

変動性再生可能エネルギー 大量導入時代の 電力市場設計

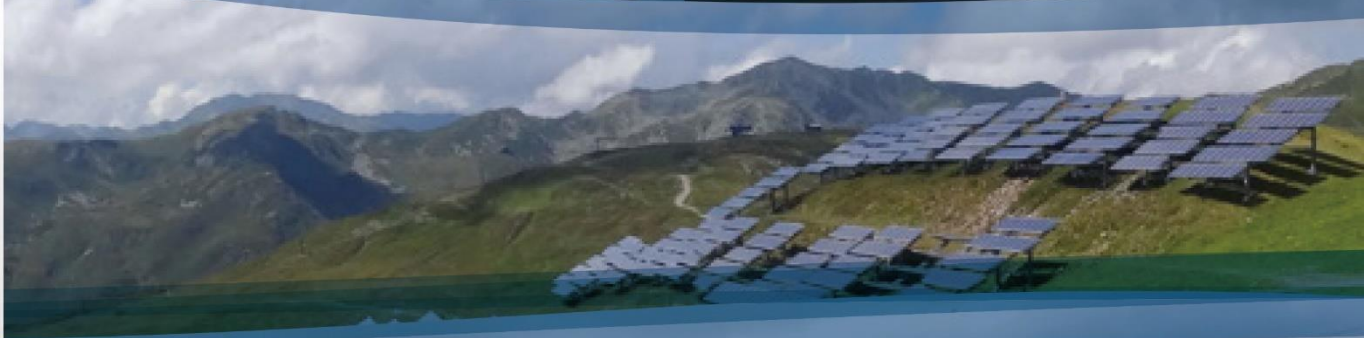
4. 得られた知見と政策提言

3. 配電網と分散型エネルギー源

2. 卸市場の設計

1. 電力部門における転換

要約



© IRENA 2017

別途規定がない限り、本刊行物に記載された資料は自由に使用、共有、複写、複製、印刷および／または保存することができる。ただし、情報の出所および著作権者として IRENA を適切に明記する場合に限る。本刊行物に記載された資料のうち第三者に帰属するものには、別段の使用条件および制限が適用される可能性があり、かかる資料を使用する前に、かかる第三者から適切な許可を得る必要がある可能性がある。

978-92-9260-025-9 (PDF)

引用の表記: IRENA (2017)、変動性再生可能エネルギー大量導入時代の電力市場設計、国際再生可能エネルギー機関、アブダビ

IRENA について

国際再生可能エネルギー機関 (IRENA) は持続可能なエネルギーの未来への移行途上にある国を支援する政府間組織であり、再生可能エネルギーに関する国際協力の主要な舞台、中核的研究機関、および政策、技術、資源、財政的知識の宝庫としての役割を果たす。IRENA は、持続可能な開発、エネルギー利用、エネルギー安全、および低炭素経済成長と繁栄を追求するため、バイオエネルギー、地熱、水力、海洋、太陽光、および風力エネルギーを含むあらゆる形態の再生可能エネルギーの幅広い採用と持続可能な使用を促進する。

謝辞

本報告書は、Salvatore Vinci および Rabia Ferroukhi (IRENA) の指揮の下、以下の執筆者によって作成された: Ignacio Pérez-Arriaga, Tomás Gómez, Carlos Batlle, Pablo Rodilla, Rafael Cossent, Ignacio Herrero, Inés Usera, Paolo Mastropietro (Comillas Pontifical University), Salvatore Vinci (IRENA); また、以下の方々にご協力いただいた: José Pablo Chaves, Binod Prasad Koirala (Comillas Pontifical University); Federico Boschi; Bishal Parajuli (IRENA)。

本報告書のために、以下の専門家の方々からご意見とレビューをいただいた: Pedro Linares (Comillas Pontifical University); Matthew Wittenstein (International Energy Agency); Marco Foresti (ENTSO-E); Christian Redl (Agora-Energiewende); Lori Bird, Jenny Heeter (NREL); Luiz Augusto Barroso (Empresa de Pesquisa Energética); Ruud Kempener (European Commission); Luca Lo Schiavo, Massimo Ricci (AEEGSI); Hannelore Rocchio; Henning Wuester, Sakari Oksanen, Paul Komor, Alvaro Lopez-Peña, Divyam Nagpal, Michael Taylor, Emanuele Taibi (IRENA)。

詳しくは、次のページを参照のこと: publications@irena.org。
本報告書は、www.irena.org/publications よりダウンロードできる。

免責

本書およびこれに含まれる内容は、「現状のまま」提供される。本書に含まれる内容の信頼性を確認するため、IRENA はあらゆる合理的注意を払っている。しかし、IRENA も、またそのいかなる職員、代理人、データまたはその他の第三者資料提供者も、かかる内容の正確さ、完全性、特定の目的との適合性、または第三者の権利を侵害しないことについて保証せず、本書またはその内容の使用に関連したいかなる責任も引き受けない。

本書に含まれる情報は必ずしも IRENA 加盟国の見解を代表するものとは限らない。特定の企業やプロジェクト、製品に対する言及は、類似の特徴を持つが言及されていない他のものと比較して IRENA がこれを認証または推奨することを意味するものではない。本書で使用している名称や内容の提示方法は、いかなる地方、国、領土、都市、または地域、もしくはその機関の法的地位、または境界線や国境の画定に関連した IRENA 側の見解を表明するものではない。

本書は、“Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy” (© IRENA 2017) の非公式な翻訳物であり、英語の原文が優先される。

日本語版(2019年3月)

翻訳者: 安田 陽(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 特任教授)

本翻訳は環境省「平成30年度パリ協定等を受けた中長期的な温室効果ガス排出削減達成に向けた再生可能エネルギー導入拡大方策検討調査委託業務」の一環で(株)三菱総合研究所の協力の下に行われた。

世界中で大々的なエネルギー転換の動きが始まっており、それは、電力の発電、供給、消費のあり方に根本的な変革をもたらしつつある。

再生可能エネルギーは、この転換の主役となっている。コスト低減と技術向上の後押しを受け、再生可能エネルギーの導入はかつてないペースで拡大している。再生可能エネルギーによる発電容量の増加は、毎年記録を更新しており、2016年だけでも160ギガワットを上回る設備容量の増加があった。

それでもなお、世界が持続可能な開発目標ならびに気候目標を達成するためには、さらに速いペースでエネルギー転換を進めていく必要がある。この変化は、既存のエネルギーシステムに調整を加えるだけでは生じない。広く経済、社会、コミュニティにまたがるパラダイムシフトが必要である。

この転換を加速するためには、多くの側面から電力市場を再考する必要がある。重要な側面のひとつは、変動性再生可能エネルギー（太陽エネルギーや風力エネルギー）の導入率拡大や分散型電源に対応できるよう、電力市場の設計や運営を適応させることである。

これらを踏まえ、本報告書では、自由化された電力市場におけるさまざまな適応オプションに関する最新の知見を提示する。また、変動性および分散型再生可能エネルギーに対応しながら、同時に高いレベルの効率性、信頼性、環境面に対する責任ある行動を確保するためには、どのような政策および規制措置が必要であるかを、先進的市場におけるケーススタディに基づいて明らかにする。

本報告書は、急速に進展するニーズや状況に合わせ、電力市場に関する規制を適時に適応させる必要があることを浮き彫りにしている。特に、将来の電力システムを考える上で重要な考慮事項として、柔軟性を高めることが挙げられる。電力市場は、利用可能なあらゆる電源を統合し、システムの柔軟性に対して長期的な投資を促進するため、適切な見返りを与えなければならない。また、モジュール型の分散電源を支えるためには、電力網を制御する新たな方法、先進的な系統運用手法、先進メータ技術が不可欠である。

電力市場の規制と再生可能エネルギー政策の連携は必須である。この連携は、各国の状況を反映し、信頼度の高いサービスが妥当な価格で提供されるとともに、システムコストと便益が公平かつ公正に共有されるものでなければならない。

「変動性再生可能エネルギー大量導入時代の電力市場設計」は、卸市場や送電系統運用者から、配電網、最終消費者に至るまでの電力サプライチェーン全体について、提言を行う。

私は、本報告書が有用なものとなることを確信している。特に政策立案者や規制機関が、持続可能なエネルギーの未来を実現するため、世界の電力システムを変革しようとする際に役に立つだろう。



アドナン Z. アミン

事務局長*
国際再生可能
エネルギー機関

*2019年4月まで



目次

	要約	12
01	電力部門における転換	22
1.1	エネルギー転換と電力部門への影響.....	23
1.2	電力部門の組織化.....	27
1.3	再生可能エネルギーが電力部門の運用に及ぼす影響.....	29
1.3.1	変動性再生可能エネルギーが電力システムにもたらす影響.....	29
1.3.2	変動性再生可能エネルギーが市場にもたらす影響.....	32
1.4	結論.....	35
02	卸市場の設計	38
2.1	序論.....	39
2.1.1	電力市場、商品、時間枠.....	40
2.1.2	今、市場を再考する理由.....	41
2.2	短期市場.....	45
2.2.1	市場の時間枠、ディスパッチ、価格.....	48
2.2.2	価格とスケジュールの位置分解能.....	60
2.2.3	入札様式：新たなニーズと新たな電源に対応する.....	65
2.2.4	価格設定・清算ルール.....	70
2.2.5	予備力必要量と調達の再考.....	77
2.3	需給調整市場.....	83
2.3.1	需給調整責任とインバランス決済.....	84
2.3.2	需給調整商品.....	88
2.3.3	予備力市場と商品の価格設定.....	94
2.4	長期的支援メカニズム.....	95
2.4.1	電源アデカシーメカニズムと再生可能エネルギーの統合.....	97
2.4.2	再生可能エネルギー促進メカニズムと卸市場の統合.....	105
2.5	結論および提言.....	113
03	配電網と分散型エネルギー源	116
3.1	序論.....	117
3.2	配電網の計画と運用のための先進的解決策.....	119
3.2.1	積極的な電力網連系方式と長期の系統計画.....	122
3.2.2	増強を主とした解決策から積極的な電力システム運用まで.....	126

3.2.3	実証および試験的プロジェクトを通じた進展.....	129
3.2.4	結論と提言	133
3.3	技術革新と効率的な分散型電源統合の促進に向けた先進的な規制	133
3.3.1	分散型電源の大量導入による配電収入への影響を緩和するための短期的措置.....	135
3.3.2	さらにスマートな配電規制のためのガイドライン	137
3.3.3	結論と推奨事項	142
3.4	自家消費：料金とメータリング.....	144
3.4.1	ネットメータリング方式.....	146
3.4.2	自家消費とミッシングマネー問題	148
3.4.3	ミッシングマネー問題に取り組むための短期的な解決策	150
3.4.4	新たな料金設計手法に向けて.....	151
3.4.5	メータリング整備の重要性.....	156
3.4.6	新たな方針の考察.....	156
3.4.7	結論と提言	157
3.5	配電会社の将来的な役割.....	158
3.5.1	電力システム管理者から市場推進者や系統運用者へのシフト.....	159
3.5.2	デマンドレスポンスと競争力のある小売市場を可能にする先進的メータリング.....	165
3.5.3	分散型電力貯蔵と所有モデル.....	168
3.5.4	電気自動車用充電設備の市場投入に向けたビジネスモデル.....	172
3.5.5	結論と提言	175

04

得られた知見と政策提言 178

4.1	卸市場の設計	179
4.1.1	短期市場設計の適用.....	180
4.1.2	短期的なシグナルを生かしながら長期的なシグナルを改善	183
4.2	配電網と分散型エネルギー源	185
4.2.1	分散型電源の割合が高い場合の規制対応	185
4.2.2	配電会社が系統運用者として振る舞うよう促進する制度	187
4.2.3	中立的な市場運営者として振る舞う配電会社.....	188
4.2.4	自家消費とデマンドレスポンスの持続的発展の促進	190

参考文献.....	198
-----------	-----

付録 EUPHEMIA(ユーフェミア)：欧州共同市場の清算アルゴリズム.....	208
------------------------------------------	-----

図、表、ボックス一覧

図一覧

図 1.1	2010 年および 2016 年における事業用発電所の均等化発電原価(LCOE) (平均および範囲)	23
図 1.2	2016 年および 2030 年における各種蓄電池の設備コストとサイクル寿命	24
図 1.3	カリフォルニア・ソーラー・インセンティブプログラムで設置された太陽光発電設備容量と、 太陽光発電設備容量あたりの平均コストの推移	25
図 1.4	地域独占の垂直統合型事業者からなる電力部門の従来の構造	28
図 1.5	競争的な卸市場と小売事業も行う規制対象配電会社	29
図 1.6	卸売および小売レベルで競争を導入し、相対契約が認められた、完全に自由化された電力部門	29
図 1.7	ドイツにおける風力および太陽光の週間発電電力量	30
図 1.8	さまざまな太陽光発電導入状況における時間単位の残余需要の変動	30
図 1.9	ベルギーにおける風力発電および太陽光発電出力予測	31
図 1.10	スペインにおける風力発電出力予測の誤差の推移	31
図 1.11	柔軟性確保の手段と関連コスト	33
図 1.12	火力中心の電力システムで太陽光の導入率が拡大した場合のシステムコストと火力発電コスト	34
図 1.13	ドイツにおける 2016 年 11 月の発電電力とスポット価格	35
図 2.1	変動性再生可能エネルギー発電と柔軟性の必要性	42
図 2.2	容量メカニズムが導入された(または導入途上にある)欧州の電力システム	44
図 2.3	電力オークションにおける市場清算価格および市場清算量の決定	46
図 2.4	短期市場の時間枠: 概要	49
図 2.5	当日市場のスケジュール調整事例	52
図 2.6	欧州の当日市場における時間枠	54
図 2.7	欧州各国における当日取引の形態	55
図 2.8	米国におけるリアルタイム市場の時間枠	57
図 2.9	ドイツの電力システムにおける 2011 年における 1 日の分単位の平均インバランス	58
図 2.10	負荷実績と当日市場予測誤差の接近	59
図 2.11	欧州のゾーン料金制に適したゾーン区分のシミュレーション(風力割合最大の場合)	61
図 2.12	中西欧地域およびドイツ国境における国際取引による実潮流の 2016 年総量(単位: TWh)	63
図 2.13	インバランス相殺プロセスの国際系統管理協力機構全メンバーに関する月間相殺量	64
図 2.14	最小収入	69
図 2.15	アップダウンのある入札が存在する場合の価格設定および清算	74
図 2.16	独立系統運用機関モデル方式の結果	74
図 2.17	欧州連合取引所モデル方式の結果	75
図 2.18	予備力電源の利用可能性を確保するため、送電系統運用者が講じる措置の例	78
図 2.19	運転予備力の需要曲線	80
図 2.20	さまざまな予備力水準に対するエネルギー価格の関数として提示された加算額	81
図 2.21	再生可能エネルギーの需給調整責任	87
図 2.22	需給調整商品の標準的特徴	89
図 2.23	柔軟性予備力商品がある場合とない場合に利用可能な出力変化容量	90
図 2.24	従来の調整シグナル(青)と高速応答シグナル(黄色)	91
図 2.25	あらゆるシステム条件下で運用を最適化するために改定された便益係数曲線	92

図 2.26	欧州連合のガス火力、太陽光、風力発電による年間総発電電力量	97
図 2.27	コロラド州における太陽光発電とピーク需要の一致状況	100
図 2.28	基準価格決済期間	110
図 3.1	太陽電池の導入による配電コストへの影響を緩和するエネルギー貯蔵の効果	120
図 3.2	配電網に連系する低炭素技術の導入に向けて異なる計画シナリオ(2012~2050)において 英国で期待される電力システム投資	121
図 3.3	英国における分散型電源の接続可能性を示す地図情報の例	125
図 3.4	カリフォルニアの分散型エネルギー源統合マップ(Southern California Edison)	125
図 3.5	分散型電圧制御戦略に与える分散型電源の影響	127
図 3.6	欧州における国別の予算配分とスマートグリッド・アプリケーション: 実証・導入プロジェクトのみを考慮	130
図 3.7	欧州におけるスマートグリッド・プロジェクトの年間予算累計 2002年~2014年	131
図 3.8	米国のスマートグリッド実証プロジェクトの種類別分類	131
図 3.9	太陽光発電による自家消費を行うプラスチックメーカーの一日の負荷分布例	146
図 3.10	2016年7月時点における米国のネットメータリング制度	147
図 3.11	2014年の欧州連合における太陽光による発電電力量の割合	148
図 3.12	分散型エネルギー源が高い割合で存在した場合に従来型規制方式がもたらしうる影響	150
図 3.13	価格シグナルが太陽光発電とエネルギー貯蔵の投資決定へ与える影響	152
図 3.14	米国におけるプロシューマーの余剰電力の取扱い(2016年7月)	154
図 3.15	配電網の柔軟性を利用した変圧器混雑の回避プロセス	164
図 3.16	ニューメキシコ州公共サービス会社の蓄電池貯蔵実証プロジェクトの単線結線図	169
図 3.17	電力貯蔵の所有における配電会社の役割を決定するためにイタリアの規制機関が提案する 枠組み	170
図 3.18	北米各地にあるテスラ専用スーパーチャージャー	173
図 3.19	電気モビリティに関わる各プレイヤーの契約関係	175
図 A.1	連結型ブロック注文	209
図 A.2	揚水発電の取引に係る方法の特徴	211

表一覧

表 2.1	短期市場の時間枠: 概要	51
表 2.2	独立系統運用機関市場における典型的なマルチパートオファーの構成	66
表 2.3	エネルギー加重平均エネルギー価格の加算(および並列された予備力の価格)	82
表 3.1	インドの試験的スマートグリッド・プロジェクトの概要	132
表 3.2	よりスマートな配電規制のための一般的ガイドライン	140
表 3.3	カリフォルニア州の電気事業者に対するネットメータリング上限(2016年3月)	150
表 3.4	分散型エネルギー源が配電系統運用者および送電系統運用者に 提供する可能性がある主なサービス	162
表 3.5	送電系統運用者と配電系統運用者の連携の現状と今後	163
表 3.6	ドイツ(左側)と英国(右側)におけるスマートメータリングの費用便益分析(CBA)	166
表 3.7	ニューメキシコ州公共サービス会社による蓄電池貯蔵実証プロジェクトの費用便益分析の概要	169
表 3.8	カリフォルニア州で提案されている投資家所有の電力会社の電力貯蔵目標(設置メガワット/年)	171

ボックス一覧

ボックス 2.1	米国と欧州連合における市場設計の主な相違	46
ボックス 2.2	イタリアにおける短期電力市場の時間帯	51
ボックス 2.3	当日市場とスケジュール調整	52
ボックス 2.4	当日市場と予測の精度	58
ボックス 2.5	欧州連合における市場統合	62
ボックス 2.6	米国の独立系統運用機関市場における入札方式:マルチパートオファー	65
ボックス 2.7	欧州の電力取引所における入札形式	67
ボックス 2.8	欧州連合の電力取引所で複合条件およびブロック入札の役割が拡大したという事実の 経験的証拠:スペインの事例	68
ボックス 2.9	アップリフト負担金が必要な理由	71
ボックス 2.10	アップリフト負担金: 米国の一部のシステムでますます重大な問題に	72
ボックス 2.11	米国と欧州連合の価格設定および清算に関する相違の解説	74
ボックス 2.12	予備力電源の利用可能性を確保するため、送電系統運用者が講じる措置	78
ボックス 2.13	テキサス州で運転予備力の需要曲線を導入した場合の影響に関する技術経済分析 (2011年および2012年を対象としたバックテスト)	82
ボックス 2.14	大規模太陽光発電所が電力網にアンシラリーサービスを提供する能力	84
ボックス 2.15	需給調整商品の特徴を定義する: 欧州の方式	89
ボックス 2.16	蓄電池向けの革新的商品を定義した米国の事例	91
ボックス 2.17	ブラジルの長期オークションにおける風力導入率	99
ボックス 2.18	PJMの信頼度価格モデルに対する再生可能エネルギーの参加	101
ボックス 2.19	ニューイングランド独立系統運用機関の先渡容量市場に対する再生可能エネルギーの参加	103
ボックス 2.20	欧州の容量報酬メカニズムにおける越境参加	105
ボックス 3.1	分散型電源を統合するための電力システム投資と先進的解決策	120
ボックス 3.2	多数の分散型電源連系申請を処理するための規制メカニズム	123
ボックス 3.3	分散型電源連系のための電力システム情報公開	124
ボックス 3.4	より積極的な電力システム管理の必要性: 分散型電源による電圧制御	127
ボックス 3.5	系統制約を防ぐ手段としてのノンファーム型の配電網アクセス	128
ボックス 3.6	エネルギー規制機関と通信規制機関間のデジタル化と協力	134
ボックス 3.7	革新的な電力システム技術と解決策の採用を促進するための規制	138
ボックス 3.8	事業者における自家消費の活用事例	146
ボックス 3.9	自家消費とネットメータリングに関連する主要用語	147
ボックス 3.10	異なる価格方式における太陽光発電とエネルギー貯蔵の投資決定のシミュレーション	152
ボックス 3.11	ニューヨーク州における市場を通じた収益と電気事業者の新たな役割	160
ボックス 3.12	分散型電源の柔軟性を活用した発電と電力需要の需給調整	162
ボックス 3.13	系統接続型の電力貯蔵システムの費用便益分析	169
ボックス 3.14	米国における電気自動車の公共充電に向けたビジネスモデルと促進要因	173
ボックス 3.15	代替燃料インフラの導入に関する欧州指令 2014/94/EUによる充電サービスモデル	174
ボックス A.1	現行方式で電源等を入札する場合の複雑さ — 貯蔵電力の事例	210

略語

AEEGSI	電気・ガス・水道局 (Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico) (イタリア)	PJM	ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州を中心とする地域の地域送電運用機関 (Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection)
BAU	従来方式 (Business-as-usual)	PNM	ニューメキシコ州公共サービス会社 (Public Service Company of New Mexico) (米国)
ARRA	アメリカ復興・再投資法 (American Recovery and Reinvestment Act)	REV	エネルギービジョン改革 (Reforming the energy vision)
CAISO	カリフォルニア州の独立系統運用機関 (California Independent System Operator)	RIIO	成果に基づく総収入の上限規制 (Revenues = Incentives + Innovation + Outputs)
CEER	欧州エネルギー規制者評議会 (Council of European Energy Regulators)	RPI	小売物価指数 (Retail price Index)
CPUC	カリフォルニア州公益事業委員会 (California Public Utilities Commission)	RPM	信頼度価格モデル (Reliability pricing model)
DLMP	配電地点別限界価格 (Distribution locational marginal price)	TOTEX	総支出 (Total expenditure)
DSIRE®	再生可能エネルギーと省エネルギーに関する州の優遇措置のデータベース (Database of State Incentives for Renewables and Efficiency®)	TSO	送電系統運用者 (Transmission system operator)
DSO	配電系統運用者 (Distribution system operator)	VOLL	停電の社会的コスト (Value of lost load)
EU	欧州連合 (European Union)		
FIT	固定価格買取制度 (Feed-in tariffs)		
GW	ギガワット (Gigawatts)		
ICT	情報通信技術 (Information and communication technology)		
IEA	国際エネルギー機関 (International Energy Agency)		
ISGAN	国際スマートグリッド・アクション・ネットワーク (International Smart Grid Action Network)		
ISO	独立系統運用機関 (Independent system operator)		
ISO-NE	ニューイングランド州の独立系統運用機関 (Independent System Operator of New England)		
KWh	キロワット時 (Kilowatt hour)		
M2M	マシン対マシン (Machine-to-machine)		
MI	当日市場 (Intra-day market) (イタリア)		
MISO	北米内陸独立系統運用機関 (Midcontinent Independent System Operator)		
MWh	メガワット時 (Megawatt hour)		
NEG	正味余剰発電 (Net excess generation)		
NEM	ネットエネルギーメータリング (Net energy metering)		
NYISO	ニューヨーク州の独立系統機関 (New York Independent System Operator)		
OFGEM	ガス・電力市場局 (Office of Gas and Electricity Markets) (英国)		
ORDC	運転予備力の需要曲線 (Operating reserves demand curve)		

要約



背景および要点

世界中で急速にエネルギー転換が進展しており、その転換は環境、技術、社会、経済的要因によって引き起こされている。電力の発電、輸送、消費のあり方は、この転換においてきわめて重要な役割を果たし、今後数年の間に根底から変化すると予想される。その変化のひとつに、低炭素技術の先進的な導入がある。代表的な例は、変動性再生可能エネルギーの導入拡大を通じた発電事業の分散化である。これは、分散型エネルギー源の利用可能性向上と、低コスト化がもたらす分散型電源の増加により促進される。他の変化としては、地域連系と市場統合の強化、IT を活用した需要家の応答性などがある。

いくつかの先進的な市場では、電力システムにおける変動性再生可能エネルギーの導入率拡大に成功しており、その導入率は低く見積もっても電源構成の 30%を上回っている。変動性再生可能エネルギーは、電力システムにおける再生可能エネルギー導入率に貢献するだけでなく、さまざまな便益をもたらすと考えられる。

- 技術革新によって、変動性再生可能エネルギー技術がアンシラリーサービスを提供できるようになり、ひいては電力システムの柔軟性と信頼度に貢献する。
- 分散型エネルギー源によって、電力損失、ピーク需要、特定状況下における系統増強の必要性が削減できる。
- 変動性再生可能エネルギーは電力システムに容量を提供することができるため、ピーク需要への対応に貢献することができ、それによって実質的に容量メカニズムへの参加が可能になる。
- 分散型エネルギー源によって、極端な気象事象や計画外の技術的障壁が起こった際の電力システムのレジリエンス(回復力)が向上する。
- 分散型エネルギー源によって、電力システムの中で需要家がより能動的な役割を果たすことが可能になる。

再生可能エネルギーの積極的貢献を実現するために、規制や電力市場の設計は、変化する状況に適応しなければならない。変動性再生可能エネルギーの導入率は、一部の国で大幅に拡大している。また、野心的な再生可能エネルギー目標に電力市場が対応できるよう、将来の市場設計は継続的に見直されている。

現行の議論をサポートするために、本報告書は主に、変動性再生可能エネルギーの導入率が高い自由化された電力市場の利害関係者を対象とし、継続的導入を促進するための政策および規制に関する提言を行う。これらの提言は、卸市場や系統運用者から、配電網、最終消費者に至るまでの電力サプライチェーンで生じる、さまざまな活動を取り上げる。多様な状況や規制枠組みを考慮に入れているが、事例は主に北米と欧州のものである。提言は、本報告書の分析対象と類似した組織モデルを持つ電力システム、すなわち再生可能エネルギーの導入率が高い自由化された電力市場に広く当てはまるものである。

これらの提言は、健全な規制原理に基づいており、また、電力部門における活動や利害関係者の複雑な相互関係を反映している。最も重要な目的は、政策立案者や規制機関がエネルギー転換を促進するのを支援することである。

分析は、大きく 2 つの節に分かれる。最初の節では、卸電力市場における変動性再生可能エネルギー電源の導入を取り上げる。そこでの提言は、短期市場(前日市場、当日(時間前)市場)、需給調整市場、長期投資シグナルの設計を強化することである。短期市場を適応させるためには、時間分解能と空間分解能を向上させ、よりきめ細かい入札様式を策定し、エネルギー市場と予備力市場の連携を強化する必要がある。需給調整市場を適応させるためには、取引対象商品を再定義し、変動性再生可能エネルギーが送電網の安定度に貢献していることを認識し、二重インバランス料金を避ける必要がある。政府の戦略的展望に沿って電源拡大を主導する長期的メカニズムは、成熟した再生可能エネルギー技術が他の電源方式と競争できるようにすることが望ましい。また、再生可能エネルギー支援も容量メカニズムも、電力市場の歪みを最小化するように設計することが望ましい。それとともに、環境外部性や、さらなる再生可能エネルギー開発の必要性を考慮することが望ましい。

分析の 2 番目の節では、配電網の規制や小売料金の設計により、配電システムのスマート化と配電網利用者の能動化を促進する方法をとりあげる。そこでの提言は、配電網の計画および運用、スマートグリッドの導入において、配電会社がより能動的な役割を担うよう、インセンティブを提供することである。また、本報告書は、配電報酬と配電電力量を分離すること、投資の妥当性だけでなく幅広い業績指標を踏まえて規制目標を設定することの重要性を強調する。そして、コストを反映した小売料金とスマートメータ技術の支援により、自家消費を促進することを提言する。配電会社は、市場推進者であり配電系統運用者であるという新たな役割を担い、供給事業者、アグリゲーター、送電系統運用者や独立系統運用機関といった他の関係者と、より密接に協力することが望ましい。

1 卸市場を改革して、柔軟性を促進する

1.1 短期市場を適応させる

変動性再生可能エネルギーの導入率が高い場合、市況予測や系統制約の不確実性が增大する。したがって、変動性再生可能エネルギーの導入率が高まるにつれて、市場シグナルをより細かい時間と位置に関して反映させることが望ましい。短期エネルギー市場の設計は、時間枠、入札様式、清算および価格設定ルール、予備力市場や調整市場との統合など、あらゆる面で強化し、改良することが望ましい。推奨される改革には、次のようなものがある。

- **取引間隔を短くし、かつリアルタイムに近づけることにより、より細かい時間帯に対応させる。** 電源の変動性が高い市場においては、市場シグナルを時間に特定して定め、市場閉場時間を短縮して、急速な状況の変化に電源が素早く対応できる柔軟性を備えていることが望ましい。これは、連続取引(ザラ場)とシングルプライスの当日オークション、または両者の組み合わせによって行うことができる。

- **ゾーン料金制またはノード料金制を用いてより細かい位置情報を反映させる。**変動性再生可能エネルギー、特に風力の導入拡大に伴い、送電網の制約が生じる可能性がある。市場は、そのような系統制約を反映しなければならない。ゾーン料金制はこれを解決する簡便な方法であるが、その代償として市場の効率性が(特に広地域の市場で)損なわれる。ゾーン料金が効果を発揮するのは、送電混雑が構造的かつ体系的なものである場合、そして、料金ゾーンの設定を正確に行うことが容易な場合である。しかし、変動性再生可能エネルギーは、電力潮流を大きく変動させる可能性があり、それゆえゾーン料金制の欠点を増幅させる。その意味では、ノード料金制のほうが優れた運用シグナルや投資シグナルを提供できる場合が多いが、実施に関してはより難しくなる場合もある。
- **電源と需要の特徴をより詳細に提示するために、卸市場の入札方式を改革する。**電源の変動性が高く、また、電力貯蔵やデマンドレスポンスによる柔軟性を最大限に活用する必要があるため、エネルギー市場参加者が入札を行う際に用いる入札方式を見直し、改革することが重要である。単純な価格/数量の入札ではなく、変動性が高まる短期的な市況に対して市場参加者が防衛策を講じることを可能にし、デマンドレスポンスや貯蔵の特徴をより詳細に提示する、より高度な制度を策定する必要がある。
- **既存の価格設定および市場清算ルールを適応させる。**現行の価格設定および清算ルールでは、市場外で上乗せ料金を設定することで経済負荷配分のコストを最小限に抑えるか、複雑な計算をした上ですべての市場参加者に均一価格を提示するかのいずれかとなっている。それぞれの状況において、政策の優先事項に基づいて適切なバランスを見出すことが望ましい。
- **エネルギー市場と予備力市場の連携を強化する。**これは必須事項であり、発電所がどちらか一方の市場に電力を供給すれば、もう一方に供給する能力が減じるという重要な事実を反映している。両者の連携を強化するためには、前日およびより短期のエネルギー市場の双方でエネルギー調達と予備力調達を相互最適化する必要がある。それが難しい場合は、頻繁に市場間で協議し、エネルギー市場の時間枠に沿った予備力調達を行うという取り決めが考えられる。また、送電系統運用者は柔軟性のない予備力を要求することをやめ、電力システムに提供している実際の価値に応じて予備力を調達し、価格設定するような新たな解決策を実施することが望ましい。

1.2 需給調整市場の適応

変動性再生可能エネルギーを有効かつ効率的に導入するために、需給調整市場の再設計が不可欠である。柔軟性に見返りを与え、すべての電源の有効利用を促進するよう、既存のルールを見直すことが望ましい。

- **需給調整商品を再定義する。**需給調整電力は、可能な限りリアルタイムで利用可能な最も経済性が高い供給元から調達することが望ましい。それらの供給元が前日市場または他の予備力市場でより長期の契約を結んでいない場合でも、そうすることが望ましい。また、上方予備力と下方予備力は、2つの異なる商品として扱うことが望ましい。
- **送電網の安定度に対する変動性再生可能エネルギーの貢献を促進する。**再生可能エネルギーによる柔軟性を含め、利用可能なすべての柔軟性を効率的に活用するために、新たな予備力商品を

模索することが望ましい。さまざまな応答力を備えたサービス供給者が、同じ商品を提供するために競争する場合、業績に応じた報酬を設定すれば、過剰な予備力商品や予備力市場を規定せずに済み、また、全体的な予備力必要量を削減することができる。

- **二重インバランス料金を避ける。**二重インバランス料金はインバランスのコストを正確に反映していないため、リアルタイムの価格シグナルが歪められる。ポートフォリオをまとめることによって、二重インバランス料金が適用される場合に再生可能エネルギー発電事業者が直面する逸脱リスクを緩和するが、それでもなお、小規模発電業者や分散型エネルギー源よりも大手企業に競争優位をもたらす。この施策が適用されている場合、競争上の不利が生じるのを防ぐため、供給調整の責任は各発電設備に割り当てることが望ましい。

1.3 長期的投資を奨励する

国家政策の優先事項に応じて電源投資を主導するため、容量メカニズムやアデカシーメカニズム、再生可能エネルギー支援制度など、長期的な支援メカニズムが広く用いられている。このような政策介入が必要と見なされる場合、次のようなガイドラインに従うことが望ましい。第一に、技術的に可能な限りにおいて、成熟した再生可能エネルギー技術が他の発電方式と競争することが望ましく、それは容量市場においても同様である。第二に、再生可能エネルギー支援と容量メカニズムのいずれも、電力市場の歪みを最小化するように設計することが望ましい。

- **再生可能エネルギーが電源アデカシーメカニズムに参加できるようにすることが望ましい。**再生可能エネルギー電源は、特に従来型（貯水型）の水力発電の導入率が高い電力システムでは、電力システムのアデカシーに貢献する重要な要素となりうる。したがって、技術ごとに体系的な市場参入障壁になる規制の導入は避けることが望ましく、技術的に可能な場合においては、変動性再生可能エネルギーを含む再生可能エネルギー技術が電源アデカシーメカニズムに平等な条件で参加できるようにすることが望ましい。
- **容量メカニズムは、必ずしも支援メカニズムに代わるものとはならない。**再生可能エネルギー支援制度で提供されるインセンティブが容量市場（および他の市場）で得られる報酬に相当するよう、一貫した方法で長期支援メカニズムを設計することが望ましい。
- **再生可能エネルギーに対する経済的支援は、市場との両立性を有することが望ましい。**政策立案者が再生可能エネルギー技術への経済的支援を検討する場合、市場との両立性を有する形で行うことが望ましい。いくつかの支援制度の設計がありえるが、いずれも長所と短所がある。政策の優先事項に基づいて、最適な投資インセンティブと市場との両立性のバランスを見出さなければならない。妥協的解決策を得るために、混合的方法を模索することも考えられる。

2 配電システムのスマート化と配電網利用者の能動化を促進する

2.1 配電システムを適応させる

分散型電源、デマンドサイドマネジメント、小規模貯蔵などの分散型エネルギー源を高い導入率で効率

的に配置するためには、配電網の計画・運用における革新的な方式が必要である。従来のシステムアクセス・連系に関するルールや慣行をそれに合わせて適応させ、スマートグリッド技術を導入することが望ましい。

- **分散型電源の計画を再考する。** 系統連系は、伝統的に「接続しっぱなし」(fit-and-forget)方式(訳注:設置後何もしなくても良いほど冗長で高性能という意味)に従ってきた。すなわち、運用上の問題が一切起こらないようにするために必要なだけ強固な電力網を設置するという方法である。これは、安全かつ堅牢な戦略であり、電力網監視の必要性は非常に低い。しかし、分散型電源導入率が高まれば、そのような方式は、特に分散型電源の密集度が高い地域において高くなり、新たな分散型電源との連系のリードタイムが長くなる。したがって、分散型電源の導入率が高まるにつれ、規制機関は徐々に「接続しっぱなし」方式を放棄し、電力網の計画と系統連系を再考することが望ましい。
- **系統連系に対する協調的方式。** 分散型電源の系統連系を加速し、系統容量の割り当てを効率化するために、系統連系の申請プロセスを見直すことが望ましい。先着優先方式の場合、後から申請した事業者は、増強工事要件のために連系コストが高くなる。また、規模の経済の観点から見ると、電力網開発の効率性が損なわれる。したがって、配電地域ごとにまとめて運用するなどの協調的方式を模索することが望ましい。
- **系統状況に関する情報開示。** 配電会社に情報開示義務を課し、新たな分散型電源ユニットが連系地点における系統状況に関する情報を得られるようにすることが望ましい。電源の受け入れが可能な空容量を公表することにより、分散型電源事業者は申請が認められるかどうかを推定することができ、また、より低い連系コストで連系できる立地はどこかを判断することができる。それがひいては、分散型電源の導入を促進することになる。
- **能動的な電力網管理に対して配電会社に報酬を提供する。** 分散型電源の導入率が高まると、配電計画の複雑性が増大する。なぜなら、分散型電源ユニットの立地は、不確実性が高いからである。分散型電源を効率的に導入するには、従来の系統増強に代わる能動的な電力網管理が必要である。例えば、系統制約をリアルタイムで解決する、あるいはそれに近いことなどである。このような変革を、規制によって促進することが望ましい。そのためのひとつの重要な方法は、電気事業者に対し、報酬プロセスの一環として、費用便益分析に基づく詳細な事業計画の提出を求めることである。
- **配電会社、発電事業者、需要家間の先進的な契約を可能にする。** 能動的な電力網管理を実現するためには、よりスマートなグリッドの開発や、すべての関係当事者間のより密接な協力を推進する必要がある。後者は、何らかの補償と引き換えに、または特定の状況下において発電や需要の抑制を制限する柔軟性の高い連系契約を結ぶことによって実現することができる。分散型エネルギー源導入率が高まるにつれ、相対契約や市場に基づく方式など、柔軟性の高いサービスを実現する先進的な契約を結ぶことが考えられる。
- **スマートグリッドを推進する。** 技術リスクや経済的インセンティブの欠如によって、よりスマートな配電システムの開発が妨げられる。政策や規制によって、イノベーション、パイロットプロジェクトの実施、学んだ教訓の情報交換、ベストプラクティスの共有を促進し、支援することが望ましい。官民協

カネットワークを創出し、知識共有や情報開示義務を規定することにより、情報交換を促進することができる。

2.2 長期的効率性を促進する

配電規制は、従来、十分な投資水準と短期的な効率性向上を促しつつ、サービスの質を管理することに重点を置いてきた。この方式が効果を発揮するのは、グリッド技術と電力システム利用者が安定しており、予測可能な場合である。しかし、分散型電源の導入率が高くなれば、従来の報酬算定基準とコスト評価手法はそれほど最適ではなくなる。分散型エネルギー源導入率があまり高くない場合は、分散型電源がもたらしうる負の効果を規制の微調整で緩和することができる。しかし、高い導入率の分散型エネルギー源を効率的に配置するためには、大規模な規制改革が必要である。

配電収入を配電電力量から切り離す。コスト評価手法は、一般的に配電会社の認可収入を算定するために用いられるが、通常、電力システムのコストにおける分散型エネルギー源の影響を正確に数値化することはできない。この状況をさらに悪化させるのは、配電収入が通常、配電電力量に基づいて決定され、分散型電源（および、ある種のデマンドサイドマネジメント）は配電電力量の低下をもたらすという点である。その結果、分散型電源、自家消費、省エネ対策が収入減少をもたらす一方で、それに見合うコスト削減が起こらない可能性がある。このような負の影響を緩和するために、配電収入は配電電力量と無関係に決定されることが望ましい。このような配電電力量と収入の分離を行うには、基本的に、電気料金を事後調整し、配電会社が認可収入を完全に回収できるようにする必要がある。また、コスト評価手法によって配電コストにおける分散型電源の影響を把握できない場合は、これをカバーするために、従来の認可収入に加えて経済的補償を行う必要があると考えられる。

配電会社の報酬を再考する。分散型エネルギー源の導入率が拡大するにつれ、現行の規制方式をさらに大きく変更する必要が生じる。規制の重点は、短期的なコスト削減から長期的な効率性の促進へとシフトすることが望ましい。配電会社に対しても、革新的な配電網計画・運用ソリューション（よりスマートな配電網）を実施するよう奨励することが望ましい。そのために、以下が必要である。

- 規制の重点は、事業者による送配電網への十分な投資を確保することから、幅広い指標を用いて測定した業績に基づいて、系統運用者を評価することへとシフトすることが望ましい。そのような指標には、顧客満足度、系統連系のリードタイム、二酸化炭素排出量、分散型電源の受け入れが可能な空容量などが考えられる。これらの指標を、配電会社が客観的に測定および制御することができる場合、インセンティブ（およびペナルティ）メカニズムを導入することができる。
- 求められている新たな送配電網管理方式では、配電資産（アセット）に投資する必要性が低くなるが、運用コストは増大する。旧来型の規制方式では、配電会社への報酬が設備投資に基づいてほぼ決定されている場合、新たな方式は推進されない。配電会社が負担した**運転費用と設備投資費用のいずれにも、インセンティブ制度によって見返りを与えることが望ましい。**
- 規制によるベンチマークは、配電会社の報酬を算定する方法であり、通常、過去の情報に基づいている。それは、将来の状況が過去と同様の傾向に従うと暗に仮定しているが、イノベーションを必

要とする状況ではこのような仮定には問題がある。したがって、**コスト評価方法は今後、規制対象企業が提出した予測データや十分な根拠のある投資計画を強化していくことが望ましい。**

- 設備寿命が長く、イノベーションが成果をもたらすまでに時間がかかることを考えると、配電網への効率的投資を促進するためには、長期的視点に立つ必要がある。規制機関は、規制する期間を徐々に長くしていくことによって、配電会社が長期的効率を追求するようインセンティブを与えることが望ましい。そのようなダイナミックな環境で生じる不確実性に対処できるよう、より柔軟性の高い報酬算定方式を策定することが望ましい。これには、利益分配方式や自動調整係数の設定などがありえる。

2.3 料金体系とメータリング制度を改良する

需要家側の自家消費や分散型貯蔵の導入は、最終消費者にとっても電力システム全体にとっても便益となりうる。したがって、規制により、小売料金にコストを反映する仕組みを採用し、スマートメータの普及を支援することによって、自家消費を積極的に推進することが望ましい。

- 自家消費の導入率が高くなると、配電会社の財務健全性や電力システムの固定費回収に悪影響を及ぼす可能性がある。このような問題は、ネットメータリング政策によって支えられた、再生可能エネルギーの導入率の高い市場で多く見られる。なぜなら、ネットメータリングは暗に、電力システムに注入される電力を小売電気料金で評価しているからである。このような状況に対応するため、多くの電力システムでは、個別または全体的な設備容量に上限を設け、逆潮流電力量で順潮流電力量を相殺できる期間を短縮し、小売料金と補償ルールの構造を変更している。
- 成熟した自由化市場において高水準のオンサイト発電の持続可能な開発を行うには、清算間隔を1時間ごと、あるいはそれより短くした自家消費型の制度を採用する必要がある。また、**小売料金にはコストを反映することが望ましい。**個々の時点および地点における電力の価値、電力システムのコストにおいて個々の電力網利用者が占める割合、他の規制対象コストを回収するための料金に基づいて料金を決定し、それにより電気料金や電力網使用料により発せられる経済的シグナルが歪められないようにすることが望ましい。
- **スマートメータを支えるインフラを構築し、料金における適正な時間分解能と位置分解能が最終需要家に伝達されるようにすることが望ましい。**自家消費を進展させ、分散型貯蔵を含む最終消費者のデマンドレスポンスを促すためには、2方向の電力潮流を分単位で記録できる電気メータが必要である。スマートメータを導入する際は、規模の経済と標準化が重要である。
- 先進的電力システムが現在経験している変化は、電力システムのデジタル化と完全にリンクしている。そのため、電力システムを効率的に管理するためにIT技術が果たす役割が進化し続けており、電力規制機関と通信規制機関の密接な協力が必要になっている。

2.4 配電会社の新たな役割のすすめ

エネルギー転換が進むにつれて、セキュリティを保ち柔軟性の高い電力システム運用を確保するために必要とされる電源において、配電システムに連系するものの割合がますます増えていくと考えられる。このような新たな環境において、配電会社は、柔軟性の提供者（分散型電源、デマンドレスポンス、アグ

リゲーターなど)、市場、送電系統運用者/独立系統運用機関の間のギャップを埋めなければならない。配電会社は、そのギャップを埋めるために事業計画や運用方法を適応させ、市場推進者であり配電系統運用者であるという新たな役割を果たすことが望ましい。

- 特に分散型エネルギー源が広く普及している場合には、規制により、**分散型エネルギー源が上流の電力サービスやアンシラリーサービスに参画することを認める**ことが望ましい。配電会社は、この参画を促進するとともに、配電網の制約が生じないようにする事前の技術的妥当性確認、サービス提供に関する事後の検証といった活動を遂行することが望ましい。
- 小売市場の十分な機能発揮と卸市場への分散型エネルギー源の参画を促すため、**メタデータに対する透明かつ平等なアクセス**が市場参加者に与えられることが重要である。これは、配電会社の従来からの役割と見なしうが、メタデータ管理者、すなわち従来からの地域配電会社が市場参加者でもあるという状況では、懸念が生じる。その意味で、データ管理を担当する規制を受けた新たな組織(セントラルハブ)の創設、あるいは分散化した方式の選択など、代替的なデータ管理モデルを模索することが考えられる。最も適切なモデルに関するコンセンサスは形成されていないが、規制により、データに対する差別のないアクセスを常に保証し、特にスマートメータ導入後は、**消費者のプライバシーを保護**しなければならない。
- 配電会社は、自社の電力網に連系する分散型エネルギー源を積極的に導入することにより、**分散型エネルギー源の柔軟性を活用**することが望ましい。ノンファーム接続契約、相対契約、ローカル市場といった特別な規制メカニズムが必要になると予想される。規制機関は、特に配電会社が垂直統合型事業者に属する場合、小売競争の観点から配電会社の責任を明確に規定することが望ましい。

2.5 エネルギー貯蔵技術と電気自動車を支えるインフラ開発を促進する

電気モビリティの開発にあたっては、配電会社、電力供給者、充電ステーション事業者、モビリティサービス提供者、電気自動車のドライバーなど、さまざまな関係当事者間の契約関係に関する慎重な規制が必要である。

配電会社は、公共の電気自動車用充電ステーションや分散型電源といった新たなグリッド時代のインフラの導入・運用において、主要な役割を果たすことになる。規制上の大きな問題は、それらを配電会社のビジネスモデルの一部と見なすか、あるいは競争にさらすかという点である。前者の場合、電力事業の発送電分離ルールに抵触し、これらの技術を最適活用できなくなるおそれがある。一方、後者の場合、配電会社が配電網の計画・運用に貢献しても、利益を得ることがより難しくなる可能性がある。

- 市場要因だけでは、**公共充電インフラ**の発達を促すことはできない。政策立案者は、配電会社に責務を委ねるなどして、インフラ開発に弾みをつける必要がある。しかし、これには困難が伴う可能性がある。一方では、配電会社が電気自動車利用者に電力を販売することは、発送電分離ルールによって阻まれる可能性があり、他方では、電気自動車用充電ステーションを規制対象資産の一部と見なした場合、電気料金支払者に電気自動車利用者への助成金を負担させるということにな

りかねない。このような問題を避けるため、政策を根本から推進する新たな政策選択肢を採用しなければならないと考えられる。

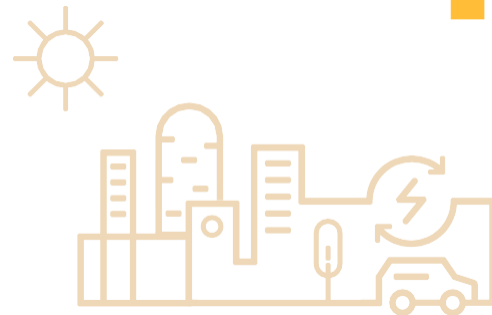
- **分散型エネルギー貯蔵**は、グリッド支援サービスを提供できる可能性があるという点でも、電力部門におけるもうひとつのゲームチェンジャーである。この理由から、配電会社は、貯蔵装置の所有・運用を模索するかもしれない。しかし、発送電分離ルールにより、この可能性は排除される可能性がある。なぜなら、エネルギー貯蔵事業者は、有望なビジネスケースを得ようとして、競争下において他のサービスの提供を望むかもしれないからである。したがって、一部のケースでは、発送電分離義務の免除が検討される可能性がある。それ以外の場合、配電会社は、オークションによってエネルギー貯蔵事業者とサービス契約を結ぶ資格を得ると予想される。



電力部門における転換



1

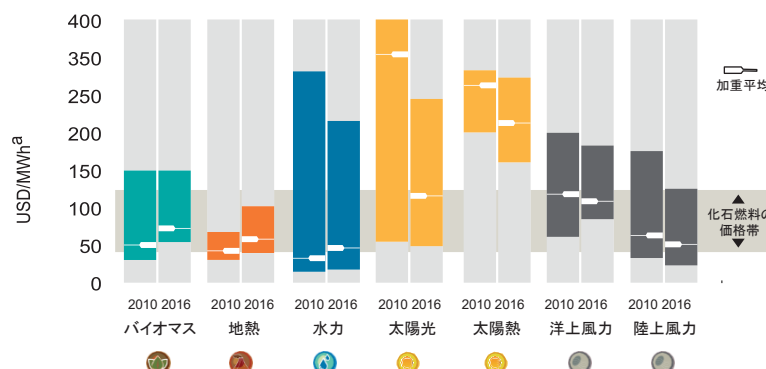


1.1 エネルギー転換と電力部門への影響

世界的なエネルギー転換が進行している。その原動力となっているのは、エネルギー安全保障を強化し、環境への影響に対処し、エネルギーへの普遍的アクセスを実現しようという強い意欲である。エネルギー転換に伴って、エネルギー生産、供給、消費のあり方を根本から考え直す必要がある。ひいてはそれが、社会の仕組みに変化をもたらし、経済全体に幅広い便益をもたらす。エネルギー転換に対する政策の関与は、持続可能な開発目標(SDGs)の採択とパリ協定の批准に反映されている。

再生可能エネルギー技術の採用は、エネルギー転換の重要な柱である。過去数十年の間に、技術の成熟とコスト低減(図 1.1)に伴って、電力部門における再生可能エネルギーの展開は飛躍的なペースで拡大してきた。実際、過去 5 年間を見ると、再生可能エネルギーの設備容量拡大は、従来型電力の設備容量拡大を上回っている。将来に目を向けると、主に太陽光発電と風力発電の将来性により、電力部門は、エネルギー転換において重要な役割を果たすと考えられる。気候変動目標を達成するために、運輸部門は、その一部を電気モビリティに切り替える必要がある。また、建築物部門と産業部門は、加熱・冷却工程における電力利用を増やさなければならない。

図 1.1 2010 年および 2016 年における事業用発電所の均等化発電原価(LCOE) (平均および範囲)



注: a) メガワット時: メガワット時。b) コストはすべて、2016 年時点のドル換算。加重平均資本コストは、OECD 諸国および中国で 7.5%、それ以外の国および地域で 10%。

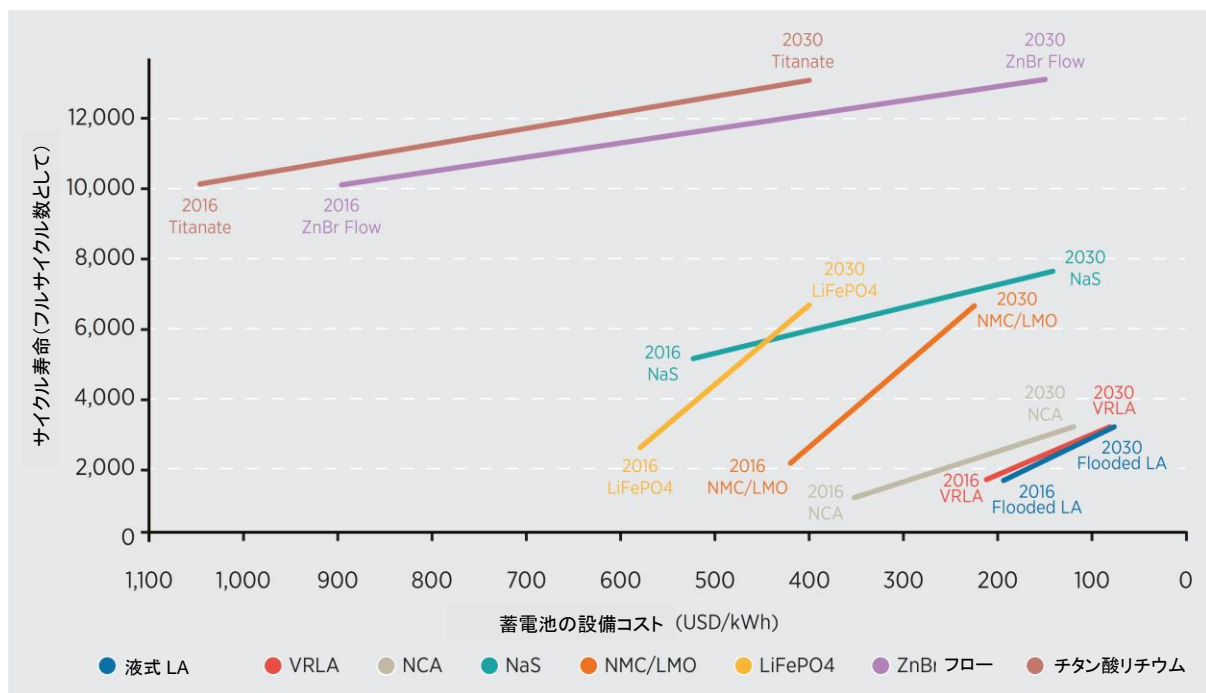
出所: IRENA, 2017a

1

今後、最終エネルギー消費における電化率が增大するとともに、電力部門の未来を方向付けるいくつかの主要な動向が起これと予想されている。これには、次のようなものがある。1) 電力システムを統合し、その効率性と信頼度の強化を図るため、地域レベルあるいは国際レベルの大規模組織が形成される。2) 電力部門とガスや情報通信技術などの隣接部門との間で連携が拡大する。3) 有望技術の低コスト化と技術改良が大幅に進展し、特に電力貯蔵分野において、それが破壊的技術となりうる。4) 分散型電源、デマンドレスポンス、分散型貯蔵、その他の手段による分散型エネルギー源()の存在感が増す。

エネルギー貯蔵は、電力部門における次のゲームチェンジャーと目されている。IRENA の分析によれば、蓄電池によるエネルギー供給のコストは、設備コスト低減と蓄電池の性能向上により、引き続き低下すると考えられる(図 1.2)。

図 1.2 2016 年および 2030 年における各種蓄電池の設備コストとサイクル寿命

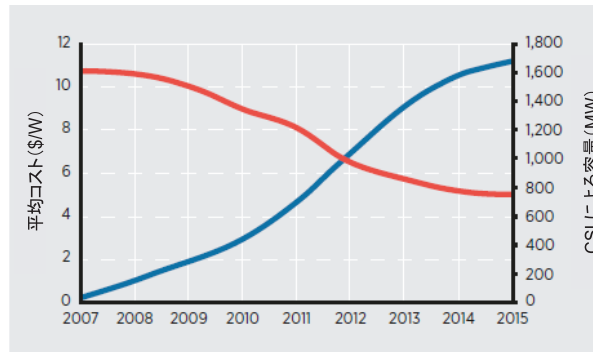


注: Titanate: チタン酸リチウム電池; ZnBr Flow: 亜鉛臭素電池; NaS: ナトリウム硫黄電池; NMC/LMO: ニッケルマンガンコバルト酸(NMC)/マンガン酸リチウム(LMO)電池; LiFePO4: リン酸鉄リチウム電池; NCA: リチウムニッケルコバルトアルミニウム電池; VRLA: 制御弁式鉛蓄電池; Flooded LA: 液式鉛蓄電池

出所: IRENA, 2017b

将来の発電設備投資の分析をしたほとんどのシナリオにおいて、世界的に、その大部分を再生可能エネルギー電源が占めるとされている。再生可能エネルギー投資の中でも、風力発電と太陽光発電が最も大きい割合を占める可能性がある。特に分散型太陽光発電は、コスト低減と政策支援により、急速に利用が拡大すると考えられる。太陽光発電の導入率がすでにかかなりの水準に到達している事例もある。例えばカリフォルニア州では、約 2 ギガワット相当の分散型太陽光発電設備が設置されている。図 1.3 は、カリフォルニア・ソーラー・インセンティブ・プログラムのもとで、2007 年から 2015 年までに太陽光発電設備容量が拡大し、それに伴って同期間に平均設備コストの低減が見られたことを示している。

図 1.3 カリフォルニア・ソーラー・インセンティブプログラムで設置された太陽光発電設備容量と、太陽光発電設備容量あたりの平均コストの推移



出所：California Solar Statistics, 2016

■ 需要家と電力会社の役割の変化

エネルギー転換の原動力は、コスト低減だけではない。関連するもうひとつの要因は、需要家がより積極的な役割を果たすようになったことである。その背景には、自家発電、スマートメータや負荷自動制御システムといった新技術の導入がある。より多くの情報を入手し、より高い応答性を持ち敏感に反応する需要家は、分散型システムへの移行において重要な役割を果たし、ひいては電力システムの将来を方向付ける。例えばスマートメータは、リアルタイムの料金設定や料金請求の完全自動化を可能にする。カリフォルニア州では、スマートメータの設置数が1,200万件を超え、普及率は100%近くに達しており、需要家と電力会社は、新たな機能を利用することができるようになった。

欧州連合 (European Union / EU)も、2020年までに加盟国にスマートメータを導入するという意欲的な計画を掲げている。イタリアは、10年以上前にスマートメータの全戸設置を他に先駆けて実施した。もちろん、重要なことはスマートメータの単なる設置ではなく、その可能性を十分に活用することである。また、個々の電力システム利用者について、個人情報を含む大量の情報がオンラインで入手可能となることに関する懸念にも取り組む必要がある。

分散型電源と需要家参画という新たなパラダイムのもとで、新たなビジネスモデルや商業戦略が生まれつつある。分散型電源の拡大に伴い、エネルギーの生産や消費に対する個人やコミュニティの決定権が強まっている。

例えばドイツでは、再生可能エネルギー設備の35%を市民が所有している。一方、現行の大手電力会社4社、すなわちE.ON、RWE、Vattenfall、EnBWは、総設備容量における分散型電源の導入率が4社合わせてもわずか5%である(BEE, 2014)。

再生可能エネルギーの導入率拡大は、化石燃料発電所の設備利用率に影響を及ぼしている。それに伴い、現行の電力会社数社が、電力事業に関するルールと戦略を変更した。2013年9月、ドイツ最大の発電事業者であるRWEは、大規模火力発電を基盤とする従来のビジネスモデルから抜本的に脱却してサービス会社となり、再生可能エネルギープロジェクトの開発者、運用者、システム統合者として

の役割を強めていくことを決定した。同様に 2014 年末、E.ON が、従来型の発電所を別会社として分離し、再生可能エネルギー、配電事業、顧客ソリューションに注力することを発表した。RWE と E.ON の事例は、旧来型産業が電力部門の変革に適応しようとする戦略を示している。

■ 電力システムの統合

分散型エネルギー源のプレゼンス拡大に伴う構造変革や所有形態の変化とともに、電力部門においては、変化をもたらす他の重要な要因を見ることができる。電力システムの統合による市場のさらなる大規模化も、そのひとつである。米国では 1970 年代に、従来の規制のもとで数社の電力会社にまたがる電力プールが形成された。そこから発展したものが、地域送電機関として知られ、独立系統運用機関により運営されている現行の地域市場である。

欧州の状況において、電力・ガス市場は、地域エネルギー政策の柱となっている。欧州の電力市場自由化は、1990 年代に始まった。管轄区域を超える電力部門改革としては最も広域に及ぶもののひとつであり、州または国ごとに区分された電力市場の統合を伴っている(CEEPR, 2005)。

現在、国や地域の前日市場、当日市場、需給調整市場は、統一プラットフォーム形成を目指す改革の只中にある。かかるプラットフォームのもとでは、欧州市場のすべてのプレイヤーがさまざまなエネルギー商品を取引することができ、制約は国際連系容量の上限のみである。¹

1990 年代初めから、中南米諸国は、連系容量の拡大と統合された地域電力市場の創出を目指すさまざまなイニシアチブを行ってきた。その現在の姿が、2013 年に正式に運用を開始した中米地域電力市場 Mercado Eléctrico Regional(MER)である。もうひとつのイニシアチブは、アンデス電力連系システム(SINEA)である。これは、コロンビア、エクアドル、ペルー、ボリビアからなる準地域電力市場である。

他の事例としては、歴史あるオーストラリア全国電力市場、中国で独立運用されている 6 つの地域市場、そして、まだ確立の途上ではあるが、サハラ以南アフリカにおける 4 つの電力プールがある。

分散化と再生可能エネルギーの普及拡大が電力部門に変革をもたらすことは疑いの余地がない。いくつかの課題は残るものの、優遇政策や規制によってギャップを埋め、適切な低炭素化の道筋の実現を阻む技術的ロックインを回避することができる。このような政策には、障壁の削減、投資の促進、公平な事業環境の創出、電力システムの長期的財務健全性の確保などがある。いくつかの国では、電力供給の信頼度を損なうことなく、変動性再生可能エネルギーの導入率拡大に成功し、総発電量の 30%以上を実現しているが、エネルギー転換を実現するには、多くのレベルで変化が必要である。

そのひとつが、変動性再生可能エネルギーのさらなる導入率拡大に効率的に対応できるよう、自由化された電力市場を適応させることである。

¹ http://www.acer.europa.eu/electricity/regional_initiatives/Pages/default.aspx

1.2 電力部門の組織化

本節では、電力サプライチェーンの主要な活動を簡潔に説明し、世界各地で見られるさまざまな組織的方式について論じる。

大まかに言って、電力サプライチェーンは、発電、送電、配電、小売という4種類の活動に区分することができる。最近まで、発電は、負荷の中心地から遠く離れた場所にある大規模集中型発電所で行われるのが一般的だった。したがって、電力を長距離輸送するための送電網が必要となる。電力システムの下流部門では、配電網が、送電変電所から最終需要家へと電力を局地的に供給する。配電会社の旧来的な役割は、配電系統運用者であり、需要家への電力供給者であったが、いまやそれが変わりつつある。なぜなら、拡大する分散型電源を統合し、小売市場における競争と需要家のデマンドレスポンスを促進する必要があるが生じているからである。最近では、一部の国が、効率化の促進を掲げて小売部門を自由化している。

送電システムと配電システムの旧来の境界は、主に、これらのシステムが電力システム内で果たしている異なる機能によって決定されてきた。一方では、送電網は従来、電力システムにおける系統運用とその効率性に決定的な影響を及ぼしてきた。それは、ほとんどの電源が送電網に接続されていたからである。他方では、配電網の主な役割は、旧来、電力を最終需要家に届けるとともに、十分なレベルの供給の継続を確保することであった。しかし、このような境界は、電力網(資産)のレベルでも、システム運用(資産の利用)のレベルでも、系統運用の対象として制御できる電源等の分散化(分散型電源、デマンドレスポンス、分散型エネルギー貯蔵)が進行するのに伴い、変化を遂げつつある。

また、電力システムを全体として運用し、短期的にも長期的にも電力の安定供給を確保する必要がある。電力システムの計画や運用は、一連の逐次的意思決定からなる。それは、長期的な電源開発や送電網計画から、発電ユニットのディスパッチ(給電)や予備力の利用といった短期的決定まで、多岐にわたる。技術的制約を別にすれば、これらの意思決定は、社会厚生を最大化するように経済性を考慮して行わなければならない。すなわち、所定の信頼度目標に従ったコスト最小化である。電力システムの運用に見られる大きな差異は、さまざまな意思決定の責任がどのように利害関係者間に配分されているかという差異である。

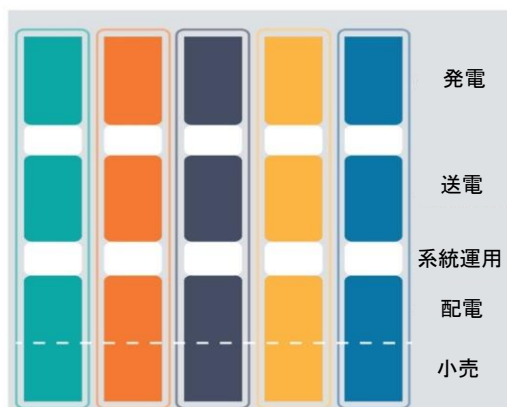
■ 電力部門のさまざまな構造

エネルギー転換の際立った特徴は、電力システムにおける再生可能エネルギーの導入率が拡大していくという点である。その達成には政策や規制の適応が必要であるが、それは、電力サプライチェーンのあらゆる部門に影響を及ぼす。また、どのような適応が必要になるかは、既存の電力部門の構造によって異なる。本質的には、意思決定機能が利害関係者間にどのように配分され、電力サプライチェーンの各部門にどの程度の自由化と改革が導入されているかによって決まる(Battle and Ocaña, 2013)。

電力部門の従来のパラダイムは、垂直統合型事業者による中央集権的な意思決定に依存する。垂直統合型事業者は、発電資産と送電資産のどちらも所有し、独占が許された地域内の最終需要家への電

力供給義務を有する。その意味では、行政が支配的な役割を果たしている。なぜなら、垂直統合型事業者は、公営企業であるか、または政府機関による何らかのコスト規制や監督を受ける民営企業だからである。一部の国では、公営企業と民営企業が共存し、どちらも同じ従来通りのサービスコスト規制を受けている。投資決定は、垂直統合型事業者が担当機関の承認の下で集中的に行い、その際、発電と送電網の拡張をひとつと見なす。一方、短中期的な運用決定は、コスト最小化と一元的にコスト管理された系統運用に基づいてなされる。このような電力部門の構造を、図 1.4 に示す。

図 1.4 地域独占の垂直統合型事業者からなる電力部門の従来の構造



注：各色は、垂直統合型電気事業者を表す。

一部の国は電力システムを開放し、発電部門に新規参入事業者、いわゆる独立発電事業者の参入を認めている。このようなパラダイム変化は、現行の公営企業にとって新規発電投資の資金調達が困難になっていることや、再生可能エネルギーまたはコージェネレーション設備開発を可能にしようという意志によって動機づけられていると考えられる。現行事業者と独立発電事業者が締結する契約により、独立発電事業者は、発電コスト(固定費、変動費)を回収することが認められる。また、契約には、義務と責任(信頼度のレベル、アンシラリーサービス、監査など)に関する条項が含まれる。

すでに改革と自由化が起こった市場を見ると、それは通常、発電部門に卸売レベルでの競争を導入することから始まっている。つまり、新規参入事業者が従来からの発電会社(多くの場合、戦略的電源(水力など)を所有する国営企業)と競争することを認める、あるいは、現行発電事業者を複数のより小規模な発電会社に分割し、競売により民間投資家に割り当てるということである。そのうえで、これらの発電会社は、何らかのスポット取引プラットフォームにおいて市場運営者の仲介により、発電した電力を売る。多くの場合、市場参加は強制であり、市場で決定された卸電力価格は配電会社によって需要家に転嫁される(図 1.5 を参照)。市場運営の機能を遂行するのは、系統運用者とは無関係な事業者(送電系統運用者に市場運営者を加えたモデル)、または独立した市場運営者のいずれかである。前者の場合、送電システムと市場運営を担う事業者は、一般的に独立系統運用機関と呼ばれる。送電システムの運用と系統拡大は、規制機関の監督の下で単一事業体に集中させる必要があるのに対し、送電網は、1社または複数の異なる事業者が所有する場合が多い。

電力市場を自由化した国の一部は、小売レベルでの競争も導入している。電力供給者を自由に選ぶ権

利を、すべての需要家を対象としてまとめて一度に確立した電力システムもあれば、大口需要家から小規模な一般家庭の需要家まで段階的に導入した電力システムもある。供給者を比較して選びたいと思わない需要家、あるいは一時的に契約を結んでいない需要家に対しては、規制料金が適用される場合が多い。

最後に、一部の国は、単一強制市場の運営者または独立系統運用機関に基づくモデルから脱却し、事業者同士の相対契約の締結を認めることを決定している。これにより、発電事業者と小売業者（または大口需要家）は自由に相対契約を結ぶことができ、組織化されたスポット市場は単にもうひとつの選択肢となる。このモデルを図 1.6 に示す。

図 1.5 競争的な卸市場と小売事業も行う規制対象配電会社

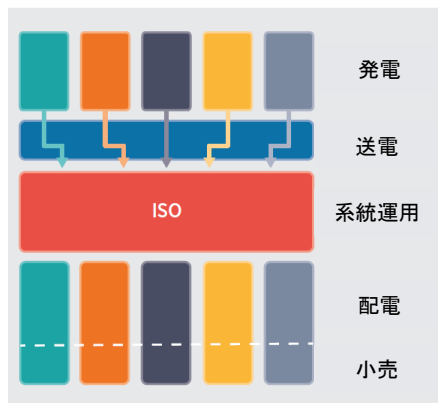
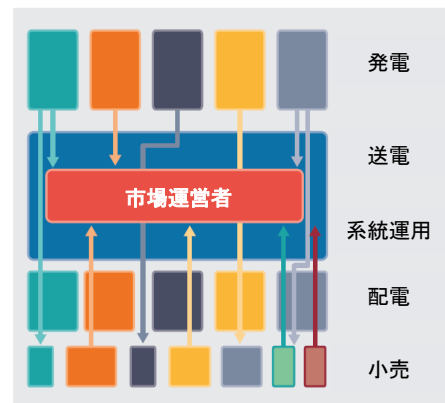


図 1.6 卸売および小売レベルで競争を導入し、相対契約が認められた、完全に自由化された電力部門



1.3 再生可能エネルギーが電力部門の運用に及ぼす影響

本節では、変動性再生可能エネルギーの導入率拡大のために電力市場の設計を適応させなければならない主な理由を説明する。変動性再生可能エネルギーの高い導入率が電力システムの運用に及ぼす影響については、すでにいくつかの文献において分析されており（NREL 2013a; Holttinen et al., 2013 など）、各国の経験から、風力と太陽光に固有の特徴、自由化された状況でそれらが短期的運用と長期計画の双方にどのような影響を及ぼしうるかが示されている。

1.3.1 変動性再生可能エネルギーが電力システムにもたらす影響

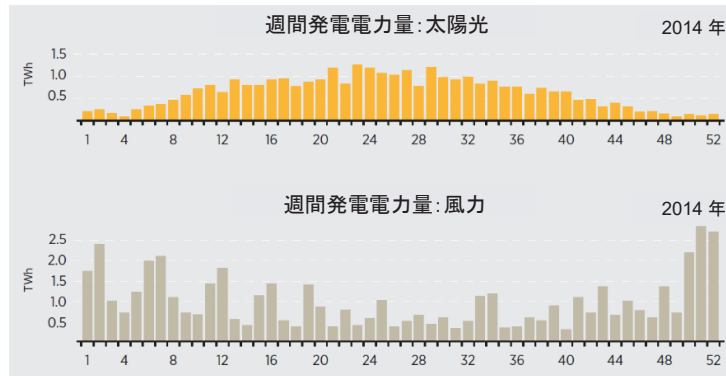
変動性再生可能エネルギー技術、特に風力や太陽光は独自の特徴があり、それらは電力システムに大きな影響を及ぼす。

■ 季節性と相補性

風力と太陽光の変動パターンは、それぞれの電力システムが位置する気候学的特性に大きく依存する。変動性エネルギー電源の発電電力量における季節性を分析することにより、さまざまな電源間の相互関係や需要との関係を明らかにすることができる。例えばドイツでは、ピーク需要は冬季に発生し、主に電気暖房に対応する需要によるものである。図 1.7 は、ドイツにおける風力および太陽光発電電力量の

年間を通じた変動を示している。太陽光発電電力量は夏季に大きくなり、風力発電電力量は冬季に大きくなる。したがって、風力発電は需要に対して正の相関関係があるが、風力と太陽光の発電電力量の間にはある種の(逆相関関係による)相補関係があるとも言える。

