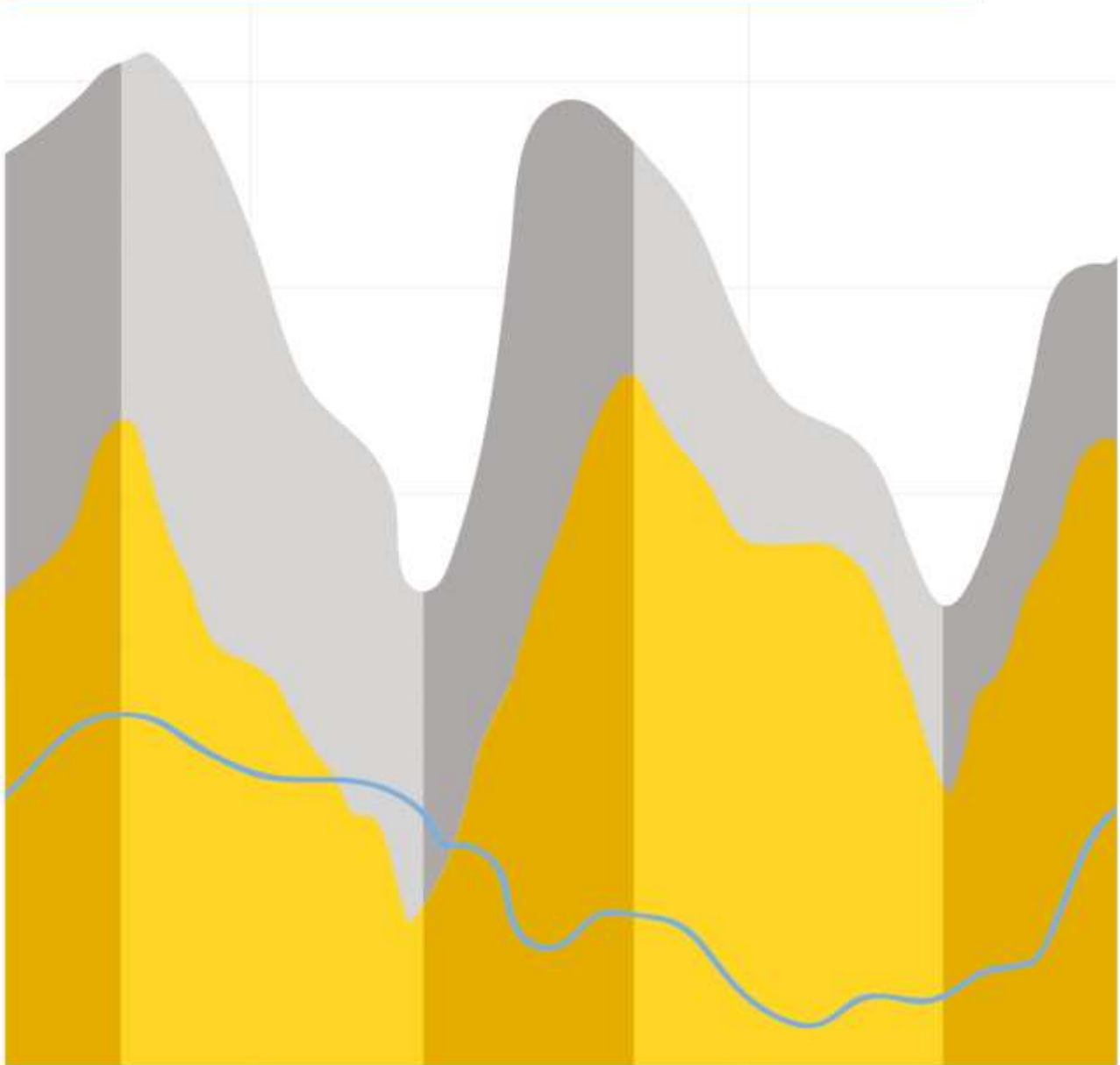

再生可能な未来のための計画

変動性再生可能エネルギー(VRE)発電を拡大するための
長期モデル分析とツール



著作権©IRENA 2017

別途規定がない限り、本文書およびこれに含まれる内容は国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の所有物であり、IRENA による著作権の適用を受ける。本文書の内容は、適切に出版を明記することにより、自由に使用、共有、コピー、複製、印刷、または保存することができる。

本文書の内容のうち第三者によるものは、第三者の著作権、ならびに商業使用に関連する制限を含む別の使用条件や制限が適用される可能性がある。

ISBN 978-92-95111-05-9（印刷物）

ISBN 978-92-95111-06-6（PDF）

引用：IRENA（2017）、再生可能な未来のための計画：変動性再生可能エネルギー（VRE）発電を拡大するための長期モデル分析とツール、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

本報告書には以下に挙げる多くの専門家からのレビューやコメントをいただいている：Doug Arent（米国立再生可能エネルギー研究所-NREL）、Jorge Asturias（ラテンアメリカ・エネルギー機構-OLADE）、Emma Bali（チュニジア電気ガス会社-STEGER）、Morgan D. Bazilian（世界銀行グループ）、Rim Boukhchina（再生可能エネルギー・エネルギー効率地域センター-RCRREEE）、Jean Paul Dean（コーク大学）、Fernando de Sisternes（世界銀行グループ）、Virginia Echinope（ウルグアイ工業エネルギー鉱業省）、Hannele Holtinen（フィンランド VTT 技術研究センター）、Luis Munuera（国際エネルギー機関-IEA）、Bruno Merven（ケープタウン大学）、Crescent Mushwana（科学産業研究会議-CSIR）、Wouter Nijs（欧州委員会）、Kris Poncet（ルーヴェン大学）、Yvonne Scholz（ドイツ航空宇宙センター）、Chong Suk Song（世界銀行グループ）、Dalius Tarvydas（リトアニア・エネルギー機関）、Mario Tot（国際原子力機関-IAEA）、Maria Rosa Virdis（イタリア新技術エネルギー持続可能な経済開発局）、Manuel Welsch（IAEA）、Jarrad Wright（CSIR）、および Owen Zinaman（NREL）。Jeniffer DeCesaro、Francisco Gafaro、Dolf Gielen、Paul Komor、Isaac Portugal、Emanuele Taibi、および Dennis Volk（IRENA）も貴重な貢献を行った。

IRENA は 2014 年 6 月 5 日に中国北京で開催された第 33 回国際エネルギーワークショップ（IEW）において行われた「政策決定のための再生可能エネルギーモデル分析」ブレイクアウト会議参加者に謝意を表したい。また 2015 年 3 月 2-3 日にドイツ、ポンの IRENA イノベーション・アンド・テクノロジー・センターで行われた「長期エネルギー計画における VRE への対応に関する専門家ワークショップ（AVRIL）」参加者にも感謝する。

本報告書は Asami Miketa（IRENA）および Falko Ueckerdt（ポツダム気候変動研究所-PIK）により作成された。本研究の準備において調査を支援してくれた Sean Collins と Spyridon Pantelis、また構成の精査と報告書編集を行った Daniel Russo（IRENA）と Geoffrey Lean（コンサルタント）にも心から感謝したい。

免責

本書およびこれに含まれる内容は情報提供目的で「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。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、またはライセンサーも、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、製品やサービスに対する言及は、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、もしくはその当局の法的地位、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、“Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies”（© IRENA 2017）の非公式な翻訳物であり、英語の原文が優先される。本翻訳物は、日本政府環境省のご好意によるものである。

表紙のデザインは Denholm and Hand（2011）より。

写真は他に記載がない限り Shutterstock より。

再生可能な未来のための計画

変動性再生可能エネルギー(VRE)発電を拡大するための
長期モデル分析とツール

日本語版（2018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29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元に行われた。

目次

図一覧.....	4
表一覧.....	5
ボックス一覧.....	6
略語一覧.....	7
要約	9
はじめに：電力セクター改革のための長期計画.....	15
第 1 部：VRE 移行計画	
第 1 章 計画プロセス.....	26
1.1 計画の構成要素概要：さまざまなタイムスケールに亘る技術経済的評価	27
1.2 移行計画のより統合的な手法に向けて	30
第 2 章 VRE 導入の計画策定への影響	32
2.1 VRE の主な特性	33
2.2 アデカシーと安定容量の計画.....	35
2.3 系統柔軟性の計画	37
2.4 送電容量および電圧制御の計画.....	40
2.5 安定度の計画（周波数および電圧応答）	41
2.6 VRE の信頼度のための長期計画ソリューションの概要.....	43
第 3 章 VRE 導入の投資への影響	44

第 2 部：移行計画のための長期エネルギーモデル	
第 4 章 共通の課題－長期モデルの解像度	51
4.1 モデルの時間・空間解像度	52
4.2 分野横断的ソリューション：時間・空間解像度の向上	57
第 5 章 安定容量の表現	63
5.1 VRE データを使ったタイムスライス校正の改良	64
5.2 容量クレジット制約の追加	74
第 6 章 柔軟性の表現	79
6.1 柔軟性供給制約の考慮	80
6.2 系統の柔軟性バランスの検証	96
6.3 発電コストモデルとの結合	98
第 7 章 送電容量の表現	101
7.1 系統投資の必要性和 VRE 増強との関連	102
7.2 発電および送電の必要性的サイトの特有性の表現	104
第 8 章 VRE 導入に対する安定度制約の表現	109
結論	110
参考文献	112
附録 1：その他の IRENA 電力セクター改革 作業の説明	130
附録 2：計画支援ツール	131
附録 3：各国で使用されている長期計画ツール	135
附録 4：本報告書で取り上げたモデル一覧	139

図一覽

図 1 : 統合型資源計画のフローチャート	20
図 2 : 計画策定分野における本報告書の要点	22
図 3 : 移行計画の構成要素とタイムスケール	27
図 4 : エネルギーシステム計画のツールと解析およびフィードバック	31
図 5 : VRE、電力系統の特性、および計画策定分野の間の主な関連	34
図 6 : タイムスライスの定義の例（年間 32 のタイムスライス）	53
図 7 : 時間解像度と最適容量構成、太陽光発電 1 ドル/kW の例と 0.5 ドル/kW の例	58
図 8 : 欧州の夏季と冬季のある週の需要タイムスライス近似	65
図 9 : 欧州の夏季および冬季のある週の太陽光発電と風力発電、 16 のタイムスライスによる近似との比較	66
図 10 : 32 個のタイムスライスによる欧州の夏季および冬季のある週の太陽光発電データと近似	67
図 11 : ドイツ東部においてさまざまな長さのタイムスライスによりカバーされる変動性の割合	67
図 12 : 2001~13 年の米国における風力発電の設備利用率の月中央値	68
図 13 : 残余需要および残余需要持続曲線概略図	72
図 14 : 年 876 個、438 個、146 個、73 個、および 24 個の低い時間解像度による残余需要持続曲線近似 と比較した風力発電と太陽光発電の時間データの残余需要持続曲線（年間 8,760 時間）	73
図 15 : 風力発電の容量クレジット、8 つの研究からの結果	77
図 16 : 導入率上昇に伴う太陽光発電の容量クレジット推定値	78
図 17 : テキサスにおいて最低出力が出力抑制に与える影響	81
図 18 : さまざまな時間間隔について規模別に分類した風力発電出力の変動	85
図 19 : データのパーセンタイル値に基づく出力変化速度範囲の例	93
図 20 : VRE REmap による 2015 年と 2030 年の出力変化持続時間曲線、2015 年および 2030 年の平均 出力変化速度範囲	94
図 21 : LCOE および累積ゾンスコアに基づいて分類したゾーンランキング	106
図 22 : インタラクティブ PDF マップに示されたケニアの風力発電ゾーン	107
図 23 : IRENA Global Atlas からの抜粋（レイヤー：世界の送電線、変電所、および発電事業者）	108
図 24 : エネルギーシステム計画およびその相互作用のためのツールと解析	132

表一覧

表 1：電力システムの信頼度：移行計画の重点分野	43
表 2：長期投資と移行計画との関連性.....	46
表 3：選択された長期エネルギー計画ツールの特徴.....	54
表 4：選択された長期的電力セクター計画ツールの特徴.....	55
表 5：既存の発電および送電計画同時最適化モデルの概略.....	56
表 6：複雑な VRE 変動パターンを分析したタイムスライス手法によるモデルの例.....	69
表 7：技術別柔軟性パラメータ	82
表 8：技術別柔軟性係数.....	83
表 9：諸文献に見られる原子力発電所の柔軟性パラメータ.....	86
表 10：諸文献に見られる石炭火力発電所の柔軟性パラメータ.....	87
表 11：諸文献に見られる石油・ガス火力発電所の柔軟性パラメータ.....	88
表 12：諸文献に見られる水力発電所の柔軟性パラメータ.....	89
表 13：諸文献に見られるコジェネの柔軟性パラメータ.....	89
表 14：諸文献に見られる他のタイプの発電所の柔軟性パラメータ.....	90
表 15：選択された電力貯蔵技術の柔軟性パラメータ.....	91
表 16：本報告書で取り上げた対策一覧.....	111
表 17：選択された国で使用されている長期計画ツール.....	135
表 18：本報告書で取り上げたモデル、開発した機関、および詳細情報を含むウェブサイト一覧.....	139

ボックス一覧

ボックス 1：モデルとモデル分析ツール	20
ボックス 2：計画策定のパラダイム変更：地理空間計画の例	31
ボックス 3：諸文献における「容量クレジット」の定義	35
ボックス 4：諸文献における「柔軟性」の定義	38
ボックス 5：諸文献における電源増設計画モデル分析ツールの調査	53
ボックス 6：長期電源増設モデル：タイムスライスの増加と結果に対するその影響	58
ボックス 7：空間詳細情報を多く取り入れたモデル	60
ボックス 8：各国の応用例：電源増設モデルにおけるタイムスライス校正の改良	68
ボックス 9：支援データとツール：さまざまな VRE 電源データを用いたタイムスライス校正の改良	70
ボックス 10：各国の応用例：容量クレジットのより良い評価	74
ボックス 11：既存の推定値：容量クレジット	76
ボックス 12：各国の応用例：長期電源増設モデルにおける電力システムの柔軟性の評価	82
ボックス 13：制御可能な発電所の柔軟性パラメータ	86
ボックス 14：各国の応用例：デマンドレスポンス評価	91
ボックス 15：各国の応用例：実際の柔軟性要件	94
ボックス 16：柔軟性評価ツール	96
ボックス 17：各国の応用例：ソフトリンク	99
ボックス 18：各国の応用例：長期電源増設モデルにおける送電容量の評価	102
ボックス 19：各国の応用例：送電と配電の投資の必要性評価	103
ボックス 20：各国の応用例：発電と送電のサイト特有性の評価	104
ボックス 21：役に立つデータソース：送電評価のための GIS データ	105

略語一覧

AC	交流
AVRIL	長期エネルギー計画における変動性再生可能エネルギーへの対応
CC	コンバインドサイクル
CCGT	コンバインドサイクル・ガスタービン
CCS	二酸化炭素回収・貯留
CHP	コージェネレーション（熱電併給）
CO ₂	二酸化炭素
CSP	集光型太陽熱発電
DC	直流電流
DLR	ドイツ航空宇宙センター
DNI	直達日射量
EAPP	東アフリカ・パワープール
ECOWAS	西アフリカ経済共同体
ECP	等価従来型電源
EDF	フランス電力会社
EFC	等価安定容量
ELCC	供給信頼度対応能力
ENTSO-E	欧州電力系統運用者ネットワーク
EU	欧州連合
EUE	供給不足電力量期待値
EUR	ユーロ
GHI	全天日射量
GIS	地理情報システム
GW	ギガワット
IEA	国際エネルギー機関
IGCC	石炭ガス化複合発電
IRENA	国際再生可能エネルギー機関
JRC	欧州委員会共同研究センター
kWh	キロワット時
LOEE	不足電力量期待値
LOLE	停電時間期待値
LOLP	電力不足確率
MERRA	研究と応用のための最新時代遡及的解析（NASAの再解析ツール）
MW	メガワット
MWh	メガワット時
NASA-SSE	米航空宇宙局気象日射量データサービス
NERC	北米電力信頼度協議会
NGCC	天然ガスコンバインドサイクル
NREL	米国立再生可能エネルギー研究所
OCGT	オープンサイクルガスタービン

PC	微粉炭
PV	太陽光発電
R&D	研究開発
RAEL	カリフォルニア大学再生可能適正エネルギー研究所
REmap	エネルギー構成における再生可能エネルギー比率を倍増させるための IRENA の ロードマップ
RLDC	残余需要持続曲線
SARI	南アジア地域イニシアティブ
TSO	系統運用者
UK	英国
US	米国
USAID	アメリカ合衆国国際開発庁
USD	米ドル
VRE	変動性再生可能エネルギー

注：附録 3 には本報告書で取り上げているモデルとツールの一覧、ならびにその略称および開発者の連絡先が記載されている。

要約

野心的な国内目標や国際的合意のもと、また急速な技術革新に後押しされ、再生可能エネルギーの利用による電力インフラ増強が各国政府により一層推し進められてきている。再生可能エネルギーは 2014 年時点で全世界の発電量の 23%を供給している。さらに意欲的な計画や政策の採用が加速すれば、2030 年には 45%に達する可能性がある（IRENA, 2016a）。

このような変化が加速する中で、2 つの重要な再生可能電源である太陽光発電と風力発電の変動性が新たな課題となっている。エネルギー計画者は常にある程度の変動性および不確実性に対処する必要に迫られてきたが、変動性再生可能エネルギー（VRE）が電力セクターに突きつける課題は多くの面で他とは異なっている。先見的な計画者は、先進国においても途上国においても、このような課題に直接取り組むことを目指し、まず足元の長期的な投資選択の検討に着手している。

意思決定者は、政策立案の情報源とするため、また適切な再生可能電源導入目標を定めるため、技術経済的評価への依存をますます強めている。そのため、さまざまな将来シナリオのモデル分析が電力セクターの重要な計画ツールとなっている。一部の市場において計画者やモデル分析者は、長期モデルを利用して電力セクター転換を分析するにあたり、その中で VRE をどのように取り扱うについて多くの知識を蓄積してきている。

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）による AVRIL（長期エネルギー計画における変動性再生可能エネルギーへの対応）プロジェクトを通して、VRE 比率を高めるにあたっての長期計画とモデル分析の優良事例が集められた¹。ここに紹介されている手法は多くの国で応用可能であるが、資源集約的なモデル分析手法を用いる能力を持たない可能性のある発展途上国や新興国のエネルギー計画者および実務者を、支援できるよう適応させてある。

報告書は次の二部から構成される。

第 1 部「VRE 移行計画の策定」では、VRE の電力システムへの大規模な導入に関連した主な長期的論点と懸念の概要をまとめ、エネルギー政策の意思決定者や計画者への指針とする。

第 2 部「移行計画策定のための長期的エネルギーモデル」では、エネルギーモデリング分野の技術的実務者への指針とするため、特に長期シナリオ計画のための実用的 VRE モデル分析手法の一覧を紹介する。

¹ 本報告書では長期エネルギー計画領域の特定部分、すなわち将来シナリオの技術経済的モデル分析に重点を置いている。そのため、長期計画に関係するすべての問題を取り上げているわけではなく、特に制度設計に関する問題は対象としていない。この領域の問題を扱っている IRENA 刊行物の詳細については附録 1 を参照されたい。技術経済的計画の領域の中でも、オフグリッド VRE や非電力セクターとの部門結合など、いくつかの新しい分野は本報告書では除外されている。これらの領域では興味深い研究が始まりつつあり、IRENA はその動向を緊密に追っている。

意思決定者のための手引き： VRE 移行計画の策定

本報告書第 1 部の所見と提言

再生可能エネルギーへの転換を目指した電力セクター移行計画を策定するにあたって、標準的に長期から短期のタイムスケールにわたる 4 分野に分けられる。4 分野は以下の通りである。

- **長期電源増設計画**（通常は 20～40 年）
- **送電線の地理空間計画**（通常は 5～20 年）
- **系統解析**（ディスパッチシミュレーション）（通常は数週間～数年）
- **系統技術研究**（通常は最長で 5 年）

これらの分野はどれも等しく重要であるが、実施にあたってはタイムスケールや実施組織が異なることから、ばらばらに計画されることが多い。目的ごとに使用されるモデル分析ツールが異なるため、**計画者はすべての分野での計画にわたってそれらの整合性を確保する必要がある**。さまざまなタイムスケールにわたり、モデル、データ、および政策目標を一貫的なものにするため、長期モデル分析・長期シナリオは、これに続くより短期の各分析で利用されるパラメータを明確に設定しなければならない。このためには、計画プロセスのさまざまな分野でステークホルダーの間でより積極的な調整が必要となる（第 1 章）。

VRE 比率の高い電力システムを長期的に計画、評価するにあたって、計画の各プロセス間、また各プロセスを受けもつステークホルダー間でのフィードバックを考慮しなければならない。VRE の地理的問題や運用上の問題の中には、（システムの柔軟性向上や送電容量増強の必要性などのように）長期計画シナリオのコスト効率を大幅に変化させ得るものがあるからである（1.2 節）。

VRE 展開計画：長期的重点をどこに置くか

VRE 比率の高い電力システムを計画する場合、信頼度の高い電力供給を損なわないため、VRE 展開の影響に対処するための投資を考慮する必要がある。

電力システムの中で VRE の特有な性質をうまく運用するために、計画レベルで取り入れるべき幾つかの手法がある。それぞれの手法が、異なるレベルで必要な長期投資に影響する。

- **最も高い関連性：安定容量** VRE の変動性により、「容量クレジット」の概念、すなわち VRE 容量のうち需要を満たすことが保証される部分（一般に「安定容量」と呼ばれる）が電源の長期電源増設計画に反映されることが不可欠となる。将来の電力システムが VRE 量の少ない時期もカバーできるだけの十分な供給を確保するためには、これがきわめて重要である（2.2 節）。

- **高い関連性：柔軟性** VRE 発電が増え、供給の変動性と不確実性が大きくなるにつれ、システムの柔軟性が重要となる。賢明な VRE 導入計画で需給バランス調整の問題を減らすことはできるが、VRE 比率の高い電力システムの中で常時バランスを維持するためには、柔軟性対策に対する多くの投資が必要になる可能性が高い（2.3 節）。
- **高い関連性：送電容量** VRE 資源の利用可能性は場所によって異なり、新たな VRE 電源の容量を遠く離れた需要の中心地へ送電できるよう計画することが必要になる場合もある。加えて長距離送電線には高度な電圧制御が必要になる場合もある（2.4 節）。
- **短期的／特定の系統に限られた関連性：安定度** 偶発事象や電圧制御に対応する能力を維持するための高度な運用方法やその他の技術的手法は、比較的低コストで利用可能である。長期計画および投資に影響する技術的問題が生じる可能性があるのは、VRE 比率がきわめて高い場合に限られる（2.5 節）。

政策決定者に長期電源増設計画のシナリオを提示する場合、特に VRE 導入によりもたらされる安定容量、柔軟性、および送電容量の必要性にどのように対処するかをシナリオに明記する必要がある。

この 3 つの分野への投資は、電力システムの長期的なコスト効率と重要な関連性がある。組織の計画能力が不十分である場合、不適切な資本配分と発電容量構成につながる可能性がある（第 3 章）。

通常 VRE 系統連系研究は、既存の系統がどの程度の VRE を受け入れられるかを評価するため行われる。一般に VRE 導入の長期的上限を設定することを意図して行われるものではない。 長期計画を立てる際に短期的な技術および制度上の制約に対処することは有用であるが、長期的意思決定は主として経済性に基づく。

投資を行い、運用方法を変える意思がある限り、技術的問題は解決可能である。 問題はそのような解決策を適用するためのコストを長期計画にどのように反映させるかである。

意思決定者のための手引き：

移行計画策定のための長期的エネルギーモデル

本報告書第 2 部の所見と提言

電力セクターにおける再生可能エネルギーへの転換に向けての長期的経路を確立するにあたってはモデルに基づいた評価が重要であり、それら**モデルは VRE 展開の長期的投資への影響を考慮する必要がある。**これにはいくつかの手法がある。これらは多くの場合互いに補完的であるが、その複雑度は異なる。

VRE 展開の影響を長期電源増設モデルにおいて評価するにあたって、**データの利用可能性およびモデル分析の専門知識のレベルを指針とし、適切な手法を選ぶ必要がある。**

VRE の比率を高める計画を向上するにあたり、最初は簡単なやり方から始め、時とともにモデルの範囲と質、および担当者の能力を向上させる戦略的方法をとることが勧められる。

優良事例：長期計画モデルにおける VRE の評価方法

電力系統における VRE の評価を向上させるための方法論と優良事例を評価するため、本報告書では最初に分野横断的手法（個別の手法の価値を高める、補完するもの）を議論し、その後安定容量、柔軟性、送電容量、および安定度の分析にそれぞれ必要な個別の手法を取り上げる。

- **分野横断的手法（第 4 章）**

モデルの時間および空間解像度の向上：一般に長期電源増設モデルの時間および地理空間解像度はあまりに低いため、VRE の影響に対処する様々な手段を完全に評価することができない。時間および空間解像度を上げると、原則として VRE の安定容量に対する寄与度、送電容量の要件、および柔軟性をモデル分析においてより正確に反映させることができる。

一般的な複雑度：低から中

- **安定容量の評価（第 5 章）**

「タイムスライス」決定手法の改良：日変動と季節変動の主なパターンを把握するためタイムスライス（モデルの時間ステップ）をより正確に定義することにより、VRE による発電と需要のタイミングの一致および不一致が明確にモデルに反映することができ、安定容量に対する VRE の貢献度もより正確に表すことができる。タイムスライスの定義は、できれば複数年にわたる負荷および VRE 発電両者の時間的変動の慎重な精査に基づくことが望ましい。VRE 電源の利用可能性に関する情報（例えばグローバル再解析データなど）は近年ますます入手可能性が広がり、このような分析をサポートしている。

一般的な複雑度：低から中

「容量クレジット」の組み込み：モデル内部での需要と供給の一致に基づく容量クレジットの評価に代えて、外的に定義された容量クレジットを電源増設モデルに組み込み、その貢献度を反映させることができる。系統上の全容量に異なる容量クレジットの値を割当てることにより、系統増強にあたって十分な安定容量を維持することを保証するモデルを開発することができる。容量クレジットの値は、単純にモデル範囲全体にわたる固定値として、または VRE 比率の関数として取り入れることができる。容量クレジットの正確な推定に利用できるさまざまな手法が登場している。

一般的な複雑度：低

- **柔軟性の評価（第 6 章）**

柔軟性供給制約の組み込み：系統の柔軟性は、最初にディスパッチ可能（制御可能）な発電所、貯蔵、デマンドレスポンス、および国際電力取引などの「柔軟性を供給する選択肢」について運用の柔軟性（例えば最低負荷レベルやサイクリング速度）の範囲をパラメータ化することでモデルに組み込むことができる。需要および VRE の変動に伴う出力変化の必要量は個別に評価でき、その必要量は系統レベルで利用可能な柔軟性の選択肢を用いて満たす制約が課される。標準的な全電力需給調整に対する追加的な制約として、モデルにこのような「柔軟性のバランス」の手法を用いると、系統要件を満たす柔軟性の選択肢に対する投資を最適化することができる。

一般的な複雑度：低から中

柔軟性バランスの検証：柔軟性に対する制約の代わりに、もしくはこれに加えて、複雑度の異なる精度の高いツールを使って電源増設計画モデルの結果をさらに精査することができる。このような検証ツールによって、電力系統の運用面が精査でき、電源増設計画モデルから得られた電源構成（エネルギーミックス）が十分な柔軟性を提供できるかどうか大まかな示唆が得られる。

一般的な複雑度：中から高

発電コストモデルとのリンク：発電コストモデルは、長期電源増設モデルの結果を検証するため、あるいは必要に応じてその結果を修正するため使用することができる。このような「結合」の手法により、系統運用における柔軟性の必要（発電コストモデルに焦点）を投資計画（電源増設モデルに焦点）の観点から分析することが可能になる。

一般的な複雑度：高

- **送電容量の評価（第 7 章）**

系統投資需要と VRE 増強のリンク：VRE に関連した送電投資コストを、モデル外で一般化して評価した上で（例えば VRE 容量単位あたりの一般的な送電投資）VRE 投資コストに追加する手法がある。このような簡略化した方法では、VRE 資源の質と新規の送電容量に対する投資とのトレードオフは評価できないが、VRE による送電設備新設の必要性が VRE 投資に与える全般的影響を反映させることはできる。

一般的な複雑度：低から中

発電および送電の地理特有性の評価：VRE 資源の質と新規の送電容量に対する投資とのトレードオフは、用地ごとの VRE の技術経済的特徴を明示的に取り入れることにより、モデル内で評価することができる。実際には、これは VRE サイト群（または「ゾーン」）を投資の明示的オプションとして組み込むことで可能になる。GIS（地理情報システム）に基づき、資源と用地の詳細な評価を可能にするツールとデータが多数登場している。モデル分析における VRE 資源の評価方法を理解し向上させることは、当然のことながらこれに伴う送電投資の必要性をより正確に評価するのに役立つことになる。

一般的な複雑度：低から中

- **安定度の評価（第 8 章）**

起こりうる系統制約の研究：VRE 比率が高い場合に（主に系統運用において同期発電機による発電が不十分なことに起因する）系統安定度に関する懸念が起こるため、現在、孤立系統の瞬時導入率に対し技術的上限が決められる可能性がある。このような上限、またその他の短期的な技術的障壁に対処する際に起こりうるボトルネックは、長期電源増設モデルにおける制約として反映させ、代替シナリオとして研究する必要がある場合がある。

一般的な複雑度：高

本報告書で取り上げるいくつかの主要パラメータ（例えば容量クレジット、さまざまな資源の柔軟性特性、送電投資の必要性など）に関する情報や、それらを取り入れたツールは近年研究が大きく進んでいるものの、情報はあちこちに散らばっており、ツールもまた一般的に入手可能であるものとは限らない。本書ではこうした情報を主要な文献を含めてまとめて提供している。VRE 比率の高い電力システムへの移行を多くの国が計画するにあたり、**新しいツールとデータのマッピングを継続的に提供していくことが有用である。実務者、政策決定者、およびエネルギーモデル分析のコミュニティにとって、計画策定に関する経験を情報交換することはきわめて重要である。**IRENA は、エネルギー計画者や研究者と協力し、これらの分野で重要な支援を提供することが可能である。またこのことによって、電力セクターにおけるコスト効率の高い再生可能エネルギーへの長期的移行が可能となる。

