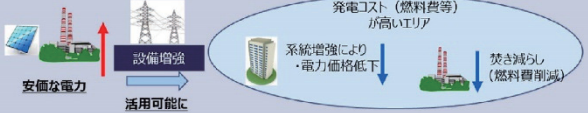
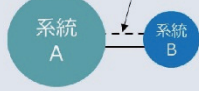
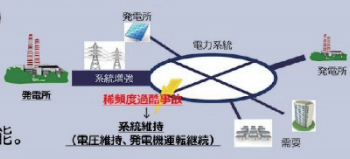
（出所）資源エネルギー庁スペシャルコンテンツ「再エネの大量導入に向けて ～「系統制約」問題と対策」（2017年10月5日）

前述の広域系統長期方針②で示された、電力系統利用の円滑化・低廉化に関しては、既存の設備を効率的に利用する観点から、想定潮流の合理化や精度向上を行った場合においても、なお想定潮流が運用容量を上回ることが見込まれる場合には、流通設備増強の可否を判断することとされている。

同方針では、設備増強の判断基準の一例として欧米で採用されている手法を参考に検討した便益評価項目が示され（図表2参照）、一定の仮定の下に、現在計画されている広域系統整備計画と更なる連系線の増強を図る場合（図表3注2参照）を比較してシミュレーションが実施された。連系線の増強を図る場合については、再エネ導入が北海道、東北、九州などに偏在している現状を反映した場合と偏在を緩和した場合の2つのシナリオが設定された。その結果、今回のシミュレーションでは、現在計画されている以上に連系線を増強することによる経済効果は見受けられなかったとされている（図表3参照）。ただし、今回のシミュレーションでは再エネ導入の便益に関して燃料費抑制効果のみが考慮されており、それ以外の便益を加味すれば費用を上回る便益が得られる可能性があると考えられる。この点、欧州送電事業者ネットワーク（ENTSO-E）の手法に比べ便益が過小評価されている可能性があること、また今回の想定シナリオは再エネの大量導入とは言えず、再エネによる卸市場価格の低減や化石燃料削減効果、二酸化炭素排出量削減効果が十分に現れているかも不明である⁹旨の指摘もなされており費用便益分析の精緻化に向けた議論が期待される。

⁹ 安田陽「送電線の費用便益分析とその意義」（京都大学大学院 経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 コラム連載 2017年4月13日）〈http://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/occasionalpapers/occasionalpapersno22〉（2019.3.28最終アクセス）

図表 2 便益評価項目例

軸	便益項目	内容
電力系統利用の円滑化・低廉化	総発電費用	■ 設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果。市場分析等により算出可能。発電費用としては、燃料コストなどが含まれる。  ■ 将来の電源構成や想定潮流をどのように設定するかは課題（以下共通）。
	送電損失	■ 設備増強に伴う、送電損失の改善効果。系統解析により算出可能。
	CO2排出量	■ 設備増強による混雑解消に伴う再エネ発電量増加等、発電構成の変化によるCO2排出量の抑制効果。貨幣価値換算に関しては、CO2対策費用やCO2取引価格などが考えられる。
適切な信頼度の確保・設備の健全性確保	設備増強による供給力確保	・ ある地域系統において供給力不足が見込まれる電力量の改善効果。 ✓ LOLE※1やEUE※2などの改善 ■ 事象の発生確率と停電コストなどから停電回避コストとして貨幣価値換算は可能。 ただし、大規模災害を想定する場合、確率的取扱いには課題あり 
	設備増強による系統維持能力の向上	・ 系統の稀頻度過酷事故等に対する系統維持能力の向上効果。 ✓ 無効電力供給力（電圧維持能力） ✓ 電圧位相差（安定度維持能力） ■ 事故の発生確率、停電コスト、同等の系統維持能力のある設備（SVCなど）の増強価値などから貨幣価値換算は可能。 
	設備更新による設備事故の低減	・ 経年や劣化度合いを踏まえた設備更新による停電の低減効果。 ■ 設備事故の発生確率と停電コストから貨幣価値換算は可能。 ※費用面では、将来の改修費用が削減される効果。