図 1.7 ドイツにおける風力および太陽光の週間発電電力量



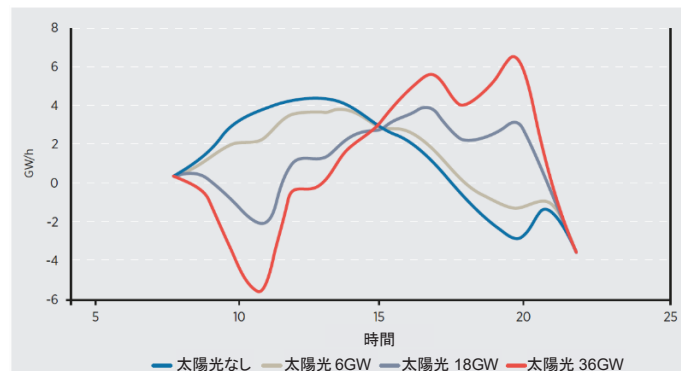
出所: Burger, 2014

ここでは、変動性再生可能エネルギー導入において課題となる変動性再生可能エネルギーの2つの異なる特徴に着目する。変動性と電源の限定的な予測可能性である。このような特徴ゆえに、太陽光と風力は、市場統合という点で他とまったく異なる電源となっている。

■ 変動性

変動性電源に伴う課題は、これまで以上の柔軟性が必要になることである。例えば、利用可能な電源に依存しながら電力システムのバランスを維持するために、出力を変化させる必要がある。図 1.8 では、米国テキサスの電力信頼度協議会(ERCOT)系統において求められる時間単位の出力変化幅(単位:ギガワット/時)が、さまざまな太陽光発電導入シナリオごとに示されている。太陽光発電は、朝の需要ピークとの相関が高いため、朝の出力変化の必要性を緩和するために役立つ。しかし、太陽光発電の導入率が大きくなると、夕方に残余需要のピークがシフトし、残余需要の急激な変動が生じる。したがって、再生可能エネルギーの導入率を効率的に高めるためには、投資を促進しうる正確な(すなわち細かな時間分解能に応じた)価格シグナルを送ることが重要である。

図 1.8 さまざまな太陽光発電導入状況における時間単位の残余需要の変動

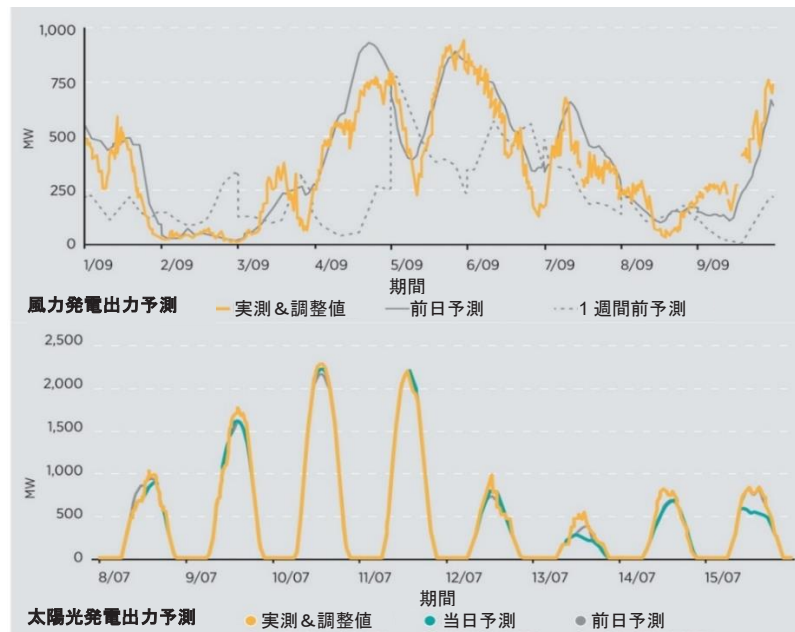


出所: MIT, 2015

■ 予測可能性

もうひとつの特徴は、電源の予測可能性に関連するものである。風力は、ベルギーの例を示した図 1.9 からわかるように、比較的予測が難しい。この例は、1 週間前および前日の予測と出力の実測値を比較している。予測は、リアルタイムに近づくほど精度が高いことがわかる。また、図 1.9 は、太陽光発電予測のほうが風力発電予測より精度が高いことも示している。

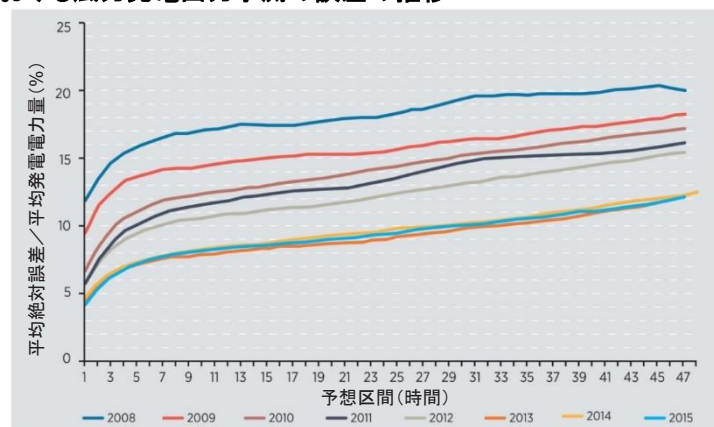
図 1.9 ベルギーにおける風力発電および太陽光発電出力予測



出所: ELIA, 2016

風力発電出力予測ツールについては、近年、大きな進展が見られる。図 1.10 は、スペインの電力システムの事例を示している。これを見ると、風力発電予測の精度が 2008 年以降劇的に向上したことがわかる。

図 1.10 スペインにおける風力発電出力予測の誤差の推移



出所: REE, 2016

1

■ 地理的分散

再生可能エネルギーが従来の火力発電との違いをもたらしているもうひとつの重要な特徴は、豊富な再生可能エネルギー電源が利用可能な場所において発電設備が設置されるという点である。そのため、時として、大規模需要地から比較的遠い場所に発電設備が分散的に立地する場合がある。特定のケースにおいて、かつ、適切な規制が実施されている場合は、需要の近くに分散された設備が需要増大を相殺し、ピーク負荷を削減し、配電会社による系統増強を延期することも可能である。しかし、再生可能エネルギーが需要地の近くに立地していない場合、送電網へのさらなる投資が必要になり、時には系統混雑を引き起こす可能性がある。このことは、電力網を増強し、自由化された市場においては立地に応じた価格シグナルを送る必要があることを示している。

1.3.2 変動性再生可能エネルギーが市場にもたらす影響

自由化された電力システム、特に生産コストと市場価格に対して変動性再生可能エネルギーの導入率拡大が及ぼす影響は、電源構成の特徴に大きく左右される。特に重要な点は、電源構成がエネルギー制約型か容量制約型のどちらであるか、および、その柔軟性の程度である。

容量制約型電力システムとエネルギー制約型電力システム(系統アデカシー)

容量制約型の電力システムでは、例えば火力発電所の強制停止などにより特定時点の需要を満たすために十分な設備容量(メガワット)が利用できない場合、電力不足問題が起こる。このような電力システムは、ピーク需要を満たすことはできないが、ある1日の需要を満たすための十分な電力供給力は確実に備えていることも可能である。このような電力システムにおける電源構成で最も大きな割合を占めるのは、通常、従来の火力発電である。

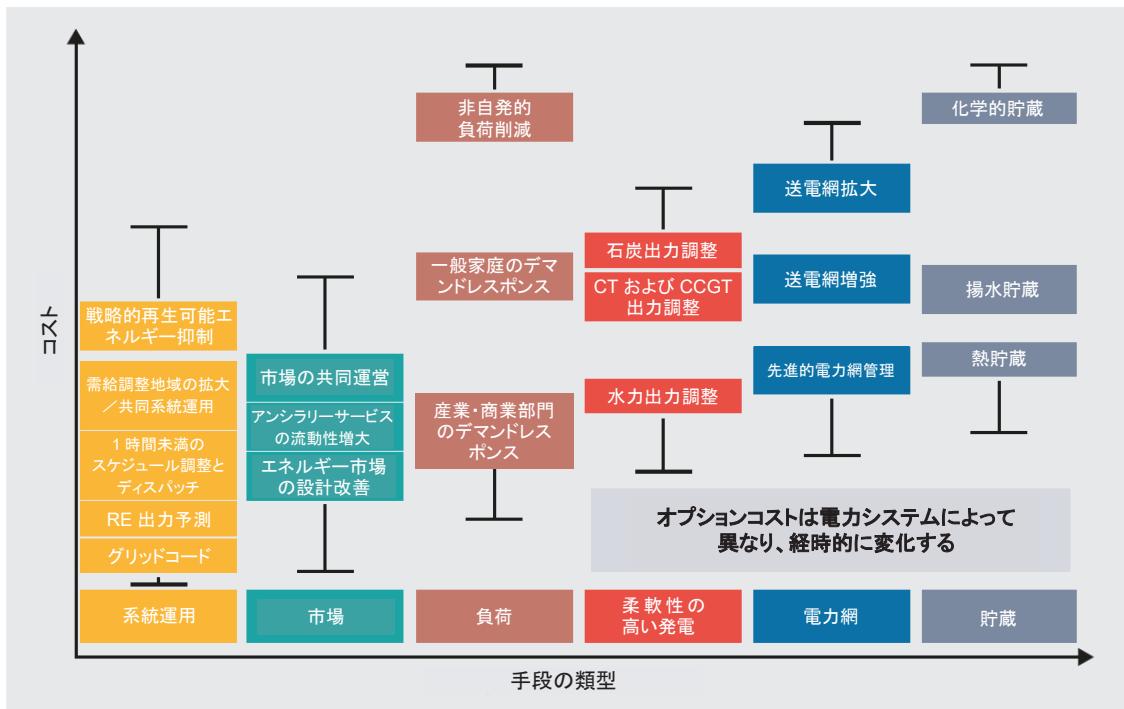
それとは逆に、エネルギー制約型の電力システムは、ピーク需要の電力量が設備容量を大きく下回っており、利用可能なエネルギーが不足した場合のみ制約が生じるという特徴がある。このような電力システムは、典型的には貯水池容量が大きい水力発電システムであるが、ガスにより制約される電力システム(ガス輸送上の制約が生じる可能性があるなど)も含まれる。このような電力システムは、ピーク需要を満たすことはできるが、必要とされる総電力量(メガワット時換算として)を供給することがこれらの電力システムの課題となる。

これらは2つの極端な事例であるが、電力システムが容量制約とエネルギー制約の両方を同時に受けることもありえる。

柔軟性の高い電力システムと柔軟性の低い電力システム(電力システム運用)

柔軟性の高い電力システムとは、発電機能が短期的な変動にも限定的な予測可能性にも対応でき、発電コストに大きな影響が出ない電力システムを意味する。柔軟性は、多様な電源が利用可能な場合に生じる。図1.11は、柔軟性を生みだすさまざまな要素に関連するコストを定性的に表現したものである。

図 1.11 柔軟性確保の手段と関連コスト



出所: Miller, 2015



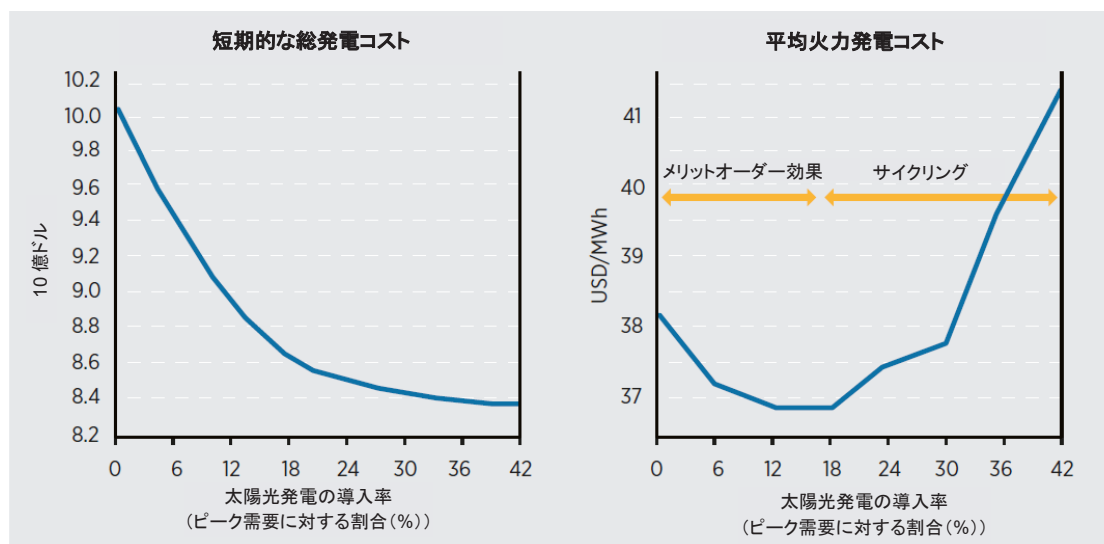
柔軟性の低い電源構成では、変動的で予測不可能な残余需要（需要から変動性再生可能エネルギー発電電力量を差し引いたもの）の変化に発電機能が従う必要がある場合、コストが短期間で大幅に増大する。典型的には、本来ベースロード電源として構想された旧式の火力発電所に依存する電力システムがこれにあたる。これについても、電力システムは2つの「極端」の中間に位置しうる。

■ スポット価格への影響

変動性再生可能エネルギーが価格に及ぼす短期的影響は、柔軟性の低い火力発電中心の電力システムにおいて、より大きくなる。変動費が非常に低い、あるいはゼロの変動性再生可能エネルギーは、最も変動費が高いユニットに取って代わる傾向があり、ひいては電力システムが発電する電力の限界価格を変える可能性がある。これはメリットオーダー効果と呼ばれ、卸価格を低下させる傾向がある。

柔軟性の低い火力発電中心の電力システムでは、変動性再生可能エネルギー（特に太陽光）の導入率を大幅に拡大すると、従来型火力発電所に対するサイクリングの必要性が高まる。残余需要の形状が変化するため、発電所は残余需要の変動に対応するため、より頻繁に出力を変更し、起動と停止を頻繁に行わなければならない。このような状況を表したのが図 1.12 であり、ERCOT システムにおいてさまざまな太陽光の導入率を想定したシミュレーションを示している。当初、太陽光発電は短期的な総システムコストと火力発電コスト（燃料費）を削減するが、太陽光の導入率が拡大するにつれ、火力発電設備の運転はサイクリングの影響を受け、コストが増加する。

図 1.12 火力中心の電力システムで太陽光の導入率が拡大した場合のシステムコストと火力発電コスト



出所: MIT, 2015

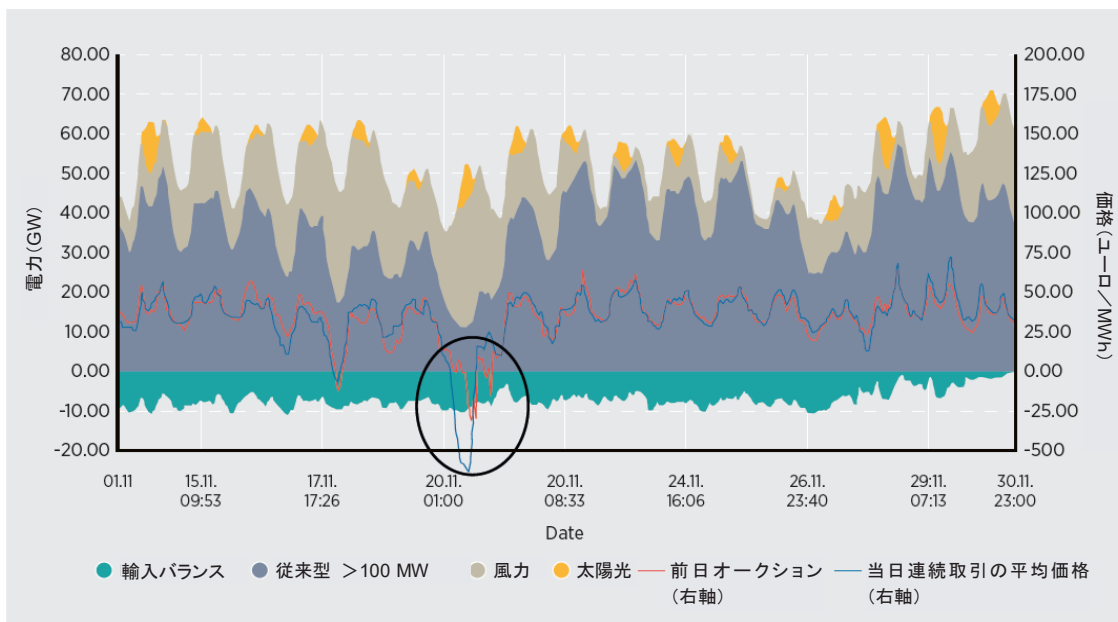
したがって、(火力発電の発電電力量が減少するため)火力発電の総コストは全般的に低下するが、火力発電所の発電コストは高くなり、したがって特定の時間帯における市場価格が上昇する可能性がある。これは、電力価格に二通りの影響を及ぼす。第一の影響は、平均価格の低下をもたらす。第二の影響は、サイクリングの増加により、ますます短い時間のうちに価格がより急激に、より上昇する可能性があるというものである。

変動性再生可能エネルギーの導入率の拡大が短期的料金に及ぼす影響は、柔軟性の高い、エネルギー制約型の電力システムにおいて緩和することができる。例えば水力発電は、柔軟性を電力システムに提供し、残余需要の急速な変動を吸収することに貢献する。前節で論じたように、他形態の柔軟性も同様の効果を与える。

■ 価格収斂および価格変動性への影響

前述の通り、変動性再生可能エネルギーの出力を予測することが困難な場合もある。前日予測と当日予測の大幅な差異によって、前日価格と当日価格の価格差がもたらされる。場合によっては、図 1.13 が示すように、価格差が非常に大きくなることもある。この例では、風力の利用可能率が予想外に高くなったため、当日市場の卸電力価格が急激に下がっている。また、再エネ電源が時間に応じて出力を制御するには限度があることに加え、多くの火力発電機が定格最低出力を下回るレベルまで出力を抑制できないことから、ネガティブプライス(マイナスの価格)が発生する可能性もある。この問題は、柔軟性の低い容量制約型の電力システムにおいて、より深刻である(IADB, 2014)。これらの問題については、第 2 章で詳細に分析し、高い変動性再生可能エネルギーの導入率を効率的に導入するために卸市場の設計をどのように適応させるべきかについて提言を行う。

図 1.13 ドイツにおける 2016 年 11 月の発電電力とスポット価格



出所: Fraunhofer ISE, 2016

1.4 結論

本章では、エネルギー転換を実現するために再生可能エネルギー技術が果たす基本的な役割を概説した。電力部門はエネルギー転換の最前線におり、再生可能エネルギーの発電容量は従来のエネルギー源を上回る急速な勢いで拡大している。変動性再生可能エネルギー技術の導入拡大と分散型電源の増加は、電力部門における転換を促進する要因となっている。すでにいくつかの市場では、変動性再生可能エネルギーは電源構成において大きな割合を占めている。高水準の経済的効率性と技術的信頼度を維持しながら、転換をさらに加速するためには、支援的な政策および規制措置が必要である。

持続可能な開発と再生可能エネルギー導入拡大のためには、適切な対策を講じて市場の設計を適応させ、変動性、電源の予測可能性、地理的分散に関連する電力システムレベルの影響、そしてスポット価

1

格への影響を含む市場レベルの影響に対応できるようにする必要がある。実際、エネルギー転換を受け入れ、支援することは、環境やエネルギー安全保障にとって有益な影響があるだけでなく、経済全体に幅広い便益をもたらす。

本報告書の残りの部分では、先進的な自由化された電力システムの 2 つの要素、すなわち卸市場と送電網に関する政策や規制の適応について論じる。そこでは、変動性の分散型再生可能エネルギーがそれぞれの要素に及ぼす主な影響を分析し、該当する市場の政策立案者と規制機関に対して提言を行う。



卸市場の設計



2



2.1 序論

これまで実施されてきた電力市場の設計は、それぞれ長所と短所があるが、個々の電力システムの物理的特性を徐々に適応させてきた結果である。2 つとして完全に同等の電力システムがない以上、2 つとして同等の市場設計はない。とはいえ、電力市場は伝統的に、電力網に連系した大規模な発電所が比較的予測しやすい受動的需要に应答して電力を供給するという事情に合わせて設計されてきた。最近まで電力需要は、非常に弾力性が低いもの、主に気温と予想される経済活動に依存するものと見なされてきた。

■ 電力システムを再構想することは、卸市場の設計を作り直すこと

最も効率的に電力市場を運営する方法について電力産業においてコンセンサスが形成される前に、新たな変化要因が現行の市場設計に疑義を投げかけている。世界中の電力システムが、かつてないほど抜本的な変革を経験している。現在進行する転換をさらに進めるためには、電力システムは変動性再生可能エネルギー電源を大規模に導入する必要がある(これらの電源は分散している場合が多い)。

そのため、第 1 章で述べたように、世界中の電力システムの構成と機能が変化を遂げつつある。そして、近い将来もその変化は続く。

このような変革はいずれも、非常に速いペースで生じている。既存および新規電源から最大限の便益を得るために市場設計を適応させることは、きわめて重要な課題である。

本章では、電力市場の設計に関連するいくつかの重要な問題、今日の新たな状況において再考する必要がある問題を取り上げる。その際、1) 長期、2) 前日および当日、3) (リアルタイムに近い) 超短期という 3 つの時間枠を分析する。

2

2.1.1 電力市場、商品、時間枠

電力市場は、エネルギーに関わるあらゆる商業取引、ならびに電力供給に関連する他の補完的商品（アンシラリーサービス、容量メカニズムで取引される信頼度確保商品など）からなる¹。

エネルギー以外にも商品を調達することは、十分にセキュリティの保たれた適正な品質の電力供給を確保するために不可欠である。これらの補完的商品の数と正確な定義は、電力システムによって異なる。エネルギーとアンシラリーサービスは同時に発生するにも関わらず、通常、両者が一緒に調達されることはない。なぜなら、エネルギーの調達は市場参加者の手に委ねられ、アンシラリーサービスの調達は系統運用者が担当するからである。この後で述べるように、アンシラリーサービスとエネルギーの調達を統合する別の方法もある。

エネルギーおよび電力関連商品は、個別の市場によってさまざまに異なる時間枠で取引される。例えば、

- 電力市場で取引される最も基本的な商品であるエネルギーは、物理的契約か金融的契約のいずれかにより、超長期からリアルタイムまで、さまざまな時間枠で調達される。
- 系統運用者は、さまざまな時間枠（市場により長期、前日、当日など）においてアンシラリーサービス（緊急事態においても継続的な需給一致を確保するために用いられる運転予備力など）を獲得する。
- 信頼度確保商品（需要を抑制することなくセキュリティを保って電力システムを運用するために必要十分な量の電源が、電力システム内で物理的に利用可能であることを確保する商品）は通常、長期的なスパンで調達される。市場閉場後の市場でも、売買ポジションを調整することは可能である。
- 再生可能エネルギーの支援メカニズムは、再生可能エネルギーの生産を促すための長期から短期のインセンティブを提供する。

本稿で論じる超短期、短期、長期市場という 3 つの時間枠を明確に区別することは、必ずしも容易ではない。すべての電力市場がある程度結合しているからである。そこで、それぞれの時間枠で通常取引される最も関連性の深い商品について論じる。分析は、短期市場、すなわち前日市場と当日市場（時間前市場）から始める。なぜなら、ほとんどの電力システムにおいて、前日市場が他のすべての市場の参照基準となるからである。その後、超短期市場（需給調整市場またはリアルタイム市場）および長期市場（その重点は容量メカニズムと再生可能エネルギー支援制度にある）の設計について論じる。

- 2.2 節で論じる前日市場では、電力受渡の 1 日前に取引が発生する。市場参加者が売買入札を提示し、清算アルゴリズムが翌日の決済期間ごと（例えば 1 時間ごと）の市場価格と清算数量を決定する。この時間枠で、運転予備力の大部分が確保されることが多い。前日市場の後、リアルタイムの電力受渡の前に、当日市場または他のメカニズムがあり、発電ユニットのスケジュール調整が可能になっている。スケジュール調整の理由はさまざまであり、市場設計の特徴によって異なる。
- 2.3 節では、系統運用者によるリアルタイムに近いオークションに関連する市場（より具体的には、

¹ この概要は Batlle (2013) に基づく。

直近の市場閉場時刻の後に系統運用者によって運営される²⁾を取り上げる。この時間枠で、エネルギー商品および予備力商品の詳細な設計がより適切なものとなる。超短期市場で精度の高い価格シグナルを発信するためには適正な設計が重要である。また、それは、電力システムにすでにある柔軟性を余すところなく活用するとともに効率的な長期シグナルを提供するうえで、基本的な役割を果たす。

- 最後に、2.4 節では、電力部門の長期的開発を直接支援することを総体的に志向したメカニズムに目を向ける。容量メカニズム、または電力システムのアデカシーを保証することを目的とする他のメカニズムは、規制機関が規定した信頼度目標を達成するために導入される。これらのメカニズムで取引される信頼度確保商品は非常に多岐にわたり、それぞれの電力システムにおける不足状況の多様性を反映するものとなる。また、調達プロセスも電力部門の構造によって異なる(集中的方式や分散的方式など)。一方で、再生可能エネルギー支援制度は、再生可能エネルギーの導入率の目標を達成することを目的としている。この場合は多様な設計が考えられ、それぞれに長所と短所がある。これについては、2.5 節の後半で分析する。

本節の残りの部分では、再生可能エネルギー(事業者規模および分散型)の割合を高めるためには、なぜ、自由化された電力システムにおける卸市場の設計をすべての時間枠について再検討する必要があるかという理由を紹介する。

2.1.2 今、市場を再考する理由

■ 今日の短期および超短期市場を再考する必要性

変動的で小規模な発電やデマンドレスポンスは、よりスピードが速く、より精度の高い短期市場を必要とする。

他のいかなる種類の市場よりも、電力市場における取引は物理法則に大きく条件づけられる。分散型の変動性再生可能エネルギーは、適切な適応対策が講じられない限り、市場の効率的な管理を困難にする。したがって、電力市場を設計する際は、経済的効率性と技術的効率性、望ましいことと実行可能なことの適正バランスを常に模索する必要がある。

変動性小規模発電が電力システムのディスパッチ^{訳注}に加わるには、柔軟性が必要である(Holttinen et al., 2013; Graichen, 2015)。そのためには他のいかなる対策にもまして、変化する状況に対応できるディスパッチ可能な大量の電源が必要である。これらの電源の運用において、よりスピードが速く、より精度の高い市場が望ましい。図 2.1 では、変動性電源が増えるにつれて柔軟性のニーズが高まること、米国西部系統におけるさまざまな再生可能エネルギー割合のシナリオを用いて示されている。3 つ

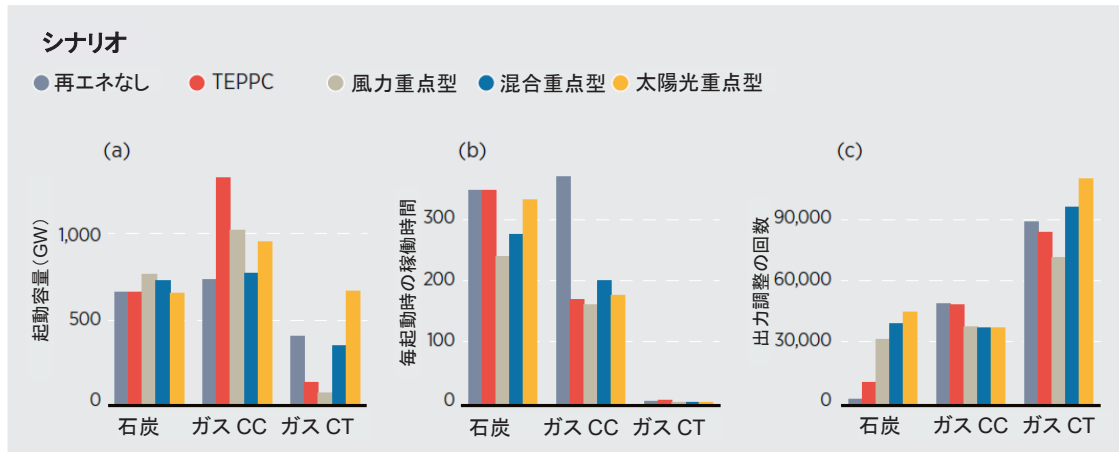
² 直近の市場閉場時刻とは、系統運用者に介入されることなく市場参加者が市場における自身の計画を修正できる限界時刻である。

訳注 本報告書原文の“dispatch”という用語は、翻訳版では文脈によって以下の 2 通りの訳語に使い分けている。

- 垂直統合型の電力システムの場合: 給電指令(電力会社の給電指令所が給電のために発電所等に送る指令)
- 電力市場が発達した地域の電力システムの場合: ディスパッチ(電力市場で清算された電力商品の実供給)

の異なる運用方式を代表する発電方式として、石炭火力発電(ベースロード電源)、コンバインドサイクル発電(ミドル電源)、ガスタービン発電(ピーク電源)の3つが選ばれている。再生可能エネルギー技術の導入率が高まると、ピーク電源における「起動容量」が増加し(図 2.1(a))、起動の度に発電所が稼働する時間数が(均一的ではないものの)減少し(図 2.1(b))、出力調整の要請回数がピーク電源だけでなくベースロード電源においても増加している(図 2.1(c))。これら 3 つの効果は、より高い柔軟性が必要であることを明確に示している。

図 2.1 変動性再生可能エネルギー発電と柔軟性の必要性



(a) 起動容量
 (b) 毎起動時の平均稼働時間
 (c) さまざまな再生可能エネルギー導入率のシナリオにおいて、各タイプの発電所が出力調整を行う年間総回数
 注: シミュレーションされたシナリオ: 再生可能エネルギーなし(風力 0%、太陽光 0%); TEPPC(送電線増強計画政策委員会、風力 9.4%、太陽光 3.6%); 風力重点型(風力 25%、太陽光 8%); 太陽光重点型(太陽光 25%、風力 8%); 混合重点型(風力 16.5%、太陽光 16.5%)。発電所のタイプは、石炭火力発電所(ベースロード電源)、ガスコンバインドサイクル(ミドル電源)、ガス燃焼タービン(ピーク電源)である。結果は、それぞれの技術に割り当てられた技術的パラメータによって変化し、西部系統にのみ該当する。

出所: NREL, 2013a

これまで運営されてきた前日市場の入札様式は伝統的に、個々の情勢において支配的な電源構成に適合するよう形成されてきた。重要なディスパッチ決定の大部分が一方向的なもので(きわめて極端な状況の場合を除き、デマンドレスポンスは想定されていなかった)、ほとんどは前日の時間枠内で完了していた。予備力商品の定義やリアルタイム近接市場の機能状況についても、同じようなことが言える。

しかし、支配的な地位を占める電源は急速に変化している。再生可能エネルギーの発電が分散型電源の普及拡大を促し、多数の新たな小規模事業者や企業が生まれている。これらの事業者は、市場における適切な受け皿を必要としている。これに加え、かつ並行して、IT による実現可能な技術の発達により、需要側がより正確な市場シグナルを受け取って応答することができるようになってきている。その結果、需要家は今後、エネルギー転換において大きな役割を果たす力を得ることが予想される。このような新たな状況において、将来の必要性を満たすために短期および超短期³市場を改善および調整する必要があるというコンセンサスが形成されつつある。

3 欧州連合の需給調整市場および米国のリアルタイム市場。

必要とされる重要な改善措置は、個々の既存市場の類型によって大部分が決まる。簡略化すれば、短期電力市場は大きく 2 通りに分けられる (Batlle, 2013)。それは米国の独立系統運用機関方式と欧州電力市場のターゲットモデルである⁴。

進行中のエネルギー転換にとって不可欠と見なされる短期市場の設計要素には、市場の時間枠、入札形式、清算および価格設定ルール、エネルギー市場と予備力市場の統合が含まれる (2.2 節を参照)。

超短期市場で見直されるべき設計要素は、需給調整責任の定義 (従来型電源および再生可能エネルギー電源について)、インバランスの決済、需給調整商品の定義、予備力の価格設定である (2.3 節を参照)。

■ 長期的投資シグナルを再考する必要性

長期的な規制メカニズム (容量メカニズムや再生可能エネルギー支援制度など) は、市場の歪みを最小化し、あらゆる電源の完全統合を促進するように設計される必要がある。

経済理論によれば、完全な競争市場では、短期的にも長期的にも最も効率的な結果が出るとされる。しかし、現実の事例では、市場の失敗があり、このような理想的な成果は多くの場合得られないことが示されている。

このような市場の失敗を修復し、市場が (自由に任された状態で) 厚生を最大化する成果に至るよう導く方法がない場合、何らかの規制メカニズムを導入することによって、市場がこの目標を達成できるよう支援することができる。このようなメカニズムとしては、電力システムの供給セキュリティを高めるために、市場参加者が認知できる短期的あるいは長期的シグナルを増強しようとするもの、または特定のエネルギー技術 (風力、太陽光など) にインセンティブを与えようとするものが考えられる。

容量報酬メカニズム

容量に対して報酬を与える手段について、コンセンサスは得られていない。主に米州における多くの市場 (Batlle et al., 2015) は、最初から多岐にわたる明確な容量メカニズムを運用することを選んだが、他の地域 (欧州がその典型例である) は当初そうしなかった⁵。しかし、現在は欧州のいくつかの国が容量メカニズムを導入したか、または導入の途上にあり (ACER, 2013; ACER-CEER, 2016a)、その状況は図 2.2 にも示されている⁶。

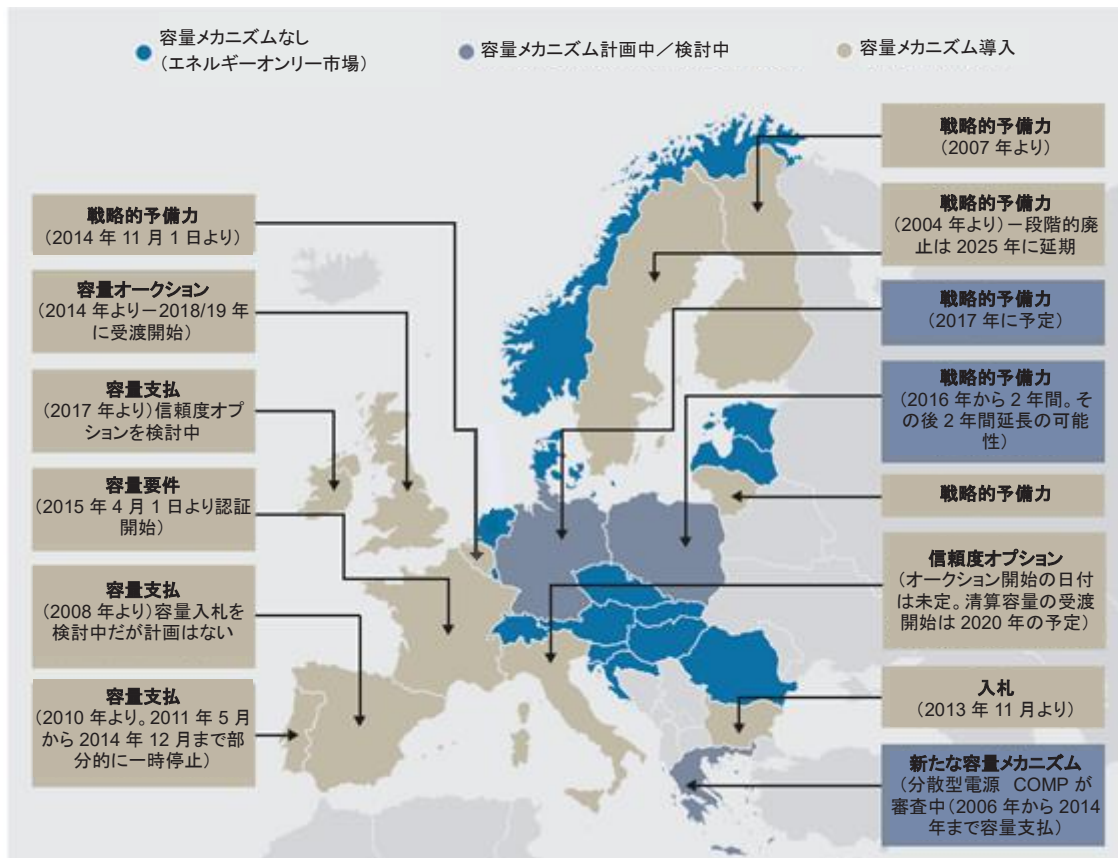
4 CACM Guideline (Commission Regulation 2015/1222) および Electricity Balancing Guideline 草案の定義による。

5 とはいえ、これらのエネルギーオンリー市場でも、供給の確実性を確保するために、あらゆる種類の黙示的なセーフガード規制が間接的に適用されてきた。

6 欧州委員会は、国別の容量メカニズム設計が域内エネルギー市場の発展の足かせとならないよう、統一的なアデカシー評価手法を採用する必要性を強調してきた。詳しくは、2016 年 11 月 30 日発行の Winter Package (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>) を参照のこと。

2

図 2.2 容量メカニズムが導入された(または導入途上にある)欧州の電力システム



注: ドイツには、気候リザーブ、ネットワークリザーブ、戦略的容量予備力という 3 つの方式がある。1 番目は容量メカニズムとは見なされない。2 番目は容量メカニズムとなりえる。3 番目は容量メカニズムである。戦略的容量リザーブは、必要性が立証されれば 2017 年に実施する予定である。ポーランドで 2016 年以降について構想された容量メカニズムは送電系統運用者提供の発電ユニットを含んでいるが、これらの発電ユニットは、2015 年末までに確実に閉鎖されたと考えられる。この制度は、戦略的予備力による容量メカニズムの特徴を備えている。本稿で使用する「国」という言葉は、必要に応じて領土や領域も指すものとする。

出所: NRAs (2016) および European Commission's report on the sector inquiry into CMs (2016)に基づき ACER-CEER, 2016a を修正

一部の人々は、容量メカニズム実施の必要性を正当化する新たな主要因として、再生可能エネルギーの導入を挙げている。より広く論じられているのは、容量が過剰な市場に大量の変動性再生可能エネルギーを導入した場合、短期価格と従来型電源の負荷率が低下するというものである。そのため、需給逼迫事象が起こる頻度を予測することがより難しくなる。競争の激しいエネルギーオンリー市場(キロワット時のみが取引される市場)において、この不足事象は、インセンティブのない従来型発電所が固定費を回収する機会である。実際、商品特性が標準化されているため、競争の激しい電力市場では、市場価格は需要増分の発電ユニットを満たすための限界コストと等しくなる。したがって、需要に応える十分な容量がある限り、市場価格は電力システムの限界変動費を上回ることができない。電力は経済的に貯蔵することができないため、需要に対して容量が不足している場合のみ、価格が限界コストを上回り、固定費の回収に貢献することができる。⁷

⁷ エネルギーオンリー市場では、投資へのシグナルは需要超過時に発生する高価格に基づいている(これらは供給不足時価格と呼ばれ、需要超過時は供給不足時シナリオと呼ばれる)。供給不足時シナリオが発生すると、必ず価格上昇が許容されるため、発電事

このような情勢にあって、不足事象の際には市場価格が非常に高い水準まで達することを規制が容認しているとしても、適正な容量投資を促進するほど信頼度のあるシグナルは短期市場の価格のみなのだろうか、多くの利害関係者が疑問を抱いていた。事実、長期的シグナルを補強する必要性が生じる理由としては、再生可能エネルギーの導入そのものだけでなく、導入に関連する規制の不確実性（例えば、どのような支援が将来提供されるかなど）や、この不確実性が卸市場に及ぼす影響からも生じる。

再生可能エネルギー支援メカニズム

長期的な再生可能エネルギー支援メカニズムが必要であるという点については、長年にわたるコンセンサスがある。なぜなら、市場は多くの外部性を内部化することができないからである。しかし、再生可能エネルギー支援メカニズム、ひいては再生可能エネルギー投資は、安定した報酬枠組みの恩恵を常に受けてきたわけではない。このような規制の予測可能性の欠如は、他のいかなる要因にもまして、潜在的な再生可能エネルギー投資家の意思決定に（そして、従来型発電方式に対する投資家の意思決定にも）影響を及ぼしている。

個別の状況においてかかるメカニズムの必要性が正当化されるか否かに関する議論は、本分析の範囲外である。本分析の重点は、電源アデカシーと再生可能エネルギー開発の双方について、支援メカニズムをどのように設計するべきかに関する提言を行うことに置かれている。その目標は、適切な長期シグナルを発信し、市場介入と市場歪曲を可能な限り防ぎ、すべての電源の統合を促進することである。

2.2 短期市場

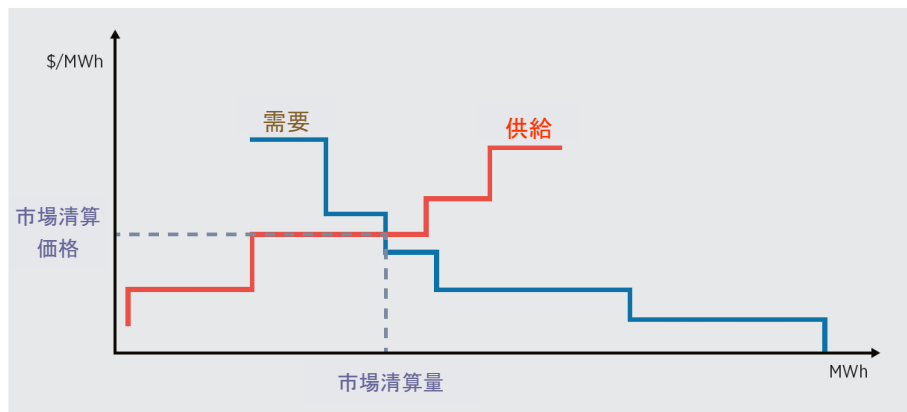
短期エネルギー市場の設計は、あらゆるレベルにおいて改善・改良される必要がある。特に重要な分野は、時間枠、価格の位置分解能、入札様式、清算および価格設定ルール、予備力の統合である。

短期オークションは、卸電力市場の中核である。短期オークションでは、発電事業者と需要家による入札は、売り手と買い手を決定するだけでなく、さらに（オークションの時間帯における各時間帯について、および発電側・需要側という市場の両当事者について）市場清算価格も決定するという教科書的な目的に適合するよう、調整が図られる。この市場清算価格とは、図 2.3 が示すように、需要と供給が一致する価格であり、需要側がこれ以上買う気がなく、あるいは供給側がこれ以上売る気がない価格である。上記の短期電力価格は、長期市場（これが電力システム拡大を促進する）の参照基準になるため、きわめて重要である。

業者は「供給不足時利益（希少レント）」を稼げるようになる。供給不足時利益（希少レント）は、固定資本コストを埋め合わせ、さらには新規投資／新規市場参入を誘発するほど高水準にある。（略）」（European Commission, 2015a を参照）

2

図 2.3 電力オークションにおける市場清算価格および市場清算量の決定



電力市場における取引は、多くの複雑な物理的制約（運用、電力網、セキュリティなど）を受ける現物商品に対して行われる。これらの物理的な複雑性に対応するための方式は多様であり、その結果、市場の設計も（時にはきわめて）多様なものとなっている。

実際には、ボックス 2.1 で簡潔に論じているように、多くの物理的制約に対処するために主に 2 つの方式がある。すなわち、米国モデルと欧州連合モデルである。両者の主な違いは、市場運営者と送電系統運用者の分離の程度である。とはいえ、2 つの方式は徐々に収斂しつつあり、その傾向が今後も続くことは間違いない。

ボックス 2.1 米国と欧州連合における市場設計の主な相違

米国と欧州連合の市場設計に見られる大きな相違は、市場運営者と送電系統運用者の役割がどの程度分離されているかである。一部の地域では、市場の範囲を最大化するために送電系統運用者の機能を制限して信頼度を確保すべきだという論拠に基づき、送電系統運用者が他の地域ほど広範な役割を認められていない。市場改革が始まった当初から、市場と送電系統運用者の責任分担は議論の中心となってきた(Hogan, 1995などを参照)。

米国市場で実施されている支配的なモデルと欧州連合加盟国の大部分(ごく最近までのアイルランド(CER, 2014)やポーランド(Siewierski, 2015)などの一部例外を除く)で実施されているモデルは、このような分離を行うべきか否かに関する 2 つの異なる見解を示している。

- 米国では、清算プロセスにおける物理的制約の統合と独立系統運用機関による市場への関与は、おそらくこれ以上ありえないほどに進んでいる。独立系統運用機関は、制度上の視点だけでなく実務上の観点にも立って市場運営と系統運用の双方の活動を監督している。なぜなら、エネルギーの諸取引は電力システムの供給力確保手続を組み合わせるからである。このことは、信頼度の高い系統運用を行うのみならず、また(技術的制約や信頼度の制約を考慮しつつ、送電系統運用者の視点から見て)最適のディスパッチに市場参加者を誘導するためにも、必要と見なされている。このモデルは、入札に基づいた供給力確保制約

型経済的ディスパッチという概念を中心に形成されている。そこでは、独立系統運用機関によって設定された要件(さまざまなタイプの予備力など)が相互最適化され、エネルギーと連動して価格設定される。

- これと対極の位置にあるのが、現在ほとんどの欧州連合加盟国で採用されているモデルであり、欧州連合の電力取引所方式と呼ぶことができる。これは本来、より単純な物理的実体を想定したもので、送電系統運用者の責任とスポット市場機能は明確に分離されている。歴史的に欧州の電力取引所は、電力取引を電力網の複雑性から(可能な限り)分離するために、流動性を最大化するという目的を想定し、市場参加者がエネルギーの売買を行う金融プラットフォームとして設計されていた。市場と送電系統運用者を分離するとともに、欧州の方式は、発電事業者がポートフォリオベースで入札する(同一会社内の複数施設の入札をまとめる)ことを認める傾向がある⁸。
- 要するに、本章全体を通して論じるように、プロセス全体におけるリアルタイムのスケジューリングを決定する送電系統運用者の影響は、現実によくの基本的設計要素に反映されている。そのような要素としては、最終市場閉場として設定される時点(すなわち、市場参加者が送電系統運用者の介入を受けずに、自身の計画を修正できる期限)、清算プロセスにおける物理的制約の統合、送電系統運用者が決定する予備力の容量と種類、および予備力を確保するためのメカニズム、さらにはアグリゲーターかつ再生可能エネルギーの需給調整責任者としての送電系統運用者の役割などを挙げることができる。

■ 検討すべき短期市場の設計要素

本稿では、新たな特徴を持った電源が近年拡大していることにより、現行の市場設計を改善する必要性に対する関心が高まっていると指摘した。短期市場の設計にはさまざまな特徴があるなかで、本稿では利害関係者と政策立案者にとってより大きな注目に値すると考えられるものを取り上げる。

- 急速に変化しつつある状況に市場メカニズムが迅速に反応できるようにするための基盤と見なされるエネルギー市場および予備力市場の時間的枠組み。
- 価格とスケジュールの位置分解能。
- いわゆる入札形式。すなわち、発電事業者が市場(前日市場のみならず、それよりもリアルタイム市場に近接した市場も含む)でオファー提出のために認められている方法。
- 市場の清算および決済方法。すなわち、誰が発電し、誰が消費し、価格はいくらかを決定する方法。
- 運転予備力を定義し、調達する方法。とりわけエネルギー商品と予備力商品の相互依存性が(特にこれらが不足する状況において)市場に反映されるようにする方法。

このような設計要件の一部は、比較的新しいものである(新たな柔軟性要求に合わせて市場の時間帯を調整する必要、新たな入札形式を定義する必要など)。一方、他の改良点(例えば清算および価格設定ルールを再検討する必要)は、長年認識されている根深い効率性に関する課題を解決しようとするものであるが、その効果は市場の新たな状況により損なわれている。従来の短期市場の設計要素はほと

⁸ ポートフォリオ入札は、欧州では主流のトレンドであるものの、欧州の一部システム、たとえばスペインやポルトガルなどでは認められていない。

んどがある程度相互に関連しているが、明確化を図るため、本稿ではそれらをひとつずつ別個に論じることを試みる。



2.2.1 市場の時間枠、ディスパッチ、価格

変動性が増大するにつれ、市場で取引される商品の時間的特定性を高める必要がある。そのため、市場の時間帯を適合化し、柔軟化する必要がある。

より効率的に再生可能エネルギーを導入するために再検討する必要がある短期市場の主な設計要素のひとつは、エネルギー市場と予備力市場の時間枠である。系統運用者のオークション（すなわち、電力受渡に伴う信頼度に関連するプロセス）の時間枠も、再検討が必要である。

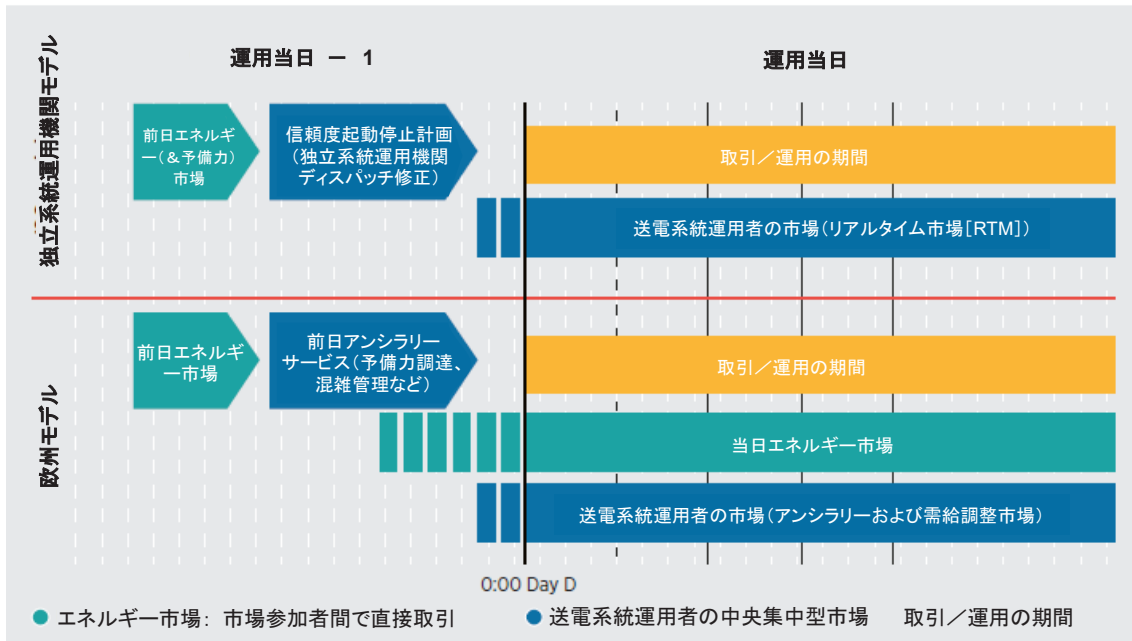
市場の時間枠の設計は、主に、電力システムの物理的および技術的特性に影響される。電力市場自由化の当初から、火力発電中心の電力システムでは前日エネルギー市場とともに前日予備力市場を実施することが便宜的であるという点で、全体的な同意があった（一部例外あり）。エネルギーと予備力の調達方法としては、1) 同一のオークションメカニズム内における調達、または 2) 異なる連続的なメカニズムによる調達が考えられる。

短期エネルギー市場の場合、1 日あれば、十分な確実性をもって需要側の消費量を予測し、かつ火力発電所の約定を計画するために十分である。一方、水力発電中心の（エネルギー制約型）電力システムでは、経済負荷配分とそれによる価格は、より長い期間（例えばブラジルで採用されているように、週単位など）で計算される。このことは、最適の時間枠を決定するうえで電力システムの技術的特性が重要な役割を果たすことを示している。

前日市場からリアルタイムまでの間、変化する状況に合わせて市場参加者が自身のプログラムを修正できる追加的な市場やメカニズムが必要である。特に風力発電や太陽光発電の導入率拡大に伴い、当日取引に必要な数量が増大し、また、更新された最新予測に合わせてスケジュールを調整する必要性が高まる。したがって、変動性再生可能エネルギーの潜在力を十分に活用するため、市場の時間枠を適応させる必要がある。

図 2.4 は、米国と欧州でみられる市場の時間枠をまとめたものである。この図は明確性を求めるために簡略化を図っており、2つのパラダイムについてその最も有意な相違に焦点を当てている。

図 2.4 短期市場の時間枠：概要



この図は、各プロセスが発生する時点とそれがカバーする時間的範囲を示している。例えば、欧州の前日市場は電力受渡前日（運用当日-1）の午前中に始まり、受渡日（運用当日）の24時間すべてをカバーしている。また、図 2.4 は、エネルギー市場のプロセスと系統運用者が集中管理する市場のプロセスを明確に区別している。前者では市場参加者間で商品が直接取引され、後者では系統運用者（すべての取引で相手方当事者になる）によって電源が売買される。後に説明するように、欧州モデルでは、市場参加者間でエネルギー商品が直接取引される当日市場がある。

短期的に見た両スキーム制度の第一の違いは、運転予備力（系統運用者が緊急事態を解決するためにすぐに利用できる発電容量）の調達方法である。

- 独立系統運用機関の市場では通常、予備力の調達はエネルギー市場と同時に発生する（米国の独立系統運用機関の用語では、両者は同時に最適化される）。
- 欧州では、運転予備力は、エネルギー市場の結果が判明した後に⁹系統運用者によって編成される。したがって、この場合は調達が後に続く（この選択肢の促進要因と影響は、2.2.5 項で論じる）。

前日市場および予備力調達プロセスの後、系統運用者は電力システムの信頼度を確保するための措置を取る。どちらの状況においても、これらのオークションのタイミングと範囲は類似している¹⁰。これらのオークションは、前日市場の後に必要になる。なぜなら、前日市場は、電力システムの物理的複雑性

⁹ 予備力電源は、より長期的な契約（月次入札/オークションなど）により前日エネルギー市場の前に調達される場合もある。

¹⁰ ただし、2.2.5 項で論じるように、一部の独立系統運用機関は、いくつかの信頼度プロセスを前日市場に組み込んでいる。

をすべて考慮に入れているわけではないからである。先に述べたように、欧州連合の場合、このような詳細事項の欠落は、ある面、系統運用者の責任とスポット市場の機能を分断し、電力網の制約を受けるディスパッチモデルの複雑性からエネルギー取引をできる限り隔離しようとした結果と言える。この分離に伴う代償として実行不可能性の問題が生じ、それを後に系統運用者が解決しなければならない。米国では、エネルギー市場プロセスのあらゆる詳細事項を反映することを目標としているものの、「送電システムの交流電流についてその完全な状況説明を市場ソフトウェアに組み込み、明示することは、最先端の計算ツールを使用しているにもかかわらず、今日でもなお不可能である」(FERC, 2014c)と依然として考えられている。運用や信頼度に対する勘案事項の一部考察はいまだに前日市場のプロセスへ組み込むことができない。そのため、米国の電力市場では、系統運用者が何らかのフォローアップアクションも行う必要がある。

前述の問題(これについては後の節で分析する)を別にすれば、市場の時間枠に関連する設計上の意思決定事項は基本的に 3 種類ある。すなわち、1) 時間的閾値の定義、すなわち当日エネルギー市場で応札がなされなければならない期限であり、中央集中型(需給調整)市場を通して対応/電源ディスパッチを行う以外の選択肢が、系統運用者から消滅する期限でもある時間的閾値の定義(いわゆる最終市場閉場または単に市場閉場)、2) 当日エネルギー市場(欧州連合では市場運営者、米国では独立系統運用機関により運営される)の時間帯と形式、3) 決済期間である。これらの設計については、次に論じる。

■ 再入札期間と市場閉場

いわゆる最終市場閉場までは、市場参加者は系統運用者によるいかなる種類の介入も受けずにポジションのバランスを取り、逸脱を修正することができる。その時点を過ぎると、すべての参加者について、拘束力のある最終的な発電スケジュールが決定し、逸脱を修正できるのは系統運用者のみとなる。最終市場閉場のタイミングは、市場と純粋な系統運用を区別する境界線を示す。

- 欧州では、時間 h (または市場の時間帯 x) において市場参加者が系統運用者の仲介を受けずにスケジュールを変更する最後の機会は、かかる受渡期間 h に向けてエネルギー取引を行うことができる当日市場の最終セッションの終了時である(当日決済については次節を参照)。ボックス 2.2 を参照。
- 米国では、市場と純粋な系統運用者の区別はやや様相が異なる。前日市場が閉場すると、独立系統運用機関は、いわゆる信頼度確保電源起動停止計画を算定する。これは翌日のスケジュールを修正するものである。独立系統運用機関は、まず前日市場を清算し、必要な修正を策定する。セキュリティ制約型経済的ディスパッチの最適化モデルで十分に把握されなかった最終的な送電制約がないかを確認するか、または負荷および再生可能エネルギー発電に関する独立系統運用機関の予測や、エネルギー市場と予備力市場の同時最適化の結果に基づいて、清算済みの入札を修正する(2.2.5 項を参照)。原則的に、市場参加者はこの時点以降入札の修正を行わないことになっている。したがって、ある意味でこれは市場閉場時刻と言える。しかし、一定の特別な、十分に正当化できる状況では、市場参加者は前日のオファーを修正することが認められている。この再入

札期間は、リアルタイムの数時間から数分前に終了する。

ボックス 2.2 イタリアにおける短期電力市場の時間帯

前日市場

前日市場では、運用当日の 1 日前に電力の取引が行われる。卸市場における電力の取引は、前日相対取引または前日の取引所取引によって行われる。イタリアでは、前日市場は MGP と呼ばれ、連続取引市場ではなくオークション市場である。売買入札は、受渡日 9 日前の 8:00 a.m.より受渡日前日 (Day-1) の 12:00 p.m.まで前日市場に提出することができ、受渡日前日 12:00 p.m.にオークションプロセスが開始される。前日市場オークションの結果は、受渡日前日の 12.55 p.m.までに判明する。前日市場オークションは、地域間送電容量の上限を考慮しつつ、経済的なメリットオーダーの基準に基づいて売買入札を選定する。

当日市場

当日市場 (MI) において、市場参加者は追加的な供給入札や需要入札を行うことにより、MGP で決定したスケジュールを修正することができる。当日市場は、7 つのセッション (MI1、MI2、MI3、MI4、MI5、MI6、MI7) で取引を行う。各セッションのスケジュールを表 2.1 に示す。

表 2.1 短期市場の時間帯：概要

MI セッション	開始時刻	終了時刻	結果
MI 1	12:55 pm (Day -1)	3:00 pm (Day -1)	3:30 pm (Day -1)
MI 2	12:55 pm (Day -1)	4:30 pm (Day -1)	5 pm (Day -1)
MI 3	5:30 pm (Day -1)	11:45 pm (Day -1)	0:15 am
MI 4	5:30 pm (Day -1)	3:45 am	4:15 am
MI 5	5:30 pm (Day -1)	7:45 am	8:15 am
MI 6	5:30 pm (Day -1)	11:15 am	11:45 am
MI 7	5:30 pm (Day -1)	3:45 pm	4:15 pm

出所: Gestore mercati energetici, 2017

部分的には変動性再生可能エネルギー拡大の結果としてリアルタイム運用に関する不確実性が增大していることが、この議論に拍車をかけている。ここでも議論の中心は、市場と系統運用者の権限の線引きである。次項で論じるように、原則的に市場の範囲を拡大することにより、市場参加者に対して、自身のインバランスを最小化するために最善を尽くすインセンティブを与えることができる。このことは、再生可能エネルギー導入率が高い場合に最も当てはまる。なぜなら、市場参加者がリアルタイムに近いタイミングで入札を更新できるようになれば、彼らの予測の精度が高まるからである (Miller, 2015)¹¹。一方、送電系統運用者に対してあまりにもリアルタイムに近い運用を強制すると、より大量あるいはより高品質の予備力電源が必要になる可能性もある。したがって、市場閉場時刻をリアルタイムから離すことは、系統運用者の任務遂行を容易にし、電力システムのセキュリティコストを削減するためには好都合であ

11 ただし、これは火力発電所についても当てはまる。なぜなら、市場参加者は火力発電所の入札を更新することができるので、その入札は当日のガス価格の変動を反映することが可能だからである。

2

る。市場参加者が自身のスケジュールを変更する最後の機会となる時点を決める際に、便益（再生可能エネルギー発電事業者の観点から見た便益）とコスト（系統運用者の観点から見たコスト）を比較することが望ましい。

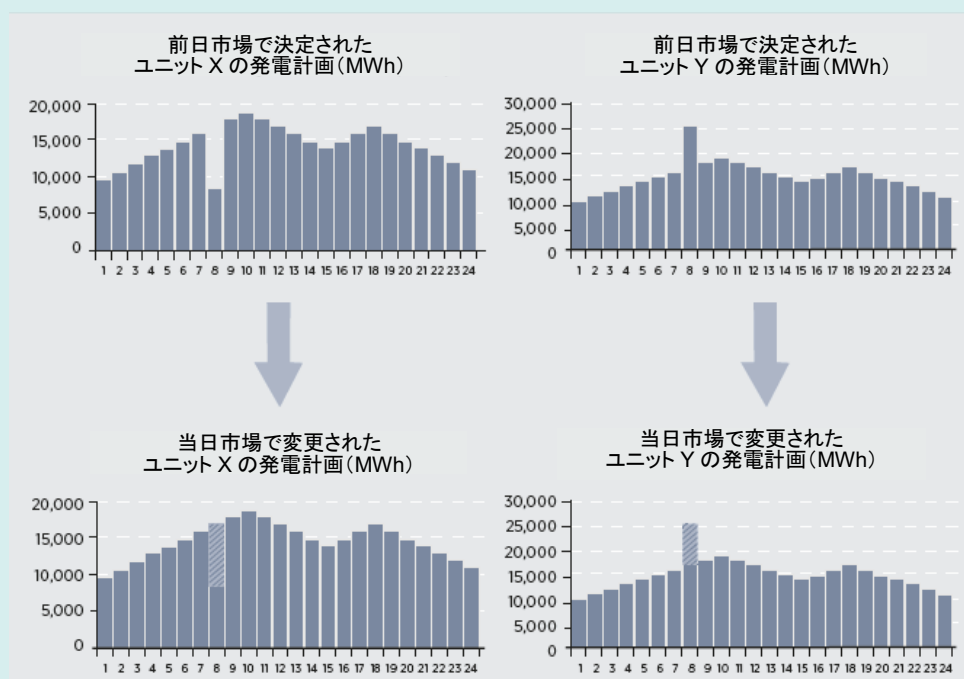
■ 当日決済

欧州において、当日市場は2つの重要な機能を果たしている。第一に、ボックス2.3に示すように、発電事業者がエネルギースケジュール（前日市場の結果）に対して追加的調整を行うことを可能にする。これにより、当初の前日計画の効率性が向上する。また、欧州の入札形式の制限（2.2.3項を参照）による前日ディスパッチの非効率性を緩和することができる。第二に、電力システムの状況の予測が変動した場合、当日市場が需要と供給のバランスを回復する。例えば、再生可能エネルギーに関する予測誤差に対応するために当日市場は不可欠の役割を果たしており、近年は欧州のほとんどの当日市場がパフォーマンス向上を図って修正を受けている（ボックス2.4も参照）。当日市場においては、各市場で実施された漸進的変更を決済する価格が決定される。

ボックス 2.3 当日市場とスケジュール調整

当日市場は、予測誤差（例えば、需要予測や再生可能エネルギーの出力予測）に対応するために有用なプラットフォームである。また、前日エネルギー市場の結果として決定された火力発電所の発電計画は、同時に複数の入札ができないため、技術的に実行不可能になる場合があり、そのような発電計画を修正する（事例は図2.5）ためにも当日市場は有用である。当日市場の必要性は、発電計画からの逸脱（インバランス）に対してペナルティが課されるという事実と密接に関連している。したがって、当日市場はインバランスのリスクを低減するために貢献する。

図 2.5 当日市場のスケジュール調整事例



米国では、独立系統運用機関が(主に負荷予測および電源強制停止に関連した)電力システムの状況の推移とともに更新される予測に応じて当日調整を実施する。これらのオークションは、より高い再生可能エネルギーの導入率に適応しつつある。これらのプロセスは、重要な一点において欧州の当日市場と異なる。米国では一般的に、これらのオークションに関連して、当日価格のシグナル効果は計算されない。こうして、米国の当日オークションでは、拘束力のある経済的取引が確定されない(なぜなら、拘束力のある価格が決定されないからである)。前日計画からの逸脱はすべて、その後リアルタイム価格で決済される¹²。これは(電力システムの実況を考慮に入れて)リアルタイムの電力価値を示した価格であり、電源起動停止計画のようなモデルを使用して5分ごとに計算される(当モデルは前日市場で用いられるモデルに類似しているが、情報は更新される)。

理想を言うならば、前日計画から逸脱する場合、発電事業者は、逸脱に伴うコストを表示するシグナルを受け取ることが望ましい。逸脱が事前にわかっているならば、これらのコストが低くなる可能性がある。例えば、ある再生可能エネルギー電源の出力が前日予測の想定より少ない場合、不足を補う他の電源が必要になる。逸脱がリアルタイムのわずか数分前に判明した場合、この逸脱を補うためには即応型発電ユニットまたは高コストで高い柔軟性をもつ電源が必要になる可能性が大きい。しかし、通知が数時間前であれば、柔軟性が低い電源でも、運用者がその出力を調整する時間は十分にあり、より経済的となる。

欧州の当日価格は、逸脱が生じた場合は変動する価値を反映する。一方、独立系統運用機関市場の2段階決済方式では、このようなシグナルは弱くなる。なぜなら、すべての逸脱がリアルタイム価格で決済されるためである。当日市場とシグナルの重要性は、市場設計に関する他の分析によっても確認されている。例えば、国際エネルギー機関(IEA, 2016)では、「透明性の高い当日価格は、次の1メガワットについて、その提供コストをすべての市場参加者に伝えるため必要である」と指摘されている。また、「北米における市場設計は、当日時間枠における位置別価格の推移について透明性を高めることにより、さらに改善できる可能性がある」とも指摘されている。

■ 欧州における当日市場の連続取引(ザラ場方式)とシングルプライス取引

欧州の当日市場は、統一的設計(XBID プロジェクト)がまだ実現していないため、加盟国は2通りの方法を用いている。1) あらかじめ決められた特定の時点でオークションを実施するシングルプライスオークション、2) 市場閉場時刻に先立つなんらかの時点で入札がなされてマッチングが図られる連続取引(図2.6下)。

¹² 前日市場とリアルタイム市場は、いわゆる2段階決済方式を構成する。

2

図 2.6 欧州の当日市場における時間枠

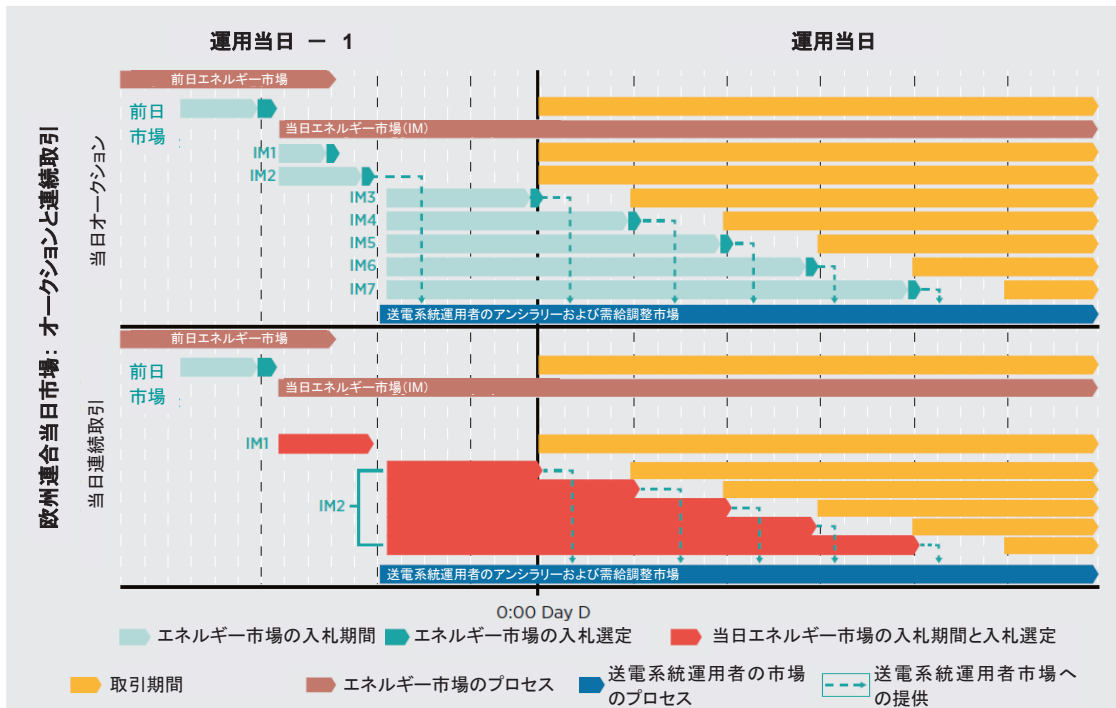
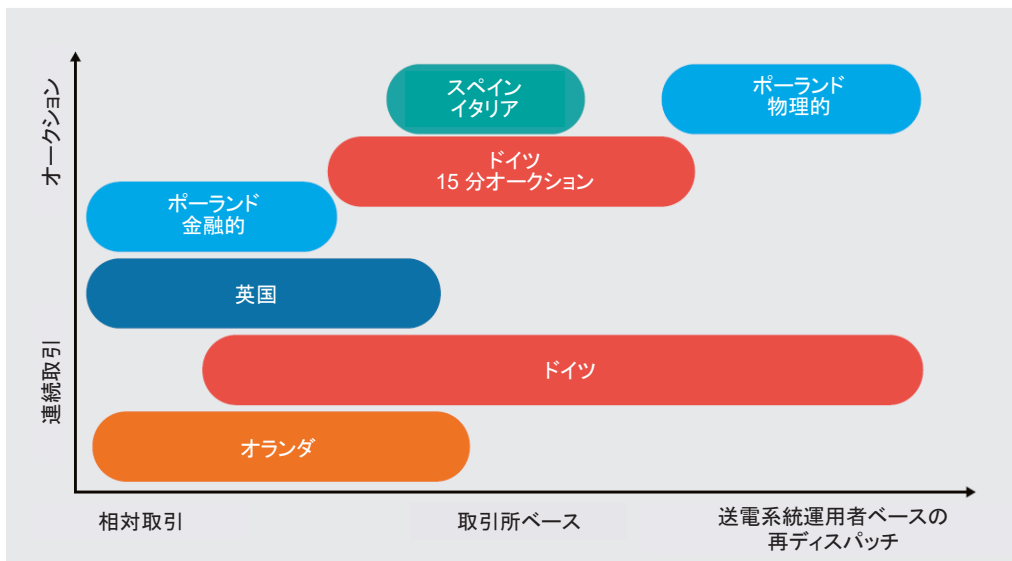


図 2.6 が示すように、オークションは入札提示や選定のさまざまなタイミングが設定されているが、連続取引の場合、入札はいつでも提示可能で、提示されると、いつでも選定の対象となる。その結果、当日オークションではさまざまなセッションが同時にオープンになり、例え取引期間が部分的に重なっても、それぞれが別に入札を募り、それぞれ別の結果が出る。一方、当日連続取引は一度に1セッションのみ開催し、時間の経過とともに取引期間(取引可能な時間単位商品の取引期間)が短くなっていくという特徴がある。

図 2.7 は、欧州各国の電力システムで実施されている当日市場の設計を示している。これらは主に2つの基準に基づいている。1) これらの市場が連続取引(ザラ場)方式かオークション方式か、2) これらの取引を実行するために用いられるプラットフォームを所有するのはどの組織か(所有権の基盤は、電力取引所か、送電系統運用者か、相対契約か)。

図 2.7 欧州各国における当日取引の形態



出所: Neuhoff et al., 2015

上記 2 つの選択肢(連続取引およびオークション)については、そのいずれにも次のような特徴、長所、短所がある。

柔軟性と流動性

あらかじめ決まった特定の時点でオークションを実施する場合、市場参加者が計画を変更する柔軟性は限定されている。なぜなら、市場はこれらの変化に後のオークションで対応する以外にないからである。柔軟性という観点から見ると、オークションを頻繁に実施すれば、これはさほど問題とならない。

シングルプライスオークションの利点として考えられるのは、流動性の高さである。なぜなら、取引を集約し、直近のセッション以降に起こった事象をすべて反映することができるからである。当然、シングルプライスオークションの頻度を増やせば流動性に影響が出る。したがって、シングルプライスオークションの構成は、電力システムの特徴に応じて決める必要があり、また、十分な流動性を確保する必要がある。