はじめに

**再生可能エネルギーへの転換を目指した電力セクター
長期計画**

野心的な国内目標や国際的合意のもと、また急速な技術革新に後押しされ、再生可能エネルギーの利用による電力インフラ増強が各国政府により一層推し進められてきている。再生可能エネルギーは 2014 年時点で全世界の発電量の 23%を供給している。さらに意欲的な計画や政策の採用が加速すれば、2030 年には 45%に達する可能性がある（IRENA, 2016a）。

このような変化が加速する中で、2つの重要な再生可能電源である太陽光発電と風力発電の変動性が新たな課題となっている。エネルギー計画者は常にある程度の変動性および不確実性に対処する必要に迫られてきたが、変動性再生可能エネルギー（VRE）が電力セクターに突きつける課題は多くの面で他とは異なっている。先見的な計画者は、先進国においても途上国においても、このような課題に直接取り組むことを目指し、まず足元の長期的な投資選択の検討に着手している。

意思決定者は、政策立案の情報源とするため、また適切な再生可能電源導入目標を定めるため、技術経済的評価への依存をますます強めている。そのため、さまざまな将来シナリオのモデル分析が電力セクターの重要な計画ツールとなっている。一部の市場において計画者やモデル分析者は、長期モデルを利用して電力セクター転換を分析するにあたり、その中で VRE をどのように取り扱うについて多くの知識を蓄積してきている。

報告書は次の二部から構成される。

第 1 部「VRE 移行計画の策定」では、VRE の電力システムへの大規模な導入に関連した主な長期的論点と懸念の概要をまとめ、エネルギー政策の意思決定者や計画者への指針とする。

第 2 部「移行計画策定のための長期的エネルギーモデル移行」では、エネルギーモデリング分野の技術的実務者への指針とするため、特に長期シナリオ計画のための実用的 VRE モデル分析手法の一覧を紹介する。

チャンス：VRE の高度導入を伴う電力セクターの転換

世界が再生可能エネルギー導入の加速を目指す中で、各国はますますこれに注目するようになってきている。2014 年には再生可能エネルギーが全世界の発電電力量の 23%を占めたが、国際再生可能エネルギー機関（IRENA, 2016a）によるグローバル REmap 解析が示すように、この割合は 2030 年には 45%に達する可能性がある。国別で言うと、IRENA が解析した REmap 40 か国の 2030 年までの再生可能性エネルギー比率は最低でも 18%から最高では 94%の範囲になると予想される。

世界的にこれほどの高い導入率を達成するためには、水力、地熱、バイオエネルギー、太陽光、風力、および海洋エネルギーなど、幅広い再生可能エネルギー技術の使用が必要である。これらすべての資源の利用可能性は、地熱エネルギーを除くと、さまざまな程度で年、季節、月、日、時間、および 1 時間内のさまざまなタイムスケールで「**変動性**」がある。特に太陽光発電と風力発電は短いタイムスケールでの変動性がきわめて高く、電力系統に風力発電と太陽光発電を大量に系統連系した場合、運用面で特有の課題を生じさせる。これらの電源の割合が高くなるに従い、その系統連系に必要な対策のいくつかには、風力発電と太陽光発電の比率が低いときにはあまり存在しなかった、長期投資との関連性がある。

本報告書で取り上げている**変動性再生可能エネルギー（VRE）**資源は主に風力と太陽光であるが、これはこの両者が系統連系と独特の関係を持ち、性能およびコスト競争力の大幅な向上の結果として急速に導入が進み、また手付かずの大きな資源ポテンシャルを持つためである。このような要素により、この 2 つは将来の電力セクター増強にとって重要な技術となり、（短期的には技術上、運用上、規制、および市場面での短所があるにも関わらず）VRE 比率を高める移行を進める上で、適切な長期計画により高いコスト効率を確保することができ、政策決定者は何らかの技術的制約が生じる前に準備することができる。

先見的な手法：長期移行計画に基づく将来経路の規定

再生可能エネルギーを目指した野心的な転換が進むにつれ、さまざまな**長期シナリオ**（通常、今後 20～40 年をカバーするものと定義される）を開発・精査し、特にさまざまな移行経路のコスト効率を評価・比較する必要がある。このような評価を支援するさまざまなモデル分析ツールがあり、本報告書で詳細に述べられる。エネルギー政策の決定は常に、このようなツールで作成される定量的シナリオによる便益を受け、長期政策目標やこれを達成するための最も経済的な投資行程の定義にこれを利用してきた（Mia et al., 2013）²。

そのようなシナリオは主として 2 つのレベルで使用されている。最初のレベルでは、主に重要な政策問題、およびエネルギーシステムの長期的開発との関連性を特定し認知を高める目的で（国際機関、企業、研究機関などが開発した）全世界または地域のエネルギーシナリオが使用されてきた。このようなシナリオは世界の政策論争を形作る上で大きい影響力を持つことがある。エネルギー政策の優先課題は変わる可能性があり、環境領域（例えば気候変動と大気汚染など）、社会的領域（例えばエネルギーのアクセスと開発、エネルギー安全保障および輸送政策など）、あるいは技術経済的領域（例えば化石燃料の利用可能性、再生可能エネルギーの系統連系、水素経済など）が中心になる。

2 つめのレベルでは、各国政府が将来のエネルギー政策の方向性およびエネルギーセクター開発における特定の将来経路選択との関連性を定量的に評価するため長期エネルギーシナリオを開発する。多くの場合、各国政府はシナリオ開発のため長期モデルを採用してきた。通常このようなモデルでは、ベースライン（基準）シナリオと、広範囲の不確実性や政策オプションを含む代替政策シナリオの両者が調べられる。

このようなシナリオは、管轄区域により、各国の長期エネルギー計画（マスタープランと呼ばれることが多い）、統合エネルギー計画、または統合資源計画の基礎となる。各国の国家エネルギー計画（および計画策定のプロセス）では、政策決定者に対し複雑な経済・政治・環境上の相互関係やエネルギーシステムを取りまく不確実性に関する知識を提供する。長期計画では国の全体的な政策目標を実現するためのエネルギー構成の数値目標を定め、いつ、どこで、どのようにエネルギーセクターに投資を行うかというプロセスを指示する。これらの目標を達成するため、政策手段と規制が定められる。（エネルギー計画策定の目的、プロセス、および手法のより総合的な考察については、NASEO（2014）、OLADE（n.d.）、および Wilson and Biewald（2013）に示されている概略を参照のこと。）

上述の長期シナリオ開発と国のエネルギー計画策定のプロセスは、本報告書において「**長期エネルギー計画**」として論じられている。

長期エネルギー計画プロセスの中で、電力セクターのステークホルダーは目標を定めたモデル分析ツールを使って精密なシナリオを作成し、信頼度が高く調達可能な電力を提供するための具体的な最小コスト投資行程を評価することが多い。このプロセス全体を通じて再生可能エネルギー展開計画を統合し、全体的なエネルギーマスタープランの一部として有効な長期再生可能エネルギー目標を設定することができる（IRENA,

² エネルギー政策立案の情報源とするための長期エネルギーモデルの適用は文献で広く論じられている。例えば、国際エネルギー機関の再生可能エネルギー技術配備（IEA-RETD）実施協定のもとで RE-ASSUME プログラムにより発表された Decision Maker's Guide to Evaluating Scenarios, Modelling and Assumptions（シナリオ、モデル分析、および仮定を評価するための意思決定者の手引き）（Mai et al., 2013）では、エネルギーシナリオとモデルが不確実性のもとでの政策決定の情報提供にどのように使用されたかを取り上げ、そのようなモデル結果の使用にひそむ一般的な危険について述べている。手引きでは、シナリオが将来を予測するとは期待されず、モデルは問題に適合させる必要があることが強調されている。通常業務の仮定のもとで最も可能性のある結果を表すものとして、通常業務シナリオが開発されている。これは予測としてではなく、さまざまな選択肢を比較するための基準として使用するべきである。モデルの選択が目の前の問題によって決まるという事実は、あらゆる状況に応用できる完璧なモデルが存在しないことを示唆している。

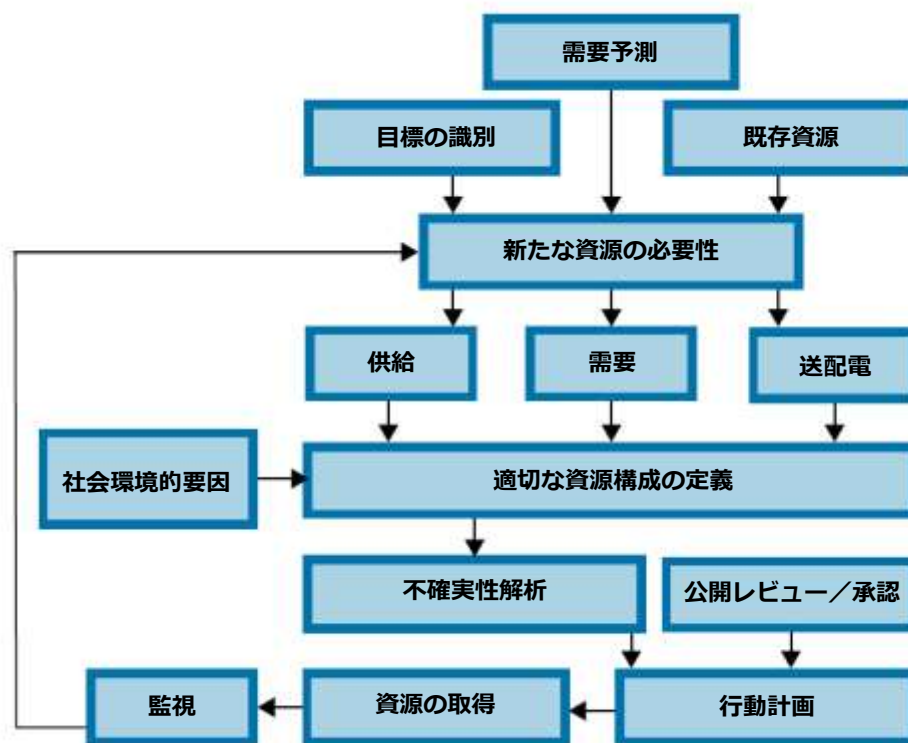
2015a)。米国の状況において電力セクター長期計画策定（統合型資源計画と呼ばれる）がどのように行われているかを表す例を図1（出典：Wilson and Biewald, 2013）に示す。

電力セクターが市場ベースで構成されているか否かに関わらず、同様の電力セクター計画プロセスを実施すべきである。いずれの場合も、適切な政策を決めるためには長期エネルギー構成を評価する必要がある。独占市場では、電力会社が発電への投資の手引きとするためそのようなプロセスを用いる。自由化された電力市場では、長期政策目標に合わせた投資を促進するための適切な規則や規制を定めるため、長期計画が重要である。

電力システムのVRE比率が高くなるにつれ、既存のツールや手法が長期エネルギー計画に適しているかどうかに関する懸念が生じている。既存のツールや手法は、このような電源を系統連系することによる技術経済的関連性を把握できるだけの十分な精度を備えていない可能性があるからである。詳細な「系統連系研究」が実施されているが、通常これは高いVRE比率を達成するためには現在の電力システムをどの程度強化する必要があるかを評価するものであり、長期計画との関係はまだ十分確立されていない。

長期計画においてVRE比率を高めることを目指す場合、異なるタイムスケールを扱う計画分野の間で明確な繋がりを確保するように計画策定手法を修正する必要がある。そうすることにより、政策決定者は定められた再生可能エネルギー目標が電力システムの信頼度を損なうことなく達成され、移行を達成するための長期的コストが適切に評価されることを確信できる。こうした修正された方法に基づいたVRE比率を高めるための長期計画は、本報告書では「**移行計画**」として示されている。

図 1 : 統合型資源計画のフローチャート



出典 : Wilson and Biewald, 2013

ボックス 1 : モデルとモデル分析ツール

本報告書の始めに「モデル」と「モデル分析ツール」の違いを明確にすることが重要である。

モデルとは一般にパラメータによる一連の方程式である。方程式を「解く」ためのアルゴリズムを備え、利用者が方程式とデータを扱う際の手助けとなるグラフィカルインターフェースを持つこともある。本報告書ではそのようなインターフェースを「モデル分析ツール」と呼んでいるが、これはモデルそのものではなく、むしろ「モデル生成器」とみなされ、ソフトウェアパッケージの形になっていることが多い。モデルとモデル分析ツールの区別は常に明確にされるとは限らないが、本報告書の文脈においては関連性がある。

計画者の多くはモデル分析ツールを使って国ごとのモデルを開発する。実際、利用可能なモデル分析ツールの支援なしにそのようなモデルを開発するには、多くの研究開発が必要であり、各国の計画者の作業範囲外であることが多い。長期電源増設モデルにおける VRE の影響をより良く評価できる高度な手法のいくつかは研究者レベルのものであり、これを実施するのは（若干融通の利かない）モデル分析ツールを利用する各国の計画者には困難である場合がある。本報告書ではそのような制約を提言の中で考慮している。

本報告書の範囲、目的、および対象とする読者、ならびに他の IRENA 刊行物との相乗効果

本報告書は、前節で述べた問題に取り組み、IRENA の**長期エネルギー計画における変動性再生可能エネルギーへの対応 (AVRIL) プロジェクト**で得られた結果をもとに作成されたものである。2014 年に始まったこのプロジェクトは、エネルギー計画者が再生可能エネルギー比率を高める計画を策定するにあたって、計画が先見的でコスト効率の良いものなるよう、長期投資戦略を評価する優れた手法を長期モデル分析ツールにおいて利用できるようにすることを目指している。

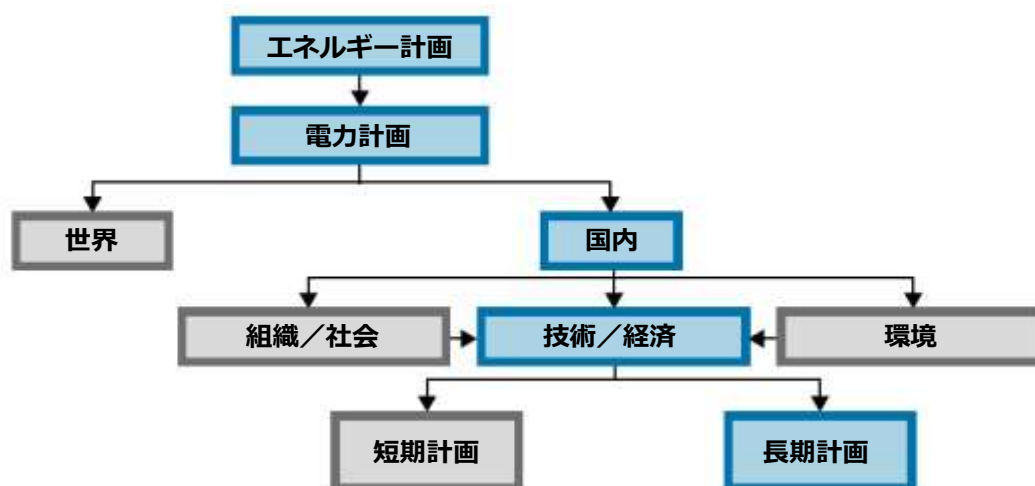
本報告書の主な対象である読者層は、電力会社内の部門責任者などエネルギーに関する意思決定者、ならびに新興経済国の政府、電力会社、および規制機関に所属し、シナリオベースの電源増設の長期計画を担当するエネルギー計画の実務者や職員である。また、研究者コミュニティにおいても、VRE 比率を高める長期計画策定に関する既存の方法論の問題点を洗い出し対処する上で、本書は興味深い情報を提供できると期待される。

近年、VRE がエネルギーシステムの重要な構成要素になるにつれ、大規模な VRE の系統連系の課題を評価する際の既存モデルに限界があることがわかり、そのことに対する理解が進んでいる。今やエネルギー計画の関係者は、このような最新の知識を体現する質の高い情報やツールを使用できるようになっている。本報告書では、シナリオベースの長期エネルギー計画やモデル分析ツールにおいて VRE 独自の特徴に対応するため今まで試されてきた様々な方法論をまとめたものである。

計画策定手法を論じるにあたり、課題が最も多く存在する電力セクターにおける VRE の展開に本書は焦点を当てる。電力はエネルギーの一部であるため、電力およびエネルギーセクターの計画は、本報告書では必ずしも明確に区別されていない。本報告書で取り上げた手法は、特に**電力セクター変革の定量的な技術経済的側面**に重点を置いている。特に、移行計画プロセスにおける制度面の問題は本論の対象外である³。VRE 比率を長期的に高める上での制度上の問題、例えばエネルギー計画に関連したステークホルダーとの協議や、規制、市場設計、グリッドコード（系統連系規程）などは、他の IRENA 刊行物において詳しく論じられてきている。VRE 系統連系の長期技術計画と短期技術計画とのつながりについては本報告書でも論じているが、主題はコスト効率的な系統連系の長期計画であり、短期計画については他の IRENA 刊行物においてより具体的に扱われている。

³ 技術経済的領域の中で最近生じているいくつかの分野、例えばオフグリッド VRE やセクターカップリング（電力を熱や輸送など他の分野とリンクさせること）も本報告書では割愛されている。これらについては興味深い計画作業が始まっており、IRENA はその動向を緊密に見守っている。いくつかの VRE の分散的特徴については本報告書で簡単に述べられているが、配電系統に関する問題は具体的に挙げてはいない。

図 2：計画策定分野における本報告書の要点



本報告書を補完する IRENA 刊行物全体の説明は附録 1 に示されている。

方法論と提言を提示するにあたり、本報告書はデータおよび資源（人的資源と計算機資源）の利用が限られている可能性のある開発途上国や新興国の必要性を重視している。またこのような国ではエネルギー需要が大幅に増加する可能性があり、それにより長期の技術経済的評価の実施に大きな不確実性が生じ、長期エネルギー計画の容量増強の必要性がさらに増大する。

本報告書の目的で、「長期エネルギー計画モデル」という用語（「長期電源増設モデル」と互換的に用いられるもの）は、具体的には約 20～40 年の計画タイムスケールによる容量増強行程を計算する最適化モデルを意味する。MESSAGE, TIMES, MARKAL, OSeMOSYS, WASP, および BALMOREL などのモデル分析ツールがこの分類のモデル作成のインターフェースとなり、多くの途上国や新興国のエネルギーおよび電力セクターの長期投資計画を作成するため使用されている⁴。

本序章以後、報告書は 2 部で構成されている。第 1 部では意思決定者とエネルギー計画者を対象とし、VRE に焦点をあてながら主要な計画概念とモデル分析ツールを解説している。第 2 部は長期シナリオ計画のための実際的な VRE モデル分析手法をまとめる。

第 1 部「VRE 移行計画の策定」では、最初にさまざまなタイムスケールに亘る電力セクターの総合計画プロセスを描き、このプロセスの中での長期計画とモデル分析の位置づけを行う。プロセス内のタイムスケールごとに計画者のための主要分野を特定し、統合的な、あるいは内部的に一貫性のある移行計画方法のための議論を提示する。

また第 1 部では VRE 展開が電力システムに与える影響に対処するための主な計画上の手法も定め、どの手法が長期経済的投資の観点から最も重要であるかについても述べる。

⁴ 選択された国のエネルギーおよび電力セクターマスタープラン開発に使用された長期計画モデルの一覧は附録 2 を参照すること。本報告書において略語で用いられているモデルの正式名称は附録 3 に示されている。

第2部「移行計画策定のための長期的エネルギーモデル」では、第1部で取り上げた手法をもとに、長期モデルにおいて VRE 主導の計画策定をより良く分析できるさまざまな手法を紹介する。手法の説明の補足として、各国の実際の応用例や役に立つデータソースと方法論の参照先も示す。

第1部：

VRE 移行計画の策定

本報告書第 1 部では、3 つの章の中で 2 つの重要な概念を確定し説明する。

第 1 章「計画策定プロセス」では、さまざまなタイムスケールにわたる問題に対応するための電力セクターの計画手順について述べる。報告書の焦点は長期計画であるが、本章では、長期計画と、より短期のタイムスケールにかかわる他の計画分野との関係を明らかにすることを目指す。このような計画手順はそれぞれの分野で独立的に他の実施されることが多いが、高い VRE 比率への移行を計画する際には、それぞれの計画分野をより明確にリンクさせ、さまざまなタイムスケールにわたる VRE 特有の影響を反映させることが望ましいということが、この分析から明らかになる。

長期計画と潜在的に関連のある問題を特定するため、第 2 章「VRE 展開計画策定への主要な影響」では VRE 電源の主な特徴、特に電力系統の機能特性に対する影響に関して説明し、これに対応するための計画手法について述べる。

第 3 章「VRE 展開の投資への主要な影響」では、どの系統特性と計画手法が長期投資に最も関連性があるかを評価する。この評価は、第 2 部において、このような投資の影響を長期電源増設モデルにおいて分析する実際的手法について論じる際の基礎となる。

第1章 計画策定プロセス

本章では、変動性再生可能エネルギー(VRE)を電力セクターにより高い比率で展開するため移行計画を実施するにあたって、長期的な技術経済的評価が果たす役割を明確にすることを旨とする。その際、さまざまなタイムスケールについて考えられる将来経路の技術経済的評価を中心に、電力セクターの計画プロセスの構成要素のアウトラインを示し、短期的問題に関するものと比較した長期的技術経済的評価の適用範囲と特徴に焦点をあてる(1.1節)。高いVRE比率を目指した移行計画には、これまで行われていたものに比べてより統合的で、さまざまなタイムスケールにわたる計画の構成要素の間に一貫性のある手法が必要である(1.2節)。

参考として、附録2に本章で特定された各計画分野に対する評価ツールのさまざまなマッピングを提示する。このマッピングから、ツールにより対応する計画策定問題が異なり、長期計画ツール(またはその他のモデル)が必ずしも計画策定のあらゆる問題に同時に対応できるようにはなっていないことがわかる。

また附録3では、各国研究および地域研究に用いられた30以上の計画策定ツールの例を紹介している。

第1章の要点

再生可能エネルギーへの転換を目指した電力セクター移行計画を策定するにあたって、標準的に長期から短期のタイムスケールにわたる4分野に分けられる。4分野は以下の通りである。

- 長期電源増設計画(通常は20~40年)
- 送電線の地理空間計画(通常は5~20年)
- 系統解析(ディスパッチシミュレーション)(通常は数週間~数年)
- 系統技術研究(通常は最長で5年)

これらの分野はどれも等しく重要であるが、実施にあたってはタイムスケールや実施組織が異なることから、ばらばらに計画されることが多い。目的ごとに使用されるモデル分析ツールが異なるため、計画者はすべての分野にわたって計画の整合性を確保する必要がある。さまざまなタイムスケールにわたり、モデル、データ、および政策目標を一貫的なものにするため、長期モデル分析・長期シナリオは、これに続くより短期の各分析で利用されるパラメータを明確に設定しなければならない。このためには、計画プロセスのさまざまな分野でステークホルダーの間でより積極的な調整が必要となる。

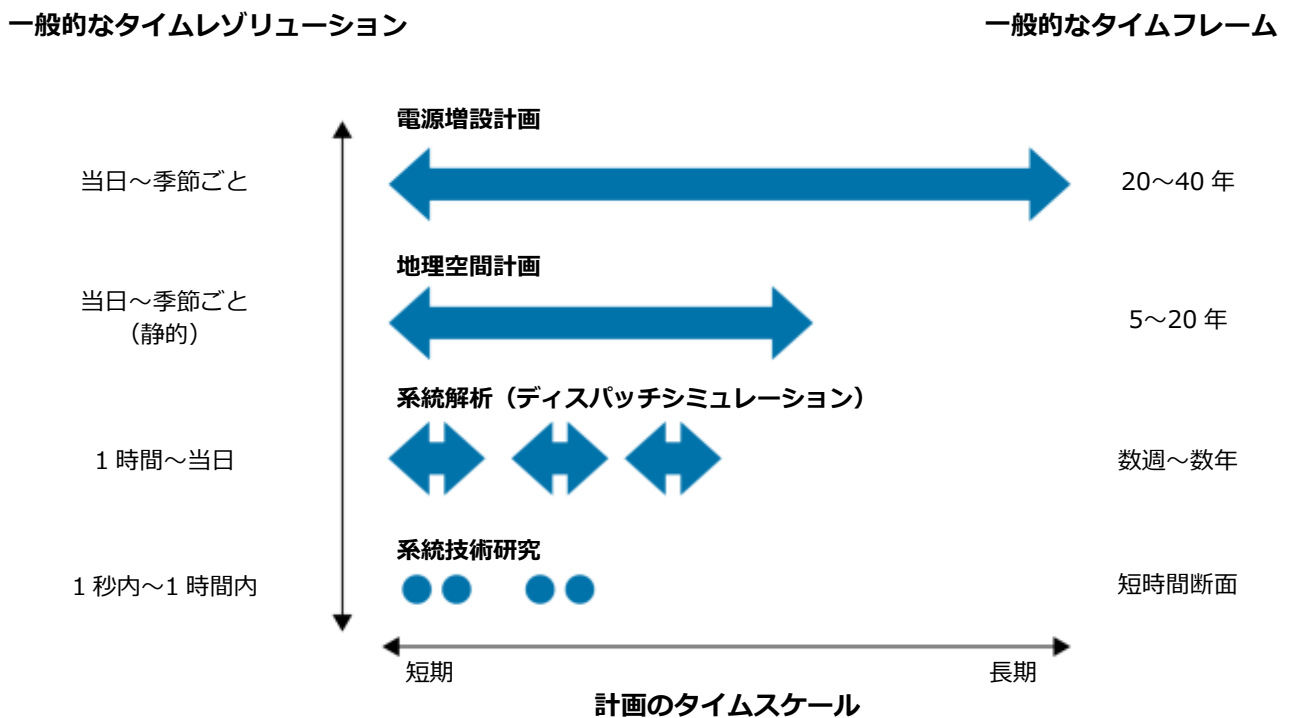
VRE比率の高い電力システムを長期的に計画、評価するにあたって、計画の各プロセス間、また各プロセスを受けもつステークホルダー間でのフィードバックを考慮しなければならない。VREの地理的問題や運用上の問題の中には、(システムの柔軟性向上や送電容量増強の必要性などのように)長期計画シナリオのコスト効率を大幅に変化させ得るものがあるからである。

1.1 計画策定の構成要素概要：さまざまなタイムスケールにわたる技術経済的評価

可能な将来経路に対して完全な技術経済的評価を行うことは、VRE 比率が高い電力系統への移行を計画する上で不可欠である。代替の選択肢となる政策の関連性が明確になるからである。この情報があれば、意思決定者は将来を見越してより前向きな行動を取り、相互関係を持つことの多い複数の目標に見合った政策を立てることができる。最もコスト効率の高い移行を理解し確保しつつ、同時に国のエネルギー政策における技術経済的目標以外の目標も達成するためには、移行計画プロセス全体の中で短期的関連性と長期的関連性の両方を考慮する必要がある。ステークホルダーとの有意義な協議に基づいて評価を行うことにより、意思決定者は結果の正当性に関連したコンセンサスを確保することもできる (NASEO, 2014; OLADE, n.d; Wilson and Biewald, 2013)。

図 3 では計画の 4 つの主要構成要素が定義されている。個別に示されているが、後述するように、実際の技術経済的評価ではいくつかかが組み合わされることが多い。また図では 3 種類の時間軸が区別されている。特定の計画分析が将来のどの時点まで関係するかを示す計画の**タイムスケール**、技術経済的分析の対象となる全体的期間を表す計画の**タイムフレーム**、およびタイムフレーム内の分析の細かさ、すなわち精度を意味する**タイムレゾリューション**（時間解像度）である。以下の考察ではタイムスケールに関連した計画の要素が中心となっている。タイムフレームとタイムレゾリューションについては、それぞれの計画分野のモデル分析ツールに関連して附録 2 で詳述する。

図 3：移行計画の構成要素とタイムスケール



定義した4つの計画分野とその関連した計画策定タイムスケールは以下の通りである。

1. **電源増設計画**： 通常20～40年またはそれ以上という長い計画期間を有する。このような計画は再生可能エネルギーの系統連系という広範な政策的関与を反映し、長期目標とリンクすることが多い。しばしばエネルギー／電力セクターのマスタープランとして発表される。
2. **地理空間計画**： 主にVREプロジェクト用地の場所の選定、および5～20年またはそれ以上の期間に亘る長期的送電拡張の必要性の経済面に対応する。長期的（15年以上）送電開発計画を策定する国もあるが、現在の、または短期的（例えば5年）な系統計画のみに集中する国もあり、系統技術研究と組み合わせられることが多い（下記の「系統技術研究」参照）。
3. **系統解析（ディスパッチシミュレーション）**： 数週間から1年（または長くても2～3年）単位のタイムフレームであり、その間の電力系統内の電源容量構成は一定している。既存系統または将来のある時点での系統に適用される。
4. **系統技術研究**： ある時点での系統の詳細な動的または静的解析に用いられ、通常、既存系統および短期（5年間など）の計画タイムスケール、または長期の計画についてはさらに詳細な解析に適用される。電圧制御および電圧安定度のような系統内のセキュリティ上のボトルネックの特定など、電力系統のセキュリティ問題に主として対応する。

電源増設計画は本報告の中心的主題である。附録3の表17には、いくつかの国の公的な国家エネルギー／電力マスタープランの中で電源増設計画に使用された調査ツールが示されている。この附録で調査されたマスタープランの多くは、約20年の計画タイムスケールを定めている。電源容量マスタープランに共通する目的は、将来の再生可能エネルギー目標年における電源構成の決定、経済的・政策的関連性および将来の不確実性に対する感度の評価、代替政策シナリオの研究などである。長期シナリオ策定の専門能力を持つのは、エネルギー政策担当省庁や政府のエネルギー研究機関であることが多い⁵。場合により、電力会社のモデル分析能力を使い、電力セクターの投資戦略を策定している国もある。