※ 1 LOLE：ある期間において供給力不足が見込まれる時間数または日数
 ※ 2 EUE：ある期間における供給力不足が見込まれる電力量

（出所）電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」（平成 29 年 3 月）19 頁

図表 3 地域間連系統の増強計画

連系統等	増強費用（年経費率換算） （億円/年）	燃料費抑制効果（億円/年）	
		シナリオ①	シナリオ②
北海道本州間	110	～50	～30
東北東京間	100	～50	0
北海道本州＋東北東京間	330	～120	～30
中部関西間	30	～20	～30
中国九州間	100	～40	～40
中国九州＋関西中国間	380	～50	～50
中国九州＋関西中国＋中部関西間	410	～90	～90

いずれの連系統も増強費用の方が燃料費抑制効果より高くなっている。

（注）1. 再エネ導入量は、2015 年 7 月の長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量とされている。

- (注) 2. 増強費用は、現在計画されている設備増強（本文図表 1）と、更なる設備増強案（北本連系設備は、既設及び現在計画中の容量（90 万kW）から 150 万kW（+60 万kW）に増強する場合を想定。東北地内基幹系統増強は、北本連系設備の増強量に相当する南向き潮流が増加することを想定。東北東京間連系線は、整備計画が策定されている 300 万kWへの増強を所与として、更に北本連系設備の増強に合わせた更なる増強として、第 3 の連系ルート新設を想定。中国九州間連系線については、現行の中国九州間連系線の東向き運用容量相当を 2 倍程度に増強する場合を想定。中国地内の基幹系統増強は、500 kV の第 3 ルート新設を想定。）を比較した場合の費用とされている。
- (注) 3. シナリオ①は導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して導入するもの（導入量が偏在する北海道・東北・九州エリアから他エリアへの送電量が多くなるなど系統への負担がかかるとされている。）。シナリオ②は、偏在を極力緩和するように各エリアに導入するもの（系統への負担が相対的に抑制されるとされている。）。
- (出所) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」（平成 29 年 3 月）本文 38 頁、同参考資料 48、49、70 頁を基に作成

（３）系統制約に関する課題への対応

ア 費用負担に係る運用指針の策定

広域系統の費用負担については、受益者負担の原則の下、増強目的に応じて広域系統整備委員会において費用負担割合が決定されることは前述のとおりである。一方、地内の送電線については、従来、原則として発電所から一つ目の変電所までの電源線について発電事業者が負担するなどの運用が行われてきたが、再エネ等の導入拡大により、電源線を設置するのみにとどまらず、当該送電線から先の不特定多数が利用する電力系統における送配電等設備についても、その増強や設置が必要となる場合が増加し、その費用負担の在り方が問題となった（図表 4 参照）。そこで、資源エネルギー庁において、2015 年 11 月に「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」が策定された。本指針において、受益者負担を基本として費用負担割合を判断するという基本原則が示された。この原則の下、図表 4 ③のケースである上位系統の送電線や変電所の増強が必要となる場合、基幹系統については一般送配電事業者¹⁰が負担する「一般負担」、基幹系統以外については発電設備設置者が負担する「特定負担」の額と「一般負担」の額を受益の範囲に応じてケースバイケースで判断することなどが示された。同指針の策定により、従来、設備増強等の費用は原則全て発電設備設置者が負担することとされていた点が見直され、一般負担が適用される範囲が生じることとなった。ただ、一般負担額には全ての電源種において一律 4.1 万円／kW の上限額が設定されている¹¹。欧州各国を見ると、我が国と同様発電事業者¹²が一部を負担する運用を行

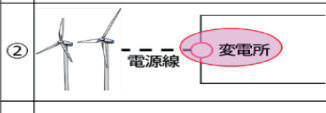
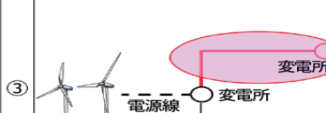
¹⁰ 2016 年 4 月に開始された小売全面自由化前は、一般電気事業者。

¹¹ 電力広域的運営推進機関「一般負担の上限額一覧（見直し前後）」（2018 年 6 月 6 日）。なお、2018 年 6 月 6 日に上限額の見直しが行われる以前は、設備利用率に応じて、電源種別ごとに上限額が設定されており、設備利用率 70% の原子力や石炭火力・LNG 火力は 4.1 万円／kW、同 30% の洋上風力では 2.3 万円／kW、同 23% の陸上風力では 2.0 万円／kW、同 14% の太陽光では 1.5 万円／kW などとなっており、風力や太陽光は低く設定されていた。