一方、連続取引は、より高い柔軟性を提供する(なぜなら、いつでも取引ができるからである)。しかし、頻繁過ぎるシングルプライスオークションと同様、連続取引も流動性が不十分になる可能性がある。

連続取引市場における国際送電容量の価格設定

連続取引よりも当日オークションのほうが国際連系送電容量を効率的に価格設定できるかどうかについては、議論が続いている。主な問題は、連続取引の現状において、国際送電容量が先入先出法で配分されるかどうかという点である。この場合、希少性に応じた適切な送電料金が設定されない。言い換えると、送電容量は無料で少しずつ配分されていき、混雑に至るまでそれが続けられるということである(その時点で、配分できる空容量がなくなる)。

考えられる解決策：ハイブリッド設計

柔軟性の高い連続取引市場と併せて、流動性を集約したシングルプライスオークションを複数回実施するハイブリッド設計は、適切なトレードオフを体現していると言える。問題は、当日連続取引にどれだけオークションを追加すれば、実際に市場のパフォーマンスが改善されるかである。

ドイツでは、連続取引を補完するために実施される追加的な地域別当日オークション(3:00 p.m.に実施)について、Neuhoff et al. (2016) が分析を行っている。この分析は、オークション実施後、取引数量、流動性、市場深度¹³が増大したことを明らかにしている。これは従来からの観察と一致する。すなわち、当日連続取引を採用する欧州の電力市場(中西欧国など)は、オークションベースの当日取引を行う市場(イタリア、スペインなど)と比べて流動性が低い。

これらのシングルプライスオークションは、あらかじめ決められた特定時点か、または特定事象の発生時点(大規模発電所の強制停止、大幅な予測誤差など)で実施することができる。

■ 決済およびディスパッチ期間

安全で信頼度の高いシステムを維持するには、エネルギー供給とエネルギー需要が常に同量である必要がある。需要も再生可能エネルギーによる出力も常に経時的に変動するため、(消費/再生可能エネルギー発電の小幅な変動が周波数調整電源によって管理されている場合であっても、)ほとんど常に(限界)発電コストは変動している。しかし、エネルギー市場で取引される商品は、ある意味で標準化されている。つまり、市場で売買されるエネルギーの供給/引取を行う責任を守るために、すなわちバランスを取るために、所定時間枠の「平均で」バランスが取れていれば十分であるとされているという意味である。この時間枠は、決済期間(取引期間とも言う)と呼ばれ、通常は1時間である。システムのバランスが連続的に保たれるようにするのは、送電系統運用者の役割である。そのためには、すべての需給調整電源について当初想定された発電の約定を下位期間(15分、5分など)に分割しなければならない。そのうえで、送電系統運用者は、需給調整市場およびアンシラリーサービス市場においてそれぞれの下位期間(またディスパッチ期間)における正味発電電力量の変更を取り決める。この更新された計画により最終スケジュールが決定され、それに基づいてインバランスペナルティが課される。

需給調整電源(通常は火力発電所)にとって一定量の発電を続けるほうが効率的だとすると、電源側は、決済期間の計画出力を各下位期間に均等に分散させようとする可能性がある。つまり、ある決済期間における需要(または再生可能エネルギー発電)の変動性が大きくなるほど、送電系統運用者はシステムのバランスを維持するために多くの措置を講じなければならないということである。したがって、再生可能エネルギー発電の割合が拡大すると、変動性再生可能エネルギー発電所についても決済期間を短縮することが重要になる。

決済期間の長さは、特にリアルタイムに近接する取引の場合、重要な意味を持つ。本稿が最初に超短

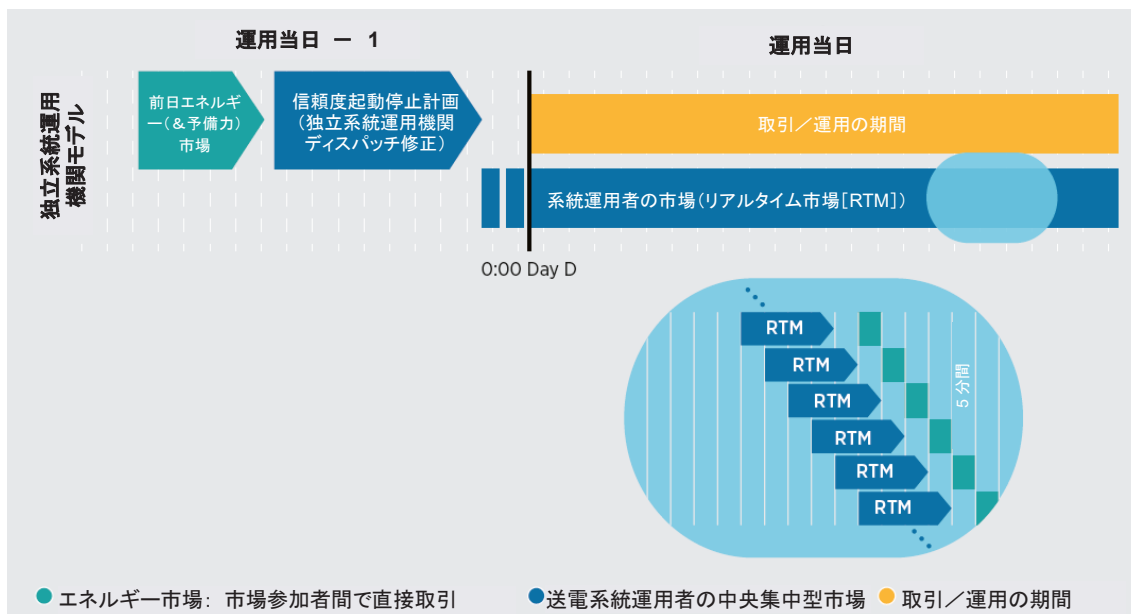
13 市場深度とは、市場価格に影響を及ぼすことなく多くの成行注文を処理することができる市場の能力である。これは、特定の期間に特定の価格でオファーされる電力量として測定することができる。

期市場における決済期間の役割を論じ、その後、前日市場へ議論を広げようとする理由はここにある。

当日および超短期市場における決済期間

米国では、リアルタイム市場において5分間隔のディスパッチ指令が出されており(図2.8)、価格も5分間隔で算定される。しかし、ニューヨーク独立系統運用機関を除くすべての独立系統運用機関は伝統的に、リアルタイム取引を決済するために1時間単位の平均価格を算定し、メータリングおよび決済プロセスを簡素化している。このような簡素化は、比較的非効率的であると広く見なされており、連邦エネルギー規制委員会(FERC)は近頃、すべての独立系統運用機関に対してリアルタイム市場におけるエネルギー取引を5分間隔で決済するよう求めるオーダー825(FERC, 2016)を発行している。

図 2.8 米国におけるリアルタイム市場の時間枠

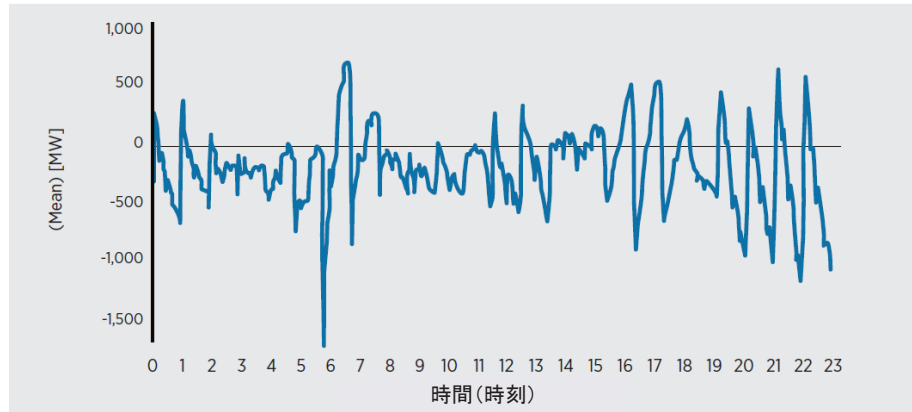


再生可能エネルギー電源の導入に関する近頃の懸念(先に論じたように、短期的な変動性による懸念)を踏まえ、すでに米国独立系統運用機関の一部は決済期間を1時間未満にしている。例えばカリフォルニア独立系統運用機関では、すでに15分間隔の決済を導入している。また、北米内陸独立系統運用機関とニューイングランド独立系統運用機関(は、現在変更を実施中である。しかし、「1時間未満の決済を短時間で達成するのは、コストがかかり、難しいかもしれない」(PJM, 2015b)という点を考慮し、連邦エネルギー規制委員会は、この改革の完全実施まで猶予を認めている。

ディスパッチと価格の分解能は、欧州のシステムのほうが低い。長い決済期間(例えば1時間)を用いることは、予備力のニーズと利用という点で重大な結果をもたらす。決算期間を長くすると、連続的で切れ目のない需要を人為的に不連続な段階に分割するため、体系的な逸脱が生じるのである。図 2.9 は、ドイツにおける2011年の日中分単位のシステムインバランスを表している。逸脱によるインバランスは、1時間時限の終わりや始め付近で大きくなっている。このような急激な変化は、系統周波数においても観察できる(Weißbach and Welfonder, 2009を参照)。このことは、先に述べたように、発電/需要計画

が通例として決済(またはディスパッチ)期間に均等に分配されるにせよ、実際の需要と発電がいずれの決済期間においても常に変動しているという事実による。

図 2.9 ドイツの電力システムにおける 2011 年における 1 日の分単位の平均インバランス



出所: Adapted from Hirth and Ziegenhagen, 2015

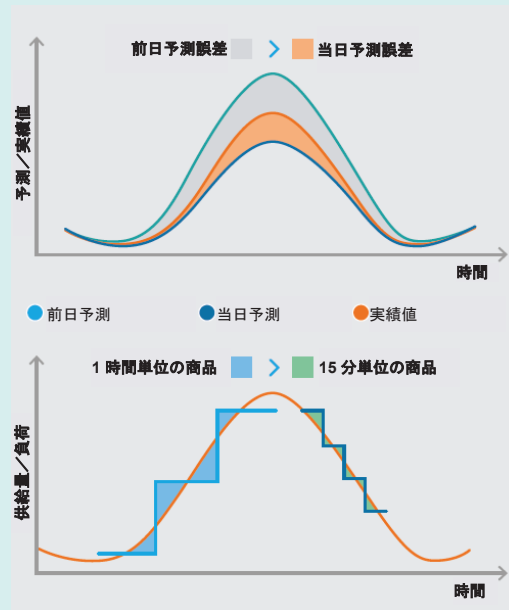
このように非効率的な予備力利用を改善するため、ドイツは、当日取引の決済期間を 15 分間、つまり変動性再生可能エネルギー発電と需要をより正確に予測できる間隔に短縮した(ボックス 2.4 を参照)。とはいえ、欧州連合内の一部システムは、現在も当日市場で長い決済期間を設定している。通常、当日市場は需給調整市場と連動しており、需給調整市場の送電系統運用者は 15 分間隔(ドイツ、オランダ、イタリアの場合、一定規模以上の発電ユニットに対して)、30 分間隔(フランス、英国の場合)、または 1 時間間隔(ポーランド、スペイン、イタリアの場合、10 メガワット未満の発電ユニットに対して)で測定した需要と供給のインバランスに料金を課している(Neuhoff et al., 2015)。

ボックス 2.4 当日市場と予測の精度

前日市場において、市場参加者は、システムの実状に関する自身の仮定と再生可能エネルギーに関する自身の予測に基づいてオファーを提出する。受渡時点が近づくにつれ、再生可能エネルギー電源に関する予測の精度が高まっていく(図 2.10 上を参照)。当日市場によって、市場参加者が上記の予測を自身のポジションに反映させることが可能になる。

また、15 分間隔の商品は当日市場で取引されており、前日市場の 1 時間単位の商品と比べて、実際の需要変動と変動性再生可能エネルギーを一段と近付けることができる可能性が提示されている。インバランス決済期間は 15 分間隔であるため、これは特に重要である。図 2.10(下部)は、1 時間単位商品と 15 分単位商品の差異とそれらが実際に表示する供給量の精度を示している。

図 2.10 負荷実績と当日市場予測誤差の接近



出所: TenneT, 2017

欧州委員会(2016a)は近頃、インバランス決済期間と同等の短い間隔でエネルギーを取引することを認める(当日市場と需給調整市場を連動させる)よう市場運営者に対して明確に求める規制案を提出した。インバランス決済は、加盟国において15分間隔となっている。この規制案は電力市場の分解能を向上させるものではあるが、2025年1月という施行予定日はあまり積極的とは言えない。

前日市場の決済期間

より議論を呼ぶテーマは、前日市場で1時間未満の決済を用いるべきかどうかである。カリフォルニア独立系統運用機関(CAISO, 2015)は、そうすることで多くの利点があると考えており、「1時間未満の決済を前日市場に導入することでもたらされる便益には、前日の時間枠とリアルタイムの時間枠の間でユニットコミットメントを連携させる決定があり(略)、この決定はさまざまな変動性エネルギー電源の事前のスケジューリングを向上させ、カリフォルニア独立系統運用機関の出力調整ニーズと電源の運用特性を協調させるために役立つ」としている。しかし、前日市場の分解能を高めようとすると、あまりにも複雑な計算が必要になる可能性がある。例えば、「ニューヨーク独立系統運用機関は、前日市場において1時間より短期間の約定スケジューリングを導入すれば、計算に要する時間が大幅に増加するおそれがあることを懸念している」(NYISO, 2015)。他の独立系統運用機関も、明確な利点があるとは考えていない。「ニューイングランド独立系統運用機関は、1時間未満の決済を前日市場に導入する便益は場合によって異なり、リアルタイム市場の場合よりはるかに小さいものになると考えている」。考えられる短所として、北米内陸独立系統運用機関(MISO, 2015)は次のように指摘する。「1時間未満のスケジューリングを導入した場合、実際には、リアルタイムの残余需要や前日の計画外停止に関する知識が不十分なため、ある程度の堅牢性がある1時間単位の決済と比べて一貫性やコスト効率性が低くなる可能性がある」

欧州の文脈では、欧州委員会(2016a)による上記の提案によって、前日市場と当日市場の双方で 15 分間隔を採用することが求められている。この措置は、卸市場の分解能を高め、前日市場の電力商品を需給調整市場と連動させる(それにより、非効率的な裁定取引の機会を防ぐ)というプラスの効果をもたらすと考えられる。独立系統運用機関市場で想定された 1 時間未満の決済の短所(主に複雑すぎる計算)は、欧州においても見られると考えることが望ましい。とはいえ、15 分間隔の決済(5 分間隔ではなく)を用いることにより、問題が緩和される可能性がある。

2.2.2 価格とスケジュールの位置分解能

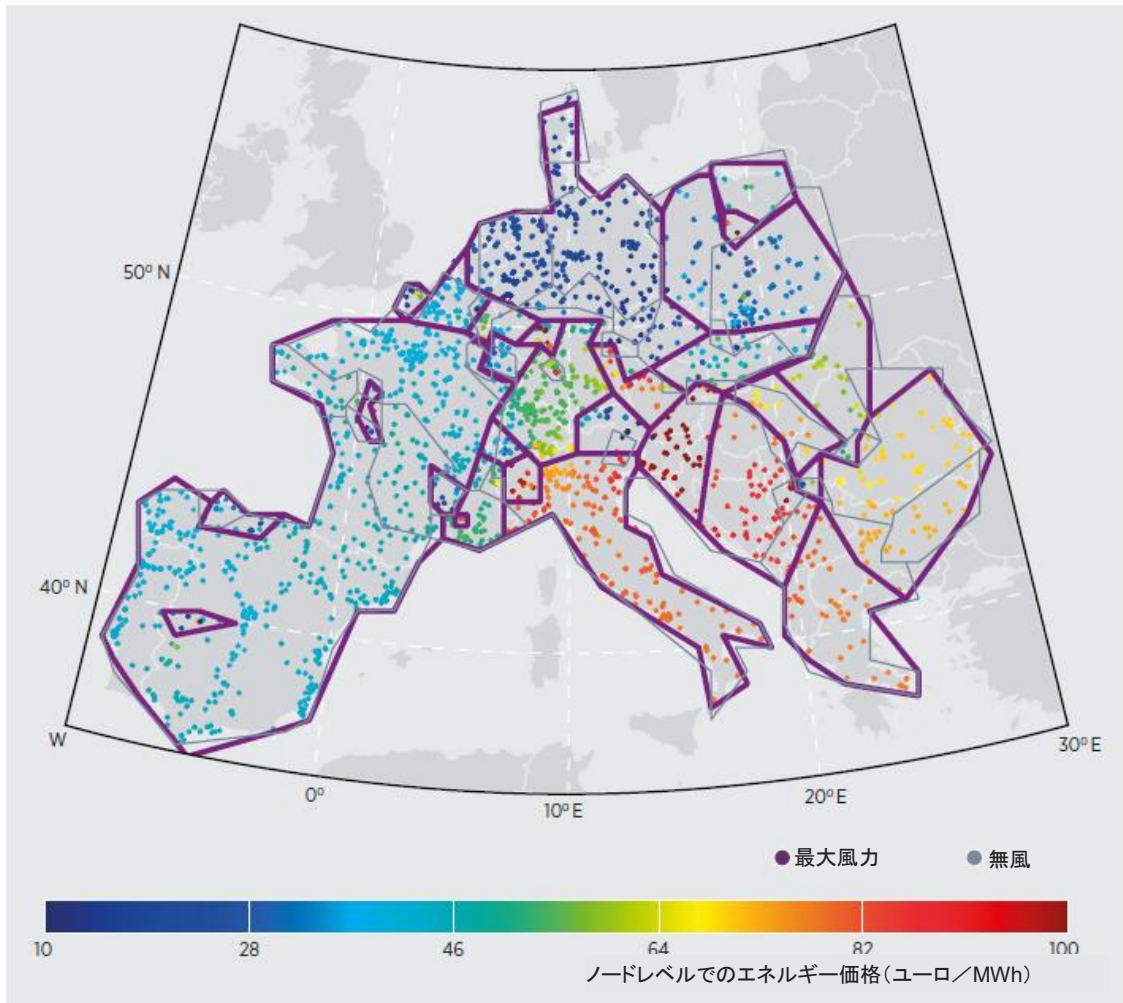
変動性再生可能エネルギー、特に風力発電の割合が高い場合、送電システムの制約が増大する可能性がある。変動性再生可能エネルギーの割合が高い場合は、ゾーン料金制のほうがノード料金制よりも、短期的にも長期的にも効率性が高いと考えるのが合理的である。

上限のある送電容量を通常の市場状況下でプレーヤー間に配分する方法について、その問題点に取り組む規制の選択肢は数多くある¹⁴。そのオプションとは、2つのグループに大別される。送電網の詳細な状態表示を含む価格設定アルゴリズムと、簡略化した状況を考慮する価格設定アルゴリズムである(これはすべての市場部門について当てはまる。ただし、個々の部門においてさまざまな方式が用いられる場合も考えられる)。

- ノード料金制を採用すると、セキュリティ制約型経済的ディスパッチに適用され、地点別限界価格が導き出される。これは、ある送電ノード(変電所、または送電網に不連続性を生み出す他の要素)で消費または発電される電力に対して支払われる価格である。ノード料金制は、送電網が電力の原価に及ぼす技術的および経済的効果を正確に反映する。これは系統損失の効果と送電混雑の効果を含み、2つの効果は個々の系統ノードごとに異なる単一価格(キロワット時単位の金額)に吸収される。したがって、ノード料金は、発電および需要の短期運用に関する経済的意思決定にとって完璧に効率的なシグナルと言える。なぜなら、これらは、すべての発電事業者および需要家の位置で発生する損失および混雑の経済的影響を正確に示すからである。
- ゾーン料金制の場合、電力システムは行政的にゾーンに分けられており、ゾーン内の混雑はほとんどないと想定される。料金の差額は、規制機関または系統運用者が関連性を認める送電混雑のみを反映する。空間解像度にはさまざまな程度が考えられる(フランスとドイツは料金ゾーンが 1 エリアに過ぎないが、イタリアは 10 エリアある)。安定したゾーン設定を正確に行うことは、容易な課題ではない。ゾーンは国境と一致するわけではなく、しかも需給の均衡に応じて刻一刻と変化する。図 2.11 に示した例は、風力発電の出力がゾーン設定に及ぼす影響を表している。

¹⁴ Rivier et al. (2013) などを参照

図 2.11 欧州のゾーン料金制に適したゾーン区分のシミュレーション(風力割合最大の場合)



出所: Neuhoff, 2015

ゾーン料金制の場合(電力網全体をひとつのノードと見なす単一ノード方式と同様)、混雑を解消するために再ディスパッチが必要になる可能性がある(これはすべての市場部門に当てはまる)。きわめて数少ない(と思われる)ケースとして系統制約が検出された場合は、系統運用者が電力システムに対して再ディスパッチを行い、どのプレイヤーを電力システムから除外し、どのプレイヤーを含めるべきかを決定する。系統制約を解消するために除外したエネルギーに対しては、各事業者の入札価格(制約解消メカニズムに関連する特別な入札制度がある場合)が支払われるか、機会価格(エネルギー市場価格からエネルギー市場における当該事業者の入札価格を引いた額)が支払われるか、または何も支払われない。追加のエネルギーが要請される場合、通常は各事業者の入札価格が支払われる。

ノード料金制とゾーン料金制の長所と短所については、長年、専門家と政策立案者により議論されてきた。これら 2 つの方式の便益を推定する際には、派生的な価格シグナル(短期および長期)の効率性、計算の負担と実施コスト、ヘッジングの複雑性と長期市場の流動性に対する影響および地域による需要家格差、などいくつかの問題を考慮に入れることが望ましい。常時混雑している電力網では、ノード料金制の便益が不利益を上回ると考えられる(Neuhoff and Boyd, 2011)。一方、メッシュが密な電力網で

は、電力潮流が容易に予測でき、著しい混雑はまれであるため、ゾーン料金制は価格シグナルの効率性にはほとんど影響を及ぼさない。同時に、入札ゾーンが広いほど流動性が高く、競争が促進され、ゾーン料金が投資家に対するより安定したシグナルとなり、需要家格差が抑制される傾向があると考えられている。

しかしながら、ゾーン料金制を擁護する論拠の多くは疑問の余地がある。ノード料金制の市場であれば、発電事業者は、先渡市場でシステムの別の場所にいる事業者に電力を販売するために必要な長期的ヘッジを、金融的送電権によって得ることができる。それに加え、最終需要家料金を算定する際は、いかなる地理的分解能を用いることもできる。すなわち、規制機関が公正を期するために必要と認めればノード料金を平均することもでき、最終消費者がより高い地域料金を課せられるのを防ぐことができる。おそらく、ノード料金制の実施を妨げる最も重大な障壁は、制度とガバナンスの問題に起因する。米国において、市場統合は困難な課題となっている。なぜなら、統合のためにはさまざまな制度の協調と各種規制の調和が必要だからである。欧州連合のように、さまざまな国にまたがって市場統合を実現しなければならない場合、課題はさらに困難なものとなる(ボックス 2.5 を参照)。

ボックス 2.5 欧州連合における市場統合

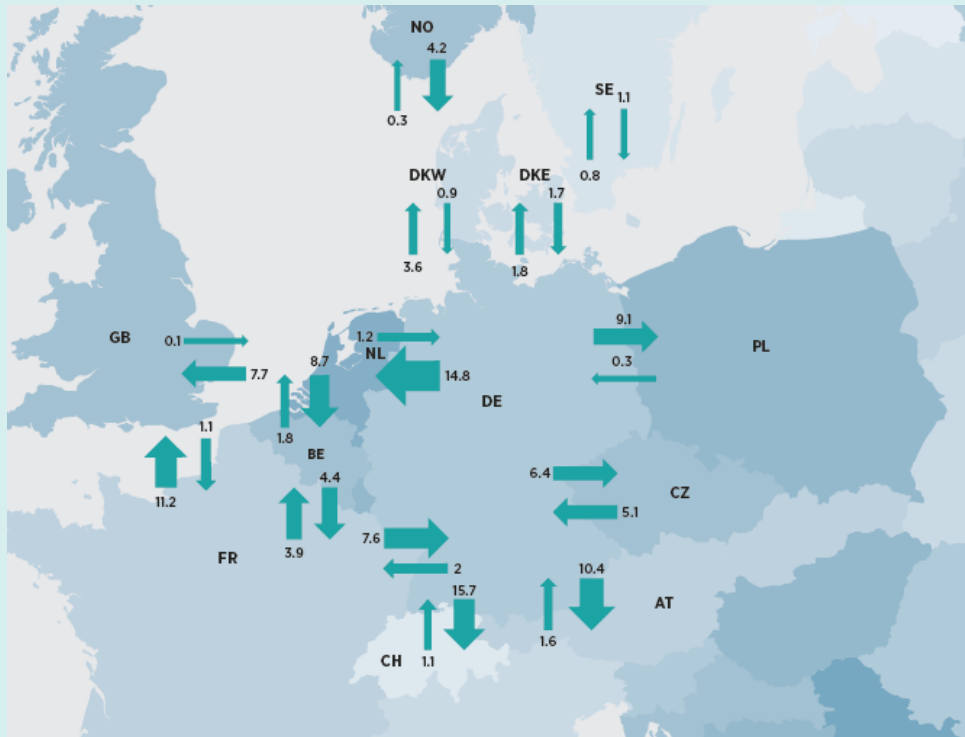
市場統合は、欧州連合電力市場全体の効率性を高め、競争を促進する主因である。欧州連合電力市場は、相互に連系する多くの市場からなる。利用可能な連系容量を考えると、市場地域間の越境取引によって効率性を最大限に高めるには、市場間の密接な協調が必要となる。

図 2.12 は、2016 年の国際取引に応じて、促進された中西欧地域内欧州連合市場間の電力潮流を示している。

効率的な国際取引を促進するため、欧州 7 カ所の電力取引所が、欧州全体の各電力価格を計算するために使用される均一価格を設定し、前日ベースで国際連系容量を効率的に配分する共同イニシアチブ(地域価格統合、PCR: Price Coupling of Regions)を策定した。

市場統合は、エネルギー市場に関係する問題であるばかりか、システムのセキュリティを維持するため、送電系統運用者が講じなければならない措置に関わる問題でもあるという点に留意すべきである。

図 2.12 中西欧地域およびドイツ国境における国際取引による実潮流の
2016 年総量(単位:TWh)

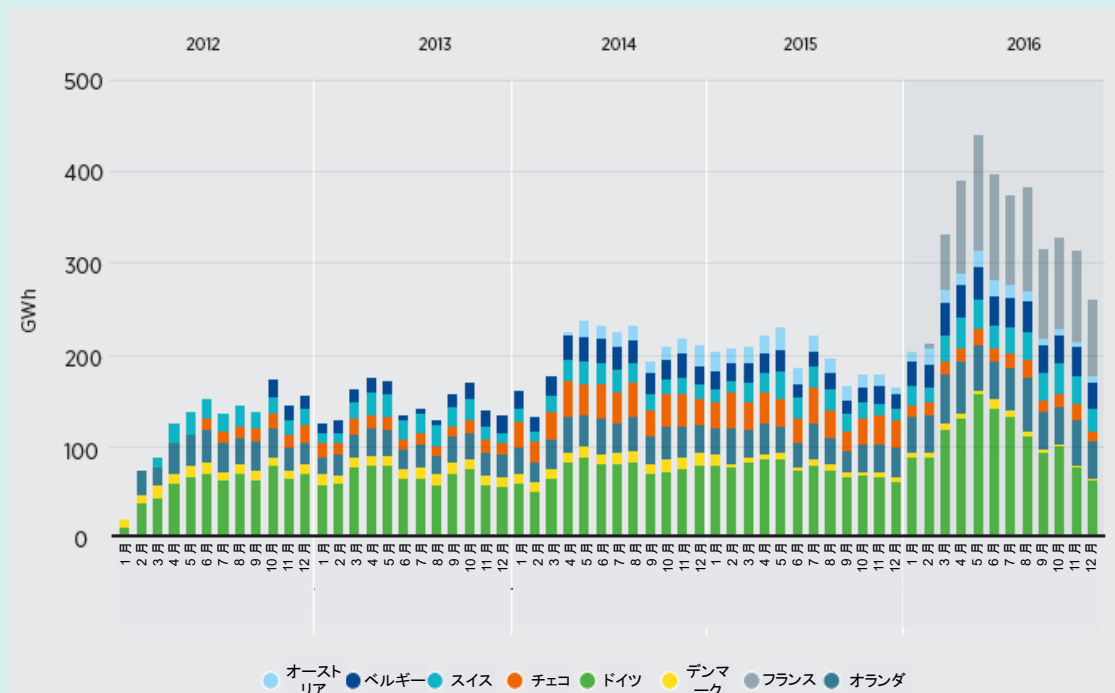


出所: TenneT, 2017

図 2.13 は、送電系統運用者間のインバランスの総量の増加を示している。これに伴い、システムのセキュリティを維持するために必要とされるbalancing動作が減少したが、これは送電系統運用者間の協調が深まったことによって可能になったことである。より正確な情報を提供するため、図 2.13 は、欧州大陸最大のインバランス総量の協力機構で、現在 11 の送電系統運用者が参加する国際系統管理協力機構 (IGCC: International Grid Control Cooperation) の実績を示している。2016 年 2 月 2 日には、フランスの送電系統運用者である RTE が国際系統管理協力機構に加わったが、図 2.13 が示すように、この大規模な負荷周波数制御ブロックが加わったことにより、総量が大幅に増加している。

2

図 2.13 インバランス相殺プロセスの国際系統管理協力機構全メンバーに関する月間相殺量



出所: TenneT, 2017

次に、現実にはほとんどの場合、変動性再生可能エネルギーの導入率が拡大すると、ゾーン料金制の非効率性が增大するという点について簡単に論じる。

再生可能エネルギーと位置分解能の効率性

自由化された電力システムにおける計画プロセスは、垂直統合型電気事業者の場合より難しいと考えられる。なぜなら、電源拡大に関する意思決定は、中央集中的な計画の結果というより政策と規制に影響された市場要因の結果だからである。

発電設備の建設期間が送電設備より短い場合、計画者は、新規電源を見込んでインフラを構築するか（このインフラは不要になる可能性もある）、あるいは確実な電源の開発計画が出てからプロセスを開始するか（これによって新規電源に対する投資意欲を削ぐ恐れもある）、どちらかにせざるをえない。高圧送電線の建設を計画し、承認を取り、建設するには、ウインドファームや太陽光発電設備を建設するよりはるかに長い時間がかかることが非常に多い。そのため、多くの場合、送電網増強が大幅に遅れる。

また、例えば風力の場合、プロジェクトを開発するために最も効果的かつ効率的な用地は特定の地域に集中している¹⁵。したがって、再生可能エネルギー発電設備の新規建設と同じペースで送電設備の拡張を行わない限り（および拡張を行うまでは）、当該地域周辺の送電システムがますます混雑するため、

15 これに該当する陸上風力発電の例として、ほとんどの風車が西部に集中するテキサス州、北部に集中するドイツ、黒海に近い南東部に集中するルーマニアがある。洋上風力発電の場合は明らかに、地理的立地の問題がさらに大きくなる。

電力網の状況をより正確に表示する必要がある。その意味で、卸市場におけるより詳細な空間的分解能へのシフト、ひいてはノード料金の導入が有用な解決策となる場合がある。

2.2.3 入札様式：新たなニーズと新たな電源に対応する

変動性再生可能エネルギーを大規模に導入する場合、効率的な経済負荷配分を確保するために、より複雑な入札形式を策定する必要がある。入札には、例えば米国の独立系統運用機関市場モデルで実施されているように、技術的制約の状態明示を含める必要があると考えられる。

本章で説明したように、電力システムにおける再生可能エネルギーの導入はますます拡大しているが、その変動性と部分的な不確実性により、短期的なスケジューリングプロセスの複雑性と不確実性が増大している。

短期市場は、市場参加者の経済的リスク管理を最適化するとともに、送電系統運用者の責任である短期的信頼度とセキュリティレベルを確保することにより、両者がこの目的に最も効率的に取り組むことができるよう支援するためのツールにすぎない。

このような背景において、市場参加者が用いることができる入札形式は、最終的な市場の結果に影響を及ぼす。市場参加者が入札内容を決める際に利用できる選択肢と柔軟性を用意することは、彼らが発電ユニットの真のコストと物理的制約をエネルギー市場に反映させられるようにするために、きわめて重要である。入札形式は市場によって異なり、単純な時間単位価格／数量型入札（つまり、24 回の時間単位価格／数量型入札）から技術的および経済的制約を明示した複雑な形態まで多岐にわたる。

入札形式の最適設計は、電力市場創設以来いまだに答えが得られていない問題であり、再検討を要する重要課題として近年認識されている。ここでも、本稿は入札様式の設計に対する 2 つの主要な方式を取り上げる：1) より複雑な独立系統運用機関の入札形式（米国で使用される）（ボックス 2.6 を参照）、および 2) よりシンプルな電力取引所の入札形式（欧州連合で使用される）である。

ボックス 2.6 米国の独立系統運用機関市場における入札方式：マルチパートオファー

独立系統運用機関は発電事業者に対し、詳細な運用コスト（および機会コスト）のほか発電ユニットの技術的制約も記載したマルチパートオファーを提出するよう求める。従来型電源をモデル化する際に、最大効率の経済負荷配分を定義する目的で用いられる典型的なオファーの構成要素をいくつか、表 2.2 に挙げる。

他の入札様式も、コンバインドサイクル、間欠性電源、揚水発電、その他のエネルギー貯蔵など、さまざまなタイプの電源に対して実施されている。

表 2.2 独立系統運用機関市場における典型的なマルチパートオファーの構成

運用コスト		技術的制約	
エネルギーのオファー曲線 複数のメガワット／価格の組み合わせを用いた区分線形関数または階段型関数	メガワット、 \$/メガワット	経済的最小量 経済的最大量 出力変化速度	メガワット メガワット メガワット／時
無負荷時オファー	\$/時	最小／最大稼働時間 最小休止時間	時間、分 時間、分
起動時オファー 起動の各タイプ(ホット／ウォーム／コールド)に適用	\$	通知時間 起動時間 冷却時間	時間、分 時間、分 時間、分

注：小規模エネルギー貯蔵(典型的には電気化学エネルギー貯蔵)は、二次周波数制御予備力(調整力)としてのみ認められる場合が多い。

独立系統運用機関の入札形式と再生可能エネルギー導入率の拡大

米国では基本的に、再生可能エネルギー導入率が拡大しても、既存電源に適用される入札形式の複雑性に重大な影響を及ぼすとは限らない。なぜなら、米国のモデルは、すでに複雑かつ詳細な(マルチパートの)入札形式に基づいているからである。とはいえ、コンピューター技術の進化がもたらした高度なモデリングソフトウェアにより、徐々に詳細なモデリングが可能になっている(O'Neill et al., 2011)。

このモデルでさらに改良すべき点は、新たな電源、特に従来の電源と異なる特徴を持った電源を組み込むことである。そのため、新電源のニーズに合わせて入札形式の種類を増やす必要がある。例えばデマンドレスポンスに該当するケースにおいて、Liu et al. (2015)などが指摘するように「この入札システムは、特に価格シグナルに応答する場合などに、需要家が消費調整の意思を表明できるよう、価格／数量型入札形式に替わるメカニズムを提示するわけでは必ずしもない」。例えば、ある産業需要家が連続する一定時間の供給を必要としているが、市場価格に応じて時間帯をずらす意思があるとする。このような意思は、各 1 時間内に単純な価格／数量型入札で表示することができない。それには一層複雑な入札様式が必要である。

エネルギー貯蔵技術の考慮に関しても同様の困難があり、現行の入札形式を用いた場合、非経済的なスケジュールが発生する可能性がある。例えば、発電事業者として機能したい期間も、通常の需要としてエネルギーを調達したい期間も、双方の期間を事前に(市場価格を知る前に)決定しなければならない場合が多い。これは、安定した、予測可能なディスパッチがなされる電力部門においては比較的容易だったが、変動性エネルギーの割合が高くなって価格に予想外の変動が生じるようになった現在、これはかなりリスクが高まっている。

より複雑な入札形式の策定を妨げる主な障壁は、付随する最適化モデル計算の複雑性である。この制

限要因は、欧州連合モデルにはさほど当てはまらない。

欧州連合の電力取引所による方式：単純性重視がもたらす複雑性

本章の冒頭で指摘したように、ほとんどの欧州市場は、送電系統運用者の介入を可能な限り削減するという明確な目的をもって設計されていた。これに伴う目的は強制プール市場(すべての取引を中央に集中させ、市場参加者に課した手数料によりコストをまかなう市場モデル)を通して売買する必要から市場参加者を解放すること、発電所の技術的特徴(コスト、制約)から入札形式を切り離すこと、市場閉場を可能な限り従来以降の時点に繰り下げて設定することなどである¹⁶。

欧州の電力取引所における前日市場は当初、少なくとも理論上は、ほとんどの参加者が価格／数量型売買入札を行う単純な電力オークション市場として構想された。

しかし、現実にはそれほど簡単ではない。物理法則がこれほど重要な役割を果たす状況において単純な入札様式が用いられる場合、市場参加者は、結果として生じるディスパッチを予測し、すべてのコストと制約を内部化しなければならない。これを適切に遂行するためには、市況が予測可能でなければならない(各市場参加者が管理する発電所ポートフォリオの規模と多様性が低いほど、この課題は困難になる)。

再生可能エネルギー導入率の拡大により、ディスパッチの不確実性が増大し、正確な予測を立てることがいっそう難しくなった。そのため、より高い複雑性に対応し、市場参加者の負担を削減する入札形式が必要とされている。それを受けて、ボックス 2.7 に示したように各取引所はいわゆるブロック注文(米国の独立系統運用機関市場で用いられているマルチパート形式ではなく)を徐々に取り入れるようになっている¹⁷。

ボックス 2.7 欧州の電力取引所における入札形式

欧州の電力取引所は、各市場運営者が使用するさまざまな入札形式に対応するため、前日市場で市場清算アルゴリズムユーフェミア(EUPHEMIA)を用いている。単純な入札形式はすべての入札地域で使用することができるが、市場運営者によっては、参加者はブロック注文または複合条件を用いて運用上の制約や経済状況を反映させることができる(付録「ユーフェミア、汎欧州市場清算アルゴリズム」を参照)。

ブロック注文は基本的に、オールオアナッシングの制約を伴う。これは、入札量全量が売買できる場合に限って、一定量の電力を一定価格で売買するという市場参加者の意思を表明するものである。また、複数のブロック注文を組み合わせ、より複雑な商品を組成することもできる。

16 これらの諸目的および関連的な諸目的は、新電力取引制度(New Electricity Trading Agreements)の実施以降、特に明白になった。

17 一部の事例では、ブロック条件および複合条件がすでに当初から市場設計に組み込まれていた。

2

新たな入札形式の主な目標は、取引所参加者が市況に関する誤った推定を行うリスクをヘッジできるようにし(それにより、さらなるコストをもたらすスケジュールが組まれるリスクを最小化する)、同時にオークションの透明性と競争を確保することである。これにより市場参加者は、単純な価格/数量型入札だけで、ポートフォリオの物理的制約と経済的制約を効果的に内部化する戦略を策定できる。

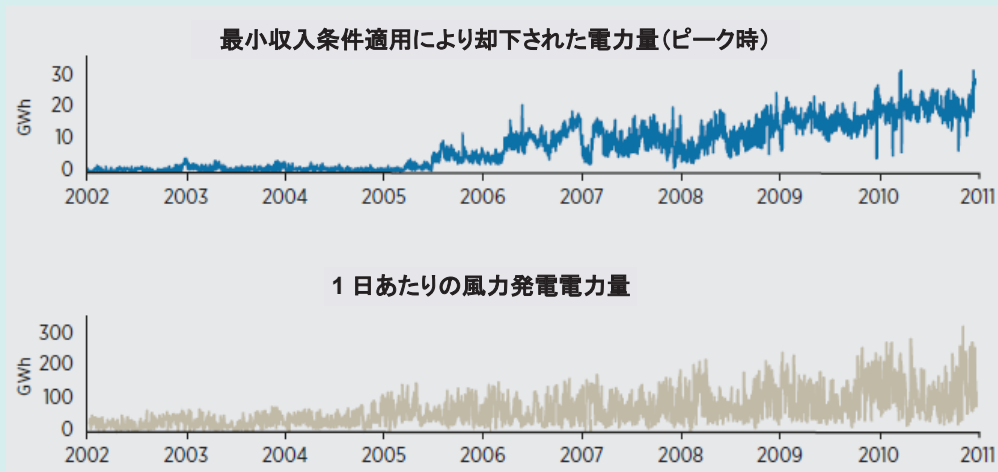
初期の市場では、このように複雑なブロック入札の使用とその影響は、あまり考慮されていなかった。より単純な方式のほうが清算結果の透明性を高めると考えられた。今日、市場参加者が入札を行う際に直面する不確実性は大幅に増大している。主な理由は、変動性再生可能エネルギーの導入率が拡大したからである。そのため、複雑なブロック入札の導入が増えている(ボックス 2.8 を参照)。

ボックス 2.8 欧州連合の電力取引所で複合条件およびブロック入札の役割が拡大したという事実の経験的証拠: スペインの事例

図 2.14 は、水力ダム発電の設備容量が比較的大きい電力市場においても、導入率の拡大に伴って複合条件(この場合は最小収入条件^{a)})の影響が大きくなっていく様子を示している(Vázquez et al., 2014)。グラフを見ると、2005 年までスペイン市場は単純なオークション市場として清算を行い、その機能を果たしていたことがわかる。最小収入条件のために清算プロセスで却下されるオファーの件数はごくわずかだった。しかし、2006 年以降、風力発電の導入率が拡大し、それに伴って日々のディスパッチでその変動性が増大(火力発電ユニットのサイクルと出力調整が増加)したため、最小収入条件が以前よりもはるかに頻繁に適用されるようになった。総収入が指定された最小収入に満たないという理由で、多くの入札が却下された。

アルゴリズムによって却下されるオファーが増えれば、市場結果の効率性に疑問が生じる。マルチパートオファーに基づく市場清算(米国の独立系統運用機関市場のように)であれば、おそらくこれらの入札(そのすべて)は却下されなかった可能性があるし、全体的な供給コストも最小限で済んだ可能性もある。実際、マルチパートオファーであれば、発電事業者は発電所各タイプの技術的制約とコスト構造を適切に表示することができる。これとは逆に、ブロック入札はこれらの制約について、極端に簡略化された表示のみを考慮しようとしている。それはまさに、一部発電所のオファーが全面的に却下されるというリスクを伴うものである。それらは、マルチパートオファーの利用が可能であれば、効率的な一部の時間帯区分について清算されていたと考えられる。近年、市場参加者が複合条件を用いる件数は、比較的一定している(PCR-ESC, 2015)。

図 2.14 最小収入



出所: Vázquez et al., 2014

a スペインの市場運営者 OMIE の定義によれば、「最小収入を得られる限りにおいて、当該入札がマッチング目的で提出されたものと見なされるという内容を、売主は電力の売り入札に対する適用条件に含めることができる。必要な最低収入は、€単位の固定額と€/メガワット時単位の可変額として表現されるものとする」(Omel, 2001)。

前日オークションに続く当日市場のセッションの流動性が十分に高く、したがって効率性も高いのであれば、不確実性の増大も、精度の高い入札形式の欠如も必ずしも問題とはならないという主張がよくある。確かに、これまで見てきたように、前日市場の清算で決まったスケジュールを市場参加者の追加的電源に応じて再調整できるようにするという点では、当日市場のセッションの役割は適切であるが、課題がないわけではない。

まず、欧州連合の清算メカニズムが持つアルゴリズムの複雑性は、大量のブロック入札を処理するには不向きである。その理由は次節で取り上げる。他方、市場参加者が自己の特徴を確実に表現し、起こりうるさまざまなシナリオに対してヘッジをかけるためには、彼らは今後ますます多くのブロック注文を組み合わせる必要がある可能性がある(付録を参照)。そのため、現行形式が疑問視されている。なぜなら、ブロック注文の数が対応不可能なほど多くなる可能性も生じるからである。言い換えれば、起こりうるすべての市場の成り行きに対して適切にヘッジをかけるためには、きわめて大量のブロック注文を入札する必要がある。この理由から、欧州連合における取引所の原則のひとつが見直されている。根底にある考え方は、各電源に固有の入札形式を使うことにより、アルゴリズムの性能が向上するかどうかということである。この入札形式では、これまで論じてきた独立系統運用機関方式と同様、1種類の電源につき1種類の(マルチパート)オファーのみが要求される。

本節の冒頭で指摘したように、ひとつの選択肢はマルチパートオファーの採用であり、これは近頃 PCR-ESC (2015) において支持された。この方式は、ブロック注文や複合注文よりも複雑性が增大するが、複数のブロック入札に代えてマルチパートオファーを用いることができればむしろ望ましい。しかし、ユーフェミアのプロバイダーは、そのような入札を導入するためには市場設計や価格設定・清算ルールに大幅な変更を加える必要があると指摘している。この設計要素については次節で分析する。

2.2.4 価格設定・清算ルール

市場が複雑化すれば、清算・価格設定モデルの修正が必要になる。

価格設定ルールおよび清算に関する 2 つの主要方式、すなわち米国の独立系統運用機関市場(ディスパッチに基づく価格設定と、それに加えて差別的価格設定)と欧州連合の電力取引所(価格に基づくディスパッチ)の方式のうち、最良の選択肢は両者の間のどこかに位置する可能性がある。

電力市場の設計の基本にある主要な経済理論は、限界価格に基づく発電報酬である。この原則に基づけば、個々の時点における電力は、追加的なエネルギーユニットを発電する(または消費しない)限界コストで評価されることになる。理想的な観点から見ると、これには以下の 2 つの利点がある。

- 第一に、限界価格によって、厚生を最大化する解決策が生まれる¹⁸。すなわち、受諾された入札は十分な対価を得るが、却下された入札は限界価格では採算が合わないということである。
- 第二に、すべての市場参加者の取引を同じ価格で決済すること(均一価格方式)で、真の入札コストと長期にわたる最適投資を促す効率的なシグナルが送られる(電源アデカシーを確保するために、エネルギーのみの市場の方式を支持する主要な議論)。

これらの特徴は、発電における規模の経済が存在しない、「アップダウンのある (lumpy) コスト」(起動コストなど)や「アップダウンのある制約」(オールオアナッシングの約定や最低出力など)に由来する「アップダウンのある意思決定」(Hogan and Ring, 2003)が存在しないといった、一定の前提条件のもとでのみ成立する¹⁹。しかし実際には、電力市場には多様かつ不可避な断続的意思決定が存在する。

米国の独立系統運用機関モデルでは、マルチパートオファーにアップダウンのあるコストもアップダウンのある制約も含まれている。欧州連合の現状では、単純な入札様式は「アップダウンのある意思決定」を組み込まれないが、ブロック入札や他の複合条件では組み込まれる。そのため、厚生を最大化する解を支える均一価格を見出すのは数学的に不可能である(Scarf, 1994)。

したがって、限界価格方式を実際的に実施する場合は、上記 2 つの目的を多かれ少なかれ重視した修正を加える必要がある。具体的な例を以下に挙げる。

- 最適ディスパッチに基づく(限界)価格。市場で受諾される数量は、厚生を最大化する解(最適ディスパッチ)の数量となる。しかし、コスト回収を保証するためには差別的な価格設定ルールを適用しなければならない。限界価格(1 時間単位など)が算定されるが、限界価格しか考慮しない場合は

18 Ventosa et al. (2013)では、厚生を最大化を「信頼度と環境に関する目的と制約を尊重しつつ、システムコストを全体的に最小化すること」と定義される。電力部門の現状における社会厚生を経済的定式化についても、同じ資料を参照のこと。

19 より正確に言えば、問題は、最適化問題(社会厚生を最大化)において、アップダウン性が存在しないかどうかである。たとえば火力発電所は通常は変動費が安定しているが、約定期間の最初に固定的な起動コストが発生した場合に限り、コスト関数における離散的な「ジャンプ」が発生し、これがアップダウン性をもたらす。

清算済みの入札が損失をもたらす可能性があり、それを防ぐために、一部の市場参加者は追加的な一時負担金（アップリフト負担金）を支払う／受け取る必要がある場合がある。このような方法は、短期的な運用効率のために価格シグナルを犠牲にする。

- 均一（限界）価格に基づくディスパッチ：均一価格設定ルールの制約が課される。すなわち、所定の期間（1 時間など）におけるすべての取引が同じ価格で決済される。したがって、さまざまな時間帯における市場価格の（均一）額は、アップダウンのある制約およびコストの影響を必ずしも完璧ではなくても織り込んだものでなければならない。このような価格の制約により、市場の解は、最も効率的な（社会厚生を最大化する）ディスパッチから逸脱せざるを得ない。

次に、それぞれのアプローチに関する問題点と今日模索されている潜在的な解決策を分析する。

米国における価格設定および清算：最適ディスパッチに基づく価格設定方式

米国では、独立系統運用機関は最初に最適ディスパッチを計算し、次にシステムの限界コストに基づいて価格を算定する。これらの価格に基づいてアップリフト負担金が計算され、市場価格により得られる収入をコストが上回る発電事業者に対する補償とする。ボックス 2.9 に、Bresler (2014) に基づくわかりやすい例を挙げる。

ボックス 2.9 アップリフト負担金が必要な理由

発電所は、独立系統運用機関に対してオファーを提出する。その際、メガワット時あたりの変動費とともに、起動時および無負荷時コストなど、他のコストも提出する。発電所が清算されると、その変動費と他の清算した電源の変動費を基本的要因として、限界価格と発電ユニットのディスパッチレベルが決定される。他の制約（出力変化など）がなければ、価格が変動費を上回る場合に当該電源は最大出力でディスパッチされ、価格が変動費を下回る場合は発電所が運転停止するか経済的最小限で運転される（当該電源の清算を取り消す（de-commit）ことが経済的に理にかなっているかどうかによる）。このような場合、発電ユニットが短期的運用コストを回収するために市場価格では不十分となる 2 種類の明確な状況があることがわかる。

- 当該発電ユニットが限界である場合、価格はその変動費と等しくなり、発電ユニットは起動時および無負荷時コストを回収できない。
- 当該発電ユニットが清算されたものの経済的最小限のレベルでディスパッチされた場合、価格はその変動費を下回り（発電ユニットが限界でないため）、市場価格では変動費を全額回収できない。

このような場合および他の状況において、電源側は、独立系統運用機関が定める最適レベルで経済的損失をこうむることなくディスパッチされるためには、アップリフト負担金を受け取る必要がある。

厚生を最大化するディスパッチを支えるためには必要なディスパッチに基づく価格設定方式が必要であり、アップリフト負担金はその不可避の要素である。根本的な問題は、発生したすべてのコストが均一市

場価格に織り込まれるわけではないという事実であり、それがシグナルの正確さを損なっている²⁰。

エネルギーアップリフト負担金の問題

アップリフト負担金を採用することにより、負荷対応の全コストを価格に反映させることができなくなるだけでなく、その関連コストも幾分恣意的にエネルギー需要家に配分しなければならなくなる。需要側に非弾力性があるために、アップリフト負担金を事後に決定したうえで社会化することができるという点を利用して、現在、アップリフト負担金の計算には市場の発電側のみが関与している。需要側の能動的参画という背景においては、需要側との一致を図るためにも、アップリフト負担金の配分を市場清算プロセスに組み込むことが望ましい。

前節ですでに述べたように、電力市場における再生可能エネルギー導入の影響のひとつは複雑な入札形式の必要性が高まることであり、それは価格設定の問題を悪化させる。独立系統運用機関の背景においては、近頃この問題が大きな注目を集め(ボックス 2.10 を参照)、現在独立系統運用機関はアップリフト負担金を削減するための設計改良に取り組んでいる。提案されている解決策は、すべてのコストを可能な限り市場価格に内部化しようとしている。言い換えれば均一価格設定に向けて取り組むものである。これは、効率的な電源投資と需要側による電源開発のため、短期市場のシグナルがますます重要になっていることを示している(Hogan, 2014)。

ボックス 2.10 アップリフト負担金：米国の一部のシステムでますます重大な問題に

連邦エネルギー規制委員会(FERC)は、米国の独立系統運用機関間の価格形成を改善するための調査手続きを開始した。この手続きは、アップリフト負担金を大きな問題と見なしている(FERC, 2014a)。

「アップリフト負担金を用いることにより、市場が実効的な価格シグナルを送れなくなるおそれがある。特定の電源が長期にわたってアップリフト負担金の大部分を受け取っているというパターンが続いており、本来は市場で価格が決定されることが望ましい、あるいは競争にさらされることが望ましいサービスを、これらの電源が提供しているという点がさらなる懸念を呼んでいる」

アップリフト負担金は、さまざまな理由で発生しうる。独立系統運用機関市場で見られる主な3つの理由は、1)一部の電源の運用コストが価格に反映されないこと(ボックス 2.9 に取り上げたケース)、2)いわゆるブロック負荷型発電ユニット(ブロック状にしか負荷を調整できない電源)のような柔軟性に欠ける電源が約定されること、3)モデル化されていない系統制約が生じると、後に独立系統運用機関が再ディスパッチを行う必要があることである(FERC, 2014b)^a。

Pope(2014)が述べるように、アップリフト負担金を完全に廃止することはできないが、適切な市場設計によって大部分を削減することはできる。

20 これは、理論的には、長期的な市場の意思決定を最適の容量拡大へと導くために役立つものである(Herrero et al., 2015 を参照)。

「しかし、アップリフト負担金は、価格形成問題の原因ではなく症状である。価格設定方式を改善しようとする努力は、原因を是正することに集中することが望ましい」

原因は多種多様であり、解は市場のさまざまな部分に影響を及ぼすが、価格の算定方法が重要な要素であることは間違いない。幅広く議論されている解はいわゆる拡張型地点別限界価格方式であり、文献では凸包価格設定と呼ばれている(Gribik et al., 2007)。基本的にこの方法は、発電の全コストをより正確に反映する1時間単位の価格を算定しようとする(起動時および無負荷時コストの内部化など)。

a.ブロック負荷型(あるいは固定ブロック型)発電ユニットの場合、全負荷運転のみが経済的であるため、非効率的な価格の歪みがとりわけ顕著になる。即応型ガスタービンがこのカテゴリーに入る。これらの発電ユニットが清算された場合、ブロック負荷型発電ユニットの最大出力に対応するため、他の発電ユニットの給電を抑制する必要がある。経済的最低出力の制約を適用することによりブロック負荷型発電ユニットがディスパッチ不能として扱われる場合、当該発電ユニットは限界価格を設定することができず、したがって運用コストを回収するためにアップリフト負担金が必要になる。

欧州連合における価格設定および清算：均一価格に基づく価格設定方式

ユーフェミア清算アルゴリズムが掲げる目的のひとつは社会厚生を最大化であるが、アルゴリズムは施行すべき2つの重要なルールを考慮に入れており、それらは清算プロセスを条件付け、ひいては関連する社会厚生を条件づけるものである。

- 単一の限界価格ルールは、均一市場価格(アップリフト負担金なし)が、受諾されたすべての入札に対価を払うために十分でなければならないとしている。
- 単純な入札が(複合入札とブロック入札より)優先的に扱われる。市場価格が単一入札価格を上回る場合、入札は常に全量受諾される(欧州連合取引所の用語を使うと、「単純な入札を逆説的に却下することはできない」)。

「アップダウンのある意思決定」が存在する場合、上記2つのルールによって、市場清算の結果は米国の独立系統運用機関モデルで得られる結果と異なるものになる。ボックス 2.11 (Olmos et al., 2015 に基づく)は、これら2つのルールが市場の結果にどのように影響を及ぼし、米国の独立系統運用機関モデルの結果とどのように異なるかの例を示している。例は、ブロック負荷型発電所に基づいている。ボックス 2.10 に記したように、米国でアップリフト負担金が必要とされる主な理由のひとつに、柔軟性のない電源がある。

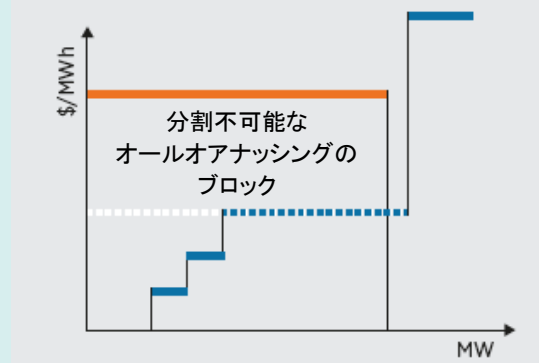
2

ボックス 2.11 米国と欧州連合の価格設定および清算に関する相違の解説

取引が 1 時間単位に設定された市場と柔軟性に欠けるブロック型の発電所を想定する。アップダウンのある意思決定が欧州連合と米国の方式においてどのように扱われるかを説明するためには、図 2.15 に示した市場の状況を考えるのが役に立つ。

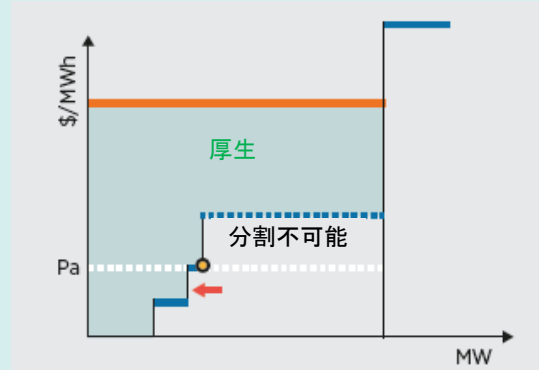
発電入札曲線(青色)にブロック注文(破線)を導入する。これは、オールオアナッシングタイプの入札で、全量受諾されるか全面却下されるかどちらかとなる。限界価格は、需要の限界的増加を満たす供給コストであり、限界的発電ユニット(かかる限界的増加分を供給する立場にある発電ユニット)の変動費に相当する。ブロック注文条件のため、破線で示した入札が限界的であることは決してない。なぜなら、柔軟性に欠ける性質のため、需要の追加的メガワット時を「限界的に」供給することができないからである。

図 2.15 アップダウンのある入札が存在する場合の価格設定および清算



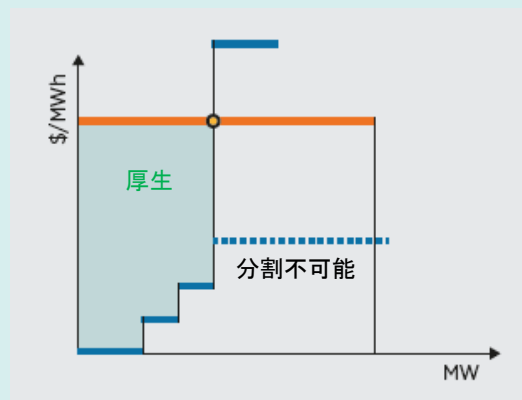
米国では厚生を最大化するディスパッチを実現するためには、より低価格で柔軟性の高い発電所の発電を抑制して、分割不可能な入札を受け入れる余地を作る必要がある。分割不可能な入札は限界的でないため、市場の価格は、より低価格な入札によって設定される(図 2.16 の Pa)。そのような価格では、ブロック負荷型の発電所は短期的な発電コストを回収することができない。そのためにアップリフト負担金が必要になる。図では、オレンジ色の水平な線が需要入札の価格を示している(単一的な柔軟性に欠ける需要入札を想定)。Ventosa et al. (2013)において説明されるように、社会厚生は清算後の需要曲線と清算後のオファー曲線に挟まれた部分の面積(図 2.16 の緑色の面積)として表される。

図 2.16 独立系統運用機関モデル方式の結果



欧州連合の地域価格統合では、ユーフェミアも厚生を最大化を目指しているが、同時に前述の 2 つのルールを守る必要もある。均一市場価格（アップリフト負担金を認めない）と、市場価格を下回る単純な入札の全面受諾である。分割不可能なブロックはオファーと同等の価格または上回る価格で受諾される必要があるため、その価格を下回る単純な入札を部分的に受諾することはできない。その結果、アルゴリズムによってブロック注文が却下される。そのため、ディスパッチは図 2.17 のようになる。そこでは、最も価格の高い入札は、需要入札の価格を上回っているために受諾されない。したがって、需要の一部のみが満たされ、価格は部分的に受諾された需要入札によって決定される。図 2.16 と図 2.17 を比較するとわかるように、2 番目の清算方式は、厚生がはるかに低くなる。

図 2.17 欧州連合取引所モデル方式の結果



出所: Olmos et al., 2015

欧州の市場清算メカニズムにおいて、発電ユニットの短期的ディスパッチは、厚生を最大化するディスパッチから逸脱する。しかし、先に論じたようにこれはトレードオフの問題であり、欧州の文脈において均一価格設定は、短期的効率性（より一般的には厚生を最大化）を損なってでも追求する価値があると見なされている。均一価格設定の利点のひとつは、需要側と発電側が市場で対等に相互作用するという点である。また、必然的に非効率的なシグナルを送るアップリフト負担金を配分するルールを定める必要がない。

しかし、欧州の方式には、このモデルの持続可能性を損なういくつかの問題がある。具体的には、1) アルゴリズムが複雑なため、実際に処理できる複合注文やブロック注文の量が限られている、2) 使用されるアルゴリズムに透明性がある程度欠如している、3) 一部の発電ユニットは市場価格を設定することができないという点である。

計算の複雑性

欧州連合の方式の実際面における主な短所のひとつに、清算と価格設定をワンステップに統合する場合、「後で決定される」価格による経済負荷配分問題よりも解決が難しいという問題がある（van Vyve, 2011）。そのため、結合前の時代には一部の取引所が利用可能なブロック注文の量を制限していた。

2

計算・解決手法の発達により、処理できるブロック入札の量が増え、新たなブロック入札形式の導入が可能になった。しかし、これらの入札形式の利用が増えることによって、欧州連合の方式の持続可能性が脅かされている。

透明性

ユーフェミアアルゴリズムは、難しい組み合わせの問題に対処しなければならない。複合注文やブロック注文のうち、どれを受諾して、どれを却下するかという問題である。ユーフェミアがどのように注文を受諾し却下するかという点が、論争の理由である。入札は損失の出る価格で受諾されないようになっているが、一部の入札については、ユーフェミアアルゴリズムによって却下される理由が曖昧である（これらは「逆説的に却下されたブロック」である。例えば、図 2.17 の分割不可能なブロックは、たとえオファー価格を清算価格が上回っても却下される）。PCR-ESC(2015)では、市場参加者プラットフォームにより、以下のように指摘されている。「誤った「逆説的に却下されたブロック」が存在するかもしれない。つまり、本来なら受諾され、より良い（厚生が高い）解をもたらしていたはずだが、却下された収益性のあるブロック入札である。市場参加者プラットフォームは、誤った「逆説的に却下されたブロック」がないことを証明するために、最適性に関するより一層の透明性が求められる」

これは計算の複雑性の問題と関連しており、それが複雑な清算アルゴリズムをもたらしている。市場結合アルゴリズムの公開資料(PCR PXs, 2016)は、完全に詳細まで及んでいるとは言えない。新しいエネルギー市場設計に関する欧州委員会の諮問に対するエネルギー規制機関間協力庁(ACER)と欧州エネルギー規制者評議会(CEER)の共同回答(ACER-CEER, 2015)では、「特に市場結合アルゴリズム(ユーフェミア)について、より明確なルールと一層の透明性を求める」、と述べられている。

すべての発電ユニットが市場価格を設定できるわけではない

公開資料(PCR PXs, 2016)を筆者らが最善を尽くして解釈した限りでは、米国の独立系統運用機関モデルに見られた価格設定の問題のひとつが、欧州の価格設定ルールにおいても問題となっている。すなわち、柔軟性に欠けるブロック入札は市場価格を設定することができないという点である。このことは、Eirgrid et al. (2015)による詳細な分析においても確認されており、次のように書かれている。

「ある入札をブロック入札と定義することで生じる影響は、その入札が完全な価格形成者になれないということである。というより、ブロック注文は価格が取りうる範囲に制約を加えることはあるだろうが、価格はさらに、単純な注文や複合注文が描く曲線によって設定される必要がある。だからこそ、ブロック注文を実行する決定は整数的な決定(注文が実行されるか実行されないか)であり、ブロックを受諾するか否かの決定は価格決定問題に先立って発生する。受諾された直近のブロック注文が課した制約は、(値が取りうる範囲を制限することにより)価格に影響を及ぼす機能を果たすだろうが、価格を直接設定することはできない」

「これについて PCR ALWG の代表者、APX と議論したところ、彼らは、ブロックが価格設定機能を持たないため、価格は他の価格形成者、つまり、単純な注文や複合注文、または

ユーフェミアの価格不確定性ルールによってのみ設定されうることを確認した」

欧州の方式では、システムコストを価格に反映できる程度に単純な入札が求められる。入札の大部分をブロック注文が占めるシナリオでは、市場価格は、負荷に対応するための限界コストを正確に反映しない。

米国と欧州連合における価格設定ルールのトレンド：ハイブリッドソリューションに向かうか

米国と欧州連合の価格設定ルールについて明らかになった問題は、共通の大きな原因がある。そのため、類似のソリューションが功を奏する可能性がある。米国の独立系統運用機関の現状において議論されている新たな価格設定方式は、ある程度まで、本書で検討した米国と欧州の方式の中間点と言える。米国のトレンドはハイブリッドソリューションに向かっているが、この可能性は欧州においては一般的に目を向けられていない。欧州における現行の努力は、利用される入札の数と複雑性の増大に対処するためにユーフェミアの計算性能を改善することに集中している。しかし、この複雑な問題を決定的に解決するためには、より抜本的な解決策が必要だと思われる。これに関して、3つの長期的解決策がPCR-ESC（2015）において提起されている。

- 市場参加者や市場（入札ゾーン）ごとに認められるブロック型などの複雑な商品の量を削減する。
- ユーフェミアで取り扱う商品の範囲を削減する。
- 均一価格の要件を緩和する（入札ゾーンや時間帯ごとに複数の価格を認める）。

以上のうち、最後のものだけが真に問題の根本原因に取り組むものである。この点で議論されている選択肢のひとつに、van Vyve（2011）の提案がある。そのモデルは、厚生を最大化する解を使用し、約定されたが損失が発生している発電ユニットをアップリフト負担金によって補償するという点で、独立系統運用機関方式に似ている。

2.2.5 予備力必要量と調達の再考

系統運用者は、予備力が実質価値に基づいて価格設定されるよう、予備力供給機能を向上させる新たな解決策を実施する必要がある。

同時に、予備力市場の実際の価値がエネルギー市場に反映されるよう、双方の市場を適切に連携させる必要がある。

短期エネルギー市場の場合、実際のエネルギー受渡にきわめて近接した時点でディスパッチが行われる。しかし、最終的な発電所の出力または需要側の消費電力は、これらの約定から逸脱する可能性がある。その結果、リアルタイム運用中に最後の調整を行う必要が生じる。これは、自動的に行われる場合もあれば、系統運用者の指令によりさまざまなタイプの運転予備力（単に予備力とも言う）を用いて行われる場合もある。

運転予備力とは、NERC（2015）の定義によれば、「周波数調整、負荷予測誤差、設備強制停止および

2

計画停止、ローカルエリアの保護に備えるため、電力システムの常時の需要に上乗せされる容量」であり、一般的に一次、二次、三次周波数制御に分類される。

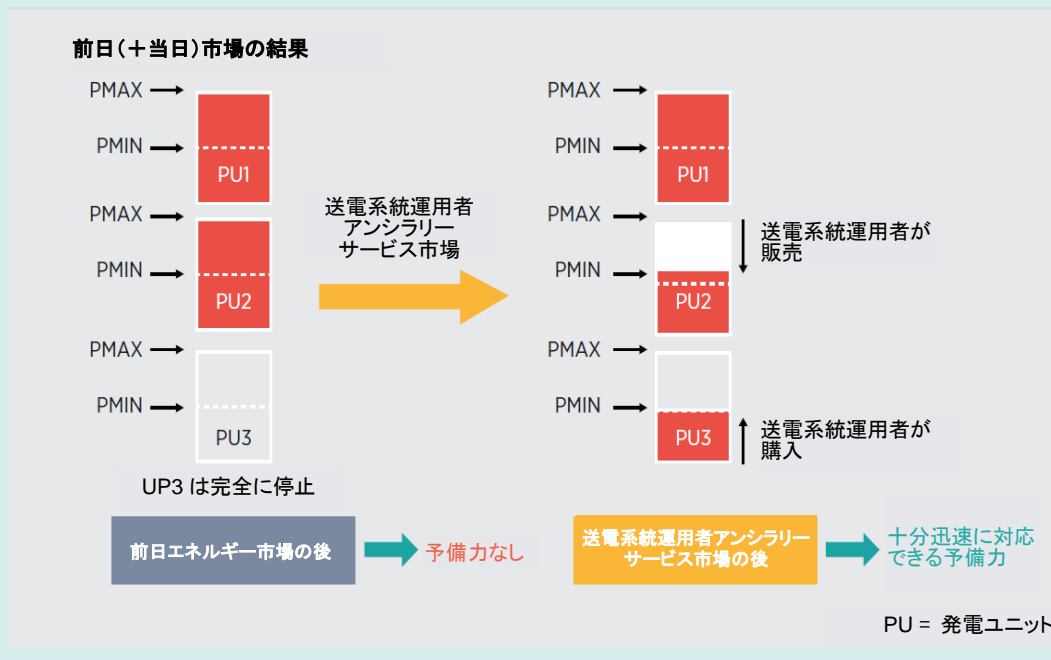
運転予備力の必要量は、電力システムにとって標準的な前提条件である。しかし、セキュリティ上の理由からこれらの必要量を決定することは、中央の計画者(この場合は系統運用者)による明らかな介入行為であるが、これはまた十分に許容された行為である。系統運用者(ボックス 2.12 を参照)は、予測不能な短期事象に対応し、電力システム内の強制的な出力抑制やカスケード故障を回避するために必要な一定量の運転予備力の利用可能性を確保する必要がある。

ボックス 2.12 予備力電源の利用可能性を確保するため、送電系統運用者が講じる措置

アンシラリーサービス市場において系統運用者が講じる措置のひとつは、特定の発電所から電力を購入することによって、あるいは特定の発電所に電力を販売することによって、ディスパッチ注文にリアルタイムで迅速に対応できるだけの十分な予備力電源を電力システム内に確保し、電力システムのバランスを維持することである(図 2.18 の例を参照)。

米国の電力システムでは、独立系統運用機関が信頼度確保電源の起動停止計画によって同様の機能を遂行している。そこでは独立系統運用機関は、前日市場で決まったスケジュールに対し、負荷予測やあらゆるセキュリティ制約(適切なバックアップ電源の利用可能性など)を織り込むために調整を加える。

図 2.18 予備力電源の利用可能性を確保するため、送電系統運用者が講じる措置の例



独立した2つの商品

予備力と電力量（キロワット時）の価値（価格）は、相互依存的である。発電所はいずれかの商品を提供することが可能であるという事実から、予備力の価値がエネルギー供給の機会コストに連動することもあれば、また逆の場合もある（Stoft, 2003）。

このような相互依存性のため、正確な短期的価格シグナルを送ることを目的とする場合、運転予備力について、必要量と調達メカニズムの両方が（同時最適化されている、いないにかかわらず）重要であるという点を考慮しなければならない。

そのためには、Hogan(2013)が論じているように、効率性の観点から、市場設計における2つの重要な条件を満たす必要がある。

- 運転予備力の需要曲線の適切な定義が必要である。大まかに言うと、運転予備力の需要曲線は、任意量の予備力が電力システムのために有している実質価値を反映する必要がある。
- エネルギー市場は、予備力供給の機会コストと予備力商品の潜在的な希少性を反映し、2つの商品について、その価格が安定性と透明性のある連動性を維持するよう努める必要がある。

次に、これら2つについて、望ましい必要量について分析する。

運転予備力の需要曲線

系統運用者は通常、予備力について、最低緊急必要量を決定する。予備力がこの最低水準を下回った場合は、予備力目標を満たすよう負荷が抑制される。

通常、この必要量は市場メカニズムを通して調達される。そのような市場の需要曲線は、完全に非弾力的である²¹。つまり、需要入札は（緊急必要量に相当する）必要量全体に対して停電の社会的コストに相当する価格でなされる。これは、最低緊急レベルに達するまで、予備力のメガワットあたりの支払意志額が停電の社会的コストに設定される一方で、緊急レベルを超えると、追加的メガワットの限界価格が通常ゼロに設定されるということを意味している。そのため、運転予備力の価格は市場参加者の供給入札に基づいて設定される。予備力市場における非弾力的な需要入札は、系統運用者が経済効率よりもセキュリティを優先していることを反映しており、それは運用予備の過剰調達をもたらす可能性がある。