地理空間計画は技術的系統研究と組み合わせられることが多いが、通常は送電系統運用者（TSO）、規制機関、または電力会社内のTSO担当部署が実施する送電計画になくってはならない部分である。ここでいう地理空間計画とは、主に経済的観点から送電線開発の長期的展望を定義づける計画行為を意味する。従来計画では、きわめて重要なこのプロセスを考慮してこなかった可能性がある。しかしVREの比率が高くなると、送電コストと再生可能エネルギー電源の生産能力との間でトレードオフが起こる可能性があり⁶、計画プロセス全体の中で地理空間計画の注目度は高くなる。地理空間解析自体は、地図上に線を引くことから洗練された地理空間計画ツールの使用にいたるまで、複雑度の範囲が広い手順により行われる。解析結果から代替送電シナリオを確定することができ、さらに技術的系統研究がこれを詳細に検証することになる。

⁵ 国内の専門能力が限定されているため、この目的でコンサルタント会社と契約している国がいくつかあり、適応性およびタイムリーなアップデートの範囲が限定される可能性がある。

⁶ トレードオフとは、送電投資のコストと比較して、より良質な資源のある場所に再生可能エネルギー電源を設置することの潜在的便益をいう。例えば、新たな送電容量、または既存の送電における混雑増加のコストが、わずかに質の高いVRE資源の便益を上回る場合がある。トレードオフは主に、送電が発電と比べてコストが安いことや、再生可能エネルギー資源は場所により大きく異なることによって引き起こされる（Madrigal and Stoft, 2012）。

系統解析（ディスパッチシミュレーション）は主に利用可能な全発電所の最適利用を解析するもので、さまざまな給電パターンと保守点検スケジュールを考慮し、またときにはその利用に影響を与える可能性のある送電混雑も考慮に入れる。実運用の前日、1週間前、または数年前に行われる場合がある。TSOは給電指令の運用計画のため（例えば前日または1週間前）、また発電事業者は燃料予算作成と保守点検計画のため（例えば数年前）、このような解析を行うことがある。政策機関や規制機関も、計画プロセスにおける政策および規制上の意思決定のための情報としてこれを利用する。系統解析は研究者コミュニティの勧告に従い、「VRE 連系研究」の一環として実施されることが多くなっている（IEA Wind, 2013）。

系統技術研究は地理空間計画を補完するため利用されることがある。長期研究、あるいは送電容量増強策として多数の選択肢がある研究では、いわゆる定常状態の系統技術研究を行い、幅広いレベルの信頼度評価基準により運用結果を測定することができる。より詳細な運用結果を必要とする研究、例えば送電拡張の経済的選択肢が限られている場合、あるいは別の審査プロセスにより選択肢の完全な特定が不必要であるという結果が得られている場合（Madrigal and Stoft, 2012 参照）などでは、きわめて詳細な定常状態および動的信頼度基準を持つ短期的な系統技術研究が必要となる。

上記の手順に伴う技術経済評価は、それぞれの適用範囲に合わせて作られたツールを使用して行われることが多い。本報告では便宜上、これらのツールを、**長期エネルギー計画モデル**、**地理空間計画モデル**、**発電原価モデル**、および**系統解析モデル**（静的および動的系統モデルに細分される）に分類した。モデル分析タイプの区別は必ずしも厳密ではない。短期的影響の評価に使用されるツールは、一般に系統範囲が狭く、空間、時間、および技術的分析に関連する精度のレベルが高い。対照的に、長期的影響の評価に利用されるものは、系統範囲が広く、計画タイムスケールが長く、一般に精度は低い。これらのモデルの適用範囲の詳細は附録2を参照のこと。

上記および図3に示した構成要素以外に、総合移行計画には制度的変更の計画も含まれる。例えばディスパッチ（給電）規則、電力市場の設計、規制の枠組みと補助金スキーム、認可プロセスなどである（IRENA, forthcoming-d）。本報告の序文で述べたように、このような制度的計画策定の問題は他のIRENAの刊行物により論じられているため、ここでの分析の範囲外である（附録1参照）。ただし制度上の問題が技術経済評価に含まれないということではない。制度のパラメータはシナリオ設定を定義する上で重要な役割を果たし、代替制度のパラメータの技術経済的関連性も意思決定の基礎として評価することができる。

1.2 移行計画策定のより統合的な手法に向けて

電力セクターのインフラ投資は長いリードタイムを必要とし、またその結果であるプロジェクトの継続時間が長いことを考えると、将来の投資オプションは現在行う投資に大きく影響される。明確に定められた長期的移行計画と、これに伴う投資戦略を持つことにより、直近の目に見える問題を解決する必要性にせまられた受動的方法を取るのではなく、将来を見通して移行計画の構成要素を前向きに実行することができる。短期的視点しか持たないと、長期的には遅延、アデカシー問題、経済非効率などにつながる可能性がある。

長期移行計画が明確に定められていないことによる短期的な非効率性を避けるには、短期計画分野での計画策定にあたり長期計画分野との整合性を確保し、技術経済評価の手順において明確で一貫したフィードバックループが確立されたより統合的な手法が必要である。

初期には、技術経済的計画と評価に対するトップダウンのアプローチが合理的であり、そこでは範囲の大きい計画策定から詳細な分析へと進めることとなる。まず長期電源増設計画により、将来の電源容量構成を定義する。構成が決まったら、系統投資計画を開発する。系統トポロジーと電源容量構成を使用して最適な給電（ディスパッチ）を評価し、これをもとに潮流解析と安定度解析を行い、系統運用の弱点を発見し、系統強化の必要性を特定する。現在のところ、TSO による日常的な解析がこのプロセスの一部をカバーすることが多く、そこでは最適ディスパッチ解析を行ったのち、潮流および安定度に関する系統解析を行っている。計画コンサルティング会社がこの順序で計画サービスパッケージを提供することが多い⁷。

計画策定と評価に対するこのようなトップダウンのアプローチは、移行にあたって高いコスト効率を確保するためには不可欠であるが、多くの場合、上述の手順は全く独立して行われる。これを放置しておく、高い VRE 比率を目指す、しばしば複雑な移行を進める際に、問題を引き起こす潜在的可能性がある。

例えば、電源増設計画は、高い VRE 比率の長期的電源構成の評価の中で、単独で行うことはできない。なぜなら、VRE 投資は地理的制約を受けることが多く、追加の送電コストも考慮しなければならないからである。発電と送電の投資計画が独立に策定される、TSO は再生可能エネルギーを出力抑制したり、受け入れを拒否しなければならない可能性がある。

また、計画が分野により独立して行われる場合、長期計画が時として短期的な信頼度問題の関連性（または関連性がないこと）を全く考慮せずに提示されることがある。短期的問題について可能な解決策がある場合、政策決定者や TSO に根拠のない懸念を生じさせる可能性がある。長期計画の意欲的な再生可能エネルギー目標が、信頼度の高い短期的な電力供給と相容れないのではないかと、政策決定者や TSO が考え始める可能性があるからである。

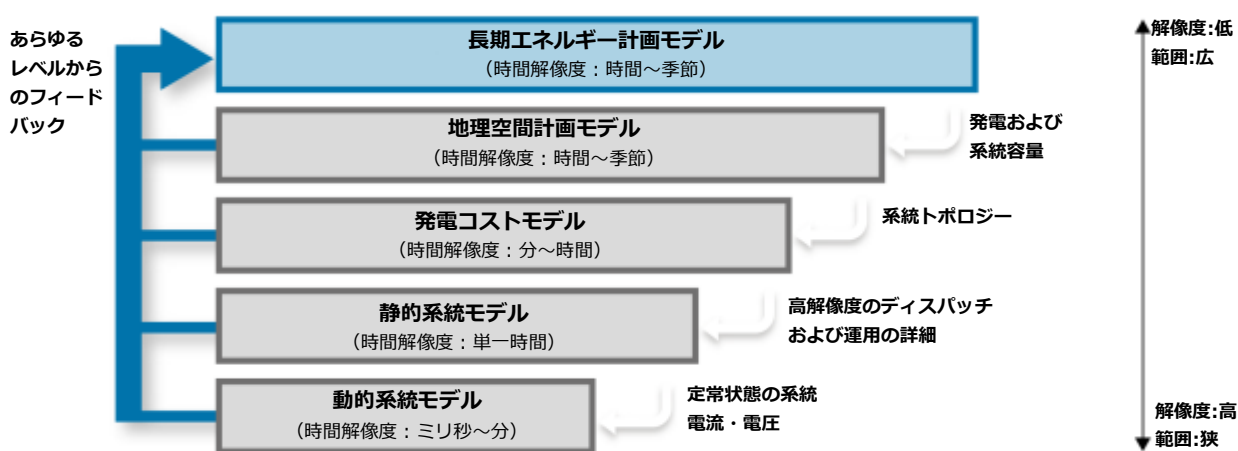
計画策定と評価のプロセスが内部で一貫し、VRE 比率が高い電力系統の運用に関する技術経済的問題が明確かつ詳細に対処されないと、このような見過ごしや根拠のない懸念という問題が多くなる。長期移行計画プロセスの中にフィードバックループを確立し、すべてのデータソースおよび各分野で使用されるデータセットに一貫性を確保すれば、TSO や政策決定者の懸念に対応することができる。適切に統合された手法により、

⁷ ここで示した様式による 3 段階の手法は Mercados (AF-Mercados EMI, 2011) により提案されている。最初に最小コスト計画 (30 年のタイムスケールで発電電力量とネットワーク拡張を最適化) を作成し、次に発電と系統のシミュレーション (10 年のタイムスケール)、その後、平常および極端的負荷条件による系統のシミュレーションを行う。

電力システムの機能特性に対する VRE 展開の本質的な技術経済的影響を看過することなく、あらゆる評価と政策において正確に反映させることができる。

以下の 2 つの章では、VRE 展開が長期計画に与える主な影響をさらに詳述し、統合的な長期移行計画を構築するときに最も関連性のある系統特性を特定する。

図 4 : エネルギーシステム計画のツールと解析およびフィードバック



ボックス 2 : 計画策定のパラダイム変更 : 地理空間計画の例

世界各地における送電線増設計画プロセスは Madrigal and Stoft (2012) に詳録されている。

長期計画では、5～20年のタイムフレームについて、需要の増加、電源構成目標、連系線に関する政策、および VRE の場所選定などの要素を前提とした、全体的な送電線の必要性を特定する。短期～中期計画、すなわち直近の未来から今後 2～5 年の計画は、特定の送電プロジェクトと直接リンクする場合やしない場合もある。送電計画手法の主流は伝統的には「受動的」であることが多い。例えば、個々の連系要請に対応したり、あるいは発電設備（アセット）の非効率的使用を強いる送電のボトルネックに対処したりするため、送電プロジェクトのリードタイムが長く遅延につながることが多い⁸。送電混雑（または送電不能）が再生可能エネルギーの拡大にとって顕著な障害となる中で、送電と発電の計画策定の長期的な同時最適化の原則に基づく計画策定への前向きな手法がますます用いられるようになっている。

⁸ 系統拡張のスピードは、中国、米国、ドイツ、およびスペインの風力発電増加に対する共通の障壁となることが明らかになっている。中国では、系統拡張の遅れと系統制御・管理技術の欠如により、2011年には17.5%、2012年には21.7%と大規模な出力抑制が発生した（Lacerda and van den Bergh, 2016）。

第2章 VRE 展開計画策定への主要な影響

VRE をベースとした発電所は従来型発電所とは異なる特性を持ち、それが電力系統の機能特性と運用に独特な影響を与える。計画者は系統内の VRE 比率が高い中でも信頼度の高い電力供給を確保しなければならないため、系統の残りの部分も同時に適応させていく必要がある。

VRE に適応した先見性のある電力系統を可能にする手段は、多数存在する。計画レベルでの主な対策は、さまざまな分野でこれらの手段を（特に付随するコストに関連して）認識し、これに備えることである。

本章の主な目的は、VRE 特有の諸特性を特定し（2.1 節）、それが高い VRE 比率に向けた計画策定に与える影響（2.2～2.5 節）を解明することである。2.6 節ではこの考察をまとめ、おもに経済的視点から長期投資に関連した VRE の影響の相対的重要性を評価する第 3 章へとつなげる。

第2章の要点

VRE 比率の高い電力システムを計画する場合、信頼度の高い電力供給を損なわないため、VRE 展開の影響に対処するための投資を考慮する必要がある。

電力系統の中で VRE の特有な性質をうまく運用するために、計画レベルで取り入れるべき幾つかの手法がある。

- **安定容量の計画** VRE の変動性により、「容量クレジット」の概念、すなわち VRE 容量のうち需要を満たすことが保証される部分（一般に「安定容量」と呼ばれる）が、長期電源増設計画に反映されることが不可欠となる。将来の電力系統が VRE 量の少ない時期もカバーできるだけの十分な供給を確保するためには、これがきわめて重要である。
- **柔軟性の計画** VRE 発電が増え、供給の変動性と不確実性が大きくなるにつれ、系統の柔軟性が重要となる。賢明な VRE 導入計画で需給バランス調整の問題を減らすことはできるが、VRE 比率の高い電力システムの中で常時バランスを維持するためには、柔軟性対策に対する多くの投資が必要になる可能性が高い。
- **送電容量の計画** VRE 資源の利用可能性は場所によって異なり、新たな VRE 電源の容量を遠く離れた需要の中心地へ送電できるよう計画することが必要になる場合もある。加えて長距離送電線には高度な電圧制御が必要になる場合もある。
- **安定度の計画** 偶発事象や電圧制御に対応する能力を維持するための高度な運用方法やその他の技術的手法は、比較的 low コストで利用可能である。長期計画および投資に影響する技術的問題が生じる可能性があるのは、VRE 比率がきわめて高い場合に限られる。

2.1 VRE の主な特性

VRE 電源を従来型電源と区別する 5 つの主な特性は、以下の通りである（2.2～2.5 節で詳述）。

- 1 **天候依存性**のため、VRE はディスパッチ能力（すなわち出力を制御する能力）が限定され、**季節変動および日（すなわち 1 日のうちで）変動**する出力パターンを持つ⁹。
- 2 VRE は予測することが可能であるが、予測には一定の**不確実性**が伴う。
- 3 VRE の一次エネルギー源は輸送できないため、VRE には**地理的制約**があり、VRE 発電所は通常発電に必要な資源が恵まれた場所に建設される。このような場所は大規模需要地から遠い場合がある。
- 4 VRE 資源は**非同期電源**（直接接続される回転質量ではなく、パワーエレクトロニクスによるシステムとのインターフェースを持つ電源）とみなされる¹⁰。特定の状況下では、これは従来、同期発電機が提供する「慣性¹¹」に依存してきたシステム安定度の維持に、問題をもたらす可能性がある。
- 5 VRE 発電所はシステムインフラの送電線の電圧階級に必ず接続されているとは限らないため、分散型電源と呼ばれることが多い。

このような特徴は電力システムの特定の機能特性の性質、あるいはそのための要件のいずれかに影響を与える。中でも最も重要なのは、**安定容量、柔軟性、送電容量、電圧制御**、ならびに**周波数および電圧応答**である。これらのシステム特性は以後の節で定義し、詳述する。

図 5 は、VRE のどの特性がシステムレベルのどの機能特性に影響するか、また通常これらの影響が移行計画プロセスのどこで考慮されるかを図解により示したものである¹²。図は VRE がシステム運用に与える影響の全体像を示すことを意図したのではなく、VRE 展開が運用方法の単純な変更や技術的適応以外に、システム計画のどの分野に最も影響を与える可能性があるのかに重点を置いている。システム信頼度とセキュリティに対する VRE の影響の詳細、特に途上国と新興国の文脈におけるものは、Pöller（2014）に記載されている。本節でもこの文献から多く引用している。

この図の経済的関連性、特に長期投資の優先課題と関連するものについては第 3 章で述べる。

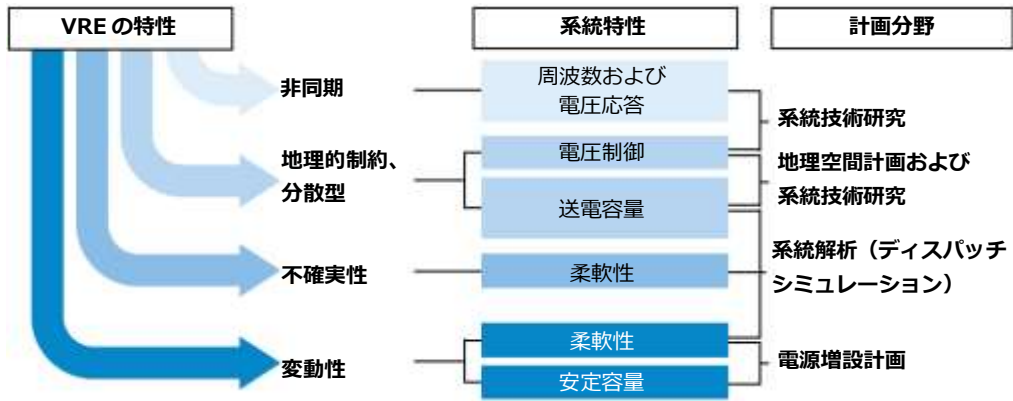
⁹ 太陽光や風力のように短期的（例えば 1 時間内）に顕著な変動性を示す資源は間欠性エネルギー源とも呼ばれる。

¹⁰ システムに直接連結される回転質量をもつ発電機は通常、同期発電機と呼ばれる。欧州電力システム運用者システム事業者ネットワーク（ENTSO-E）は「同期発電モジュール」を「発電電圧の周波数、発電機の数、およびシステム電圧の周波数が一定の比率、すなわち同期している電力を作り出す設備」と定義している（ENTSO-E, 2011）。

¹¹ 慣性とは、「同期発電機および誘導発電機が提供する電力システムに貯蔵された回転エネルギー」と定義される（NERC and California ISO, 2013）。

¹² VRE 導入は表示された機能特性を提供する電力システムの能力に必ず影響を与えるわけではない。必要な提供のレベルが異なる可能性があるにすぎない。

図 5 : VRE、電力系統の特性、および計画策定分野の間の主な関連



2.2 適正な安定容量の計画

安定容量とは、たとえ悪条件下であっても、いつでも需要を満たすことが保証される発電電力量をいう (EIA, n.d.)。その変動性、あるいはより具体的には変動する発電と需要の変動性との間の時間的ミスマッチにより、VRE 発電所は必ずしもその全容量を安定容量として供給できるわけではない。電力は供給するが、発電は天候に依存し、アデカシーを決定する場合、例えばピーク需要時などにその全定格（最大）容量が常に信頼できるとは限らない。

安定容量として信頼できる VRE の部分は「**容量クレジット**」と呼ばれる。これは「設備利用率」の概念と混同してはならない。容量クレジットは、主として VRE 発電が需要とどの程度一致するかにより判定されるが、設備利用率は需要プロファイルとは関係ない VRE 電源の利用可能性によって決まる。ボックス 3 に諸文献でよく使用される容量クレジットの定義をいくつか紹介する。

ボックス 3：諸文献における「容量クレジット」の定義

容量クレジットとは、ある発電所が系統全体の発電アデカシーに占める割合である。この概念は「容量価値」と呼ばれることもある。Madaeni et al. (2012) では容量価値を「発電所が確実に需要を満たすための貢献度」、また「発電所の予備カマージン計画に対する貢献度」と定義している。

容量クレジットのより技術的な定義では、主として概念を数値化する値が反映される。例えば、Mills and Wisner (2012a) では容量クレジットを「VRE がなかった場合と比較して信頼度のレベルを下げることなく置き換えることが可能な従来型電源の発電電力量」と定義し、一方 Holttinen et al. (2009) は「当該発電所の追加により、目標信頼度レベルで利用可能な追加負荷の量」としている。

容量クレジット数値としてよく用いられる等価従来型電源 (ECP)、等価安定容量 (EFC)、および供給信頼度対応能力 (ELCC) (Madaeni et al., 2012) の 3 つの基準は、以下のように定義されている。

- ECP：同レベルの系統信頼度を維持しつつ新しい発電機を代替できる、異なる発電技術の容量
- EFC：同レベルの系統信頼度を維持しつつ新しい発電機を代替できる、完全に信頼できる異なる発電技術の容量
- ELCC：同レベルの系統信頼度を維持しつつ、(発電機が系統に加わったときに) 系統負荷が増加できる量

発電アデカシー研究の容量クレジット計算方法の詳細例、ならびに風力と太陽光発電の範囲の例を 5.2 節のボックス 11 に示す。

VRE の容量クレジットは、通常それぞれの管轄のもとで責任機関が作成し公表するいわゆる発電アデカシー研究で評価される¹³。**発電アデカシー**とは、常に需要を満たす十分な能力（すなわち安定容量）を意味する。

¹³ 例えば、ENTSO-E(2015)では、発電アデカシーは確実に利用可能な容量 (RAC) の概念を用い、5~10 年の予測により評価される。RAC に占める VRE の割合は、予想される 1 日のピーク時について、その時間の太陽光および風力の負荷に対する比率を用いて評価される。OFGEM (2014)では、容量クレジットを表すのに風力発電の等価安定容量 (EFC) が用いられ、英国の負荷軽減マージン (ピーク需要を超えた予備カマージン) に対する風力発電の平均貢献率が反映されている。より確率論的な発電アデカシー数値、例えば停電時間期待値 (LOLE)、電力不足確率 (LOLP)、供給不足電力量期待値 (EUE) などともよく用いられる (CEER, 2014)。

発電アデカシーの概念を定義する正確な用語と測定方法は地域によって異なる。例えば、典型的な発電アデカシー研究では、将来のある年における系統上の全電源容量の安定容量を考慮し、それがピーク需要を満たすのに十分かどうかを評価する。安定容量の十分性は通常政策決定者により決定され、系統の技術的構成、発電ユニットの規模、その運用上の特徴や戦略、および市場設計により影響される (Welsch et al., 2014a)。その結果得られるピーク時を超えて必要な安定容量のマーヅンは**予備力マーヅン**と呼ばれることがあり、通常ピーク容量の 10~25%である¹⁴。

系統信頼度のためには十分な安定容量があることが重要であることから、VRE の容量クレジットの範囲を理解し、VRE 供給パターンをその負荷パターンと整合させることが長期電源増設計画の重要な要素となる。時間の不整合により、過剰な VRE が発電される期間が発生して出力抑制につながるこゝ、あるいは発電が行われないため他の容量でカバーする必要が生じるこゝもある。

他方、統計学的に適切な時間的マッチングを行えば、VRE の容量クレジットは高くなる。例えばある地理的領域では、日射時間は空調が必要な時間と一致することが多いため、太陽光発電の供給曲線は電力需要の全体的パターンとよくマッチングする。このような電力系統における太陽光発電の容量クレジットは、特に日照のない夜間にピーク需要が発生する系統の場合と比べ、高くなる可能性がある。

特定の VRE 発電方式の容量クレジットは、その場所に特有なものでもある。集合化された VRE 電源が地理的に広域に分散している場合 (したがって気象条件の相関が小さい場合)、1 か所に集中した土地利用に比べて容量クレジットは高くなる。地理的領域に広域に分布しバランスの取れた VRE 展開構成を計画することにより、季節および日ごとの変動を平滑化することができ、複合的な電源の容量クレジットを増やせる可能性がある。

¹⁴ 例えば北米では、北米電力信頼度協議会 (NERC) の各地域にわたり 12~17%の範囲の予備力マーヅンが見られる (Short et al., 2011)。予備力マーヅンは常に特定の範囲内に収まるとは限らず、例えば英国では近年冬季の予備力マーヅン予測は 5%未満である (OFGEM, 2015)。

2.3 系統柔軟性の計画

電力システムの安全と信頼度を維持するためには、需要と供給の調整を常に行う必要がある¹⁵。需給調整プロセスの中で変動性に対処することは、系統運用にとって目新しい問題ではない。需要は常に一定の変動性を持つからである。同じことが不確実性についても言える。需要の変動性は必ずしも明らかになっているとは限らず、供給の給電指令計画を立てるためには系統運用者がこれを予測しなければならない。

しかしながら、電力システムの VRE 比率が高くなるにつれ、VRE 電源の変動がより急速、頻繁、かつ重要になる可能性が高い。したがって「**残余需要**」（等価需要とも呼ばれ、需要から VRE 発電を差し引いたもの）の変動性も高くなる。電力システムの非 VRE 部分が通常の運転条件のもとで残余需要を満たすよう発電を調整する能力を、ここでは「**柔軟性**」と呼ぶ（用語の別の定義についてはボックス 4 参照のこと）。

明確に言うと、このような柔軟性が必要なのは、前節で述べた需要と VRE 発電との不一致のためではなく、主として残余需要の変化速度（ランプ）のためである。残余需要の変化速度が速いと、全ての時間帯で全需要と全供給の需給調整をすることがさらに難しくなる¹⁶。このような変化を受け入れるためには十分な柔軟性が必要となる。柔軟性が不十分だと、需給バランスを維持し系統を安全に保つため、負荷制限（VRE が少ないときに系統が出力上昇できない場合）や VRE の出力抑制（VRE の出力が多いときに系統が出力低下できない場合）が必要となる。

柔軟性の高い系統では、VRE により発電される変動電力を受け入れるため、制御可能な発電所が出力上昇や低減をより迅速、頻繁、かつ大規模に行えるよう準備する必要がある。一般的に水力発電所とガス火力発電所がこのような迅速な出力変化容量を持つ。技術的向上により、通常あまり柔軟ではないとみなされる他の発電技術（VRE 電源自体も含め）も、系統の柔軟性に貢献することができる（Jacobs et al., 2016）。

発電所が提供する出力変化容量とその出力以外で最も一般的な柔軟性手段としては、貯蔵技術、デマンドレスポンス、国際電力取引などがある。貯蔵技術はタイミングを変えることにより需要の変動性を平滑化するが、デマンドレスポンスの手法もタイミングをずらすことにより需要の変動性を平滑化する。どちらも需要と供給をマッチングさせることを目指すものである。国際電力取引は柔軟性の手段として使用されることがますます増えており、VRE 電源の利用可能性が低いときに追加的な電源にアクセスすること、あるいは発電過剰のときに放出することもできるようになる¹⁷。

¹⁵ ある時点での需要と発電のバランスは、系統周波数により示される（Lannoye et al., 2012）。需給バランスが大きく崩れると周波数逸脱を引き起こし、系統の被害や故障につながる可能性があるため、系統運用者は周波数を規定の範囲内に維持しようとする。

¹⁶ 例えば、風力および太陽光発電の変動性と関連性のあるタイムフレームは、通常約 10~15 分から始まり（その間は風力および太陽光発電の総出力は比較的一定であることが期待される）（IRENA, forthcoming-a; Pöller, 2014）、系統全体が同じ地域的气象条件に影響される小規模の孤立系統ではさらに短い。広域の地理的範囲に VRE 資源を分散させるか、または異なる資源を用いた多様な発電方式を組み合わせることにより、発電所の設備の変動性を平滑化することができる（IEA, 2014a）。

¹⁷ VRE の出力抑制を制限することは、そのような手段の重要な推進力であるが（VRE 発電は限界費用がゼロに近い場合、過度の出力抑制は電力系統の設計が悪い証拠であるとみなされる可能性がある）、系統計画上の目的としては戦略的な出力抑制の量はコスト効率的解決策の一部となり得る。短期の極端な変動性を受け入れるためだけに追加的な柔軟性供給源、例えば柔軟性の高い新たな発電所や電力貯蔵の選択肢などに投資することは、一定の出力抑制を受け入れるよりコスト効率が悪くなる可能性が高い。慎重に練られた長期計画があれば、そのような損失をうまく最小化できる電力系統を設計することができる。

不確実性¹⁸に対応するよう設定された予備力容量も柔軟性の一部であると見なされる。このサブ構成要素は、もっぱら運用計画との密接な関連性のために研究されている。予備力要件は、正常な運用と緊急時の運用の両者の状況で不測の逸脱に対応するために、規制機関によって決定される。さまざまな種類の予備力（およびその要件）の定義は、地域により大きく異なる¹⁹。

VRE 比率を高めるにあたって、計画者は長期電源増設計画および系統解析（ディスパッチシミュレーション）の両方を用い、電力系統の柔軟性が（常にそうであったように）維持、構築されることを確保しなければならない。

ボックス 4： 諸文献における「柔軟性」の定義

「柔軟性」は VRE 連系の鍵としてますます認識されるようになってきている。しかしこの概念の定義はその範囲も詳細内容も多様であり、さまざまな数値により測定される（この問題は 6.1 節で詳述する）。

IEA（2012）では、柔軟性には 3 つの区分があるとしている。安定度、需給調整、およびアデカシーである。定義の多くは、明示的であれ暗示的であれ、需給調整の文脈内で柔軟性を定義しており、主として周波数制御、負荷追従、および計画を意味している。需給調整は通常の運用条件下では周波数制御と関係しているが、安定度は偶発事象後に周波数と電圧を正常レベルに戻すための対応と関係する。

柔軟性のいくつかの定義では需給調整の要素が明示され、「想定される、またはされない変動性に対応し、電力系統が発電と消費のバランスを調整できる程度」（IEA, 2011）、あるいは「需給バランスを調整し系統信頼度を維持するため必要な調整を行う能力」（Dragoon and Papaefthymiou, 2015）と説明されている。EPRI（2014）で用いている運用柔軟性の定義はこの点に関してはより詳細であり、「最小コストで系統を確実に運用しながら時間および分単位のタイムスケールで需給バランスを維持するため、電源の出力調整と起動停止を行う能力」と説明している。

他の定義では、正常な運用条件のもとで「変動」や「変化」が起こることを暗に想定している。このような定義としては、「増大する供給と需要の変動に適応し、同時に系統信頼度を維持する電力系統の能力」（CEER, 2016 より）、IEA Wind Task25 の風力発電連系研究の専門家報告（IEA Wind, 2013）による「さまざまなタイムスケールの変化に対応する電力系統の能力」、米国立再生可能エネルギー研究所（NREL）による「電力需要と発電の変化に対応する電力系統の能力」（NREL（2015）参照）などがある。

¹⁸ 不確実性は系統変動性につきものであり、大方の場合、予測によって対処される。VRE 電源の変動性は（負荷の変動性と合わせて）、決められた給電スケジュールのタイムフレームで予測され、それに従って給電スケジュールが作成される。予測が正確であるほど、スケジュール作成プロセスにおける誤差を減らすことができる。しかしそれでもスケジュールされた出力レベルからの逸脱が生じる可能性はあり、予測につきものの限界や、あるいは一般的な VRE 変動性と比較して給電スケジュールのタイムスケールが粗すぎるためであることもある。一般に用いられる 1 時間ではなく、（例えばデンマークのように）5 分の給電スケジュールを使用すれば、スケジュールされた出力からの逸脱を減らすことができる。