¹² 資源エネルギー庁「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」

っている国がある一方、ドイツやデンマークなどにおいては、系統接続の費用は全て送配電事業者が負担し、最終的には電力料金やF I T賦課金という形で最終消費者に転嫁されることとなる方式がとられている国もある¹³。新規電源の接続料金体系について、我が国のように原則発電事業者が負担する方式をディープ方式、ドイツやデンマークが採用しているように送配電事業者が負担する方式をシャロー方式というが、上記指針の策定により従来のディープ方式による不公平性や不透明性はかなり解消される結果となったものの、依然として一般負担の上限額を超える場合や費用負担の一部のみを一般負担とするなど、公平性の観点からはなお課題が残るとの指摘¹⁴もある。

図表 4 新規電源の接続に伴う送電線の増強パターン

	主な増強パターン	必要な設備
①		発電所から系統をつなぐ電源線の新設が必要
②		①に加えて変電所の増設が必要
③		①、②に加えて 上位系統の送電線の増強が必要 上位系統の変電所の増設が必要

(出所) 資源エネルギー庁スペシャルコンテンツ「送電線に接続するための費用は“不当に高い”のか？～送電線工事の実態と費用負担の考え方」(2018年4月2日)

イ 電源接続案件募集プロセスの導入

各供給エリア内の送電線は一般送配電事業者により管理されているが、系統接続を希望する発電事業者が、発電設備等を送電系統に連系するに当たり、空き容量がある場合は系統増強費用が不要となる一方、空き容量がなくなった場合には、それ以降接続を希望する発電事業者が増強費用を負担しなければならず、大規模な対策工事が必要となる場合には巨額の負担となる。また、個々の系統連系計画には守秘性があり、仮に近隣に系統連系希望者がいたとしても単独での連系を前提とするために工事費が高額となることがある。このような問題を解消するため、近隣の案件も含めた対策を立案し、それを共用する多数の系統連系希望者で工事費を共同負担することにより、効率的な設備形成と個々の事業者の工事費の負担軽減を図る「電源接続案件募集プロセス」が2015年4月からルール化された。2019年3月時点での同プロセスの実施中案件は、東北電力管

(2015年11月)における発電設備設置者と同義。

¹³ 資源エネルギー庁スペシャルコンテンツ「送電線に接続するための費用は“不当に高い”のか？～送電線工事の実態と費用負担の考え方」(2018年4月2日) <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/qa_soudensenhiyou.html> (2019.3.28最終アクセス)

¹⁴ 安田陽「第6章 系統連系問題」植田和弘・山家公雄編『再生可能エネルギー政策の国際比較』(京都大学学術出版会、2017年) 212～215頁

内 13 件、東京電力管内 6 件、中部電力管内 1 件、中国電力管内 1 件、四国電力管内 1 件、九州電力管内 14 件で計 36 件となっているが、開始決定からプロセス完了までの期間が長期化しているものもあり、九州電力管内における案件など開始決定からプロセス完了までに 2 年を超えているものもある。

ウ 地域間連系線の利用に関する間接オークションの導入

電力広域的運営推進機関が利用計画等を管理している地域間連系線の利用について、従来は、登録時刻が先であるものを優先させる、先着優先が原則とされていた。しかし、空き容量を上回る接続希望がある場合においては、公正性、公平性に問題があることから、2018 年 10 月、欧米で広く採用されている連系線利用ルールであるオークション方式を参考に間接オークション方式に変更された。間接オークション方式とは、連系線利用の地位又は権利の割当てを直接的に行わず、全ての連系線利用をエネルギー市場¹⁵を介して行う仕組みである。間接オークション方式への移行により、従来ルールでは、先着優先での容量割当てを積み重ねた上で前日 10 時の段階で、なお空き容量となっている部分を活用して、スポット取引¹⁶が行われていたが、変更後ルールでは、原則、全ての連系線容量（マージン分は控除）をスポット取引市場に割り当てる仕組みとなった。地域間連系線の 2017 年度の利用状況は、相対取引によるものが 109,842 百万 kW、スポット取引が 18,350 百万 kW、時間前取引が 4,203 百万 kW であり、間接オークション方式の導入により、2018 年 10 月以降はこの全てがスポット市場に抛出されることとなれば、日本卸電力取引所（JEPX）におけるスポット市場の年間取引量は最大で 5.9 倍となる効果が期待されることとなる。しかし、欧州の送電事業者である TSO（Transmission System Operator）が需給計画を作成する際に管内の需給だけではなく、隣接の TSO との相互連携を最初から管内と同等に組み込んで需給計画を策定することが義務付けられているのに対して、我が国の地域間連系線は、普段は基本的には管内で需給を完結させるという運用となっているとの指摘¹⁷もなされており、間接オークション方式導入による効果の発現状況を注視する必要がある。出力抑制を最小限に抑えるためにも地域間連系線の運用の更なる活用に向けた検討、運用の実施が期待される。