この最低必要量とその価値は、文献において長年にわたり議論されてきた。例えば、Stoft(2003)はこれについてこう述べている。「確かな原則に基づいているものの、運転予備力の必要量は、制御地域によって異なる経験則である。運転予備力が、必要量に達するまでは10,000ドル/メガワットの価値があり、次の1メガワットは無価値だなどということがありえるだろうか。系統運用者が必要量の最後の1メガワットを満たすために支払うべき金額に、際限がないなどということがありえるだろうか。」

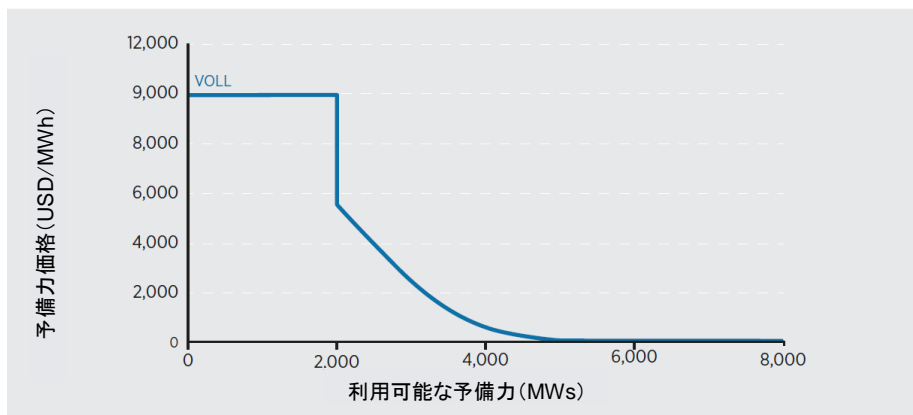
²¹ 非弾力的な需要は、価格に応じて消費行動を変化させない。予備力市場では、価格が停電の社会的コストレベルに達することはほとんどない。したがって、価格が10ドル/MWhであろうと1,000ドル/MWhであろうと、通常の運用において予備力は緊急時レベルまで調達される。

そもその原理を考えると、おそらく最も疑問の余地があるのは最低緊急レベルを超えると価値がゼロになるという点である。Hogan (2014)が述べるように、リアルタイムで強制的な負荷抑制がある場合、利用可能な追加予備力量を(最低緊急必要量を超えて)保有する価値は、その期間の停電の社会的コストに相当する可能性もある。

そのような価値は、先行するどの時間枠においても、確率論的なものであると言える(潜在的な負荷抑制を軽減するという予想に基づいている)。言い換えれば、運転予備力の増加分の価値は停電の社会的コストと言えるが、次に、その価値は、追加的予備力が負荷抑制の軽減する確率で乗じられる。

そのため、運転予備力の需要曲線は、図 2.19 に示したように少なくとも最低緊急レベル以上の水準で電力不足確率(LOLP)関数の形状を取る。

図 2.19 運転予備力の需要曲線



出所: ERCOT, 2014

このような曲線を用いると、予備力の価格は上昇することになる。また、適切に機能する市場においてはエネルギーと予備力の価格が「連動」することが望ましいので、エネルギー価格も上昇することになる。価格の連動は、以下に詳しく論じる。

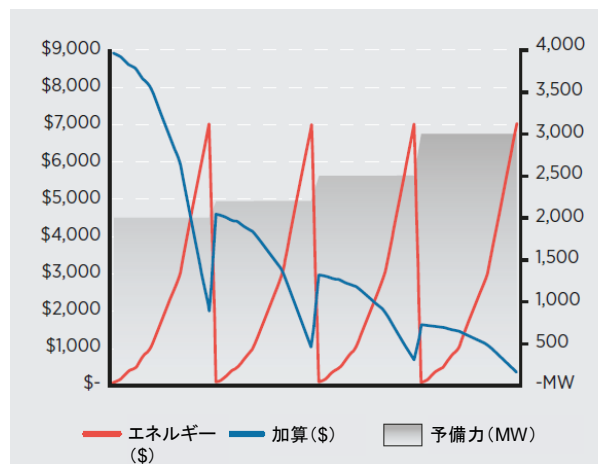
予備力供給の機会コストをエネルギー価格に反映することが可能な市場の設計

エネルギーと予備力の同時最適化は教科書的解であり、予備力供給の機会コストを反映する適切なエネルギー価格に帰結する(その逆も言える)。米国では、独立系統運用機関前日市場のほぼすべてが同時最適化の方式を採用している。しかし、リアルタイム市場部門の場合、同時最適化は、恐らく重要性がいつそう高まるものの、常に実施されているわけではない。

上記はテキサス電力信頼度協議会にも該当する。この市場は、前日市場の取引でエネルギー市場と予備力市場の同時最適化を実施しているが、リアルタイム市場でこれを実施しているわけではない。市場間で同時最適化がなされないため、運転予備力の需要曲線とエネルギー市場の連動はセカンドベストの方法によって実施されている。つまり、エネルギー価格に加算を適用するという方法である。加算の目的は、同時最適化がもたらす結果を近似的に再現することにある(Hogan and ERCOT, 2013)。

図 2.20 はテキサス電力信頼度協議会(ERCOT、2014)からの転載であり、加算がどのように機能するか、また、予備力の利用可能性とエネルギーの市場価格によってどのように変化するかを示している。一方、予備力の価格は予備力の調達量によって変化する。調達量が少ないほど価格が高くなり、予備力の調達量が 2,000 メガワットを下回ると価格は 9,000 ドル/メガワット時になる。他方、エネルギー価格と予備力価格を「連動」させる加算額は、2 つの商品の価格差によって決まり、したがって予備力水準とエネルギー価格によって決まる。このようにして、予備力水準が 2,000 メガワットを下回り、エネルギー価格が 9,000 ドル/メガワット時の場合、加算額はゼロに近づく(エネルギー不足分の価格がすでにエネルギー価格に反映されているため)。

図 2.20 さまざまな予備力水準に対するエネルギー価格の関数として提示された加算額



出所: ERCOT, 2014

しかし、予備力調達量が 2,000 メガワットを下回り、エネルギー価格が 2,000 ドル/メガワット時の場合、加算額は 7,000 ドル/メガワット時となる。

加算額が利用可能な予備力水準によって決まることに留意する必要がある。実際、加算の目的は、前日市場で販売されるエネルギーの価格を適切に設定することである。すなわち、予測需要が満たされるとして、利用可能な供給予備率に基づくシステム全体の尤度を考慮に入れる必要がある。したがって、加算額は利用可能な予備力の減少に伴って大きくなり、意図せざる供給停止をしなければならないリスクの上昇を反映する。

ボックス 2.13 は、テキサス州で実施されたバックテスト(対象は 2011 年および 2012 年)の結果をまとめたものである。このテストは、エネルギーと予備力が同時最適化された状態で、運転予備力の需要曲線を用いた場合、エネルギー価格がどのように変化したかを検証した(Hogan and ERCOT, 2013)。

2

ボックス 2.13 テキサス州で運転予備力の需要曲線を導入した場合の影響に関する技術経済分析
(2011年および2012年を対象としたバックテスト)

「テキサス公益電力委員会はテキサス電力信頼度協議会に対し、従来より適切な予備力価格設定方式を目指した中間提案について、バックキャストを実施するよう求めた。バックキャストでは、策定された解決策が2011年と2012年に施行されていたと仮定して、価格設定で生じたと考えられる結果を概算し、その場合、市場にどのような影響があったかを推定した」

「バックキャスト分析により、エネルギー加重平均エネルギー価格は2011年に7ドル/メガワット時～26.08ドル/メガワット時上昇し、2012年に1.08ドル/メガワット時～4.5ドル/メガワット時上昇することがわかった。上昇額に幅があるのは、バックキャストでさまざまなパラメータを設定したためである。表2.3は、予備力として最低非常レベル(X)を1,375メガワットおよび1,750メガワットとした場合に、結果としてバックキャストされる平均エネルギー価格を示している。最低非常レベルで、希少価格は最高許容額に達する」

表 2.3 エネルギー加重平均エネルギー価格の加算(および並列された予備力の価格)

VOLL	Xを1,375メガワットとした場合の エネルギー加重平均エネルギー 価格の上昇(\$/メガワット時)			Xを1,750メガワットとした場合の エネルギー加重平均エネルギー 価格の上昇(\$/メガワット時)		
	2011年	2012年	2011年 & 2012年通算	2011年	2012年	2011年 & 2012年通算
\$5,000/ メガワット時	7.00	1.08	4.08	12.03	2.40	7.28
\$7,000/ メガワット時	11.27	1.56	6.48	19.06	3.45	11.35
\$9,000/ メガワット時	15.54	2.05	8.87	26.08	4.50	15.42

出所: Hogan and ERCOT (2013)

欧州連合では、すでに説明したとおり、エネルギー市場と予備力市場が分離している。次節で簡単に説明するが、これらは連続的な市場であり、市場参加者は予備力を提供するため、(アンシラリーサービス市場で予備力を提供する機会コストを入札に織り込むことによって)エネルギー市場で容量を売り控えることができる(また、実際にその行動を取っている)²²。このように、理想としては、一方のサービスを提供する機会コストを一方の市場が反映する。残念ながら、現実としては、情報が完璧ではないため、効率的な成果を望んでも、望まざる逸脱が生じる可能性がある。

同時最適化は、前者に基づいた方式であるものの、今日の欧州連合における重大な制度的課題を浮き彫りにする可能性がある。そのため、現実的な選択肢とは言えない。

22 欧州連合の一部の市場では、この順序が逆になっており、予備力がエネルギーより先に調達される。

欧州連合の方式の主な問題は、予備力調達の時間枠に関するものである。エネルギーの調達と販売については市場のセッションが頻繁に行われるが、予備力市場はそれほど頻繁ではない。一般的に予備力は1回のセッションで調達され、そのリードタイムは国によって異なる(1カ月前、1週間前、1日前など)。頻繁な取引のある予備力市場がないことが大きな欠点であり、多くの再生可能エネルギーと分散型エネルギー源による効果的な貢献と参加を妨げている。また、予備力の調達を長期のみに限ることは非効率的と言える。なぜなら、それにより、予備力市場とエネルギー市場の相補性を適切に考慮に入れることができなくなるからである。



2.3 需給調整市場

需給調整市場の適切な設計は、以下を確保するために不可欠である。

- 1) 柔軟性を促進する確かなインセンティブが提供されること
- 2) すべての電源が、柔軟性のポテンシャルを系統運用者に提供する場面に実質的に参加できること

前節では、前日市場と当日市場に関連する多くの問題について論じ、市場閉場の概念を説明した。市場閉場の後、系統運用者は、リアルタイムで電力システム全体のセキュリティと安定度を確保しなければならない。そのためには電力の供給と需要を即時に(秒単位で)一致させなければならない。再生可能エネルギーは明らかにこの課題をいっそう複雑化させているが、実際の経験から、再生可能エネルギーの割合が高い電力システムでも、そのために体制を整えているならば、リアルタイムで安全に運用できることがわかっている。むしろ目下の問題は、大量の再生可能エネルギーを最も効率的に、より効果的に導入するために、リアルタイムのセキュリティをいかに確保するかということである。これに関しては、需給調整の市場やメカニズムを適切に設計することが重要な役割を果たすという点で、完全なコンセンサスが得られている。

技術革新により、変動性再生可能エネルギー技術はアンシラリーサービスを提供できるようになり、したがってシステムの柔軟性と信頼度に貢献できるようになった(ボックス 2.14 を参照)。入念に設計された需給調整市場は、従来型発電、需要、再生可能エネルギーなど、あらゆるタイプの電源に対し、柔軟性のポテンシャルを系統運用者に提供するよう、そのインセンティブを与えることが望ましい。それにもかかわらず、これらのサービス提供には規制が課せられているため、それが再生可能エネルギー電源や分散型エネルギー源の参加を妨げている。

ボックス 2.14 大規模太陽光発電所が電力網にアンシラリーサービスを提供する能力

大規模太陽光発電所がアンシラリーサービスを提供する技術的能力を有することは、何年も前から知られていた。この能力は、近年、商業ベースにおいても立証されている。カリフォルニア独立系統運用機関、NREL、First Solar が運営する 300 メガワット太陽光発電所について、実施された最近の研究によれば、太陽光ユニットの性能は周波数調整応答を遂行することができた。通常は、天然ガスを火力とするピーク発電所が応答を担っている。このことは、先進的なインバーターとソフトウェア制御を備えた事業規模の太陽光発電所が、電力網の周波数変動を改善し、電力システムの柔軟性と信頼度を高め、瞬動予備力の必要性を削減するために貢献できることを改めて実証するものである。

出所: CAISO, 2017

本節は、再生可能エネルギーと分散型エネルギー源の適切な導入に直接的な影響を及ぼす需給調整サービスや需給調整市場の本質的な諸要素について、その特徴を説明するとともに、これらの設計におけるベストプラクティスを明らかにする。本節は、以下の 3 つの部分に分かれる。1) インバランスの責任および決済、2) 需給調整商品の定義、3) 需給調整予備力を調達する市場とその価格設定および報酬制度の設計。

2.3.1 需給調整責任とインバランス決済

二重インバランス料金はインバランスコストを反映しておらず、そのためリアルタイムの価格シグナルを歪める。

需給調整責任者が二重インバランス料金制度と組み合わせられる場合、需給調整責任者をどのように規定するかは議論を呼ぶ問題である。

二重インバランス料金が適用された場合、ポートフォリオを単一の需給調整責任者にまとめることは、大手企業に競争優位をもたらし、小規模事業者にとっては参入障壁となる。

需給調整責任

インバランス責任とインバランス決済は、需給調整メカニズムの設計の最も重要かつ議論を呼ぶ基本要素のうちの一つである。

インバランスの測定と決済に適用される集合化のレベルは、電力システムによって異なる。欧州連合の現体制においては、全体の正味インバランスを決済する発電ユニットは需給調整責任者と呼ばれる。市場閉場時に提出された計画から生じるインバランスが測定され、需給調整責任者に課される。

欧州電力系統運営者ネットワーク(ENTSO-E、2014)の表現によれば、「自由化された市場においては、

需給調整責任者と呼ばれる市場参加者が需給調整責任を負うことにより、市場参加者はシステムのバランスを調整する暗黙の責任を有する。これに関して、需給調整責任者は、所定の時間枠内でシステムのインバランスを修復するため、自身のポジション(投入量、引出量および取引量の合計)のバランスを維持することに財務的責任を負う」

インバランスを測定するために認められる集合化のレベルによって、(需給調整責任者内で双方向のインバランスを相殺するため、)インバランス料金が適用される電力量が決まる。集合化のレベルの重要性については、料金設定方式に深く関連するため後で説明する。

インバランス決済

インバランス料金を構成するもうひとつの重要な要素は、適用される料金である。正味インバランスについて需給調整責任者に適用される主な料金制度は、シングルプライスとデュアルプライスの2つである。

単一インバランス料金制度の場合、インバランスは常に、系統運用者が利用する需給調整サービスの調達コストに相当する価格で決済される。これは、米国²³ および欧州連合の一部システム(ドイツなど)で採用されている方式である。このメカニズムにおいては、需給調整責任者が不足時に支払う料金と余剰時に受け取る料金は、各地点・時点で同一であり、需給調整サービスの価格によって決定される。このように、系統運用者にとってインバランス決済はゼロサム運用となる。

単一インバランス料金制度は投機的行動につながる、という指摘もある。それは、需給調整責任者が電力システムを援助したことに対する報酬を得るために、リアルタイムで逸脱しようとするという状況である。系統運用者は、このような行動が発生することを恐れている。なぜなら、それは電力システムのバランス維持を助長する場合もあれば、送電系統運用者が2つのインバランス原因を調整しなければならない状況をもたらす可能性が存在しているからである。すなわち、本来的なインバランスと、需給調整責任者がインバランスを不当に見積もった場合に生じる「投機的インバランス」である(SWECO, 2015)。

二重インバランス料金制度は、市場閉場時の計画に対する逸脱を防ぐため、インセンティブを強化することによって前述の問題を回避しようとする。この料金制度は、需給調整責任者の逸脱が電力網のニーズに反するものだった場合、需給調整の調達コストに相当する価格に加えて、追加ペナルティを課す。例えば、リアルタイムでシステムのインバランスがマイナスに陥った場合に、需給調整責任者が電力量不足であるならば、需給調整責任者は、系統運用者が利用した需給調整サービスのコストのみならず、ペナルティをも支払う。この料金制度は、投機的行動を防ぐものである。なぜなら、平均すると、ペナルティを課せられた場合の損失は、インバランスを通じてシステムが得た利益で埋め合わせることができないからである。また、この料金制度では、市場閉場時に間欠性発電を正確に予測するため、実際の短期コストのほかにインセンティブも提供している。

23 これは少なくとも小規模なインバランスについて当てはまる。大規模なインバランスの場合、システムによって異なるが、明示的なペナルティが加わる。

2

インバランス料金がインバランスコストを正確に反映しない場合、それは市場参加者に対するリアルタイムのシグナルを歪めるため、柔軟性を促進する確かなインセンティブにならないというコンセンサスが高まっている(Olmos et al., 2015)。このように投機的行動が現実の脅威と見なされているならば、二重インバランス料金ではなく、規制機関の厳格な監視により、事業者の投機的行動を許さないというやり方も取り得る。しかし、結果的に市場参加者の活動範囲を人為的に制限することになるならば、このような方式は推奨されない。

二重インバランス料金制度と組み合わせられる需給調整責任者の規定

需給調整責任者が二重インバランス料金制度と組み合わせられる場合、この需給調整責任者をどのように規定するかは、議論を呼ぶ問題である(単一インバランス料金制度を実施している場合、許容された集合化のレベルが市場シグナルに干渉することはない)。

二重インバランス料金はインバランスにペナルティを課すものであるが、発電会社は、(正または負の)インバランスを同一需給調整責任者に属する他の発電所で相殺することにより、インバランス料金を回避することができる²⁴。この方式では、大規模企業が中小事業者に対して競争優位を獲得するため、それは小規模な分散型エネルギー源事業者やアグリゲーターにとって実質的な参入障壁となりうる。

二重インバランス料金が避けられない場合、このような競争上の不利益が生じないようにするため、需給調整責任者はユニットごとに規定することが望ましい。

インバランス測定時の参照市場

リアルタイム運用のインバランス測定は通常、市場閉場時(概略的に言うと、欧州では当日市場の最終取引機会、米国ではリアルタイム市場)に約定された計画についてなされる。

しかしながら、先の市場のセッションで提出された計画に対して、リアルタイムで逸脱が生じた場合、例えば前日計画からの逸脱が生じた場合は、追加ペナルティが課されることもある。他の市場を利用することは、一部のシステムコストを配分するために役立つ。運転予備力は、前日市場からの逸脱が生じる可能性に備えて、正確に調達されることが多い。これは、PJM など、米国の一部の電力システムで実施されているコスト配分設計の方法である。そのようなコスト配分は、前日の時間枠で精度の高い計画を提出するよう働きかける追加的なインセンティブになる。ただし、その結果として、間欠性電源の競争力は弱まる。

再生可能エネルギーの需給調整責任

多くの国で、伝統的に変動性再生可能エネルギー発電は需給調整責任を免除されてきた。再生可能エネルギーが需給調整責任を免除され、そのコストが社会化されてきた主な理由は、投資家のリスクを軽減することによって再生可能エネルギー発電を促進するためである。

²⁴ しかし、需給調整責任者内で利用可能なミックスによっては、インバランスを自家相殺するよりインバランス料金を支払うほうが経済的な場合もある。

米国では、連邦エネルギー規制委員会が、特にオーダー888 のエネルギーインバランス規定を改正するため、オーダー890 (FERC, 2007)を発行した。オーダー890 は基本的に、インバランスが大きくなるにつれて、賦課されるインバランス料金も高まるという累進制度を定めているが、再生可能エネルギーを保護するために条件緩和規定も設けている²⁵。

投資家のリスクを削減するために短期的シグナルの歪みやむなしとすることは、再生可能エネルギーの発電電力量が少ないときには需要可能なトレードオフとみなされていた。しかし、変動性再生可能エネルギーの発電電力量が増えるにつれ、これらの側面はますます制御が難しくなる可能性がある。そのため、自らのインバランスに対する再生可能エネルギーの責任を重くする必要があるというコンセンサスが高まっている。これは、変動性再生可能エネルギーの導入率拡大に向けた重要なステップである。

このような世界的な傾向にもかかわらず、いまなお再生可能エネルギー発電事業者に需給調整責任を課していない国もある(欧州連合諸国については図 2.21 を参照)。

図 2.21 再生可能エネルギーの需給調整責任

再生可能エネルギーの需給調整責任	
国	需給調整責任
ベルギー	あり
デンマーク	あり
クロアチア	なし
フランス	なし
ドイツ	FIPのみ
アイルランド	部分的
イタリア	部分的
ポーランド	あり
ポルトガル	あり
スペイン	あり
スウェーデン	あり

出所：欧州委員会、2016b

一部の市場設計では、インバランスの算定方法と料金設定は、従来型電源、需要側、再生可能エネル

25 連邦エネルギー規制委員会のオーダー890 は、計画電力量 1.5%以下のインバランス(または 2 MW 以下のインバランス)について、月次で清算を実施し、送電事業者の上方調整または下方調整コストで決済を実施するよう定めている。計画電力量 1.5%~7.5%のインバランス(または 2 MW~10 MW のインバランス、そのうち大規模なインバランス)については、下方調整コストの 90%、上方調整コストの 110%で決済を実施する。7.5%超のインバランス(または 10 MW 超のインバランス、そのうち大規模なインバランス)については、余剰インバランスに対するシステム下方調整コストの 75%、不足インバランスに対する上方調整コストの 125%で決済を実施する。しかし、間欠性電源の場合、7.5%超のインバランスまたは 10 MW 超のインバランスについて、下方調整コストの 90%、上方調整コストの 110%で決済を実施する(PJM, 2013)。地域に適用される上記規制に加え、個別のシステムで再生可能エネルギーに対する追加的免除措置を実施することができる。たとえばニューヨーク独立系統運用機関の市場規則では、変動性電源が前日にスケジュールされた場合、当該電源は逸脱電力量をリアルタイムの地点別限界価格で購入または販売しなければならない。しかし、設備容量 3,300 MW 以下の風力または太陽光電源は、未制約運用時に出力がリアルタイムで計画から逸脱した場合、発電不足に伴うペナルティを免除される。

ギー電源の間で異なる。イタリアのような国では、変動性再生可能エネルギー電源と需要側についてはシングルプライス、従来型電源についてはデュアルプライスを適用するという選択を行っている。

2.3.2 需給調整商品

需給調整商品を設計する際、次のことが役立つ。

- 柔軟性の高い新電源の可能性を引き出す革新的な商品を定義する。
- パフォーマンスの異なる電源に対して異なる価格シグナルを送る。
- 需給調整電力量、上方予備力、下方予備力の調達を分離する。
- 可能な限り、規模や発電方式によって参加を制限することを避ける。

需給調整市場における分散型エネルギー源と再生可能エネルギーの参加を妨げる大きな障壁は、商品の詳細な定義にも見られる。この問題を適切に理解するためには、需給調整商品がどのように定義されているかを検討することが役に立つ。ここで関係する基準は、1) 容量ベースの商品か電力量ベースの商品か、2) 上方調整容量／エネルギーまたは下方調整容量／電力量に関連するものか否か、3) 関連する時間パラメータの3つである。

需給調整容量と需給調整電力量

需給調整容量は、リアルタイムで一定量の需給調整電力量を発動することができる可能性を送電システム運用者に付与する。これは単に、後にリアルタイムで使用するために事前に予約された容量を指す。

一方、需給調整電力量は、インバランスを修正するためにリアルタイムで用いられる発電電力量／消費量の実際の変動を指す。

上方調整商品と下方調整商品

上方調整商品は、リアルタイムの発電電力量不足（または需要超過）を補うために調達される商品である。

下方調整商品は、リアルタイムの発電電力量超過（または計画を下回る需要）を補うために調達される商品である。

対応の種類（時間パラメータ）

障壁対処するために、送電システム運用者は通常、連続する3段階の制御に基づいた逐次的プロセスで、3種類の需給調整商品を利用する(ENTSO-E, 2014)。これらの商品の名称は、地域によって異なっている。

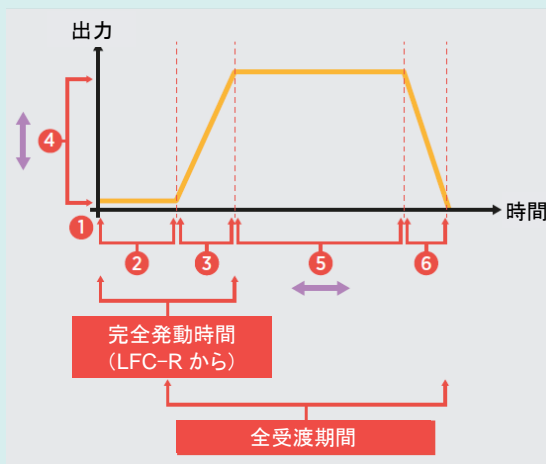
- 一次予備力(米国)または周波数制御予備力(欧州連合)
- 二次予備力(米国)または周波数回復予備力(欧州連合)
- 三次予備力(米国)または代替予備力(欧州連合)

ボックス 2.15 は、欧州連合の現体制におけるさまざまな商品の標準的特徴を定義するために用いられる時間パラメータを示している(米国でも類似的パラメータが用いられる)。

ボックス 2.15 需給調整商品の特徴を定義する：欧州の方式

送電送電系統運用者は、需給調整商品の取引を可能にするため、電力需給調整および負荷周波数制御および予備力(LFC-R)に関するネットワークコードに従って、少なくとも以下の標準的パラメータを定義しなければならない(図 2.22 を参照)。

図 2.22 需給調整商品の標準的特徴



完全起動時間：[2] 準備期間と [3] 出力変化期間の合計。

- [2] 準備期間：最初の 1 メガワット受渡までの所要時間。
- [3] 出力変化期間：入札した調整力が物理的に起動し、最初の 1 メガワットを受け渡し、送電系統運用者の要求出力に近づく期間。入札した調整力が分割不可能な場合は秒単位で、入札案件が分割可能な場合はメガワット/s 単位で表される。

全受渡期間：[3] 出力変化期間、[5] 受渡期間の最小および最大持続時間、[6] 停止期間の合計。

- [3] 出力変化期間：(上記)
- [5] 受渡期間の最小および最大持続時間：需給調整サービス事業者がシステムに対して完全な要求出力で電力を受け渡す時間。
- [6] 停止期間：ユニットの物理的停止開始時点から指令された出力(メガワット)が全量受け渡されるまでの時間。入札案件が分割不可能な場合は秒単位で、入札案件が分割可能な場合はメガワット/s 単位で表される。

停止期間の終了時点から次の起動までの間の最小時間に、容量を回復し、再びサービスを提供できるようになる。

その他の特徴は、以下のとおりである。

分割可能性：需給調整電力量の分割可能な最小単位を、数量の分割可能性についてはメガワットで、受渡時間の分割可能性については秒で表したもの。

有効期間：入札案件を発動することが可能で、開始時刻(時/分)と終了時刻(時/分)で定義される期間。有効期間は、少なくとも全受渡期間に対応する。

起動方法：手動または自動。

出所：ENTSO-E, 2014

従来の商品の特徴について議論が終わったので、再生可能エネルギーおよび分散型エネルギー源の導入を容易にするため、需給調整商品の設計において考慮すべき事項に目を向ける(Olmos et al., 2015; NREL, 2016)。その後、次項で、かかる設計に関する提言を挙げる。

柔軟性の高い電源を有効活用する革新的商品

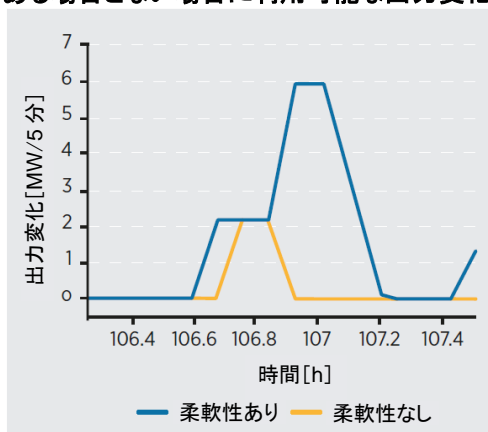
既存の柔軟性を有効活用するとともに、柔軟性の高い新電源が電力市場へ効率的に参加できるよう対応するため、新たな予備力商品の定義が米国と欧州連合で盛んに議論されている。再生可能エネルギー発電技術の導入により、出力変化速度の速い予備力の必要性が高まっている。そのため、この議論は今後ますます重要になると思われる。

例えば米国では、カリフォルニア独立系統運用機関が先駆けとなって(Galiteva and Casey, 2015)、「柔軟性予備力」の必要量の導入を検討する動きが高まっている。指摘されているように、これらの柔軟性予備力は、普遍的定義が(まだ)ない一群の商品からなる。

カリフォルニア独立系統運用機関および北米内陸独立系統運用機関においては、通常、システムが想定内および想定外の出力変化に対応できるよう、柔軟性予備力商品が設計されており、電力量または容量の不足を解消するためのものではない。

いくつかのシミュレーション(Krad et al., 2015)は、これらの商品が、出力変件事象に先立ってより多くの電源を利用可能な状態にできる(図 2.23 を参照)。これは、柔軟性商品の取引がなされる場合、利用可能な高速に出力変化できる容量が増加することを示している)、出力変化速度不足に伴う希少価格スパイクを軽減できる可能性があることを示唆している。

図 2.23 柔軟性予備力商品がある場合とない場合に利用可能な出力変化容量



出所: Krad et al., 2015

新たな柔軟性の高い電源は、新たな商品定義を必要とする可能性がある。例えば、蓄電池がそうである。蓄電池は迅速な応答を提供することができるが、長期にわたって応答を維持することができない。蓄電池のポテンシャルを有効活用するために設計された新商品は、現行のメカニズムと両立可能で、よ

り効率的なシグナルを提供し、系統運用の全体的な経済性を高めることができる。蓄電池が即応予備力を提供できる新商品の定義については、PJM が成功を収めている(ボックス 2.16 を参照)。

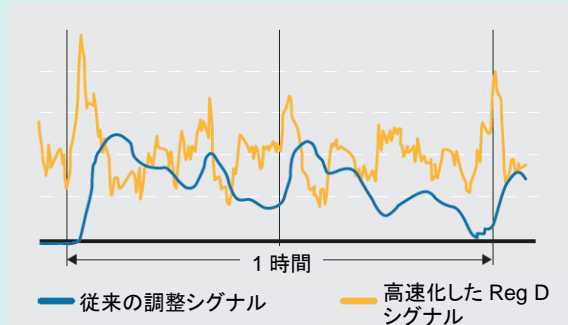
ボックス 2.16 蓄電池向けの革新的商品を定義した米国の事例

連邦エネルギー規制委員会オーダー755(FERC, 2011)に従い、PJM はパフォーマンスベースの規制を導入した。周波数調整サービスを提供する電源に対する報酬は、いかに迅速かつ正確に PJM のシグナルにตอบสนองするかというパフォーマンスに基づいて決められる。より迅速で、より正確であるほど、電源が受け取る報酬は多くなる。

現在 PJM は、2 つの異なる信号を使用している。従来型電源は従来の低速シグナル(Reg A)に従う。蓄電池などの高速応答電源は、動的な、すなわち高速応答シグナル(Reg D)に従う。

独立した高速の周波数調整シグナルは、要求された正味ゼロの電力量を 1 時間未満で実現することを目的としている(図 2.24 を参照)。そのため、この商品は電力量に対してニュートラルであり、蓄積されたシグナルが短時間内でゼロに収束する。新たなシグナルの導入によって、エネルギー貯蔵資源が PJM の周波数調整市場に参加することを妨げる深刻な障壁が解消された。

図 2.24 従来の調整シグナル(青)と高速応答シグナル(黄色)



出所: PJM, 2013

新たな市場設計は 2 種類の支払方式を用いており、そのひとつは容量に、もうひとつはパフォーマンスに対する支払である。2015 年 4 月時点で、数件のエネルギー貯蔵資源が PJM の周波数調整市場に参加している。高速応答シグナルは、最大容量という点では貯蔵容量が限られているエネルギー貯蔵装置(例えば、通常メガワット : メガワット時 = 4 : 1 で稼働するリチウムイオン電池)のために特に開発された。とはいえ、他の発電方式もこのサービスを提供することができる(2014 年より水力発電も高速応答シグナルにตอบสนองすることが認められている)。

多様な商品の定義に伴う主な課題

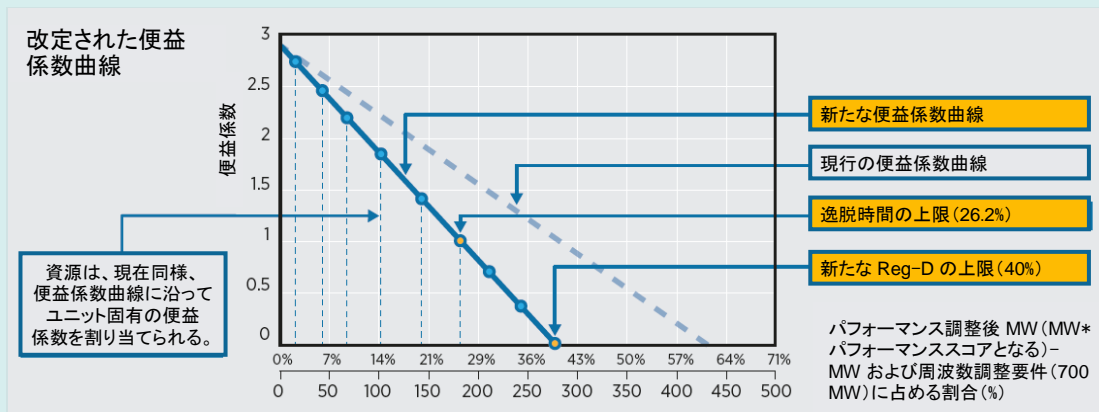
この設計の主な問題は、両タイプの周波数調整サービスの必要量をどのように定義するかである。そのためには、実際問題として、従来の低速シグナル電源と動的な高速応答シグナル電源の代替率を定義する必要がある。言い換えれば、即応予備力による周波数調整の価値と従来型予備力の価値を比較するということである。

2

この比較は、いわゆる便益係数曲線(図 2.25)を用いて行う。便益係数曲線は、両タイプの予備力間の等価度を表し、高速調整予備力の調達量によって決まる。X 軸は、予備力全体において高速調整予備力が占める割合を表し、Y 軸は従来型予備力に対する即応予備力の相対価値を表している。便益係数曲線が示すように、高速調整予備力の最初の 1 メガワット(X 軸の 0%)は従来型予備力 3 メガワット(Y 軸)の価値がある。しかし、高速調整予備力の量が増えれば等価度は低下する(40%のときはゼロにまで低下する)。

また、図 2.25 にも示すように、最近になって便益係数曲線の改定を行わなければならなかった。なぜなら、導入初期に承認された等価度は寛容すぎるのがわかり、最適を下回る結果をもたらしていたからである。

図 2.25 あらゆるシステム条件下で運用を最適化するために改定された便益係数曲線



出所: PJM, 2013

さまざまな価格シグナル

米国の多くのシステムではかつて、さまざまな電源が周波数調整信号に従い、それぞれのパフォーマンスは異なるものの、すべて同じ報酬制度に基づいて同等に市場で取引されるのが普通だった(Benner, 2015)。これは、応答性能が高まった新規電源にとって大きな制約であることがわかった。なぜなら、そのような特別な価値は市場で認識されなかったからである。連邦エネルギー規制委員会オーダー755 (FERC, 2011)、すなわちパフォーマンスベースの規制がこの状況を変えた。これは、標準指標によってパフォーマンスを測定し、パフォーマンスと便益に基づいて取引価格をランク付けするというものである。

パフォーマンスベースの規制は実施状況が個々の独立系統運用機関によって若干異なるが、概略的に言うならば、柔軟性の高い電源に対する不利な待遇が解消され、エネルギー貯蔵資源が周波数調整サービスを提供して利益を得られるようになり、周波数調整予備力コストが削減された(Xu et al., 2016)。

需給調整容量および需給調整電力量の商品の分離

需給調整容量および需給調整電力量の商品が一緒に調達される場合、需給調整容量を販売する需給

調整サービス事業者のみがリアルタイムで送電系統運用者に需給調整電力量を供給することができる。このような設計の市場の例としては、スペインとデンマークの自動周波数回復予備力市場、ドイツの自動および手動周波数回復予備力市場がある。

需給調整容量と需給調整電力量の商品を一緒に調達するのは、非効率的である場合が多い。なぜなら、そうすると、リアルタイムで最もコスト効率の高い電源の便益が明らかにならないからである。しかし、さらに重大な問題は、それが再生可能発電事業者や他の分散型エネルギー源事業者の参加を制限するという点である。

一般的に、容量商品の調達は、送電系統運用者がリアルタイムのインバランスに対処するため、十分な資源の利用可能性を事前に確保できるよう、リアルタイムよりかなり前に行われる。例えばスペインでは、需給調整容量はリアルタイムの1日前に調達される。ドイツとオーストリアでは、需給調整容量はリアルタイムの1週間前に確保される。間欠性再生可能エネルギー電源の場合、このような時間枠で容量を約定することは、あらゆる点でこれらの電源の参加を妨げる明らかな障壁となる(本章2.2節で説明したように、これらの電源が、そのような時間枠で発電電力量を正確に予測することはできない)。

これよりも効率的なオプションは、容量とエネルギーの供給を分離することである。ディスパッチ可能なユニットから容量のみを事前に調達する(そして、容量を供給する需給調整サービス事業者に対し、おそらく価格閾値を設定することにより、需給調整エネルギー市場で販売された量をオファーする義務を負わせるようにする)方が、効率は高い。同時に、需給調整容量が約定されない電源も含め、すべての電源が需給調整エネルギー市場に参加することができる。このように、変動性再生可能エネルギー電源ユニットは、高いリスクを負わずに、リアルタイムよりかなり前時点で需給調整容量を販売することができないとはいえ、余剰電力量(予測超過分)を需給調整電力量として販売することができる。

このような設計の例として、ベルギーやオランダの自動および手動周波数回復予備力市場、デンマークの手動周波数回復予備力市場がある。

上方予備力と下方予備力の分離

一部の電力システムでは、予備容量商品は上方予備力および下方予備力の容量を連動させており、これらは「レギュレーション帯域」と呼ばれることもある帯域内で提供されなければならない。スペイン、イタリア、デンマークの送電系統運用者は、周波数回復予備力調整容量のためにこの帯域の予備力商品を調達している。

ひとつの商品で上方予備力と下方予備力を提供するという定義は、再生可能エネルギー電源の参加を妨げる明らかな障壁となる。なぜなら、再生可能エネルギーが上方予備力を提供する(機会)コストは、下方予備力を提供するコストよりはるかに高いからである。

また、これは非効率的な設計でもある。電力システム、特に再生可能エネルギー導入率が高い電力シ

2

システムにおいては、一定期間の上方予備力と下方予備力の要求量が非常に異なる可能性も存在するからである。

入札必要量

需給調整メカニズムに参加するには、多くの場合、最低入札量が課される。一般的にこのような閾値は、簡便性のために、また、市場を均衡させるために投入される計算量を受容可能なレベルに維持するために導入されている。しかし、最低入札量によっては、小規模な電源事業者の参加が妨げられる場合がある。これはとりわけ、(総計で最低入札量を満たすために)個々の電源ユニットのオファーを集合化することが認められていない場合に顕著である。たとえ入札必要量の削減によって市場清算が複雑化するとしても、再生可能エネルギーと分散型電源の参加は効果的に拡大することができる。

最低入札量は、ドイツでは 1 メガワット、ベルギーでは 4 メガワット、オランダでは 5 メガワットである。最も高水準の最低入札量が導入されているのはスペインで、10 メガワットである。

発電方式固有の商品

商品提供の前提条件は、客観的な技術評価や試験に関連するもののみ限定することが望ましい。特定の発電方式のみに商品提供を認める場合、あるいは、同様ながら、特定の発電方式に商品提供を認めない場合(多くの市場における再生可能エネルギーおよび分散型エネルギー源の事例が、これに該当する)、競争が阻害され、ディスパッチの全体的効率性が低下する。

同様の理由から、客観的な要件を満たしていることが証明される場合は、集合化した電源の参加を認めることが望ましい。

2.3.3 予備力市場と商品の価格設定

十分な競争が確保できる場合、そして商品が均質な場合、需給調整サービスは最高落札価格一律適用方式(ペイ・アズ・クリアー方式)で価格を決定することが望ましい。

市場支配力が問題化している場合、市場メカニズムに依存する方式は十分と言えない。

2.2.5 項で論じたように、欧州の電力システムはほとんどが、電力量と予備力を完全に同時最適化した形式で調達しているわけではない。一方、米国では通常、これらの商品の調達は同時最適化されている。各プロセスの効率性はすでに分析したとおりである。

一部の場合、サービスの提供(通常は一次周波数調整)は義務的なものであり、報酬の対象ではないが、二次周波数調整容量と追加的な上方調整容量は市場メカニズムを通じて調達される。

需給調整商品の価格設定は、最高落札価格適用方式(ペイ・アズ・クリアー方式)また個別落札価格適

用方式(ペイ・アズ・ビッド方式)で行われる。多くの場合、調達には相対契約であるため、当然ながら、これらの商品はペイ・アズ・ビッド方式の商品である。それ以外の場合、市場支配力を緩和し、価格変動性を抑制する目的でペイ・アズ・ビッド方式(および平均予備力価格設定)が導入されている。また、個別のオークションで送電系統運用者が調達する商品／サービスが品質、地点、時間の点で十分に均質的でない場合は、ペイ・アズ・ビッド方式の清算規則が強制的に適用される。実際に、限界価格方式を採用する場合、市場が均質的な商品／サービスに部門化されており、各商品の間で代替関係が確立されていなければならない。

一般的に、市場価格の算定には限界価格を適用することが望ましい²⁶。市場支配力の濫用が起り得るような市場の場合、解決策は価格設定規則を変更することではなく、その状況を是正すること(あるいはサービス提供に対する規制を復活させること)であることが望ましい。

限界価格は、より変動性が大きくなるかもしれないが、柔軟性のリアルタイムの価値を反映する正確なシグナルであり、これらの価格シグナルに回答できる電源へ適切なインセンティブを与える。また、限界価格は効率性の高い長期的インセンティブを提供する。

2.4 長期的支援メカニズム

長期的メカニズムは、政府および規制機関の戦略的展望に基づいて電源拡充を誘導する、という目的で導入された規制手段を言う。この戦略的展望には、容量(またはアデカシー)メカニズムや再生可能エネルギー支援メカニズムがある。

一般的に、発電容量メカニズムと一部の再生可能エネルギー支援メカニズムは、追加的な、あるいはより安定した報酬を投資家に提供する。しかし、それらの間には大きな違いがある。従来型の発電方式は、電力量のみが取引される市場のうち、適切に設計されて、完全に機能する市場の場合、経済的に持続可能である。つまり、総発電原価を回収することができ、適切な投資利益率も得ることができる²⁷。一方、ごく最近まで環境外部性を適切に内部化する仕組みがなかったため、一部の再生可能エネルギーは、(電力量のみが取引される市場か、電源アデカシーメカニズムを備えた市場かを問わず、)電力市場で経済的に持続しうるほどの競争力を持っていなかった。その結果、歴史的に再生可能エネルギーは追加的な支援メカニズムを必要としてきた。とは言っても、2.4.1 項で論じるように、それは再生可能エネルギーが一般的な容量アデカシーメカニズムに参加することを禁ずるべきだということを自動的に示唆するわけではない。

次に、容量(またはアデカシー)メカニズムと再生可能エネルギーの支援メカニズムについて説明したうえで、今日行われているそれらの設計で、推奨されるべき方向性について概説する。

26 異なった商品を区別しようとしても、(特性や交渉の時点が異なるため、)類似商品にグループ化することができない場合、ペイ・アズ・ビッド方式に基づいた規則の採用が正当化される。

27 これは、十分に能動的な需要が存在しない場合、達成された信頼度が、規制機関の望む水準に届かないこともあるという意味では必ずしもない。

2

長期容量メカニズム

市場の失敗と規制の失敗が重なると、多くの場合、長期的な供給セキュリティが脅かされると考えられる。そのような場合は、可能な限り失敗を特定して取り除き、電力量のみが取引される市場を機能させ、適切な長期的インセンティブの提供が図られるようにすることが望ましい。投資の観点からみると、長期市場と長期的価格シグナルは、適切に機能する短期および超短期市場と同等に重要である（European Commission, 2015b）²⁸。十分に機能する長期市場は、完全に機能的なエネルギー市場の必須条件である²⁹。長期的ヘッジ商品は、すべての市場参加者にとって重要であり、特に垂直統合型ではない独立事業者にとっては不可欠である。

流動的で、効率的な先渡市場は、市場の将来予想に関する最適な長期的価格シグナルを提供するために役立つ。したがって、それは市場に整合的な方法で長期的な供給セキュリティを促進する。このように重要な役割があるにもかかわらず、十分に機能する長期市場が電力市場に自然発生することはない。それが提示しているのは、長期的な供給セキュリティに影響を及ぼす重大な市場的失策のひとつなのである。

電力量のみが取引される枠組みと比較するならば、長期的な支援メカニズムは投資リスクプレミアムの削減に役立つ。十分に機能する長期市場がなくとも、容量報酬メカニズムがあれば、発電事業者の収入は減少するものの、安定化する場合もある。

本節では、これらのメカニズムの規制設計をどのように展開し、将来シナリオに適合させるべきかを分析する。このシナリオでは、再生可能エネルギーと分散型エネルギー源の高い導入率が予想されている。電源供給市場メカニズムと再生可能エネルギー支援手段の規制について、過去 20 年間に蓄積された経験を念頭に置くことが重要である。今日、規制設計の主要目的は、これら支援メカニズムのパフォーマンスを向上させるとともに、正確な市場シグナルに及ぼす影響を最小限に抑えることでなければならない。

再生可能エネルギー支援メカニズム

最も有望なタイプの再生可能エネルギーは、多くの場合、かつて、拡大を妨げる大きな障壁に直面したことがある。それは、高資本コストや自覚されたリスクから、従来の化石燃料型発電業者に合わせて設計された市場や規制構造にまで及んでいる。今日まで政策立案者は、再生可能エネルギーが早急に普及し、最終的にエネルギー市場で競争できるよう、特別な支援政策が必要であると認識してきた。

最終的に再生可能エネルギー電源がどのようなメカニズムに参加するとしても、電力システムで実際の連系を達成することができるよう、再生可能エネルギー技術を可能な限り市場シグナルにさらすことが重要である。再生可能エネルギーが、必要に応じて、経済的支援を受ける可能性はある。しかし、市場のあらゆる部門（短期、長期など）に参加し、すべての市場シグナルに対する応答性を獲得すべきという

28 ここでは 1～15 年の期間について言及している。

29 これには、長期エネルギー市場だけでなく長期炭素市場も関係する（たとえば、適切に設計された排出量取引制度は、欧州連合の文脈においては基本的な役割を果たす）。

要求が、徐々に高まっている。

理想的な再生可能エネルギー支援の枠組みは、このような市場参加を認め、促進することが望ましい。また、投資の魅力向上に必要なインセンティブを算定し、プロジェクト開発者の利用に提供するため、すべての市場(エネルギー、容量、その他のサービスなど)で再生可能エネルギー電源が獲得できる収益を考慮に入れることが望ましい。

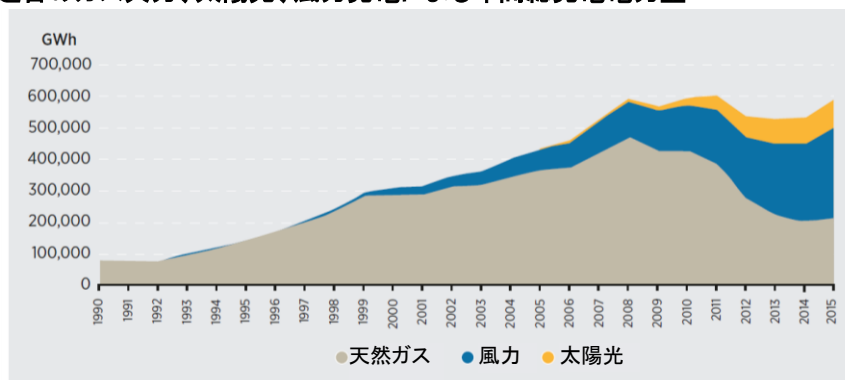
ここで考慮すべき事項は主に 2 つある。1) 成熟した再生可能エネルギー発電技術は、技術的に可能な限り、またそれぞれ固有の特徴を考慮しつつ、(容量市場を含む)あらゆる電力市場への参加を徐々に進め、他の発電技術と同一のインセンティブメカニズムに服することが望ましい。2) 再生可能エネルギーが技術面での支援を必要とする場合、この支援に対応する長期メカニズムは、電力市場の歪みを最小限に抑えるよう設計されることが望ましい。

2.4.1 電源アデカシーメカニズムと再生可能エネルギーの統合

再生可能エネルギー電源を電源アデカシーメカニズムに参加させ、市場シグナルにさらすことが許容されることが望ましい。

電力システムにおける再生可能エネルギー普及は、電源アデカシーメカニズムを実施する主な理由のひとつとして論じられることが多い。特に、普及率がすでに高いレベルに達している欧州では、その傾向が顕著である。再生可能エネルギーはこれまで政策支援によって導入が推進されており、それが短期電力市場の価格を引き下げているといわれる(Moreno et al., 2012; Reuter et al., 2012)。また、図 2.26 に見られるように、再生可能エネルギー発電技術は従来型発電所の多くに負荷率の大幅な低下をもたらしている。これらの複合的な影響は、短期的価格変動の増大とともに、容量メカニズムが必要とされる主な理由であると言われることも多い。しかしながら、この主張が全面的に正しいというわけではない。

図 2.26 欧州連合のガス火力、太陽光、風力発電による年間総発電電力量



出所: ACER-CEER, 2016b

2

変動性再生可能エネルギー電源の設置(場合によっては、設備容量の過剰)による短期的な価格変動の増大や平均価格の低下は、投資の妨げとなる。また、これら電源の長期的な配備に関する不確実性(その原因は長期計画に関する規制の不確実性と学習曲線の不確実性にある)も、同様に投資を妨げる。このような事態は、一貫したエネルギー政策構想がないため、再生可能エネルギー支援政策が見通せないシステムの場合に該当する。

その一方で、再生可能エネルギー発電技術は、電力の供給セキュリティを支える貴重な資源でもある(Gouveia et al., 2014)。

- 地域市場は、地理的範囲を拡大し、ひいては再生可能エネルギーの同時不足状況が生じる可能性を低減することによって、出力の変動を管理するために貢献する。エネルギー貯蔵技術の開発も、各ユニットまたは発電所について、小規模な単位で変動を軽減することができる。
- 再生可能エネルギー電源は他のエネルギー資源を補完する可能性があり、既に論じたように、再生可能エネルギー設備の建設期間は他の発電方式と比べてはるかに短い(Barroso and Batlle, 2011)。
- 再生可能エネルギー発電技術のコスト、特に風力と太陽光のコストは急速に低減している。電力市場の一部では、これらの電源がすでに従来型電源と競争できる段階に到達しているか、間もなくその段階に到達すると考えられる。

発電技術の類型とメカニズムの設計によっては、再生可能エネルギー発電技術も電源アデカシーメカニズムに参加することができるようになり、その結果、容量市場で従来型発電と競争することができると考えられる。とはいうものの、風力や太陽光といった一部の再生可能エネルギー発電技術は、電力供給セキュリティに貢献し、不足状況を緩和する能力が、設備容量単位で比べると、従来型発電よりも低い。再生可能エネルギー発電の貢献度は、それらが立地する電力システムの個別状況や、次に分析するように不足状況の類型によって決まる。

エネルギー制約型システムおよび容量制約型システムによる変動性発電

エネルギー制約型システムでは、言い換えると水力発電中心の国々では、瞬間的なピーク負荷への対応が問題ではない。むしろ不足状況は何カ月にもわたる乾季に関連する。このようなシステムは、間違いなくピーク需要を満たすことができても、一日や一週間のうち、ピーク以外の時間に生じる需要を満たすことができないことも考えられる。このような場合は、容量ではなくエネルギーの不足により配給制が敷かれる。このような状況は、中南米などでよく見られる。ブラジルは典型的な例で、膨大な水力発電設備と数年分の貯蔵容量を備えている。ここで念頭に置くべきは、エネルギー制約型システムの場合、容量メカニズムで調達される信頼度確保商品は容量ではないという点である。例えば中南米の一部の電力システムでは、電源アデカシーメカニズムが、エネルギーを信頼度確保商品とする長期電力オークション(ブラジル、チリ、ペルー)、またはエネルギー先物のコールオプション(コロンビア)という形態を取る。これらのオークションが、(投資家が短期市場価格の変動に対して十分にヘッジされているため、)ある意味で電力市場の「代わり」となっている場合もある。他の例(コロンビアなど)では、オークションによって市場参加者が電力の短期市場取引を行っており、その報酬は卸市場における収益を補完するものと

考えられている³⁰。

このような文脈では、一部の再生可能エネルギーは、短期的変動があっても、システムの信頼度に貢献する妨げとはならない。それらが一旦設置された後は、ディスパッチ不能な性質ゆえに短期的制御の余地があまりないことは明らかだが、適切なインセンティブを実施すれば、システムの信頼度を最大限に高めるように投資プロセスを方向付けることは可能である（その方法は、電力システムの正味需要と正の相関がある再生可能エネルギー発電方式や立地を選ぶことなどである）。再生可能エネルギー発電が、平均的に見て、期待通り中期的に貢献するのであるならば、1日単位あるいは時間単位の発電スケジュールにかかわらず、貯水池の水を節約するために役立つ。したがって、再生可能エネルギー発電が電源アデカシーメカニズムに参加することは有益であると言える（ボックス 2.17 を参照）。

ボックス 2.17 ブラジルの長期オークションにおける風力導入率

ブラジルは、エネルギー制約型システムの典型的な例である。市場はさまざまな種類の長期電力オークションを中心に構成されており、ここで経済フローの大部分が決定される。一方、残されたわずかな決済は短期市場で行われる。また、これらの入札は、国内で利用される電源アデカシーメカニズムの役割も果たしている。

ブラジルのオークションでは風力発電の参加率が非常に高く、風力による電力が低価格であることで世界的に名高い。このような低価格は、プロジェクト計画段階で想定される設備利用率が30%から60%にまでわたり、きわめて高水準にあることと関係している。設備利用率が高いという事実は、各電源ユニットが長期オークションで販売できるエネルギーの量を示しているだけでなく、電源アデカシーへの貢献が期待されることを意味している。実際、ブラジルで予測される不足状況においても、風力発電所は、風力の変動性に妨げられず、電力システムの信頼度に貢献することができる。

また、ブラジルは低水準のパフォーマンスに対してペナルティを課している。これは、ピーク負荷に対応するために必要とされる電力量より、年間を通じて十分な電力量を確保するニーズが大きいことを示している。ペナルティは、発電所建設の遅延に対しても課せられる。設置後は、小規模な決済が毎年行われるが、中心的なペナルティ制度は、4年間の累積パフォーマンス評価が代表している（IRENA, 2015）。これは、ブラジルにおける電源アデカシー問題の時間的次元を明確に反映している

容量制約型の電力システムでは、ある時点の負荷に対応するため、十分な設置容量がないときに不足状況が発生する。全時間の需要を合計すれば、電力システムがある1日の需要を満たすために十分な電力量を利用できるのは間違いない（オフピーク時には必要以上の発電容量がある）が、ピーク需要に対応するに足る設備容量や利用可能容量がない。この種の不足状況が生じる可能性のある電力システムは、欧州や北米に多く見られる。そのため、送電系統運用者や市場参加者は、超短期の時間枠を非常に詳細にモデル化している。電源アデカシーメカニズムも超短期の時間枠に重点を置いており、それを最も明瞭にうかがわせるのは、信頼度確保商品の設計である。特に、ごく最近導入された容量報

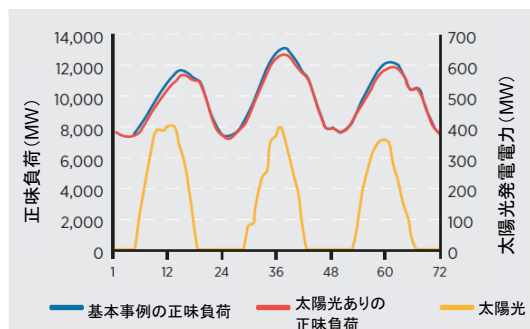
30 詳しくは Maurer and Barroso (2011) を参照

2

酬メカニズム³¹(英国の容量市場や、ニューイングランド独立系統運用機関の先渡容量市場におけるパフォーマンス連動型報酬の改善など)では、信頼度確保商品の提供者が、ストレス事象の折に応分を負担するよう求められる。ストレス事象は、送電系統運用者が直前通知(例えば英国では4時間前の通知)をもって、または事前通知をせず特定する(先渡容量市場で「不足事象」と呼ばれる事例)。

このような現状で、再生可能エネルギー発電の変動性は問題となる。なぜなら、電力システムにストレスが生じたその瞬間に、再生可能エネルギーが(風速や日射量の不足により)利用不可能である場合、不足の軽減に貢献することはできないからである。容量制約型システムの容量メカニズムに対して、変動性再生可能エネルギーがどの程度貢献するかを評価する場合に用いられる方法は、この目的に適合し、認知度も高く、一般に利用可能な方法でなければならない(太陽光および風力の容量価値については、NREL(2013b; 2008)、図 2.27 を参照)。予測される不足期間における再生可能エネルギーの発電電力量を計算するには、統計分析を用いることができる。

図 2.27 コロラド州における太陽光発電とピーク需要の一致状況



出所: NREL, 2013b

この情報を用いて、定格低減係数を決定することが可能である。この係数によって、再生可能エネルギーが容量メカニズムで取引できる容量が制約され、その結果として獲得できる報酬が限定される。

適切に設計された再生可能エネルギー開発の規制的枠組みは、リスクヘッジ戦略の規定や容量メカニズム契約締結の諾否に関する決定は投資家に任せつつ、容量制約型電力システムにおいて、再生可能エネルギーが容量メカニズムに参加できるようにすることが望ましい(ボックス 2.18 を参照)。

31 容量報酬メカニズムは、欧州連合の現体制において、使用される言葉であり、長期的な供給セキュリティ・メカニズムを指す。米国の現体制では、その代わりに電源アデカシーメカニズムという言葉が使用される。

ボックス 2.18 PJM の信頼度価格モデルに対する再生可能エネルギーの参加

PJM は、米国の大規模連系（容量制約型）の電力システムであり、電源構成は従来型の火力発電所が中心である。電源アデカシーに対するニーズは、信頼度価格モデル（RPM）と呼ばれる容量市場を通して満たしている。信頼度価格モデルの容量提供者は、集中型オークションで選定され、需給逼迫を解消するために送電系統運用者が彼らの貢献を求める場合、いつでも利用可能である責任を負う。

2017～18 年は、このメカニズムの中心的な調達プロセスである信頼度価格モデル基本余剰容量オークションにおいて、803 メガワットの風力発電と 116 メガワットの太陽光発電が取引された（PJM, 2014）。オークションに先立つ適格性確認段階で決定された平均設備利用率は、風力発電ユニットが 13%、太陽光発電ユニットが 38%であった。これらの利用率はブラジルのケースに比べると低い数字であり、需給逼迫時に PJM がこれらの電源ユニットに期待する貢献度を表している。このような状況は短期的な不足に関連するため、不足が発生した特定時点で、再生可能エネルギー電源が利用可能である確率は低く見積もられる。

ペナルティについては、「パフォーマンス連動型報酬」の原則（詳しくは Mastropietro et al., 2015a を参照）から着想された容量報酬メカニズムの新制度が、PJM（およびニューイングランド独立系統運用機関）で実施されているが、ここでは低水準のパフォーマンスに対して厳しいペナルティが導入されている。これが今後のオークションに対する再生可能エネルギーの参加にどのような影響を及ぼすかはまだ明らかではない。

電源アデカシーと再生可能エネルギー支援メカニズムの相互関係

すでに述べたとおり、再生可能エネルギーを市場シグナルから分離すべきか否か（および、どの程度分離すべきか）については、激しい議論がなされてきた³²。卸市場への露出が抑制されることから派生する非効率性よりも、投資家リスクの削減が重要であると見なされていた。しかし、再生可能エネルギー導入率が拡大するにつれて、再生可能エネルギー技術が成熟すると、再生可能エネルギー発電所は市場メカニズムに大いにさらされることが許容されるレベルまで達する。それとともに、従来よりも広域的な電力システムに対して、市場統合の欠如が及ぼす影響は、無視することがますます困難になってきた³³。

原則的に、容量メカニズムは、あらゆるタイプの再生可能エネルギーがいかなる種類の電源アデカシーメカニズムにも参加できるよう配慮することが望ましい。これはすでにブラジルで実現しつつあり、電源アデカシーメカニズムは再生可能エネルギー電源収入の構成要素となっている。再生可能エネルギー電源は、再生可能エネルギー専用のオークションで取引が始まったが、やがて、従来の長期電力オークションにおいて新エネルギーとして選ばれるようになった。次項で分析するように、このような事態の収束はまだ完了したわけではないので、なお一部の規則では整合性が図られる必要がある。

32 たとえば欧州の場合、使用するの固定価格買取制度か、グリーン電力証書か、オークション準拠メカニズムかについて議論がなされた（Butler and Neuhoff (2008)などを参照）。

33 欧州の卸電力市場でネガティブプライスの影響が増大しているという議論については、Fraunhofer ISI (2015)を参照。

2

一方、容量制約型のシステムでは、容量メカニズムに対する再生可能エネルギー電源の参加は限定的である。多くの国の規制機関は、再生可能エネルギーがすでに他の種類のインセンティブ（補助金、固定価格買取制度[FIT]など）を受け取っているため、容量メカニズムの報酬を受け取る資格がないと判断した。例えば、英国の容量市場はその事例である（DECC, 2014）。容量メカニズムの報酬は投資インセンティブに相当するということが、この決定の根拠である。再生可能エネルギー電源は、何らかの再生可能エネルギー支援メカニズムによって、すでに投資インセンティブが提供されており、これ以上の投資支援を必要としないため、参加資格がないということになる。

この議論には、本稿が主張する重要なポイント、すなわち再生可能エネルギー電源は市場シグナルにさらされる必要があるという視点が欠けている。再生可能エネルギーは、可能な限り卸市場に統合されることが望ましい。容量メカニズムは、投資インセンティブを提供するだけでなく、電力供給が制限される事態を避けるという目的に基づいて、需給逼迫時に約定される電源の利用可能性を高めるインセンティブを市場参加者に提供するものと想定されている。容量メカニズムのうちこの部分は、現在、パフォーマンスインセンティブの実施によって強化されている。容量メカニズムの設計が堅牢で、信頼度確保商品が技術中立的であるなら、システムの信頼度に対する再生可能エネルギーの参加が認められる。そして再生可能エネルギーは、システムに最も必要とされるときに利用可能であるよう刺激する経済シグナルにさらされる。ある再生可能エネルギー技術／電源が、公平な立場で他の電源と競争することが技術的に可能であるなら、その再生可能エネルギーの発電所は、ペナルティの免除や過度に寛容な常時電力／容量の認定などの優遇を受けることは望ましくない。再生可能エネルギーユニットが従来型電源と競争しなければならない場合は、同じルールに従って競争することが望ましい。再生可能エネルギー支援メカニズムは、この方式とは両立しえない。上述のとおり、理想的な再生可能エネルギー支援制度では、エネルギー市場や容量市場など、すべての市場で再生可能エネルギー発電所が得ると見込まれる収益をその総コストから差し引くことになる可能性がある。このような方法がとられるのは、投資の魅力を高めるために必要なインセンティブを算定し、それをプロジェクト開発者の利用に提供し、無駄な資金を費やす必要がないよう配慮するためと考えられる。

しかし、現実の市場には、この単純な理論的考察を複雑化させるいくつかの要因がある。一部の利害関係者によると、「助成された」再生可能エネルギー電源が容量市場への参加を認められた場合、それらが容量オークションの価格を引き下げないという保証は困難であると言われる（なぜなら、一部の電力システムについてはすでに、前日市場でこの状況が起こっているからである）。この懸念については、ニューイングランド独立系統運用機関の事例を取り上げたボックス 2.19 で詳しく論じる。

ボックス 2.19 ニューイングランド独立系統運用機関の先渡容量市場に対する再生可能エネルギーの参加

ニューイングランド独立系統運用機関は、先渡容量市場によって電源アデカシーを確保しようとしている。このメカニズムは近頃改革を受け、低パフォーマンスに対して、従来よりも厳しいペナルティを導入した(FERC, 2014d)。

再生可能エネルギーの導入率は、今後数年で大幅に拡大すると予想される(発電プロジェクト案の42%を風力発電が占める)。ニューイングランド独立系統運用機関(ISO-NE, 2015)によれば、再生可能電源に対する州の助成はエネルギー市場に価格引き下げ圧力をもたらすが、容量市場は従来型電源の収益ニーズのバランスを取るために貢献する。容量価格を引き下げることがある過剰な再生可能エネルギー電源の参加から容量市場を「保護」するために、規制機関は再生可能エネルギーに特化した入札審査トリガー価格を導入した。これは、オークションごとに200メガワットを超える再生可能エネルギー電源の入札すべてに適用される。トリガー価格の目的は、非経済的な、あるいは助成を受ける新規参加者が市場価格を歪めないよう、これを防止することにある。そのために下限価格が設定され、それを下回る新規参加者はコスト状況を証明するか、容量オークションへの参加を取りやめなければならない。

ボックス 2.19 で説明した下限価格設定の正当性には、問題がある。容量メカニズムの目的は、電力システムの電源構成や供給予備率に関係なくすべての発電事業者に対して投資コストを補償することではない。むしろ、社会厚生を最大化するレベルの容量が設置されるよう、必要がある場合、投資家にインセンティブを提供することを目的としている。誤った投資決定により容量が過剰になれば、発電事業者は短・中期間で価格低下を甘受せざるをえない。そのような状況で、彼らは全コスト回収を確保するため、より高水準の容量報酬を求める可能性がきわめて高い。しかし、その場合、信頼度を確保するために追加インセンティブは必要とされないため、報酬はゼロに近くなることが望ましいということに留意すべきである。

容量メカニズムで整合化を図るべきルール

電源アデカシーメカニズムの枠組みで契約を結んだ場合、電源側は、契約条項で詳細に規定された一定の信頼度確保商品を提供するよう責任を負っている。信頼度確保商品の設計は、電源アデカシーメカニズムの基礎となる。特定条項の僅かな変更でも、制度の目的遂行に当たって、その総体的な有効性に大きな影響を及ぼしうる³⁴。

再生可能エネルギー電源と従来型電源が電源アデカシーを提供するために競争する場合、両者は同等の立場でなければならない。可能な場合には、信頼度確保商品の定義で一切の差別をなくすことが望ましく、発電方式に関係なくすべての信頼度提供者が同じ約定を要求されることが望ましい。

再生可能エネルギー電源と従来型電源の差別を避けるためには、2つの設計要素を慎重に考慮しなけ

³⁴ Batlle et al. (2015) は、信頼度確保商品の主な設計要素を明らかにしている。

ればならない。第一は、信頼度提供者がさらされるパフォーマンスに対するインセンティブ、すなわち、低パフォーマンスに対するペナルティである。第二は、電源側が電源アデカシーメカニズムで取引できる常時電力量／容量の算定方法である。契約条項の整合化が適切に行われなければ、再生可能エネルギー電源と従来型電源の競争は歪められることになる。これは、電源アデカシーメカニズムが投資を引き付け、確実な電力供給を保證するに当たって、その有効性に深刻な影響を及ぼすおそれがある。

地域市場のコンテキスト

再生可能エネルギー開発と地域市場統合の相乗効果を活用する重要性は、すでに明らかにした。市場の地理的規模を拡大することは、再生可能エネルギーの発電電力量の変動を管理するために貢献し、再生可能エネルギーが同時多発的に不足する可能性を低減する。また、地域市場を統合することにより、利用可能な再生可能エネルギー電源を最大限効率的に利用する発電インフラの協同計画が可能になる³⁵。

ただし、地域市場が十分に機能するためには、電源アデカシーを含めてあらゆる時間的次元を包括することが望ましい。その意味で、アデカシーメカニズムの選択にばらつきがあり、しかも協調が不十分である場合は、地域市場の統合が損なわれるおそれがある。各国容量報酬メカニズムの国際的統合は、現時点で大きな課題となっている(perner, 2015)。

多様な信頼度目標を達成するために各国が異なる容量メカニズムを実施することは、地域資源の最適利用を妨げるものではないが、最低限の協調は必要である。Mastropietro et al. (2015b)が指摘するように、基本的要件は容量メカニズムへの越境参加を認めることである。電源側が、連系地点(それは連系容量における唯一明白な制約である)の如何にかかわらず、地域市場内の容量メカニズムすべてで信頼度を取引できる場合、電源は最適地に立地することができる。とはいえ、隣接する送電系統運用者間には、(例えば、ひとつの発電所が同じ商品をさまざまな電力システムで販売することを防ぐため)何らかの協調が常に必要である。

この議論は、とりわけ、地域市場統合プロセスが進んでいる欧州連合について当てはまる。欧州連合の事例をボックス 2.20 で説明する。

35 当然ながら、これは、地域送電網が存在し、十分な国際連系容量と地域送電網拡大戦略があり、電源構成の変化と連系拡充の必要性に対応できるということを前提としている。しかし、この重要なトピックは、電力市場について論じる本節の範囲にとどまらず、市場の競争にさらされる活動全般に当てはまる。

ボックス 2.20 欧州の容量報酬メカニズムにおける越境参加

欧州連合ではこれまで、市場統合の努力が短期的な時間枠、すなわち前日市場とリアルタイム市場におけるセキュリティと経済効率性に集中していた。長期的には容量報酬メカニズムが導入されているが、協調体制はほとんどない。メカニズムの設計は、信頼度の高い自給自足的な電力システムの維持という主要目的に基づき、各加盟国の電源構成によってほぼ決まっていると思われる。これは明らかに、域内の電力供給セキュリティという概念とは相いれない。

この懸念は、すべての欧州連合機関によって明確に表明されてきた。例えば、欧州委員会による最近の諮問文書(European Commission, 2015c)は、電源アデカシーを確保するメカニズムは、必要な信頼度を満たすため、有効な貢献のできるすべての容量に対して開かれることが望ましく、それには他の加盟国の容量も含まれると主張している。にもかかわらず、これまで欧州連合で実施または計画されている容量メカニズムの設計(DEC, 2014; RTE, 2014; AEEG, 2011)では、明示的な越境参加が認められていない。Mastropietro et al.(2015b)は、越境参加を妨げるひとつの主な要因が、電力供給セキュリティ指令(2005/89/EC)第 4.3 条の「加盟国は国際契約と国内契約を区別してはならない」とする規定の履行に対する不信感に関連すると強調している。近隣の電力システムを容量メカニズムに参加させるためには、容量メカニズムを開始した当該国の送電系統運用者が、需給逼迫時においても、国外の電源が自国の容量メカニズムで約束した物理的供給を履行できると確認しなければならない。それにもかかわらず、加盟国で施行されている電力関連法や国内ネットワークコードのほとんどは、いまだに国内の供給緊急時には他国への輸出を中断するという条項を含んでいる。

この障壁は、送電系統運用者間の協調を高めることによってのみ解消することができる。彼らは、国内(および地域)のネットワークコードや運用手順を修正することにより、電力供給セキュリティ指令の履行に尽力することが望ましい。

2.4.2 再生可能エネルギー促進メカニズムと卸市場の統合

再生可能エネルギー発電は、今後も経済的支援を必要と可能性がある。経済的支援は、市場との両立性を高めることが望ましい。設計の選択肢はいくつかある。最適の投資インセンティブおよび市場との両立性について、双方のバランスを見出す必要がある。

最も有望なタイプの再生可能エネルギーは、多くの場合、かつて、拡大を妨げる大きな障壁に直面したことがある。それは例えば、高資本コストや自覚されたリスクから、従来の化石燃料型発電事業者に合わせて設計された市場や規制構造にまで及んでいる。いくつかの国では、政策立案者が、再生可能エネルギーが早急に普及し、最終的にエネルギー市場で競争できるよう、特別な経済的インセンティブによって再生可能エネルギーを促進する必要があると認識してきた。再生可能エネルギーの発電コストは、過去数年間で徐々に低減している。近いうちにこれらの電源ユニットは、経済支援を受けなくとも、従来型発電方式と競争することが可能になると予想される(一部の例では、すでにそれが可能になっている)。しかし、一部の国では未だ、再生可能エネルギーが緩和することになる環境外部性が市場価格に内部