¹⁹ Ela et al.（2011, 2012）では、さまざまな地域で用いられている定義の概略を示し、どのように同じ用語が異なる概念を表すため使用されているかを説明している。以下にさまざまな系統で応動時間が異なる予備力がどのように呼ばれているか、例がいくつか示されている。

- ENTSO-E：一次予備力（30 秒）、二次予備力（15 分）、三次予備力（15 分以後）
- アイルランド系統：調整予備力（30 秒）、運転予備力（一次：15 秒、二次：15-75 秒、三次：5 分）、交換(replacement)予備力（20 分～4 時間）、代替(substitute)予備力（4～24 時間）、緊急時(contingency)予備力（24 時間以後）
- NERC：瞬動予備力（10 分）、非瞬動(non-spinning)予備力（20 分以内）、補助(supplementary)予備力（30 分）

偶発事象による突然の変化（系統における発電ユニットの故障など）は明示的には除外されている。ここでの重要な区別は、正常な運用のもとでは気象条件が必要性を促進するが、偶発事象後の必要性は必ずしも VRE が原因であるとは限らないことである。

NREL による Miligan et al. (2015) では、柔軟性は 1 か月から 1 秒内までのタイムスケールを含むものと定義されるが、最短期間（最初の防衛線として慣性応答が使用される期間）の評価からは明示的に除外されている。

Müller (2013) は、柔軟性の概念は電力系統が数分から数時間までのタイムスケールで有効電力のバランスを維持することを通常意味するが、電力系統の無効電力のバランスに関する問題、またさらに短いタイムスケールでの有効電力のバランス（「技術的柔軟性」と呼ばれる）にも適用されている。Ulbing and Anderson (2015) は偶発性応答を柔軟性の一部として明示的に含めている。

本報告書では、柔軟性の概念は狭義に定義し、正常な運用条件のもとでの需給調整の文脈内に限定している。

2.4 送電容量および電圧制御の計画

VRE 電源の利用可能性は場所に依存する。石炭や天然ガスとは違い、風力と太陽光による一次エネルギーはもとの形で輸送することはできない。そのため発電所の設置場所が制限される可能性がある。風力や太陽光資源が大規模需要地から遠く離れている場合、電力を高圧で長距離輸送する必要がある。場合により、VRE 展開の地理的集中が既存の送電系統に混雑を生じさせることもある。

十分な送電容量がないことはいくつかの国では大きな問題になっており、VRE プロジェクト実施の遅れや VRE 発電の大幅な出力抑制につながっている (Kies et al, 2016; Lacerda and van den Berg, 2016)。堅牢な電力系統インフラの欠如は途上国や新興国で特に問題になることが多く、特に多くの国で全体的な発電と需要が増加しつつあることを考えると、電力系統の大幅な増強・拡大が、VRE 展開と関係なく必要になることがある。

このような理由から、電源の増設には適切に立地された十分な送電容量が必要である。

地理的に分散した VRE 用地では広域での需給調整が必要であるが、系統が堅牢で広域的な送電系統を持つことにより、電力系統は VRE 変動性の平滑化による便益を得ることができる。

特定の状況下で VRE 電源増設のため長距離高圧送電線の開発が必要となる場合、これが電圧制御を必要とする新たな問題であるということを計画者が認識することが望ましい。長距離送電線や VRE 電源自体の独特な特性により、電力系統内の電圧制御を提供する手段に対して大きな投資が必要となる²⁰。

配電網レベルでは、低圧および中圧に接続された VRE も最新の電圧制御機能を備えていないと、電圧の上下限界を超える可能性がある。

配電レベルで VRE 展開がすすんだ場合、これを受け入れるため配電系統を強化することは潜在的に重要である。しかし、多くの国では送電レベルでの電源容量が優先課題となっていることから、この点に関する議論は本報告書の対象範囲外とする。

²⁰ これは通常長距離になると、系統運用者が送電系統のノードで電力バランスを調整するために頼る無効電力容量の適切な量を維持することが（電源の種類に関係なく）より難しくなるからである。特に VRE 発電機の場合、その非同期特性（詳細は 2.5 節参照）により、電圧制御のサポートを可能にする新しい制御機能や性能を装備するための対策が必要となる。古いタイプの風力・太陽光発電設備の中にはそのような性能を具備していないものがあり、特に特定系統における導入率が高い場合には、電圧制御問題を起こす可能性がある。しかし一般的にはこのような機能には最新技術が具備されており、特に配電レベルではこの問題に対処するためさまざまなスマートグリッド技術を使用できる。

2.5 安定度の計画 (周波数および電圧応答)

系統運用者の重要な役割は、周波数と電圧を許容限度内に維持することである。一般的な意味では、**周波数**とは発電の有効電力と消費の有効電力の間にインバランスがあるかどうかを示す電力系統のパラメータであり、**電圧**とは、無効電力のインバランスを示すパラメータである (Lannoye et al., 2012; Pöller, 2014)²¹。本報告書で「**偶発事象**」と呼ぶ突然の系統障害は、電圧と周波数のどちらについても許容限度超過を引き起こす可能性がある。このような偶発事象は、電力系統における VRE 特有の性質とは無関係な要因となることが最も多い。例えば、大規模電源 (再生可能電源または従来型電源)、送電線、あるいは変電所の脱落などが原因となる。偶発事象後に正常な運用状態に戻る能力を「**安定度**」と呼ぶ²²。

VRE 展開は必ずしも偶発事象の発生に影響を与えないが、偶発事象が原因となる有効電力 (周波数によって表される) と無効電力 (電圧によって表される) のインバランスに応答する電力系統の能力に変化をもたらす。

偶発事象後の有効電力のインバランスに直面した系統運用者は、さまざまな応答時間による「**緊急時予備力 (contingency reserve)**」を配備し、系統の周波数安定度を維持することができる²³。偶発事象直後 (数秒内) にどの程度の周波数低下が起こるかは、いわゆる「**系統慣性**」に影響される。慣性は系統に接続された回転質量により供給され、このような回転質量を持つ発電機を「**同期**」発電機と呼ぶ。従来型火力発電機は同期発電機であるが、VRE 発電機は非同期である²⁴。慣性は伝統的に従来型発電機と関連づけられるが、風力発電機は、その回転ブレードに由来するいわゆる疑似慣性を利用して同期性を模倣することができる。

上述のダイナミクスにより、VRE の大規模な導入の結果、大量の風力または太陽光電源が VRE でない電源を代替する時間が発生する瞬間があった場合には、偶発事象の間に安定度を維持できるだけの十分な系統慣性がなくなる可能性がある²⁵。小規模系統は大規模系統に比べて小さい偶発事象の影響を受けやすく、この潜在的問題を特に慎重に扱う必要がある。移行過程において、系統安定度を維持するため、いくつかの電力系統では瞬時 VRE 導入率を制限したり、あるいは周波数安定度サービスを提供する代替技術を導入したりする必要性にせまられる可能性がある。これにはある種の VRE が利用できる有効電力制御サービスや、その他エネルギー貯蔵システムやデマンドレスポンスなどの高速周波数応答手段が含まれる。地域間連系線も需給調整エリアを拡大し、それにより連系系統内で利用できる慣性を増やすことができる。

系統側では、偶発事象により擾乱される電圧階級は、影響を受けたエリアの無効電力を調整することにより (電圧安定度を維持しながら)、直ちに安定させる必要がある。

²¹ **有効電力**とは、広義の意味では実際に消費される電力と考えることができ、系統レベルで需給調整されるが、**無効電力**は有効電力の供給を補助し、電圧を制御する電力であり、局所的に調整される。ENTSO-E (2011) は、有効電力を「基本周波数における皮相電力の実数成分で、ワット、またはその倍数であるキロワット (kW) やメガワット (MW) で表される」、無効電力を「基本周波数における皮相電力の虚数成分で、通常キロバル (kVAr) またはメガバル (MVA) で表される」と定義している。

²² 安定度には複数の要素がある。Kundur et al. (2004) はさまざまな安定度現象の分類を提案し、電力系統の安定度には位相角安定度、周波数安定度、および電圧安定度の 3 つの主な要素があるとしている。これらがさらに細かく分類されている。

²³ 系統に必要な緊急時予備力の容量は、主として大規模で計画外の電源脱落に関連した最悪の仮定に基づいており、風力と太陽光の変動性に基づいたものではない (Pöller, 2014)。緊急時予備力は VRE でも従来型電源でも提供できる。しかし、低出力での運転を伴うため、通常 VRE は経済的理由からこのような予備力の一部として選択されない。

²⁴ 風力および太陽光のインバータは「慣性のない」発電機である。これは慣性を持たない発電機 (太陽光インバータ) であったり、または応答する慣性が系統から切り離されたりして (可変速風力発電機)、周波数低下時に系統に電力を放出しないことを意味する (Pöller, 2014)。

²⁵ より専門的に言うと、非同期発電機が増えることにより、系統の給電指令の際に従来の同期発電機を効果的に置き換えるため、系統の同期慣性力が低下する (O'Sullivan et al., 2014; Pöller, 2014)。

最新の風力および太陽光発電所は、風力発電と太陽光発電の出力が大きい瞬間（多くの同期発電機が接続されていない瞬間）にそのような事象が発生した場合に電圧制御に参加する能力を備えている。しかし、VRE 発電所が影響を受けた区域から遠く離れている場合、長距離にわたり送電する能力が限られているため、需給調整のための十分な無効電力を提供できない可能性がある（Pöller, 2014）。通常この影響は、新たに無効電力補償装置を設置することにより、比較的低コストで軽減することができる²⁶。

本節では高い VRE 比率を目指す上で、系統安定度の 2 つの中心的分野（周波数および電圧安定度）について、計画策定において考慮すべき点について述べるが、VRE の展開が系統安定度に与える影響はこれらに限らない。VRE 展開が系統安定度に与える影響の詳細な概略については Pöller (2014) を参照のこと。

²⁶ IRENA (forthcoming-a) では電圧補償装置について詳細に述べている。

2.6 信頼性確保のための VRE 長期計画策定手法の概要

上記各節では VRE 展開により影響を受ける電力系統の特性について述べた。これが長期計画に対して持つ関連性をまとめ、信頼度の高い電力系統計画の文脈において論じるため、本節では DNV GL (unpublished-a) からのマトリクスを採用する。上記で特定された主な系統特性（安定容量、柔軟性、送電容量、電圧制御、および安定度）を表 1 のマトリクスにあてはめる。マトリクスは 2 つの軸で構成されており、1 つめは**アデカシー**と**セキュリティ**、すなわち電力系統の**信頼度**を評価する 2 つの主要な要素に関連している。セキュリティには**安定度**という別の要素もある²⁷。

アデカシーとは、特に需要のピーク時に、常時負荷を満たす十分な発電能力および系統容量を持つことを意味する。**セキュリティ**とは、正常な状況および偶発的状況のいずれにおいても（すなわち偶発事象が発生するリスクとその影響の両方を減らすことにより）、運用を継続できる電力系統の堅牢性を意味する（Kundur et al, 2004; Pöller, 2014）²⁸。より具体的には、**安定度**は偶発事象の間に運用を継続できる電力系統の堅牢性を意味する。

2 つめの軸では発電と系統が区別されている。デマンドサイド（需要側）対策と貯蔵はだまかにこの発電に含まれるが、系統には送電および配電系統が含まれている。

高い VRE 比率をもつ電力系統を計画する場合、計画プロセスのさまざまな分野、および信頼度のさまざまな要素に影響を与えるものとして考慮すべき多様な特性の範囲が存在するのは間違いない。本章で特定される系統特性を維持するための手段を導入することは、投資との重要な関連性を持つことが多く、ものにより重要度（そして長期計画との関連性）が異なる。以下の章にその評価を示す。

表 1：電力系統の信頼度：移行計画の重点分野

	発電	系統
アデカシー	安定容量	送電容量
運用のセキュリティ	柔軟性	電圧制御容量
	安定度 (周波数および電圧応答)	

²⁷ Pöller (2014) は、信頼度、セキュリティ、および安定度という語について文献ではさまざまな定義が見られると指摘し、Kundur et al. (2014) におけるものが最も関連性があり、最も広く認められている定義の一つであると述べている。「電力系統の信頼度とは、長期的には満足のいく運転を行える確率を意味する。ほぼ継続的にアデカシーの保たれた電力サービスを供給し、長時間に亘る中断がほとんどないようにする能力を意味する。電力系統のセキュリティとは、需要家に対するサービスを中断することなく差し迫った攪乱（偶発事象）を乗り越える能力におけるリスクの程度を意味する。差し迫った攪乱に対する系統の堅牢性に関係し、系統の運転条件および攪乱の偶発的確率に依存する。電力系統の安定度とは、攪乱後でも元のまま運転が継続できることを意味するし、これは運転条件および物理的攪乱の性質に依存する。」

²⁸ 本報告書の焦点は計画のタイムスケールにあるが、系統セキュリティ評価は系統運用のさらに細かいタイムスケール（「前日混雑予測」、「偶発性解析」など）でも行われる（Pöller, 2014）。

第 3 章 VRE 展開の投資への主要な影響

第 2 章では VRE の特徴が特に重要な電力系統全体の機能特性、すなわち安定容量、柔軟性、送電容量、電圧制御、および安定度のための要件をどのように変化させるかについて述べた。本章ではこの変化と投資との関連性を検証し、特に投資において重要な長期的関連性を持つものと、それほどではないものとを分けることを目指す。これは長期計画モデルにおいてこの関連性をどのように反映させるかを取り上げる第 2 部の内容の基礎となる。

第 3 章の要点

VRE の独特な特性を電力系統運用に取り入れるための手法はいくつか存在するが、長期計画のプロセスとの関連性はそれぞれ異なる。

- 最も高い関連性：安定容量の計画
- 高い関連性：柔軟性の計画
- 高い関連性：送電容量の計画
- 短期／特定の系統に限られた関連性：安定度の計画

政策決定者に長期電源増設シナリオを提示する場合、特に VRE 展開によりもたらされる安定容量、柔軟性、および送電容量の必要性にどのように対処するかをシナリオに明記する必要がある。

この 3 つの分野に対する投資は、長期的なコスト効率と重要な関連性がある。組織の計画能力が不十分である場合、かなり不適切な資本配分や電源容量構成の局所最適につながる（最適とはならない）可能性がある。

通常 VRE 系統連系研究は、既存の系統がどの程度の VRE を受け入れられるかを評価するため行われる。一般に VRE 導入の長期的限度を設定することを意図して行われるものではない。長期計画を立てるときに短期的な技術および組織上の制約に対処することは有用であるが、長期的決定は主として経済に基づいている。

投資を行い、運用方法を変える意思がある限り、技術的問題は解決できる。主要な問題はそのような解決策を適用するためのコストを長期計画にどのように反映させるかである。

長期移行計画の目的は、VRE 比率の高い電力系統へ移行を進めるためのコスト効率的な将来経路を特定することである。これを念頭に、VRE 促進手段に付随する長期投資との関連性を評価することがきわめて重要である。第 1 章で述べたように、系統信頼度の完全な評価は長期計画のタイムスケール（20～40 年以上など）で実施するように作られていない。むしろ（2.6 節表 1 に示したように）計画における考慮事項は、長期電源増設の決定にフィードバックできるよう関連づけられていることが理想である。そのため、特に長期投資と関連する場合には経済的関連性を考慮する必要がある。

表 2 は系統信頼度の要素（表 1 に示されたもの）と長期投資との関連性の評価をまとめたものである。前章の移行計画の重点分野マトリクスを引き継ぎつつ、表 2 では色分けにより、各分野が長期投資とどの程度関連性があるかが示唆されている。この優先順位決定は 2 つの主な要因に基づいている。さまざまな発電オプションのコスト競争力に対する経済的影響と、将来の VRE 展開を制限する運用上および技術上の制約を生み出す可能性である。

十分な安定容量を確保することは、最も関連性が高いと評価される。柔軟性や送電容量を確保することは、高い関連性があると評価される。発電設備による周波数応答は、VRE 比率がきわめて高い特定の電力系統に対して関連性がある場合がある。電圧制御容量と電圧応答は、（第 1 章で述べたように）はるかに短いタイムスケールによる運用計画には重要であり、短期的視点と長期的視点の間の重要な繋がりを認めた包括的計画プロセスが必要であるが、長期投資に対する関連性は低いと評価されている²⁹。

以下の節では、この評価について詳述する。

安定容量：長期計画と最も高い関連

VRE 比率が高い系統に発電アデカシーを提供するための投資は、長期計画に対して最も高い関連性を持つ可能性が高い。大規模な移行のために、VRE 容量そのものに大きな投資が必要であることを考えれば、これは直感的に理解できる。十分な安定容量を確保するための投資は、電力需要が急速に伸展し（時には年約 5～10%にもなる）、電源の増設が急務となっている多くの新興国において特に重要である³⁰。

長期電源増設計画の過程において安定容量に対する VRE の貢献度（2.2 節で論じ、5.2 節で詳述する容量クレジットの概念）を理解することは、投資との重要な関連性を持つ可能性がある。例えば、将来の需要と VRE 供給プロファイルの時間的マッチングにより、安定容量に対する将来の VRE 容量投資の貢献度が大幅に改善され、ピーク容量投資の必要性を減らせる可能性がある。VRE 比率が高い場合に容量クレジットが低くなるという仮定を無視した場合、常時需要をカバーする容量が不十分となり、発電アデカシー要件を満たすためにさらなる投資が必要になってしまう可能性もある。

²⁹ ここに述べられている長期計画との関連性に関する大まかな分類は、VRE 連系の全体的な系統コストに関する複数の詳細研究により支持されるものである。Ueckerdt et al. (2013), Hirth et al. (2015)などを参照すること。

³⁰ この見解は Pöller (2014) にそのまま示されている。

表 2：長期投資と移行計画との関連性

	発電	系統
アデカシー	安定容量	送電容量
運用のセキュリティ	柔軟性	電圧制御容量
	安定度 (周波数応答・・・および電圧応答)	
	最も高い関連性	高い関連性
	特定系統における関連性	短期的関連性

注目すべきことに、貯蔵手段の導入やデマンドレスポンスなどの非従来型対策も、安定容量への投資に代わる対策として機能する可能性がある。

特定の系統では、容量に対する投資の性質は、VRE 比率増加に伴って VRE でない電源の利用率が低下することに影響される。例えば、従来、ほぼ安定した（もしくは減少しつつある）需要をカバーするために既存の制御可能な電源容量を有する成熟した電力系統では、VRE 比率が高まると既存の VRE でない電源の利用率が体系的に低くなる可能性がある。このような発電パターンの体系的変化は、自由化された電力市場の状況下では、発電所の競争力の長期的な変化につながる可能性がある。このような発電所の投資コスト回収にまつわる問題は、系統移行に影響を受けるため短期的に対処する必要があるが、電源容量構成が長期的に高い柔軟性を目指して発達していくにつれ、このような問題はそれほど重要でなくなる可能性がある。

柔軟性：長期計画と高い関連

2.3 節で述べたように、電力系統の柔軟性を確保するためには、最もコスト効率的な方法で VRE の変動性を補償できる設計が必要となる。このような設計がうまくできないと、VRE 発電の過剰な出力抑制につながり、コスト効率の悪い VRE 利用を意味することになる³¹。需要が急速に伸びつつある途上国では、柔軟性の低い既存の発電所が埋没費用（サンクコスト）となるリスクが小さいため、柔軟性のある電力系統の設計において優位な立場にある。

柔軟性のある系統設計のための長期投資に関連した中心的問題は、柔軟性のある電源の最適構成や変動する VRE 出力を補完する他の柔軟性対策に関連している。従来型ではない電力系統の柔軟性対策、例えば貯蔵やデマンドサイドマネジメントなどに投資することの経済的実現可能性も、評価する必要がある。

電力系統における VRE 比率が高くなるにつれ、発電所の限られた柔軟性に関連するコストが高くなる可能性がある。例えば、柔軟であるが高コストな発電所が給電すると、高コストではないが柔軟性の低い発電所から給電しないことになり、機会費用が発生する。VRE 展開による系統の全体的な燃料費削減が、潜在的コスト増より上回ることはあるが、より柔軟性のある系統における需給調整に関わるコストとの関連性を考慮しない長期投資の決定は、結果的に局所最適となる（全体最適にはならない）可能性がある。

³¹ これは VRE の限界発電コストがゼロに近いからである。しかし 2.3 節で述べたように、戦略的な出力抑制はコスト効率的な計画手法の一部である。

送電容量：長期計画と高い関連

多くの場合、VRE 資源が既存の送電系統の近くに存在しない場合、VRE 比率を上げるためには究極的には電力系統に対する追加投資が必要となる。

発電への投資は、送電に比べて絶対的コストとの関連性が高いことから、最初に電源構成を決定し、その後その構成のための最適送電容量を決定するという順番の手法が原則として合理的であり、実際にそのように用いられることが多い。しかし VRE 資源の地理特有性のため、新規の送電線増強（およびそれに相当する投資）が必要である場合、長期電源増設計画において送電コストを無視することは、投資戦略の局所最適となる（最適にならない）恐れがある。

さらに、送電容量投資と特定の用地における発電資源の質との間には、経済的トレードオフが存在することがある。新規の送電容量や既存容量における混雑の増加によるコストが、わずかに質の高い VRE 資源の便益を上回る可能性がある。

電源構成の長期計画において、送電投資を考慮すると大幅に異なる結果が得られる可能性がある。計画分野間でフィードバックループまたはリンクを実施することにより（第 7 章で詳述）、よりコスト効率的な投資を行うことができる。

発電レベルでの周波数応答：長期計画と特定系統に限られた関連

2.5 節で述べたように、偶発事象後に周波数が再び安定になるようにする場合、応答を行うためには系統に十分な慣性と緊急時予備力（偶発事象後直ちに追従できるよう配備する予備力）があることが必要である。VRE は系統慣性に貢献しないが、VRE の運用によって周波数応答を支援するよう適応させることが可能である（この適応は疑似慣性と呼ばれる）³²。このような運用上の適応と長期投資との関連性は、発電の投資需要と比較した場合それほど重要ではない可能性が高い。

その他、電池などの技術的手法も周波数応答を支援することができ（IRENA, 2015b）、高い VRE 比率を達成している小規模島嶼系統で実施されている。しかし大規模連系系統で再生可能電源により需給調整されているものの例はまだない。

系統慣性の不足による安定度の制約は、長期移行計画と関連性があり、長期 VRE 投資機会が制限される可能性がある。例えばアイルランドでは、VRE の瞬間最大導入率を 50% とすることが施行された（EirGrid and SONI, 2016）。このような技術的制限はさまざまな文脈において存在するが、その実際の価値がどの程度か、また技術的進歩が将来どのような影響を与えるかは、関与する系統によって異なる。しかし一般的には、このような配慮は小規模の孤立系統において最も重要となる。

³² 再生可能エネルギー源の慣性応答と周波数制御技術の概略は Dreidy et al., (2017) 参照。

電圧制御能力と電圧応答：主として短期投資の関連

制御設備と系統強化への投資は、VRE 比率が高いときに電圧制御能力を確保し、系統の安全な運用を維持するため必要である³³。電圧制御と安定度の問題に対処するため、計画策定では無効電力補償装置に対する追加投資を検討する必要がある³⁴。このような分野において実際に必要な投資の規模は、当該系統のグリッドコードに定められた基準に従って決定され、系統ごとに異なる場合がある。系統のトポロジーが重要な役割を果たし、投資の必要性を評価するためには詳細な系統解析が必要となる。一般に電圧制御に必要な投資は、発電に必要なものと比べると少ないか無視できる程度である。

したがって VRE 発電所が電圧制御に与える影響は、孤立系統である場合を除くと、長期電源増設計画における優先順位は低くなる可能性がある。電圧制御に対するその影響を軽減する手段はすぐに利用可能であり、比較的 low コストで実施することができる。このような調整が長期電源増設計画の将来経路を大幅に変えるとは予想されない。

概念からモデル分析ツールへ

本章では VRE の影響の主な要素と長期投資との関連性について述べた。

我々の評価では、安定容量、柔軟性、および送電容量が長期投資と重要な関連性を持ち、これ以外の要素は小規模または孤立系統を除くと長期投資との関連性はあまりないことが示されている。

この評価をもとに、第 2 部では一般的な長期計画ツールがこのような長期投資計画との重要な関連性にどのように対応しているかについて述べ、投資の観点から VRE の影響をより良く分析できるさまざまな手法を紹介する。

³³ 2.4 節で述べたように、最新の VRE 発電機は自ら高度な電圧制御機能を備えている。

³⁴ IRENA (forthcoming-a) ではこの問題について詳細に述べている。

第2部

移行計画策定のための 長期的エネルギーモデル

本報告書第 2 部では、今後の数十年にわたり電力系統投資に対する変動性再生可能エネルギー（VRE）展開の影響を、可能な限り効果的に評価する実用的手法を紹介する。焦点は、第 1 部において長期投資と関連性があることが特定された計画分野である。

第 4 章では、主として時間および地理的範囲に関連した長期電源増設モデルの解像度の問題を取り上げる。通常このようなモデルの解像度は、第 3 章で特定された主な電力系統特性に対する VRE の影響を評価するにはあまりに粗すぎるため、解像度を上げることにより、原則としてこの影響をより良く分析することができる。

第 5～8 章では、最近の革新的な計画研究において、長期電源増設モデルにおける VRE の影響をより良く評価できる具体的な実用手法の一覧を提供し、安定容量（第 5 章）、柔軟性（第 6 章）、系統の送電容量（第 7 章）、および安定度による制約（第 8 章）を中心に紹介する。

第 2 部は全体として、モデル分析ツールそのものを評価し比較することではなく、モデルの設計と応用における現在利用可能な要素を特定することを目指している。目的は長期計画および電源増設モデルにおいて VRE の影響をより良く評価することである。一方でモデル分析ツールは進化と向上を続けている。

第4章 共通の課題

－長期モデルの解像度

電源増設計画に用いられる長期エネルギー計画モデルは、長期の計画タイムスケールを持つ（15～40年以上）。序章で述べたように、このようなモデルは、各国のエネルギーシステム開発全体にわたる投資の将来経路を決定し、長期政策目標と並行して長期的な戦略的意思決定の情報源とするため使用される。電力会社は、電力セクターのみに集中した精緻なモデルを使って最適電源増設の将来経路を決定することがある。参考までに、附録3の表17に、正式な国家エネルギー／電力マスタープランにおいて幅広く使用されている長期計画モデルの概略を示す。

長期モデルの計画策定タイムスケールが長期であることは、その定義上、このようなモデルの主要な共通の特性である。タイムスケールが長期であることによりモデルの中で詳細な時間の分析が制限されるが、これは実時間内でモデルの解を導く計算能力が低いためであることが多い。4.1節では一般に長期計画モデルにおいて時間および空間解像度がどのように組み入れられるか、またこれを変えることで結果にどのような影響があるかについて述べる。4.2節ではモデルの解像度を高めることにより、第1部で指摘された系統特性の範囲にわたるVREの影響の評価がどのように向上するかについて述べる。

本報告書において、「モデル」と「モデル分析ツール」とは区別されることに注意してもらいたい（序章ボックス1参照）。本報告書の主な読者は、自前のモデル開発のため研究開発に投資するよりは、モデルを作成する「モデル分析ツール」を使用すると考えられる。この区別に基づいて本章各節で紹介する手法が限定されるため、この区別は重要である。

第4章の要点

電力システムの移行の長期的将来経路を定める際にはモデルに基づいた評価が重要であることから、モデルでは第1部で確認したVRE展開と長期投資との関連性を考慮する必要がある。これにはいくつかの手法があり、互いに補完的であることが多いが、複雑度は様々である。研究者レベルのものもあり、十分なモデル分析の研究開発機能を持たない多くの途上国や新興国がこれを実行するのは難しい。

VRE展開の影響を長期電源増設モデルにおいて評価するにあたって、データの利用可能性およびモデル分析の専門知識のレベルを指針とし、適切な手法を選ぶ必要がある。

VREの比率を高める計画を向上するにあたり、最初は簡単なやり方から始め、時とともにモデルの範囲と質、および担当者の能力を向上させる戦略的方法をとることが勧められる。

モデルの時間および空間解像度の向上：一般に長期電源増設モデルの時間および地理空間解像度はあまりに低いため、VREの影響に対処する様々な手段を完全に評価することができない。時間および空間解像度を上げると、原則としてVREの安定容量に対する寄与度、送電容量の要件、および柔軟性をモデル分析においてより正確に反映させることができる。

一般的な複雑度：低から中

4.1 モデルの時間・空間解像度

一般に、長期電源増設モデルには2つの異なる時間解像度が組み込まれている。1つめは資本金と投資決定の推移を評価するため用いられ、非常に精度が粗く、最大約5年の時間ステップを使用する。発電所インフラは寿命が長く、計画タイムスケールも15~40年以上と非常に長いため、電源増設計画を目的とするのであれば、通常これで十分である。

2つめの時間解像度は、VRE供給と負荷の両者の年間の変動性を考慮しながら電力システムを運用するためのものである。また、その結果として生じる柔軟性要件や、関連する制御可能な発電所の技術的特徴を評価することを目指している。

需要の変動性を評価するため、1年を構成する8760時間を、季節ごと、週ごと、および日ごとの変動を把握する時間ブロックに分割する（ここでは「**タイムスライス**」という）。一般に長期電源増設モデルで 사용되는代表的タイムスライスの数はかなり小さく、通常は12~64個の範囲である。具体的に言うと、季節ごとの需要変動は4つの季節、週の需要変動は2種類の対照的な日（平日と週末）、1日の変動は6時間の時間ブロック4つで表され、合計32個のタイムスライスとなる（図6参照）。モデル分析をする者により、タイムスライスの決定方法はさまざまである。