エ 地内における送電網の効率的活用（日本版コネクト&マネージ）

地域間連系線の利用ルールについては間接オークション方式の導入による見直しが図られたが、地内の送電線については潮流を制御するシステムや混雑処理の方法が整備されておらず、想定潮流が運用容量を超える場合に電源接続を行うためには設備の増強が必要となる。このような問題認識の下、電力広域的運営推進機関において既存の流通設備の効率向上に向けた議論が行われ、一定の条件の下で系統への接続を認める等の「日

¹⁵ 我が国の電力の取引所取引は、2005年から日本卸電力取引所（JEPX）において実施されている。

¹⁶ 卸電力取引の主な市場には、スポット市場、時間前市場、先渡市場があり、スポット市場とは、翌日受渡しの電気を取引する市場で、受渡し前日の10時締切で入札が実施されている。時間前市場は、スポット市場閉鎖後、受渡しまでの間に起こりうる不測の需給ミスマッチに対応するための市場。先渡市場は向こう1年間のある特定期間を通じて受渡しする電気の取引市場。（公益事業学会政策研究会編著『まるわかり電力システム改革2020年決定版』（日本電気協会新聞部、2019年））

¹⁷ 内藤克彦『欧米の電力システム改革 ―基本となる哲学―』（化学工業日報社、2018年）33頁

本版コネクト&マネージ」を実施することとされた。具体的には、①全ての電源がフル稼働した前提ではなく実際の利用率に近い想定で空き容量を算定する「想定潮流の合理化」、②緊急時用に空けておいた容量の一部について万が一事故が起こった時には瞬時に遮断する装置を使うことなどにより平常時にも活用する「N－1（エヌマイナスイチ）電制¹⁸」、③他の電源が稼働している間など、系統の混雑時には制御することを前提として新規の接続を可能とする「ノンファーム型接続¹⁹」を活用することとされており（図表5参照）、①想定潮流の合理化については2018年4月1日から全国的に導入され、その効果として全国で約590万kWの空容量が確認されたとされている²⁰。②N－1電制については2018年10月1日から運用が開始され、約4,040万kWの空容量が確認されたとされる²¹。また、N－1電制の運用開始を機に、予見性に関する情報として各一般送配電事業者のウェブサイトにおいて適用可能な系統及び適用可能量が公表された。③ノンファーム型接続については、配電系統を含めた仕組みは海外でも例がなく、システム開発には相当な時間がかかるとされ、洋上風力などでニーズのある基幹系統でのノンファーム型接続から検討を進めていくこととされている。このうち、N－1電制の本格運用は、2022年度を目指すとしており、それまでの間に緊急時に制限を受ける電源の機会損失の費用を事後的に精算するシステムの開発等について検討することとされている。また、N－1電制の対象にループ状送電線²²及び配電線は原則適用しないこととされたが、適用条件が厳しく全体でも適用による増加の目安はそのポテンシャルに比べて著しく少ないとの指摘²³も見られる。

¹⁸ 系統の信頼性の観点から電力設備の単一故障（N－1故障）の発生時でも送電容量を確保する運用が行われている。例えば2回線送電線ではN－1故障に備え、1回線の送電容量を上限に運用する。N－1電制は、N－1故障発生時には瞬時に電源制御を行うことを前提に送電容量を拡大する方式。（公益事業学会政策研究会編著『まるわかり電力システム改革2020年決定版』（日本電気協会新聞部、2019年））

¹⁹ 送電容量の制約による発電出力制御がないものをファーム型といい、ノンファーム型は混雑状況に応じて出力制御することを条件として系統接続を認める方式。（公益事業学会政策研究会編著『まるわかり電力システム改革2020年決定版』（日本電気協会新聞部、2019年））