2

化されておらず、再生可能エネルギーを促進するインセンティブが必要である。

本節では、大別して3種類の再生可能エネルギー支援制度を論じる。具体的には、容量ベースのメカニズム、発電電力量ベースのメカニズム、そしてプロシューマー対象の支援メカニズムである。また、各メカニズムについて、卸市場との両立性を検討する。

■ 容量ベースのメカニズム

純粋に容量ベースまたは投資ベースの支援メカニズムの場合、報酬は設備容量メガワットあたりで提供される(すなわち、エネルギー契約や可用性契約はかわりがない)。この支払は、発電所の先行投資と市場における収入との差額を埋めることを目的としている。支払の基盤を設備容量とするかプロジェクトコストとするかの選択は、重要な意味を持つ。しかし、政策目標によっては、実際の発電電力量と支援価格を分離し、短期的な市場シグナルに干渉しないという点で、2つの方法は似通っている。容量ベースのメカニズムは、市場との両立性に影響を及ぼすいくつかの主な設計特性がある。以下ではそのような4つの特性を説明する。

設計特性 1:

支援支払、金額、タイミング

どのような支援制度でも最初に決定すべき明らかにきわめて重要な点は、支援全体の規模である。あるプロジェクトが、市場の各部門(電力量、容量、その他のサービスなど)においてどの程度支援を受ける必要があるだろうか。この決定は大きなリスクを伴う。支払額が多すぎると、再生可能発電への過剰投資につながるからである。一方で、インセンティブが少なすぎると、十分な投資を引き付けられないおそれがある。この問題に影響を及ぼす設計特性のひとつは支援支払のタイミングである。支払額の算定は、事前または事後に行われる。

ほとんどの容量ベースの支援は、発電方式ごとに予測されるコストに基づいて事前に決定される(スペイン)か、プロジェクトの実際のコストに基づいて決定される(米国の投資税控除)。あるいは、実際のコストと市場で観察された収入に基づいてインセンティブ支払額を決めるという方法もある。例えば、エネルギー市場の価格が予想よりも低かった場合、再生可能エネルギー発電所が固定費を回収できるよう、事後的な容量インセンティブを調整することができる。

事前の支援提供は、管理の負担が少ない(必要な処理は1回である)という利点があり、また、最もパフォーマンスの高いプロジェクトに報いることができる。最も風況が良い/日射量が多い発電所のサイトは、エネルギー市場で収入が不足しても比較的容易にそれを補うことができるので、投資家を引き付けることも困難ではない。一方、インセンティブを事後に算定する場合は、市場価格や発電所立地といった外的要因にかかわらず、一定レベルのコスト回収を保証することが容易になる。

設計特性 2:

基準発電所の選定

タイミングの問題と密接に関連するのが、容量支払の額を算定するために用いる基準発電所の選定である。最初の意思決定は、プロジェクトの実際のコストを用いるか、「典型的」な発電所から導き出した基準コストを用いるかである。米国の投資税額控除は前者の例であり、スペイン、ドイツ、ロシアの支援制度は後者の例である(IFC, 2013)。

実際のコストに基づく支払は直接的で、管理上の負担が少ない。しかし、他のすべての条件が等しい場合、この方式は、高コストで低パフォーマンスのプロジェクトにインセンティブを提供するリスクがある。基準発電所を用いてベンチマークを策定することにより、これらの問題を克服することができる。開発事業者は、基準発電所よりも低コストまたは高パフォーマンスの発電所を建設できれば、より高い利益を得られる。これは必然的に、質の高いプロジェクトを促進するインセンティブとなる。

基準発電所を設定するには、設備コストと発電時間を見積もる必要がある。しかし、基準発電所が少なすぎる場合、あるいは規制機関が政策目的に基づいてそれを適切に多様化しなかった場合、参照発電所への依存が問題となることもある。スペインは、発電方式、規模、立地、建設時期に基づいてされた1,276施設の基準発電所を多様に設定することにより、この問題に対処している(Barquín, 2014)。

設計特性 3:

支援支払の頻度

容量ベースの支援は、一括支払または一連の定期支払のうち、いずれかで提供される。一括支払は、1回の処理で完了するため、開発事業者にとっても政府機関にとっても管理上の負担が少ないという有利な点がある。一方、定期支払は時間をかけて支払総額を調整できるため、柔軟性が高い。これは、政策コストをコントロールし、超過利得を抑制する特性になる可能性もある。あるいは逆に、低パフォーマンスのプロジェクトで、その収益性を維持する役割も果たす。

ドイツは、風力発電事業者を支援するために定期支払方式を用いており、基準発電所に対応するプロジェクトのパフォーマンスに基づき、数年間にわたって調整を行う。これには、支援コストを必要などころに配分するという効果がある。最善の場所(最も風況が良い場所)に立地するプロジェクトは、平均を上回る市場の収益を得ているためインセンティブが削減され、最適ではない場所に立地するプロジェクトは、投資コストを回収できるよう割り増ししたインセンティブを受け取る(Purkus et al., 2015)。

設計特性 4:

最低パフォーマンス要件

容量ベースのメカニズムに対する根強い批判のひとつは、それが効果的なシステムの設計、効率的なコンポーネント(高効率のパネル/風車)の選定、あるいはプロジェクト稼働後の定期メンテナンスを遂行しようとする動機にならないということである(Hoff, 2006)。このようなリスクは、最低パフォーマンス要件をインセンティブに付帯させ、状況(何らかの地点別シグナルも含まれる)に応じて支払を調整したり、場合によっては一部を保留したりすることによって緩和できる。

2

これらの戦術は継続的なパフォーマンス監視を必要とするため、管理コストが増大する。しかし、高品質のシステムによる長寿命の大量発電が実現するという意味で、大きな利点を得られる可能性がある。

パフォーマンス監視に加えて、あるいは恐らくその代替手段として、規制機関はコンポーネントの効率性やシステム設計に最低基準を設定する場合もある。とはいえ、技術の急速な進歩を考えると、妥当な水準を維持することは規制機関にとって厳しい課題と言える。また、規制の行き過ぎというリスクもある。革新的な技術や設計方法が行政の定める基準を満たさない場合、それらの開発が制約される恐れも存在するからである。

市場との両立性に対する評価

一般的に言えば、容量ベースの支援メカニズムは、市場を志向した発電部門との両立性に優れている。支払とパフォーマンスを分離しているため、発電電力量ベースの制度のような市場の歪みは生じない。一方、投資環境が不安定である、インセンティブが低質なプロジェクトに流れる可能性もある、市場状況の展開に対応する柔軟性が欠如している、など管理すべき固有のリスクが付きまとっている。

上記リスクのすべて、とはいえないものの、その多くは、個別の設計特性を組み込むことにより緩和することができる。支払額が多すぎる、または少なすぎるリスクは、発電所の立地や規模など、主要パフォーマンス基準に基づいて多様に設定された基準発電所を用いるならば、低減することができる。また、電源の品質によって支払額に差をつけることにより、多様な立地で経済的に存続可能な開発を支援し、好適地に電源を持つ開発事業者に対して支払が過剰にならないようにすることができる。低パフォーマンスのプロジェクトに支払金が流れるリスクは、最低パフォーマンス要件を付帯することにより低減することができる。最後に、インセンティブを一括支払するよりも、むしろ時間をかけて支払することにより、制度管理者は市場状況の展開に応じて支払額を調整することができる。

■ 発電電力量ベースのメカニズム

発電電力量ベースの報酬制度は定期支払を特徴とし、支払額は発電事業者の実発電電力量と、場合によっては市場価格によって決まる。支払額をパフォーマンスに連動させることにより、これらの制度は発電電力量を最大化するインセンティブを生み出す。つまり、発電事業者は必然的に、最も風況が良い／日射量が多い立地、最効率のコンポーネント、最善のシステム設計を選好するということである。

発電電力量に対する補助が運用上の行動に及ぼす影響については、同じことが言えるわけではない。風力および太陽光発電所の運用決定は、間欠性と変動費ゼロという特性から火力発電所と比べて簡易である。しかし、ネガティブプライス時の運転停止やオフピーク時のメンテナンス計画などに関する決定は、卸エネルギー市場からの価格シグナルによって促進されることがない。また、支援支払と発電電力量を結び付けることが第二のシグナルとなり、発電事業者に行動を変化させ、より広範な市場全体にわたって歪みをもたらす影響が生じる可能性もある。

発電電力量ベースの支援メカニズムは、次のような2つの主要な設計特性がある。

設計特性 1:

支援対象となる発電電力量

発電電力量ベースの制度を設計する場合、最初に決める重要事項は、支援対象となる発電電力量である。基本的には、規制機関が、すべての出力に対して報酬を与えるか、あるいは一定限度まで支援を提供するかを決定する。例えば、風力発電に対するプレミアムを基準時間数(例えば 2,000 時間)のみに制限し、以降の発電は市場価格のみを受け取るということもできる。その効果は、好適地に電源を持つ開発事業者に対する超過支払の制限にある一方、最善の地点へプロジェクトの設定を誘導するインセンティブの提供にもある。

設計特性 2:

発電電力量に対する支援の種類

数量が決まったら、次に決めるべき重要事項は発電支援の種類である。これは一般的に、支払額の決定方法に基づいて次のように分類できる。1) 支援をエネルギー市場と連動させない、2) 支援をエネルギー市場と連動させる、あるいは、3) 支援を別の市場と連動させる。

一般的に言うならば、市場に基づかない発電電力量インセンティブは、均等化発電原価の算定またはオークションにより事務的な方法で決定される。インセンティブの額が決まったら、再生可能エネルギー発電事業者は一定年数の契約を結ぶか、需要の如何を問わず、発電した電力量に対してキロワット時単位で支払いを受ける。固定価格買取制度は、この種の固定的な市場外の方式の最たる例である。固定価格買取制度は、市場価格のリスクを排除することにより投資家が安心できる環境を創出するため、これまで高い効果をあげてきた。しかし、純粋な市場設計の観点から見ると、市場との両立性が最も低い方法である。発電事業者は市場シグナルから遮断されるため、ネガティブプライスでも発電し続けるといった歪みを生じさせる可能性がある。

エネルギー市場に連動する支援メカニズムは、発電事業者に対して電力を卸市場で販売することを義務付け、そのうえで市場価格に上乗せしたプレミアムを提供する。このような制度は、細部の設計によってさまざまな別の名称があるものの、広い意味でフィードインプレミアムに分類される。これらの制度は、性質上「市場統合的」である。なぜなら、発電事業者は価格シグナルにさらされ、これに応じて運用上の決定を調整するからである。しかし、市場の歪みが生じる可能性が、その方法によって完全に取り除かれるわけではない。なぜなら、再生可能エネルギー発電事業者がネガティブプライスで発電を続けるインセンティブは、少なくともネガティブプライスがプレミアムを上回らない限り、なおも残るからである。このような歪みの大きさは、プレミアムがどのような方法で計算されるのか、それが固定式なのかあるいは「スライド式」なのかによって決まる。

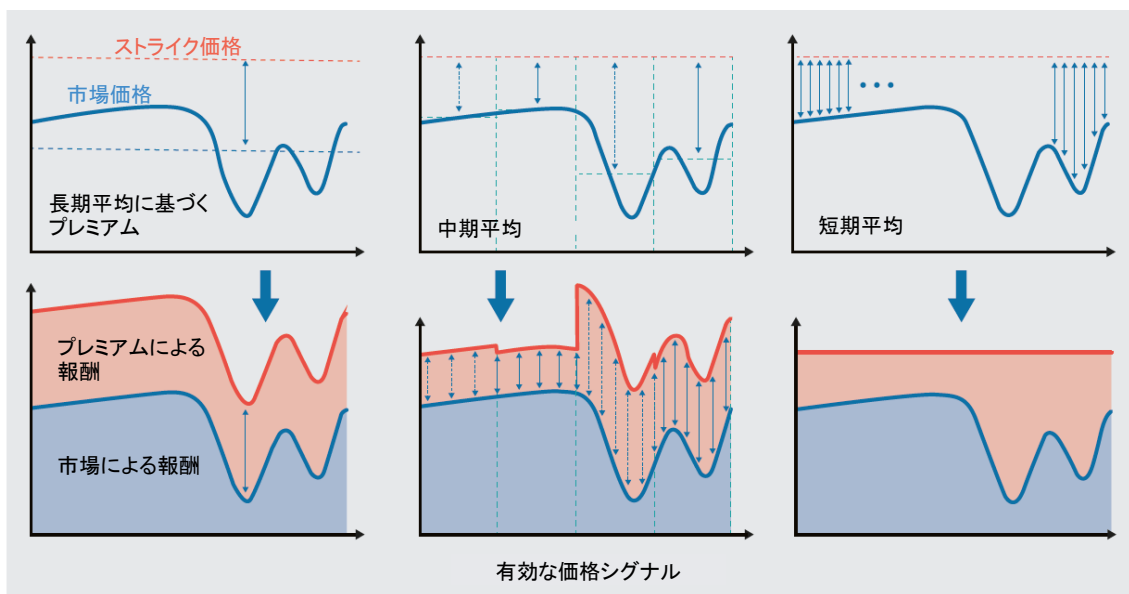
- 固定プレミアムは事前に決定されるため、発電事業者は他の市場参加者と同じ市場の変動と価格リスクにさらされる。米国の生産税控除、チェコ共和国の「グリーンボーナス」、スロベニアの類似制度は、いずれも固定プレミアムの例である (Fraunhofer ISI, 2014)。

2

- スライド式プレミアムは、ストライク価格（固定費の回収に必要な長期的価格を反映するもの）と基準価格（電力市場への参加で獲得できる金額をある程度反映するもの）の差額として、事後的に算定される。スライド式プレミアムは、常時支払総額を固定ストライク価格に修正することで、収入の確実性を高水準に維持する一方、発電事業者はリアルタイムで市場価格にさらされる。

基準価格を適用する場合の決済期間の長さは、発電事業者の行動を条件付ける重要な要因である (Huntington et al., 2016)。決済が市場価格（時間単位価格など）の短期平均に基づく場合、発電事業者は常時ストライク価格まで「上乘せ」してもらい、市場の変動から十分に遮断される。この支援制度は固定価格買取制度のような役割を果たし、発電事業者は、ストライク価格の負の値であっても、その大きさを超える限りにおいて発電するようシグナルを受け取る。実際、発電事業者がいつ発電しようとも、またその時点で市場価格がどの水準にあらうとも、発電事業者の収入は常にストライク価格にリセットされる。これとは逆に、基準価格が長期平均（年単位など）に基づく場合、プレミアムは時間単位ではより安定するため、このメカニズムによって固定プレミアムと同様のシグナルが提供され、発電事業は市場変動と価格リスクにさらされる。この場合、発電事業者は高価格時間帯に発電することを選好する。実際には、多くの国が中間的な方法を選んでおり、収入の確実性と市場にさらされることをある程度バランスさせている。例えば、ドイツは月平均に基づいて基準価格を算定し、フィンランドは 3 カ月の平均を用いている (RES-LEGAL, 2015)。図 2.28 は、これらのさまざまな方式を視覚的に表したものである。

図 2.28 基準価格決済期間



出所: Huntington et al., 2016

最後に、英国の差額決済制度のように、スライド式プレミアムを純粋に金融契約として実施する場合もある。

この方式において、基準価格がストライク価格を下回る場合（大部分の場合）、発電事業者は「上乘せ」してもらいが、基準価格がストライク価格を上回る場合（ピーク日）、差額を払い戻さなければならない。

それでも、発電業者にとっては、価格が変動費を上回れば発電するインセンティブがあるため、この方法は機能するが、収入は効果的にストライク価格に制限される。

発電電力量ベースの制度に関する第三の選択肢は、再生可能エネルギー電源の需要によってその価値を決める完全独立市場にプレミアムを連動させることである。これらのメカニズムは、広い意味で、「グリーン電力証書」に連動させた「割当制度」として分類される。割当制度は発電事業者を市場価格の効率性にさす一方、投資家に提供する収入の確実性は低くなる。一般的には、これに対処するため、最低価格が導入されるが(NREL, 2011)、これらの制度はプレミアム割当制度のために下限価格を保証するので、従来のフィードインプレミアムのように何らかの市場の歪みをもたらす可能性がある。十分に機能するグリーン電力証書市場でも、このような問題の影響を免れない。価格が比較的安定した市場(スウェーデンなど)では、価格がゼロまたはわずかにマイナスの場合でも、証書市場で電力を販売して利益を得られるとわかっているため、発電事業者は発電することに利益を見出すことができる。

市場との両立性に対する評価

固定プレミアム制度は、発電事業者を効率的な市場シグナルにさらし、市場の歪みを抑制するが、その代わりに収入の確実性は低くなる。スライド式プレミアム制度は、収入の確実性を高めることを目的とするが、発電事業者がストライク価格の負の値に達するまで入札するため、ネガティブプライスの歪みを発生させる可能性がある。グリーン電力証書制度は、最も「市場との両立性が高い」と見なされることが多い。なぜなら、プレミアムの決定は市場シグナルと完全に分離されているが、証書市場がもたらすリスクは大幅に高くなる可能性がある。最低価格のようなリスク軽減策によって、この制度は、従来の固定プレミアム制度のように機能する制度へと変容することになる。

市場設計の「修正」により歪みを抑制しようとする、問題が生じる可能性がある。ネガティブプライスを全面的に禁止すると、実質的には再生可能エネルギー発電所に対する支払を行って、これを停止させることになり、また、ベースロード発電所が運転を継続する経路をも断つことになる。もうひとつの選択肢は、ネガティブプライスのときは強制的に再生可能エネルギー発電所を停止させ、発電事業者が利用可能な場合にのみ支払を行うという方法である。しかし、これは危険な「クリフエッジ効果」をもたらす。つまり、発電事業者が市場価格の小さな変化にきわめて敏感になっている場合、価格がゼロを上回るときは全出力で稼働してプレミアムの支払いを受けようとし、価格がゼロを下回るときは運転停止して利用可能性に対する支払を受けようとするという切り替えを、発電所が急激に行う可能性がある。このような変動は、より大きなエネルギー市場に混乱をもたらす、系統運用を複雑化させる恐れがある(DECC, 2012)。

発電電力量ベースの制度には、このような市場統合と歪曲抑制との間の緊張が常につきまとうことになる。なぜなら、いずれにせよ、それらはエネルギー市場からの価格シグナルを変化させるからである。

■ プロシューマーに対する特別な支援メカニズム

2

プロシューマーとは、電力の消費も発電も行う電力需要家である³⁶。前節で説明したような発電事業者支援メカニズムの長所と短所は、プロシューマーによる発電にも同じように当てはまる。ただし、プロシューマーに対する支援メカニズムでは、小売料金との相互関係という次元が加わる。メータ技術や契約内容によって異なるが、発電電力量と消費量を相殺して、使用料金の支払額を減らすことができる。従量制料金が組み込まれている場合、プロシューマーは、税金、政策コスト、系統利用料金など、エネルギー以外のコストを削減または回避することのできる機会を得る。この側面は、プロシューマーが発電クレジットを「貯蓄」し、後日負の消費量として適用することが認められている場合、いっそう大きな影響を及ぼす。

メータ技術は、これらの支援制度において重要な役割を果たす。メータは、双方向に通信して、消費と発電を区別する機能を持たなければならない。また、卸市場の取引間隔と一致した間隔で計量を行うスマートメータを使用すれば、順潮流と逆潮流の市場価値をそれぞれ別個に決めることができる。これは、例えばピーク時の発電(太陽光のプロファイル)とオフピーク時の需要(夜型生活のプロファイル)のように、両者のプロファイルが一致しないとき、特に重要な意味を持つ。また、それはインバランスを管理し、インバランスコストをより公平に分配する(Eurelectric, 2015)ために貢献する。

本節のうち、最後の二節は、プロシューマーに対する支援制度の2つの主要な設計特性を取り上げる。具体的には、清算期間と余剰電力量の価値というパラメータである。

設計特性 1:

清算期間の長さやタイミング

清算期間とはメータ検針の間隔であり、需要家が発電クレジットを請求書に適用して、実質的に消費電力量と「相殺」することができる期間を指す。清算期間が長いほど、助成額が大きくなる可能性がある。なぜなら、需要家が発電クレジットと消費電力量を相殺する機会が大きくなるからである。清算期間が短く、かつ余剰発電の買取価格が低いほど、プロシューマーが自家消費の割合を増やすインセンティブとなる。米国のほとんどの州は清算期間を1年としているが、アラスカ州など、一部の州は発電クレジットの無期限繰り越しを認めている。カリフォルニアの電力会社であるPG&EとSDG&Eの2社は近頃、支援コストを抑制し、太陽光発電を行う需要家の内部相互補助を削減する目的で、清算期間を1年から1カ月に短縮する案を提出した(PG&E, n.d.)。ベルギーやオランダなど、ほとんどの欧州連合諸国も、年単位の清算期間を用いている。デンマークは、1時間という超短期の清算期間を用いている(European Commission, 2015c)。

清算期間のタイミングも、もうひとつの重要な側面である。卸市場の取引間隔と清算期間を一致させることにより、市場がシステム投入量の価値を評価する基盤として機能し、したがって、従来よりも効率性の高い長期的価格シグナルを提供することができる(EURELECTRIC, 2015)。

36 ここでは、支援メカニズムと市場機能全体の両立性という観点から、このトピックを論じる。具体的には、支援メカニズムの不適切な設計によって、生じる可能性のある歪みを検討する。第3章でもこの問題を取り上げ、送電網に対する影響ならびに配電料金および小売料金の設計に対する影響という観点から検討する。

設計特性 2:

正味余剰発電の価値

正味余剰発電とは、オンサイトで消費されない発電電力量、または、発電クレジットに転換されず、負の消費量として取り扱われない発電電力量を指す。ネットメータリング制度では、清算期間にわたってオンサイト発電電力量が消費量を上回った場合のみ、正味余剰発電が発生する。発電クレジットの貯蓄を認めない制度では、実質的にすべての投入量が正味余剰発電として扱われる。

正味余剰発電の価格は、プロシューマーの運用決定にも投資決定にも影響を及ぼす。正味余剰発電の価格が小売料金と同等である場合、または小売料金を上回る場合、インセンティブはネットメータリングと同等になり、需要家は自家消費の割合に無関心になる。また、それは発電設備の過剰設置につながる可能性もある。一方、小売料金を下回る場合、正味余剰発電の価格は、自家消費の割合を増やし、これに合わせて発電設備の規模を決めるよう、需要家を誘導する直接的なインセンティブとなる。

市場との両立性の評価

契約が自家消費を認める内容の場合、プロシューマーは、小売料金や関連する系統利用料金の支払いを回避する機会を得る。多数の制度では、発電クレジットを繰り越して、後日消費電力量と「相殺」することがプロシューマーに認められている。純粹に市場の観点から見ると、発電クレジットの「貯蓄」を認めない制度、あるいは清算期間を最小限に設定する制度の方が、市場の歪みは少なくなる。もちろん、これは、電気の料金体系が系統利用者の順潮流パターンおよび逆潮流パターンを有効に利用しているかどうかによって異なる。

発電クレジットの貯蓄を認めるのではなく、正味余剰発電の価格を調整することによって、プロシューマーに支援を提供することもできる。正味余剰発電の価格が小売料金を下回る限り、需要家は効率的な運用(自家消費の増加)と投資決定(適切な規模の設定)を行う場合もある。それは、市場の歪みを低減し、全体的な効率性を高める。ただし、次の章で論じるように、唯一の確実な方式は、小売料金の設計を全面的に見直すことである。

2.5 結論および提言

本章では、再生可能エネルギーおよび分散型エネルギー源の導入率を効率的に拡大するために、近い将来、卸市場の設計をどのように進展させる必要があるかを論じた。

短期市場は、恐らく最も調整が必要な部門である。電力部門の諸特性は、多くの場合、変動性が高まるので、市場シグナルの時間分解能を高める必要がある。市場の時間枠を適応させ、より柔軟性の高いものとしなければならない。

地点という観点からは、変動性電源の配置により、送電網の混雑が増大すると見込まれる。その結果、ノード料金制度と比較して、ゾーン料金制度の不利な面が増幅されると思われる。ノード料金制度は、より正確な運用シグナルおよび投資シグナルを提供する。また、長期市場の流動性と最終需要家の差別

2

に関するノード料金制の欠点は、金融的送電権と適切な料金の設計によって低減することができる。

また、変動性電源の導入が広がると、効率性の高い経済負荷配分を保証するため、より複雑な入札形式が必要になる。入札では、電源の技術的制約の大部分を明示的に提示する必要がある可能性がある。また、デマンドレスポンス分野の商品など、特定商品のために仕立てられた入札も必要となる場合がある。

入札の清算と価格設定には、2つの主要方式がある。米国の独立系統運用機関の方式（ディスパッチに基づく価格設定＋差別的な価格設定）と欧州連合の電力取引所方式（価格に基づくディスパッチ）である。最善の選択肢は、中間領域のどこかに位置付けられる可能性がある。最適の清算方法は、1) 問題をあまりにも簡素化し、経済的効率性の低下を招く可能性がある均一料金と、2) 効率的な価格シグナルを歪める可能性がある大幅アップリフト負担金の間でバランスを見出すことになる場合もある。

超短期的には、予備力の需要への応答性を改良し、価格弾性を高める新たな解決策を見出す必要がある。同時に、予備力の価値がエネルギー市場に反映されるようにするため、エネルギー市場と予備力市場の連携を強化しなければならない。

また、再生可能エネルギー電源が自らのインバランスに対して責任を負わなければならないとするならば、需給調整部門の改革も必要である。柔軟性の高い電源をすべて活用することができるよう、需給調整商品の再検討を行うことが望ましい。需給調整容量と需給調整電力量は、異なる段階で調達される2つの個別商品として分離されることが望ましい。需給調整容量として清算されていない電源が需給調整電力量を効率的に提供できるのであるならば、その提供は許容される。上方予備力と下方予備力も別々に調達されることが望ましい。なぜなら、一方の商品を提供できるが他方は提供できない電源もあるからである。最低入札量の設定は、再生可能エネルギーおよび分散型エネルギー源の参加を妨げないよう、できる限り回避することが望ましい。

長期的な観点からは、自由化された電力システムにおいて容量メカニズム（あるいは、一般化すると、電源アデカシーメカニズム）が、多くの場合、規制上の重要事項として浮上している事態を検討した。再生可能エネルギー技術は、システムのアデカシーを確保する貴重な機会を提供する。電力システムの特徴（特に電源構成における水力発電の割合）によっては、再生可能エネルギー技術の変動性が障壁とならず、これらの電源が信頼度確保商品を効率的に提供することのできる場合もある。

この理由から、再生可能エネルギー電源は電源アデカシーへの参加を認められることが望ましく、相応の市場シグナルにさらされることが望ましくもある。それが、需給逼迫時における再生可能エネルギーユニットの可用性を最大化する技術または戦略の開発につながる。多くの分野、とりわけ事業者のエネルギー／容量を計算する分野や低パフォーマンスにペナルティを適用する分野では、整合化を図る必要がある。

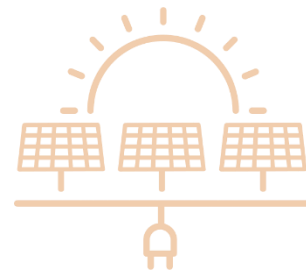
最後に、容量メカニズムに対する再生可能エネルギーの参加を認めた場合でも、ただちに他形態の再生可能エネルギー支援制度を撤廃する必要はない。これら 2 つの規制手段は共存しうる。唯一の重要な前提条件は、支援制度によって提供されるインセンティブが、容量市場で獲得できる報酬を考慮した結果でなければならないということである。

再生可能エネルギー支援メカニズムの設計には、いくつかの方法が考えられる。主な問題は、インセンティブの提供を設備容量に基づいて行うか、発電電力量に基づいて行うかという点である。また、これに関連して、投資インセンティブの最適化と市場的な歪みの最小化という両要素の間でバランスを見出さなければならない。

配電網と 分散型エネルギー源



3



3.1 序論

ここ 10 年間で、配電網と分散型エネルギー源の連系は増している。その大半は、分散型電源であるが、デマンドレスポンスも活発である¹。近い将来、電気自動車と分散型エネルギー貯蔵は、複数の電力システムにおいて大きな存在感を持つようになると予想される。現在そして将来の分散型エネルギー源の成長には、配電網の運営および計画に対する新たな方式と、配電事業や小売事業の規制が必要とされる。

予測される主な課題は何か。当面の間、大半の課題は分散型電源側にあると考えられる。規制機関が効率的なサービスコストを見積もるために採用してきた従来の手法は、もはや有効ではない場合があるため、分散型電源の存在感が高まれば、配電網の事業報酬に関する不確実性も高まる可能性がある。配電システム事業者は、先進的かつ革新的な方式を採用して配電網を管理する必要がある。電力システムの能動的な管理は、系統制約を解決し、比較的成本のかかる系統増強の抑制に役立つことが予測される。この方式では、配電会社は自社の電力システム利用者とより緊密に関わり、先進的な系統技術を導入することが求められており、将来の電力システムにおいて重要な役割を果たしていくものと考えられる。よりスマートな配電網への移行は、技術革新と実証プロジェクトを促進する政策と規制を通じて開始されることが望ましい。複数のメカニズムが世界各地で活用されており、より能動的な系統計画と運用を通じて、これらは増大する分散型エネルギー源のレベルを配電会社が効率的に統合することに貢献している。これらのメカニズムおよび関連する実証プロジェクトの例を、3.2 節に述べる。

配電網の事業報酬については新たな規制方式が必要である。大半の規制機関が現在取り入れている

¹ 分散型エネルギー源は、中小規模の電源で構成されており、主に電力システムの低圧レベル(配電網)または最終消費者に隣接して接続されており、主に分散型電源、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンスの 3 つの要素で構成されている。需要側管理(DSM)またはエネルギー需要管理(EDM)とも呼ばれるデマンドレスポンスは、エネルギー負荷を時間に応じてシフトすることを指す。規模の小さな需要家の管理は、消費者レベルで自動的に行われなければならない、このためにはオンライン通信が必要である。この点において、スマートメータはデマンドレスポンスを実現する代表的な主要技術である。分散型電源とは、消費地で顧客に電力を供給あるいは配電網を補助する発電装置であり、配電レベルの電圧で電力システムに接続される。本報告書において、分散型電源に使用される技術とは、再生可能エネルギー技術を指す。

3

手法は、(経験に基づいて検証される)何らかの倍数因子に依存しており、分散型電源の量に応じて適用されている。最終消費者に適用される電気料金も、一般的には容量を基準にしているため、消費された電力量に比例する。しかし、分散型電源の普及が広がれば、規制機関により定められた合計金額と電気料金の適用を通じて回収された収入の両方が下がる可能性がある。これは主に、自家発電により配電電力量が抑制されるためである。この配電電力量抑制が配電会社に及ぼす財政的影響を軽減するために、一部の規制機関は、認可された収益を配電電力量から分離する仕組みを導入し始めている。また、一部の規制機関は、電力システムコストの増分を事業者に補償している。とはいえ、このような短期的措置は十分なものではない。効率的なコスト水準を決定し、分散型電源を高い割合で効率的に統合するために必要な技術革新水準を高めるためには、さらに多くの措置が講じられなければならない。より能動的な電力システムの計画と運用の導入を促進するためには、根本的な規制変更が要求される。分散型電源の統合を支援し、長期的な効率の促進に向けた規制変更については、3.3節で論じる。

需要家での自家発電自家消費の進展は、最終消費者にとっても配電網にとっても重要な利点をもたらす。しかし、配電網の各利用者が電力システムにもたらす真のコストを適切に反映していない料金構造や旧型の検針技術の結果、電力システムの財政運営は自家消費によって(特にネットメータリング制度と組み合わせられた場合に)危うくなることも考えられる。これを踏まえて、規制機関は既に、短期間で問題を軽減するための仕組みを適用し始めている。しかし、コストを適切に反映した料金や先進的な検針技術が採用されるまで、根本的な問題は解決されないと考えられる。3.4節では、自家消費政策との組み合わせによる不適切な料金構造の負の影響について議論し、規制機関や政策立案者がそのような課題に取り組むために実施しているいくつかの措置について述べる。本章では、真にコストを適切に反映した料金設計と、消費者施設内における自家発電の持続可能な開発についていくつかの指針原則を示す。

最後にもう一つ重要なことを述べると、電力システムにおける分散型エネルギー源の存在とこれらのサービスが提供する柔軟性により、配電会社は市場仲介者や電力システム運営者として新たな役割を果たす必要があるということである。このような変化は、近い将来、配電会社が分散型エネルギー源とこれまで以上に密接に関わる必要があることを意味し、それは少なくとも部分的には実行可能である。この新たな文脈において、分散型エネルギー源は配電会社自身と上流の利害関係者や市場の両方にサービスを提供することになる。配電会社は、このような取引において、例えば技術的検証やサービス提供の検証など、仲介者として行動する必要がある。したがって、配電会社と電力システム運用者(独立系統運用機関あるいは送電系統運用者との従来型の単純なやりとりは、大規模な分散型電力システムの効率的かつ安全な運用を確かなものにするために、再検討されることが望ましい。それゆえ配電会社は、卸市場や中央集権型の発電事業に対して送電システム事業者が現在果たしている役割を、小売市場や分散型エネルギー源に対してある程度担うことになる可能性がある。さらに、新たに獲得した役割のひとつとして、配電会社は、従来の中核的事業の枠に収まらない先進型のメータリングインフラ、エネルギー貯蔵または電気自動車用充電ステーションといった新種のインフラを導入する必要がある。3.5節では、インフラの導入を含めた、電力システム運用者や市場推進者として配電会社が果たす新たな役割について論じる。

3.2 配電網の計画と運用のための先進的解決策

分散型エネルギー源、特に分散型電源の普及の伸びには、配電網の計画と運用に対する革新的な方式が要求される。

分散型電源は最終消費者に隣接して配置されているため、配電網にむけて電力を供給することは便益をもたらす。分散型電源により、需要の伸びの部分的な相殺、ピーク負荷の軽減、配電会社による電力網の増強の延期や、電力損失の抑制が可能になる。ただし、多くの場合、地点別の電気料金や方針設計の欠如により、電源配置に関する効率的な運用決定の促進が拒まれている。また、正しい地点シグナルが送信されても、運用事業者は他の多くの要因に基づいて運用上の決定を下すことができる。したがって、実際には、分散型電源が必ずしも需要負荷地域に隣接して配置されており、効率的に運用されているとは限らない。さらに、分散型電源による発電は変動が大きく、消費地の需要が最大となる時間とは一致しない可能性もある²。したがって、分散型電源は、電力システムの視点から最も必要とされる地点や時間帯で発電されているとは限らない。

考慮すべきもう一つの課題は、配電会社が系統計画を最適化し、その潜在的な便益を享受するために分散型エネルギー源に依拠することは、稀であるということである。その代わりに配電会社は、分散型電源との接続には通常、将来の運用上の問題を回避するために、接続時に電力網を増強するといった、いわゆる「接続しっぱなし (fit-and-forget)」方式を用いる。それは、ピーク時の需要状況だけでなく、ピーク時の正味出力に対しても、(たとえそのような状況が年に数時間しかなかったとしても) 電力システムの容量自体がそのピーク需要に十分に対応する必要性を意味する (Eurelectric, 2013)。その結果、配電コストは実際には分散型電源の連系により大幅に増加する可能性がある。

いくつかの研究では、能動的な系統運用の実施が、従来型の施策と比較して、分散型電源が配電網コスト(投資、保守、および電力損失コスト)へ及ぼす影響の抑制に貢献すると示されている。(例として、Cossent et al., 2011 を参照)。ボックス 3.1 は、分散型電源の導入が電力システムのコストに与える影響、分散型電源の統合に対応するための投資水準、革新的技術(エネルギー貯蔵など)と、より能動的な電力システムの運用を通じて達成される節電の定量化を目的とした分析結果をまとめたものである。

世界各国の政策決定者たちは、分散型エネルギー源と配電網の開発を連携しないことは非効率的であると認めている。

「今のところ、配電システム計画の取り組みにおけるデマンドレスポンスとエネルギー効率の導入は限定的なものであり、その取り組みに分散型電源を導入することは極めて少ない。(略)電力システム計画は、適度に保守的であり、周知の信頼できる電源のみを考慮する傾向がある。(略)しかし、これらの課題が、配電システム計画の取り組みの一環として利用可能かつ実現可能で費用対効果の高い分散型

² 地域発電と需要の時間的な一致は、配電網に対する分散型電源/再生可能エネルギー電源の影響を決定する主要素である。例えば、太陽光発電は、膨大な空調需要を持つ商業消費者が大半を占める地域において多大な便益を生む可能性がある。ただし、分散型電源の影響は地点、季節、年間負荷構成などのさまざまな要因に依存するため、一般的な結論を導き出すことはできない。

3

エネルギー源を利用した解決策の検討を妨げるべきではない。」(New York DPS, 2014: 14–15)。

「規制枠組みは、配電システムの運用者が、分散型電源、デマンドレスポンス、電力貯蔵などの電源からサービスを調達することを可能にし、電力容量を増強もしくは代替することを不要にし、配電システムの効率的で確実な運用に貢献する可能性がある。」

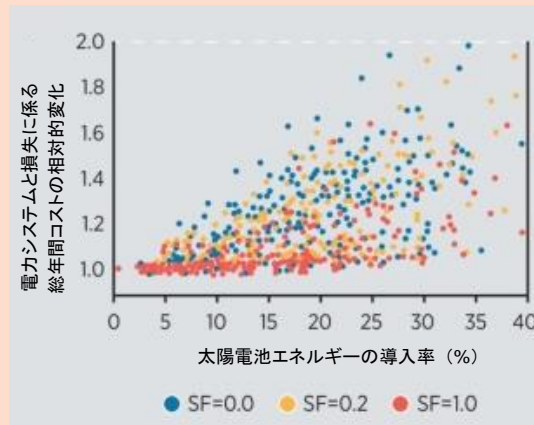
- 改正電気指令第 32 条 1 項への提案書 (European Commission, 2016b)。

これらの目的を達成するために、配電会社は配電網の計画と運営においてより積極的な役割を引き受けることが望ましい。先進的解決策を実装するために、電気事業者は新技術の使用に内在するリスクを負うことが頻繁に要求される。試験的プロジェクトは、配電会社が負うこれらのリスクを部分的に回避する資金調達メカニズムを通じて、奨励されることが望ましい。これにより、必要に応じた適切な解決策の適応が促進される。

ボックス 3.1 分散型電源を統合するための電力システム投資と先進的解決策

図 3.1 は、12 種類の試験的電力システムの配電網コストと電力損失に対する太陽光発電の影響を評価した研究の結果を示している。これらの電力システムは、参照電力システムモデルと呼ばれる配電網計画モデルを使用しており、日射量レベルと人口密度に基づいて選択された、米国各地の参考地域に対応して構築されている。縦軸は、分散型電源なしのシナリオに関して、太陽光発電による電力システムコストの上昇を示している。横軸は、地点の太陽光発電によって供給される年間電力需要の割合に示される太陽光発電の普及レベルを測定している。また、太陽光発電の統合コスト緩和に対するエネルギー貯蔵の貢献度を、貯蔵係数のさまざまな値によって評価している。このパラメータは、エネルギー貯蔵システムにより達成される分散型電源のピーク時給電の減少を表している。値が 0 の場合は年間最大電力給電が減少しないことを意味し、値が 1 の場合は貯蔵電力量が太陽光発電の発電電力量を完全に相殺することを示す。この結果によると、電力網に見られるピーク時の太陽光の出力が電力貯蔵によって抑制されると、電力システムコストを大幅に増加しなくても大量の太陽光発電を連系できることがわかる。

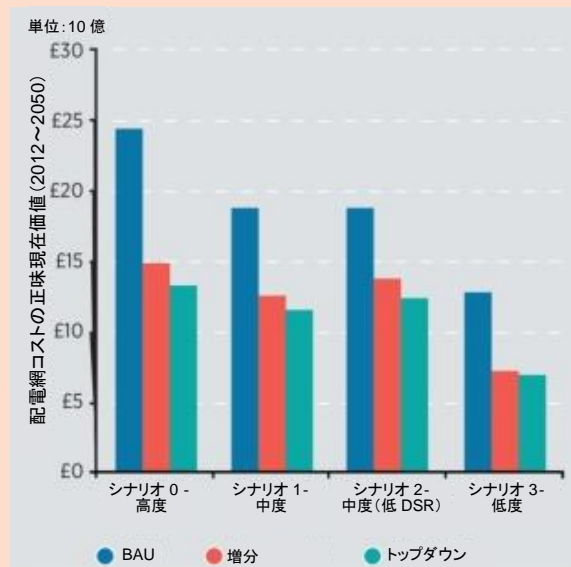
図 3.1 太陽電池の導入による配電コストへの影響を緩和するエネルギー貯蔵の効果



出所: MIT, 2015
SF はエネルギー貯蔵係数の略

2011年には、英国エネルギー気候変動局とエネルギー規制機関であるガス・電力市場局（OFGEM）が、公的機関、業界の代表者や関係者らを対象に、「スマートグリッド・フォーラム」を立ち上げ、エネルギーシステムの将来の展望について意見を交換した。その他のイニシアチブとして、フォーラムの調査は、異なるシナリオ^aの下で、2050年までに予測される分散型エネルギー源に配電網が対応するために必要な将来の投資を評価した（EA Technology, 2012）。図 3.2 は、すべてのシナリオにおいて、スマートグリッドへの投資を考慮した場合（トップダウン方式^bまたは増分方式^cのいずれか）は、従来方式（BAU）よりもはるかに低コストとなることを示している。縦軸は、一連のシナリオの配電計画モデルによって定量化された、2012年から2050年までに予測される電力システムコストの正味現在価値を表している。図 3.2 に示されている各シナリオは、低炭素技術（太陽光発電、ヒートポンプ、電気自動車）の普及レベルの差に対応している。

図 3.2 配電網に連系する低炭素技術の導入に向けて異なる計画シナリオ（2012～2050）において英国で期待される電力システム投資



出所: EA Technology, 2012

- (a) シナリオ 0 - 国内における高度の脱炭素化。シナリオ 1 - 炭素目標を達成するための国内の脱炭素化。シナリオ 2 - 低 DSR で炭素目標を達成するための国内の脱炭素化。シナリオ 3 - 国内における低度の脱炭素化。
- (b) トップダウン方式 - 有効技術への先行投資をニーズに先立って展開し、その後は電力システムが上限に達した際に投資するという戦略。
- (c) 増分方式 - 電力システムが上限に達したときにのみ投資が行われる戦略。有効技術は、増分に従って、解決策の種類によって段階的に展開される。

3.2.1 積極的な電力網連系方式と長期の系統計画

分散型電源との連系を加速し、電力システム容量をより効率的に配分するには、系統連系に係る運用管理を見直す必要がある。

電力システムの受け入れ容量と連系プロセスに関する情報開示を促進することが望ましい。

高レベルの分散型電源が従来の配電網のコストに与える影響を軽減し、分散型エネルギー源によってもたらされる便益を最大限に活用するには、系統連系と系統計画に対する新たな方式が必要とされる。また、3.2.2 項で述べたように、より柔軟な系統連系とその実装計画によって、より能動的な電力システムの運用が配電会社に要求される。

分散型電源装置は通常、取り付けのみの方式で配電網に接続されてきた。つまり、配電会社は分散型電源装置や分散型エネルギー源全般を管理できないため、接続時に電力システムを増強することで、潜在的な運用上の問題を、例外的な事象であっても防止しなけりなかつた。この保守的な戦略は、いかなる運用上の問題も発生しないようにすることを目指している。この目標は分散型電源の普及レベルが低ければ価値のあるものだが、分散型電源が高い割合で設置されると、長期的には過度のコスト負担が発生する可能性がある。この方式は、配電コストの過度な上昇と分散型電源連系のリードタイムの長期化を防ぐために、分散型電源の普及レベルが上がるにつれて、段階的に放棄されることが望ましい。

まずは、系統連系のプロセスを見直すことが望ましい。系統連系の要請は、従来、先着順にケースバイケースで管理されてきた。結果として、最初の申請者が既存の連系容量を利用するが、それ以降の要求があれば増強が必要となる。発電事業者がこれらのコストを負担する義務がある場合、その後のプロジェクトが実行できなくなる可能性がある。さらに、電力システムの構成要素には規模の経済が存在し、増分の強化戦略は非効率的な電力システムの開発につながる場合がある。

したがって、可能な限り、従来適用されてきた先着順の方式に代わって、連系の要請をバランスよく集約管理することが望ましい。そうすれば、既存の電力システム容量の配分とコスト配分は、はるかに効率的で透明性の高い方法で実行される。例えば、ボックス 3.2 に記載されている、いわゆる「グループ処理」を導入し、多数の風力発電の連系要請処理を可能にしたアイルランドの事例を参照のこと³。

発電プロジェクト推進者からの多数の系統連系に係る運用に関する同様の問題に直面し、イタリアの規制機関は、ボックス 3.2 にも説明されている、いわゆる仮想の系統混雑に対処するために特殊な規制

³ この手法は、さまざまな時間に届く多数の連系要請を処理するという問題にうまく対処できる。大抵の場合において、規制に関する完璧な解決策はない。この方式の欠点は、申請が後日作成された際に、実績の優れた発電事業者が既存の発電事業者と競合する可能性を妨げる場合があることである。このような行動を防ぐための厳格な措置が取られない限り、接続許可の買い占めが促進される可能性もある。

メカニズムを導入した。この方式は、申請者に一定量の系統容量を付与する前に、新たな経済的要件もしくは管理上の要求を設定することを基準としている。推進者による日和見的な行動を防ぎ、膨大な量の系統連系要請を処理することが、規制機関の主な狙いだった。

配電網への連系を希望する新規の発電事業者は、通常、1か所または複数の連系可能地点を指定して配電会社に申請書を提出しなければならない。一方、発電事業者は通常、電力システム状況に関する事前知識を全く持っていない。その結果、申請者は、電力システムの受け入れ容量が不十分であるために、連系が遅れる、もしくは連系料金が高額になる可能性がある。

ボックス 3.2 多数の分散型電源連系申請を処理するための規制メカニズム

アイルランドにおける系統連系に係る運用のグループ処理

2003 年末、アイルランドのエネルギー規制機関は、電力システムの安全な運用への懸念から、送電と配電の両方の電力システム運用者に、新規の系統連系を受理しないよう指示した。それにもかかわらず、風力発電所からの連系要求数はこの猶予期間に増加し続けた。そのため、規制機関は以下の目標を掲げて「グループ処理」の実施を決定した。

「電力システムへのアクセスが早期に確保されることは、申請者にとって特に価値があり重要なことである。これはまた、連系提供の再開に向けて統一された体制を整えることが、アイルランドの再生可能エネルギー使用義務を果たすために不可欠であることを意味している。」(CER, 2005)

この手法では、後続のバッチまたは「ゲート」で 500 キロワット(kW)を超える再生可能エネルギー発電事業者からの連系申請をまとめて処理する。各ゲートで、既存のアプリケーションはグループ分けされる。同じグループの発電事業者は、電力システムの部分的使用を共有する。その後、該当する電力システム運用者が、各グループの技術面と経済面を評価する。これにより肯定的な評価が得られた場合、申請者は、各設備の容量に比例して電力システムの増強コストを分担することにより、系統連系ができることとなる。

イタリアにおける仮想混雑の緩和

イタリアの規制機関は、系統連系の要請があった大量の新たな発電容量に対応して、発電事業者に対する新たな技術的・経済的な系統連系の要件に関する協議文書を発表した(AEEGSI, 2010)。2010 年末までに、合計 128 ギガワット(GW)と 22 ギガワットのプロジェクトがそれぞれ送電網と配電網への連系を申請していたのに対し、総設備容量とピーク需要はそれぞれ約 111 ギガワットと 57 ギガワットだった^a。さらに、発電プロジェクトは、電力システムの受け入れ容量がより少ない地域に集中していた。したがって、重要な仮想系統混雑、すなわち、既存の分散型電源連系要求が実現する場合に発生する恐れがある系統制限の可能性が識別された。重要な電力

システム地域、すなわち仮想混雑の問題に直面している非居住の消費者/プロシューマーのために、2つの主要メカニズムが、この課題に取り組むために考案された。

- 新規の経済的保証を対応する電力システム事業者に与えた上で、電力システム連系およびアクセスのための権利を提供する。このような保証金額は、要求された電力システム容量に比例する。経済的保証契約は、プロジェクトが申請から2年以内に実現され、連系された場合にのみ履行される。
- 電力システムへの連系とアクセスの権利を、建設と運用の許可を既已取得しているプロジェクトにのみ提供する。この代替案では、プロジェクト推進者には連系する権利の喪失前に発電所の建設作業を開始するために期限が指定されており、これは電圧レベルに依存する。

当初好まれた最初の解決策の適用は、訴訟のプロセスにおいて退けられたため、2番目の代替案が最終的に採用された。導入のプロセスは AEEGSI (2011; 2012a; 2012b) に述べられている。居住消費者/プロシューマーは、これら両方の要件から免除された。

a. <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/073-11arg.htm>

より迅速に、より透明性の高い系統連系を達成するために、配電会社は利用可能な情報を開示する義務を負うことが望ましい。連系可能な地点で利用可能な発電受け入れ容量を公表することで、分散型電源推進者は、自身の申請が接続できるかどうか、もしくはどの地点で連系料金が抑制されるかを事前に見積もることができる。このことにより、結果として、最適な電力システム条件での発電事業者の連系要求が奨励されると考えられる。ボックス 3.3 は、この種の情報をさまざまな形式で発行する配電会社の例をいくつか挙げている。形式は、単純なオンラインコンピューターから地理情報システム (GIS) 技術を活用した対話形式マップまで多岐にわたる。

ボックス 3.3 分散型電源連系のための電力システム情報公開

2012年、英国のエネルギー規制機関であるガス・電力市場局は、配電会社と発電事業者の双方が、配電網への連系を求める発電事業者の増加、連系手続きを進める中で直面した課題およびその解決策について議論するための複数の協議フォーラムを開催することを決定した。現在、英国の配電会社は、連系プロセスに関する広範で解釈しやすい情報や電力システムの状態について詳細な情報を提供している。利用可能なツールには、分散型電源ヒートマップ (SP Energy Networks)、発電利用可能性マップ (Northern Power Grid)、および分散型電源マッピングツール (UK Power Networks) がある (図 3.3 を参照)。

これらは、申請する事業者が配電網全体の様々な地点で、受け入れ可能な配電網容量の予備評価を行うことを可能にする双方向型のウェブベースのツールである。下図は、英国の配電会社2社が提供する地図情報の2つの例を示している。給電回路や変電所といった、様々な電力システムの構成要素に関する負荷レベルを色分けして示している。より詳細な情報 (電圧レベル、定格

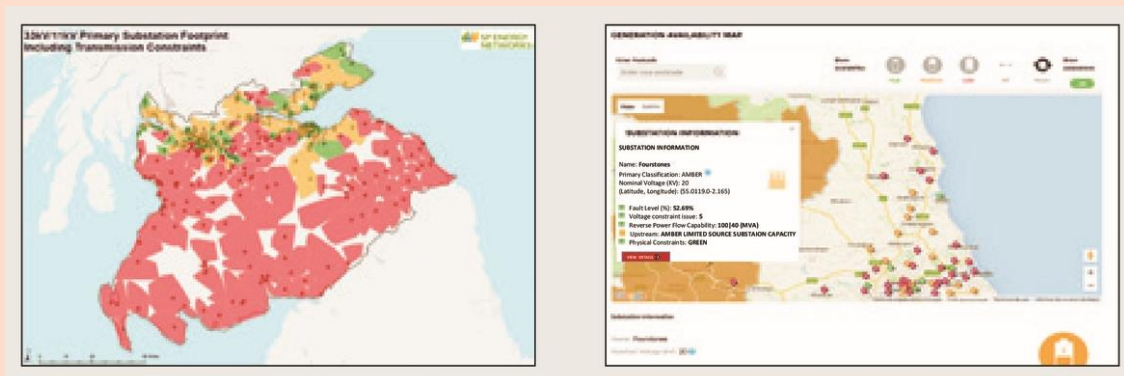
容量、接続されている既存の分散型電源容量、受入可能容量など)は、ポップアップメニューで表示されている。

同様に、カリフォルニアの配電会社には、いわゆる「配電電源計画」を作成することが義務付けられた。これは、分散型エネルギー源の導入に最適な地点を特定するためである。州内の主要配電会社 3 社が、そのような分析^aに使用できる詳細な情報を公表している。図 3.4 は、さまざまな電力システムの構成要素において、配電連系に利用可能な容量を利用者が確認できる対話型マップである。前述と同様に、色分けとポップアップメニューを使用して関連情報を表示している。

図 3.3 英国における分散型電源の接続可能性を示す地図情報の例

この地図は 33/11KV の一次変電所と各給電地域の地理的フットプリントを示している。次の事項が新たな発電装置の接続に及ぼす影響の程度に応じて、赤、琥珀色、緑で色分けされている。

- 送電制限
- 全体的な接続容量
- 予備電力潮流
- 33kV 供給支障レベル
- 飽和した 11kV 線の割合



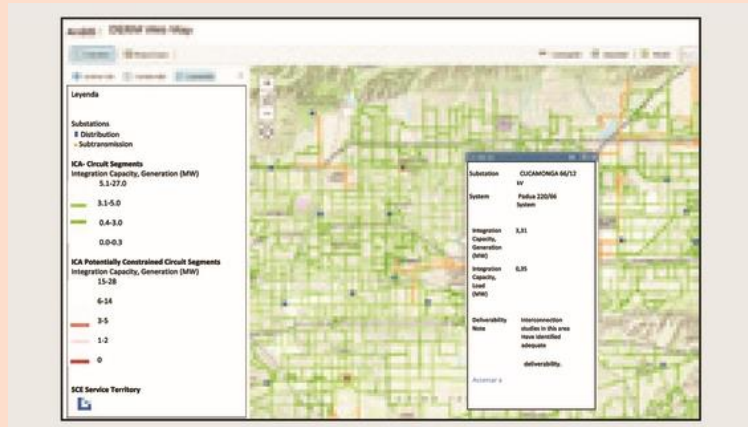
分散型電源ヒートマップ

出所: SP Energy Networks, 2017

発電稼働率マップ

出所: Northern Power Grid, 2017

図 3.4 カリフォルニアの分散型エネルギー源統合マップ(Southern California Edison)



出所: Southern California Edison, 2017

a. 参照: <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/drp/index.htm>

3

長期的には、より包括的で、調整された、そして将来を見据えた電力システム計画が実施されることが望ましい(Jamasb and Marantes, 2011; Jendernalik, 2015)。従来、このような施策は、必要な配電網の補強を特定するために、計画期間にわたりピーク需要を予測することを主としていた。しかし、分散型電源設備の設置に必要な時間は、通常、電力システムの増強にかかる時間よりも短い。潜在的なボトルネックを防止するために、配電会社は分散型電源の連系を事前に予測することが、これまで以上に必要となる(Jamasb and Marantes, 2011)。

変動が一般的である分散型電源が大きな割合を占める電力システムの計画には、連系する容量だけでなく、分散型電源がこの容量をいつ、どこで使用するのかを把握しておく必要があることは、従来にはなかった主な難点である。このため、電力会社は確率的シナリオに基づいた系統計画を実施していく必要がある。再生可能エネルギー電源の利用可能性や土地利用マッピングといった、より詳細な地理情報を使用して、既存の分散型電源の潜在的な可能性を定量化する必要がある。最後に、効率的で強固な投資戦略を決定するために、配電会社は電力システムの増強または拡張と、先進的なグリッド技術の両方を検討することが望ましい。

規制により、共通基準で正当化された投資計画の提出を配電会社に義務付けることで、計画過程においてこのような変革を促進することができる。その一例として英国が挙げられる。すなわち、英国では、配電会社は革新的な電力システムの解決策になりうる費用便益分析に基づいて、自社の事業計画を正当化するために共通の方法論を適用しなければならない。これに関して、規制機関は、配電会社が変換モデル⁴(または同等の能力を持つ他のモデル化ツール)と呼ばれる技術経済モデルを使用し、エネルギー気候変動省によって定義された長期シナリオに従う必要があると述べている(OFGEM, 2013a)。

3.2.2 増強を主とした解決策から積極的な電力システム運用まで

分散型電源を効率的に統合するには、単純な従来型の電力システム増強に代替するものとして、能動的な電力システム管理を採用する必要がある。

配電網計画においてデマンドレスポンスと分散型電源の潜在的な便益を把握するには、必然的により能動的な電力システム管理を実施する必要がある。それにより配電会社は、単純に電源システムの増強や、分散型電源の連系遅延によって系統制約を防止する代わりに、日々の運用の中で送電混雑や電圧の問題を解決できる可能性がある。

一方、配電会社は、系統制約を解決するために、情報通信技術 (ICT) と革新的なシステムの利用強化を行う必要がある。これらの解決策は、他の電力システムの中でも、分散型電源によって引き起こされる電圧上昇の影響を軽減するための自動電圧制御(ボックス 3.4 を参照)、または分散型電源供給の一

⁴ 変換モデルはコンサルタント会社 EA Technologies により開発された表計算モデルであり、同社の所有物である。詳細は、<http://www.eatechnology.com/products-and-services/create-smarter-grids/transform-model%C2%AE> を参照。

部を隣接する電源に転送することによって配電線の負荷を抑制する自動的な電力システム再構成を含む。

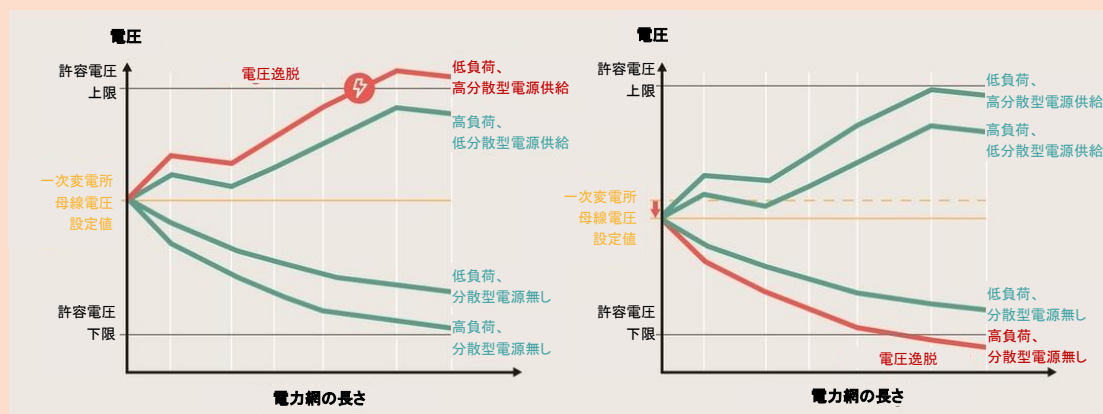
電気事業者は、革新的な技術を導入することに加えて、系統制約を効率的に管理するために分散型エネルギー源とより頻繁に関与することが望ましい。最も直接的な方式は、ドイツにある太陽光発電抑制システムのように、分散型電源装置に特定の通信要件のほか、配電システム運用者（配電システム運用者）から送られたシグナルの送信を義務付けることである。英国でも同様の方式が見られる場合があり、配電会社は、より安価な電気料金の対価として、契約に同意した高電圧連系の消費者を必要に応じて一時的に抑制する場合がある（ボックス 3.5）。

ボックス 3.4 より積極的な電力システム管理の必要性：分散型電源による電圧制御

分散型電源がない場合、母線電圧は配電線に沿って下降する。電力システムが適切に設計されていれば、電圧の問題は発生しない。それにもかかわらず、この電力システムへの分散型電源の接続が増加すると、許容上限を超える地点まで母線電圧が上昇する可能性がある。例として、図 3.5 の左側は、分散型電源を使用した場合と使用しない場合の異なる負荷シナリオにおける配電線全体の電圧プロファイルを示している。特に低負荷条件下で分散型電源が存在すると、電圧上昇が起こり、一部の母線（通常は分散型電源装置に近接した位置にある）において、赤い破線で示される許容電圧制限を超える場合があることがわかる。

この種の問題に対する従来の解決策は、変電所において電圧を恒久的に低下させることと、電圧が範囲内に保たれるまで変圧器タップ位置を修正することを主としていた。これを行うことにより、図の右側に示されるように、全ての母線電圧は下方にシフトする。ただし、電圧は通常、リアルタイムで監視されず、タップ位置は即座に調整できないため、高負荷で分散型電源の供給が非常に低いシナリオでは過度の電圧降下が発生しうる（図の右側）。したがって、分散型電源の導入率が高まるにつれて、配電会社は消費地の電圧レベルを監視し、予測よりも実際の電力システムの状態に応じて変電所の電圧を動的に調整する必要性がますます高まることになる。そのため、電圧制御方式は、静的で受動的な解決策から、地域別の測定や電力システム監視に基づいて、地点や時間に応じた制御戦略へと進歩していくことが望ましい。

図 3.5 分散型電圧制御戦略に与える分散型電源の影響



出所：Jendernalik, 2015

3

セキュリティ上の理由から配電会社が一時的に電力給電や最終消費者の撤退を抑制できるようにするメカニズムは、可変またはノンファーム型の系統アクセス(Eurelectric, 2013)、あるいはスマート契約(EDSO, 2015)と呼ばれる。1)再生可能エネルギーの出力抑制による損失と2)より迅速な分散型電源統合の観点から得られた便益との間には、相殺関係がある。したがって、分散型電源の発電電力量の抑制量を避け、コストのかかる系統増強を防止し、電力システムの受け入れ容量を増加させ、分散型電源の連系とアクセスを高速化することを目指して、解決策を奨励していくことが望ましい。

既存の連系要件と計画基準の柔軟性は十分ではない可能性がある。したがって、配電会社が自社の電力システムの規模を極めて質の悪いシナリオに従い決定させるような規制は、配電会社が電力システムを増強するか、ノンファーム型のアクセス契約を利用者に提供するかを自由に決定できるように変更されることが望ましい。このような接続契約の限界は、柔軟性に対する補償が電気料金の水準に関わっていることであり、この料金には配電会社が提供するサービスの実質価値が必ずしも反映されていない点である。さらに、これらの契約は一般的に、異なる分散型エネルギー源がサービスの提供面で競合することを許可していない。

ボックス 3.5 系統制約を防ぐ手段としてのノンファーム型の配電網アクセス**ドイツの配電システム事業者による太陽光発電の抑制**

ドイツの再生可能エネルギー法(EEG)によると、2012年1月以降、ドイツの配電会社は、補償を条件として、30キロワットを超える太陽光発電設備の出力を遠隔で抑制する権利を有している。30キロワット未満の発電所では、電力出力を名目容量の70%に永久的に抑制する(残分は抑制したままか、自社で保管または消費する)、もしくは、より大規模な発電所に設置されているのと同じ通信システムを設置することを選択できる。

このメカニズムは緊急事態(送電混雑または過度な電圧上昇・降下)において一時的にのみ適用されることが望ましい。配電会社には、抑制が必要とならないように、最終的に電力システムを増強することが、依然として期待される。したがって、このメカニズムでは、短期的な運用上の問題への対処やリード接続時間の短縮には役立つが、配電システム運用者は電力システム増強の代替手段として分散型電源管理に完全に依拠することはできない。

英国における需要家側の管理契約

英国の配電会社らは自社の電力システム利用者にノンファーム型の電力システムアクセスを提供する場合がある。例えば、Scottish Powerは、超高電圧の消費者にデマンドサイド(需要側)管理契約を提供している。この契約では、配電会社が定めた期間中に最大消費量を削減する合意と引き換えに、その消費者に割引料金を提供する。さらに、そのような削減の対象となる容量に比例して料金が割引される(SP Energy Networks, 2014)。

そこで、配電系統運用者と分散型エネルギー源の相互活用を可能にするためのより柔軟で目的に応じた方式が提案されている(例として、CEER, 2015a; CEER, 2015b; および Eurelectric, 2013を参照)。これらのメカニズムは、3.5 節で述べられているように、「双方の柔軟な契約」(CEER, 2015b)の形式、または配電会社が運営し、地域の分散型エネルギー源事業者(Trebolle et al., 2010; Eurelectric, 2013, Poudineh and Jamasb, 2014)が参加する地域市場の形式をとる。どちらの場合も、サービス提供者は、電力システム利用者か、サプライヤーやアグリゲーターといった仲介者となる。

3.2.3 実証および試験的プロジェクトを通じた進展

政策と規制は、試験的プロジェクトの実施や学んだ教訓、最優良事例の共有を促進するものであることが望ましい。

官民共同ネットワークの創設を通じて、新たな技術展開が支援されることが望ましい。

分散型エネルギー源の効率的な統合のためには、情報通信技術に大きく依存する、より活発な配電網が必要である。「スマートグリッド」は、この新たなパラダイムを指す用語として広く使用されている。再生可能エネルギーの統合は、スマートグリッドの導入を推進する唯一の要因ではない。その他の要因として、市場機能の向上、電気モビリティの開発、電力損失の削減、電力システムの回復力と信頼度の向上などが挙げられる。

具体的な対策が講じられていない場合、技術革新にはリスクの増大が伴うため、配電会社にとって技術革新を起こすインセンティブがほぼないか、皆無になる。規制により、配電会社は革新的技術のコストを回収するために電気料金を変更することが許可されていない。また、解決策の導入が期待された結果をもたらさない可能性があり、回収不能コストにつながる。したがって、変革を促すことは、政策担当者や規制機関にかかっている。

試験的プロジェクトは、配電会社が革新的な解決策を試行する一方、失敗した場合のリスクを軽減できるように、目的に応じた政策と規制によって推進されることが望ましい。関連する規制手段により、革新的な投資または加速償却方法はより高い収益率をもたらすか、配電会社は実証試験コストの転嫁が可能となるか、競争力のある仕組みを通じてプロジェクトの直接資金調達が進められる(CEER, 2015b)。近年、世界各地でスマート配電システムの促進に向けて、多数の実証・試験的プロジェクトが立ち上げられている。

官民共同パートナーシップやフォーラムでは、学んだ教訓の共有が促進され、共通の優先事項が定められている。地域レベルでのこのような協力ネットワークの例には、欧州連合(欧州連合)スマートグリッド作業部会⁵、米国グリッドワイズ・アライアンス⁶、インド・スマートグリッドフォーラム⁷などがある。これら

⁵ <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>.

⁶ <http://www.gridwise.org/index.asp>.

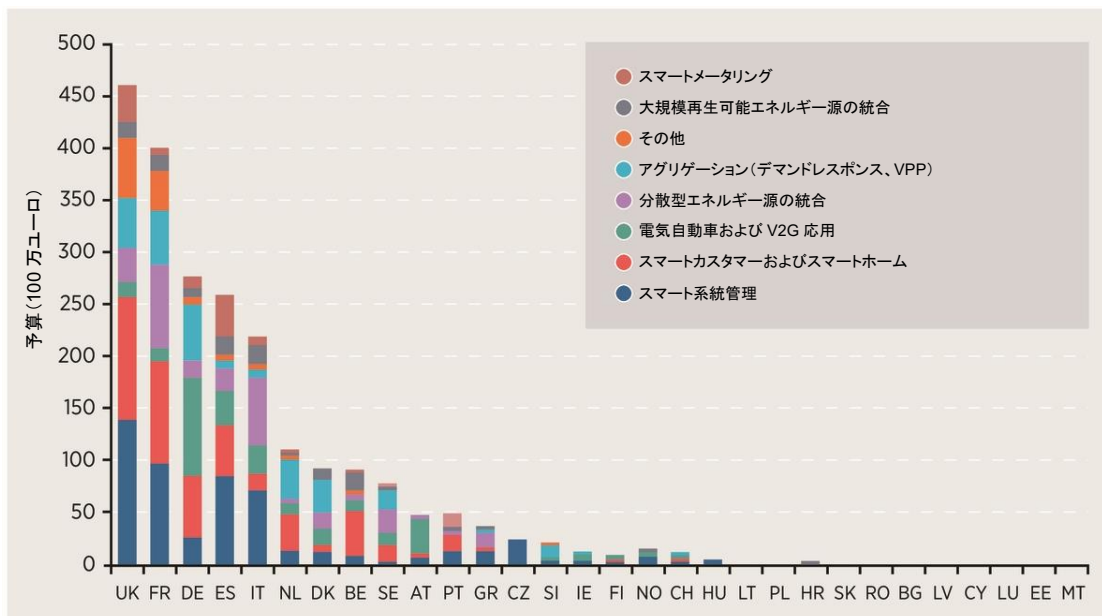
⁷ <http://indiasmartgrid.org/>.

3

の連携を通じて、欧州連合、米国、インドは、よりスマートな配電システムへの移行における様々な方式と優先順位を例示している。世界規模では、国際スマートグリッド・アクション・ネットワーク (ISGAN)⁸に、5大陸から25カ国の関係者が参加している。

欧州では、スマート配電システムは、より効率的な電力システムの運用、再生可能エネルギー発電の大規模な統合、および十分な機能を持つ小売電力市場を実現するために不可欠であると考えられている。欧州委員会は、共同研究センターを通じて、450件以上のスマートグリッド・プロジェクト(研究開発と実証プロジェクトの両方)が含まれるデータベースを構築し、2002年から2014年の間に31.5億ユーロの投資を達成している(JRC, 2014年)。図3.6に示す実証プロジェクトに費やされた予算の配分は、電力システム管理の強化、消費者への権限付与や分散型エネルギー源の統合が優先されていることを明確に示している。

図 3.6 欧州における国別の予算配分とスマートグリッド・アプリケーション:
実証・導入プロジェクトのみを考慮

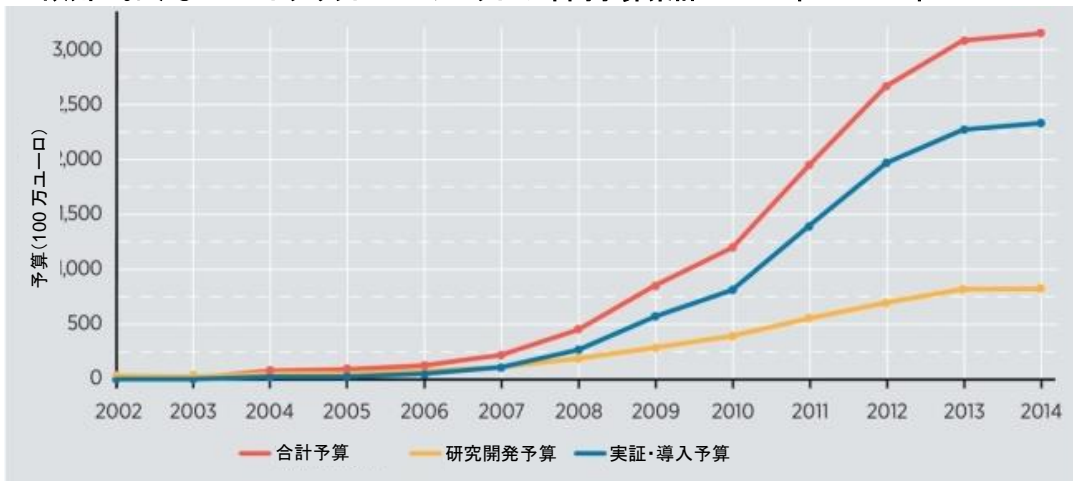


出所: JRC, 2014

さらに、ここ数年は、研究開発から実証プロジェクトへと予算配分の移行が見られる(図 3.7)。これは、大規模な導入を視野に入れたスマートグリッド技術を証明するための実証プロジェクトを実施する必要性を表している。

8 <http://iea-isgan.org/>.