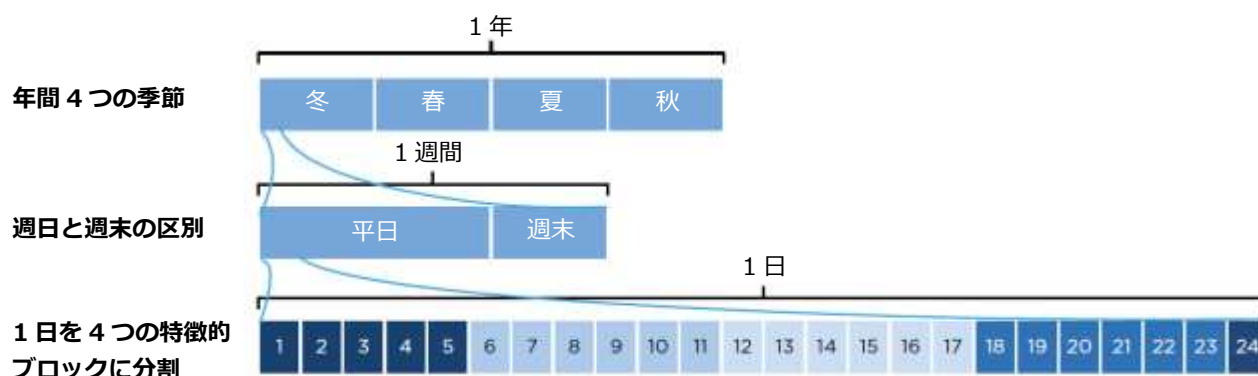
VREが電力システムの中で無視できる程度に過ぎない場合、このようなタイムスライスは主に需要の変動性に基づいて（さらに水力発電比率が高いシステムでは川や貯水池の水位の季節変動に基づいて）決定される。VREの比率が高くなるにつれ、モデルはその供給の変動性も把握する必要がある。

供給の変動性を十分に把握しないと、VREの発電過多または発電不足の時期に関連するコストが正しく評価されず、システムの柔軟性需要が過小評価されるため、局所最適となったり、不十分な電源構成につながる可能性がある。

さらに長期電源増設モデルの地理的解像度では、場所による制約を受けやすいVREプロファイルの影響が十分に把握できない。

このようなモデルの全地理的地域は複数のサブ地域に分割されていることが多く、負荷、VRE電源、およびVREでない電源の空間的分布が反映されるようになっている。このようなサブ地域は、電源増設モデルでは**ノード**として表され、特定のサブ地域の合計需要と関連づけられる。広い地域内の国（または国内のサブ地域）は複数のノードで表され、電力ノードに対する投資と取引は、発電するノードのコスト差から得られる便益を最大にするよういつでも決定される。

図 6 : タイムスライスの定義の例 (年間 32 のタイムスライス)



しかし地理的解像度（モデル内のノード数で表される）は、長期電源増設モデルでは低いことが多い。例えば各単位のモデル分析においては 1 つの地域ノードしかないことが多く、そのため国内の輸送（すなわち国内送電線によるもの）は解析されない。国をまたがる地域のモデル分析では地域ノードが組み込まれていることが多く（1 国は 1 つのノードで表される）、電力の国際取引を評価できるようになっている。

長期電源増設モデルの地理的解像度は VRE の場所ごとの独自性を評価するには粗すぎる（したがって長期送電投資の必要性を正確に評価するには適していない）が、複数の地域ノードを持つモデルは、増加する VRE 量を受け入れるため必要となる送電増強の量とコストの一次近似値を提供することができる。その結果得られるシナリオにおいては、電源と送電容量の増設に関してある程度整合性を確保することもできる。

ボックス 5 : 諸文献における電源増設計画モデル分析ツールの調査

近年エネルギー計画ツールに関する包括的調査研究がいくつか発表されている（以下の概要参照）。

しかしその結果の使用には注意が必要である。モデルは進化し続けており、特に計算機の計算能力はますます向上している。複数のバージョンのモデルが発表され、新たな機能が追加される傾向にある。以下の評価は、評価の時点で作成した静的なものである（この中の 2 つは 5 年以上前に実施されたもの）。IRENA の専門家は言及されているすべてのツールについて実践経験を有してはいないため、以下に挙げる調査において行われている評価の正確さを独立的に確認していない。

Connolly et al. (2010) はさまざまなエネルギーシステムへの再生可能エネルギー連系を解析する 37 例のコンピューターツールを調査している。ツール開発者からのフィードバックに基づいてその機能の評価を行っている。37 例のうち 24 例は数年より長いシナリオのタイムフレームを持ち、そのうちの 13 例は開発者以外の外部ユーザー基盤を持つ。この 13 例のうち 12 例（表 3 に一覧記載）は、対象がエネルギーセクター全体（8 例）か、または電力セクターのみ（4 例）であり、残る 1 つは単一プロジェクト評価用ツールである。調査時点（2009 年）で、Invert, LEAP, Mesap PlaNet, PERSUS, および RETScreen が再生可能エネルギー 100% に基づく電力セクターの模擬を行っている。

著者らはモデル分析ツールの種類を分類するための主要モデル特性を以下のように定義している。

- **シミュレーション**：特定のエネルギーシステムがエネルギー需要に対してどのように供給しているかを模擬するもの
- **均衡**：複数ないしは多数の市場を持つ国（またはその一部）において、供給、需要、および価格がどのような動作をするかを説明しようとするもの
- **トップダウン**：一般的なマクロ経済データを用い、エネルギー価格と需要の上昇を決定するもの
- **ボトムアップ**：最初にエネルギー技術を特性・解析し、それから投資と代替策の実用オプションを調べるもの
- **運用の最適化**：エネルギーシステムの運用を最適化するもの
- **投資の最適化**：エネルギーシステムにおける投資を最適化するもの

表 3：選択された長期エネルギー計画ツールの特徴

	セクター範囲	シミュレーション	均衡	トップダウン	ボトムアップ	運用の最適化	投資の最適化	訓練の必要性	
								基礎	上級
BALMOREL	電気 (+一部火力)	○	一部	○	○	○		2週間*	
EMCAS	電気 (+一部輸送)	○		○		○		2週間	1週間
ENPEPBALANCE	エネルギー		○	○	○			1週	2週間
Invert	エネルギー	○			○		○	1日	
LEAP	エネルギー	○		○	○			3~4日	
MARKAL/TIMES	エネルギー		○	一部	○	○*	○	数か月	
MESSAGE	エネルギー		一部		○	○	○	2週間	数か月*
MiniCAM ³⁵	エネルギー	○	一部	○	○				数か月
Mesap PlaNet	エネルギー				○		○	5日	
PERSEUS	エネルギー		○		○		○	2週間	
RETScreen	電力				○		○		
WASP	電力	○			○*	○*	○		4~6週間

* IRENA 専門家の経験に基づく：評価のいくつかは原刊行物から修正されている。
Connolly et al. (2010) より

³⁵ このモデル名は著者の原論文発表時以降正式に GCAM に戻されている。

Hall and Backley (2006) は、110 報の学術論文で取り上げられている英国のエネルギーシステムモデル分析を調査している。これには合計 96 のモデルが登場する。86 報が MARKAL、15 報が MESSAGE、さらに POLES と PRIMES (9 報)、および BREHOMES と ESME (8 報) が続く。「一般 (予測、研究、バックカスティング)、特殊 (エネルギー需要、エネルギー供給の影響、環境査定、統合的方法、モジュール式構築)、モデル構造 (需要および供給側の内生的度合)、地理的範囲 (世界、地域、国、地方、単一プロジェクト)、セクター範囲 (エネルギー、他の特定セクター、経済全体)、タイムスケール (短期、中期、長期)、および時間ステップ (分、時間、月、年、5 年、ユーザーによる定義)」といった 22 のモデルが取り上げられ目的別に分類されている。英国の 2008 年からの 9 つの政策文書も精査され、14 のモデルに言及されている (最も多いのは MARKAL)。

Af-Mercados EMI (2011) は 22 の商業電力セクター最適化モデル分析ツールを調査し評価している。そのうちの 5 つは長期計画タイムスケールを持つ計画ツール、4 つは給電および計画ツール (表 4 参照)、残りは給電モデル分析ツールである。評価は綿密であり、VRE を含む電力システムのモデル分析に適しているかどうか为中心である。

表 4 : 選択された長期的電力セクター計画ツールの特徴

	給電(D) または 計画(P)	目的関数	発電(G) または 系統(N)	確率論的 モデリン グ	信頼度 を考慮	再生可能 エネルギー の変動性	予測 誤差	水力発電 モデリン グ *
AURORAxmp	D&P	不明	G	○(給電のみ)	○	○		2
EGEAS	P	系統コストの 最小化	G	○				0
WASP	P	系統コスト最小 化とエージェント 収入の最大化	G	○	○	×	×	1
EMCAS	D&P	系統コストの 最小化	G			シナリオ 手法		1
GEM	P	系統コストの 最小化	G&N		○	×	×	1
Optgen	P	系統コストの 最小化	G&N	○	○	○	×	4
PLEXOS	D&P	系統コストの 最小化	G&N	○	○	○	○	2
Ventyx System	P	正味現在価値の 最小化	G&N	○	○	○		2
Optimizer		収益必要額						
UPLAN	D&P	系統コストの 最小化と需要家 余剰の最大化	G&N	○	○	○	○	3

* 水の価値をどのように計算するかに基づいた点数をつけた水力発電モデリング。0 点：モデリング不能または情報なし、1 点：固定エネルギー、2 点：固定エネルギーまたは近似値の計算、3 点：1 種類の水の価値を計算、4 点：Stochastic Dual Dynamic Programming (確率的二重動的計画法：SDDP)

出典：Af-Mercados EMI, 2011

Krishnan et al. (2015) は発電資源と送電投資を同時に最適化するモデルを検証し、国または地域規模の政策に使用されるものと、詳細な送電計画に使用されるものを区別している。National Energy Modelling System (NEMS)、ICF Integrated Planning Model (IPM), MARKAL/TIMES, および WASP-IV が前者の例として挙げられている。後者の例を表 5 に示す。これらのモデルにおける送電投資の評価方法の種類は、主にモデルの忠実度により区別される。交流 (AC) モデル、直流 (DC) モデル、積荷転送 (またはネットワークフロー) モデル、およびハイブリッドモデルである³⁶。「連続」投資とは、多くの送電線路をどのように建設すべきかの決定を、また「バイナリ」投資とは送電プロジェクト候補を建設するかどうかの簡略化された決定を表す。

表 5 : 既存の発電および送電計画同時最適化モデルの概略

モデル名	送電投資	セクター	時間ステップ/タイムスケール
COMPETES	交流/直流, 連続	電力	時間サンプル/年 (複数年の場合には順次)
GENTEP	交流/直流, バイナリ/連続	電力 (マイクロ グリッドを含む)	時間または月または年/ 複数年
Iterative gen-trans co- optimisation	交流/直流, バイナリ/連続	電力	時間または月または年/ 40 年
LIMES	連続	電力	サンプル日/40 年の合計時間数 (タイムスライスあたり 6 時間)
Meta-Net	積荷転送, 連続	電力、燃料、輸送	時間/年 (複数年の場合には順次)
NETPLAN	積荷転送, 連続	電力、燃料、輸送	時間または月または年 40 年
Prism 2.0:US-REGEN	積荷転送, 連続	電力、燃料、輸送	時間サンプル/年 (複数年の場合には順次)
ReEDS	直流 (回線インピーダンス 更新時に一次遅れ)	電力	時間サンプル/40 年 (2 年間の配列)
REMix	交流/直流, 連続	電力/熱	時間/複数年
Stochastic Two-stage optimization model	交流, バイナリ	電力	時間または日/50 年 (多段階)
SWITCH	連続	電力	サンプル日における サンプル時間/複数年

Krishnan et al. (2015) より

³⁶ 交流モデルは電力潮流により支配される送電系統の有効および無効電力潮流の完全な表現で構成され、系統の非線形関数と系統パラメータ (インピーダンス) により表現される。直流モデルは非線形交流モデルの線形化近似であり、電圧変動を含まない。積荷転送モデルは送電系統を輸送用パイプラインに見立てて表現している。このモデルでは、輸送による損失を表す効率性パラメータに従い、ネットワークのノード間で商品を移動させる。母線の位相差や線路インピーダンスによる電圧変動と有効電力の輸送の関係はここでは含まれない (Krishnan et al., 2015)。

4.2 分野横断的手法：時間・空間解像度の向上

電源増設計画モデルは VRE 展開が電力系統の運用と信頼度に与えるすべての影響を評価するように作られたものではない。しかし様々な影響と投資との主な関連性は、程度の差はあっても、電源増設計画モデルに反映させることができる。このような投資との関連性をもとに、高い VRE 比率を目指した移行計画を一般的に構成する主要分野を第 1 部（第 3 章）で特定し、表 2 にまとめた。しかしながら、電源増設計画に通常使用されるモデルの時間・空間解像度は低いため、このような投資との関連性をうまく評価することができない。

長期発電計画モデルの時間・空間解像度を向上させれば、理論上は VRE 展開の経済的影響をより良く把握できる。VRE 供給と変動する需要との潜在的調整能力、時間に関連した電力系統の運用上の制約（例えば柔軟性）、系統投資の必要性などの要素を把握することにより、それが可能となる。またモデルの解像度を上げることは他のモデル分析手法の実施可能要件としても機能する可能性があり、これについては第 2 部で随時述べる。

解像度だけを上げて、長期発電計画モデルにおける VRE の主な影響に対応するには必ずしも十分ではない。この対策を有効にするためには、モデル分析の他の部分の改良も併せて行う必要があり、こうした対策は以下の各章で取り上げる。注目すべきことに、どのモデルの使用においても、一般に適切な精度のレベルは分析目的によって規定されるべきで、精度が高ければ高いほど良いとは必ずしも限らない(Merrick, 2006)。タイムスライスと空間クラスターがその数にかかわらず適切に定義されることもあれば、そうでないこともある。単にタイムスライスを増やすのではなく、より適切に定義する方法については 6.1 節で述べる。

また時間・空間解像度の引き上げに関しては限界がある。作業が複雑になるにつれ、モデルの処理時間は指数的に増加するからである³⁷。さらに、モデルの時間・空間解像度を上げるには詳細なデータセットとその評価の専門能力が必要であり、すべての国のエネルギー計画者がこれらを持っているわけではない。

時間・空間解像度を上げることはきわめて重要であることから、この問題は以下でさらに取り上げる。特に関連がある場合においては、時間と空間の定義の改善についても以下の各章で述べる。

時間解像度を上げることの効果

VRE の時間的発電プロファイルと需要の時間的プロファイルの一致度が高い場合、VRE 電源の価値が高いとみなされる。それ以外のすべてが同等である場合、このような VRE に投資することは、需要の時間プロファイルとの一致が低い電源に投資するよりは経済的に合理性がある。時間解像度が粗いモデルは長期的な電源容量構成の評価においてこのような経済的影響を考慮することができない。

ボックス 6 では、長期エネルギーモデルの中で、容量および電源構成の解に異なった時間解像度が与える影響を調べたいいくつかの研究を紹介している。これらの研究から分かるように、長期電源増設計画モデルの時間解像度の選択は、結果として得られる長期電源・容量構成に強い影響を与える。タイムスライスの数が増えるにつれ、あるモデルでは VRE の展開がより多く評価されるようになることが多い。特に、時間解像度が高いモデルほど、柔軟性の低いベースロード電源より、柔軟で制御可能な電源を増やすほうが、コスト効率

³⁷ 例えば、精密なモデルの計算を実行するには数日から数週間かかることもある。このような実行時間はモデル開発と解析の作業にとって重要な障害となる可能性がある (21st Century Power Partnership, 2016)。

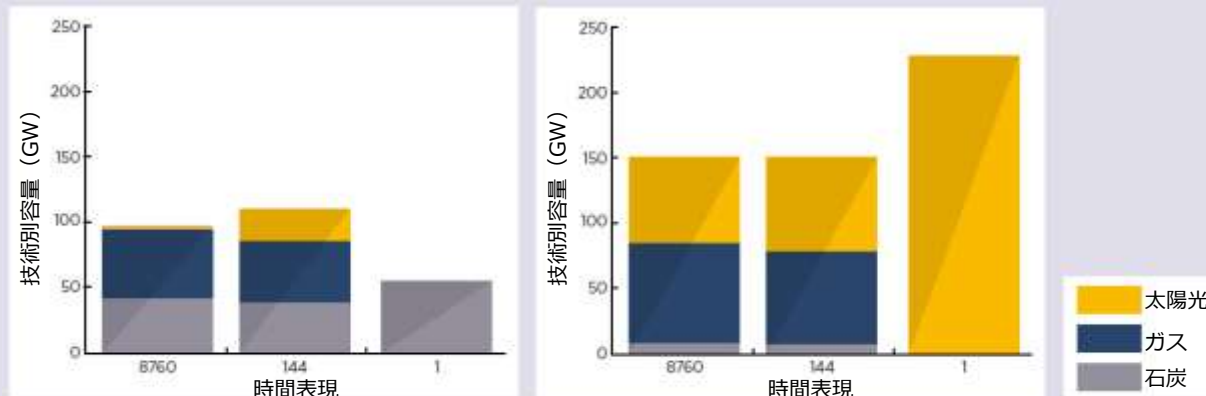
の高い長期投資の決定となることを示す傾向がある。言い換えると、時間解像度は電源増設モデルにおける VRE 展開の評価、およびその結果である投資の影響の評価を向上させる上で不可欠だと思われる。

ただし、低い時間解像度が、結果として得られる VRE 比率を過大評価するのか、それとも過小評価するのかを一般論として言うことはできない (Merrick, 2016)。

ボックス 6 : 長期電源増設モデル : タイムスライスの増加と結果に対するその影響

全般 (Merrick, 2016) : この研究では、モデルの時間解像度の選択が電源および容量構成に与える影響を調べるため、単純な数学的モデルを構築している。年あたりの期間の数が 8,760 個、144 個、および 1 個といった 3 種類の時間解像度を解析している。144 個は、月あたり 2 日、およびそのそれぞれについて 6 ブロックに基づいている。144 個の期間という解像度を用いると、8,760 個の場合と比較して需要と太陽光発電供給との相関が過大評価される。図 7 は、144 個では太陽光発電コストの仮定に関係なく 8,760 個より太陽光発電が過大評価されるが、1 個の場合には、太陽光発電の仮定により過大または過小評価されることを示している。

図 7 : 時間解像度と最適容量構成、太陽光発電 1 ドル/kW の例 (左) と 0.5 ドル/kW の例 (右)



ベルギー (Poncelet et al., 2014) : この研究では、ベルギーの電力系統からヒントを得て簡略化された **TIMES** モデルが開発され、計画タイムスケールは 40 年である。モデルでは 2 つのバージョンが開発されており、1 つは年間 12 個のタイムスライス、もう 1 つは年間 8,760 個のタイムスライスを用いている。どちらにおいても、計画期間終了時に再生可能電源導入率目標を 50%に定めている。時間解像度が低いモデルと高いモデルの結果が比較され、予想された出力抑制と容量構成が異なっている。高解像度モデルは、より多様な VRE ポートフォリオを選択し、中負荷発電所 (コンバインドサイクル・ガスタービン : CCGT) への投資が多い。太陽光発電の便益がより良く把握され、この技術に多くの投資がなされている。反対に、低解像度バージョンは出力抑制を想定していない。運用 (発電コスト) モデルを使用することにより、低解像度バージョンによる長期電源増設計画では望ましい政策目標を達成できず、高解像度バージョンによる計画よりコストが高くなることが示されている。

ドイツ (Nahmmacher et al., 2014) : この研究では、欧州連合を対象とした **LIMES-EU** モデルが開発され、計画タイムスケールは 40 年、年間 8 つから 800 個のタイムスライスで構成される。タイムスライスの定義では、季節の概念は取り入れられず、類似の負荷/太陽光/風速プロファイルを持つ日の集合体（クラスター）が定義されている。各クラスターにつき 1 日を、8 つの当日のタイプ別に表している。二酸化炭素（CO₂）削減目標も定められている。シミュレーション結果は、クラスター数が小さいと風力発電の貢献度が過大に評価されることを示している（8 つのタイムスライスでは風力発電の割合が 40%以上であるのに対し、800 個のタイムスライスでは 30%）。クラスター数が多くなると、原子力発電が CO₂ 削減目標を達成するために選択される（800 個のタイムスライスで 20%）。太陽光発電の貢献度はどのタイムスライスでもあまり変わらないが、当日のタイムスライスが 8 つに固定されているからだと推定される。

スイス (Kannan and Turton, 2012) : この研究では、スイスの電力部門モデルが **TIMES** モデルを使って開発され、計画タイムスケールは 110 年である。1 年を 4 つの季節に分け、日のタイプが 3 個、および当日のタイプが 24 個設定されている。低解像度モデル（日が 2 タイプ、当日が 2 タイプ）と時間解像度による 2 つのシナリオが作成され、結果が比較されている。どちらのシナリオでも、低解像度モデルではベースロード技術に対する投資が多く、より柔軟性のある技術（ガス・コンバインドサイクルなど）に対する投資は少ない。1 つのシナリオでは、2080 年の太陽光発電比率は高解像度モデルのほうが低解像度モデルより有意に高くなっているが（28%対 15%）、これは太陽光発電と需要の間の日単位の整合をより良く把握できるためである。著者らは、スイスには十分なデータがあるにも関わらず、高解像度モデルの作成にはかなりの手間がかかり、いくつかの仮定を立てる必要があったと述べている。

サン・ミゲル島、ポルトガル (Pina et al., 2011) : この研究ではサン・ミゲル島のために **TIMES** モデルが開発され、計画タイムスケールは 20 年である。1 年を 4 つの季節に分け、日のタイプを 3 個、当日のタイプを 24 個設定している（合計 288 個のタイムスライス）。1 日を 24 時間に分けることにより、ピーク時とオフピーク時の存在、および再生可能電源の時間あたりの変動を考慮することができた。瞬動予備力の必要性を示すためには、少なくとも毎時発電の 25%を火力発電で賄う必要がある。風力発電の最適導入率を解析し、結果を同じモデルの低解像度バージョンで得られた結果と比較している。それによると、低解像度モデル（1日 8 つ未満のタイムスライス）では、時間解像度モデルに比べて風力発電容量が過大評価されることが分かる。日の解像度を 12 個から 24 個、さらに 48 個（30 分間隔）に変えても、結果が有意に変わることはないことが示されている。

テキサス (Nicolosi et al., 2011) : この研究ではテキサスの電力市場のために **THEA** モデルが開発され、計画タイムスケールは 22 年である。タイムスライスがそれぞれ 8,760 個、288 個、および 16 個の異なる 3 種類のモデルが開発された。電源の風力比率がモデル外（外生的）仮定として設定されている。1 つのシナリオでは、計画期間終了時に 4.8%であり（開始時から増加なし）、もう 1 つのシナリオでは 25%である。どちらのシナリオのもとでも、低解像度モデルはピーク発電所容量（オープンサイクルガスタービン（OCGT）やガス/ディーゼル・レシプロエンジンなど）の必要性、および総容量要件が低く示される。この結果は風力発電比率が高いシナリオで顕著である。このシナリオでは、低解像度モデルが原子力発電を過大に（35%対 50%）、またガスを過小に評価する（30%対 20%）。シナリオの

時間解像度が上がるにつれ、従来型発電の電源構成はベースロード電源から離れ、風力発電の設備利用率低減や柔軟性の必要性に対してよりコスト効率的に対応できるミドルまたはピーク発電所へと向かう傾向がある。

特筆すべきは、より高い時間解像度を導入するか否かは（本節で前述した、時間解像度の適切性をモデルの分析目的に照らして判断するべきという点に加え）、将来の需要のレベルとパターンの推移の不確実性（効率の向上、エアコンの普及、電化率、電気自動車の採用など）、ならびに VRE 発電のパターンの不確実性（気候条件の変化、あるいは太陽光と風力エネルギー利用技術の向上など）に照らして評価する必要がある。

計画タイムスケールが長いことから、需要や（解像度が低い場合もある）VRE の時間的パターンの定義には大きな不確実性が伴う。エネルギー需要の急速な伸びが予想され、そのパターンが現在のものと全く変わる可能性のある途上国のシステムを計画する場合は特に注意が必要である。最も洗練されたツールでも良質なデータがなければ役に立たないことを考えると、需要パターンの推移に関する高い不確実性によって、時間解像度を無制限に増加させてもそのメリットが保証されない可能性がある。

空間解像度を上げることの効果

第 2 部各章で述べたように、VRE 用地の物理的場所は、用地により異なる資源の利用可能性とその時間的プロファイルを反映し、VRE の容量クレジットに影響を与える。また変動性に左右されるシステムの柔軟性の必要量にも影響するが、この変動性は用地を地理的に広く拡散することにより、集合的に平滑化できる可能性がある。高い空間解像度、あるいは複数のノードをモデルに組み込むことにより、ノード間の送電により可能となる柔軟性の選択肢や、特定用地における新規の送電投資と VRE 資源の質との間でのトレードオフを考慮することで、モデルにおいて送電線への投資の必要性をより良く解析できる。

電源増設モデルの中には、GIS データと直接リンクさせることにより、詳細な空間情報を大量に取り入れているものもある。例をボックス 7 に示す。これらのモデルでは GIS データが事前処理され、長期投資の最適化の分析に用いられている。

ボックス 7：空間詳細情報を多く取り入れたモデル

Regional Energy Deployment System（地域エネルギー配備システム：ReDS）モデル（Short et al., 2011）：NREL の ReEDS モデルは計画タイムスケールが 44 年の電源増設モデルであり、アラスカとハワイを除く米本土をカバーしている。365 個の資源供給地域を設定し、134 個の需給調整エリアグループに分けている。モデルに入力されるデータの多くは、既存発電所に加え、送電系統および太陽光と風力資源の詳細な GIS モデルに由来する。再生可能エネルギーは地理的に分散しているため、モデルでは送電距離を計算し、需要のある地域に電力を供給する分散電源（太陽電池、ウィンドファーム、集光型太陽熱（CSP）発電所など）を持つことの便益を評価できる。

Resource Planning Model（資源計画モデル：**RPM**）（Mai et al., 2015）：NREL の RPM は 20 年以上の計画タイムスケールを持つ電源増設モデルであり、米国西部各州のすべてまたは一部をカバーしている。17,521 個のノード、4,300 個の発電ユニット、21,086 本の送電線路を持つ。需給調整エリア 36 個のうちのいくつかは「重点地域」と定義されている。RPM のバージョンごとに、重点地域の異なる 100 個の太陽光資源および 100 個の風力資源区域（ゾーン）が設けられている。これらのゾーンは、2006 年の太陽光発電については 10km ごとの格子状の 1 時間単位の時系列、また 2004、2005、および 2006 年については分ごと（約 2km）の格子状の解像度 10 分の時系列データから作られている。

Solar and wind energy integrated with transmission and conventional sources（送電および従来型電源と連系した太陽光および風力エネルギー：**SWITCH**）モデル（RAEL, 2015）：パークレーのカリフォルニア大学再生可能適正エネルギー研究所（RAEL）による SWITCH モデルは、複数の負荷エリア、およびそのエリア間の送電投資を明示的に考慮した電源増設モデルである。各負荷エリアは、負荷、太陽光、および風力資源利用可能性データに関する独自の時間あたりの時系列により特徴づけられる。モデルには最適化後の給電指令ツールがついている。以下で応用されている。米国西部（負荷エリア 50 個、計画タイムスケール 15 年、タイムスライス年間 144 個）（Nelson et al., 2012）；ニカラグア（負荷エリア 16 個、計画タイムスケール 16 年、タイムスライス年間 288 個）（De Leon Barido et al., 2015）；中国（負荷エリア 33 個、計画タイムスケール 40 年、タイムスライス年間 144 個）（He et al., 2016）；チリ（負荷エリア 23 個、計画タイムスケール 20 年、タイムスライス年間 288 個）（Carvallo et al., 2014）

REMix（Borggreffe et al., 2014）：ドイツ航空宇宙センター（DLR）が開発した **REMix** モデルは、長期線形最適化モデル（REMix Opti-Mo）と高解像度（5 x 5 km グリッド）の再生可能エネルギーポテンシャル GIS データセット、および再生可能エネルギーの時間的利用可能性（REMix-EnDaT）を組み合わせたものである。REMix OptiMo には 16 個の地域クラスター（欧州および北アフリカ）がある。投資の決定は特定の年（2020 年、2030 年、2050 年など）について最適化され、既存のインフラは考慮されない。1 年は 8,760 個のタイムスライス（解像度 1 時間）で表される。REMix-EnDaT は再生可能電源の最大設備容量と時間ごとの時系列を提供する。

一般的手法から影響別の手法へ

上述のように、モデルの解像度だけを上げて、必ずしも VRE 展開による影響は正しく評価されず、また本報告書第 1 部で定義した投資の影響の評価も向上するとは限らない。モデル分析において、主要な系統特性、すなわち安定容量、柔軟性、送電容量、および周波数応答をより良く評価し、長期計画上の決定のより正確な根拠を提供できる課題別のモデル分析手法がある。以下の各章ではこれらの手法について詳しく述べる。これらは多くの場合互いに補完的であるが、その複雑度は異なる。

各章で詳述される手法の多くは、入力データとパラメータ作成方法の向上に関わるものであり、VRE の時間および空間的利用可能性解析の向上、発電所の技術的パラメータの特徴づけの向上、VRE 展開が系統全体に与える影響を模倣する制約の定義の向上などが含まれる。このような入力データを準備するため、さまざまなデータや支援ツールが多数登場している。

研究者レベルで議論されている手法はその対極にある。十分なモデル分析研究開発を持たない多くの途上国や新興国のエネルギー計画者がこれを実行するのは難しい可能性が高い。長期モデルと補完的ツール、特に電源増設モデルと発電コストモデルとリンクさせる方法などがある。こうした手法は長期計画モデルの結果を検証し、またときにはこれを修正するのに役立つ。これは少なくとも欧州の文脈において最先端の手法であるが (Hidalgo Gonzalez et al., 2015)、実行するには相当の専門能力を必要とする。

VRE 展開の影響を長期電源増設モデルにおいて評価するにあたって、データの利用可能性およびモデル分析の専門知識のレベルを指針とし、適切な手法を選ぶ必要がある。VRE の比率を高める計画を向上するにあたり、最初は簡単なやり方から始め、時とともにモデルの範囲と質、および担当者の能力を向上させる戦略的方法をとることが勧められる。

第 5 章 安定容量の評価

第 1 部（第 2 章）で述べたように、発電のアデカシーは長期電源増設計画における重要な概念である。これは十分な安定容量、すなわち常時、特にピーク時の間負荷に対応できる容量があることを意味する。VRE 供給と系統の需要プロファイルの時間的マッチングが安定容量に対する VRE の貢献度（容量クレジット）を決定づけ、重要な経済的影響を持つ。この影響を電源増設モデルに反映させることは、コスト効率的投資を行うためには不可欠である。