²⁰ 「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第2次）」（2019年1月）38頁

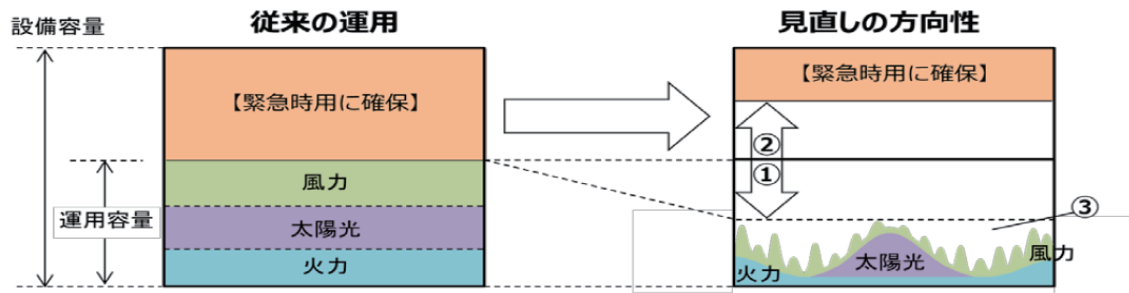
²¹ 同上39頁

²² 系統が輪のようにループ状につながり、常時2か所以上から電力が供給される系統構成。なお、一つの変電所への電力供給が常時1か所からであるものを放射状系統、ループが多重に構成された系統をメッシュ系統という。

²³ 山家公雄『送電線空容量ゼロ問題』（インプレスR&D、2018年）17～18頁

図表 5 日本版コネクト&マネージの進捗状況

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況（2018年12月時点）
①空容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定（再エネは最大実績値）	2018年4月から実施 約590万kWの空容量拡大を確認※1
②緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 約4040万kWの接続可能容量を確認※1, 2
③出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容	制度設計中



※ 1）最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※ 2）速報値であり、数値が変わる場合がある。

（出所）「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第2次）」（2019年1月）41頁

3. 欧米の取組

欧米においては、再エネは構造的に弱い立場にあることを前提として法的に公平な扱いを担保するような仕組みが導入されてきたとされ、欧米の共通点として、再エネの導入政策のみを考えるのではなく、エネルギー安全保障や産業政策としての観点も含め、総合的、戦略的に考えていること、電力グリッド²⁴を従来の私的運用から道路のような公共的運用に切り替えるために公平性の担保を各面から徹底して行っていること、電力グリッドの非効率な運用を改めICT時代に相応しい運用に転換すること、グリッド増強のコスト負担ルールを公平かつ増強インセンティブが働くように定めていること、公平性担保のための情報開示システムを構築していることが挙げられるとされる²⁵。

（1）法的整備

EUでは、1987年に域内のエネルギー統一内部市場の構想が提唱されて以来、1990年代からそれを実現するために3回のEU電力指令が出されてきた。2009年4月に発出された第3次EU指令である Directive 2009/28/EC では、最終消費の20%の再エネ導入目標が設定され、再エネの優先規定が設けられた。EU指令及びドイツの再生可能エネルギー法（EEG：Erneuerbare-Energien-Gesetz）の規定を示したものが図表6であり、EEGでは再エネの優先接続、優先送配電、優先給電、系統増強義務等についても規定されている。

なお、我が国では電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT法）第16条に特定契約の申込みに応ずる義務が規定されているのみである。

²⁴ グリッドとは、格子状の線を意味し、電力分野において用いられる場合は送電網と同義と解される。

²⁵ 前掲脚注17 107頁

図表 6 E U 指令及びドイツの E E G における再エネ規定

E U 指令 (Directive2009/28/E C) における再エネの優先規定			ドイツ E E G (2012) の規定		
前文 (60)	優先アクセス	再生可能エネルギー発電事業者が発電電力を常時売却できるように手当すること。	第 5 条	優先接続	・グリッド管理者 (送電、配電ともに) は、「直ちに、かつ、優先的に」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から最適な点において接続しなければならない。 ・接続義務は、グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用される。
前文 (61)	優先接続	本指令の目的を達成するために、再生可能エネルギー施設の接続は可能な限り早く認められなければならない。	第 8 条	優先送配電	・グリッド管理者は、「直ちに、かつ、優先的に」再エネから利用可能な電力の全てを、購入、送電、配電しなければならない。
	グリッド増強等	再生可能エネルギーの高い導入率を可能とするよう、加盟国は変動電源の特性を考慮した適切な措置を講じられなければならない。	第11条	優先給電	・他の発電施設が接続されている限り、再生エネに優先順位が与えられる。
	優先接続	加盟国は、再生可能エネルギーの優先接続、または再生可能エネルギー接続容量確保を行うことができる。	第 9 条	系統増強義務	・グリッド管理者 (間接的に関係する上位系統運営者も含む) には系統増強義務が課されている。系統容量不足を持って再エネ接続申請を拒否できない。
			第14条	グリッド管理者の系統増強コスト負担義務	・グリッドの管理者は、グリッドシステムを最適化、増強、拡大するコストを負担しなければならない。