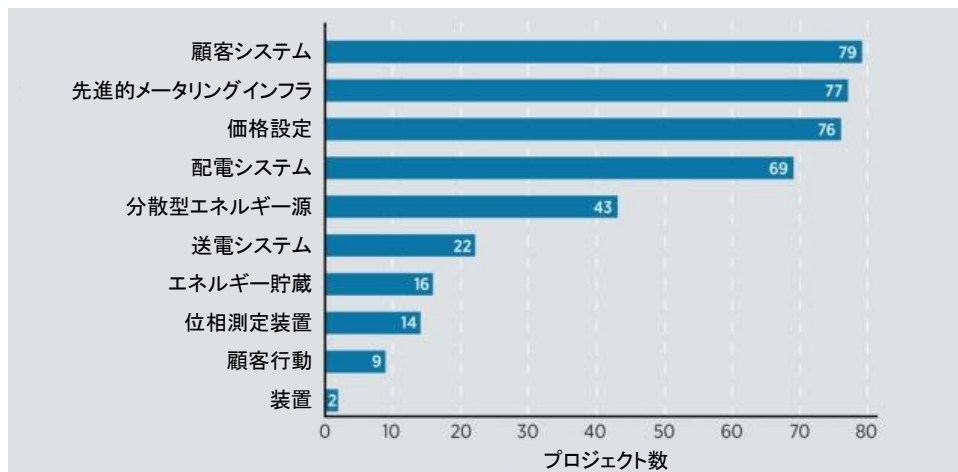
図 3.7 欧州におけるスマートグリッド・プロジェクトの年間予算累計 2002 年～2014 年



出所: JRC, 2017

2009 年のアメリカ復興・再投資法 (US Congress, 2009)、略して復興法 (ARRA) は、米国におけるスマートグリッドの開発に対する強力な刺激となった。この法律は、米国電力システムの近代化を促進するために、米国エネルギー省 (US DOE) に 45 億ドルを割り当てた。スマートグリッド分野での実証活動の促進に向けて、スマートグリッド投資助成金とスマートグリッド実証プログラムという 2 つの主要プログラムが策定された。これら 2 つのプログラムの資金は、それぞれ 34 億ドルと 6 億 8,000 万ドルを超えており、電力システムの近代化に費やされる復興法の資金の 93% 以上を占めている⁹。これらの中から、全体で 130 件以上の実証プロジェクトに資金が供給されている。図 3.8 は、米国のスマートグリッド実証プロジェクトのデータベースから抽出されたデータを使用して、機能種別の実証プロジェクト数を示している。

図 3.8 米国のスマートグリッド実証プロジェクトの種類別分類



出所: Smartgrid, 2017

⁹ 各プロジェクトの詳細は、以下を参照。
<https://www.smartgrid.gov/> 分散型電源 ov/ and
<http://energy.gov/oe/information-center/recovery-act>.

3

これらのプロジェクトの多くは複数の機能を試験している。例えば、先進的メータリングインフラシステムを扱うプロジェクトでは、価格設定システムや消費者システムにも対応していることが多い。この表は、消費者情報、デマンドレスポンス、および電力システムの効率と信頼度の向上に主な優先事項が置かれていることを示している。欧州連合の活動と比較して、米国のプロジェクトは小売市場よりも、電力システムのレジリエンスとセキュリティに焦点を当てている。

インドの一部の州では、スマート配電システムは、既存の課題、特に電力損失の高さと信頼度の低さに取り組む施策や、「プロシューマー(生産消費者)」に利点のある制御システムとネットメータリングを活用して、エネルギーの双方向への移動と測定を可能にすることによって、分散型電源、特に屋根置き太陽光発電を促進する施策を提供している(NSGM, 2017)。これを踏まえ、インド電力省は、様々な公共配電会社が主導する 14 件の試験的プロジェクトを選択している(表 3.1 参照)。これらの実証プロジェクトは、主にメータリングシステムの改善(あらゆる損失削減戦略に不可欠)、ピーク負荷の削減、給電中断後の迅速な供給回復に焦点を当てている。また 2015 年に、インド政府は国家スマートグリッドミッション(NSGM)を立ち上げ、その傘下で 2016 年に新たなプロジェクト 4 件が開始された(NSGM, 2017)。スマートグリッド・インフラへの投資は、2017 年から 2027 年の期間に約 450 億ドルになると推定されている(T&D World, 2017)。

前述のように、大規模な分散型電源を統合するためには、配電会社はより先進的なグリッド技術と運用解決策を実装する必要がある。これは、現在の慣行に大幅な変遷をもたらすものであり、このような変化を奨励する適切な規制が伴うことが望ましい。

表 3.1 インドの試験的スマートグリッド・プロジェクトの概要

行政区画	参加消費者	機能					
		AMI 産業用	AMI 住宅用	PLM	OMS	PQM	DG
テランガーナ	11,904	X	X	X	X	X	
アッサム	15,000	X	X	X	X	X	X
カルナータカ	24,532	X	X	X	X	X	X
チャッティースガル	1,900	X		X			
ブドゥチェリ	87,031	X	X				
ヒマーチャル・プラデシュ	650	X		X	X	X	
ジャイプール	34,752	X	X	X			
ケララ	25,078	X					
マハラーシュトラ	29,997	X	X		X		
パンジャブ	9,818	X		X			
トリプラ	46,071	X	X	X			
グジャラート	39,422	X	X		X		
ハリヤナ	11,000	X	X		X		
西ベンガル	4,404	X	X	X			

注: AMI-先進的メータリングインフラ、PLM-ピーク負荷管理、OMS-供給支障管理システム、PQM-電力品質管理、DG-分散型電源

出所: NSGM, 2017

3.2.4 結論と提言

時宜に応じた費用対効果の高い分散型電源接続を可能にするために、系統連系に係る運用の管理を見直すことが望ましい。第一に、連系要求に関して、要求がある度に連系を受け入れるのではなく、より協調的な方法で、例えば電力システムのエリアごとにバッチで処理することが望ましい。これにより、より平等な系統容量の配分と低コストでの電力網の増強が可能になる。第二に、新たな発電容量を受け入れるために既存の電力システムの機能に関する詳細な情報を公表することにより、透明性を高め、分散型電源の推進者がより良い情報に基づく接続ガイドを作成することが可能になる。全般的に、これによって電力システム増強の必要性が少なくなり、迅速な接続プロセスがもたらされることが望ましい。

分散型電源が高度に普及する中での配電システム計画は、より複雑な作業になる。分散型電源の地点と将来の供給については、不確実性が高まっている。さらに、配電会社は、費用便益分析に基づいて、先進的なグリッド技術が従来型投資の削減にどのように貢献するかを考慮する必要がある。規制により、電気事業者が収益規制プロセスの一環として、一般的な形式または方法に準拠した詳細な事業計画を提出することを義務付けて、この変革を推進することが可能である。

分散型電源の効率的な統合は、電力システム増強のみによる系統制約の解決ではなく、ほぼリアルタイムで系統制約を解決するためのより能動的な電力システムの運用を必要とする。これには、配電会社と既存の分散型エネルギー源事業者とのより密接な関係だけでなく、先進的なグリッド技術と情報通信技術の導入が含まれる。現状では、主に配電会社が緊急事態において電力システム利用者の電力を一時的に制限することができる柔軟な接続契約を認めている国は、ごくわずかである。しかしながら、分散型エネルギー源の存在が拡大することに伴い、相対契約や市場ベースの方式など、より高度な契約形態が採用されることが望ましい。この契約形態は、分散型エネルギー源によるサービスを定義するために新たに開発されたネットワークコード(系統連系規程)と、電気事業者からの差別的取扱い行為を予防するための広範な諸条件を活用して規制されることが望ましい。

よりスマートな配電システムが必要であるにもかかわらず、現時点では本質的な技術面のリスクと、適切な規制メカニズムの欠如により、配電会社が変革に取り組む動機がほとんどない。初期段階においては、政策と規制により、実証プロジェクトを実施することと、学んだ教訓や最優良事例を関連する利害関係者間で共有することを促進することが望ましい。そのため、試験的プロジェクトに対する明確な経済的インセンティブの導入と官民共同ネットワーク創設の両方が推奨される。

3.3 技術革新と効率的な分散型電源統合の促進に向けた先進的な規制

従来の報酬計算式とコスト評価手法は、分散型エネルギー源が大量に普及している場合にはあまり適していない。高い割合の分散型エネルギー源を効率的に統合するには、抜本的な規制の見直しが必要である。

配電規制は従来、サービス品質の低下を防ぎながら、適切な投資水準の確保と短期的な効率性向上

3

の促進に焦点を当ててきた。これらの優先順位は、適切にサポートされていれば、安定した技術が存在することと需要が予測可能という状況下において適切であった。

この規制枠組みの下では、配電会社は安全な条件下で大規模な分散型電源に対応するために、膨大な投資を必要とする。さらに、配電報酬は配電される電力量に関連していることが多いため、高レベルの自家消費は配電会社の収益を減少させる可能性がある。その結果、電気事業者は分散型電源を自社事業に対する脅威と見なす可能性があり、時宜に応じた接続を妨げることがある。したがって、徹底した規制改革が行われていない場合、規制措置は分散型電源が配電収入に及ぼす悪影響を少なくとも相殺させることを目的とすることが望ましい。

さらに、前章で述べたように、配電網システムの計画と運用に対する通常の方式は、コスト効率が高く、タイムリーな方法で、再生可能エネルギーの割合を高めた分散型発電を導入するのに適していない。したがって、配電会社には革新的なグリッド技術の導入が奨励されることが望ましく、これが従来の電力システム増強よりも低コストとなる場合、配電会社は分散型エネルギー源がもたらす柔軟性から便益を得られることになる。初期段階では、革新的な解決策を試行し、費用対効果の評価に基づいて最も有望なソリューションを見極めるために、試験的実証プロジェクトが必要となる。

配電システムの長期的な変革は、抜本的な規制の見直しによってのみ達成されると考えられる。適切な規制枠組みにより、配電会社がスマートグリッドなどの費用対効果の最も高い投資を実行することを奨励することが望ましい。その過程で、報酬が確実に企業の資金調達ニーズと一致するようになり、単に効率的に負担されたコストに対する対価が支払われるのではなく、部分的にでも業績に基づく報酬が得られるようになる。

規制機関が考慮すべきもう一つの基本的な側面は、先進的電力システムが直面する変動性再生可能エネルギーの普及増加から消費者のより積極的な参加までの変化に、電力システムのデジタル化が密接に関連していることである。したがって、電力システムの効率的な管理に向けて情報通信技術の役割が進化するためには、エネルギー規制機関と電気通信規制機関の緊密な協力が要求される（ボックス 3.6 参照）。

ボックス 3.6 エネルギー規制機関と通信規制機関間のデジタル化と協力

デジタル化とは、従来からの電気技術のレイヤーと遠隔監視・制御・保護機能を提供する情報通信技術の新たなレイヤーとを組み合わせたダブルレイヤーへの電力システムの転換、と定義することができる。もちろん、この種の図式化は、電力システムが依然としてまったくデジタル化されていないという意味ではない。周波数の変動が激しい場合の自動負荷遮断といった系統保護ツールは、数十年前に導入されている。そして 2000 年代初頭の数年間で、配電システムの遠隔制御を導入するなど、複数の電力システムにおいてデジタル化はさらに進展した。現在、電力システム

のデジタル化は、スマートグリッドとスマートメータ・システムの導入、そして電力使用の自動制御（モノのインターネット（IoT）という最も広い意味での「ドモティクス（ホームオートメーション）」を含む）と深い関係がある。

デジタル化された電力システムにおける電気技術レイヤーと情報通信技術レイヤーとの境界が曖昧になっていることにより、規制上の重要な課題が示唆されている。今のところ、規制は、垂直的（単一部門）管轄に基づいており、ほとんどの国では部門別に管理されていると従来から考えられてきた。ごくわずかな国（ドイツなど）でのみ、規制機関は部門を超越した機関であった。そのような制度的文脈において、エネルギー規制機関と電気通信規制機関の協力は、デジタル化が生んだ当然の副産物である（BEREC, 2017）。

分野を超えた規制機関間の協力例は、イタリアで進行中である。2013年に、通信規制機関は「Machine-to-Machine（マシン対マシン）」（M2M）通信サービスに関する調査を開始した。エネルギー規制機関（AEEGSI）は、電力とガスの両方の分野で、スマートグリッドとスマートメータの導入に関してエネルギー業界が学んだ経験と教訓を収集し、調査に貢献した。その中では、以下の側面が強調されている（AEEGSI, 2014）。

- 1) 必要なレベルの相互運用性（異なる事業者によって構築されたデバイス間、異なる技術に基づくシステム間、データ収集と管理プラットフォーム間など）を保証し、異なるプロバイダー間での切り替えを容易にする（「無線」で供給できる e-SIM で仲介するなど）
- 2) 規制されたシステムのほか、最終的には最終消費者が負担するコスト、特に最も大きな割合を占める場合がある通信サービスのコストを最小限に抑えることが可能な「スマート」アプリケーションの開発レベルを奨励する規制の推進。
- 3) エネルギーおよび水道システムにおける M2M アプリケーションの広範な導入（一部、規制機関により推奨されている）が、複数分野解決策の開発（共有の通信インフラに基づくスマートシティなど）を妨げない。

さらに、監視、制御、保護の観点から、M2M 通信サービスの潜在変数に特に注意が向けられている。

3.3.1 分散型電源の大量導入による配電収入への影響を緩和するための短期的措置

配電収入は配電される電力量とは無関係であることが望ましい。

従来の規制に、分散型電源が高い普及率で組み合わせられると、配電コストの上昇と配電会社の収益の減少がもたらされる可能性がある。この影響は、規制に比較的単純な修正を加えることによって短期的

には相殺することができる。

分散型電源が直接もたらす最大の影響の 1 つは、分散型電源が需要家側に接続された際、メータリングする電力量が抑制されることである。さらに、上述のように、分散型電源の影響で電力システム投資を増加させる必要さえも考えられる。これは、電力システムコストは通常、配電される電力量に直接は依存しないためである。また、電力システム事業者はこの要素をほとんど管理できないため、量のリスクに晒される部分が多い。したがって、分散型電源が大量に導入される場合、公益配電会社に経済的なダメージを与えることを防ぐために、報酬は配電される電力量とは無関係であることが望ましい¹⁰。この分離は通常、「収益のデカップリング」と呼ばれる。

従来の定額型報酬と比較して、収益分離型報酬の大切な要素は、電気事業者が規制機関によって当初決定された収益額を確実に回収できるように電気料金が調整されていることである。米国の電気事業者による収入分離メカニズムの導入に関する研究によると、2012 年末までに、15 の州が少なくとも 1 社の電気事業者、合計で最大 24 社の電気事業者に対して何らかの収益分離政策を実施したことが示されている (Morgan, 2013)。

収益のデカップリングは、分散型電源により抑制されている収益の問題を効果的に解決する。それにもかかわらず、規制機関は依然として分散型電源の成長による影響を電力システム事業者の認可された収益に転嫁する必要がある。この影響を見積もる方法を知らなければ、収益は配電コストを賄うには不十分である可能性があり、配電会社は財務上の損失を被ることがある。もしくはその逆が起こる可能性もあり、電力システム利用者が過度に料金を支払うことにもなりかねない。これらの過不足は事後に修正することが可能だが、遡及措置は規制上の不確実性を生み出し、規制機関の信頼性を危うくする傾向があるため避けることが望ましい。さらに、既存の情報の非対称性を考慮すると、実際には修正を適用することは困難であることが多い。例えば、規制機関は、配電への投資を回避することが需要の減少によるものか効率性の向上によるものかを、事後に判断する必要がある。このような問題に対処するためのさまざまな方法を、3.3.2 項で説明する。

残念ながら、配電コストを評価するために規制機関によって使用されてきた従来のツールは、上記の業務にはうまく適応していない。国際的慣行の検証において、Jamasp and Pollitt (2001) は、最も一般的なベンチマーク手法は過去の情報に依存することを明らかにし、配電される電力量が現在も主要なコスト要因の 1 つと見ている。3.3.2 項で述べられているように、規制機関が分散型電源により派生した追加コストを配電会社に補償し、これらの事業者が分散型電源の連系に反対しないように、分散型電源と先進的電力システム技術の影響を把握できる新たな規制ツールを採用して、これらの限界を克服することは急務である。

「我々は、DPCR5 に接続される分散型電源の量、その発電方式、地点、電圧には大きな不確実性が

10 同様の問題は、エネルギー効率化対策またはその他の需要減少との関連で短期的に発生する可能性がある。これらの対策のいづれかによりピーク負荷が減少した場合、配電コストは実際に長期にわたって減少する可能性がある。

あることを認識している。これらすべての要因が、分散型電源の電力システムへの接続コスト予測を非常に困難にしている。我々は、DPCR5 の分散型電源奨励策に、配電ネットワーク事業者が分散型電源を接続することに対するインセンティブの保証と、と、分散型電源との接続コスト増加のリスクから配電ネットワーク事業者が保護されることを望んでいる」(OFGEM, 2009a: 22)

この問題を認識し、一時的な措置として、英国のエネルギー規制機関は、この目的のために特定の分散型電源に関するインセンティブを採用した。このインセンティブは、R110 改革が実施される前の 2000 年から 2010 年の 2 つの連続した規制期間に適用された(ボックス 3.7 参照)。このインセンティブは、接続されている分散型電源の量に応じて、配電システム事業者に追加報酬を提供する 2 つのメカニズムで構成されていた。分散型電源を接続するために配電会社が負担する見積コストの一部は料金に計上され、加速償却の対象となった。具体的には、事業者は 15 年間で関連投資の 80%を回収することが可能になった(他の資産に与えられた減価償却期間は 20 年だった)。事業者はまた、新たに 15 年間で接続された分散型電源の容量キロワットあたり 1 ポンドから 2 ポンドの追加金額を与えられた。

これら 2 つの規制制度を組み合わせることで、分散型電源が配電システム運用者(配電システム事業者)の収益に与える悪影響を相殺することができるようになった。ただし、3.2 節で説明したように、これらの規制制度は、高度な分散型電源の効率的な統合のために必要な配電システムの革新と変革水準に、まだ十分には到達していない可能性がある。

3.3.2 さらにスマートな配電規制のためのガイドライン

投資に対象を限定した従来からの規制は、分散型エネルギー源の統合に関する配電会社の新たな役割に合わせて変革されることが望ましい。

配電会社への報酬は、長期的な見解を持つことが望ましい。柔軟な報酬体系が採用されることが望ましい。

配電会社への経済的インセンティブは、運用コストと資本コストの両方に焦点を当てる必要がある。将来を見越したコスト評価と長期にわたる詳細な電力事業投資計画が活用されることが望ましい。

試験的プロジェクトの実施は、技術的解決策を検証し、得られた知識と最優良事例を普及させるために欠かせないステップである。しかし、配電網の長期的な変革を、補助金を受けた試験的プロジェクトだけに頼ることはできない。長期的に見て、適用される規制は、配電会社が電力システムの計画と運用に向けた革新的な方式を採用することを奨励するものでなければならない(CEER, 2014)。

実際、一部の規制委員会が、将来の規制枠組みのあり方や主要目標を達成するために必要な主な改革を評価するために、様々な形態の公聴会や再検討プロセスを実施している。顕著な例として、英国

(OFGEM, 2010b)、イタリア(AEEGSI, 2015a)、ニューヨーク州(New York DPS, 2014)が挙げられる。これらについてはボックス 3.7 で詳細を説明する。

ボックス 3.7 革新的な電力システム技術と解決策の採用を促進するための規制

英国:先駆的な RIIO 改革

出発点:英国は、小売物価指数-X(RPI-X)規制を電力システム産業に適用した先駆者だった。時の経過とともに、配電規制は、配電電力量からの収益分離、企業間での比較ベンチマーク化のより顕著な役割、サービス提供に対する品質向上、設備投資費用と運転費用の両方を削減するためのインセンティブの均等化に向けて変革されてきた(OFGEM, 2009b)。実際に、RPI-X方式が正式に適用された最後の規制期間(2010 - 15)における規制では、その後の改革を特徴付ける要素の多くが既に含まれていた。

規制改革:2009年に、エネルギー規制機関であるガス・電力市場局は、RPI-X @ 20と呼ばれる電力システム規制の包括的な再検討を開始した。報告書は、RPI-X規制がうまくいっていることを認めながらも、今後の課題に対する新たな規制方式の必要性を問うている(OFGEM, 2009c)。このプロセスにより、「技術革新と成果をもたらすためのインセンティブを活用した収益の設定」、略してRIIOと呼ばれる新たな規制モデルが誕生した(OFGEM, 2010b)。

RIIO改革の主な特徴を、以下に述べる。規制期間は5年から8年に延長。事前総支出の収益手当は、妥当な事業計画と包括的なコスト評価ツールボックスを基準とする。成果の決定要因(顧客満足度、環境への影響または電力システムの利用不可により再生可能エネルギー電源により給電されなかったエネルギー)に基づくインセンティブを増やす。これにより機械的に計算された収入は規制期間内に調整(メニュー規制、利益分配および再交渉)(OFGEM, 2010a)する。RIIOモデルは、2015年から23年の間に配電事業において初めて適用された。

イタリア:入力ベースの実証から出力ベースの導入への移行

出発点:流通規制に対するイタリアの方式は、運転費用に対するインセンティブに基づく収益上限と設備投資費用に対するより慣習的な返済率規制の組み合わせに基づいていた。2010年、イタリアの規制機関であるAEEGSIは、中電圧電力システムにおける分散型電源の統合に重点を置いたスマートグリッド・プロジェクトを推進するためのインセンティブ計画を実施した。この計画の下では、規制機関によって承認されたスマートグリッド投資は、12年間の許容収益率に新たに2%(合計で税引前9%)が付与された(CEER, 2011)。

規制改革:AEEGSIは先般、過去の実証プロジェクトから収集した経験を基にして「入力ベースの実証から出力ベースの導入」に移行する方向性を発表した(Lo Schiavo, 2015)。2015年5月に公聴会が開始された(AEEGSI, 2015a)。その報告書において、規制機関によりなされた提案は、運転費用と設備投資費用を削減するためのインセンティブの平準化(すなわち、TOTEX規制への移行)と、技術評価指標を通じて正の費用対効果を示すスマートグリッド機能の導入促進という2つの目標を提供している。この文書に続いて、2015年9月に第2回目の公聴会が行われ

(AEECSI, 2015b)、次の規制期間に結果ベースの規制により補われるべき2つの主要機能、つまり中圧^{訳注}電力システムの可観測性と中圧電力システムにおける電圧制御を特定している。さらに、報告書は、インセンティブの効果は、導入の程度や導入された解決策の技術的能力に依存すると述べている。

規制機関は先般、分散型電源の普及率が高い地域でのスマートグリッド・ソリューションの導入に対するインセンティブ、老朽化した都市電力システムの近代化に関するボーナス・マルス制度（業績に応じて報酬または負担を課す制度）、最大8年までの規制期間の延長を含む条項を採用している。特に低電圧電力システムの近代化と第2世代のスマートメータリングの開発に焦点を当てて、未検証のスマートグリッド・ソリューションのために、入力ベースの技術革新インセンティブが残ると見られる。

ニューヨーク: エネルギービジョン改革の提案 – REV

出発点: ニューヨークの従来型の電力事業規制モデルは、従来からのサービスコストまたは収益率規制に基づいていた。それにもかかわらず、料金体系は、複数年にわたる見直しに向けて徐々に変革され、経費削減のためのインセンティブを電気事業者に暗示的に提供した。そのため、消費者と電気事業者の両者を規制機関が当初検討した条件から逸脱させないために、収益共有メカニズムと実績に基づいた制度（主にサービス品質に関連して）も導入された（New York DPS, 2014）。

規制改革: 審査では、従来の規制は配電システム基盤提供者モデルへの望ましい変革を促進しないことが認められている。これまでに発表された提案は、英国の経験を大幅に参考にしている。例えば、規制期間の延長、出力ベース報酬への移行（収益調整および監視のみまたはスコアカード）、再交渉条項や収益分配制度などの柔軟性メカニズムの活用、運用・資本支出の効率的な配分の奨励である。

この場合、設備投資費用の偏りを緩和するための事前総支出を主とした規制は、米国の会計方針^aによって妨げられることになる。REV改革を欧州の対応策と区別するもう1つの要因は、配電システム基盤提供者モデルにおいて、電気事業者は、他の利害関係者に提供される付加価値サービスという形態で、既存の利率ベースの収益を超えた新たな収益源を模索することが奨励されていることである（New York DPS, 2015）。このような、いわゆる市場ベースの収益を得ることは、活動の分離に関する既存規制があるため、欧州の配電会社には実行できない場合がある。

- a. 米国の一般会計原則およびニューヨークの規制では、規制機関が決定した規制上の資産ベースに対して、電気事業者は元のコストから減価償却費を差し引いて資産を回収することが認められている。特定の資産が想定した割引率で回収されていることを証明するのは容易ではないため、米国の電気事業者が前述の会計規則の下で事前総支出規制を採用すると、特定の資産の償却を強いられる可能性がある（New York DPS, 2015）。

^{訳注} 日本では経済産業省『電気設備に関する技術基準を定める省令』により、「低圧」(600 kV 以下)、「高圧」(600 V 超 7 kV 以下)、「特別高圧」(7kV 超)の区分が定められているが、海外では「中圧 (medium voltage)」の区分を採用している国も多い。例えば、I 欧州委員会 60038:2009 “I 欧州委員会 Standard Voltage”では、中圧を 1 kV 以上 35 kV 未満と規定している。

範囲や方式は様々であるものの、規制改革のための最も先進的な提案の中に、いくつかの一般的な傾向とガイドラインを見出すことができる。これらを以下に述べ、表 3.2 にまとめる。

表 3.2 よりスマートな配電規制のための一般的ガイドライン

需要ベースの規制へのシフト
投資に主眼を置いた従来の規制は、分散型エネルギー源の接続、環境面への影響、顧客満足と社会的義務における配電会社の新たな役割に合致するよう変革されることが望ましい。
実際のコスト構造に中立な報酬方式(設備投資費用対運転費用)
コスト削減の取り組みは、価格見直しが発電ベースであり、改定の間隔が短期間であるため、運転費用(運用コスト)に集中する傾向がある。ただし、より積極的な系統管理と分散型エネルギー源による投資の延期といったスマートグリッドの利点を活用するには、設備投資費用(資本的支出)と運転費用を削減するためのインセンティブを均等に提供する必要がある。
将来を見越したコスト評価
急速な技術革新と分散型エネルギー源の普及により、認可収益は、これまでの支出や過去の情報に依拠したベンチマーク調査にのみ基づくことはもはやなくなった。規制機関は、将来を見越したコスト評価と長期にわたる詳細な電気事業投資計画をより一層利用することが望ましい。
長期的視野を持つ価格改定
規制の目的を投資の妥当性から長期的な効率性へとシフトさせることは、その費用対効果のバランスが著しく損なわれていないかを定期的にモニタリングし、評価するため、規制の時間軸を現在よりも大きく考える必要があるという問題を提起している。
より柔軟な報酬算定式
電気事業者は、技術の変化と不確実な分散型エネルギー源接続に起因する高い不確実性に直面することになる。これにより、規制期間の長期化の可能性と共に、利益分配または収益分配メカニズム、あるいは指数連動型再交渉条項など、より柔軟な報酬体系の必要性が強まる。

結果との関連性: 規制は、その精査の焦点を投資の妥当性(入力)から配電会社が電力システムの消費者に必要なサービスをどれだけうまく提供しているか(出力)にシフトすることが望ましい。したがって、配電会社は、供給支障や電力損失に関連する一般的な指標を超えた、一連の結果指標により多く基づいて評価されることが望ましい。これらの指標は、単独比較、もしくは(業績水準に応じて)配電収入に影響を与える目的で、モニタリングに使用することが可能である。

例えば、ニューヨーク機関は先般、ピーク時の負荷軽減、顧客情報、または接続申請の処理時間などの指標に対し、配電収入を関連付けることを提案している。さらに、透明性を高め、電力システム計画に関連する情報を提供し、将来の新たなインセンティブ体系を準備する手段として、他の種類の指標を監視することが提案されている(New York DPS, 2014)。提案されている指標は、資産活用指標、分散型電源普及率、排出量削減、顧客満足度および電気自動車の導入などである(New York DPS, 2015)。

実際のコスト構造に中立な効率インセンティブ(設備投資費用対運転費用): 規制により、配電会社は配電システム計画に対して分散型エネルギー源を貢献させ、よりスマートな電力システムの利点を実現するよう奨励されることが望ましく、これは例えば投資の延期など、設備投資費用と運転費用の相殺を活

用することを意味する。一方、既存の規制方式は、企業が投資ベースの解決策に頼ることを奨励する傾向がある。

これを修正するために、ガス・電力市場局(英国)は、配電に対する RIIO の最新の適用において 2 つのメカニズムを導入している。まず、事前総支出方式に従って、コスト評価が行われる。ここでは、種類に関係なくすべての企業の支出を総合的に検討する(OFGEM, 2014)。第二に、事前総支出のうち一定の割合が規制資産ベースに含まれ、45 年の回収期間の対象となる。したがって、報酬は事業者の実際のコスト構造とは無関係である(OFGEM, 2013b)。

将来を見越したコスト評価: 規制機関は、コスト評価ツールとそのアプリケーションを採用するとともに、詳細な投資計画の提供を配電会社に要請することが望ましい。その目的は、配電会社が直面すると予測される実際の状況を捉え、コスト発生時とコスト回収時の長期の遅延を避けることである。

英国における配電への RIIO 方式の適用は、コスト評価において将来を見据えた方式を活用する好例である。例えば、従来の回帰ベンチマークモデルを適用しているにもかかわらず、過去の情報と予測されたデータの組み合わせがモデルへの入力情報として活用されている(OFGEM, 2013c)。さらに、配電会社は詳細な事業計画の提出を義務付けられた。このプロセスの一環として、投資計画がスマートグリッドと分散型電源の効果を組み込んでいることを証明するために、企業は変革モデルと呼ばれるエンジニアリングモデルを適用する必要があった(OFGEM, 2013a)。

長期的な効率性に焦点: 近視眼的または戦略的な短期的コスト削減よりも長期的な効率性を促進するという原則は、前述のすべてのガイドラインに組み込まれている。規制機関は、配電会社がこのような長期的視点を導入するように、規制期間を徐々に延長することが望ましい。これにより、配電会社は、手間のかかる料金案件ではなく、自社の業績を改善することに取り組むことが可能になる。これに関連して、ニューヨーク州は既に複数年料金プランを 3 年から 5 年に延長することを計画しているが、英国は既に価格管理の頻度を 5 年から 8 年に延長している。この措置の欠点は、不確実性が増すことである。そこで、柔軟なメカニズムと自動料金改定が通常必要とされる¹¹。

柔軟な報酬計算式: 配電システムが進化するにつれて、電力システムサービスに対する技術と需要はもはや容易に予測できなくなる。価格見直しの間隔が長くなると、不確実性は増す。したがって、予期外の事象やコストの逸脱に対応するために、報酬の計算式は柔軟であることが望ましい。実際には、このための主なツールは、基準収益の設定が誤っていることに起因する配電会社の過剰な損失や収益を防

11 Jenkins と Pérez-Arriaga(2014)は、このガイドラインの先進的導入案を提案している。それは、事前に計算された調整係数に従って自動的に事後審査を導入することにより、英国で適用されている利益分配契約によるメニュー規制を基にしている。これらの要素により、負荷の増加と分散型電源の普及率の偏差に対する収益の許容額が自動的に修正されるため、予測誤差から生じるリスクが軽減される。自動改定は、特にそれらが料金引き上げにつながる可能性がある場合に、消費者擁護団体(通常、米国の料金設定において活発な役割を果たしている)に代表される容認性の問題があるため、阻止される可能性がある。注目に値するのは、2011 年イリノイ州 ComEd の事例である。自己資本利益率 10%を ComEd に認める自動化料金引き上げと引き換えに、この電力会社が電力システムの近代化とスマートメータに投資することを可能にする法案が導入された。この法案は消費者擁護団体と州検事総長の反対を受け、州知事にも拒否された。この法案は、最終的に過半数が「拒否権」を覆し可決された。

ぐ、いわゆる利益・収益分配メカニズムと呼ばれるものである。これらの偏差が一定のレベルを超えた場合、基準ラインは交渉を再開して修正されることが望ましい。これは、実際のコストが基準収益から一定量を超えて逸脱した場合、規制機関が介入する権利を有することを意味する。

収益分配メカニズムの適応はニューヨーク州では標準となっている。規制機関は、電気事業者の自己資本利益率を監視している。利益率が事前に定められた閾値を超えた場合、その利益は電気事業者と料金支払者の間で共有される。電気事業者の業績指標（出力）への分配係数を定めることが、技術革新として提案されている。その提案により、より優れた性能またはスコアカードを提示する電気事業者は、業績が低い電気事業者よりも、はるかに多くの効率向上を維持することが可能となる。ガス電力市場局（英国）は、さまざまな種類の経費が予測から大きく逸脱した場合に備えて、一連の再交渉条項を導入している。また、配電会社から提供された結果の中間審査も行っている（OFGEM, 2013d）。

3.3.3 結論と推奨事項

分散型電源を大規模に効率的に統合することは、規制慣行の適切な導入なしには実現できない。これまでは、分散型電源が配電会社の収益や投資ニーズに及ぼす可能性のある悪影響を相殺することに主眼が置かれてきた。

その一方で、配電収入は配電される電力量とは無関係であることが望ましい。そうしなければ、コストは一定であるか、増加することさえあるため、自家消費やエネルギー効率化措置は、直ちに収益の減少につながる可能性がある。収益のデカップリングの主要要素は、電気事業者が規制機関によって許可された収益を正確に回収できるように、電気料金の事後調整で構成されている。

一方で、コスト評価規制ツールが配電コストに対する分散型電源の影響を捉えることができない限り、分散型電源の接続によるコスト増加に対する経済的補償を、配電会社に対し設定する必要がある。これらの補償は、従来の料金に基づく収益に追加されるが、その結果として経済効率性の実現は諦めざるをえない。

ただし、前述の規制措置のいずれもが、それ自体では、効率的な分散型電源の統合に不可欠な電力システムの計画と運用の革新を、実際には配電会社に奨励していない。いくつかの規制機関によって認められているように、現在の規制方式に対するより根本的な変更が、この変革を達成するために必要である。収益のデカップリングは、大規模な分散型エネルギー源が存在する中で、長期的な効率性を促進する新たな規制枠組みを導入するための最初のステップである。こうした進行中の規制改革における審議では、将来的に配電の規制枠組みを改革するためのガイドラインがいくつか示されている。

- 規制の焦点は、企業が十分な電力システム投資を確実に実施することから、広範な一連の指標により測定された業績に基づいて企業を評価することへ移行する必要がある。
- 運用経費の増加を伴う低コストの代替手段が存在する場合、配電会社は従来の系統資産への投資を奨励されるべきではない。したがって、一般的な慣行に反して、コスト削減のためのインセンテ

イブは事前総支出に置かれることが望ましい。

- コスト評価手法は、規制対象企業によって提出された予測データと正当な投資計画にこれまで以上に依拠することが望ましい。
- 配電システムへの効率的な投資を促進するには、資産の耐用年数が長いことを考慮すると、長期的な視点を採用する必要がある。実務面では、これにより一部の規制機関は価格見直しの間隔を延長している。
- 報酬の計算式は、これを考慮してより柔軟であることが望ましい。実際のコストと事前に許容される収益との偏差は、利益分配メカニズムの影響を受ける可能性があり、この偏差が一定の閾値を超える場合には許容金額の修正にもつながる可能性がある。



3.4 自家消費: 料金とメータリング

自家消費は、最終消費者と電力システム全体の双方に利益をもたらす。同時に、ビハインド・ザ・メータ(需要側)の分散型エネルギー貯蔵を導入するなど、需要側の柔軟性を高めることができる。政策と規制により、積極的に自家消費を促進し、行政的障壁を取り除くことが望ましい。

消費、生産、貯蔵の活性化のための持続可能な開発を達成するためには、コストを反映した小売料金の設計を適応し、先進的メータリング技術の展開を支援することが重要である。

自家消費¹²は、比較的シンプルな設計と高レベルの消費者需要が特徴の再生可能エネルギー推進方針である。消費者への利益と電力システム全体の効率性にもかかわらず、高レベルの分散型電源の場合、自家消費する顧客としない顧客の間で相互補助を生むことから、従来の料金設計とネットメータリング方針¹³は電力システムのコスト回収を危うくする可能性がある。

最終消費者が、卸電力価格ではなく、支払う小売料金に基づいて決定を下すという点を強調することが重要である。実際、発電コストは、最終消費者が支払う最終的な電力コストの半分以下であることが多い。他に明確にすべきことは、グリッドパリティの概念、つまり(通常の)太陽光発電の均等化発電原価(LCOE)が従量制料金(米ドル/キロワット時)より安価になる点である。この損益分岐点に達すると、民生用施設での太陽電池パネルの採用が促進される可能性がある。しかし、小売料金が各地点や時間帯における実際の電力の価値を反映していない場合は(IEA, 2016)、そうならない可能性があり、非効率的な投資決定や消費の選択につながる。

政策立案者にとっての課題は 2 つある。1) 特に商用と住宅用の需要家に自家消費導入への障壁を排除することと、2) 自家消費されたエネルギーと電力システムに送電されたエネルギーの両方を適切に評価する、より先進的な小売エネルギー価格メカニズムを採用し、電力システムなどの規制料金に対する料金設計を見直すことである。

消費者の自家発電と分散型電源の普及は、自身の電力需要の一部を地域で発電し、一部の期間中に余剰エネルギーを電力システムに送電する(したがってプロシューマーとなる)最終消費者にとって道を開いた。地域の自家消費は、最終消費者と電力システム全体の両方にコスト削減をもたらすことが可能である(ただし、後述するように、これら 2 つは必ずしも足並みをそろえて進むわけではない)。ボックス

12 自家消費政策は、地域消費のための現地発電の利用促進を目的としている。自家消費によって電気料金を下げる方法にはさまざまなものがある。「自家消費方式」とは通常、リアルタイムでの(例: 15 分ごと)エネルギー消費の仕組みを指す。電力システムへの送電と、より長時間にわたる電力消費の補償を可能にする方式は、通常「ネットメータリング方式」と呼ばれる。電力量ベースではなくキャッシュフローベースでの報酬計算を可能にする方式は、通常「純請求方式」と呼ばれる。これらを組み合わせた方式も存在する(IEA-PVPS, 2016)。ボックス 3.9 も参照のこと。

13 「Review and analysis of self-consumption policies」、IEA-PVPS、2016 年も参照。

3.8は、太陽光発電による自家消費のおかげで電気料金を大幅に削減できた商業消費者の例を2件報告している。

電力システムの視点からは、自家消費のメリットは、地域発電が需要側の消費と時間的に一致したときに現れる。このような状況下では、送電と配電の両者において、自家消費によって系統アセットの利用率が低下する。これにより、電力システム全体の電力潮流が削減され、特に電力システム全体の電力損失の大半を占める配電システムにおけるエネルギー損失が減少し、ピーク需要が削減されることで、代替電力システム容量が不足している地域での電力システムの強化および増強の必要性が持ち越される可能性がある。配電会社がピーク時の純需要の減少にある程度の確信を持っている場合、例えば、電力システム消費者の参入／撤退に対応できる可能性があり、投資の延期による利益が実現されることに注目されたい。この件については、3.2.2項および3.5.1項で、詳細を述べる。

このような地域発電にどのように報いるかは、重要な政策決定事項である。ネットメータリング制度の下では、このような発電は、自家消費のために発電されたエネルギーに等しい価値があるとされるため、小売価格で評価される(3.4.4項で詳述)。先般スペインで可決された法律(MINETUR, 2015c)のように、余剰電力に対するインセンティブを排除し、価値をゼロにしている法律もある。別の選択肢は、その発電の価値を卸エネルギー価格に結び付けることである。

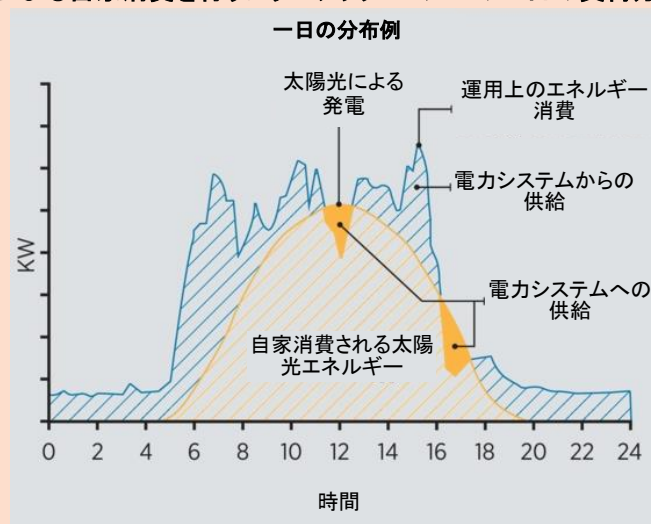
需要側に分散型電源を設置することで自家消費の導入を促進し、分散型電源の設置だけでなく(自家消費電力量を増やすことによって)、発電を自家消費の分布に合致させることを最終消費者に奨励するためのいくつかの好事例が示されている。欧州委員会によりまとめられた政策提言(European Commission, 2015c)には、以下が含まれる。

- 小規模の商業用または住宅用の消費者であっても、需要側に分散型電源とエネルギー貯蔵装置を設置することができる。
- この種の設置に対する認可手順を簡素化するため、配電システム事業者への簡易通知を可能にする。
- スマートメータの普及を促進し、アグリゲーターによる卸市場や小売市場への最終消費者の参加推進を可能にする。
- 1時間ごとに変動する価格など、適切な電力価格を最終消費者に伝達することにより、需要側の対応措置や分散型エネルギー貯蔵の設置を通じた最終消費者の反応を促進する。

ボックス 3.8 事業者における自家消費の活用事例

European Commission (2015c)は、63 kWp の太陽光発電施設で年間生産量のうち 87%を自家消費する能力を持つドイツの商業消費者の事例を報告しており、この詳細は Kraftwerk(2015)に述べられている^a。これは、図 3.9 に示すように、製造工程が主に 1 日中稼働しているため達成される。年間ベースで、同社は年間電気代を 5 万キロワット時以上削減することが可能であり、これは年間消費量の 15%以上に相当する。もう 1 つの実例は、オーストラリアのワイナリーによる 90kWp の屋上太陽光発電設備の設置である^b。この太陽光システムは、ワイナリーの二酸化炭素排出量を 22%削減すると推定され、年間最大 26,000 豪ドル(約 18,900 米ドル)のコスト削減になる。

図 3.9 太陽光発電による自家消費を行うプラスチックメーカーの一日の負荷分布例



出所: Kraftwerk, 2015

a. kWp は、太陽光発電から即時に配電可能な最大電力(キロワット)を測定したものの。

b. 本件の詳細は、以下を参照。

https://www.q-cells.com/consumer/commercial-and-industrial/ref-erences.html#references_1046894.

3.4.1 ネットメータリング方式

ネットメータリングは、自家消費を一步超えて、プロシューマーが一定期間内に自家発電の余剰電力を使用し、様々な時に自家消費を補填することを可能にする。このため、ネットメータリングは時に、最終消費者が配電システムを余剰分のエネルギー貯蔵に使用できることを特徴とする場合がある。実際、ネットメータリングの影響は非常に強まっている。これらは主に、ネットメータリングのもとでは、電力システムに給電されたエネルギーは、暗黙的に小売電力価格で評価されるという事実に関係している。関連する定義と概念の詳細を、ボックス 3.9 に述べる。

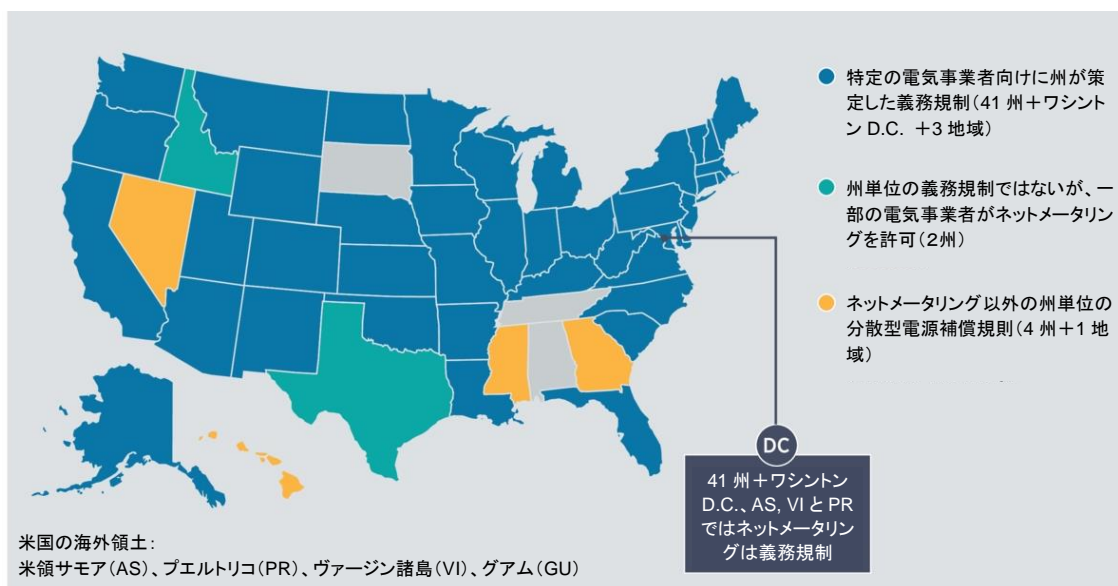
ボックス 3.9 自家消費とネットメータリングに関連する主要用語

- 請求期間: 大抵は、一般消費者が電気代請求書を受け取ってから支払うまでを指す。この期間は通常 1 カ月～数カ月である。
- メータリング間隔: メータが(正味)消費量を記録する間隔。最新型電子メータの場合、最大 15 分になることがあるが、従来の電子機械メータの場合には、検針が行われる期間を指し、通常は請求期間にも該当する。
- 相殺期間: プロシューマーが電力の給電および受電を相殺できる期間。この期間が経過すると、プロシューマーは、正味消費を地域の過剰生産と相殺する権利を失う。この間隔は、通常 1 時間から 1 年の範囲で、規制機関によって実施されているネットメータリング制度の設計によって異なる^a。

(a) 現地発電が管理不可能で、かつ分散型電源の設備容量が固定された後に異なる相殺期間を設定しても電力システムに送られる物理的な電力潮流には影響しない。言い換えれば、消費と発電の分布が設定されている場合、電力潮流はメータリングと料金請求の取り決めから独立している。しかしながら、金銭面の取引においては、大きく異なる場合がある。

図 3.10 に示されるように、ネットメータリングは米国では広く普及している制度であり、41 の州とその他のいくつかの国や地域では必須の規則として存在している。SEPA(2015)によると、2014 年における全米の太陽光発電設備のうち 99%はネットメータリング方式が採用されており、国内の太陽光発電設備容量の 44%を占めていた。比較の対照として、7 州に固定価格買取制度が存在し、29 州に再生可能エネルギー利用割合基準(RPS)が存在することを言及する¹⁴。

図 3.10 2016 年 7 月時点における米国のネットメータリング制度



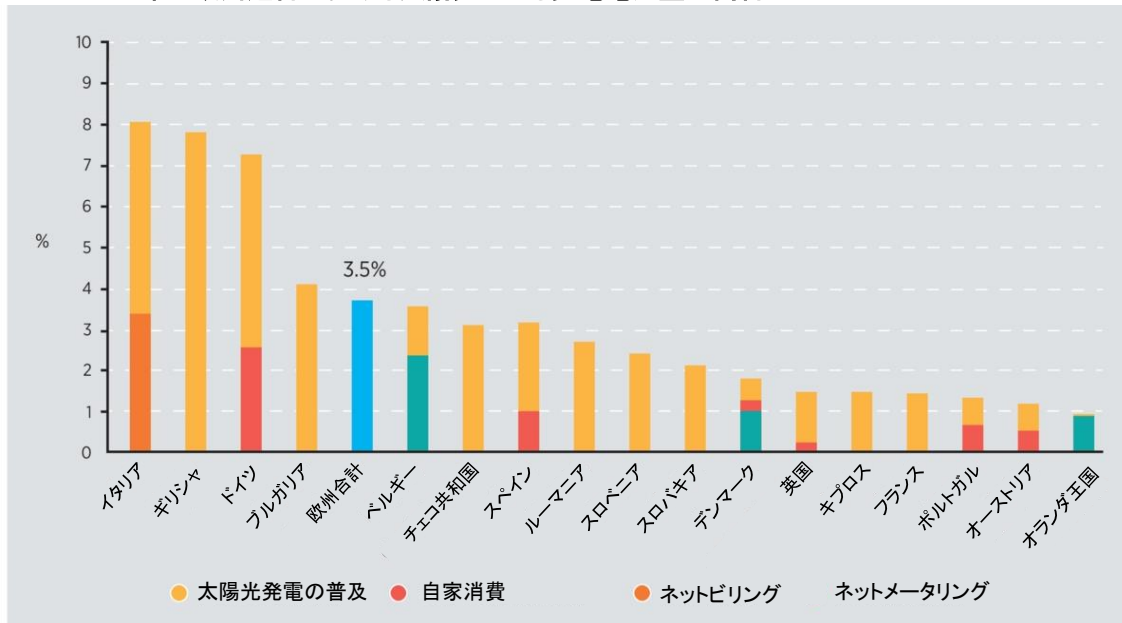
出所: DSIRE, 2016

14 データは、再生可能エネルギーと省エネに関する州の優遇措置のデータベース(DSIRE®)から抽出。以下より参照可能。www.dsireusa.org

3

一方、欧州での再生可能分散型電源の導入は、主に固定価格買取制度や取引可能なグリーン証書などの直接的な支援方式によって推進されている(CEER, 2015c)。それにもかかわらず、ネットメタリングや、ネットビリング、自家消費が欧州のいくつかの国で導入されている(図 3.11 参照)。政策立案のうえで、このような方式は、既存の補助金を段階的に廃止しながら、再生可能エネルギー、主に太陽光発電の採用を促進し続ける手段であると見られている。また、自家消費により、実際の電力消費地点に隣接した分散型電源の配置が促進されるため、電力システムの使用率が向上する。

図 3.11 2014 年の欧州連合における太陽光による発電電力量の割合



出所: Solar Power Europe, 2015

実際に、欧州委員会のイニシアチブである「Clean Energy for All Europeans」は、欧州連合加盟国が余剰電力を販売する権利を伴った再生可能エネルギーによる自家消費を可能にし、「不当に負担のかかる手順とコストを反映しない料金」の防止を義務付けることを提案している(欧州委員会、2016b)。自家消費は非常に理にかなったものと考えられており、この規定は電力指令と再生可能エネルギー指令という2種類の指令提案にも含まれている(European Commission, 2016b、2016c)。

3.4.2 自家消費とミッシングマネー問題

毎時やさらに短い間隔での自家消費メカニズムは、現地発電の持続可能な開発に貢献すると予測される。

自家消費は、直接的な実施プロセス、様々な需要家における自家消費に対する深い理解や、取引の低コスト化が関わってくる。ただし、料金がコストを反映していない場合や、機能が非常に限定された従来のメタリング技術が使用されている場合、自家消費は電力システムのコスト回収率を低下させる可能性がある。

自家消費のもとでは、最終消費者から見た自家消費の再生可能エネルギーの価値は、小売料金の水準、より具体的には電力量の観点で決定した料金(ドル/キロワット時)によって決まる。しかし、現在の小売料金は必ずしも特定の時点における実際の電力コストを反映しているわけではない。電力量(キロワット時)の価値は、それが生産または消費される時間に依存することが知られている。電力市場では、1時間単位の価格から数分単位のリアルタイム価格まで、さまざまな時間枠で電力が評価される。一般的に、この価格変動は小売価格に転嫁されない。多くの場合、小売価格は定額料金や、場合によっては時間帯別料金の形態をとる。

さらに、電力ベースの料金は、配電網のコスト、電力システムの運用コスト、効率化プログラムのコスト、家庭用燃料や再生可能エネルギーの支援など、消費される電力量に依存しない電力システムコストを回収することを意図している。したがって、ネットメタリング制度下において、自家消費設備を持つ最終消費者が支払う電力システム固定費は、料金にコストが反映されていない場合、支払額が減少する可能性がある。その結果、自家消費が、電力量単位、すなわちドル/キロワット時で取引される場合、分散型電源を導入していない消費者は事実上、自家消費設備を持つ消費者を助成していることになる。ネットメタリング制度は、この影響を強め、異なる時間帯における電力コストの変動に対する最終消費者の応答性を抑制し、電力システム全体の観点から、実施することが重要なデマンドレスポンスや、再生可能エネルギー供給拡大を促進する取り組みに支障を生じさせる。(CEER, 2016)。

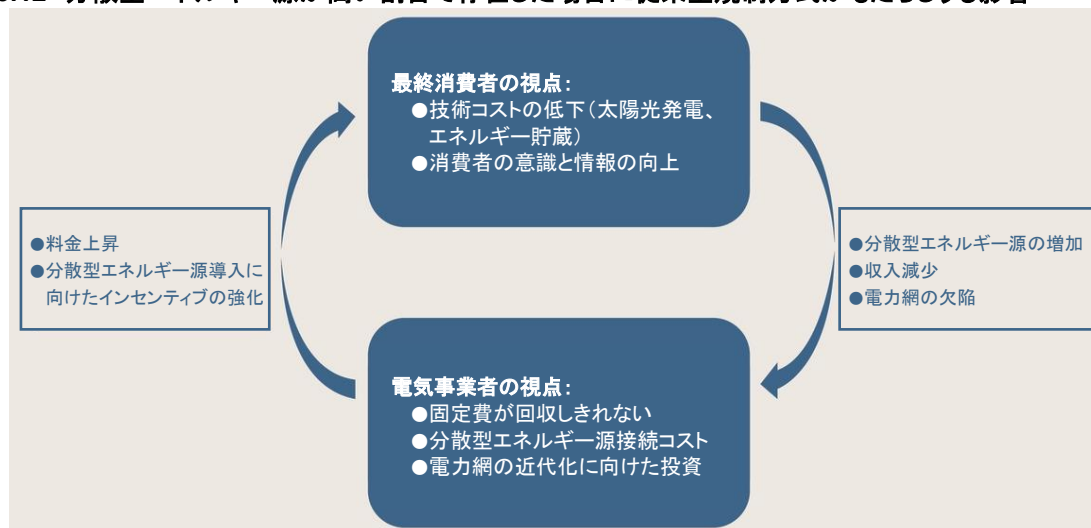
分散型電源が電力システムに多大な便益をもたらすことができるのは、特筆すべきことである。分散型電源は発電コストと電力損失を削減し、新たな電力容量を得るための投資を先送りにする。しかし、ネットメタリングは分散型エネルギー源の所有者を補償するための最も適切な方法ではない可能性がある。代わりに、3.4.4 項で説明したように、コストを反映した価格設定システムで自家消費を可能にすれば、電力システムに良い影響を与えると共に、分散型エネルギー源の消費者にもメリットがあると予測される。コストを反映した料金は、効率的な分散型エネルギー源への投資を促進し、電力システム全体に付加価値をもたらす。

さらに、規制機関は、コスト回収を確実にするために小売料金の引き上げを余儀なくされる可能性がある。料金が高額になれば自家生産者になる経済的インセンティブが高まり、悪循環が生まれる。分散型電源貯蔵が大規模に採用される可能性があるため、結果としてプロシューマーが主要電力システムから離脱する可能性もある(図 3.12 を参照)。これが、一部において「電気事業者のデス・スパイラル」と呼ばれているプロセスである(EEI, 2013; Paulos, 2015)。

電力システムからの離脱は多くの電気事業者の真の懸念だが、この可能性は誇張されるべきではない。すべての消費者が、主要電力システムから切断できるだけの財源、意思、余地を持っているわけではない。切断できる消費者数を把握するには、各国・各地域の具体的かつ包括的な分析を必要とし(例として RMI, 2014 を参照)、そのプロセスは太陽光発電システムの経済性を小売料金と比較して評価するという範疇を超える。EPRI(2016)は、主要電力システムからの切断によるコストと信頼度の影響は、過

小評価されることが多いと示唆している。いずれにせよ、公共事業の収益の減少と相互補助金の交付は政策決定において関心が高まっており、さまざまな政策代替案を通じて取り組まれている。

図 3.12 分散型エネルギー源が高い割合で存在した場合に従来型規制方式がもたらしうる影響



3.4.3 ミッシングマネー問題に取り組むための短期的な解決策

真にコストを反映した料金算出手法が十分に確立されていない場合、規制機関は、自家消費によって生み出され、分散型電源が高い割合で設置された場合のネットメータリング制度によって悪化する可能性があるミッシングマネーを制限する特別なルールを採用することができる。

プロシューマーが自身の発電装置の規模を大きくし過ぎないようにするために、計測単位あたりの許容設置容量には、いくつかの制限が設けられている。米国のネットメータリング制度は、累積上限も定められていることがほとんどである。例えば、ニューヨーク州の太陽光発電システムは、住宅用消費者が 25 キロワット、農場が 100 キロワット、非住宅用消費者が 2 メガワットを超えることはできず、設備容量の合計は、2005 年の電力需要の 6% に制限されている(太陽光発電、農場からのバイオガス、燃料電池、マイクロ水力発電および住宅用小型熱源供給を含む)。一方、カリフォルニアの分散型電源装置は、最大 1 メガワットの容量がある。電力事業委員会によって電気事業者全体でのネットメータリング・プログラムの上限が定められており、それを超えると投資家所有の電力会社 (IOU) は消費者にネットメータリングを提供する義務を負わない。2016 年 3 月現在、容量上限は約 79% に達している(表 3.3 参照)。

表 3.3 カリフォルニア州の電気事業者に対するネットメータリング上限(2016 年 3 月)

電気事業者	5% NEM 容量 [メガワット]	容量残 2016 年 3 月 [メガワット]
PG&E	2409	435.4
SCE	2240	643.7
SDG&E	607	34.1

出所: CPUC, 2016

自家消費され、買い取られる電力量も、コスト回収の問題を軽減するために制限することが可能である。最大消費電力量を抑制する可能性、もしくは間接的に相殺期間を短縮することができる。例えば、オランダは年間ネットメーティング制度を単純化したが、プロシューマーは年間 5,000 キロワット時までしか補償を受けられない。同様に、デンマークは先般、相殺期間を 1 年から 1 時間に変更し、純粋な自家消費方式にした。

3.4.4 新たな料金設計手法に向けて

純粋な従量制料金(ドル/キロワット時)からコストを反映した料金体系への移行が求められる。

コストを反映した電気料金は、その地点、1 時間あたりの正味消費量/電力投入、および設備利用率への影響を考慮して、最終消費者に割り当てる必要がある。

配電システムの利用者に効率的な経済的シグナルを発信する電力システムと小売料金の実現に向けた厳密な設計を導入することは、持続可能な自家消費を可能にし、デマンドレスポンスと貯蔵の促進に適した長期的解決策になる。この方向性において、規制機関は、以下のような複数の段階を踏んでいる。

純粋な従量料金の放棄

よりコストを反映した料金体系の採用には、純粋な従量料金から離れ、固定制(ドル/月など)や容量制(ドル/キロワット)による料金体系を導入する必要がある。NREL (2015b)で強調されているように、このような料金体系の変化を導入するには、消費者への請求書や容量構成要素に与える影響を慎重に検討することが欠かせない。ミッシングマネー問題への対処に加えて、容量制料金は、配電網への負荷を軽減することをプロシューマーに奨励する。言い換えれば、「一般市場の顧客向け料金設計は、顧客のピーク需要に重点を置き始めることが望ましく、これは電力システムのコストに密接に関連し、顧客による管理を可能にする」(New York DPS, 2015: 11)。

同様に、カリフォルニア州は先般、「後継の電気料金が再生可能エネルギー発電施設のコストと便益に基づいていることを確かにする」ことを目的の一つとした討議を開始している¹⁵。住宅向け料金体系が改定され、その後、州の電力事業委員会は、電気事業者に対し、住宅用消費者に対する最低料金または固定料金のいずれかを導入するよう勧告した(CPUC, 2014)。

ボックス 3.10 は、さまざまな価格設定が最終消費者の投資決定にどのような影響を及ぼすかを示している。ネットメーティングは、おそらくコストを反映した料金体系での最適規模を超える、より大容量の太陽光発電設備の設置を促進するが、ピーク需要料金は、消費者がピークシェービング(ピーク時対策)のために貯蔵電力量を確保することを奨励するため、電力システムに対する太陽光発電の普及による影響を軽減する。

15 <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/DistGen/NEMWorkShop04232014.htm>.

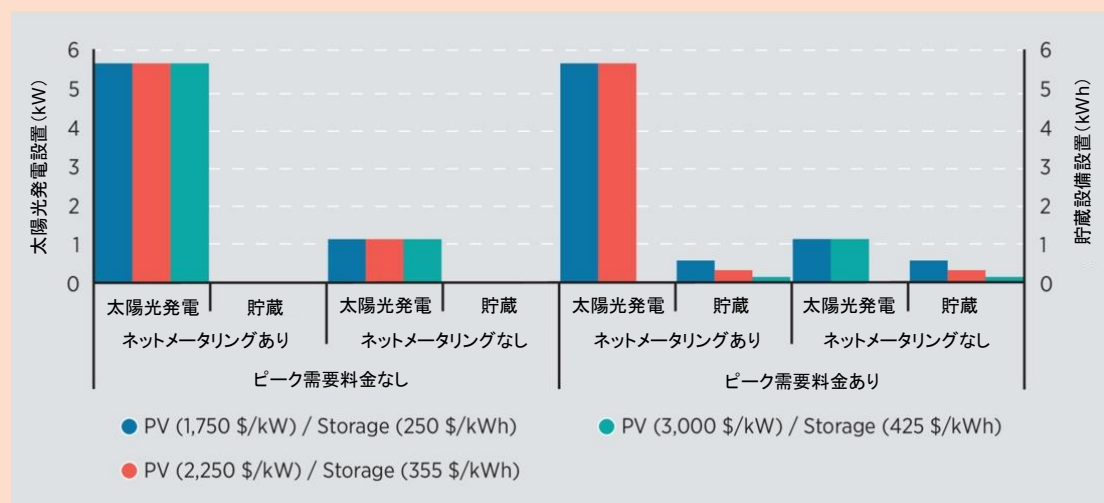
3

ボックス 3.10 異なる価格方式における太陽光発電とエネルギー貯蔵の投資決定のシミュレーション

図 3.13 は、3 種類の技術コストにおける太陽光発電とエネルギー貯蔵システムに関する最終消費者の投資決定に対するピーク需要料金とネットメタリングの影響を推定する分析の結果を示している (Burger, 2015)。結果は、米国エネルギー省とエネルギー情報局の情報に基づいた負荷分布を持つ、ニューヨーク市の北部郊外にある平均的な住宅を対象にしている。毎月の相殺期間に対して、2 種類の価格シナリオが想定されている。まず、消費者は純粋に容量による料金の対象になる。次に、電力網コストの半分がピーク需要料金によって回収される。

ネットメタリングは、需要料金が存在する場合でも、太陽光発電への投資を大幅に促進することがわかる。それにもかかわらず、太陽光発電投資の損益分岐点は、この需要料金に影響される。このようなケース、つまり純粋に容量による料金では利益を上げることができない場合、夕方のピーク需要を満たすために、エネルギー貯蔵への投資も奨励されている。ピーク需要を抑制する可能性があるおかげで、太陽光発電がない最終消費者にもエネルギー貯蔵によって利益がもたらされる可能性がある。

図 3.13 価格シグナルが太陽光発電とエネルギー貯蔵の投資決定へ与える影響



出所: Burger, 2015

プロシューマーに対する時間帯別価格設定

小売料金のうち、従量部分はプロシューマーによる自家消費電力の価値に影響を与える。従来は、特に住宅用消費者に対し、定額電気料金が適用されてきたが、それは主に、単純明快で、メタリング能力の限界があり、需要の柔軟性の欠如が疑われたためである。しかし、これらの仮定は、電力事業の継続的な変化によってますます大きな課題となっている。真にコストを反映した電気料金には、時間帯別料金が含まれることが望ましい。最も単純な形式の時間帯別の価格設定は使用時間帯 (ToU) 料金だが、最も先進的な方式は次世代型のメタリングインフラにより実現される時間単位の価格、そして

自由化された場合には、流動的で透明性のある卸市場によって取引される。

欧州委員会(2015c)は、ミッシングマネー問題への取り組みと自家消費による電力システムの効率化を促進するために、新たな電力システム料金設計の実施に関して、以下のような勧告を提供している。

- 将来的な料金設計は、客観的かつ平等な基準に基づいて行われ、消費者が電力網に与える影響を反映しながら、電力網と電力システムのコストの十分な回収を保証する必要がある。
- 現在の料金体系の変更が必要かつ適切であると考えられる場合は、自家消費設備へのこれまでの投資の安定性を確保する必要性を考慮することが望ましい。

小売料金からの供給補償の分離

ネットメータリングのように、小売料金レベルで電力給電を暗に補償することは、事実上の再生可能エネルギー支援策であり、分散型再生可能エネルギーの導入を促進するために非常に効果的であることが複数の国々で実証されている。しかしながら、このメカニズムは、様々な時間における再生可能エネルギー供給の実際の価値を適切に反映しない場合がある。これは、多くの政策立案者が認めるところである。

「現状の慣習である平均小売価格での売り上げ入金処理は、金額が少なすぎるか多すぎる可能性がある(略)。電力システムに対する分散型エネルギー源の全価値の算出を通して、電気事業者は、信用の基礎として使用されている電源の総合的な経済的価値を決定することができる」(New York DPS, 2015: 13)

「ネットエネルギーメータリング(NEM)に代表される現在の相互助成金の水準を考えると、コスト基準の料金設計では、ネットエネルギーメータリングに提供されている現在の支援レベルが抑制される可能性がある(略)。顧客側に設置される分散型電源を推進するという目標は重要だが、補助金は明示的かつ透明性を持つことが望ましい」(CPUC, 2014: 24)

「優良事例として以下が挙げられる(略)。ネットメータリング方式に対する自家消費方式の選好(略)。卸市場価格で配電網に供給される余剰電力の短期市場への段階的反映」(European Commission, 2015c: 12)。

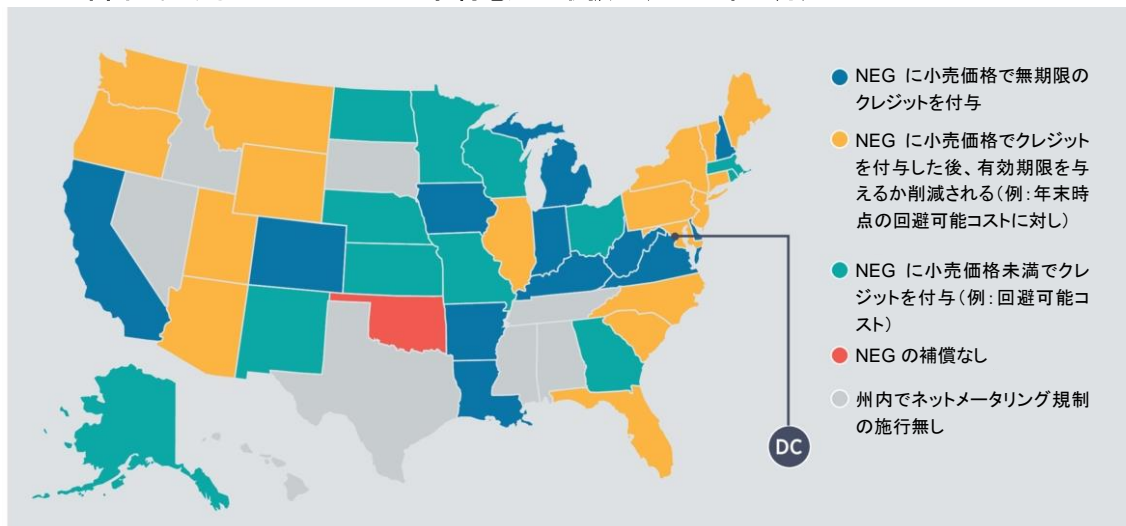
実際に、ネットメータリングに対するいくつかの代替方式は、特に分散型電源の導入率が高い場合、分散型電源の過剰な現地発電を補うことができる。デンマークでは、プロシューマーの正味電力輸出に対して固定価格買取制度(0.08 ユーロ/キロワット時)が支払われるが、英国では、30 kWp 未満の太陽光発電システムには自家消費エネルギーに対する発電料金と、電力網に供給された余剰電力に対する報酬の両方が付与される(European Commission, 2015c)。

コストが下がり、技術が成熟するにつれて、自家発電の電力は、小売料金よりもむしろ中央集権型発電

との競争がますます激しくなると予測される。例えば、近年のポルトガルの自家消費規制では、電力網に投入される電力は、スポット市場価格の平均値で補償されている（電力網のコストを考慮して 10%の減額）。

図 3.14 は、米国の複数の州における正味余剰電力量の価値と小売料金との分離メカニズムの導入を示している。

図 3.14 米国におけるプロシューマーの余剰電力の取扱い(2016年7月)



出所: DSIRE, 2016

デマンドレスポンスと分散型エネルギー貯蔵の推進力としての先進的な料金設計

最終消費者の料金にコストを反映させるには、料金設計手法において、小売電気料金のさまざまな追加コスト要素を認識する必要がある。これらの要素は、次のとおりである。1) 各期間や地点における電気料金/コスト 2) 送配電網のコスト、および 3) 電力システムの運用や再生可能エネルギー支援など、その他の規制関連コスト¹⁶。

電力システム内で時間と地点に応じて変動する電力価格の影響を受けやすい最終消費者は、電力価格の変動に応じて電力需要を柔軟に変えたり、分散型の電力貯蔵を導入したり、といったことを進めやすい。これは、時間別料金制度または1時間ごとの動的価格を通じてなされているが、配電地点別限界価格(DLMP)に基づく、より先進的な方式が提案されている(Bohn et al, 1984)。配電地点別限界価格は本質的に、送電レベルで適用されるノード価格の概念を配電網にも拡張したものである。このように、配電地点別限界価格は、電力が電力網のどこで消費あるいは給電されているかによって、電力のさまざまな価値を反映する。したがって、この価格設定手法は、電力損失(主に配電レベルで発生)と系統混雑の影響を捉えられる可能性がある。動的エネルギー価格として、分散型電源の合理的な利用、電力貯蔵やデマンドレスポンスを、単独あるいは組み合わせて促進するための効率的で短期的な経済的シ

16 これらの要素は電力供給コストと密接に対応していることに注意されたい。それにもかかわらず、税金や課徴金は、最終的な小売料金のかなりの部分を占めており、ドイツやデンマークなどのいくつかの欧州諸国では最終価格の50%を超えることもある(IEA, 2016)。

グナルが、最終消費者に送られる。

送配電両者の電力システムのコストは、いわゆる電気料金で回収される。適切に設計された電気料金は、電力システムのコストを回収し、地点と投資の決定に影響を与える効率的で長期的な経済的シグナルを最終消費者に発信する。コストを反映した電気料金は、地点、時間毎の実態的な需給状況(時間帯によって最終消費者がどれだけ消費または発電しているか)や、一年で最も逼迫した期間中の電力資産活用に対する利用者の貢献といった電力システム増強の促進要因(Bharatkumar, 2015)に基づくことが望ましい。

この方法論的方式は、給電または消費される電力量とはほぼ無関係の電気料金を生み出すが、むしろ大半が需要家ごとの固定要素に基づいており、電圧階級もしくは電力システム利用者のタイプ¹⁷や各最終消費者が電力システム資産の利用率に与える影響を反映した時間別容量要素(ドル/キロワット)によって区分される。前述の容量条件は、対応する期間中に存在または予測される系統制限により増加した電力システムコストを反映したものとなる¹⁸。ただし、制約がない場合、容量料金は、混雑していない電力システムの負荷を抑制するために、電力システム利用者による非効率な対応(例:ピーク負荷の抑制や電力貯蔵の設置など)を誘発する可能性がある。そのため、ピーク消費や発電に起因しない残存コスト(埋没コスト)は、これまでの経済的シグナルの歪みを防ぐために固定料金を通して回収されることが望ましい。

電気料金が技術に左右されるべきでないことは注目に値する点である。これは、各時間帯と地点ごとに、変動電気料金(ドル/キロワット時)は同じであることが望ましいことを意味するが、電力の消費と給電に対しては逆の兆候がある。しかし、現在の慣習とは逆に、これらはビハインド・ザ・メータ(需要側)の利用者の種類に依存していないことが望ましい。代わりに、例えば、発電機からの電力給電は、エネルギー貯蔵からの電力給電あるいは需要の抑制と同等に評価されることが望ましい。最後に、小売料金には、再生可能エネルギー支援政策や社会政策に関連するその他の規制コストが含まれる。これらのコストは一部の国々においては非常に理にかなっており、最終消費者への割当ては、エネルギー価格や電力システム料金を通じて提供される短期的・長期的な経済的シグナルを歪めないことが望ましい。これに関して、いくつかの解決策が提案されている。例えば、これらのコストは、公的予算を通じて、あるいは電力だけではなくあらゆる形態のエネルギー消費に適用される税金の形式で、電気料金から除外することが可能である。もう一つの選択肢は、異なる需要家カテゴリー(住宅、商業、工業)、さらにはサブカテゴリー(例:小規模、中規模および大規模住宅を有する需要家)が存在することを踏まえつつ、個別の需要家において必要となる電力量や発電容量がどの程度軽減されるかによらず、各需要家に等しく固定料金を通じてこれらのコストを回収することである。