長期電源増設モデルの中で時間の取り扱いをより細かく正確にすることにより、VRE 電源の利用可能性と需要プロファイルの時間的マッチングをより正確に把握することができる。このマッチングをうまく把握することは、VRE の経済的価値の正確な把握につながり、間接的に VRE の容量クレジットを計算することも、異なる VRE レベルでのモデル分析結果を比較することにより可能になる。外生的に定義した容量クレジットをモデルの制約の中に取り入れるという簡略化された手法も利用されており、タイムスライスの定義を向上させるのと並行して適用できる。

本章では上記のモデル分析手法についてさらに詳しく述べる。5.1 節では VRE の時間的プロファイルモデルの中でより正確に表現するためのタイムスライス改良方法を取り上げる。その後 5.2 節では外生的に定義した容量クレジットを長期エネルギー計画モデルに取り込む手法を紹介する。

第 5 章の要点

「タイムスライス」決定手法の改良：日変動と季節変動の主なパターンを把握するためタイムスライス（モデルの時間ステップ）をより正確に定義することにより、VRE による発電と需要のタイミングの一致および不一致が明確にモデルに反映することができ、安定容量に対する VRE の貢献度もより正確に表すことができる。タイムスライスの定義は、できれば複数年にわたる負荷および VRE 発電両者の時間的変動の慎重な精査に基づくことが望ましい。VRE 電源の利用可能性に関する情報（例えばグローバル再解析データなど）は近年ますます入手可能性が広がり、このような分析をサポートしている。

一般的な複雑度：低から中

「容量クレジット」の組み込み：モデル内部での需要と供給の一致に基づく容量クレジットの評価に代えて、外的に定義された容量クレジットを電源増設モデルに組み込み、その貢献度を反映させることができる。系統上の全容量に異なる容量クレジットの値を割当てることにより、系統増強にあたって十分な安定容量を維持することを保証するモデルを開発することができる。容量クレジットの値は、単純にモデル範囲全体にわたる固定値として、または VRE 比率の関数として取り入れることができる。容量クレジットの正確な推定に利用できるさまざまな手法が登場している。

一般的な複雑度：低

5.1 VRE 発電データを用いたタイムスライスの改良

VRE の容量クレジットは VRE 導入レベルの異なる複数のシナリオ結果を比較することにより、長期電源増設モデルで無条件に計算される。VRE が従来型発電の容量をどの程度置き換えられるかの解析、つまり 2 つのシナリオ間の従来型電源容量の差を VRE の差で割ったものとして計算することができる (Nicolosi et al., 2011)。タイムスライスが正しく決定されず変動の把握が不適切だと、容量クレジットが過大または過小に示され、VRE に対する容量投資の真の価値が正しく評価できない可能性がある³⁸。

電源増設モデルで使用されるタイムスライスの手法は、供給と需要の両者に関連して変動を近似する一つの方法である。一般に VRE の変動性は各タイムスライスに関連した設備利用率で表される。現実の変動性の全範囲は、比較的粗いタイムスライスを用いることによる間接的平均化のせいで過小に表される (Poncelet et al., 2016a)。第 4 章で述べたように、タイムスライスを増やすと、原理的には系統変動性をより良く把握できる。しかしタイムスライスを賢く決定し、VRE の日ごとおよび季節ごとの発電プロファイル (および水力の季節性) をこれに相当する需要プロファイルとマッチングさせられれば、さらに効果的である。

適切なタイムスライスを賢く決定し、変動性の実際のパターンを反映させるためには、実測や潜在的な値に関わらず VRE の出力を慎重に調査する必要がある。VRE データを解析するにあたっては、複数年にわたる一時間単位での時系列的データを用いるのが理想である (有用な VRE データおよび支援ツールについてはボックス 9 参照)。

日射量には明確な日および季節パターンがある。風力は特定の時期における地域の気象条件に左右されることが多いため、特に当日のパターンは日射量ほど顕著ではない。季節変動はどちらの資源においても特に高緯度の場所に関連性があり、全天日射量と風速の間に時間的相補性がある場合がある³⁹。この相補性を理解することは、2 つの VRE 資源の計画に有用であり、全体的な変動を軽減できる可能性がある。

VRE 発電パターン評価の問題を視覚化するため、図 8~10 に、粗いタイムスライスを用い、近似された VRE 発電プロファイルに対する実際のプロファイルを図示する。負荷、太陽光発電出力、および風力発電出力が全欧州について示され、16 個のタイムスライス、4 つの季節、2 つの日タイプ (平日と週末)、および 2 つの当日タイプ (日中と夜間) を用いた時間統合近似グラフと対比されている。各グラフでは、夏と冬の 1 週ずつについて時間解像度で元のデータと、同じ期間の近似データが合わせて示されている。

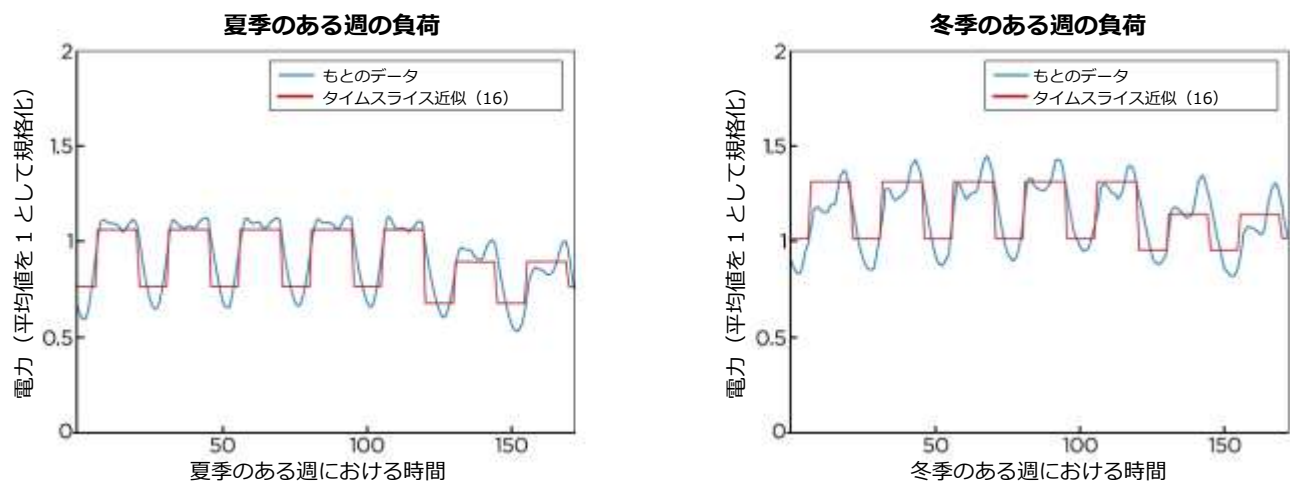
図 8 はこのような粗い近似でも負荷をかなり良好に把握できることを示している。対照的に、図 9 はこの近似で VRE 供給、特に風力の変動を把握することが難しいことを示す。平均化することにより、太陽光発電の 1 日のピークは約 50% も低く表され、またこのタイムスライス近似では風力の変動はすべてなくなる。風力には際立った 1 日のプロファイルがなく、日により大きく変わる可能性があるからである。

³⁸ 例えば、ボックス 5 に示したテキサスの事例研究では、外生的に定義された風力発電導入率 (低位および高位) による 2 つのシナリオと 3 種類の異なるタイムスライス設定のもとで比較しているが、このシナリオ比較から新たに得られる結果の一つとして、追加的な新規の風力発電容量の間接的容量クレジットがある。2030 年の低位の風力導入率と高位のシナリオの風力発電容量の差は 32GW である。従来型電源容量のシナリオ間の差は、低解像度の場合には 3GW、中解像度の場合には 2GW、高解像度では 1.4GW で、これはそれぞれ容量クレジット 9.3%、6.4%、および 4.3% に相当する。このように低い時間解像度を使うと風力エネルギーの容量価値が過度に高く示され、低解像度のもとで得られた容量構成は最適コスト投資を正しく表現しなかったことが分かる。

³⁹ 例えば、太陽光資源は風の弱い夏季に高く、冬季はその逆であることが多い。欧州ではこの根拠となる証拠がいくつかある (Golling, 2012)。

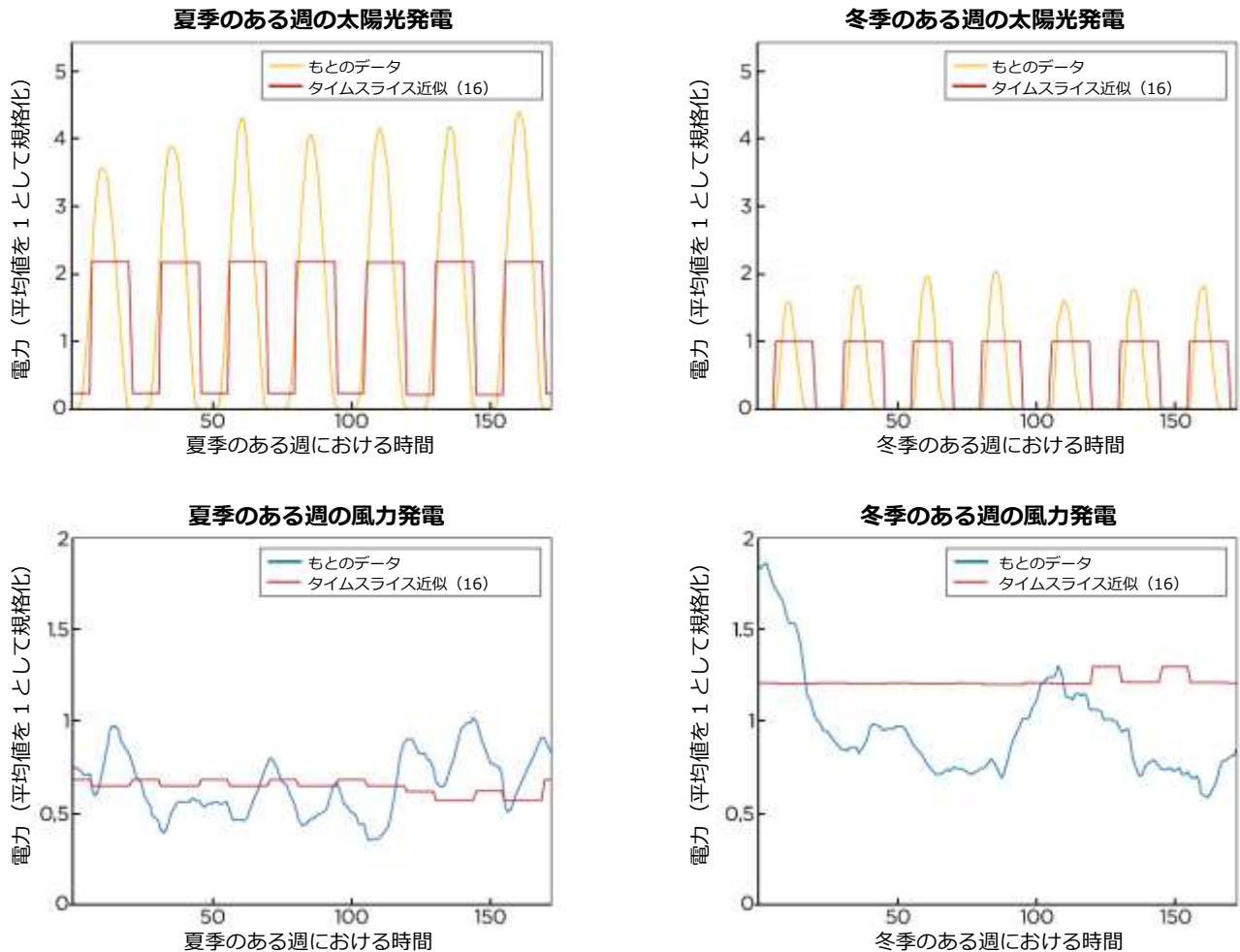
当日のタイムスライスを加えることにより、太陽光発電変動性の把握はかなり向上する。これは図 10 から分かるが、これはもとのデータを図 9 のように 2 つの当日のタイプではなく、4 つのタイプでグラフにしたものである。

図 8 : 欧州の夏季と冬季のある週の需要タイムスライス近似



出典 : Ueckerdt et al., 2016

図 9 : 欧州の夏季および冬季のある週の太陽光発電と風力発電、16 のタイムスライスによる近似との比較



出典 : Ueckerdt et al., 2016

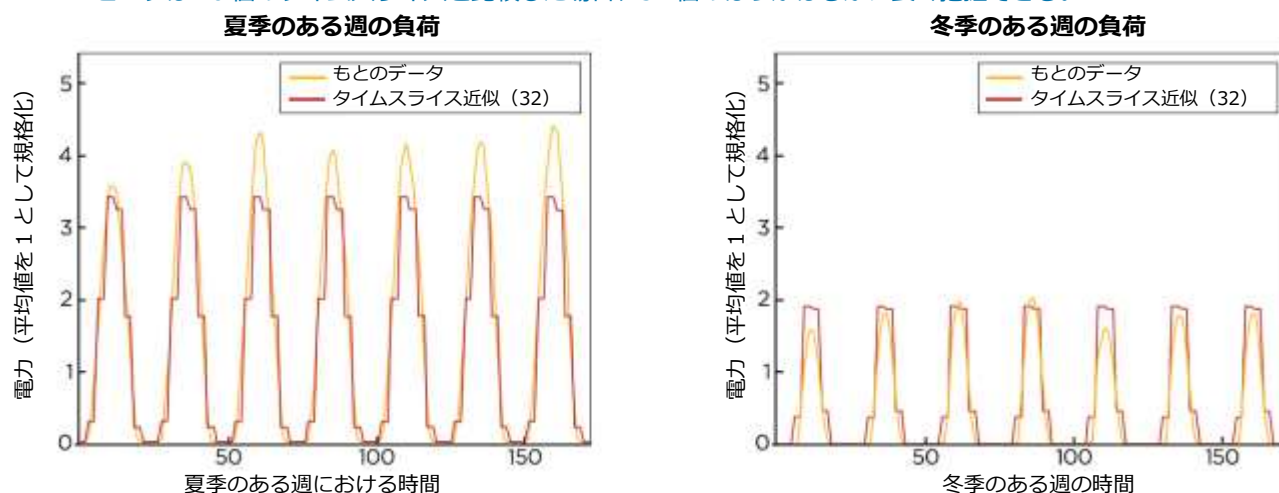
タイムスライスを増やすことのメリットは必ずしも万能ではないことに留意することが重要である。増やすことにより、太陽光、風力および負荷について、また当日や季節による適用について異なる評価につながる可能性がある。

当日のタイムスライスを短くすると太陽光出力の変動はよりよく評価できるが、風力は日ごとの発電パターンは比較的明確ではないため、風力にはあてはまらない。この動きは図 11 から分かる。これは 2007 年のドイツの状況において、年間を通じてさまざまな時間解像度による需要、風力発電および太陽光発電の 15 分ごとのデータセットを平均することにより、当日のタイムスライス増加が需要、風力および太陽光の変動性に与える影響を示したものである (Ludig et al., 2011) ⁴⁰。

⁴⁰ 同様の結果が Poncelet et al. (2016a) にも見られる。これによると、タイムスライスの数を 12 個 (4 つの季節と 3 つの当日のタイプ) から 288 個 (4 つの季節、3 つの日のタイプ、24 個の当日のタイプ) に増やしても、負荷と風力発電の利用可能性の時間的マッチングはわずかに向上するに過ぎない。研究結果はベルギーのデータの解析に基づいている。

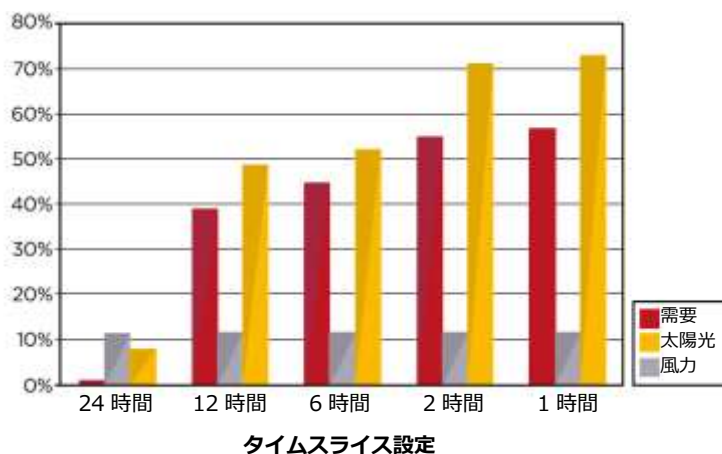
VRE 電源の利用可能性や需要の変化の季節によるパターンを反映した季節的タイムスライスを決定することにより、太陽光についても風力についても変動性の把握が向上する。どちらの季節変動パターンも世界の多くの地域に存在するからである。図 12 は米国のさまざまな地域にわたり、風力の異なるパターンの例を示したものである。

図 10 : 32 個のタイムスライスによる欧州の夏季および冬季のある週の太陽光発電データと近似 ; 太陽光発電の 1 日のピークは 16 個のタイムスライスと比較した場合、32 個のほうがはるかに良く把握できる。



出典 : Ueckerdt et al., 2016

図 11 : ドイツ東部においてさまざまな長さのタイムスライスによりカバーされる変動性の割合



出典 : Ludig et al., 2011

VRE 発電パターンの変動性をより正確に評価しようとする取り組みと並行して、いわゆる**ピークタイムスライス** (短いピーク需要時間に相当) がモデル設計に取り入れられることがある。これにより、タイムスライスの平均化の中でわからなくなる可能性のある、特に重要なピーク時の容量要件をうまく評価することができる。VRE について、需要が高く VRE 発電が低いときのピーク価格時間のタイムスライス分割は特に有望な方法である。難しいのはどの時間がそのようなピーク価格時間なのかを事前に知ることであり、これは内生的には VRE 導入のレベルに依存する (Merrick, 2016)。

図 12 : 2001~13 年の米国における風力発電の設備利用率の月中央値



出典 : EIA, 2015

ボックス 8 : 各国の応用例 : 電源増設モデルにおけるタイムスライス決定手法の改良

スワジランド (IRENA, 2016b) : この研究では **SPLAT** スワジランドモデル (MESSAGE をベースとするエネルギーセクターのモデル) が開発され、計画タイムスケールは 25 年である。有望な地点での潜在的 VRE 発電の季節および日内データの解析、および需要パターンを反映させるための時変料金構造に基づき、1 年を 5 つの季節、週日については 10 個の当日ブロック、週末については 6 個の当日ブロック (合計で年間 80 個のタイムスライス) に分けている。電力需要、および地点ごとの風力および太陽光発電の設備利用率の入力値は、各タイムスライスに属するデータポイントの中央値を計算して決定される。

ドイツ東部 (Ludig et al., 2011) : この研究では **LIMES** (電力セクター長期投資) モデルがドイツ東部のために開発され、計画タイムスケールは 95 年である。図 11 に示すように、2007 年の需要、風力発電、および太陽光発電の 15 分ごとのデータセットに基づき、1 年を 16 個のタイムスライス (4 つの季節と 1 日 6 時間ごとの 4 ブロック) に分割している。電力需要、および風力と太陽光発電の設備利用率の入力値は、各タイムスライスに属するデータポイントの中央値を計算して決定される。

米国 (Short et al., 2011) : 米国のこの研究では計画タイムスケール 44 年の **ReEDS** モデルが開発されている。年間を 17 個のタイムスライス (4 つの季節と 4 つの当日のブロック : 夜間、午前、午後、夕方、プラス追加の夏のピークタイムスライス) に分割している。ピークタイムスライスは最も需要が高い夏の午後 1 時から 5 時までの 40 時間を表す。

VRE 電源の利用可能性の類似性（例えば風力の強い日や弱い日など）に基づいて選んだいくつかの（必ずしも連続的でない）「代表的な」日または週を時間統合した新しい手法が登場している⁴¹。このような手法により、本来ならその変動性が平均化されてしまうはずの「非平均的な」日をよりよく表すことができる。それにより、連続する数日として定義される季節の概念を超えた変動性の把握が向上する。適切に選択した代表日を用いることにより、特に風力については、たとえタイムスライス数が少なくても、時間的マッチングが正確になることが示されている。類似の VRE パターンを持つ期間の集合を加えることで、「非平均的な」期間をより良く評価することができ、特に日および季節の発電パターンがそれほど顕著でない風力にあてはまる。しかしこの手法にはいくつか欠点がある。季節間の貯蔵オプション（水力ダムなどによるもの）の評価が難しく、地域間取引を解析するための異なる地域間でタイムスライスを整合させることも難しい。

この新しい手法の変形として、需要と VRE 発電のマッチングの類似性に基づいて時間または日をまとめる方法がある。この方法は、一般に当日のブロック（連続時間）および季節（連続日）として設定される従来のタイムスライス定義に追加の層を加えることを目指すものである⁴²。

このような新しい手法を用いたモデルの例が Nahmmacher et al. (2016) にまとめられており、表 6 に紹介する。

表 6 : 複雑な VRE 変動パターンを分析したタイムスライス手法によるモデルの例

モデル名	地域	応用場所	タイムスライス数	タイムスライス仕様	データの基準
GEMS+CEEM	ドイツ	DENA (2005)	432	4 季節、季節あたり 3 需要日と 3 供給日、1 日 12 のタイムスライス	1994～2003
DIMENSION+INTRES	欧州	Golling (2012)	192	2 季節、地域全体で低/高風力の 8 つの組み合わせ、1 日 12 のタイムスライス	2006～2009
DIMENSION	欧州	Nagl et al. (2013)	7200	シミュレーションした各 30 日 (2 季節) の 10 の気象年、時間解像度	2006～2010
US-REGEN	米国	Blanford and Niemeyer (2011)	50	無作為に選び重みづけした負荷と風力供給の 50 の組み合わせ	2007
LIMES-EU+	欧州、中東、北アフリカ	Haller et al. (2012)	49	4 つの季節、3 つの VRE 状況、1 日 4 つのタイムスライス (+ 1 つのピークタイムスライス)	2009
URBS-EU	欧州	Schaber et al. (2012)	8064	それぞれ 6 の代表週を持つ 8 年、時間解像度	2000～2007
"	米国 テキサス	de Sisternes and Webster (2013)	696	4 週 (各 7 日)、時間解像度 (+1 ピーク日)	2009

出典 : Nahmmacher et al., 2006

⁴¹ 「代表的日」および「週」手法の概要については Merrick et al. (2016) 参照

⁴² 例えば、Poncelet et al. (2016a) はベルギーのデータを使い、もとの 12 のタイムスライスに風力の 3 つの型（高、中、低）を区別するタイムスライスのレベルを加えることにより（4 つの季節と 3 つの当日のタイプに加えた結果、年間合計 36 のタイムスライス）、変動性把握誤差は有意に減少するが、当日のタイプを 3 から 24 に増やしても（合計タイムスライス数は 12 から 288 に増加）、わずかなメリットしか得られないことを示している。

タイムスライス決定手法改良のための支援データとツール

本節で前述したように、タイムスライスの決定手法を向上させるには負荷と VRE 電源の出力（または利用可能性）の変動に関する過去の実績の解析が必要である。風速と日射量データを使って「典型的」な日および季節プロファイルを表すことにより、将来を見越した VRE 電源プロファイルを人工的に作成することができる⁴³。

オンラインで利用可能な VRE データセット、および計画者がタイムスライス決定手法を向上させるのに役立つ支援ツールの例をボックス 9 に示す。

ボックス 9：支援データとツール：さまざまな VRE 電源データを用いたタイムスライス決定手法の改良

豊富な視覚情報を含む再生可能エネルギー源 GIS 情報の宝庫である IRENA の Global Atlas (IRENA, n.d.) は、GIS データ供給者にエントリーポイントを提供している。

全世界の高解像度による風力および太陽光時系列データは、通常は商用であり、エネルギー計画者がこれを取得するのは難しい。

粗い解像度の時系列データについては、いわゆる再解析データの形で入手できる⁴⁴。これは構造格子上に不規則に分布する、不完全で必ずしも代表的ではない有限の観測結果から時間および空間的に補間された 3-D 気象データである。このデータは地表および上空の観測、衛星データ、および予測モデルの結果を組み合わせたものである。これを診断/予測気象モデル⁴⁵ (Gonzales Aparicio and Zudker (2015) では数値気象予測モデルとも呼ばれる) と組み合わせれば、通常よりはるかに細かい解像度で入手できる土地利用・地形情報を考慮することにより、粗い再解析データをダウンスケールすることができる⁴⁶。

風速と風向、全天日射量、および直達日射量を無料で（一定の制限あり）ダウンロードできる便利なグローバルデータソースを以下に示す。

- MINES ParisTech and Transvalor S.A. の SoDa Service (Mines ParisTech and Armines, 2004) は MERRA (©NASA) からの風速と風向データ、および HeliClim (©Armines/Transvalor) と NASA-SSE (©NREL) の日射量数値への無料アクセスを提供している。

⁴³ 経験的データから 1 日の人工的な風速プロファイルを作成する統計的手法が開発され、Golling (2012) によりテストされている。この手法では、1 日のプロファイルが風速のみの経験的な平均値により作成された場合には通常無効にされる風力発電の平均変動と勾配が考慮される。

⁴⁴ 有名な再解析データには以下のものがある。欧州中期予報センター (ECMWF, n.d.) の ERA-Interim (1979 年から現在まで、6 時間間隔で解像度 80km - 約 0.7 度)、米国国立アメリカ大気研究センターの NCEP/NCAR 再解析データ (1948 年から現在まで、6 時間間隔で解像度 2.5 度)、NASA の MERRA (研究と応用のための最新の遡及的解析) (1979 年から現在まで、3 時間間隔、解像度は緯度 0.5 度、経度 0.66 度、または 6 時間間隔、解像度 1.25 度) (NASA, 2016)

⁴⁵ 例えば Exponent (2014) の CALMET モデル、NCAR (n.d.) の Weather Research and Forecasting (WRF) モデル、ペンシルバニア州立大学および NCAR の第 5 世代メソスケールモデル (MMS) などが挙げられる。NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (グローバル気象四次元データ融合 (CFDDA) の時間 40km 再解析データセットは MMS 1985-2005 を使って開発されたものであり、1 時間間隔で解像度 40km である (NCAR, 2016b)。

⁴⁶ 同様の手法は将来の気象条件にも応用されており、粗い解像度のグローバル気象モデルから計算され、地域気象モデルや経験的・統計的ダウンスケール技術によりダウンスケールされる (Gonzalez Aparicio and Zucker, 2015)。

- NREL (n.d.) の PVWatts Calculator は、太陽光・風力エネルギー資源評価 (SWERA) プロジェクト (北アフリカ以外) で収集した用地ごとのデータを使い、太陽光発電プロファイルを提供している。
- European Weather Consult (EWC) (2016) の風力ポテンシャル解析は、観測データについて補正した MERRA データ (脚注 44 参照) への最大 1 年間のお試し無料アクセスを提供している。
- Renewables.ninja (Pfenninger and Staffell, 2016) は再解析データセット MERRA (@NASA) と CM-SAF SARH (@2015 EUMETSAT) により定義された日射量、気温、および風速データへの無料アクセスを提供し、太陽光発電と風力発電のための発電出力のシミュレーションを行えるようにしている。

タイムスライス決定手法の検証

適切なタイムスライスの決定に数学的アルゴリズム (例えば最適化など) が用いられることはほとんどなく、専門家の判断が適用されることが多い⁴⁷。そのため、いわゆる**残余需要持続曲線 (RLDC)** の目視検査が、タイムスライス定義とこれを補完する専門家の判断を検証するときに役立つ。残余需要 (「等価需要」とも呼ばれる) は、決まった時間における電力需要から VRE 発電による出力を差し引いて求められる。残余需要持続曲線 (1 年間の時間あたりの残余需要データを降順に分類して描いたもの。図 13 参照) は負荷プロファイルと VRE 供給との相関を把握できる (Ueckerdt et al., 2015)。

残余需要持続曲線をモデル化した残余需要データ (タイムスライスを用いて近似したもの) に基づいて作成し、実際の残余需要持続曲線と比較することができる。前述のように、再現した残余需要持続曲線の誤差を目視検査することにより、タイムスライス設計を検証することができる⁴⁸。例えば図 14 は 5 つの異なる設計を比較した時間あたりの残余需要持続曲線を表し (この例ではそれぞれタイムスライス 876 個、438 個、146 個、73 個、および 24 個に相当)、さまざまな設計が実際の残余需要持続曲線をどの程度うまく再現できるかを表している。この例は、解像度の低いいくつかの設計が、特に太陽光発電の残余需要持続曲線をうまく再現できないことを示している。

タイムスライス定義を評価するときに考慮すべき重要な問題がある。例えば、タイムスライスの結果、あまりに平坦な残余需要持続曲線が得られた場合、以下の結果につながる可能性がある (Poncelet et al., 2016a)。

1. ピーク時残余需要の過小評価
2. VRE 発電が多い時間の残余需要の過大評価

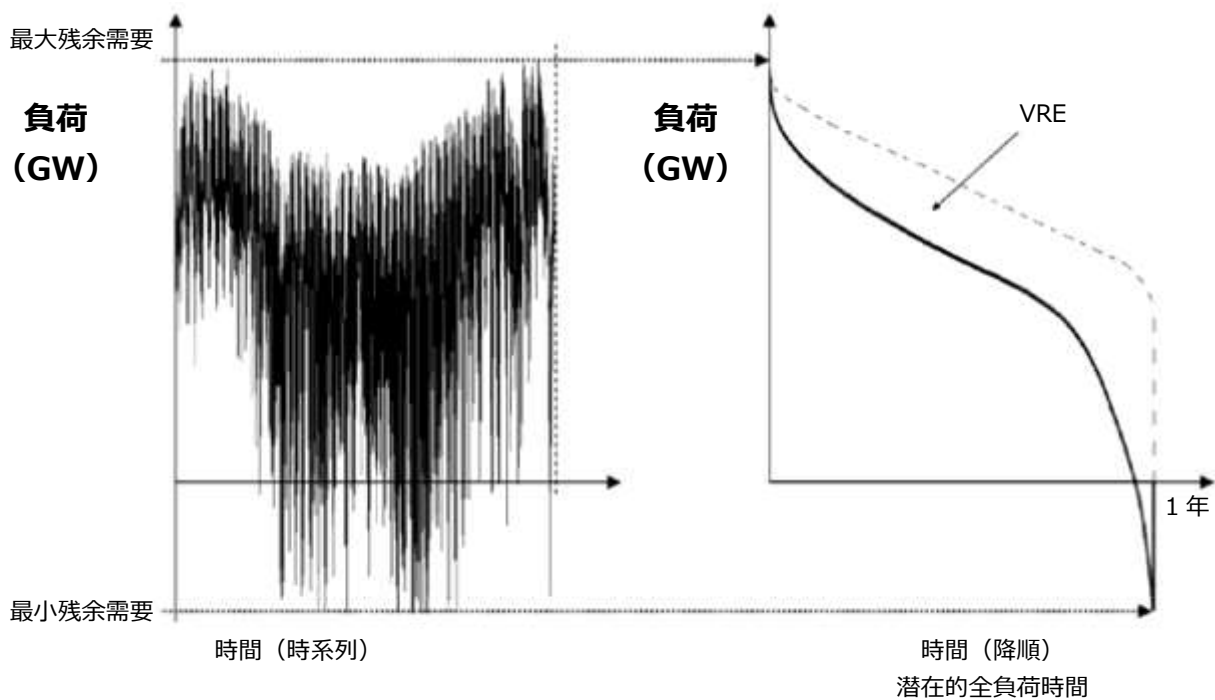
⁴⁷ 例外としては Golling (2012)、Nahmmacher et al. (2016)、Poncelet et al. (2016b) などがある。