(出所) 内藤克彦『欧米の電力システム改革 ―基本となる哲学―』(化学工業日報社、2018 年) 26～27 頁を基に作成

(2) 送電網の管理・運用及び費用負担

欧米では、送電線の運用容量や空容量のキャパシティの管理について、Point-to-Point という考え方で実潮流を測定する方法がとられており、全ての送電利用者に電力の I N (発電) と O U T (需要) の地点、時間・期間、量を提出させ、グリッド全体で実潮流計算を行い、全ての組み合わせがグリッドに受け入れられるかを同時にかつ時刻ごとに判定する仕組みがとられているとされる²⁶。我が国では、電力広域的運営推進機関のホームページ上に掲載されている「広域機関システム」において変電所、送配電線ごとに空容量等も含めた地域間連系線情報、地内基幹送電線情報が掲載されているが、我が国の方式については、送電区間ごとに個別に分断した評価を行っていること、また、キャパシティ判定の時点が記入されていないといった違いがあり、契約ベースでの送配電利用予約に係る固定値を需給の変化に関わらず機械的に割り振る方法は、実際の電力の流れの物理的実態からかけ離れており効率的なグリッド管理とは言い難いとの指摘²⁷がなされている。

費用負担について、欧州では、第 3 次 E U 指令である Directive2009/28/E C で方針が示され、同指令によれば、再エネが既存送電網に接続する際の新規の電源線の建設費用は発電事業者側が全て負担するが、既存の送電網の拡充費用は系統運用者等 (我が国では一般送配電事業者がこれに当たる。) が負担し、その費用は、送電網使用料金等を通じて全ての系統利用者から回収することとされており²⁸、2 (3) アで示したようにドイツやデンマ

²⁶ 前掲脚注17 141～148頁

²⁷ 前掲脚注17 160～161頁、山家公雄『送電線空容量ゼロ問題』(インプレス R & D、2018 年) 74～75頁

²⁸ 水野瑛己「広域連系インフラ整備：E U (欧州連合) の事例」『日本風力エネルギー学会誌』Vol. 39, No. 2

ークではシャロー方式がとられている。米国においては、連邦エネルギー規制委員会（FERC）が電力システム改革に関して発出した命令（Order No. 890）において、新規送電プロジェクトのコスト負担について規定されており、費用負担の原則については明確に示されていないもののコスト分担については新規送電線の受益者（最終消費者）がプロジェクトを支援するのが良いとされている²⁹。

（３）公平性担保のための情報開示のシステム構築

米国の電力システム改革の中心となる制度は、FERCにより発表された一連の命令を基に実行されてきた。米国では、連邦と州に規制権限が分かれており、電気事業体制については州の管轄権となっていることから、従来は州ごとの比較的小規模な供給体制となっていたが、送電設備の大容量化や卸電力取引所の広域化等に伴い電気事業体制の再構築が行われることとなったとされる³⁰。米国の送電網管理の基本となるのが、送電線へのオープンアクセスの確保であるとされ、一連の命令の最初に発出された Order No. 888 において、送電線へのオープンアクセスが義務付けられるとともに、系統運用を行う独立的な機関として ISO（Independent System Operator）³¹が提唱された。また、公平な送電管理を行うための方法としては、OASIS（Open Access Same-time Information System）と呼ばれる情報システムが用いられている。ISO等の送電管理者には図表 7 に示す OASIS への情報提供義務が課せられており、送電線へのオープンなアクセスを担保する仕組みとなっているとされる³²。米国では、州に電気事業体制に関する権限があり、FERCによる一連の命令のみでは送電線網の整備が十分に進まない背景があったが、送電線へのオープンアクセスを義務付け情報公開システムを構築することによってそのような制約への対応が図られたと言える。

我が国においては、出力制御のシミュレーションの精度向上の観点から、送配電等に関する情報の変電所単位かつ 1 時間ごとの実績を公開することについて検討が行われており、2019 年度に関係規程類を改正することとされている³³が、その早期の運用開始を含め、送電網の運用、管理に係る透明性、公平性の更なる向上が求められる。