17 この条件は、規制機関が選択したさまざまな基準(ラムゼイ・ルール、公平性、小規模需要家と大規模需要家の負荷配分など)に従って、各電力システムの消費者または需要家グループに対して算出可能である。

18 配電地域限界価格が導入された場合(現在ほどの電力システムにも当てはまらないが)、系統混雑によるコストの一部がこれらの電力価格に組み込まれる可能性がある。しかし、配電地点別限界価格は、送電システムのノード価格設定と共に発生するため、電力システムの全コストの回収には不十分であると考えられる。

効率的な短期的・長期的な経済的シグナル(例えば、各エネルギー価格や電気料金)の導入を通じて、配電網利用者は、分散型エネルギー貯蔵やデマンドレスポンスの最大の価値を提供することが奨励される。さらに、分散型電源との組み合わせにより、両者の資源が自家消費を最大化し、電力システム全体に便益をもたらすことができる。アグリゲーターは、これらの資源がもたらす新たな柔軟性の活用に向けた仲介者として機能する可能性がある。

3.4.5 メータリング整備の重要性

メータリング機能が不十分なため、規制機関による望ましい自家消費/ネットメータリング制度の柔軟な導入が、大幅に制限される場合がある。従来の電気機械式メータは、ごく単純な機能しか持っておらず、時間の細分化が全くできないかわずかにできるかという程度のものであり、正味で供給された電力量との相殺もできない。電気機械式双方向メータ、つまり 2 種類のメータ構成によって、この最後の障壁が克服される。ただし、相殺の期間は検針プロセスによる制限を受ける。メータは 1~2 カ月ごとに読み取られるため、相殺期間を短縮してもコスト回収率はほとんど低下しない。

したがって、数分おきに双方向の電力潮流を記録できる電子メータは、時間帯別料金や頻度の高い相殺期間に依存する最先端のネットメータリング制度の前提条件である。新規メータの設置や交換が必要な場合、規制機関は、プロシューマー施設に最新型メータリング機器の設置義務を課すことの妥当性を評価することが望ましい。スマートメータリングを促進する要因は、効率的な自家消費方針の実施だけではない。3.5.2 項では、需要家の意識向上、小売市場の機能強化、デマンドレスポンスの拡大といったスマートメータリングに関連するその他の問題についてさらに議論する。本章では、スマートメータリングの市場投入方針とメータリングデータ管理モデルについても概説する。

3.4.6 新たな方針の考察

前述の政策措置の実施により、自家消費やネットメータリングと厳密には関係しないが、考慮に入れることが重要であるいくつかの新たな考察が提起される可能性がある。

規制機関は、小売料金の構造変化が、新規のプロシューマーだけでなく、すべての需要家にどのように影響するかを念頭に置くことが望ましい。例えば、容量別料金を導入すると、既存のプロシューマーに対する経済的シグナルが修正され、分散型電源への投資を評価する条件が修正される。さらに、固定料金や容量別料金の導入は、請求額の急増を目にする可能性がある消費電力量の低い需要家に対し、意図しない結果をもたらす可能性がある。したがって、段階的な改革と料金変更の累進的な実施が望まれる(CPUC, 2014; European Commission, 2015c, New York DPS, 2015)。

入り組んだ管理手続きと複雑な料金オプションは、最終消費者、特に家庭部門の需要家にとって大きな障壁となる可能性がある。もう 1 つの政策優先事項は、ターゲットを絞った情報、簡素化された管理手順、またはウェブ上の計算ツールを利用して、プロシューマーの取引コストを削減することである(CPUC, 2014; European Commission, 2015b)。

留意すべきもう 1 つの重要な課題は、分散型電源と組み合わせられた小規模電力貯蔵が大規模市場投入される可能性が、電力システム、特に配電網に与える影響である。プロシューマーは、価格シグナルに従って、電力貯蔵システムを利用して電力を貯蔵し、さまざまな時点で送電網に供給することが可能である。これにより、送電系統運用者が分散型電源からの発電を予測することをさらに困難にする可能性がある。これは、コストを反映した一連の料金体系の導入に対して、なお一層の議論を呼んでいる。さらに、分散型エネルギー源は、卸電力市場へアクセスできるようになることが望ましい。このためには、特に配電会社の従来の役割を拡大し、送電事業者と配電会社の協力を強化し、分散型エネルギー源の集約を促進することが必要となる。3.5.1 項では、これらの問題についてさらに詳しく述べる。これに関する重要な規制上の課題は、例えば分散型電源装置またはプロシューマーによる需給調整サービスの提供が配電レベルでの系統混雑を招くなど、さまざまな経済的シグナルが対立した場合、それをどのように調整するかにある。

3.4.7 結論と提言

分散型電源の導入による自家消費、そして将来的には需要側の電力貯蔵は、電気料金の抑制により最終消費者に便益をもたらし、電力損失の削減により電力システムに便益をもたらしながら、電力システム投資を促進し、消費者の関与と参加を促進するための代替策である。したがって、自家消費は規制によって後押しされることが望ましい。

それにもかかわらず、設計が適切でない場合、自家消費施策は従来の規制環境においてミッシングマネー問題を引き起こす可能性があり、電気事業者の経済的実行可能性を危うくする場合がある。なぜなら、通常は、すべての電力システムコストを回収するために主に量的条件に基づく不適切な小売料金設計と、高レベルの時間分解能で双方向の電力潮流を測定できない旧式の検針技術が組み合わせられるからである。状況によっては、小売電力価格で電力網に注入される電力を暗に評価するネットメータリング制度の導入増加によって、問題が悪化する可能性がある。これに対応して、規制機関は、許容される設備容量や相殺される電力量の制限、もしくは注入された電力を、支払い請求されている電力量から差し引くまでの期間の短縮を試みている。

しかし、これらの規定は、ミッシングマネー問題に対する持続可能な長期的解決策を示すものではない。ネットメータリングによって補強される高水準の容量が悪影響を及ぼすかは、多くても毎月適用され検針されている従量制料金(ドル/キロワット時)と標準メータの組み合わせに依存する。したがって、毎時間もしくは、より短い相殺間隔で自家消費制度を促進することを推奨する。これに加えて、特に自家消費設備を持つ最終消費者に対しては、各時間における電力の価値と将来の投資への影響を反映した、適切に設計された小売料金を採用することが望ましい。即時に自家消費されない余剰電力を相殺する新たなインセンティブが必要であると考えられる場合、これらは明白であることが望ましい。

一部の政策立案者や規制機関は、需要や固定料金の導入、時間別料金制度の導入、小売価格水準からの電力供給価値の分離など、コストを反映した基準に沿っていると見なせる規定を既に導入し始めている。真にコストを反映した料金は、電力システムコストへの貢献度を反映し、電力システムの総コス

3

トの回収を確実にするための効率的な短期的および長期的シグナルを最終消費者に発信する。この算出には、1) 時間・地点の差異を考慮した市場における電力価格、2) 配電網のコスト、および 3) その他の規制コスト、といった電力システムコストの要素を考慮する必要がある。

- コストを反映した電力価格は、電力システムの影響(系統混雑および電力損失)を反映して、時間帯や地点によっても価値が異なることを認識している。分散型電源や未来のエネルギー貯蔵設備を有する最終消費者を対象にした時間別料金制度や動的電力価格は、効率的で経済的な短期的シグナルを提供する。これらのシグナルは、デマンドレスポンス、給電指令、電力貯蔵管理など、これら資源の効率的な運用を促進すると考えられる。
- 電気料金は、電力システムコストに対する各電力システム利用者の実際の貢献度に基づいて、効率的な地点と投資決定を促進する経済的シグナルを最終消費者に提供することが望ましい。コストを反映した電気料金は、電力システム増強のさまざまな促進要因を考慮して計算されることが望ましい。したがって、それらは、その位置、1 時間あたりの純消費電力量/供給電力量や資産活用への貢献を考慮して、最終消費者に割り当てられることが望ましい。結果として生じる料金は、電力システムのピーク利用率に対する個々の貢献度を反映した時間別の容量要素(増減)に加えて、系統接続に関連した何らかの固定要素や電力システムの全利用者によって何らかの形で共有されることが可能な他のコストから成る。
- エネルギーや社会政策に関連する残りの規制コストは、電気料金に変換された際に、以前の短期的あるいは長期的な経済的シグナルを歪めるべきではない。そのようなコストの配分のために、例えば固定料金を通じて、あるいは需要家の規模やカテゴリーによって区別するといった、いくつかの解決策が提案されてきた。固定料金はまた、低需要の需要家を脅かしたり、デマンドレスポンスやエネルギー効率への取り組みを低下させたり、電力網の欠陥を助長するなど、望ましくない影響を与える可能性がある。政策立案者は、少なくとも部分的には、公共予算や税金などの代替的な収入源を通じてこれらのコストの回収を決定する場合がある。

適切な時間の分解能を含む、適切に設計された小売料金は、高度なメータリングインフラが利用可能である場合にのみ、最終消費者に適切に伝えることができる。数分ごとに双方向の電力潮流を記録できる電子メータは、自家消費を持続的に発展させ、分散型エネルギー貯蔵を含む最終消費者のデマンドレスポンスを活発にするための前提条件である。

3.5 配電会社の将来的な役割

配電会社は、柔軟性の提供者や市場と系統運用者との橋渡しをすることが求められる。さらには、分散型エネルギー源が提供する柔軟性を各自の計画と運用方法に統合することが望ましい。したがって、配電会社は、市場運営者や配電系統運用者としての新たな役割を引き受けることが望ましい。

エネルギー転換が、電力業界のすべての分野に影響を及ぼしていることは紛れもない事実である。そ

れにもかかわらず、これらの影響により、より深度の高い変革が促されているのはサプライチェーンの末端である。電力システムの分権化、情報通信技術の市場投入、そして需要家の意識向上により、配電会社は電力システムの所有者や運用者としての従来の役割を再考せざるを得ない。

配電レベルに配置される仲介者の存在は重要性を増しており、積極的な貢献はセキュリティの保たれた電力システムの運用を確実にするために不可欠なものになると考えられる。これに関連して、配電会社は、最終消費者と卸電力市場や系統運用とを結びつけるために重要な利害関係者である。さらに、電気事業者は、新たに定義されたメカニズムによって、分散型エネルギー源が提供する柔軟性を計画や実際の運用に統合することが望ましい。これらの新たな役割を果たすことにより、配電会社は彼ら自身が供給者、アグリゲーターや送電系統運用者/独立系統運用機関のような他の事業者とより密接に関わっていくことになる。

また、規制により、データの収集や管理だけでなく、先進的メータリングの導入において配電会社の果たすべき役割が定義されることが望ましい。これらは、柔軟性のあるデマンドレスポンスの可能性を広げ、持続可能な自家消費の進展を確保し、機能的な小売市場を促進するために不可欠な課題である。

最後は、配電会社が、電気自動車の公共充電ステーションや分散型電力貯蔵など、グリッドの先端技術に関わる新たなインフラの市場投入と運用において役割を果たす可能性についてである。このインフラを配電会社のビジネスモデルの一部と見なすべきか、それとも、むしろ民間主導プロジェクトに開放すべきかということは、規制上の大きな問題である。

電気自動車の開発と、その配電事業への影響は、再生可能エネルギーの統合が低炭素エネルギーシステムを達成するための総合的な方式に含まれることが望ましい、というもう一つの側面を示唆している。電力システムは、電力輸送や暖房/冷房といった他分野との関連性がますます深まっている。そのため、政策立案者が首尾一貫して調整された分野横断型の計画を検討することが要求される。

3.5.1 電力システム管理者から市場推進者や系統運用者へのシフト

規制は、分散型エネルギー源が電力供給の上流側とアンシラリーサービスにアクセスできることを認め、送電系統運用者/独立系統運用機関とのより密接な調整を促進することが望ましい。

配電会社はこの参加を促進し、事前の技術的検証やサービス提供の事後検証などの活動を実施することが望ましい。

より柔軟性が高く多様な配電網利用者の存在が高まるにつれて、配電会社は単に電力システムの所有者や運用者であった従来の役割を見直すことを余儀なくされている。電力システムの分権化が進むにつれて、分散型エネルギー源は電力システム全体の機能においてますます重要な役割を果たすようにな

3

る。配電網に接続された資源はエネルギー市場でより高い存在感を示し、セキュリティの保たれた電力システム運用への積極的な貢献はアンシラリーサービスと電力システム支援の提供を通じてますます必要になると予想される。

この新たな環境では、配電会社は、分散型エネルギー源が透明で公平な方法で競争市場へ参加することを実現できる。さらに、効率的な配電計画と運用を確実にするためには、事業者自身がこれらの柔軟性のあるサービスの購入者になることが必至である。したがって、配電会社はその役割を電力システム管理者から市場運営者や系統運用者にシフトする必要があると考えられる。

注目すべき点は、同様の目標（効率的な分散型エネルギー源の統合、柔軟性の向上）から始めて、地域ごとに戦略が大きく異なる場合があることである。これについては、次の2つの例がわかりやすい。

欧州では、規制機関と政策立案者は市場の完全自由化を非常に重視してきた。したがって、配電会社や配電系統運用者は、競争の影響を受ける可能性のある活動を一切実行できない。これが明確に定義されていない分野、例えばエネルギー効率のアドバイス、分散型エネルギー貯蔵機器の所有権、メータリングデータ管理などでは、厳しい規制監督が求められている。さらに、発送電分離ルールの執行は、透明で公平な市場機能を確保するための重要な政策措置と見なされている（CEER, 2015b）。その一方で、発送電分離ルールにより、後述のように、大量の分散型電源の管理が複雑な業務となっている。

2つ目の例であるニューヨーク州で進行中の規制改革は、電気事業者が市場を通じた収益と呼ばれるものを追求するよう奨励している。これらが、従来の電力システム関連の義務を超えて、競争の有無にかかわらず、新たな活動から生じる新たな収益の流れとなる。ボックス3.11では、州の電気事業者が提出した、市場を通じた収益を生み出すための4つのプログラムで構成される提案について説明する。配電会社もまた、これらサービスへの他のプレーヤーの参加促進において重要な役割を果たすと考えられる。この見方によると、電気事業者は分散型電力システム基盤の提供者となる可能性がある（New York DPS, 2014）。透明性を確保し、電気事業者間の不公平な慣行を防止するには、規制機関による監督の強化が必要になると認識されている（New York DPS, 2015）。

ボックス 3.11 ニューヨーク州における市場を通じた収益と電気事業者の新たな役割

ニューヨーク州で進行中の規制改革の一環として、電気事業者は新たな収益源である、いわゆる市場を通じた収益を、電気事業者に提供できる業界変革に沿った、革新的なビジネスモデルの提案を規制機関に提出することが要請されている。例として、セントラル・ハドソン・ガス電力会社は、これらのプログラムのうち4つを含む提案を発表している（PSC, 2014）。

1. 地域の太陽光発電プログラムは、電気事業者規模の太陽光発電所を設置して運用し、太陽光エネルギーを100キロワット時あたりの固定レートで、購入を希望する最終需要家とエネルギーサービス会社に販売する。

2. デマンドレスポンス・プログラムでは、最終需要家または彼らの代理であるアグリゲーターが、電気事業者からの要求に応じて、消費電力量を抑制することになると考えられる。目標は、州全体のピーク需要を減らし、電気事業者が選択した分野への電力システム投資を先送りすることである。
3. 500 キロワットを超える需要家または需要家グループを対象とする新たなマイクログリッドは、所定の料金と引き換えに改善された信頼度を最終消費者に提供する。
4. スマートメータの自主的な設置により、消費電力量のパターンと価格オプションに関する詳細な情報が需要家に提供され、電気料金の管理に活用できる。契約者はスマートメータシステム分の追加コストを支払う可能性がある。

市場推進者としての配電会社

電力業界の変革があっても、配電会社が依然として規制された配電網に身を置くことは避けられないと予想される。配電会社と電力システム利用者とのやりとりは、常に中立性と透明性を伴って管理されることが望ましい。規制機関と政策立案者の仕事は、電力システム事業者に対し、中立的な市場推進者としての行動を奨励する規則を制定することである(CEER, 2015b)。これに関連して、「市場」という用語は、小売市場、エネルギー市場とアンシラリーサービス市場を指す(THINK Project, 2013)。

小売市場に関しては、この分野で自由化プロセスが導入された際に、配電会社の新たな役割について疑問が生じる。一方では、配電会社は連系(新規利用者の場合)と連系解除(契約の終了または需要家の未払いの場合)を管理する上で重要な役割を果たしている。これは配電会社の中心的な機能であり、自由化された場合は、最終消費者と商業的関係を結ぶ事業者である供給業者の仲介が必要となる。

透明性と機能性のある小売市場に向けた最も重要な役割は、特に先進的メータリングインフラの導入後に、メータリングデータを管理し、さまざまな利害関係者にデータへのアクセスを提供することである。自由化された小売市場では、市場競争機能を確保するために、透明性で公平な方法で小売企業にデータへのアクセスを提供することが不可欠である。さらに、この情報は最終需要家が積極的に関与し、より良い情報に基づいて契約の意思決定を下せるように提供される必要がある。この課題に関する配電会社の行動を監督することは、これらの事業者が小売市場で積極的に活動している垂直統合型電力事業に属する場合、または配電会社がデフォルトの供給者として行動する場合は、特に当てはまる。3.5.2 項では、この課題についてさらに深く論じる。

エネルギー市場やアンシラリーサービス市場に関しては、これらの市場において市場や系統運用者により運用されている配電網に接続された分散型エネルギー源が加わることにより、配電会社の新たな役割について課題が生じている(表 3.4 参照)。特に電力システムの分権化が進むにつれて、このような参加は奨励されることが望ましい。したがって、規制により、関与する各利害関係者の役割、特に配電会社の役割を明確に定義しておくことが望ましい。

表 3.4 分散型エネルギー源が配電系統運用者および送電系統運用者に提供する可能性がある主なサービス

サービス	サービスを提供できる分散型エネルギー源の種類	左記サービスを調達しているシステム運用者
系統バランシングサービス	全種類の分散型エネルギー源	送電系統運用者
周波数制御	全種類の分散型エネルギー源	送電系統運用者
電圧制御	全種類の分散型エネルギー源	配電系統運用者
ブラックスタート	大規模デマンドサイドおよび分散型電源	送電系統運用者
短時間セキュリティ混雑管理	分散型電源、デマンドサイド、デマンドレスポンス、電気自動車	配電系統運用者

出所: THINK Project, 2013

注: この表は分散型エネルギー源を一般的な区分(分散型電源、デマンドレスポンス、電気自動車、分散型電力貯蔵)に分類している。ただし、ある種類の分散型エネルギー源が特定のサービスを提供できることが表に記載されている場合でも、当該区分の他の分散型エネルギー源が必ずしもそのようなサービスを提供できるとは限らない。例えば、分散型電源が一般的に需給調整サービスを提供できるという事実は、あらゆる種類の分散型電源にとってこのサービスを提供することが技術的に可能である、もしくは経済的に合理的であることを必ずしも意味しない。

より具体的には、配電会社は、分散型エネルギー源から上流市場に供給された電力の信頼度を技術的に担保することにより、つまり配電網の制約が一切侵害されないことを確実にすることにより、市場推進者として役割を果たす可能性がある。この役割は、送電系統運用者/独立系統運用機関が現在の卸市場で果たしている役割と似ている。さらに、サービス提供後、配電会社は分散型エネルギー源からのメータリングデータを利用して提供されるサービスを検証することを要求される可能性がある。ボックス 3.12 では、配電網に接続された電源が既に送電系統運用者に柔軟性のあるサービスを提供しているベルギーの事例を挙げる。また、この事例研究は、配電会社と送電系統運用者間の限定的であったこれまでの相互関係を見直す必要があることを示している

ボックス 3.12 分散型電源の柔軟性を活用した発電と電力需要の需給調整

ベルギーでは、既に分散型エネルギー源が、発電と電力需要の需給調整に向けて、送電系統運用者に柔軟性を提供している。配電会社は、分散型エネルギー源からのサービス提供を検証するために、送電系統運用者にメータリングデータを送信することを希望する利用者の予備評価を行っている (ISGAN, 2014)。

ベルギーは、送電系統運用者が現在の相互協定に代替して柔軟性のある契約が結べるように、リアルタイムの需給調整プラットフォームを設定することによって、このメカニズムの透明性を高めようと計画している。さらに、分散型エネルギー源の動きと契約の選択肢を、配電会社に見えやすいものにする予定である。最後に、分散型エネルギー源による柔軟性の提供が拡大し続けるのであれば、当該地点で需給調整に責任をもつ事業主体が作成する需給調整計画に及ぼす影響を、より深く考慮することが望ましい。そうしなければ、分散型エネルギー源の柔軟性により当該地域において需給の乖離が起こり、罰則の対象となる可能性がある。

配電会社と送電系統運用者/独立系統運用機関の相互関係

自由化された電力市場では、電力システムの運用者（送電系統運用者または独立系統運用機関）と配電網運用者は分離されている。両者が、それぞれの得意分野で電力システムのセキュリティの保たれた運用と適切な投資計画の策定を担当する。送配電網は、相互接続する特定の変電所に接続されて機能する。現在の慣習では、双方の事業者が新たな電力システム資産の必要性を計画する際に定期的に対話を行っている。従来の集中型単方向潮流モデルでは、配電会社は送電系統運用者に送電網と配電網のインターフェイスにおける負荷増加予測を提供する。

配電網に直接連系された柔軟性が高い分散型電源と、それらの電源を運用する配電会社のより活発な役割により促進されるパラダイムの変化と共に、運用レベルで送電系統運用者と配電会社間の活動を調整する必要性が高まっている。配電レベルで連系された分散型電源による柔軟性は、配電に留まらず送電網においても、電力システムの課題解決に向けた効率的な資源となる可能性がある。

このような調整を配電と卸売の間で可能にするいくつかのモデルが想定される。これらはすべて、配電会社自身（発送電分離ルールにより防止されている場合あり）もしくは配電レベルと卸売レベルの双方でサービスを提供する小売業者やアグリゲーターなどの競合する事業者によって、多数の分散型エネルギー源を集約する何らかの形を必要とすることが一般的である（IEA, 2016）。この点に関して、ISGAN (2014) は、送電系統運用者と配電会社間の系統運用における相互関係の国別の事例を示している。例えば、表 3.5 は、変圧器を送電系統運用者が所有して運用する場合に、送電網と配電網のインターフェイスにおいて変圧器に混雑が発生したときの送電系統運用者と配電系統運用者の調整における現在の慣行と将来のニーズを示している。

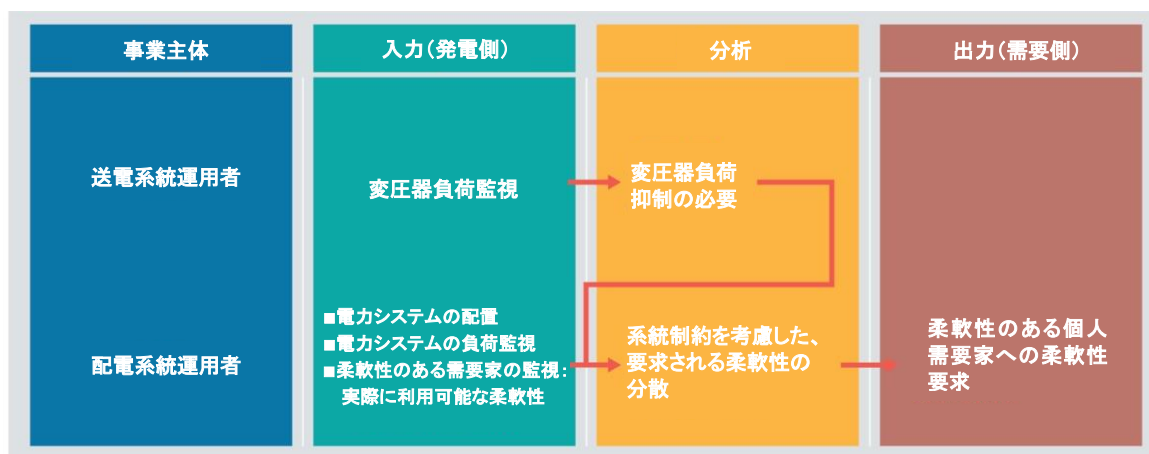
表 3.5 送電系統運用者と配電系統運用者の連携の現状と今後

	現在	将来
変圧器の過負荷	<ul style="list-style-type: none"> ■ 系統計画における N-1 基準を踏まえ、多くの国々で回避されている ■ 主に計画段階における協力 ■ 緊急事態: 送電系統運用者は可能な場合は配電系統運用者への依頼を通じて、配電網を切断 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 系統監視の強化とデータ交換の強化により、必要に応じて配電網の柔軟性を利用して変圧器の負荷を抑制することが可能 ■ 送電系統運用者から配電系統運用者に発せられた要求は、配電網と連系している柔軟性のある需要家への柔軟性利用要求に変換される場合がある

出所: ISGAN, 2014

この例では、配電系統運用者が需要家から提供された分散型エネルギー源（デマンドレスポンス、分散型電源、電力貯蔵）の柔軟性を利用して変圧器の負荷を軽減することを提案している（図 3.15）。このような調整が便益となりうる他の動作状況は、系統混雑、電圧制御、ブラックスタートなどである。

図 3.15 配電網の柔軟性を利用した変圧器混雑の回避プロセス



出所: ISGAN, 2014

このような調整には、系統監視、柔軟性のある需要家や送電系統運用者との双方向通信、電力システムの準リアルタイムシミュレーションのような、利用可能であるがまだ市場投入されていない革新的な技術解決策を配電系統運用者が実装することが必要となる。

系統運用者としての配電会社

送電系統運用者と配電系統運用者の相互関係の前例は、配電会社が自社の配電網の利用者に対し、柔軟性ある対応を求める必要があることを示している。そうしなければ、分散型エネルギー源と連携しながら系統運用の最適化を図ることもできなくなる。これが望ましいと考えられる状況がいくつかある。このような相互作用の促進を目的とした規制メカニズムには、ノンファーム型接続契約、柔軟性のある二者間契約や地域市場などがある (Section 3.2.2 と Eurelectric, 2013; CEER, 2015b 参照)。

これに関連するイニシアチブは、欧州の文脈で見られる。2016年11月に欧州委員会が新たに発行した電力に関する指令に関する提案は、原案通りに承認された場合、配電会社が電力システム利用者から柔軟性のあるサービスを調達することを可能にし、これを促進することが加盟国に義務付けられる (European Commission, 2016b)。さらに、この指令は「透明性があり公平な市場を通じた手続」の使用を要求しており、標準化され技術的に中立な市場製品を定義することを電気事業者に求めている。

これは、配電会社の従来の役割に大きな変化をもたらしている。これまで、最終消費者と配電会社とのやりとりは、電力網の接続と切断、供給停止の管理、そして配電会社が垂直統合型電力事業の一部である場合は、料金請求に限られていた。このように、配電会社は純粋な電力システムの管理者から、送電系統運用者が現在行っている業務と同様に、電力網に接続された資源を積極的に管理する真の配電系統運用者へと進化することが望ましい。さらに、電気事業者のニーズに応じて、個人需要家からのレスポンスを結合するアグリゲーターのような新たな市場参加者が登場する可能性がある。

自由化された市場という新たな環境の下では、規制は変革を可能にし、配電会社と市場参加者の役割と責任を明確に定義することが望ましい。特に、配電会社が大規模な垂直統合型電力事業に属する場

合は優遇措置を避けるため、複数の供給業者が同じサービスを提供する可能性がある場合は競争を促進するため、供給業者数が少ない場合は市場支配力濫用の可能性を抑制するために、規制監督が必要となる。

3.5.2 デマンドレスポンスと競争力のある小売市場を可能にする先進的メータリング

従来、小規模の家庭部門の需要家や業務部門の需要家には、時間帯による違いがほとんどない非常に限られた料金オプションが提供されてきた。しかし、再生可能エネルギーとの統合の増加、より良い情報に基づいた意思決定を下すことへの消費者の関心の高まり、そして小売電力部門において競争を導入する取り組みの拡大は、劇的な発想の転換を必要とする。先進的メータリングは、電力の最終消費者の積極的な参加を可能にする重要な技術である。そのため、スマートメータリングは、デマンドレスポンス、機能的な小売市場だけでなく、自家消費を持続的に導入し、電気自動車の充電と分散型電力貯蔵の積極的な管理を行うための前提条件である。

この分野には2種類の主要政策・規制方針が存在する。1) 先進的メータリングの導入に向けた所有権と管理モデル、2) メータリングデータの管理と、利害関係者に対する透明性があり公平な手法でのアクセスの承認。

先進的メータリングの展開

メータリング機器の設置と管理は、特に中小規模の需要家に対しては、これまでも配電会社によって行われてきた。したがって、メータリング資産は従来から、電気料金やレンタル料金を通じて対応するコストを回収する配電会社の独占的活動の一部として扱われてきた。配電会社が先進的メータリング導入の責任を負うモデルが、小売と配電が切り離されている状況であっても、最も直接的な解決策と思われる。例えば欧州連合では、配電会社は、ドイツや英国など、いくつかの例外を除いたほとんどの加盟国でメータの設置と所有に対する責任を負う(European Commission, 2014a; 2014b)。

ドイツでは、メータリングは完全に競争的な活動であると法的に考えられているため、需要家は任意のメータリング事業者を選択する権利がある。それにもかかわらず、配電会社は依然として標準のメータリング事業者であり、第三者のメータリング事業者を明示的に選択していない需要家に対しメータリングサービスを提供している。一方、英国での電力量のメータリングは供給者の責任下にある(European Commission, 2014a)。

先進的メータリングの導入と規模の経済からの便益を促進するために、政策立案者は大規模な導入の決定を選択することも考えられる。このプロセスは、通常はスケジュールや技術的機能の観点から市場投入を管理する規則を含めた、メータリング事業者に対する方針の指示から始まることが多い。例えば、欧州指令 2009/72 / EC¹⁹は、費用便益分析でプラスの結果が得られた場合には、2020 年までに少なくとも 80% の需要家にスマートメータを設置することを欧州諸国に義務付けている(European

19 電力の国内市場の一般規則に関する 2009 年 7 月 13 日付け欧州議会・理事会指令 2009/72 / EC と指令 2003/54 / EC の廃止 (EEA 対象文書)。

3

Commission, 2009 年)。スマートメータが消費者意識と小売市場の機能性の観点から果たす重要な役割を踏まえ、欧州委員会は費用便益分析でマイナスの結果が出たり、大規模な展開が計画されたりしていない国々においても、スマートメータを設置する権利を消費者に提供することを提案している。このメータは、公正な条件下で提供され、新たな電力指令の提案書で定義されている最低限の技術的基準に準拠していることが要求される(European Commission, 2016b)。表 3.6 に、ドイツと英国について得られた費用便益分析の結果をまとめる。

表 3.6 ドイツ(左側)と英国(右側)におけるスマートメータリングの費用便益分析(CBA)

CBA 結果	プラスの影響 (「ロールアウト・シナリオ・プラス(Roll-out Scenario Plus)」について) マイナスの影響(欧州連合シナリオについて)	CBA 結果	プラスの影響
総投資額	€ 64.93 億 (2022 年まで) € 144.66 億 (2032 年まで)	総投資額	€ 92.95 億
総便益	€ 58.65 億 (2022 年まで) € 169.68 億 (2032 年まで)	総便益	€ 217.49 億
メータあたりのコスト (加盟国の報告より)	€ 546	メータあたりのコスト (加盟国の報告より)	€ 161
メータあたりの便益 (加盟国の報告より)	€ 493	メータあたりの便益 (加盟国の報告より)	€ 377
消費者の便益(総便益に占める%)	47%	消費者の便益(総便益に占める%)	28% (国内分野) および 60% (国外分野)
主な便益 (総便益に占める%)	エネルギー抑制 - 33% 負荷シフト - 15% 配電網への投資回避 - 13%	主な便益 (総便益に占める%)	国内分野(電力+ガス) サプライヤーコスト削減 (54%) エネルギー抑制 (28%) 二酸化炭素削減(7%) 国外分野(電力+ガス) エネルギー抑制(60%) 二酸化炭素削減 (19%) サプライヤーコスト削減 (15%)
主なコスト (総コストに占める%)	スマートメータリング・システム 投資(メータ、ゲートウェイ、通信 インフラストラクチャー)- 30% 通信コスト - 20% ITコスト - 8%	主なコスト (総コストに占める%)	国内分野(電力+ガス) スマートメータ 設備投資費用+運 転費用 (43%) 通信コスト 設備投資費用+運転費 用 (23%) 設置コスト(15%) 国外分野(電力+ガス) スマートメータ 設備投資費用+運 転費用 (49%) 通信コスト 設備投資費用+運転費 用 (31%) 設置コスト(16%)
エネルギー抑制 (総電力消費量に占める割合)	1.2%	エネルギー抑制 (総電力消費量に占める割合)	2.2%、ガス 1.8%
ピーク負荷のシフト (総電力消費量に占める%)	2014 年~2022 年に平均 1.3% 2032 年に 2.9%	ピーク負荷のシフト (総電力消費量に占める%)	0.5% - 1% (総電力消費量に占める割合) 1.3% - 2.9% (ピーク電力消費量に占める割合)

出所: European Commission, 2014c

注:ドイツの「欧州連合 シナリオ」分析は、2020 年までに全需要家のうち少なくとも 80%にスマートメータを設置するという、2009/72/EEC 指令に定められた要件に対応している。「The Roll-out Scenario Plus」では、契約電力量 250 ワットの新規/既存の再生可能エネルギー/コージェネレーション(熱電併給)装置にスマートメータリング・システムの設置を検討している一方で、大規模需要家や新築あるいは改築された建物に対しスマートメータの設置を 2022 年まで制限している(他の需要家には外部通信機能のないメータを設置)。

欧州委員会が実施したベンチマーク調査によると、2014 年半ば現在、16 カ国が大規模導入の実施を決定し、他の 3 カ国が選択的導入を選んでおり、先進的メータリングを拒否しているのは 4 カ国のみである (European Commission, 2014a)。大規模展開に欠点があるとしたら、健康上の懸念やプライバシー上の問題から、一部の需要家の反対を受ける可能性がある。したがって、一部の規制機関は、カリフォルニア州 (CPUC, 2012a; 2012b) やオランダ (European Commission, 2014c) の事例のように、先進的メータリングプログラムに適用除外条項を導入することを決定している。

ブラジルは、義務的導入と需要家の完全な自由選択の中間の道を提案している。2012 年に、規制機関は、配電会社にスマートメータの設置選択権を需要家に提供することを義務付ける規定を可決した。この提案では、スマートメータにより豊富に得られる情報へのアクセス、料金オプションの増加や遠隔接続管理がもたらしうる利便性が強調されている (ANEEL, 2012)。

先進的メータリングデータの管理とアクセス

先進的メータリングの採用は、消費者行動や電力システムの利用率について利用可能になる情報量の革命を意味する。さらに、スマートメータは消費電力量のデータだけでなく、電力の品質水準、停電、メータ改ざんなどに関する技術的情報も記録することができる。したがって、先進的メータリングデータは配電網の運用と計画に直ちに適用され、配電会社は(データへの)アクセスを承認されることが望ましい。

先進的メータリングに関する主な方針と規制上の懸念は、小売市場の機能やエネルギーサービスの提供に関する、このデータの商業的価値である。最終消費者と契約を結んでいる企業(供給者、エネルギーサービス会社、アグリゲーター)にとっては、この情報には商業的な価値がある。一方、需要家はより良い情報に基づいた意思決定を行うことが可能である (CEER, 2015a)。データアクセスに関する組織と規定の指針は、需要家のプライバシーとデータの透明性、正確性、アクセスのしやすさ、公平性を目的としている (CEER, 2015a)。

これらの課題は、小売市場が自由化されている国々、特に発送電分離や垂直統合が不十分であることに規制機関が懸念を抱いている場合に当てはまる。また、配電会社がメータ導入や運用を担当している国々でも、メータリングデータへのアクセスを提供し、アクセスを管理することは、必ずしも配電会社の業務ではないことに注意する必要がある。このように、配電会社は従来からメータリング業務を行っていたにもかかわらず、必ずしも先進的メータリングインフラのデータ管理者として活動するわけではない。

「欧州エネルギー規制者評議会は依然として、データへのアクセスを管理し提供する中立的なデータ調整者やデータ拠点が必要であるという見解を持っており、この役割は既に一部の欧州連合加盟国の事例のように、数多くのさまざまな事業者により提供可能である。(略) CEER は、配電システム運用者は依然として中立的な市場推進者であることが望ましいと考えるが、これは配電システム運用者に機械的にデータ管理調整者の地位を与えるものではない。」(CEER, 2015b: 13)

欧州スマートグリッド・タスクフォースは、配電会社により運用される集中的管理、独立した規制機関に

より運用される管理、データ・アクセス・ポイント・マネージャーを利用した分散型モデルというスマートメータのデータ管理における3つの主要モデルを提示している(Smart Grids Task Force, 2013)。これらすべてのモデルには、賛否両論がある。また、多くの疑問も残る。その一例が、データ管理者の役割を配電会社に割り当てるべきか、それとも配電事業の規模と構造に従って第三者に割り当てるべきかという意思決定である。選択したモデルにかかわらず、規制機関は公平な条件でデータへのアクセスを認め、最終消費者のプライバシーを確保することが望ましい。

政策上の注目を集めているもう一つの課題は、これらのデータを保存し、共有する方式である。市場の障壁を取り払い、行政コストを削減するために、欧州の新電力指令に対する提案書の第24条(European Commission, 2016a)には、加盟国は共通のデータ形式を定義しなければならないという規定がある。さらに欧州委員会は、欧州全域に義務付けられるデータ形式のほか、データのアクセスに関する手続きについて、従来国別に定められていた方法に代わって定めることが可能である。

3.5.3 分散型電力貯蔵と所有モデル

電力貯蔵用蓄電池システムのコスト削減は、配電網の柔軟性強化の必要性と相まって、電力システムの補強のために中小規模の分散型エネルギー貯蔵を導入する可能性を開いている。そのような応用に対する関心は、世界各地で導入されている数々の実証プロジェクトにも反映されている²⁰。蓄電池システムは最終消費者側に設置することも、配電網に直接接続することも可能である。

ここでの主な規制上の問題には次のようなものがある。1) 既存の発送電分離ルールに反する可能性を踏まえたうえで、配電会社が電力貯蔵システムを所有し運用することを認めるか否か、2) 配電会社が電力貯蔵システムを所有・運用できない場合に、配電網にとって最も便益のある地点に電力貯蔵システムをどのように配置するか。

電力貯蔵システムは、配電会社のほか、需給調整や価格調整などの電力システムサービスに対し、系統支援を提供できる(Eurelectric, 2012; THINK Project, 2012; DOE, 2013)。ボックス3.13は、系統連系された蓄電池システムの費用便益分析を行い、このような種類のアプリケーションが直面する課題を明らかにしている。配電網の補強による便益だけでは、成功事例として成り立つには不十分な可能性がある。また、配電網への便益は、電力貯蔵システムの配置される地点によって大きく異なってくる。

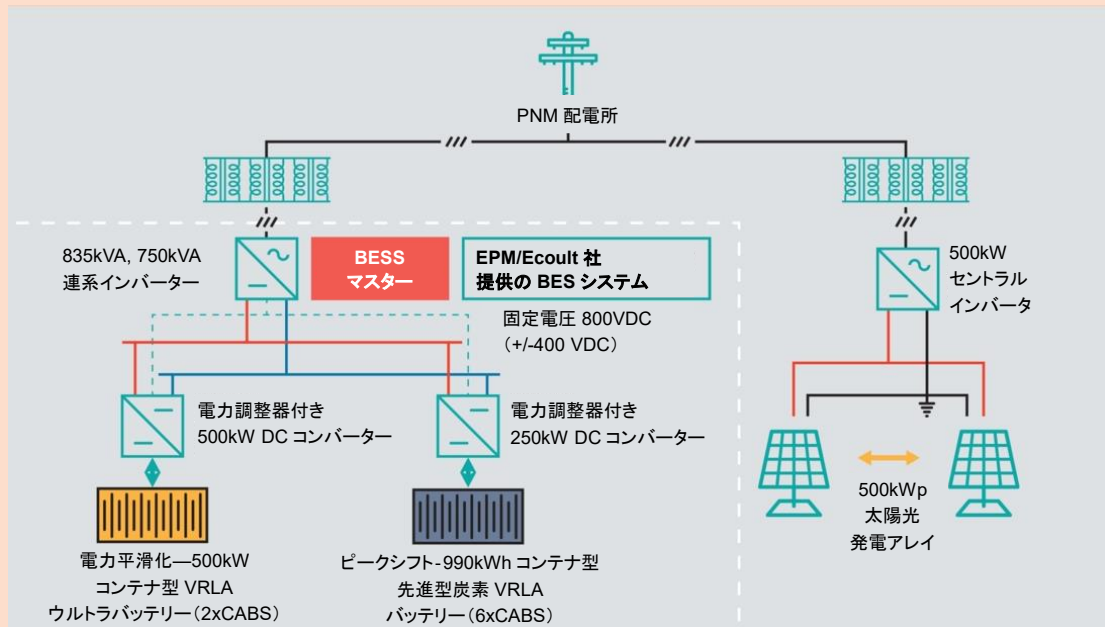
20 電力貯蔵プロジェクトの総合的なデータベースは、下記を参照。 <http://www.energystorageexchange.org/projects/>.

ボックス 3.13 系統接続型の電力貯蔵システムの費用便益分析

ニューメキシコ州公共サービス会社(PNM)は、ピークシェービングと中圧給電線での電圧制御を通じて太陽光発電所への影響を平滑化するために利用する蓄電貯蔵システムの実証プロジェクトを実施した。このシステムの概略を図 3.16 に示す。

2011年9月から2014年2月までの期間における電力システム性能の評価は、ニューメキシコ州公共サービス会社(PNM、2014)に述べられている。その結果によると、電力システムが技術的に良好に機能したことが示されている。しかし、表 3.7 に示すように、費用便益分析では、遅延発電容量や排出削減など、通常は配電事業が得ることがない便益を含めても、否定的な結果であった。同報告書では、電力貯蔵システムが太陽光発電導入率の高い給電線に配置されている場合、配電会社への便益ははるかに高かった可能性があるとして述べている。

図 3.16 ニューメキシコ州公共サービス会社の蓄電池貯蔵実証プロジェクトの単線結線図



出所: PNM, 2014

表 3.7 ニューメキシコ州公共サービス会社による蓄電池貯蔵実証プロジェクトの費用便益分析の概要

		コスト	便益
基本ケース	電力事業収入要件(変動)	\$51,576.11	-
	電力事業収入要件(固定)	\$2,929,123.43	-
	電力販売	-	\$114,735.61
	配電投資の繰延べ	-	\$333,987.30
	配電ロス削減	-	\$15.80
	電力システム供給容量	-	\$177,036.26
	カーボン・オフセット	-	\$45,583.56
	合計	\$2,980,699.54	\$671,358.53

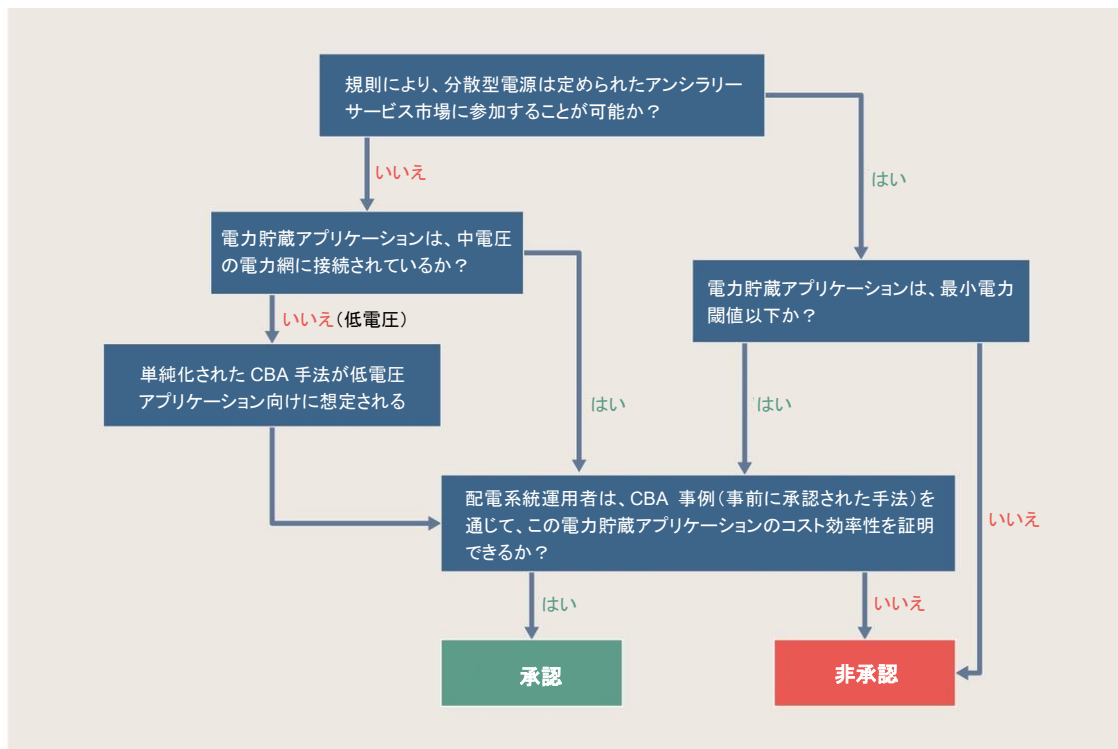
出所: PNM, 2014

3

実証プロジェクトで行われることの多い配電網補強の既存応用例は、主に配電会社が電力貯蔵システムを直接運用するという構造に従っている。しかし、配電の発送電分離が規制により法的に義務付けられている地域では、これは実行可能なモデルではない可能性がある。配電網補強のためにのみ電力貯蔵システムを利用した場合、特定の地域における系統制約が年に数時間しか発生しない可能性があることを考慮すると、配電網の利用率が大幅に低下すると考えられる。一方、競争の対象となる配電網サービスの提供は、配電会社が事実上の市場参加者として活動することにつながる。

この問題に対処するために、イタリアの規制機関は先般、配電会社が実証プロジェクトの終了後も電力貯蔵資産を所有して運用するための認可条件を定めるための枠組みを提案した(AEEGSI, 2015a)。図 3.17 に示すように、これらの条件は非競争的活動もしくは小規模な応用例に限定され、全ての場合において規制機関により承認された方法に従った費用便益評価の対象となる。

図 3.17 電力貯蔵の所有における配電会社の役割を決定するためにイタリアの規制機関が提案する枠組み



出所: Lo Schiavo, 2015

一方、欧州委員会は、配電会社による電力貯蔵施設の所有、開発、運用と管理を禁じる意向を表明している(European Commission, 2016b)。次の 3 つの基準が満たされる場合、この規則が免除される場合がある。1) 他の主体は公開入札手続きでこれらの活動に関心を示さない、2) 電力貯蔵施設により、配電会社の義務の遂行が可能になる、3) 規制機関が前述した 2 つの要件の順守を検証し、承認する。規則が、技術やビジネスモデルの発展に沿った最新の状態であり続けるために、欧州委員会は、電力貯蔵施設の所有を(5 年ごとに)配電会社に許可している規制機関は、これまでの条件を公聴会で定期的に再評価し、必要に応じて規則を変更するよう提案している。カリフォルニア州では、電力貯蔵施設の

実証から市場投入までのさまざまな段階を含む興味深いイニシアチブが実施されており、規制機関は 2020 年までに 1,325 メガワットの貯蔵容量を市場投入するために投資者所有の三大電力会社に拘束力のある目標を設定している (CPUC, 2013)。目標は事業者と応用例の種類別に分類され、系統連系された電力システム (送電、配電、需要家貯蔵) ごとに分けられている (表 3.8 参照)。

表 3.8 カリフォルニア州で提案されている投資家所有の電力会社の電力貯蔵目標 (設置メガワット/年)

電力貯蔵領域 相互接続点	2014	2016	2018	2020	合計
サザン・カリフォルニア・エジソン (Southern California Edison)					
送電	50	65	85	110	310
配電	30	40	50	65	185
需要家	10	15	25	35	85
SCE 小計	90	120	160	210	580
パシフィック・ガス・アンド・エレクトリック (Pacific Gas and Electric)					
送電	50	65	85	110	310
配電	30	40	50	65	185
需要家	10	15	25	35	85
PG&E 小計	90	120	160	210	580
サンディエゴ・ガス・アンド・エレクトリック (San Diego Gas & Electric)					
送電	10	15	22	33	80
配電	7	10	15	23	55
需要家	3	5	8	14	30
SDGE 小計	20	30	45	70	165
全 3 電気事業者の合計	200	270	235	490	1,325

出所: CPUC, 2013

この要件に対応するため、電気事業者は 2 年ごとに競争入札を実施する。これらの入札プロセスの前に、電気事業者は調達計画を規制機関の委員会に提出して評価してもらうことが求められており、そのためには次の目標 (電力システムの最適化、再生可能エネルギーの統合、温室効果ガス排出量の削減) への貢献を正当に評価する必要がある。この政策決定のゴールは、電力貯蔵の採用を促進することである。したがって、電気事業者が工事発注や調達計画において中心的な役割を与えられるという事実にもかかわらず、電力貯蔵容量の 50%しか所有しないことがある。

カリフォルニア州での導入例に類似したオークションを通じた手法は、発送電分離が実施されているイタリアなどの国々で、配電会社が最も必要とする地点に電力貯蔵システムを確実に配置する手段として適用されることも可能である。配電会社は、位置と必要な電力システム補強サービスを決定することが可能になり、入札で選ばれた電力貯蔵装置の運用者は、自社事業に貢献すると考えられる配電会社と長期契約を結べる可能性がある。

最後に、本章の冒頭で述べた 2 つの主な規制上の課題を思い出してほしい。1) 配電会社が電力貯蔵資産を所有もしくは運用することを許可するか否か、2) 配電網の観点から、電力貯蔵施設の適切な配置や規模をどのように確保するか。本章で述べたように、配電会社による電力貯蔵資産の設置と運用

が可能になると、配電会社はその地点と運用を直接決定できるため、電力システム補強のための貯蔵電力の利用が容易になる。しかし、系統制約の発生が特定の時間に限られているため、これが電力貯蔵資産の利用低下につながる可能性もある。さらに、電力システムの補強サービスは、通常、電力貯蔵機器にとって好ましい事業結果をもたらすには不十分である。そのため、電力貯蔵事業者は、電力価格の裁定取引や需給調整サービスといった、新たな収入源を探す必要があると考えられる。これらは、発送電分離規制や市場アクセス規則により配電会社には禁止されていることもある。

一方、エネルギー貯蔵施設の設置と規模の決定を市場プレーヤーに任せても、電力システムの観点から必要な地点と容量に設置されるとは限らない。配電会社は、このような障壁を克服するための規制メカニズムを必要とする。したがって、規制機関は、特定の状況下において発送電分離義務を免除するか、あるいは入札を通して配電会社がエネルギー貯蔵施設運用者とサービス契約を締結できるようにすることが考えられる。電力システムを補強（およびエネルギー貯蔵システムによる系統混雑を回避）するためのエネルギー貯蔵システムに関する運用上の意思決定に関しては、配電会社が 3.2.2 項および 3.5.1 項で述べたメカニズムを通してそのようなサービスを購入することが可能であり、これにより真の系統運用者となることができる²¹。

3.5.4 電気自動車用充電設備の市場投入に向けたビジネスモデル

市場の力だけで初期段階における公共の充電インフラを促進させることは不十分な可能性があるため、政策立案者と規制機関は電気自動車部門の始動に向けて一歩踏み込む必要も出てくる。

電気モビリティは、二酸化炭素排出と地域汚染を抑制するための大切な要素として認識されている。自家発電された電気を利用するハイブリッド車は、かなり以前から商業化されている。それでもなお、電気モビリティの便益を十分に享受するには、電力網との連携により車載蓄電池を再充電するプラグイン型電気自動車の開発が必要である。

充電設備は、家、職場、駐車場、ショッピングセンターなど、さまざまな場所に配置可能である。公共充電設備システムの市場投入は、電気自動車の大規模な採用をもたらすと考えられる。私有地の充電設備に関しては、配電会社は、他の配電網の利用者と同じ条件で配電網への連系を許可する以外に一切の役割を果たせない。それにもかかわらず、配電会社は公共充電インフラの展開において、より積極的な役割を果たす可能性がある²²。

公共充電サービスは、前払い、毎月の定額料金、他の商品やサービスを宣伝するための無料課金など、様々な料金体系に伴い、営利活動となりうる。例えば米国では、複数のさまざまな充電供給者が全国的

21 なお、3.3.2 項で説明したように、配電会社は、設備投資費用の削減よりも運転費用を優先するのではなく、全体的なコストを削減することが規制により奨励されることが望ましい。そうでなければ、電力システム投資の代替として電力貯蔵に頼る動機がほとんどなくなるか、電力貯蔵施設の所有が許されている場合、規制上の資産基盤を増加するために電力貯蔵資産に過剰投資し、情報の非対称性により便益を得る可能性がある。

22 (プラグイン型)電気自動車の市場投入は、3.2 節で述べたように、分散型電源と同様に配電網の計画と運用にも影響を与える。さらに、配電会社は、電気自動車の充電設備が分散型(例:家庭内の充電設備)または集中型(充電ステーション)のいずれかである場合は、これらの設備により提供される柔軟性を頼りにすることができる。このように、電気モビリティの大規模な採用は、配電会社が系統運用機関としての新たな役割を担う必要性を強化すると予想される(3.5.1 項)。

にサービスを提供している。米国エネルギー省の代替燃料供給所探知システム²³によると、全米で11,000カ所を超える電気自動車用の公共充電ステーションがあり、電気事業者により直接運営されているのは、そのうちの1.5%未満である。ボックス3.14に記載されているように、残りのステーションは充電供給者の民間ネットワークや公的機関によって運営されている。

ボックス 3.14 米国における電気自動車の公共充電に向けたビジネスモデルと促進要因

電気自動車の大手メーカーであるテスラ・モーターズは、いわゆるスーパーチャージャーを基盤にして、幅広く導入されている公共の急速充電設備をネットワーク展開している。北米各地にあるテスラ専用スーパーチャージャーを図3.18に示す。

テスラ・モーターズは、乗り継ぎされる高速道路や混雑した市内中心部にスーパーチャージャーを配置するという戦略を採用している。自動車メーカーとしての同社の動機は、走行中のバッテリー切れに対する不安を克服し、電気自動車の販売を促進することである。

その他の主な充電供給システム(SemaConnect, ChargePoint, Blink)^aは、電力会社から電気を購入して契約者に販売する定量契約ベースの事業者である。これらの電力システムも、個人需要家に充電設備を販売し、国内利用者や商業需要家などに向けて幅広い商品を取り揃えている。つまり、これらのビジネスモデルは、電力の販売と充電設備の両者を通じたものである。

図 3.18 北米各地にあるテスラ専用スーパーチャージャー



出所: Tesla Motors, 2017

a. <http://www.semaconnect.com/>; <http://www.chargepoint.com/>; <http://www.blinknetwork.com/>.

市場の力だけでは、市場規模が限られている場合にこのようなインフラを配置することは難しい可能性

23 2015年10月に閲覧。<http://www.afdc.energy.gov/locator/stations/>.

がある(THINK Project, 2013)。例えば、この役割を配電会社に配分し、電気自動車の充電設備を規制資産として扱うことによって、政策立案者は初期段階において電気自動車分野を立ち上げることが必要な場合がある。しかし、これは発送電分離ルールにより阻まれる可能性がある。例として、代替燃料インフラに関する欧州指令 2014/94/EU²⁴は、公共の充電施設の運営は自由化された活動であり、配電会社はいかなる充電施設運用者とも公平に協力することが望ましいと述べている(Box 3.15 参照)。さらに、配電会社の主導による市場投入は、料金支払者が電気自動車の利用者に助成金を支給しているのと同じ意味になる。

ボックス 3.15 代替燃料インフラの導入に関する欧州指令 2014/94/EU^aによる充電サービスモデル

電気モビリティの開発には、配電会社、電気供給業者、充電設備運用者、モビリティサービス提供者(例として、電気自動車メーカーなどの専門業者)や電気自動車のドライバーなど、関与するさまざまな対象との契約関係について慎重な規制が要求される。

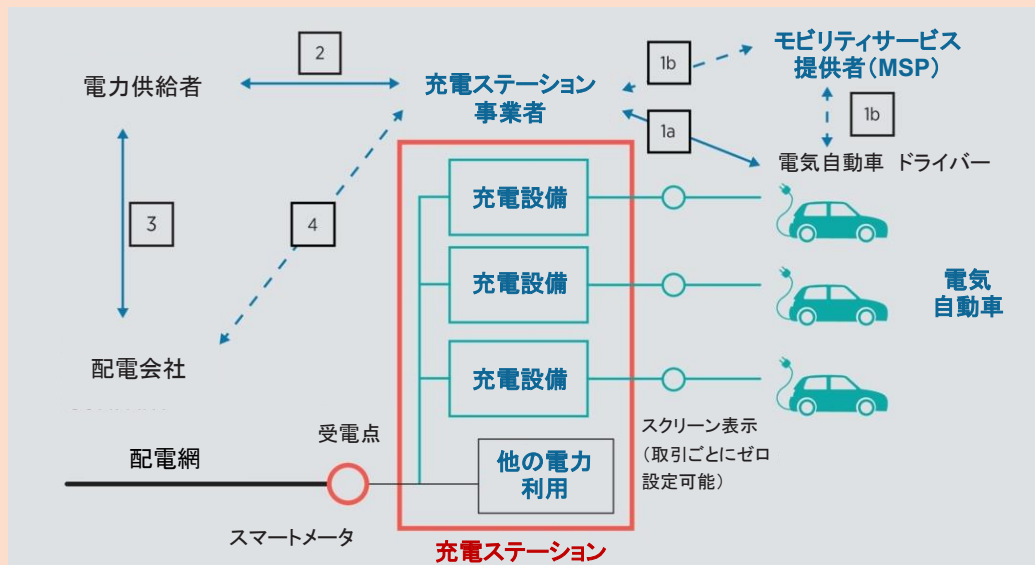
図 3.19 に示すように、代替燃料インフラに関する欧州指令 2014/94/EU は、充電サービスのための開かれた競争市場の創出を目的として、これらの契約関係に対処するいくつかの原則を定めている。基本的な前提として、供給される商品は「再充電可能な」ものを束ねたものである。したがって、電気自動車のドライバーは充電サービスと電気を別々に購入できない。電力システムの最終需要家は、電力供給者と供給契約を結んでおり、小売市場で自由に選択される充電ステーション事業者である。電気自動車のドライバーと電力供給者との間に契約関係はない。

代替燃料インフラで提供されている主要ガイドラインを、以下に抜粋する。

- 配電会社は、充電ステーション事業者への接続サービス[4]と、充電ステーション事業者によって選択された電力供給業者への送電サービス[3]の両者を公平に運用しなければならない。配電会社の公平性と効率性を確保するために、配電会社が(配電会社とは別の事業で)電力供給や充電事業も提供する垂直統合グループに属する場合は、適切な発送電分離ルールを適用することが望ましい。
- 充電ステーション事業者は、欧州連合内の全供給業者の中から 1 社以上の電力供給業者を自由に選択可能であり[2]、直接[1a]同じ燃料供給モードで、もしくはモビリティサービス提供者(通常は電気自動車メーカーまたはその他の専門組織)の仲介[1b]により、電気自動車のドライバーが選択したとおりにサービスの支払いを行うことができる場合、電気自動車のドライバーに充電サービスを提供しなければならない[1]。
- さらに、電気自動車のドライバーは、充電ステーション事業者と契約関係を結んでいなくても、単発で(通常の支払い手段で決済される一回の取引で)、再充電が可能でなければならない。

24 代替燃料インフラの導入に関する 2014 年 10 月 22 日付け欧州議会・理事会指令 2014/94/EU(EEA 対象文書)

図 3.19 電気モビリティに関わる各プレイヤーの契約関係



凡例: 1a: 電気自動車ドライバー—充電設備運用者(直接)、1b: 電気自動車ドライバー—充電設備運用者(モビリティサービス提供者の仲介)、2: 充電設備運用者—電力提供者、3: 電力提供者—配電会社、4: 配電会社—充電設備運用者(接続のみ)

a. 代替燃料インフラの導入に関する 2014 年 10 月 22 日付け欧州議会・理事会指令 2014/94/EU

出所: Lo Schiavo, 2017

政策を推進するために他の方法も探求できる。例えば、地方自治体などの公的機関は、入札で締結された長期契約を通じて、充電設備の配置と運用を割り当てることが可能である(THINK Project, 2013)。したがって、公的機関の役割は、そのような契約の条件(充電設備の数、価格設定規則、標準化要件など)を設定し、競売を体系化することである。

3.5.5 結論と提言

エネルギー転換が進化するにつれて、セキュリティの保たれた系統運用を確保するために必要な発電容量と柔軟性のある資源が、ますます高い割合で配電網に接続されると考えられる。需要意識の向上と先進的メータリング・インフラの市場投入は、配電会社が目にする業界の状況変化に資するものである。それに対応し、自由化された市場の配電会社は、分散型エネルギー源の効率的な統合に向けて自社の役割を適応させていく必要がある。

政策立案者が電気事業の自由化を追求している国々において、配電会社は機能的な小売市場を生み出す手助けをしている。分散型エネルギー源の増加に関する重要な課題は、透明性があり公平な条件で市場参加者にメータリングデータへのアクセスを提供する必要性である。これは配電会社が従来から行っている業務と見なされる可能性もある。しかし、配電会社が小売市場で積極的に活動している垂直統合型事業に属している場合、または供給義務を負っている供給者として活動している場合、規制機関は代替のデータ管理モデルを検討することが望ましい。

データ管理の分権化の程度と配電会社の関与度によって、さまざまなモデルが考えられる。合意された

3

最も適切なモデルは存在しない。最終的な選択は、主に各国の配電事業の規模と構造によって決定される。いずれにせよ規制機関は、特に先進的メータリングを導入した後は、公平なデータへのアクセスを確保し、需要家のプライバシーを保護しなければならない。

配電会社はエネルギー市場とアンシラリーサービス市場への分散型エネルギー源の参加を促進することが望ましい。これに関して、配電会社は、分散型エネルギー源が上流市場に供給された電力の信頼度の技術的な実現可能性を担保し、メータリングデータを通じたサービスを事後に検証することができる。これらの任務の実行には、配電会社と系統運用者との間で従来制限されていた連携を見直す必要がある。送電系統運用者と配電会社の活動を運用レベルで調整するには、革新的な技術解決策の実装が必要である。

市場推進者に加えて、配電会社自身も効率的な配電計画と運用を確実にするために分散型エネルギー源の柔軟性を利用することが望ましい。したがって、配電会社が真の配電系統運用者となり、自社の配電網に接続された資源を積極的に管理するためには、最終消費者との連携を強化することが必要である。これに関連して、配電会社の責任を規制により明確に定義し、特に配電会社が小売競争の状況下で垂直統合された会社に属する場合、潜在的な反競争的行動を監督することが望ましい。

最後に、規制により、先進的メータリング、分散型貯蔵、電気自動車の公共充電インフラなど革新的インフラの導入と運用における配電会社の役割を明確にする必要がある。

- 先進的メータリングは、デマンドレスポンス、持続可能な自家消費の導入や電気自動車の充電と分散型電力貯蔵の積極的な管理を可能にする重要な技術である。大規模な展開には、技術的および経済的条件を設定するための政策指令が必要である。先進的メータリングの市場投入は、メータリングサービスに競争が導入された場合を除き、通常は配電会社によって実施される。プライバシーや健康上の懸念による最終消費者からの反対意見への対処としてオプション条項が採用される場合がある。
- 分散型電力貯蔵は、電力システムの補強サービスを提供する可能性を秘めている。しかし、これは機械的に配電会社が電力貯蔵機器を所有して運用することが望ましいという意味ではない。実際に、事業として成り立たせるためには、電力貯蔵の運用者が競争市場において他のサービスも提供する必要があるかもしれないことから、配電会社が電力貯蔵機器を所有することを発送電分離の条項の適用から除外することが考えられる。したがって、発送電分離の義務の免責が必要になる場合もある。あるいは、配電会社は入札を通して電力貯蔵の運用者とサービス契約を結ぶ権利を有する可能性もある。
- 電気自動車市場の発展は低い水準にあるため、市場の力だけでは公共の充電インフラを促進することはできない。政策立案者は、配電会社にその導入に対する責任を与えることで電気自動車分野を活性化できる可能性がある。ただし、状況によってはこれが不可能なことがある。一方で、発送電分離ルールによって、配電会社が電気自動車の利用者に電力を販売することが妨げられる可能性がある。他方、電気自動車の充電設備を規制資産の一部として扱うことは、料金を支払う

人々が電気自動車の利用者に助成金を支給しているのと同じ意味になる。したがって、初期段階で政策による後押しを提供するために、他の政策代替案を模索することが考えられる。



得られた知見と政策提言



4



世界は、エネルギー転換の只中にある。電力分野が経験していること、あるいは近い将来経験すると考えられることとしては、電源構成における低炭素技術、発電設備容量の分散化、地域的な相互接続と市場統合の拡大、価格付けの選択肢や消費特性に関する詳細な情報が得られることによる需要家の影響力の拡大、多様な分散型エネルギー源の利用可能性や利用率の向上などが考えられる。

第2章と第3章で説明したように、この変革がもたらす様々な課題に応じて、再生可能エネルギーの政策と電力部門の法規制は、相互の連携によって機能するとともに、新たな現実にも適応していかなければならない。

法規制と政策の双方が効果的であるためには、その立案と実施に当たって、自由化の程度や制度的な調整、市場構造、電力システム開発、電化率、再生可能エネルギー普及率など、各電力部門の特徴を考慮する必要がある。

本節では、本報告書の主要調査結果を要約し、ここで提示された政策上・法規制上の主要推奨事項について、その概要を述べる。

4.1 卸市場の設計

第2章では、電力部門の上流、具体的には発電と電力システムの運用、特に電力システムを従来よりも効率的で、持続可能な未来へと導くために必要な卸市場の設計改善に焦点を当てた。

この議論は、大きく2つの節に分かれる。

最初の節では、電力の前日市場から需給調整市場に至るまで、短期市場メカニズムの機能を向上させるため、微調整が必要とされる多数の重要設計要素を検討した。事例研究として、米国の独立系統運用機関と欧州連合の電力取引所を取り上げた。これら2つの事例から得られた教訓は、他の自由化された市場にも転用することが可能である。

2つ目の節では、新たな容量供給源(再生可能エネルギーを含む)の導入を促進する目的で、電力規制機関が市場に介入するために設計した長期メカニズムとして、容量報酬メカニズムや再生可能エネルギー支援メカニズムに焦点を当てた。議論は、主に2つの観点に基づいて進め、第一に、容量報酬メカニズムを再生可能エネルギーの観点から検証した。また、第二に、再生可能エネルギー支援メカニズムの主な設計要素を評価し、市場機能への干渉を最小化すると同時に、低炭素技術の導入を促進するツールとして当該メカニズムの効率性が最大限発揮されるような法規制のあり方を検討した。

4.1.1 短期市場設計の適用

短期エネルギー市場の設計は、とりわけ時間帯、入札方式、清算・価格決定の方法、および予備力市場や規制市場との一体化について、あらゆるレベルで強化・改善する必要がある。

必要な改善の種類は、具体的な市場設計方式によって異なる。重要な鍵となるのは、市場運営者(うち電力取引所)と系統運用者の機能に関する相違である。この相違が、米国と欧州連合の市場設計を区別する。市場運営者と系統運用者の役割が異なる程度は、米国では目立たないものの、欧州連合では非常に顕著である。

■ 入札方式

米国の自由化された電力システムでは、独立系統運用機関は、詳細な運用コスト(および機会コスト)や自社発電ユニットの技術的制約が忠実に反映されるような複数の売り入札を発電事業者に要求している。この入札方式は、発電参加者を効率的に予定へ組み込み、発電参加者へ効率的にディスパッチを発動することが実現できるため、再生可能エネルギーの導入率が高い場合でも破綻しない。

ただし、これらの新たな電源を連系する独立系統運用機関モデルの機能は、さらに改善の余地がある。さまざまな特徴を持つ電源は、より良い形で市場に統合させることも可能である。これには、特定のニーズに応じた多数の入札方式が必要とされる。例えば、デマンドレスポンスと関連付けて、(Liu et al., 2015)は、「この入札制度は、とりわけ価格シグナルに応じて需要家が消費電力量の調整意思を表明できるような、価格/数量型入札方式の代替メカニズムとしての役割を必ずしも果たしているわけではない」と指摘している。

欧州連合の場合、電力取引所が運営する前日市場は、もともと単純な電力オークションとして想定されていた。この単純入札を利用するため、市場参加者は結果として生じるディスパッチを予測し、すべての運用コストと制約を入札価格に組み込む必要がある。この作業を遂行することができるよう、市況は予測可能であることが求められる。

変動性再生可能エネルギーの導入が進むにつれて、不確実性が高まり、入札方式はその複雑性を増している。しかし、欧州連合では、従来のプール制や米国の独立系統運用機関で利用されている多項目方式を選択する代わりに、各電力取引所がいわゆるブロック取引や準複合型注文を段階的に取り入れている。

多項目方式は、ブロック取引や準複合型注文よりも複雑だが、電源(の状況)を提示するにはより「自然な」方法であり、多項目方式で複数のブロック注文を置き換えることができる場合は利点がある。ただし、欧州連合の電力取引所で多項目方式を導入するには、市場設計や清算ルールを大幅に変更する必要がある。

間欠性の再生可能エネルギーを従来よりも効率的に取り込むことができるよう、米国と欧州の市場モデルで、入札方式の継続的改善が見込まれている。

■ 価格付けと市場での清算

均衡価格方式(ペイ・アズ・クリアー方式、単一価格方式)に基づく限界価格の決定は、2つの観点から理想的である。第一に限界価格が最適なディスパッチと一致することであり、第二に参加者すべての取引を同一価格(単一価格)で清算するため、(市場参加者は)実際のコストに基づき応札し、非効率を最小化するために効率的なシグナルを発信することである。

完全な限界価格決定は、理想的な条件の下でのみ実現が可能である。理想的な条件は、発電電力量の目的関数に非線形性や「アップダウン」がないことであるが、実際の市場では、そのような非線形性やアップダウンが普通である。変動性再生可能エネルギー電源の存在は、これらの複雑な挙動を深刻化させる。そのため、清算や価格付けの市場ルールを定める際には、最適なディスパッチを達成するという目的か、単一限界価格決定方式を導入するという目的か、そのいずれかを選択する必要がある。米国は前者の目的を選択したが、欧州連合は後者の目的を選択している。

米国の場合、社会厚生を最大化を実現するディスパッチに厳密に一致させる上で、アップリフト負担金として知られる特定の事業者への補足的支払が、価格決定システムの不可欠な要素となっている。根本的な問題は、アップリフト負担金が単一限界価格(または地域における限界価格の総体)から逸脱していることであり、これにより、すべての参加者に適用される正当な市場シグナルの発展が妨げられる。本報告書で検証されたアップリフト負担金問題に対する複数の方式には、共通点がある。それは、すべてのコストをできる限り同一価格に組み込ませるという(決して完遂できない)試み、つまり可能な限り同一価格に近づくようアップリフト負担金を最小化するという試みである。

欧州連合の場合、単一価格の決定をルール上優先させたことで、最小コストから乖離する短期ディスパッチを招いている。前述のように、これはトレードオフの問題である。欧州では、短期的にコスト効率のロスを招くとしても、単一価格方式は支持に値する方針なのである。欧州連合の平日価格市場における価格付けと清算に係るルール設計には、3つの大きな問題がある。1)アルゴリズムの透明性が相対的に欠如している、2)市場価格を設定できない電源ユニットが存在する、3)アルゴリズムが複雑であるため、処理できる複合注文やブロック注文の数量が制限される。

これら3つの問題はすべて、単一価格で清算することによる根本的な複雑性に結び付いたものである。

4

現在の努力は、数量と複雑性が増大する入札に対応するために、ユーフェミアの演算性能(使用されるアルゴリズムについては、添付資料を参照)を改善する作業に集中している。

- PCR-ESC(2015年)は、複雑な課題を解決するため、以下のような長期的な解決策を提案している。
- 参加者と市場(入札ゾーン)ごとに許可される一括型商品や他の複合型商品の数量を削減する。
- ユーフェミアで扱われる商品の範囲を削減する。
- 線形的な価格決定ルールを緩和する(すなわち、ひとつの入札ゾーンと入札期間に対して、ひとつ以上の価格が考えられるという事実に対応する)。
- 入札方式について述べたように、ふたつの市場モデルにおける市場の清算ルールは、従来以上の割合で多様な再生可能エネルギーを効率的に連系することを追求している。これら形式や規則の発展は密接に関連している。入札方式は、市場の清算ルールや価格決定ルールをかたどっているが、逆にこれらの規則も入札方式へ影響を及ぼしているのである。