⁴⁸ 残余需要持続曲線は検証目的以外にも利用されることに留意すべきである。特に地理的範囲がきわめて大きく (世界をいくつかの地域に分けたものなど) 例えば 100 年などのタイムスケールが長いモデル (通常、世界の二酸化炭素排出の長期的蓄積を評価するためのモデル) では、残余需要持続曲線をタイムスライスの代用としてモデルに直接用いる手法が実施されている (Johnson et al., 2016; Ueckerdt et al., 2016, 2015b など)。一定の需要と供給のタイムスライスを持つ 1 年を決定するタイムスライス法とは異なり、残余需要持続曲線法では、ベースロード電源容量、ミドル電源容量、ピーク電源容量、および VRE の過剰発電に基づいてパラメータ化した簡素化された残余需要持続曲線により 1 年が決定される (Ueckerdt et al., 2015b)。風力・太陽光発電導入率のさまざまな組み合わせについてモデル外であらかじめ定義したパラメータセットを使うことにより、残余需要持続曲線の形状は VRE 導入率が高くなるにつれて内生的に変化する。時系列による情報がないため、この手法には上述の先進的手法と同じ欠点がある。

3. 過剰発電の時間（残余需要持続曲線がマイナスになる期間）の過小評価の可能性

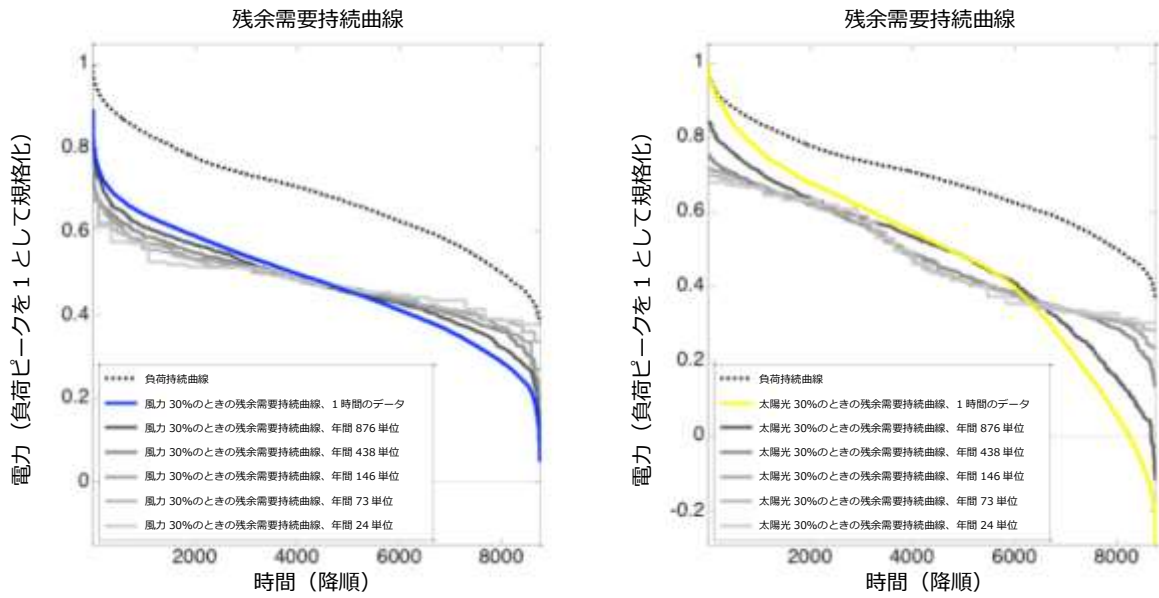
1 つめの問題（ピーク時残余需要の過小評価）は、VRE の容量クレジットが過大評価されていることを示唆している。これはモデル結果が十分な安定容量を反映していないということである。合理的な範囲で電力の安定供給を確保できる発電ポートフォリオを獲得するためには、十分な安定容量を確保するための追加の制約が不可欠である（この制約については 5.2 節で述べる）。2 つめの問題（VRE 発電が多いときの残余需要の過大評価、または同様に VRE 発電の過小評価）は、ベースロード電源により得られる全負荷時間数の過大評価につながる可能性がある。最後に、高い VRE 発電による過剰発電の過小評価は、VRE 受け入れポテンシャルの過大評価につながる可能性がある。

図 13：残余需要（時系列、左）および残余需要持続曲線（右）概略図



出典：Ueckerdt et al., 2015a

図 14 : 年 876 個、438 個、146 個、73 個、および 24 個の低い時間解像度による残余需要持続曲線近似と比較した風力発電 (左) と太陽光発電 (右) の時間データの残余需要持続曲線 (年間 8,760 時間)



Ueckerdt et al., 2016 に基づく

5.2 容量クレジット制約の追加

前章で述べたように、計算能力に限界があるため、タイムスライス定義の改良は、どこまでタイムスライスを増やせるかにより制限される。それゆえ発電のアデカシーが十分評価されるようにするため、安定容量に対する VRE の貢献度（容量クレジット）を評価する簡略化した制約を取り入れることができる⁴⁹。

長期電源増設モデル自体では、容量クレジットは通常モデル外で計算された外部パラメータとして取り入れられる。VRE を含むさまざまなタイプの発電所に容量クレジット値を割当てることにより、電源増設が十分な安定容量をもたらすよう保証できるモデルを開発することができる。2.2 節において、政策に基づいて定められるピーク需要を上回る安定容量の百分率として定義されるシステムの予備力マージンを、モデル分析される電源増設が課せられる制約や達成すべき目標としてモデルに取り入れることができる。

電源増設モデルに用いられる容量クレジットは、特定の電力システムについてそのシステムの時間あたりの負荷と VRE 供給を利用したり、工学的判断に基づく一般的で控えめな数値に基づいて計算することができる（例についてはボックス 10 参照）。可能であれば、地域により異なる容量クレジット値を用いることが望ましい。

容量クレジット値は VRE 比率とは無関係に、あるいは比率の関数として組み込むことができる。いずれの場合も、容量クレジット値そのもの、またはその関数関係の値は、モデルの範囲全体にわたり一定に保つことも動的にすることもできる。このような関数は集合化技術ごとにそれぞれ定義できる。あるいは風力と太陽光発電について、単一の容量クレジット関数によりその相関を考慮しながら、両者を合わせた容量クレジットを定義することもできる。計画外のメンテナンスの必要性を考慮し、VRE でない電源にも容量クレジットを割当ててモデルもある。

ボックス 10 : 各国の応用例 : 容量クレジットのより良い評価

アイルランド (Welsch et al., 2014a) : この研究ではアイルランドについて 30 年の計画タイムスケールによる **OSeMOSYS** モデルが開発されている。1 年を 4 つの季節と 2 つの当日ブロックに分けている（合計 8 個のタイムスライス）。モデルでは供給予備力に制約を加えることにより、システムの全発電所の容量クレジットが常に負荷を 20% 上回るようになっている。風力発電の容量クレジットは風力発電導入率、風力発電所の年設備利用率、従来型発電所の利用可能性、および地理的分散係数の関数として、Voorspoets and D'haeseleer (2006) で用いられている手法により内生的にモデル分析されている。

欧州 (Nijs et al., 2014) : この研究では EU28 各国について 50 年の計画タイムスケールによる **JRC-EU-TIMES** モデルが開発されている。各年は 4 つの季節と 3 つの当日ブロックに分かれている（合計 12 個のタイムスライス）。発電所と貯蔵技術による総容量合計がピーク需要より大きくなるようにするため、予備力容量の制約が取り入れられている。発電所の総容量の定義において、太陽光と風力の容量は計算に入っていないが、水力発電は 50% が考慮されている。

米国 (Short et al., 2011 ; Sigrin et al., 2014) : この研究では米国について 46 年の計画タイムスケールにより **ReEDS** モデルが開発されている。1 年を 4 つの季節、4 つの当日ブロックに分け、追加のピー

⁴⁹ 容量クレジットの概念の概略（技術的定義を含む）については 2.2 節参照

ク時を設けている（合計 17 のタイムスライス）、さらに資源供給ゾーンと呼ばれる 356 の空間グループに分けている。モデルでは各技術に特定の容量クレジットが割当てられ、各タイムスライスにおけるそれぞれの貢献度を定義している。貯蔵も含む制御可能なあらゆるタイプの発電所（CSP を含む）の全（定格）容量が考慮されている。モデルの供給予備力の制約により、安定容量がすべてのタイムスライスについて事前に定義された限度を上回る必要がある。容量価値は、その期間に関する線形プログラミングが行われる前に、内部で計算される。容量クレジットは、各タイムスライスについて 2 年ごとに供給信頼度対応能力（ELCC；下記支援データとツールの内容参照）を近似する簡略化されたアルゴリズムで計算されている。各タイムスライスの容量クレジットはその対象となる時間の平均設備利用率に基づいている。

英国（Anandarajah et al., 2009）：この研究では英国について 50 年の計画タイムスケールによる英国 **MARKAL** elastic demand（弾力的需要：MED）モデルが開発されている。ピーク需要の制約が特定され、さまざまな技術についてその容量により異なる容量クレジットがそれぞれ定義されている。例えば、設備容量 0～5GW の風力発電（陸上および洋上）には 28% の容量クレジット、5～15GW の陸上および洋上風力、潮力、および波力発電には 18%、15GW 以上の洋上風力発電には 8.6% の容量クレジットが定められている。これらのパラメータは外部ツールの **WASP** を使って計算されている。

容量クレジットを計算するための支援データとツール

前節で述べたタイムスライス定義のための生データとは異なり、容量クレジット計算のデータソースは、主としてすでに実施されたさまざまな系統独自の計算、あるいは一般的な計算方法から得られている。

容量クレジットの推定値は、米国の多くの電力会社（および欧州のいくつかの系統運用者）が電源増設計画やアデカシー研究に使用している。おおまかに言うと、容量クレジットの算定には 2 つの方法がある。信頼度に基づく手法と、期間を近似する方法に基づくものである。

信頼度に基づく手法では、**等価従来型発電（ECP）、等価安定容量（EFC）、および供給信頼度対応能力（ELCC）**などの測定基準を使い、容量クレジットの概念を数量化する。これは同レベルの系統安定度を維持しつつ、VRE が代替できる従来型発電の容量（ECP）、VRE が代替できる完全に信頼度の高い発電技術の容量（EFC）、VRE が増加した際に支援できる需要の量（ELCC）をそれぞれ意味する（Madaeni et al., 2012）。VRE の容量クレジットを評価する基準としては ELCC が望ましいという意見が一般的になりつつある（Rogers and Porter, 2012）。

これらの基準を使って系統信頼度を評価する場合、電力不足確率（LOLP）、停電時間期待値（LOLE）、不足電力量期待値（LOEE）などの確率論的信頼度指標が用いられる⁵⁰。

⁵⁰ LOLP は特定の時間に負荷が利用可能な発電を上回る確率である。LOLP は定義上、系統に支障がある時間の合計を示すが、電源脱落の重要性（重要度／不足のメガワット数）に関する情報はない。LOLE は定められた一定期間における負荷が満たされない時間数（通常年間の時間数で表される）、または一定期間における日のピーク負荷が満たされない日数（通常年間の日数で表される）である。LOEE は一定期間における満たされない負荷の（通常は年間の）メガワット時の量である（Holttinenn et al., 2009）。

発電アデカシーの確率論的評価を計算するには、問題となる VRE がある場合とない場合の電力系統の複数回のシミュレーションが必要である。これは計算が難しいため、容量クレジット評価目的でこのプロセスを模倣した簡単な手法がいくつか用いられている。これらの手法の概要は Holttinenn et al. (2009)、Madaeni et al. (2012)、NERC (2011)、および Rogers and Porter (2012) により提供されている。例えば Garver による簡略化された手法の 1 つでは、VRE が加わった際の LOLE の変化に基づいて ELCC を近似し、LOLE は時系列負荷および VRE 供給データを用いた公式により計算される (Madaeni et al., 2013)。

期間に基づいた近似法では、系統の重要期間（主にピーク負荷時間）の容量クレジットを評価するため、その期間の当該 VRE 設備利用率により近似する (NERC, 2011)。設備利用率は、特定の期間の発電電力量を定格容量およびその期間の時間数で割ったものとして得られる。2012 年のある調査では、米国の 24 の系統運用者のうち 10 では計画研究においてピーク時に基づいた手法を用いていることが示されている (Rogers and Porter, 2012)。Holttinenn et al. (2016) によると、期間に基づく手法による風力発電の評価は、年によりピーク負荷時間の電力量の偏移が大きい可能性があるため、潜在的に信頼できないと指摘している。

World Energy Outlook (IEA, 2005) は別の簡略化手法を用い、ピーク負荷と残余需要（特定時間の負荷から VRE 供給を引いたもの）のピークとの差を VRE 容量で割ったものとして VRE の容量クレジットを計算している。この差は、VRE 容量が存在することにより必要でなくなる設備容量と解釈される。すなわちこの VRE 容量は「安定」であるとみなされる。

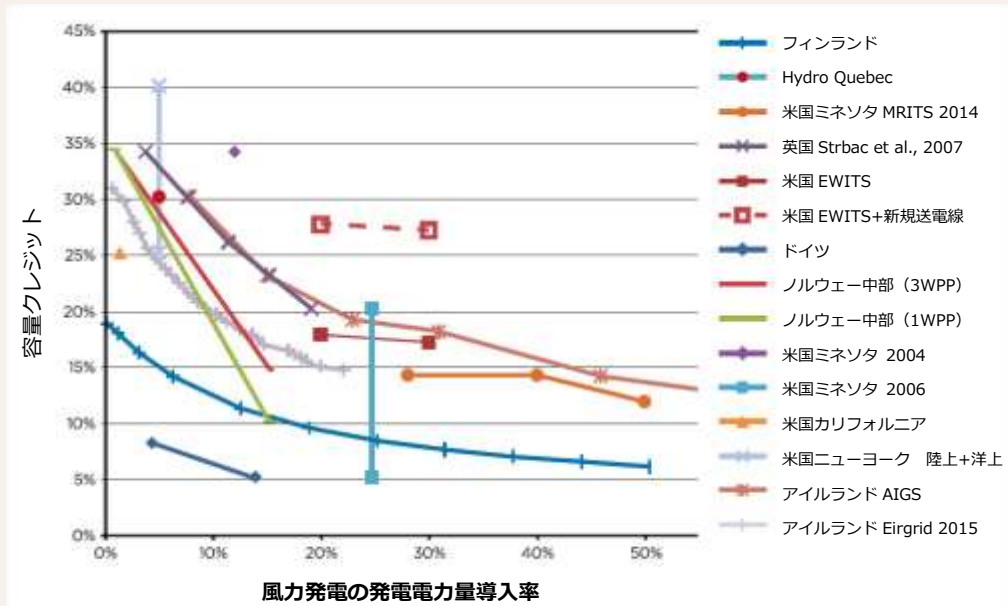
上述の手法に代わるものとして、発電アデカシー研究では今でもおおまかな手法によるアプローチが広く用いられている。2013 年 10 月に欧州諸国について行われた調査では、4 か国が VRE を利用不可能（利用可能率 0%）とみなし、別の 4 か国が利用可能な電源として事前に定義されたパーセンテージ（5%、7%、20%）を用いていた。気象データ、（洋上風車の）ハブ高さ、および発電所用地の精密な座標に基づいた詳細なモデル分析を行っていたのは 2 か国のみであった (CEER, 2014)。

ボックス 11 : 既存の推定値 : 容量クレジット

米国と欧州の電力系統について容量クレジットを計算した文献が多数存在する。

Holttinenn et al. (2016) による風力発電の調査研究によると、風力発電の出力が高負荷期間と強く相関する場合、計算で得られる容量クレジットは最大で設備容量の 40%にもなることが示されている。しかしながら、風力の地域的特徴が系統負荷のプロファイルと負の相関を示し、かつ風力発電導入比率が高い場合、容量クレジットは 5%にまで低下する。また多くの国では、当初、風力発電比率が 5~10% の範囲では、容量クレジットが設備容量の 20~35%になることも調査研究により示されている。系統の風力発電比率が 20%の場合、容量クレジットは設備容量の 20%以上である (図 15 参照)。

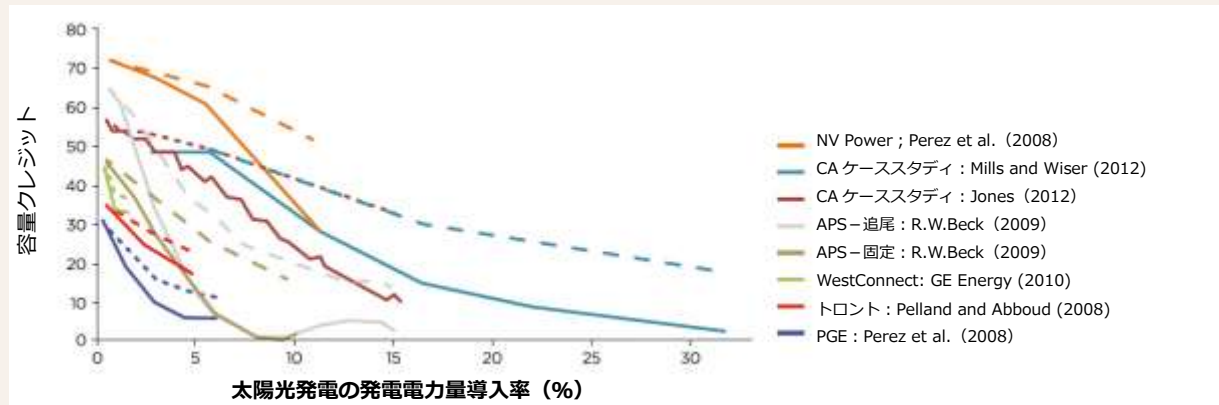
図 15 : 風力発電の容量クレジット、8つの研究からの結果



出典 : Holttinenn et al., 2016

太陽光発電については、米国西部の容量クレジットの値は、立地および発電所の太陽追尾能力により、52~93%までの範囲にわたる(Madaeni et al., 2013)。別の研究では、米国で夏季のピーク需要が冬季のピークに比べてはるかに高い系統において、太陽光発電比率が低いときには容量クレジットが高く(60~80%)、比率が上がるにしたがって低くなることが示されている。対照的に、夏季と冬季のピーク需要がほぼ同じであるオレゴン州ポートランドの系統では、容量クレジットは33%と低い(Perez et al., 2008)。

図 16 : 導入率上昇に伴う太陽光発電の容量クレジット推定値



出典 : Mills and Wisser, 2012b

途上国や新興国の VRE 容量クレジットに関する文献はきわめて少ない。メキシコと南アフリカの電力系統研究では、風力発電の容量クレジット値を、発電所の立地と電源構成における風力発電比率により、約 20~30%としている (Pöller, 2014)。特にメキシコの風力発電容量クレジットを調べた Yanez et al. (2014) による研究では、容量クレジットが当初は約 50%であるが、風力発電所の用地が分散化し、導入率が 15%になる場合には約 25%にまで下がることが示されている。

ここにはさまざまな容量クレジット推定値の例を示したが、それぞれの数値は異なる手法で計算されたものであり、直接比較できるものではないことに注意する必要がある (Holttinenn et al., 2009)。

第 6 章 柔軟性の評価

長期移行計画では、需要を満たすだけの十分な安定容量の存在を確保して電力系統の発電アデカシーを達成することに加え（第 5 章）、需要と変動性再生可能エネルギーの変動性に対応できるだけの柔軟性も確保できるようにしなければならない。VRE 比率が高くなると変動性が増え、それを受け入れるために VRE 以外の系統構成要素が短いタイムスケール（例えば、1 時間以内の出力上昇）で必要となる可能性が高い。

第 4 章で述べたように、長期電源増設モデルでは通常、1 時間内の需給調整の必要性を把握するようにはできていない。長期投資の決定においてこの必要性を無視すると、柔軟性の高い発電所や他の系統サービスへの投資の価値が過小評価されがちになり、その結果、長期のエネルギーミックスが技術的にも経済的にも非効率となる可能性がある。

本章では、長期エネルギー計画モデルにおいて柔軟性の評価に共通する制約を克服するための 3 種類の手法について述べる。6.1 節では柔軟性を提供する際にモデル方程式における制約条件を導入する方法を紹介し、特に VRE 比率の高い系統の需給調整要件を模擬できる「柔軟性の高い需給調整」に関する制約式について述べる。6.2 節では系統柔軟性を評価する簡略化された検証ツールを紹介する。最後に 6.3 節で柔軟性の高い運用に関する要件について詳細に分析するために電源増設モデルと発電コストモデルをリンクさせる方法について議論する。

第 6 章の要点

柔軟性供給制約の組み込み：系統の柔軟性は、最初にディスパッチ可能（制御可能）な発電所、貯蔵、デマンドレスポンス、および国際電力取引などの「柔軟性を供給する選択肢」について運用の柔軟性（例えば最低負荷レベルやサイクリング速度）の範囲をパラメータ化することでモデルに組み込むことができる。需要および VRE の変動に伴う出力変化の必要量は個別に評価でき、その必要量は系統レベルで利用可能な柔軟性の選択肢を用いて満たす制約が課される。標準的な全電力需給調整に対する追加的な制約として、モデルにこのような「柔軟性のバランス」の手法を用いると、系統要件を満たす柔軟性の選択肢に対する投資を最適化することができる。

一般的な複雑度：低から中

柔軟性バランスの検証：柔軟性に対する制約の代わりに、もしくはこれに加えて、複雑度の異なる精度の高いツールを使って電源増設計画モデルの結果をさらに精査することができる。このような検証ツールによって、電力系統の運用面が精査でき、電源増設計画モデルから得られた電源構成が十分な柔軟性を提供できるかどうか大まかな示唆が得られる。

一般的な複雑度：中から高

発電コストモデルとのリンク：発電コストモデルは、長期電源増設モデルの結果を検証するため、あるいは必要に応じてその結果を修正するため使用することができる。このような「結合」の手法により、系統運用における柔軟性の必要（発電コストモデルに焦点）を投資計画（電源増設モデルに焦点）の観点から分析することが可能になる。

一般的な複雑度：高

6.1 柔軟性供給制約の組み込み

柔軟性は主として制御可能な発電所、デマンドレスポンス、および国際電力取引により供給される。これらの柔軟性の選択肢は、残余需要の変動に対する応答を向上させることができる。

柔軟性は時間を基準にして定義される（例、決められた数分間以内に出力を上げられる能力など）ため、電源増設モデルの時間解像度が高いほど発電所が提供する柔軟性の評価は向上する。柔軟性提供を評価するモデルの能力は、その技術解像度にも依存する。すなわち、技術の種類別に動くモデルもあれば、個々の発電所とその技術的負荷追従の制約や起動停止コストを考慮するモデルもある（Poncelet et al., 2016a）。

時間解像度の低い電源増設モデルは、発電所が一定のタイムスライス内では完全に柔軟であると無条件に仮定し、起動停止に関するコストは無視される。このように柔軟性のある運用の制約を無視すると、最適でない長期投資の決定につながる可能性があることがケーススタディにより示されている⁵¹。

このような制約を電源増設モデルで直接評価するのは解像度のため困難であるが、これらの制約の簡略的な分析は、以下に示すような形で行われている。

柔軟性供給のパラメータ化

制御可能な発電所は、部分負荷同期発電機および急速な起動停止が可能な発電機を持つため、柔軟性を供給する。部分負荷同期発電機の貢献度は、その出力上昇速度およびその最大容量（出力上昇の場合）または安定的に発電できる最低レベル（出力低下の場合）により制約される（Ma et al., 2012）。

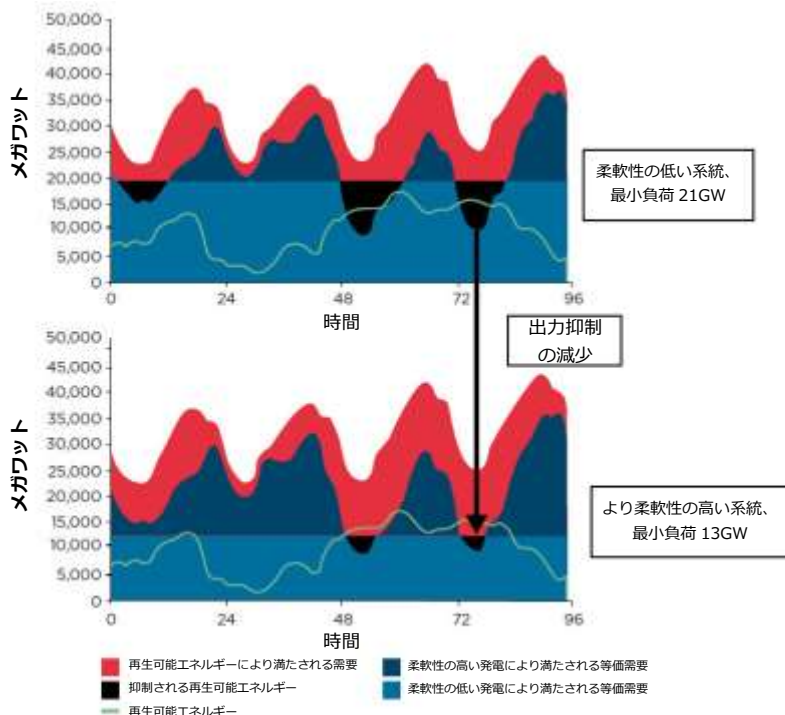
制御可能な発電所の柔軟性を決定づける主な5つの技術的パラメータは以下のとおりである。

- **発電所の出力変化速度**（または出力変化勾配）：発電機が出力を変化させることができる速度（MW/タイムフレーム（例えば分または時間））
- **起動時間**：発電が起動するのに必要な時間。発電所がどれくらいの時間停止していたかにより、コールドスタート、ウォームスタート、およびホットスタートの区別がある。
- **最低負荷レベル**：運転停止が必要となる前に発電所を安定して運転できる最低出力レベル。発電所はこれと定格容量との間で出力を調整できる。
- **最小起動・停止時間**：発電所の並列・解列に必要な時間の下限。原則として、これらは厳密な技術的限度ではなく、発電所の耐用年数内でコスト増につながる消耗を避けるための補助的指針である。
- **部分負荷効率**：発電所が定格容量未満で運転する際の低下した効率

これらのパラメータを電源増設モデルにどのように取り入れることができるかは、モデルの時間および技術的解像度によって異なる。電源増設モデルは、その解像度により、さまざまな程度でこれらのパラメータを取り入れることができる。電源増設モデルへのパラメータの簡略化した取り入れ方については以下に述べる。

⁵¹ 例えば、Nweke et al. (2012) は計画タイムスケール 20 年で年間タイムスライス数 200 個の長期計画モジュール PLEXOS を使い、南オーストラリアのためのモデルを開発している。モデルは 2 つの設定のもとで実行される。1 つは運用上の制約あり（最低安定水準、最小起動・停止時間、および起動コストと運転停止コストなど）、もう 1 つは制約なしである。結果から、運用上の制約ありによる実行では制約なしの実行に比べ、風力発電に対する投資が有意に（総容量の 61% から 42% に）少なくなり、ガスおよび地熱発電所建設が多く、既存の石炭発電所の廃炉が増えることが示されている。

図 17 : テキサスにおいて最低出力が出力抑制に与える影響



出典 : Denholm and Hand, 2011

上記の技術的パラメータの中で、最小負荷は長期電源増設モデルに取り入れるのが比較的簡単である。さまざまな技術の最低負荷を規定すれば、VRE 以外の電力系統の出力を低減させる柔軟性が低いことにより、VRE 発電が多いときに過剰な VRE 発電がどの程度存在するかを反映させることができる。このことを図 17 に示す。これはテキサスの例であり、最低負荷が小さいと如何に出力抑制が減るかがわかる⁵²。

柔軟性を表すその他の技術的パラメータは、特定の技術（制御可能な発電所、貯蔵、デマンドレスポンス、および連系線を含む）がさまざまなタイムスケールにわたりその出力を変化させる能力を限定する制約として表現されることがある。文献によく見られるパラメータについては以下の節で述べる。

出力変化速度について、VRE の変動性に左右される出力変化要件と関連性のあるタイムスケールは、短いときにはわずか 15 分である。これは一般的な電源増設モデルの最短のタイムスライスよりはるかに短く、結果としてそのようなモデルは通常 VRE による出力変化の必要性を直接評価することができない。そのため、利用可能な柔軟性オプションにより出力変化要件を満たすよう要求する追加の制約が実施されている。この方法では、発電所の出力変化能力は、モデルに組み入れられている技術それぞれの出力変化速度区分に関する容量として表わされ（例えば、X MW / 15 分、Y MW / 1 時間など）、系統全体の柔軟性の合成容量を計算し、VRE による出力変化要件に照らして調整される。電源増設モデルではこれを考慮し、柔軟性要件の制

⁵² 上図は火力発電所が 21GW 未満では起動停止できない例を表している。これは起動停止できないベースロード電源や、等価需要と高い出力変化速度の不確実性を受け入れるための予備力として稼働している運転停止できない火力発電所のためである。下図はこの集成的最低出力レベルを 13GW に引き下げたときの例を表している。このような系統レベル全体の最低負荷の制約は、系統の発電技術構成に大きく依存する (Denholm and Hand, 2011)。