（2015年8月）148頁

²⁹ 前掲脚注17 83頁

³⁰ 公益事業学会政策研究会編著『まるわかり電力システム改革 2020 年決定版』（日本電気協会新聞部、2019 年）198～199 頁

³¹ 米国では送電部門の系統運用機能を独立的な機関が行う形式がとられており、この機関を独立系統運用者（ISO）といい、ISOの機能に広域性等を加えた機能を持つ機関を地域送電機関（RTO）という。現在、ISOニューイングランド（ISO-NE）、ニューヨーク ISO（NY ISO）、PJMインターコネクション（PJM）、カリフォルニア ISO（CA ISO）、ミッドコンチネント ISO（MISO・旧ミッドウエスト ISO）、サウスウエストパワープール（SPP）が ISO または RTO として承認を受けている。（公益事業学会政策研究会編著『まるわかり電力システム改革2020年決定版』（日本電気協会新聞部、2019 年））

³² 前掲脚注17 78～79頁

³³ 「総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第2次）」（2019年1月）48～52頁

図表7 OASISへの情報提供が義務づけられている項目

- ・利用可能送電容量、総送電容量のあらゆるコントロールエリア間の送電経路に関する情報。出力制御、送電停止の情報（1時間単位）。
- ・混雑経路（残存送電容量が25%を切る送電経路）についての情報（当該時から168時間以内は毎時、その後は1日単位で30日間、さらにその後は1日単位で30日間、さらにその後は月単位で1年間の情報）。
- 非混雑経路についての情報（当日から1週間の間は1日単位でその後は月単位で1年間）。将来の送電計画がある場合は最大10年間の予想。
- 情報の随時更新、新たな契約等に伴う情報更新等も実施。
- ・料金と契約条件概要（料金取引の情報は、全ての利用者に同時に情報提供しなければならない。）。
- ・提供されるアンシラリーサービス（注）についての情報（有料部分については料金を含む）。
- ・送電サービスの申込みと対応状況、申込みが却下された場合の理由等、出力制御等の情報。
- ・送電サービスに関するスケジュール・その他必要な情報。

（注）アンシラリーとは、英語で「補助的な」「付属の」という意味。電気事業でアンシラリーサービスというと、広義では電力品質を維持するために必要なサービス全般を表すが、我が国でアンシラリーサービスというと、系統運用者が周波数を維持するサービスを指すことが多い。

（出所）内藤克彦『欧米の電力システム改革－基本となる哲学－』（化学工業日報社、2018年）78～79頁を基に作成

4. おわりに

本稿では、再エネの主力電源化に向けた課題として指摘される事項のうち、系統制約の克服の観点に焦点を当てて取り上げた。2016年に風力発電などの導入が進んでいる東北電力管内において空容量が不足し、連系希望の電源を受け入れられない案件が相次いだことが大きな社会問題となったり、また昨年、九州電力管内において離島を除き初めて出力制御がなされる事態となるなど、再エネ導入が進むにつれ、系統制約の問題が顕在化してきている。系統制約の克服に向けては、既存の送電網の効率的な活用、必要な情報公開体制の更なる充実、地域間連系線の活用促進、空容量の算定方法を精緻化していくための取組等が重要であり、欧米における事例が参考になると思われる。それでもなお系統が不足する場合には、新規整備が必要となるが、再エネの接続に係る送電網整備の費用負担について、欧米では、受益者負担の原則の下、系統運用者が一括して整備し、最終的な受益者である消費者がその費用を負担するという考え方が基本とされている一方、我が国では、系統接続を希望する事業者がその費用を負担するという意味において受益者負担という言葉が用いられており、欧米の考え方とは根本的に異なっている。新規参入事業者に高いコスト負担を求めることは参入障壁を招く可能性があると考えられるが、我が国の考え方の一つの背景には、再エネは発電量が不安定であり系統運用を乱す要因となること、発電コストが高いこと等の負の側面に議論が集まり、環境負荷の低減、地域産業の振興、イノベーションの創出等を含めたメリットについての議論が低調であることがあると思われる。

2030年度の導入目標のその先を見据え、再エネ導入のコスト面のみならず、メリットについても国民的な議論が更に深まり、その上で政策が決定されていくことを期待したい。

（うすい まゆみ）