■ 価格とスケジュールの地点分解能:ゾーン別かノード別か

変動性再生可能エネルギー、特に風力の導入拡大は、送電網にこれまで以上の制約をもたらす可能性がある。ゾーン料金制は、系統制約を反映する単純化された方式だが、市場の効率性を犠牲にする場合もある。この点に関して、ノード料金制は、多くの場合、高次元の運用や投資シグナルを提供することができるものの、導入に困難が伴う可能性もある。

■ 予備力の必要量と調達を再考する

系統運用者は、予備力の供給機能を改善するため、新たな解決策を導入し、電力システムに提供する価値に応じて、予備力の料金を設定する必要がある。また、エネルギー市場と予備力市場は、前者が後者の実情を反映できるよう、適切に連携することが望ましい。

予備力市場では、必要量が通常、市場メカニズムを通じて調達される。系統がぎりぎり運用できる状況において予備力に対するメガワットあたり支払意思額は、供給支障の場合の損失に相当して設定される(もっとも、これを下回る価格が人為的に設定されることもある)。この最低条件を超えてしまうと、新たな予備力が何メガワットであろうとも、その限界価値は、通常ゼロに設定される。但しこれは、厳密な法の原則に照らせば疑問視されるべき慣行である(Hogan, 2014)。

■ 市場の時間枠、ディスパッチと価格

多様性が拡大するにつれて、市場シグナルの時間分解能を高める必要がある。より最適化・柔軟化された市場の時間帯が求められる。欧州連合の場合には、当日市場で(個別の売買により)完全な流動性を保証することが有効な方法だが、米国の文脈では、インバランスと価格づけ(コスト配分)の連動性を改善することも考えられる。

■ 市場と商品の需給調整

需給調整市場を適切に設計することは、1)市場が柔軟性に対し正確なインセンティブを提供し、2)すべての電源が系統運用者に対して、潜在的な柔軟性を効果的に提供する上で不可欠である。

インバランスの責任とインバランスの決済は、需給調整メカニズムを設計する上で最も重要な要素であり、そして議論を呼んでいる要素である。

- 需給調整責任者を定義することは、二重インバランス料金制度と組み合わせられて、議論の対象となっている。二重インバランス料金制度を適用する一方で、需給調整責任者に対し発電ポートフォリオを許可することによって、大企業に競争上の優位が容認され、小企業の参入障壁となる。
- 二重インバランス料金制度は、インバランスコストを正確に反映していないため、リアルタイムの価格シグナルを歪める。
- 現在、再生可能エネルギーがこのようなインバランスに対する責任を負う傾向が強まっている。これは、大量の再生可能エネルギーを効率的に市場へ連系するうえで重要な事実である。

需給調整商品を定義することによって、分散型エネルギー源と再生可能エネルギーの参入に大きな障壁がもたらされる可能性がある。以下のガイドラインが参考になる。

- 柔軟性の高い新たな電源の可能性を引き出すために、革新的な商品を定義する。
- 機能が異なる電源には、異なる価格シグナルを与える。
- 需給調整の電力量、上方予備力、下方予備力の調達を分離する。
- 可能な限り、規模や技術に基づく参加制限を回避する。

需給調整商品の価格決定は、均衡価格方式(ペイ・アズ・クリアー方式)または応札価格方式(ペイ・アズ・ビッド方式)のいずれかに依拠することができる。多くの場合、調達は相対契約で行われるため、形の上では、商品は応札価格方式で価格設定される。それ以外の場合、市場支配力を緩和し、変動の少ない価格を提供するため、ペイ・アズ・ビッド方式(および平均予備力料金制)が採用されている。一般的には、限界価格で市場価格が決定されることが望ましい。政策立案者や競争の市場の規制機関が、大きな問題は市場支配力にあると確信する場合、長期的な解決策は、価格決定ルールを変更することではなく、市場支配力を生み出す根本原因としての市場構造に対処すること(あるいは当該サービスに関わる規制条項の直接実施)である。むしろ限界価格は、鋭く大きな価格変動を伴う。しかしながら、これは、柔軟性のリアルタイムの価値を反映し、価格変動に鋭敏に反応する電源をインセンティブ付けしていく上で、必要なシグナルなのである。

4.1.2 短期的なシグナルを生かしながら長期的なシグナルを改善

本節の主旨は、かなり明快である。再生可能エネルギー技術は、可能な限り、従来の技術と同一の市場シグナルにさらされることが望ましい。これは、電力システムへの効率的な連系を促進するために重要である。その上で、再生可能エネルギー支援メカニズムの設計が本ガイドラインと一致していることが必要である。したがって、再生可能エネルギーに対する経済的インセンティブは、再生可能エネルギー

4

発電事業者を市場のシグナルにさらすことによって、発生するコストと便益を考慮に入れることが望ましい。

再生可能エネルギー電源と分散型電源の浸透により、従来の容量メカニズムや特定の再生可能エネルギーへの支援を含む長期的なメカニズムが発達している。多くの国々では、発電の適正化に向けた制度構築が法整備の最優先課題に位置付けられている。既存の発電事業者に適応のための時間を与えないまま、風力や太陽光などの再生可能エネルギーを短期間で電力システムに投入すると、短期的な価格変動の激化とエネルギー価格の低下により、従来型電源が苦戦するのは事実である。ただし、容量ベースでの報酬の必要性は、法規制による長期計画の不確実性に対応する目的で、市場価格に上限を設けることとの関連が最も深い。前述のように、多様な電源の導入は、電力量や容量に制約のある電力システムにさまざまな影響を与える。電力量に制約のあるシステムである場合、送電容量がボトルネックにならなければ、再生可能エネルギー技術によって電力システムの運用が複雑化することはない。また、再生可能エネルギーは電源アデカシーに大きく貢献することができる。他方、容量に制約のある電力システムの場合、ディスパッチが不可能な発電所は系統運用に影響を及ぼすため、容量メカニズムに再生可能エネルギー技術が参加することは稀であり、前者の場合より困難である。

■ 容量市場の設計と再生可能エネルギー

技術的に可能な限り、再生可能エネルギー技術は、(他の技術と同様に)再生可能エネルギー発電の参加者がリスクの観点から実行可能かつ許容可能と考える範囲内で、電源アデカシーメカニズムへの参加を認められること、またそれを期待されることが望ましい。ただし、この参加が受け入れられた場合、電源アデカシー市場での競争が効率的に設計されているという保証が必要である。この点については、公正な競争を達成するうえで極めて重要な設計要素がいくつか存在する。それは、取引可能な数量、及びパフォーマンスへのインセンティブ付け(想定以上および想定以下のパフォーマンスに対し、課金ないし支払をすること)に制約を課すことである。

いうまでもなく、容量メカニズムに対する再生可能エネルギー技術の参加は、他の市場分野に対する参加と同様に、これらの技術が市場の外から受ける支援と整合が取れていることが望ましい。再生可能エネルギーには、依然として経済的インセンティブが必要な場合もある。しかし、将来、それらのインセンティブは、徐々に市場に適合していくことが望ましい。市場設計の観点から見れば、再生可能エネルギーへの支援は、市場の歪みを最小化しつつ、最適な投資シグナルを提供することが望ましい。また、プロシューマーと分散型エネルギー源への支援は、以下で論じるように、コスト回収を保証するため、全般として需要家の電気料金との整合を図ることが望ましい。

■ 再生可能エネルギーの支援と卸市場の統合

再生可能エネルギーを電力市場に取り込む必要性についてコンセンサスが高まっている。この統合には、市場と親和性の高い支援制度が求められる。しかし、完璧な支援制度などないことを忘れてはならない。いずれの支援制度にも賛否両論がある。

- 発電電力量ベースのメカニズムは効率的な投資決定の促進に優れているが、短期的な市場の歪みを引き起こす可能性がある。
- 容量ベースのメカニズムは、発電ベースのメカニズムよりも一般的に市場との親和性が高いが、最適な投資決定の促進についてはあまり効果が見込めない。

容量ベース方式に内在するリスクは、適切な制度設計によって軽減することができ、目標が市場統合であれば、一般に好ましい制度像となる。

再生可能エネルギー電源が分散化して、電力需要家の内部に置かれる場合、支援方式に関しても同じように一般的な配慮が必要である。配電段階における支援方式と料金の設計について、4.2 節で論じる。

4.2 配電網と分散型エネルギー源

第 3 章で説明したように、エネルギー転換は電力部門の下流、つまり配電事業と小売事業の著しい変化を促進している。これらの変化は、革新的な技術の普及と情報の利用可能性の向上によって、電源が分散化できるようになったこと、また、中小規模需要家が影響力を持てるようになったことが原動力となっている。以下に、電力システム全体の信頼度と経済的持続可能性を確保しながら、分散型エネルギー源の大量導入と効率的な連系を促進する上での推奨事項をまとめる。

4.2.1 分散型電源の割合が高い場合の規制対応

コスト低減と低炭素技術導入促進政策に牽引されて、配電網に連系される分散型電源の水準は上昇し続けている。電気事業者は、需要家にエネルギーを供給するために分散型電源ユニットを設置する必要がある。独立事業者あるいは需要家は、特に再生可能エネルギー促進政策が小規模な施設を優遇する(ネットメーティング、自家消費政策、固定価格買取制度など)国々で、分散型電源施設に投資する可能性がある。

分散型電源の導入は、例えば正味負荷の削減(ピーク需要時に太陽電池システムが発電する場合)や送配電ロスの軽減(発電ユニットが消費地点に近い場合)などの点で、電力システムにプラスの効果をもたらす。ただし、電力システム管理に対する従来の受動的な方式では、高水準の分散型電源を接続すると、系統コストが増加する可能性がある。電気事業者または(発送電分離された)配電会社のうち、いずれかの系統運用者が、分散型電源の投資家や需要家によって自由決定された発電所の地点と運用を直接管理できない場合は、特に系統コストが増加する。このことを念頭に置き、規制機関は、望まれる変革と十分に整合した法制上のインセンティブを用意することによって、これらの会社がより積極的な戦略を採用することを奨励することが望ましい。そのような法制度の変更は、分散型電源の導入率が高まるにつれて、その妥当性が増大する。したがって、法制度の変更は、電力システム内で発電を管理する配電会社が積み重ねる経験とデータに基づいて、漸次精査を受けることが望ましい。

分散型電源の導入率が低い国々では、このような現象を扱った経験の乏しい電気事業者や配電会社が、自社の直接所有していない電源を自社事業への脅威として捉える傾向も見られる。一方では、オン

4

サイト電源の設置が、配電される電力量の減少により、事業収入の減少につながる可能性がある。他方、分散型電源が配電容量の引き上げを求めると、コストは一定のままである可能性があり、さらには増加する可能性さえある。系統運用者が分散型電源接続に反対したり、これを遅延させたりしないよう、規制機関は、配電会社の収入や電力システムコストに与える分散型電源のマイナス影響を軽減することに注力することが望ましい。分散型電源の導入率が低い場合、規制機関には以下が推奨される。

- 配電事業の報酬と電力量を分離する。それにより、事前に許可された収入と電気料金で回収された金額の乖離は、事後に補正することができる。
- 電気事業者と配電会社に対し、彼らの管理外にある分散型電源が原因と考えられる増加コストを補償する。これには、彼らの収入を増やす方法と、コストを転嫁する方法がある。

再生可能エネルギーのコスト低減は、分散型電源の大規模な展開につながっていくと予想される。大量の分散型電源を効率的に支援し連系するために、電力網運用者が高度なグリッド技術を投入するよう、すなわち従来よりもスマートな配電網への移行を展開するよう、インセンティブを与えることが望ましい。革新的な解決策は、電気事業者と配電会社にとって、従来の「安定した投資」よりも高いリスクを伴うため、政策立案者は、パイロットプロジェクトを推進し、ここで学んだ教訓の共有を図ることが望ましい。

- 有効な措置として、革新的な系統プロジェクトを推進する国家的あるいは国際的な官民共同ネットワークの創設と参加、ベストプラクティスの普及および関連利害関係者の貢献が挙げられる。これらイニシアチブの目標は、地域における優先順位を特定し、試験から導入に至るプロセスを加速するために知識共有を図ることにある。
- 政策立案者と規制機関は、電気事業者や配電会社が戦略的分野のパイロットプロジェクトに投資できるよう、特別な金銭的インセンティブを設定することが望ましい。ベストプラクティスとしては、競争のメカニズムを通じてこれらの資金を配分することや、情報開示義務を導入することなどを挙げることができる。

その後、系統運用者は実証実験を通じて収集した経験を活用して、実証された解決策の投入に進むことが望ましい。高度な系統の解決策技術及び分散型電源が配電サービスと柔軟性を提供することで、技術経済的な効率性を実現するためには、規制機関が電気事業者と配電会社への収入やインセンティブのあり様を変革することが望ましい。

配電関連の規制については、包括的な改革が実施されることが望ましい。ここで推奨されるのは、以下の規制条項である。

- 配電会社が測定可能な指標（電力損失、需要家の満足度、二酸化炭素排出量、ピーク時の負荷削減など）による自社業績の評価に十分な投資を行うよう配慮することから、規制の焦点をシフトする。言い換えると、入力志向の規制から出力ベースの規制へ移行する。
- 設備投資に対する偏見を取り除き、電気事業者や配電会社がたとえ系統増強を回避した場合でも、

分散型エネルギー源の提供する柔軟性に基づき、電力システムの問題を解決するよう奨励する。

- 過去の情報のみを評価することに替えて、将来の投資ニーズを予測するためコスト評価を実行する。各会社の予測と妥当な事業計画は、規制機関にとって重要なツールとなる可能性がある。
- 企業が頻繁で負担のかかる価格見直しにリソースを費やすのではなく、長期的視点で効率を考えることに焦点をあてられるよう、規制の有効期間を延長する。
- 利益分配制度、メニュー規制や再交渉など、従来よりも不確実性が高いという事実を踏まえた柔軟な報酬計算式を導入する。

4.2.2 配電会社が系統運用者として振る舞うよう促進する制度

新しいタイプの配電網利用者の存在が大きくなっていることに対応して、電気事業者と配電会社は、分散型エネルギー源と積極的に相互対話して、分散型エネルギー源への関与を配電システムの運用において最大限に活用することが望ましい。これは系統増強のニーズ削減に貢献する可能性がある。これらの電源が垂直統合型の電気事業者によって所有・運営されている場合、相互対話は比較的簡単である。しかし、投資家所有の分散型電源ユニットを管理する必要がある、あるいはデマンドレスポンス電源に依存する必要がある発送電分離型の電気事業者や配電会社については、相互作用のメカニズムが複雑化する。

このような場合、電気事業者や配電会社は、送電系統運用者/独立系統運用機関が従来担っていた役割と同様に、電力システムと接続された電源の両者を管理する事実上の系統運用者になる必要がある。垂直統合された電気事業者の場合、自社と他社双方の電源を管理する必要があると考えられるので、差別的な行動を防ぐため規制措置が必要とされる。

外部の分散型電源事業者との調整を強化する必要性は、新規の発電事業者が電力システムへの接続を要求した瞬間から始まっている。送配電に係る容量割当のコスト効果を高めるため、また事業者からの接続要求に係る詳細な情報を得るため、以下の規定が推奨される。

- 系統運用者は、個々の申請に対し単純な先着順ではなく、集約した形で、申請したエリアへの系統接続の管理を進めることが望ましい。
- 規制機関は、電気事業者や配電会社に対して、現在の配電網において受け入れ可能な分散型電源容量を評価し、この情報を開示することを義務付けることにより、分散型電源事業者が詳細な情報を含む申請書を作成できるよう配慮することが望ましい。
- これまでの推奨事項は、分散型電源の導入率が低い場合にも、中程度の場合にも妥当すると考えられる。このような初期段階においては、分散型電源容量は一般的には少ないものの、特定の地域に集中している可能性があるため、分散型電源の導入率が高い地域で進めていた過去の解決策の一部を、これらの地域で採用する必要が出てくる。

分散型電源の水準が高まるにつれて、系統運用者は、新規の発電施設を接続するものの、その後何もしないという方式はもはや通用しない。効率の高い配電網とするため、系統増強だけに依存するのでは

4

なく、リアルタイムに近い制約を管理できる高度な解決策を実装する必要がある。多くの場合、これは分散型エネルギー源の柔軟性に依拠する形になると考えられる。また、電気事業者と配電会社が第三者の提供する柔軟性から便益を得られるよう、補足的な法制度が求められると予想される。

導入率が中程度である場合、適切な解決策として、系統運用者が分散型エネルギー源の非保証型の接続契約を提供できるようにすることが考えられる。これによって、加入を決めた分散型電源事業者は、発電電力量を限定的に出力抑制される可能性と引き換えに、通常より安い接続料金を支払うことになる。規制機関は、配電会社がこの措置をとれる要件や、出力抑制される再生可能エネルギーの発電電力量に係る上限設定ルール、分散型電源事業者に対する補償メカニズムを明確化することが望ましい。

- 分散型電源導入の拡大とデマンドレスポンスの発達により、規制機関は、系統運用者が分散型エネルギー源からサービスを購入できるよう、相対契約や地域市場など、高度なメカニズムを確立することが望ましい。
- 規制機関は、これらのサービスが公平な方法で提供されるよう、技術的・経済的要件を明確に定めた配電網コードを策定することが望ましい。

4.2.3 中立的な市場運営者として振る舞う配電会社

電力システムの分散化が高まった結果、電力システムの発電と需要を調整するため、配電網に接続された柔軟性の高い電源が徐々に必要となっている。したがって、分散型資源がもはや無視できなくなった状況では、必要があるならば、分散型エネルギー源が集約されて、電力システムサービスに参加できるよう、法規制と市場ルールを設けることが望ましい。

分散型エネルギー源は配電網に接続されているため、電気事業者や配電会社は仲介役として重要な役割を担っている。この役割は、とりわけ送電系統運用者/独立系統運用機関が電気事業者から独立している電力システムにおいて担っている役割と同様である。さらに、競争的なエネルギー市場やアンシラリーサービス市場の存在は、そのようなビジネスモデルの新たな開発推進力を象徴している。そうでなければ、送電系統運用者/独立系統運用機関は中央集中型電源にのみ依存する可能性がある。

分散型エネルギー源の柔軟性を開放し、電力システムサービスの上流への参加を実現することが求められている。したがって、規制機関は、下記事項を明らかにするために、新たなグリッドコードを開発することが望ましい。

- 上流のサービス・市場への分散型エネルギー源参加の促進者として担う電気事業者や配電会社の責任。これには技術的な事前検証と提供物の事後検証が含まれる。
- 電気事業者や配電会社と系統運用者/市場運営者の間で必要とされる情報交換。

従来の電気事業者や配電会社について、役割の変化を促進しているもう1つの要因は、小売市場の自由化である。一部の国々で行われている改革は、従来よりも幅広い供給者と価格に関する選択肢を提

供することによって、電力消費の効率化を促進することに目的がある。競争の激しい小売市場では、透明で、公平なメータリングデータへのアクセスが、市場の円滑機能に欠かせない。メータリングデータの管理は、通常、電気事業者または配電会社の業務である。しかし、これらの企業が、直接的に、あるいは同グループ内の別会社を通じて、小売分野でも活動している場合、規制機関は、独立系供給者にもたらされる可能性のある障壁について考慮する必要があるが出てくる。

そのため、一部の国ではデータ管理の代替モデルが採用されていることもあり、場合によってはデータ管理を担当する新たな規制機関も設立されている。これらのモデルにはそれぞれ長所と短所があるため、最終的な選択は当該国の状況と法規制面での優先順位によって異なる。

どのモデルが選択されるかに関わらず、以下の対策が講じられることが望ましい。

規制機関は、さまざまな利害関係者の役割や権利義務、また、メータリングデータ管理者が供給者やアグリゲーターなど小売市場参加者にアクセスを認める要件を明確にすることが望ましい。

- 需要家はデータの所有者であり、高度な情報に基づいて、消費電力量と契約締結に関する判断を下すことができるよう、データへのアクセス権を与えられることが望ましい。
- 需要家が許可したならば、市場参加者は透明かつ公平な条件でメータリングデータへのアクセス権を与えられることが望ましい。

最後に、電気事業者や配電会社の参加を通じて、革新的な最先端のグリッド技術の導入が促進される可能性がある。このようなインフラは、先進的なメータリング技術、分散型電力貯蔵、電気自動車の公共充電施設で構成されている。それらインフラの所有権と運用が競争の対象となる可能性があることを考えると、発送電分離型の配電会社の場合、法規制上の重要な懸念が生じる。例えば、エネルギー貯蔵が電力網支援と価格裁定取引の双方に使用されている場合が、これに該当する。それにもかかわらず、規制機関は、特定の条件下でこのような資産の所有をこれらの会社に認める決定を下す可能性がある。

- 自家消費、デマンドレスポンス、分散型エネルギー貯蔵の持続可能な開発を追求する国々において、政策立案者は先進的なメータリング技術の導入を促進することが望ましい。
- ロールアウト戦略は、費用便益分析に基づいて行うことが望ましい。その結果、大規模な展開が義務付けられることになり、責任、時間軸、技術的要件やコスト回収の経済的条件が設定される。
- 従来、配電会社がこの業務を遂行しており、今後の候補としても特に大規模な展開に適している。とはいえ、他の組織がこれらの技術を導入する可能性もある。その場合、効率性が高まることもあるが、標準化の欠如や供給者切替の障壁など、他の問題が生じる可能性がある。

規制機関は、効率的な電力網支援サービスを提供できるよう、電力システム内に設置されるエネルギー貯蔵ユニットの位置について、配電会社が関与できるよう許可を与えることが望ましい。

- これを実現する方法は、規模制限や規制機関の事前承認を条件として、発送電分離ルールの例

4

外を導入すること、あるいは配電会社に対して、独立系所有者に帰属するエネルギー貯蔵ユニットから電力システムサービスを購入ことができるよう、競争入札実施の許可を与えることである。

政策立案者は、電気自動車の利用促進に向け、公共充電インフラの導入開始に関与することがある。この役割は配電会社に与えられる場合もある。ただし、これが発送電分離ルールと衝突するならば、政策立案者が代替的な提供者を検討する可能性もある。



4.2.4 自家消費とデマンドレスポンスの持続的発展の促進

自家消費のため需要者側に分散型電源ユニットを設置することは、再生可能エネルギーの成長を促進し、最終消費者と電力システムの両者にとって重要な便益を生み出すことが可能である。

それゆえ、以下の対策が講じられることが望ましい

- 政策立案者と規制機関は、特に小規模の業務部門の需要家と家庭部門の需要家に対して、自家消費を許可し、促進することが望ましい。
- 規制機関は、可能な限り、複雑な許可手続、金銭保証、高価な技術的接続調査など、自家消費用の分散型電源ユニット設置に対する行政手続の障壁を減らすことが望ましい。

一方、従来型の自家消費やネットメータリングの実践は、適切に対処がなされていない場合、ミッシングマネー問題につながる可能性があり、高い割合で導入されている場合、電力システムのコストやその他エネルギー政策のコストを回収するうえで、障壁となる可能性がある。

問題の核心は従来の料金設計にある。これは、高い時間分解能で消費電力量を記録できない従来の電力量計が組み込まれており、主として従量料金(ドル/キロワット時など)に、あるいは総体として従量料金のみに基づいている。この問題への取り組みは、すでにいくつかの短期的な規制措置が異なった国や地域で実施されている。

- 自家消費分散型電源ユニットの規模に対する制限、自家消費できる分散型電源の出力に関する国家/地域レベル全体での上限設定、または分散型電源ユニットの余剰電力で相殺できる年間

電力消費量の制限。

- 純粹な従量料金から徐々に移行しつつ、容量料金または固定料金を通じて電力システムの固定費の一部を回収し、それに応じて従量料金を調整する。このような変化を料金体系に導入する場合、需要家への請求金額に与える影響を慎重に考慮することが望ましい。固定料金は、低需要の需要家に悪影響を与える、デマンドレスポンスや省エネルギーの取り組みを後退させる、電力システムの欠陥を助長するといった場合がある。このことは、本報告書で提唱しているように、コストを確実に反映するような料金構造に変更することの重要性を物語っている。
- プロシューマーの発電余剰分を補償するための代替策を実施する。すなわち、ネットメータリングを段階的に廃止して自家消費制度へ移行する。その過程で、ネットリングの間隔を短くするとともに、余剰電力に対し支払われる報酬を小売価格から分離することになる。余剰電力は、例えば、ノード別電力価格または卸市場価格で評価されることとなる。

先述した規制措置はミッシングマネー問題の軽減には役立つが、それらはプロシューマーの効果的な発展に向けた真の長期的解決には貢献しない。それには、電力システムのコストを確実に回収しつつ、効率的な電力消費と電力システム利用を促進するよう、コスト反映型料金を算出する厳密な手法を開発、実施することが必要になる。このような小売料金の設計により、自家消費の持続的な発展およびデマンドレスポンスや分散型エネルギー貯蔵に関する効果的な決定が可能になる。支援措置が（例えば、再生可能エネルギー発電事業者または特定の需要家カテゴリーに対して）必要であると考えられる場合、望ましくない影響を回避するため、こうした措置は明確かつ透明であることが望ましい。

先進的なメータリング技術の導入により可能となったコスト反映型料金は、電力システムに対する需要家の貢献度を反映した形で効果的に短期・長期のシグナルを彼らに発信し、電力システム全体の確実なコスト回収に資すると考えられる。小売料金は積み上げ式であることが望ましい。すなわち、以下のコスト要素を別個に扱って計算されることが望ましい。1)各時間・各地点における電力量(キロワット時)の価値。2)送配電網のコスト、3)その他規制関連コスト。以下に、これらの各要素を算出するため、適用すべきガイドラインをいくつか提示する。その際、洗練の水準、すなわち時間的・地点的なシグナルの分解能は、地域における分散型エネルギー源の導入率や、電力システムにかかっている負荷のレベルに応じて調整し得る点に留意されたい。

- 電力量(キロワット時)の価値は、地点による送配電網の受ける影響の違いだけでなく、発電コストの経時変化も反映することが望ましい。時間帯別価格あるいは動的なエネルギー価格は、分散型電源ユニットの効率的な運用のみならず、デマンドレスポンスや電力貯蔵管理も促進する短期の経済的シグナルを提供すると考えられる。
- 電力料金は、需要家による電力網アセットの利用率と、システムの増強が及ぼす影響を反映することが望ましい。したがって、電力料金は、時間帯と地点によって、また系統に給電しているのか受電しているのかによって区分されながらも、送配電コストに対する個々の利用者の貢献度に依拠することが望ましい。このような料金設定により、効果的な地点決定と投資決定を促進する長期の経済的シグナルが需要家にもたらされるであろう。なによりも重要なことは、それらの料金が送配電

4

網の負荷（給電や受電のピーク）に対する利用者の実際の貢献度を反映しているため、新たな電力網の拡充が必要であるというシグナルを送ることになる。

- 電気料金を通じて他の規制コストを回収する場合、エネルギー料金や電力網使用料によって発信される経済的シグナルを歪めずに、需要家1人あたりの固定料金として賦課することが望ましい。この規定は、とりわけ、再生可能エネルギー支援などのため、電力システムコスト全体のうち、上記コストが相当部分を占める国々に該当する。しかしながら、政策立案者が上記固定料金の望まざる影響を回避しようとする場合、これらのコストは、少なくとも部分的には、公的予算または税金などの代替的な収入源を通じて回収できる可能性もある。



用語集

アデカシー: 長期的な電力の需要と供給の一致を効果的に保証するために設置された、または設置が予想される十分な資源の存在。

アンシラリーサービス: 電力システムの安定度と信頼度を維持するために必要なサービス。

需給調整市場: 通常は市場閉場後に開かれる市場であり、事業者が上方および下方入札を行うことにより、系統運用者が最小コストの資源で潜在的なインバランスを修正することが可能になる。欧州で使用されている用語。

容量メカニズム: 十分な投資を誘引し、自由化された電力分野における電力システムのアデカシーを確保するために、その他の電力市場（大抵は短期市場）から送られる経済的シグナルを強化する規制手段。

商業的損失: 電力供給の非技術的側面に起因する電力損失。例えば、検針や請求のミス、メータの改ざん、違法接続、電気窃盗など。

供給の継続: 質の高いサービスを構成する要素であり、電力需要家が経験した供給中断の頻度と時間により決定される。

分散型エネルギー源: 主に電力システムの低電圧レベル（配電網）あるいは最終消費者に近接して接続される中小規模の資源。主に、分散型電源、エネルギー貯蔵、デマンドレスポンスの3つの要素で構成されている。

分散型電源: オンサイトで需要家にサービスを提供する、あるいは配電網をサポートし、配電レベルの電圧で電力システムに接続する発電所。本報告書において、分散型電源に利用される技術とは、再生可能エネルギー技術を指す。

デマンドレスポンス: 需要家管理または電力需要管理とも呼ばれ、時間内に電力負荷がシフトする可能性を指す。小規模最終消費者の管理は利用者レベルで自動的に達成される必要があり、そのためにはオンライン通信が要求される。この点において、スマートメータは、デマンドレスポンスを実現する鍵となる代表的な技術である。

配電線: 一次配電用変電所から二次変電所、または配電用変圧器に接続される中圧線。

安定度: 電力システム内に既に設置されている資源が、実需要を効率的に満たす上で実際に求められ

る要求に対応する能力。

安定電力量および安定容量:何らかのセキュリティ状態において利用可能と期待される電力量および容量。商品は通常、アデカシーメカニズムの枠組みで取引される。

市場閉場時間:発電の計画を決定するために、所定の期間における発電ユニットの計画出力ないし予測出力が確定する時間。

グリッドコード:信頼されセキュリティの保たれた系統運用に向けて、発電事業者、需要家、系統運用者など、あらゆる主体が満たさなければならない技術的条件を規定した文書。

限界コスト未満の電源:コストベースのメリットオーダーに従い、特定の期間において給電指令が出される最後の電源よりも限界コストが安いすべての発電ユニット。

限界コスト未満の電源によるレント:限界コスト未満の発電所が限界コスト市場で得た利得。

変動性電源:通常は、風力や太陽光のような再生可能な一次エネルギーに依存しているために、出力を制御できない、または継続的に利用できない発電ユニット。

均等化発電原価:装置の寿命におけるすべての固定費と変動費を考慮したキロワット時あたりの平均電力コスト。

メリットオーダー効果:再生可能エネルギー発電の高出力時において、火力発電ユニットを経済給電指令から除外すること。再生可能エネルギー技術の限界コストが低くなるほど促進される。

運転予備力:不測の事態に対応するために系統運用者がいつでも利用できる発電容量。

プロシューマー:価格または量のシグナルに対応して消費電力量に何らかの柔軟性を示す電力需要家(積極的需要家)、あるいは受電点で接続された発電装置を有する電力需要家(生産者兼需要家)。

リアルタイム市場:需給調整市場と同様の市場で、インバランスを修正するために米国の系統運用者により導入されている。

リアルタイム価格設定:特定の取引期間(通常は 1 時間)中に、電力料金が卸市場の電力価格に対応するような小売料金の体系。

再給電指令:事前に算出された経済的な給電指令後の需給曲線の変化により、発電計画に変更が加えられるプロセス。

残余需要: 特定の期間内における断続的な再生可能エネルギーの予測出力を、その期間の総システム負荷から差し引くことから生じる純電力需要。

小売(電力): 最終消費者への電力エネルギーの最終販売。小売業は、発電、送電、配電後の電力供給チェーンの最終部門を構成する。

系統運用者: 送電網の管理を担当する機関。より一般的には、自由化された電力システムにおいて需要と供給の安定した一致を確保する機関。

技術的損失: 物理的現象によって発生し、電力システム内でノイズまたは熱の形態で失われる電力損失。

時間別料金制度: 電力料金が時間帯(例えばピーク時とオフピーク時)によって変動する小売料金体系で、料金は事前に定められており、通常は数カ月間適用される。

送電系統運用者: 各地域で送電システムを運用する責任を負う事業者。場合によっては他の電力システムと連系し、電力システムが妥当な範囲で送電需要を満たせる長期的能力を確保する。

写真の著作権

Page 12 © Shutterstock
Page 21 © Shutterstock
Page 22 © Shutterstock
Page 33 © Shutterstock
Page 36 © Shutterstock
Page 38 © Shutterstock
Page 48 © Shutterstock
Page 82 © Shutterstock
Page 116 © Shutterstock
Page 143 © Shutterstock
Page 177 © Shutterstock
Page 178 © Shutterstock
Page 190 © Shutterstock
Page 193 © Shutterstock
Page 207 © Shutterstock
Page 213 © Shutterstock

参考文献

- ACER-CEER (2016a)**, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Council of European Energy Regulators, Slovenia and Belgium.
- ACER-CEER (2016b)**, *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets in 2015*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Council of European Energy Regulators, Slovenia and Belgium.
- ACER-CEER (2015)**, “Joint ACER-CEER response to the European Commission’s consultation on a new energy market design”, Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Council of European Energy Regulators, Slovenia and Belgium.
- ACER (2013)**, *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Slovenia, www.acer.europa.eu.
- AEEG (2011)**, “Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell’articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379,” Deliberazione 21 luglio 2011 – ARG/elt 98/11, Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Milan.
- AEEGSI (2015a)**, “Smart distribution system: Selective promotion of innovative investments in the electricity distribution sector: Initial guidelines (original in Italian)”, *Consultation Paper* No. 255/2015/R/EEL, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Milan, 29 May 2015.
- AEEGSI (2015b)**, “Criteria for the definition of tariffs for the provision of the transmission and distribution services and metering of electricity in the 5th regulatory period: Final guidelines (original in Italian)”, *Consultation Paper* No. 544/2015/R/EEL, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Milan, 17 November 2015.
- AEEGSI (2015c)**, “Integrated text of the output-based regulation of distribution and electricity metering for the regulatory period 2016-2023 (original in Italian)”, Deliberation 646/2015/R/EEL, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Milan, 22 December 2015.
- AEEGSI (2014)**, “A contribution to AGCOM survey M2M communication services,” Memorandum 457/2014/II/com, <http://www.autorita.energia.it/allegati/inglese/457-14eng.pdf>, <http://www.autorita.energia.it/allegati/inglese/457-14eng.pdf>.
- AEEGSI (2012a)**, “Disposizioni Urgenti In Materia Di Prenotazione Della Capacità Di Rete a Seguito Delle Ordinanze 16 Maggio 2012, Nn. 1879, 1880, 1881, 1906, 1907, 1909, 1911, 1912, 1913, 1914, 1915, 1916 E 24 Maggio 2012, NN. Da 2004 a 2019, Del Consiglio Di Stato”, Deliberation 226/2012/R/EEL, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Milan, 28 May 2012.
- AEEGSI (2012b)**, “Disposizioni di Attuazione della Deliberazione dell’Autorità Per l’Energia Elettrica e il Gas 226/2012/R/EEL, Relative alla Saturazione Virtuale delle Reti Elettriche”, Deliberation 328/2012/R/EEL, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, Milan, 26 July 2012.
- AEEGSI (2011)**, “Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche”, Deliberation ARG/ELT 187/11, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, 22 December 2011.
- AEEGSI (2010)**, “Modifications to the technical and economic conditions for the connection to electricity networks with third-party access obligations of power generation plants (original in Italian)”, Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico, *Consultation Paper* No. DCO 15/10, 25 May 2010.
- ANEEL (2012)**, “Resolução Normativa Nº 502, de 7 de Agosto de 2012: Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brazil, 7 August 2012.
- Southern California Edison (2017)**, Southern California Edison’s Distributed Energy Resource Interconnection Map. ArcGIS, California, available at: <http://www.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=e62dfa24128b4329bfc8b-27c4526f6b7>.
- Barquin, J. (2014)**, “Spanish RES E Support History.” ENERDAY 2014 - 9th Conference on Energy Economics and Technology - A European Energy Market, Germany
- Barroso, L. A. and C. Battle (2011)**, “Review of support schemes for renewable energy sources in South America”, IAAE Third Quarter 2011, International Association for Energy Economics, pp. 27-31. www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=141.

- Battle, C. (2013)**, "Chapter 7: Electricity generation and wholesale markets", in *Regulation of the Power Sector*, I. J. Pérez-Arriaga (ed.), Springer-Verlag, London, ISBN 978-1-4471-5033-6.
- Battle, C. and C. Ocaña (2013)**, "Chapter 3: Electricity regulation: Principles and institutions", in *Regulation of the Power Sector*, I. J. Pérez-Arriaga (ed.), Springer-Verlag, London, ISBN 978-1-4471-5033-6.
- Battle, C. et al. (2015)**, "The system adequacy problem: Lessons learned from the American continent", in *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market: Law, Policy, and Economics*, L. Leigh Hancher, A. de Hauteclocque and M. Sadowska (eds.), Oxford University Press, Oxford, United Kingdom.
- BEE (German Renewable Energy Federation) (2014)**, "Factsheet: Renewables from Germany", www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Sonstiges/BEE_Factsheet_RE-NEWABLES_FROM_GERMANY.pdf
- Benner, S. (2015)**, "A brief history of regulation signals at PJM", 9 June 2015, www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/oc/20150701-rpi/20150701-item-02-history-of-regulation-d.ashx.
- BEREC (2017)**, Expert workshop on Internet of Things, Brussels 1 February 2017, http://berec.europa.eu/eng/events/berec_events_2017/151-berec-workshop-on-enabling-the-internet-of-things
- Bharatkumar, A. (2015), "Distribution network use-of-system charges under high penetration of distributed energy resources", Thesis submitted to the Engineering Systems Division and Department of Electrical Engineering and Computer Science, Massachusetts Institute of Technology, Boston.
- Bohn, R., M. Caramanis and F. Swcheppe (1984), "Optimal pricing in electrical networks over space and time", *The RAND Journal of Economics*, Vol. 15/3, Wiley, New Jersey, pp. 360-376.
- Bresler, F. S. (2014)**, "Energy and ancillary services uplift in PJM", FERC Uplift Workshop Docket No. AD14-14, "Price formation in energy and ancillary service markets operated by regional transmission organisation and independent system operators", 8 September 2014.
- Burger, B. (2014)**, "Electricity production from solar and wind in Germany in 2014", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, Freiburg, Germany. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/Electricity_Germany_2014_CW52.pdf.
- Burger, S. (2015)**, "Utility business model innovation: A techno-economic and strategic analysis of distributed energy systems", Thesis submitted to the Technology and Policy Program, Massachusetts Institute of Technology, Boston.
- Butler, L. and K. Neuhoff (2008)**, "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development", *Renewable Energy*, Vol. 33/8, Elsevier, Amsterdam, pp. 1854-1867.
- CAISO (2017)**, "Using Renewables to Operate Low-Carbon Grid," CAISO, California, US. <http://www.caiso.com/Documents/UsingRenewablesToOperateLow-CarbonGrid.pdf>.
- CAISO, (2015)**, "Comments of the California Independent System Operator Corporation on Technical Workshops." Docket No. AD14-14-000. March 6, 2015.
- California Solar Statistics (2016)**, California Solar Incentive (CSI) Program, Accessed on 7 March 2016, Available at Source: <https://www.californiasolarstatistics.ca.gov/>.
- CEEPR (2005)**, Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration, MIT, USA
- CEER (2016)**, *Key Support Elements of RES in Europe: Moving towards Market Integration*, CEER Report C15-SDE-49-03, Council of European Energy Regulators, Brussels, 26 January 2016.
- CEER (2015a)**, "CEER advice on customer data management for better retail market functioning: Electricity and gas", Ref: C14-RMF-68-03, Council of European Energy Regulators, Brussels, 19 March 2015.
- CEER (2015b)**, "The future role of DSOs: A CEER conclusions paper", Ref: C15-DSO-16-03, Council of European Energy Regulators, Brussels, 13 July 2015.
- CEER (2015c)**, "Status review of renewable and energy efficiency support schemes in Europe in 2012 and 2013", Ref: C14-SDE-44-03, Council of European Energy Regulators, Brussels, 15 January 2015.

CEER (2014), “CEER status review on European regulatory approaches enabling smart grids solutions (“smart regulation”)", Ref: C13-EQS-57-04, Council of European Energy Regulators, Brussels, 18 February 2014.

CEER (2011), “CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids”, Ref: C11-EQS-45-04, Council of European Energy Regulators, Brussels.

CER (2014), “Integrated single electricity market (I-SEM), high level design for Ireland and Northern Ireland from 2016”, *Draft Decision Paper*, Commission for Energy Regulation, Dublin, June 2014.

CER (2005), “Group processing approach for renewable generator connection applications: Connection and pricing rules: Direction to system operators”, CER/05/049, Commission for Energy Regulation, Dublin, 6 April 2005.

Cossent, R. et al. (2011), “Distribution network costs under different penetration levels of distributed generation”, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 21/6, Wiley Online Library, pp. 1869-1888.

CPUC (2014), “Energy division staff proposal on residential rate reform. staff proposal for residential rate reform in compliance with R.12-06-013 and assembly bill 327”, California Public Utilities Commission, 3 January 2014.

CPUC (2013), “Decision adopting energy storage procurement framework and design program”, CPUC Decision 13-10-040, Date of Issuance 21 October 2013, California Public Utilities Commission.

CPUC (2012a), “CPUC approves analog meter options for Edison and SDG&E customers who do not wish to have a wireless smart meter”, CPUC Press Release, Docket #: A.11-07-020, California Public Utilities Commission, 19 April 2012..

CPUC (2012b), “CPUC approves analog meters for PG&E customers electing to opt out of smart meter service”, CPUC Press Release, Docket #: A.11-03-014, California Public Utilities Commission, 1 February 2012.

DECC (2014), “Implementing electricity market reform (EMR) – Finalised policy positions for implementation of EMR”, Policy document, Department of Energy & Climate Change, London.

DECC (2012), “Feed-in Tariff with Contracts for Difference: Operational Framework (Annex A)”, Department of Energy & Climate Change, London, www.gov.uk

DSIRE (2016), Find Policies & Incentives by State, Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, N.C. Clean Energy Technology Center, N.C

EA Technology (2012), *Assessing the Impact of Low Carbon Technologies on Great Britain's Power Distribution Networks*, Report No: 82530, Version: 3.1, prepared for Energy Networks Association on behalf of Smart Grids Forum – Work Stream 3, 31 July 2012.

EDSO (2015), “Adapting distribution network tariffs to a decentralised energy future”, EDSO press release, European Distribution System Operators for Smart Grids, Brussels.

EEl (2013), “Disruptive challenges: Financial implications and strategic responses to a changing retail electric business”, Edison Electric Institute, Washington, DC.

Eirgrid, SEMO, APX Power and SONI (2015), *I-SEM Trialling of EUPHEMIA: Initial Phase Report*, September 2015, www.sem-o.com/Publications/General/I-SEM%20Trialling%20of%20EUPHEMIA%20-%20Initial%20Phase%20Report.pdf.

ELIA (2016), Forecast and actual solar-PV power generation, Solar PV Power Generator Data, ELIA 2016, Belgium, <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/Solar-power-generation-data/Graph>

ENTSO-E (2014), “Supporting document for the network code on electricity balancing”, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 6 August 2014, <https://www.entsoe.eu>.

EPIA (2014), *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*, European Photovoltaic Industry Association, Belgium.

EPEX SPOT (2014), “Introduction of smart block bids – linked block orders and exclusive block orders”, Presentation, European Power Exchange, January 2014, <http://static.epexspot.com/document/25495/Smart%20blocks%20-%20presentation>.

EPRI (2016), *Residential Off-Grid Solar + Storage Systems: A Case Study Comparison of On-Grid and Off-Grid Power for Residential Consumers*, Report, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.

ERCOT (2014), “Operating Reserve Demand Curve eLearning”, ERCOT Market training, ORDC workshop, <http://www.ercot.com/services/training/course/107>.

Eurelectric (2015), “Prosumers – An integral part of the power system and the market”, Paper, Eurelectric, Brussels.

Eurelectric (2013), “Active distribution system management: A key tool for the smooth integration of distributed generation”, *Full discussion paper*, Eurelectric, Brussels.

Eurelectric (2012), *Decentralised Storage: Impact on Future Distribution Grids*, Report, Eurelectric, Brussels.

European Commission (2016a), “Proposal for a regulation of the European parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast)”, COM(2016) 861 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2016b), “Proposal for a directive of the European parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast)”, COM(2016) 864 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2016c), “Proposal for a directive of the European parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)”, COM(2016) 767 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2015a), “Investment perspectives in electricity markets (July 2015), Staff Working Document (2015)142, European Commission, Brussels.

European Commission (2015b), “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Launching the public consultation process on a new energy market design”, European Commission, Brussels.

European Commission (2015c), “Commission staff working document: Best practices on renewable energy self-consumption”, SWD (2015) 141 final, accompanying the document COM (2015) 339 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2014a), “Commission staff working document: Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27”, SWD(2014) 189 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2014b), *Report from the Commission: Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-27 with a Focus on Electricity*, COM(2014) 356 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2014c), “Commission staff working document: Country fiches for electricity smart metering”, SWD(2014) 188 final, European Commission, Brussels.

European Commission (2009), “Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC”, European Commission, Brussels

FERC (2016), “Settlement intervals and shortage pricing in markets operated by regional transmission organisations and independent system operators”, Docket No. RM15-24-000, Order No. 825, issued on 16 June 2016, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2014a), “Notice of proceeding regarding the price formation in energy and ancillary services markets operated by regional transmission organisations and independent system operators”, Docket No. AD14-14-000, 19 June 2014, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2014b), “Uplift in RTO and ISO markets, staff analysis”, Docket No. AD14-14-000, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2014c), “Coperator-initiated commitments in RTO and ISO markets, staff analysis”, Docket No. AD14-14-000, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2014d), “Order on tariff filing and instituting Section 206 proceeding”, Docket No. ER14 1050 000, issued on 30 May 2014, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2011), “Frequency regulation compensation in the organised wholesale power markets”, Docket Nos. RM11-7-000 and AD-11-000, Order No. 755, issued on 20 October 2011, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

FERC (2007), “Preventing undue discrimination and preference in transmission service”, Docket Nos. RM05-17-000 and RM05-25-000, Order No. 890, issued on 16 February 2007, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC.

Fraunhofer ISE (2016), Energy Charts, Fraunhofer ISE, Germany www.fraunhofer.de

Fraunhofer ISI (2015), “Negative Prices on the Electricity Wholesale Market and Impacts of §24 EEG”, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. 24 December 2015.

Fraunhofer ISI (2014), (2014), *Best Practice Design Features for RES- E Support Schemes and Best Practice Methodologies to Determine Remuneration Levels*, www.ecofys.com/files/files/diacore_best-practice-design-criteria-and-lcoe_2014_final.pdf

Galiteva, A. and K. Casey (2015), “Incentivizing flexibility – California perspective”, CAISO presentation at Germany – United States Joint Expert Workshop “The future of electricity market design”, Berlin, 18 June 2015.

Gestore mercati energetici (2017), Spot Electricity Market (MPE), GME, Italy Available at: <http://www.mercatoelettrico.org/en/mercati/mercatoelettrico/mpe.aspx>

Gouveia, J. P. et al. (2014), “Effects of renewables penetration on the security of Portuguese electricity supply”, *Applied Energy*, Vol. 123/15, Elsevier, Amsterdam, pp. 438-447.

- Graichen, P. (2015)**, “Flexibility in the power system current status and future challenges in Germany”, June 2015. Presented by Dr. Patrick Graichen at “Future of Electricity Market Design”, Germany–United States Joint Expert Workshop, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), Berlin, Germany June 17-18, 2015.
- Gribik, P. R., W. W. Hogan and S. L. Pope (2007)**, “Market-clearing electricity prices and energy uplift”, Paper, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA.
- Herrero, I., P. Rodilla and C. Batlle (2015)**, “Electricity market-clearing prices and investment incentives: The role of pricing rules”, *Energy Economics*, Vol. 47, Elsevier, Amsterdam, pp. 42–51, doi:10.1016/j.eneco.2014.10.024.
- Hirth, L. and I. Ziegenhagen (2015)**, “Balancing power and variable renewables: Three links”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 50, Elsevier, Amsterdam, pp. 1035-1051, doi:10.1016/j.rser.2015.04.180.
- Hoff, T.E., (2006)**. Photovoltaic Incentive Design Handbook. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, (NREL/SR-640-40845). December 2006.
- Hogan, W. W. (2014)**, “Electricity market design and efficient pricing: Applications for New England and beyond”, Paper, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA, 24 June 2014, www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_Pricing_062414r.pdf.
- Hogan, W. W. (2013)**, “Electricity scarcity pricing through operating reserves”, Paper, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA, 25 April 2013, www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_ORDC_042513.pdf.
- Hogan, W. W. (1995)**, “A wholesale pool spot market must be administered by the independent system operator: Avoiding the separation fallacy”, *The Electricity Journal*, Vol. 8/10, Elsevier, Amsterdam, pp. 26-37.
- Hogan, W. W. and B. J. Ring (2003)**, “On minimum-uplift pricing for electricity markets”, Paper, Harvard Electricity Policy Group, Harvard Kennedy School, Cambridge, MA.
- Hogan W. W. and ERCOT Staff (2013)**, “Back cast of interim solution b+ to improve real-time scarcity pricing”, *white paper*, ERCOT, 21 March 2013, Harvard University.
- Holttinen, H. et al. (2013)**, “The flexibility workout: Managing variable resources and assessing the need for power system modification”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 11/6, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, pp. 53-62.
- Huntington, S. et al. (2017)**, “Revisiting support policies for RES-E adulthood: Towards market compatible schemes”, *Energy Policy*, Vol. 104, Elsevier, Amsterdam, pp. 474-483. (article in press at the time of this writing).
- IEA (2016)**, *Re-powering Markets – Market Design and Regulation during the Transition to Low-carbon Power Systems*, Organisation for Economic Co-operation/International Energy Agency, Paris.
- 【日本語訳】荻本他:「電力市場のリパワリング」**, NEDO (2017) <https://www.nedo.go.jp/content/100862107.pdf>
- IEA-PVPS (2016)**, *Review and Analysis of PV self-consumption policies*, International Energy Agency, Paris.
- IFC (2013)**, “Russia’s new capacity-based renewable energy support scheme: An analysis of decree No.449”, International Finance Corporation, Washington, DC, www.ifc.org.
- Inter-American Development Bank (IADB) (2014)**, “Analysis of the impact of increased non-conventional renewable energy generation on Latin American electric power systems: Tools and methodologies for assessing future operation, planning and expansion”, *IDB Discussion Paper* No. IDB-DP-341, Inter-American Development Bank, Washington, DC.
- IRENA (2017a)**, *Rethinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation*. The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (forthcoming)
- IRENA (2017b)**, *Battery electricity storage, costs and markets to 2030*. The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (forthcoming)
- IRENA (2015)**, *Renewable Energy Auctions: A Guide to Design*, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ISGAN (2014)**, “TSO-DSO interaction: An overview of current interaction between transmission and distribution system operators and an assessment of their cooperation in Smart Grids”, *ISGAN Discussion Paper*, Annex 6, Power T&D Systems, Task 5, International Smart Grids Action Network, Paris.
- Jamasb, T. and C. Marantes (2011)**, “Electricity distribution networks: Investment and regulation, and uncertain demand”, *Cambridge Working Papers in Economics* CWPE 1115, University of Cambridge, UK.
- Jamasb, T. and M. Pollitt (2001)**, “Benchmarking and regulation: International electricity experience”, *Utilities Policy*, Vol. 9/3, Elsevier, Amsterdam, pp. 107-130.
- Jendernalik, L. (2015)**, “Renewables integration: Challenges and experiences from DSO perspective”, Renewable Energy Training Week, Abu Dhabi, 28 January 2015.

- Jenkins, J. and I. Pérez-Arriaga (2014)**, "The remuneration challenge: New solutions for the regulation of electricity distribution utilities under high penetrations of distributed energy resources and smart grid technologies", CEEPR WP 2014-005MIT, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, Cambridge, MA.
- JRC (2017)**, European smart grid projects: number and budget evolution, Joint research centre. Available at: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/european-smart-grid-projects-number-and-budget-evolution>
- JRC (2014)**, *Smart Grid Projects Outlook 2014*, Joint Research Centre of the European Commission, Luxembourg.
- Krad, I., E. Ibanez, and E. Ela (2015)**, "Quantifying the potential impacts of flexibility reserve on power system operations." In Green Technologies Conference (GreenTech), 2015 Seventh Annual IEEE (pp. 66-73). IEEE.
- Kraftwerk (2015)**, "Case study: Photovoltaic for commercial self-consumption", Kraftwerk Renewable Power Solutions, <http://www.kraftwerk-rps.com>.
- Liu et al. (2015)**, "Extending the bidding format to promote demand response", *Energy Policy*, Vol. 86, Elsevier, Amsterdam, pp. 82-92.
- Lo Schiavo, L. (2017)-)**, "Competition and regulatory aspects of electric vehicles charging: the Italian regulatory experience," FSR workshop on "Competition And Regulatory Aspects of Electric Vehicles", Florence, 13 January 2017.
- Lo Schiavo, L. (2015)**, "Regulation of smart distribution systems in Italy: From input-based demonstration to output-based deployment", CIRED, Lyon, France, 18 June 2015.
- Mastropietro, P., P. Rodilla and C. Batlle (2015a)**, "Performance incentives in capacity mechanisms: Conceptual considerations and empirical evidence", working *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 6/1, IAEE, Cleveland, pp. 149-163.
- Mastropietro, P., P. Rodilla and C. Batlle (2015b)**, "National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours", *Energy Policy*, Vol. 82, Elsevier, Amsterdam, pp. 38-47.
- Maurer, L. and L. Barroso (2011)**, *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*, World Bank Publications, Washington, DC, ISBN 978 0 8213 8822 8.
- Miller, M. (2015)**, "Flexibility: How much? From where? And how?" NREL presentation at Germany – United States Joint Expert Workshop "The Future of Electricity Market Design", Berlin, 18 June 2015.
- MINETUR (2015)**, "Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo", Ministerio de Industria Energía y Turismo.
- M 独立系統運用機関 (2015)**, "Comments of the midcontinent independent system operator", INC. Docket No. AD14-14-000, 6 March 2015.
- MIT (2015)**, "The future of solar energy", Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative, Cambridge, MA.
- Miura, J. P. (2014)**, "Integrated single electricity market (I-SEM): Energy trading arrangements proposed decisions", Stakeholder Forum on I-SEM Draft Decision, Dundalk, Ireland, 17 June 2014, www.allislandproject.org.
- Moreno, B., A. J. López and M. T. García-Álvarez (2012)**, "The electricity prices in the European Union: The role of renewable energies and regulatory electric market reforms", *Energy*, Vol. 48/1, Elsevier, Amsterdam, pp. 307-313.
- Morgan, P. (2013)**, *A Decade of Decoupling for US Energy Utilities: Rate Impacts, Designs, and Observations*, Graceful Systems LLC, Oregon, revised February 2013.
- NERC (2015)**, "Glossary of terms used in NERC reliability standards", http://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf (updated 19 May 2015).
- Neuhoff K., et al. (2016)**, "Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading", EPRG Working Paper, Cambridge
- Neuhoff, K. (2015)**, "Strengthening market price signals to encourage long-term investments in flexible assets", presented at Germany – United States Joint Expert Workshop "The future of electricity market design", Berlin, 18 June 2015.
- Neuhoff, K. and R. Boyd (2011)**, "International experiences of nodal pricing implementation", Climate Policy Initiative, Berlin.
- Neuhoff K., et al. (2015)**, "Flexible short-term power trading: Gathering experience in EU countries", <http://www.diw.de/discussionpapers>.
- New York DPS (2015)**, "Staff white paper on ratemaking and utility business models", State of New York, Department of Public Service, CASE 14-M-0101, proceeding on motion of the commission in regard to reforming the energy vision, 28 July 2015.

New York DPS (2014), “Reforming the energy vision. NYS department of public service staff report and proposal”, State of New York, Department of Public Service, CASE 14-M-0101, proceeding on motion of the commission in regard to reforming the energy vision, 24 April 2014.

NYISO (2015), Post-Technical Workshop Comments of the New York Independent System Operator, INC. Docket No. AD14-14-000. March 6, 2015.

Norther Power Grid (2017), Generation Availability Map, Northern Power Grid, UK <https://www.northerpowergrid.com/generation-availability-map>

NREL (2016), *Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants*, Technical Report NREL/TP-5D00-65368, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NREL (2013a), “The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2”, Technical Report NREL/TP-5500-55588, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NREL (2013b), “Solar energy and capacity value”, dissemination brochure, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NREL (2011), “Solar renewable energy certificate (SREC) markets: Status and trends”, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NREL (2008), “Determining the capacity value of wind: An updated survey of methods and implementation”, *Conference Paper* NREL/CP-500-43433, National Renewable Energy Laboratory, Colorado.

NSGM (2017), “National Smart Grid Mission – Background”. <http://www.nsgm.gov.in/en/nsgm>.

OFGEM (2014), “RIIO-ED1: Final determinations for the slow-track electricity distribution companies: Business plan expenditure assessment: Final decision”, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013a), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Business plans and proportionate treatment: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26b/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013b), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Financial issues: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26d/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013c), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Tools for cost assessment: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26e/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2013d), “Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Uncertainty mechanisms: Supplementary annex to RIIO-ED1 overview paper”, 26c/13, 4 March 2013, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2010a), *Handbook for Implementing the RIIO Model*, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2010b), “RIIO: A new way to regulate energy networks: Final decision”, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2009a), “Electricity distribution price control review 5 final proposals – Incentives and obligations”, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2009b), “Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 history of energy network regulation”, Office of Gas and Electricity Markets, London.

OFGEM (2009c), “Regulating energy networks for the future: RPI-X@20 principles, process and issues”, Office of Gas and Electricity Markets, London.

Omel (2001), Electricity market activity rules, available at http://www.omel.es/files/EMRules_2.pdf

Olmos L. et al. (2015), “D3.2 developments affecting the design of short-term markets”, MARKET4RES, September 2015, market4res.eu/wp-content/uploads/D3.2_20151009_final.pdf.

O’Neill, R. P., T. Dautel and E. Krall (2011), “Recent ISO software enhancements and future software and modeling plans”, www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/rto-iso-soft-2011.pdf.

Papethymiou, G., K. Grave and K. Dragoon (2014), *Flexibility Options in Electricity Systems, Report, Project number POWDE14426, ECOFYS, Brussels*.

Paulos, B. (2015), *Regulating the Utility of the Future: Implications for the Grid Edge*, GTM Research, Green Tech Media, www.greentechmedia.com/research/report/regulating-the-utility-of-the-future.

PCR-ESC (2015), “Euphemia performance, price coupling of regions”, Presentation, European Stakeholder Committee, ENTSOE publications.

PCR PXs, (2016), “EUPHEMIA Public Description: PCR Market Coupling Algorithm.” Version 1.3.

- Perez-Arriaga J. I., (2013)**, "Power system economics", Regulation of the power sector, Springer-Verlag London, London
- Perner, J. (2015)**, "Capacity markets in Europe", US-Germany Electricity Market Design Workshop, June 2015.
- PG&E (n.d.)**, "PG&E proposes smart energy reform in support of growth of rooftop solar", www.pge.com (accessed on 8 April 2015).
- PJM (2015a)**, "Regulation Performance Impacts," presentation by Eric Hsia at PJM Market Implementation Committee, October 7 2015. <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mic/20151007/20151007-item-08-a-mic-regulation-performance-impacts.ashx>.
- PJM (2015b)**, Comments of PJM Interconnection, L.L.C. Docket No. AD14-14-000. March 6, 2015.
- PJM (2014)**, "2017/2018 RPM base residual auction results", PJM DOCS No. 794597, Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection.
- PJM (2013)**, "PJM Ancillary Services online training course". Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection, www.pjm.com/training/course-catalog.aspx.
- PNM (2014)**, "Final Technology Performance Report: Smart Grid Demonstration Project: PV Plus Battery for Simultaneous Voltage Smoothing and Peak Shifting", Public Service Company of New Mexico.
- Pope, S.L., (2014)**, "Price formation in ISOs and RTOs, principles and improvements." October 2014. FTI Consulting. Available at www.epsa.org.
- Poudineh, R. and T. Jamasb (2014)**, "Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement", *Energy Policy*, Vol. 67, Elsevier, Amsterdam, pp. 222-231.
- Purkus, A. et al. (2015)**, "Market integration of renewable energies through direct marketing – Lessons learned from the German market premium scheme", *Energy, Sustainability and Society*, Vol. 5/1, Springer, Berlin, pp. 1–13.
- Red Electrica de España (REE) (2016)**, Wind Generation Forecasting at REE. June 2016, http://www.ieawindforecasting.dk/~media/Sites/IEA_task_36/BCN-2016/IEAW-indTask36-ExpGapsForecastingWorkshop_Barcelona_Rodríguez_2016.ashx?la=da
- RES-LEGAL (2015)**, "RES-LEGAL: Legal sources on renewable energy", <http://www.res-legal.eu> (accessed on 1 July 2015).
- Reuter, W. H. et al. (2012)**, "Renewable energy investment: policy and market impacts", *Applied Energy*, Vol. 97, Elsevier, Amsterdam, pp. 249-254.
- Rivier, M., I. J. Pérez-Arriaga and L. Olmos (2013)**, "Electricity transmission", in *Regulation of the Power Sector*, Pérez-Arriaga, I. J. (ed.), Springer, London, ISBN 978-1-4471-5033-6.
- RMI (2014)**, *The Economics of Grid Defection: When and Where Distributed Solar Generation Plus Storage Competes with Traditional Utility Service*, Rocky Mountain Institute, CohnReznick Think Energy LLC and HOMER Energy LLC.
- RTE (2014)**, *French Capacity Market*, Report accompanying the draft rules, Réseau de Transport d'Électricité, Cedex, France.
- Scarf, H. E. (1994)**, "The allocation of resources in the presence of indivisibilities", *The Journal of Economic Perspectives*, Vol. 8/4, American Economic Association, Pittsburgh, PA, pp. 111-128.
- SEPA (2015)**, "Utility solar market snapshot: Sustained growth in 2014", Solar Electric Power Association, Washington, DC, May 2015.
- Siewierski, T. (2015)**, *Empirics of Intraday and Real-time Markets in Europe: POLAND*, Research report, <http://hdl.handle.net/10419/112779>.
- Smartgrid (2017)**, Smart Grid Demonstration Program. Smartgrid.gov, USA
- Smart Grids Task Force (2013)**, *EG3 First Year Report: Options on Handling Smart Grids Data*, Smart Grids Task Force, Expert Group 3, European Commission, Brussels.
- Solar Power Europe (2015)**, *Global Power Outlook for Solar Power 2015-2019*, Solar Power Europe, Solar Power Europe, Brussels, Belgium
- SP Energy Networks (2017)**, "Distributed generation heat maps", Scottish Power Energy Networks, Glasgow. Available at: https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/connection_opportunities.aspx
- SP Energy Networks (2014)**, "SP distribution PLC: Use of system charging statement: Final notice: Effective from 1st April 2014", Scottish Power Energy Networks, Glasgow.
- Stoft, S. (2003)**, "The demand for operating reserves: Key to price spikes and investment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18/2, pp. 470-477, doi: 10.1109/TPWRS.2003.810679.

SWECO (2015), "Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system". Final report to The European Commission. 20 April 2015

TennetT (2017), "Market Review 2016", Electricity market insights. TennetT. The Netherlands

THINK Project (2013), *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*, European University Institute, Italy.

THINK Project (2012), *Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU*, European University Institute, Italy.

Trebolle, D. et al. (2010), "Distribution planning with reliability options for distributed generation", *Electric Power Systems Research*, Vol. 80/2, Elsevier, Amsterdam, pp. 222-229.

T&D World (2017), "India to Invest \$44.9 Billion in Smart Grid Infrastructure", Smart Utility, T&D World, March 2017,
Available at <http://www.tdworld.com/smart-utility/india-invest-449-billion-smart-grid-infrastructure>

US Congress (2009), *American Recovery and Reinvestment Act of 2009*, Washington, DC, 6 January 2009, signed into Law on 17 February 2009.

US DOE (2013), *Grid Energy Storage*, United States Department of Energy, Maryland.

Vázquez, S., P. Rodilla, and C. Batlle (2014), Residual demand models for strategic bidding in European power exchanges: Revisiting the methodology in the presence of a large penetration of renewables. *Electric power systems research*, *Power Systems Research*, Vol. 108, pp. 178-184.

Ventosa, M., P. Linares and I. J. Pérez-Arriaga (2013), "Power system economics", in *Regulation of the Power Sector*, Pérez-Arriaga, I. J. (ed.), Springer, London, ISBN 978-1-4471-5033-6.

Van Vyve, M. (2011), "Linear prices for non-convex electricity markets: models and algorithms", *CORE Discussion Paper* No. 2011050, Université catholique de Louvain, Center for Operations Research and Econometrics, Belgium.

Weißbach, T., and E. Welfonder (2009), "High frequency deviations within the European power system: Origins and proposals for improvement.." In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES* (pp. 1-6). IEEE.

Xu, B. et al. (2016), "A comparison of policies on the participation of storage in U.S. frequency regulation markets", in proceedings of 2016 IEEE PES General Meeting. Boston, MA, doi:10.1109/PESGM.2016.7741531



付録

EUPHEMIA(ユーフェミア): 欧州共同市場の清算アルゴリズム

地域間価格統合(PCR: Price Coupling of Regions)は、欧州の7つの電力取引所¹(本稿の執筆時点)が取り組むイニシアチブであり、欧州地域の電力価格を算出し、前日市場で越境して調達される容量を割り当てるために利用される単一の価格カップリング解決策の開発を目指している。

地域間価格統合イニシアチブの下で、共通の市場清算アルゴリズムが開発されている(ユーフェミア/汎欧州ハイブリッド電力市場統合アルゴリズム)。このアルゴリズムは、各電力取引市場に対して自国の取引市場でこれまで使用されてきた入札形式を引き続き利用することを許容しつつ、将来的に欧州全域で入札形式を均一化する可能性も開くことになる。

表 A.1 に示すように、ユーフェミアは参加者が不確実な市場の清算結果をヘッジできるように追加的な入札項目を用意してはいるものの、基本的には単純な入札様式が踏襲されている。

損失を出してマッチングがなされることを回避するため、ブロック注文と付随条件(付きの注文)が利用される。

さまざまな制約とコスト構造を持つ複数の電源は、以下のように、ブロック注文を利用して入札が可能である。

- 火力発電所は、関連するブロック注文を組み合わせることにより、起動コストを確実に回収することが可能であり、かつ、その発電所の最小出力を下回ることはない。
- 火力発電所は、起動コストを確実に回収するために、(可能な場合、)付随条件(付きの注文)を利用することができる。
- オフピーク時の購入注文が落札され、しかも売買の差益が得られる場合のみ、ブロック注文を組み合わせることにより貯蔵電力をピーク時に売ることができる(EPEX SPOT, 2014)。
- デマンドレスポンスは、ある期間においては負荷を減少させるが、別の期間において消費を増加させるよう調整することがある。
- 発電所は、市場取引の結果に係る様々な可能性に備えて、専有ブロック注文を利用して電力のさまざまな出力特性に対応した入札ができる。

ボックス A.1 は、将来重要な役割を果たすと言われる電源、つまり電力貯蔵プラントについて、欧州の現行入札方式で適切に入札することがいかに複雑であるかを分析している。

¹ 例として、www.nordpoolspot.com を参照。

表 A.1 入札方式と内容

入札方式	内容
単純注文	
時間制段階注文	所定の容量と指値で注文を売買。清算価格が入札価格と等しい場合は、部分的に落札が可能。
時間制線形区分注文	所定の容量と2つの価格(注文が落札され始めた時点の初期価格と注文が完全に落札された時点の最終価格)で注文を売買。
ブロック注文	
通常ブロック注文	単一の価格と容量で連続した数時間にわたる注文を売買する。完全落札のみ可能。
プロフィールブロック注文	部分的に落札可能な通常の一括注文であり、最低落札率の条件が含まれる。
専有ブロック注文	専有グループとは、落札率合計が1を超えない一連のブロック注文である。最低落札率が1となる場合は、専有グループのうち、最大1組のみが落札可能である。
連結型ブロック注文	<p>あるブロック注文(子注文)の落札が他のブロック注文(親注文)の落札によって条件付けられるブロック注文。</p> <p>図 A.1 連結型ブロック注文</p> <p>出所: Miura, 2014</p>
時間制柔軟型ブロック注文	「時間制」柔軟型注文とは、1時間について、指値、容量、最低落札率1が定められたブロック注文である。この時間は参加者によってではなく、アルゴリズムによって決定される(したがって、「柔軟型」と呼ばれる)。
付随条件	
最低収入	一日に所定の収入が得られるよう設定された、一連の時間制段階注文。
落札変化量の制限	ある期間に落札された容量とその近接期間に落札された容量の間で落札量の変動を制限する。

ボックス A.1 現行方式で電源等を入札する場合の複雑さ — 貯蔵電力の事例

従来の入札方式はいずれも、貯蔵電力の特徴とニーズに完全に適合しているわけではない。一定のエネルギー制約を受けることで、一日を通して不経済にさらされるリスクを、貯蔵電力は軽減している。

連結型ブロック注文は、このようなリスクを部分的にヘッジする唯一の選択肢であると思われる。2種類のブロック注文（一方のブロック注文は充電用、もう一方のブロック注文は放電用）を組み合わせる（連結させる）ことによって、(i) オフピーク時の購入注文が落札されて、(ii) しかも売り/買いの組み合わせで差益が出る場合に限り、ピーク時間帯に貯蔵電力を販売することが可能である（EPEX SPOT, 2014）。しかし、これには、事前に消費時間帯と発電時間帯を想定した電力貯蔵が必要となる。

上記リスクは、専有ブロック注文と連結型ブロック注文の組み合わせにより、軽減することができる。この方式によって、既に概説した原則に従って複数の候補設備が参入し、各設備の特性は専有グループ（ブロック注文）を形成する。例えば限定的な運用しかできない設備は、様々な時間帯（10時～13時までのプロファイルと15時～18時までのプロファイルなど）で参入が可能である。ただし、ブロックの量や組み合わせはかなり限定的である。

現在、アイルランドおよび北アイルランド統合単一電力市場（I-SEM, 2014）は、ユーフェミアアルゴリズムを使用した多数の試験を実施し、電力貯蔵電源を含むような場合に複雑な最適スケジュールを実現できるかについて、入札プロトコルを評価している。この結果分析は、現在の入札プロトコルの適応状況について貴重な情報をもたらすと考えられる。大まかに、この研究は、まず(i) SEMOが実施する試験を含む初期段階、そして(ii) 業界参加者と共同で SEMO が試験を実施する商業段階という2つの主要段階で構成されている。

本稿の執筆時点で、第1段階は完了しており、報告書が既に公開されている（Eirgrid et al, 2015を参照）。その結果によると、連結型ブロック注文の内容が固定されているため、「現在の統合単一電力市場アルゴリズムは1日を通して、ユーフェミアよりはるかに高い柔軟性で電力貯蔵ユニットを運用できるという事実が提示されている。統合単一電力市場清算アルゴリズムは、電源ごとに定めたアルゴリズムであり、特定の性質を持つ電源（揚水式電力貯蔵など）を最適に表現することができるよう、いくつもの機能を備えている。一方、ユーフェミアの場合、さまざまな技術について給電の約束をする開始時点を特定するよう、修正が必要な取引の種類がある。」

図 A.2 は、ユーフェミアで電力貯蔵ユニットを入札することができるよう、これまで試験されてきたさまざまな取引手段の長所と短所を概略的に表したものである。

図 A.2 揚水発電の取引に係る方法の特徴

手法	メリット	課題点
連結型ブロック注文 (原型)	貯水池水位を反映する。最も単純な連結型ブロックオーダーの代表例。電源は価格受容者である。	時間が限定されているため柔軟性が低い。利用目標レベルまで貯蔵できない。負荷と価格の予測が必要である。
連結型ブロック注文 (拡張型)	貯水池水位を反映する。複数の時間帯で利用可能。電源は価格受容者である。	ある1時間を拒否すると、後続時間すべてを拒否することになるため、柔軟性が低い。負荷と価格の予測が必要である。
単純注文	完全利用可能。電源は価格形成者である。価格シグナルを追跡するうえで、非常に柔軟性が高い。負荷予測の必要がない。	貯水池水位の制限を反映しない。「ダム後」に大きな行動が必要とされる可能性もある。価格予測が必要である。

出所: Eirgrid et al., 2015



© IRENA 2017

IRENA HEADQUARTERS
P.O. Box 236, Abu Dhabi
United Arab Emirates

www.irena.org