約を満たすよう投資を最適化することができる。このような方法（ここでは「柔軟性バランス」の手法という）では、柔軟性要件は個別に解析し確定することが必要となる（これについては以下の節で詳述する）。

ボックス 12 に柔軟性のパラメータ化の実用例をいくつか示す。

ボックス 12：各国の応用例：長期電源増設モデルにおける電力システムの柔軟性の評価

世界全体 (Johnson et al., 2016)：この研究では世界の 11 地域について、計画タイムスケール 100 年、1 年のタイムスライス 1 つのグローバル MESSAGE モデルを開発している。柔軟性需要は残余需要持続曲線 (RLDC) から導き出されるが、これはさまざまな太陽光および風力発電比率の組み合わせによる区域ごとにあらかじめ定義されている。残余需要持続曲線は VRE 供給と負荷の時間時系列データから合成により作成される。

ピーク需要のうちベースロード電源により満たされる比率は、残余需要持続曲線の裾によって決まり、ベースロード比率より上のすべての電源が柔軟性需要を決定する。火力発電所の場合、2 つの選択肢（柔軟性のある運用とベースロード的運用）が導入され、発電所の柔軟性のある比率の合計がシステムの柔軟性要件を満たす。運用における柔軟性の部分は「運用予備力係数」としてパラメータ化される。運用における柔軟性のある比率は、運用および保守コストの増加（ユニットの急速な出力変化と頻繁な起動・運転停止による消耗の増加によるもの）と効率の低下という形で不利益を生じさせる。このようなパラメータの例を表 7 に示す。

さらに、負の残余需要持続曲線は需要を超えた過度な VRE 発電を意味し、出力抑制もしくは後の使用のための貯蔵によって最適化される。

表 7：技術別柔軟性パラメータ

技術	運用予備力係数 (電源の比率)	起動停止関連の VRE O&M コスト (ドル/MWh)	効率の不利益 (削減) (%)
石炭/バイオマス燃焼および ガスコンバインドサイクル	0.53	0.58~1.56	6%
ガスおよび石油燃焼	0.86	9.24~9.36	8%
ガス/水素燃焼タービン	1	12.47	N/A
二酸化炭素回収・貯留 (CCS) および原子力	0.2	1.28~1.39	14%
石炭/バイオマスガス化	0	N/A	N/A
水力	0.66	N/A	N/A
地熱	0.32	N/A	N/A
フレキシブル太陽熱 (CSP)	1	N/A	N/A
ベースロード太陽熱	0.5	N/A	N/A
発電所規模の水素燃料電池	1	N/A	N/A
蓄電	1	N/A	N/A

*N/A 該当せず

出典 : Johnson et al., 2016

ドイツ (Ueckerdt et al., 2015b) : この研究では残余需要持続曲線法を使い (下記脚注 48 参照)、計画タイムスケール 100 年でドイツのための **REMIND-D** モデルを開発し、特に Sullivan et al. (2013) による柔軟性バランスを取り上げている。発電技術ごとに柔軟性係数を割当て、それにより柔軟性が高いとみなされる発電部分 (出力上昇の場合)、およびその発電技術のユニットごとに必要な新規の柔軟性電源 (出力低下の場合) を評価する。この係数は柔軟性の制約として使用され、これが負荷 (年間需要に負の係数をかけたもの) および VRE (発電にそれぞれの負の係数をかけたもの) に付随する柔軟性要件が、モデルにおいて他の発電技術により提供される柔軟性 (発電にそれぞれの係数をかけたもの) を満足することが要求される。表 8 の係数は Sullivan et al. (2013) のものであり、米国の一般的なユニットコミットメントモデルから情報を得た専門家の判断に基づいている。

表 8 : 技術別柔軟性係数

技術	柔軟性係数 (比率)
負荷	-0.1
風力	-0.08
太陽光	-0.05
地熱	0
原子力	0
石炭	0.15
バイオ燃料	0.3
ガス-CG	0.5
水力	0.5
H ₂ 電気分解	0.5
石油/ガス火力発電	1
蓄電	1

出典 : Sullivan et al. (2013)

欧州 (Hidalgo Gonzalez et al., 2015; Quoilin et al., 2015) : この研究では、EU28 ケ国について 50 年の計画タイムスライスで **JRC-EU-TIMES** モデルが開発されている。各年は 4 つの季節と 3 つの当日ブロックに分けられており (合計 12 個のタイムスライス)、当日ブロックには過剰 VRE がある期間とない期間の 2 つのサブ期間がある。過剰 VRE 発電 (需要を超えるもの) は各タイムスライス内で定義され、柔軟性のある需要を含む柔軟性選択肢 (主に熱に関係する電気設備)、出力抑制、貯蔵、または他のエネルギー媒体への変換 (電気分解による水素生成など) により調整される。過剰発電の量は太陽光発電設備利用率と、太陽光、風力、および制御可能な発電所の設備容量の線形関数として定義される。関数は電力システムの代替設定による広範なシミュレーションのユニットコミットメントモデル Dispa-SET から得られた結果の統計的解析に基づいてパラメータ化される。また、ベースロード電源は季節ご

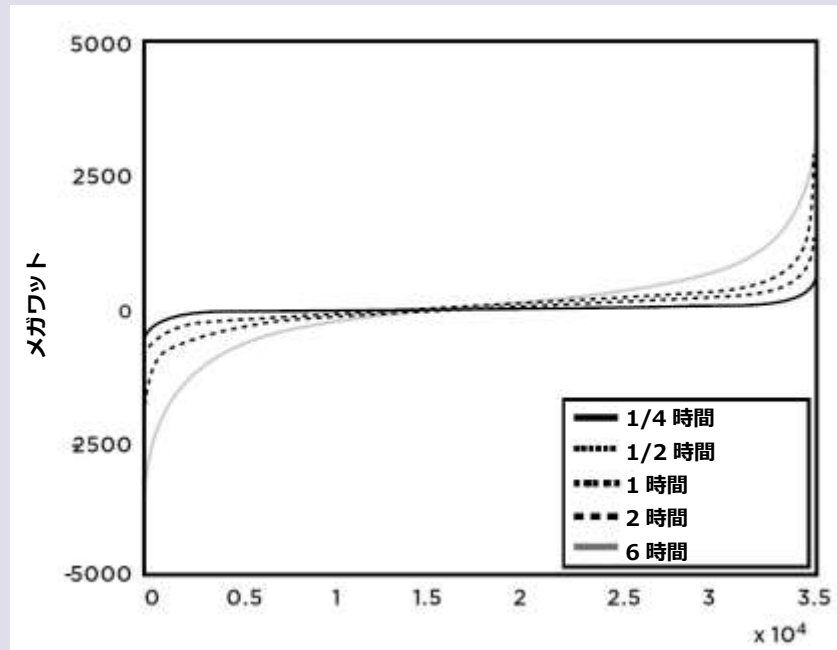
とのみ出力を変えることが可能とされ、蓄電は同じ季節内のタイムスライス間でのみ電力量を移動させるようモデル分析されている。

アイルランド (Welsch et al., 2014a, 2014b) : この研究では、2050年までのアイルランドの系統に関するオープンソース・エネルギーシステムモデル (**OSeMOSYS**) モデルで柔軟性バランスを評価している。モデルには4つの季節と1日の3つの部分を表す12個のタイムスライスがある。出力変化要件は、5分間、およびさらに長い間隔（文献ではそれぞれ瞬時予備力および代替予備力）について定義され、それぞれ独自の出力変化能力を持つ技術の組み合わせにより満たされる。風力発電の出力変化要件は、定められた目標について外部で定義される。コンバインドサイクル・ガスタービン (CCGT) と OCGT 両方について2つのサブ技術がモデル化されている。1つは最大容量付近で稼働するもの、もう1つは効率を落として部分負荷にまで出力を落とせるものである。前者は5分間隔以上の出力変化に適合し、後者はより長い時間に亘る出力変化の必要性に対応する。さらにモデルには最低安定出力レベルが取り入れられ、そのレベルと最大並列容量との間で発電技術の起動停止が制限される。

世界全体 (Pietzcker et al., 2014) : この研究では、11の地域からなる全世界が解析され、計画タイムスケール95年による長期電源増設モデル **REMINd** が使用されている。柔軟性の必要性（具体的にはさまざまな種類の貯蔵（電池、水素電気分解、水素タービンなど）および出力抑制）は総発電電力量に対するVRE比率に比例して線形に増加すると仮定されるが、（比率が低い間は既存の系統柔軟性がVRE変動を吸収できるという経験に基づいて）最初の7%は除外されている。貯蔵と出力抑制の必要性は、各技術のさまざまな比率レベルについてパラメータ化することができる。

ドイツ東部 (Ludig et al., 2011) : この研究ではドイツ東部について計画タイムスケール95年の**LIMES**（電力セクター長期投資）モデルが開発されている。モデルには年間12個のタイムスライスがあり、太陽光発電と需要の変動性を十分カバーできるが、風力発電の変動性を完全にカバーすることはできない（ボックス8のドイツ東部の例参照）。これを克服するため、風力発電の変動性による柔軟性要件が調べられている。図18は風力発電が時間とともにどのように変化するか示したものであり、さまざまな時間間隔での大きさ別に分類したものである（例：2時間以内の最大の増加は2691MW、最大の減少は2645MW）。この解析に基づき、急速な出力変化に対するバックアップ容量が必要となる制約と、VRE変動を調整するための補助電源がモデルのVRE容量の関数としてパラメータ化されている。急速な出力変化のバックアップ容量はガス・オイルタービン、天然ガスコンバインドサイクル (NGCC)、水力、および貯蔵により供給されるとみなされる。

図 18 : さまざまな時間間隔について規模別に分類した風力発電出力の変動 (横軸は観察データセットの個数を示す)



出典 : Ludig et al., 2011

柔軟性の供給をパラメータ化するための支援データ

柔軟性対策の能力と弱点をパラメータ化するための詳細情報や指示情報を提供するデータは一般に入手可能である。以下は主な柔軟性供給源に関する関連性のあるパラメータ概略である (制御可能な発電所、貯蔵、デマンドレスポンス、および国際電力取引のための連系線)。

制御可能な発電所

従来、ベースロード電源 (原子力、石炭、バイオマス、石油およびガスを燃料とする蒸気タービン、およびある程度の CCGT) を供給する発電所は、通常 (必ずではないが) あまり柔軟性がない⁵³。メリットオーダーに基づくミドル発電所として運用されるよう設計されたもの (柔軟性のある CCGT、石炭、バイオガス、および集光型太陽熱発電を含む) はより柔軟性が高い。ピーク需要をカバーするよう設計されたもの (貯水式水力発電や OCGT) はきわめて柔軟性が高い (IEA, 2014)。

ボックス 13 にこのような柔軟性のレベルを決定づける主な技術的パラメータの概要を示す。

⁵³ これらの技術は柔軟性のある運用が可能であり、新しく作られたり改良されたさまざまなオプションが利用可能となっている (例、Cochran et al. (2013) の石炭の柔軟性参照)。

ボックス 13：制御可能な発電所の柔軟性パラメータ

発電所の柔軟性を定義する主なパラメータを、さまざまな文献に基づいて以下に示す。使用した出典は 8 つであり、A (Schroder et al., 2013)、B (IEA, 2014)、C (Welsch et al., 2014a)、D (Poncelet et al., 2016a)、E (Vuorinen, 2016)、F (Bruynooghe et al., 2010)、G (Hou et al., 2014)、および H (Ulam-Orgil et al., 2012) である。最大出力変化速度は分あたりの正味容量に対する百分率で表される。起動時間は時間で表される。最低負荷は正味容量の百分率で表される。最小起動時間／停止時間は時間で表される。部分負荷効率（最低負荷での効率の損失）は百分率（%）または百分率ポイント（%pt）で表される。発電所設計の特徴（使用する燃料そのものではなく）により、きわめて差の大きい柔軟性プロファイルが得られている（IEA, 2014）。

表 8～13 には役立つ情報源が示されているが、さらなる技術革新によって発電所の柔軟性向上が促進されると考えられる。現在のパラメータを使用して将来のエネルギーシステムを評価すると、VRE 連系の難しさが過大評価される可能性がある。

原子力：原子力発電所も通常ベースロードモードで運転される。その柔軟性は安全性を理由に規制されることが多いが、系統における比率が高い国では原子力発電所がある程度の柔軟性をもって運転されている（表 9 参照）。

表 9：諸文献に見られる原子力発電所の柔軟性パラメータ

	最大出力変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷効率	出典
原子力	5		50	24/48		D
原子力	0.25～10	24～50/<0.3	40～50	6～48 / 4～48	5%	A
原子力	0～5	N/A /2～48	40～100			B
原子力	1～5					E
原子力	5					F
原子力	20*		50	8/4		G

*1 時間の容量の%

石炭：石炭火力発電所は昔からベースロード電源として運転されており、そのため一般的に柔軟性が低い。しかし柔軟性の高い運転を目指した設計も増えている（表 10 参照）。

表 10：諸文献に見られる石炭火力発電所の柔軟性パラメータ

	最大出力 変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷 効率	出典
石炭	0.6~8	NA/2~7	20~60			B
石炭(2020)	17.9*		64.3			C
石炭(モンゴル)	10~20					H
標準炭(亜臨界圧)	0.58~8	7.3~10/3	25~50	3~15/2~15	4%	A
亜臨界圧微粉炭発電	3		40	6/4	2%pt	D
(超)超臨界圧微粉炭火力 発電所	4		50	6/4	2%pt	D
高度石炭(亜臨界圧)	0.66~8	4~12/1~5	20~50	4~6/4	2%pt	A
褐炭	0.6~6	NA/2~8	40~60			B
褐炭(新)	0.58~4	6~12.8/4	40~50	4/4		A
褐炭(旧)	0.58~8	10~12.8/6	40~60	4~6/4~8	10%	A
褐炭および微粉炭 (2010 以前)	40**		40	8/4		G
褐炭および微粉炭(2010)	50**		35	8/4		G
褐炭および微粉炭 (2010 以後)	50**		30	8/4		G
汽力発電所	1~5	1~10				E
石炭ガス複合発電(IGCC, 2010 以前)	30**		45	8/4		G
IGCC(2010 以前)	40**		40	8/4		G
IGCC(2010 以後)	40**		35	8/4		G
IGCC	4		50	4/1	8%pt	D
IGCC(2050)	12*		47.7			C

*5 分間の容量に対する%、**1 時間の容量に対する%

石油およびガス：OCGT 発電所は通常柔軟性が高く、中でもピーク発電所として使われるものはきわめて柔軟性が高い。CCGT 発電所は通常これよりは柔軟性が低い（表 11 参照）。

表 11：諸文献に見られる石油・ガス火力発電所の柔軟性パラメータ

	最大出力 変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷 効率	出典
OCGT	0.83~30	<1/<0.17	10~50	0~6/0~6	20%	A
ガス OCGT	7~30	NA/0.1~1	0~30			B
OCGT(2020)	10*		55			C
OCGT(2050)	16.9*		17			C
OCGT	17.5		10	1/1	21%pt	D
OCGT	100**		10	1/1		G
航空機転用ガスタービン	20	5~10				E
産業用ガスタービン	20	10~20				E
燃焼エンジンバンク CC	10~100	NA/ 0.1~0.16	0			B
CCGT	0.83~12	2~5/0.5~2	30~50	1~6/1~6	5~9%	A
CCGT	5~10	0.5~1				E
CCGT	7	3/NA	40			F
CCGT(2020)	16.9*		42.2			C
新型 CCGT (2020)***	12*		52.9			C
CCGT	7		50	4/1	8%pt	D
ガス CCGT	0.8~15	NA/3	15~50			B
NGCC(2010 以前)	50**		40	1/3		G
NGCC(2010)	60**		30	1/3		G
NGCC(2010 以後)	80**		30	1/3		G
石油	1~20	1/NA	10~50	1~6/1~6		A
蒸気 (石油/ガス)	0.6~7	NA/1~4	10~50			B
蒸留油	10.1*		10.1			C
ガスエンジン	10~85	3~10 分				E
ディーゼルエンジン	40	1~5 分	30~50			E
重油			20~35			H
ディーゼルオイル						H

*5 分間の容量の%、**1 時間の容量の%、***資料 C の著者によると、この資料の新しい CCGT による最小負荷数値が高いのはアイルランド市場での観察に基づくもので、代表的ではない可能性がある。

水力発電所：貯水池式水力発電所はきわめて柔軟性が高く、最小負荷が小さく、起動時間が短い（表 12 参照）

表 12：諸文献に見られる水力発電所の柔軟性パラメータ

	最大出力 変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷 効率	出典
貯水池式水力発電	15~20	NA/<0.1	5~6			B
流込式水力発電	5	NA/0.16	50			B
水力発電	12.8*		13.7			C
揚水発電	17.1*		3.4			C

*5 分間の容量の%

コージェネレーション（熱電併給）：多くの国において、現在のコージェネの運用方法では熱需要をカバーすることが優先されるため、発電出力はきわめて柔軟性が低くなっている（表 13 参照）。しかし電気ボイラーが設置されているデンマークでは、コージェネは柔軟に運用され、ネガワット発電（電力の消費）さえできるようになっている（IEA, 2014）。

表 13：諸文献に見られるコージェネの柔軟性パラメータ

	最大出力 変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷 効率	出典
コージェネ-石炭	2~4	NA/5~9	50~80			B
コージェネ-CCGT	2~8	NA/2~3	40~80			B
コージェネ-蒸気タービン (石油/ガス)	2	NA/4	100			B
コージェネ	90*		10	1/1		G

*1 時間の容量の%

その他：表 14 参照

表 14：諸文献に見られる他のタイプの発電所の柔軟性パラメータ

	最大出力変化速度	起動時間 (コールド/ ホット)	最低負荷	最小起動/ 停止時間	部分負荷 効率	出典
泥炭	34.6*		69.2			C
バイオエネルギー	8	NA/3	50			B
バイオガス (2020)	0*		22.7			C
廃棄物 (2020)	0*		23.8			C
バイオマス (2050)	0*		34.2			C
地熱	5~6	NA/1~2	10~20			B
陸上風力(2020,2050)	0*		0			C
太陽光(2050)	0*		0			C
集光型太陽熱	4~8	NA/1~4	20~30			B

*5 分間の容量の%

貯蔵

電力貯蔵システムは主にエネルギーを貯蔵してから供給することにより、電力供給と需要のタイミングをシフトさせるため用いられる⁵⁴。気象条件の変化による突発的な出力変動を回避し、定められた発電プロファイルを実現することにより、VRE 発電機の発電プロファイルを平滑化することができる。最も一般的な貯蔵形態は揚水発電である（総設備容量の 99%）。蓄電池を含む他の形態もますます重要度を増している（IRENA, 2015c）。本節で述べる貯蔵のすべての選択肢において、数分または数秒以内に迅速に起動することができる。貯蔵システムの柔軟性は主として以下により特徴づけられる。

- 電力供給能力（MW）：設備が供給できる電力の量
- 貯蔵容量（MWh）：設備が 1 サイクルあたり貯蔵し放出できるエネルギーの量

主な貯蔵技術のパラメータを表 15 に示す。

⁵⁴ 電力貯蔵はこれ以外にも VRE を電力システムに連系するための重要なサービスを提供することができる。例えば、制御（周波数や一次予備力応答）、予備力、電圧維持、ブラックスタートなどのアンシラリーサービス、送電インフラサービス（送電設備の増強の猶予や送電混雑の緩和）、配電インフラサービス（配電設備の増強の猶予や電圧維持）、需要家のエネルギーマネジメントサービス（電力品質、電力信頼度、小売電力タイムシフト、および需要側料金管理などである（Akhil et al., 2013; IRENA, 2015b, 2015c）。2.3 節で述べたように、天候に依存する VRE の変動性は必ずしも系統レベルでのアンシラリーサービスの必要性に影響を与えるものではないが、このようなサービスを提供する系統の能力には影響を与える。アンシラリーサービスの必要性は、柔軟性の文脈ではなく、緊急時の応答の文脈において議論される。

表 15 : 選択された電力貯蔵技術の柔軟性パラメータ

技術	一般的な電力供給能力 (MW)	放電時間
揚水発電	100~5,000	数時間
CAES*	100~300	数時間
Li イオン電池**	0.001~20	数分~数時間
NaS 電池***	0.001~5	数時間
鉛酸蓄電池	1~200	数時間

*圧縮空気エネルギー貯蔵、**リチウムイオン、***ナトリウム硫黄
出典 : IEA, 2014

デマンドレスポンス

デマンドレスポンスには、電力需要のピーク時、または再生可能電源の出力が低下した際に電力系統の負荷を減らす技術が含まれる。電力会社による直接負荷制御（通常、大規模な商業・工業セクターの需要家に使用）、自発的負荷低減（通常価格シグナルにより促進）、および動的需要（電力使用の自動調整）がある。デマンドレスポンスは、5 分間で（もしくは今後それ以上高速に）全容量にまで出力上昇する能力のあるバーチャルなピーク発電所として機能することができる（IRENA, 2013a）。

ボックス 14 : 各国の応用例 : デマンドレスポンス評価

米国西部 (Olsen et al., 2013) : この研究ではデマンドレスポンス利用可能性の将来のプロファイルを評価するための包括的手法が開発され、2020 年の西部連系系統内の 13 の最終消費負荷について実施されている。年間負荷プロファイル評価から、その年の各時間についていくつかの選択肢（エネルギーおよび設備容量、ならびに 3 つのアンシラリーサービス）への参加を可能にする利用可能な量を見積もっている。結果として得られた利用可能性プロファイルは発電コストモデルへの入力情報となる。この種の計算方法は、需給調整の際にデマンドサイドの柔軟性を提供するときの規模と特徴を測定するのに役立つことができる。

国際電力取引のための連系線

連系線は電力余剰エリアから不足エリアへの電力の移動を可能にするため、電力系統の柔軟性を分担することができる。発電と負荷の特徴が異なるエリア間が連系されれば便益がさらに大きくなるが、連系線の柔軟性は連系される系統間の運用上の契約に依存する。優良事例から、この方法による柔軟性は時間単位で導入できることが示されている（IRENA, forthcoming-d）。しかし欧州と米国以外では、長期相対電力購入契約（PPA）に基づく取引が一般的である⁵⁵。短期取引に連系容量を使用することはそれほど多くなく、多くの系統ではそのような取引に関する制度的枠組みがあまり発達していない場合がある。

⁵⁵ 2010 年からの 12 の地域市場および国際電力取引プロジェクトのケーススタディ（ESMAP, 2010）では、分析した 7 市場が主にこのような長期相対取引契約に基づいて運用していることが示されている（大メコン圏、南部アフリカ・パワープール、アルゼンチン・ブラジル・ガラビプロジェクト、ナイル川流域イニシアティブ、モザンビーク・カオラバッサ・プロジェクト、マリ・マナタリ・プロジェクト、ラオス・ナムトゥン第 2 プロジェクト）。

柔軟性バランスの導入

「柔軟性バランス」の手法は、システムの柔軟性の必要性を取り入れるため、いくつかの長期モデル分析で実施されている。これには需要と VRE の変動性に基づいた全システムの「柔軟性要件」を計算し、柔軟性を供給する選択肢との間で、集合化されたシステムレベルでの調整が必要となる。このようなモデルにおける調整は総電力需要および供給の標準的な需給調整に対する新たな制約となる。柔軟性バランスの手法のいくつかの実例をボックス 15 に挙げる。

特定の VRE 電源（またはシステム全体）の柔軟性要件は、VRE 電源と負荷のパターンの両者の変動性を解析することにより判定することができる。ボックス 16 で具体例とともに紹介されているこの解析から、柔軟性の高い供給やシステムサービスが満たすべきさまざまなタイムフレームでの柔軟性要件を測定する基準（設備容量または発電電力量の単位として表されることが多い）が得られる。慎重に精査された実験データまたは合成データに基づいて確定される要件もあるが、情報を持つ専門家の見解に基づく「経験則」として存在するものもある⁵⁶。長期電源増設モデルでは、確率範囲内での「正しい」出力抑制レベルを評価するため、さまざまな確率範囲（極端な変動のまれな発生など）について柔軟性要件を確定する必要がある。

このような方法ではシステム柔軟性の必要性を満たすための一次近似値が得られるが、実際に特定の時点で導入できる出力変化サービスの利用可能性を保証するものではない。なぜなら、電源の利用可能性はその時点での電力システムの運用状態によって変わるからである。運用状態を評価するモデルの能力は、そのディスパッチ（給電）の分析の時間解像度によって決まる。長期モデルは給電を評価する能力が低いため、上記の方法でも運用状態が十分に考慮されることはなく、制御可能な発電所の頻繁な出力変化の負担による追加的な消耗に関連したコストも考慮されない。長期モデルに発電コストモデルにおける給電の詳細な評価をリンクさせるための手法については 6.3 節で述べる。

柔軟性要件をパラメータ化するための支援データおよびツール

一般にシステムの柔軟性要件は、VRE と負荷の時系列データを解析し、残余需要（特定の時点での負荷から VRE 発電を引いたもの）における変動の速度と規模を算定することにより、簡単な方法で計算できる。これにより得られた測定基準は、「出力変化要件」または「出力変化速度要件」と呼ばれることが多い。注目すべきことに、この用語は、重要な貢献を行う可能性のあるデマンドサイドおよび貯蔵手段による柔軟性供給を除外していない。

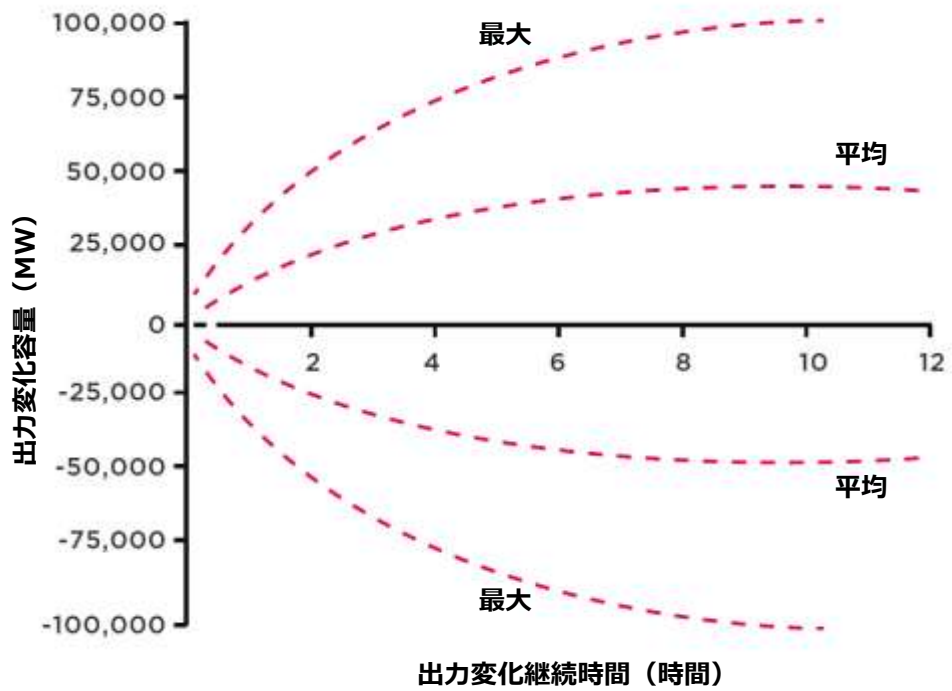
米国西部の 28 の需給調整機関（2~15GW の範囲の規模）における負荷および風力発電データの解析では、データの変則が解消される限りにおいて、出力変化要件は時間の間隔（出力変化の継続時間）が長いほど出力変化要件が大きくなることが示されている（King et al., 2011）。例えば 1 時間未満の出力変化要件は、1 時間または数時間単位のものとは比べると小さくなる。

これをわかりやすく表したのが図 19 の出力変化速度範囲であり、さまざまな出力変化継続時間について出力変化速度の最大値（年間の）と平均値（日最大値の平均）を図示している。データの異なるパーセンタイ

⁵⁶ VRE 導入率と柔軟性導入との関係を確定することはできるが、システムによってかなりばらつきがある。システムにどの程度の柔軟性がすでに存在するか、また VRE が集団的にどの程度変動するかによって変わるからである。したがって「経験則」はきわめてシステム特有であり、他のタイプのシステムに直接応用することはできないことに注意する必要がある（Jones, 2014）。

ル値についても同じような図を描くことができる。柔軟性要件のパラメータ化の具体例をボックス 15 に示す。

図 19 : データのパーセンタイル値に基づく出力変化速度範囲の例

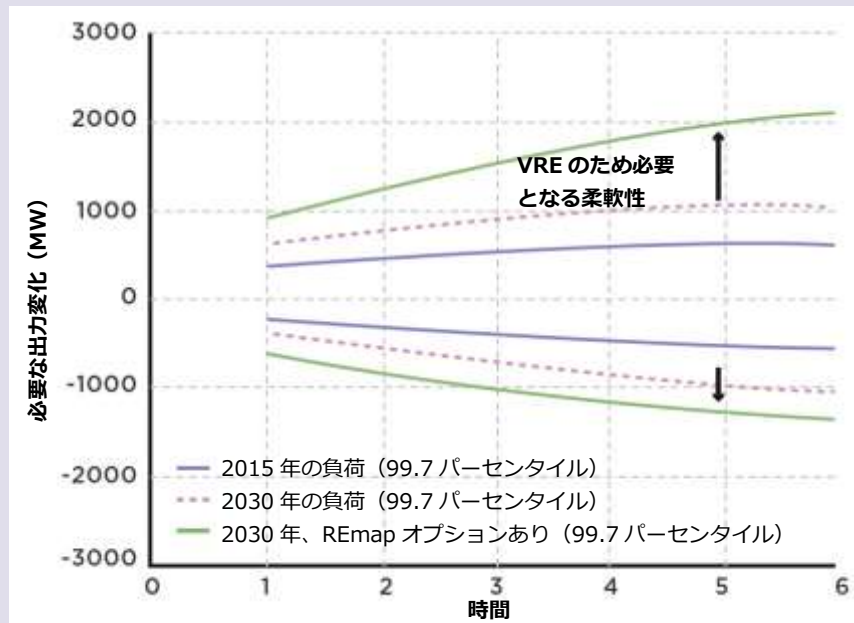


出典 : King et al., 2011

ボックス 15 : 各国の応用例 : 実際の柔軟性要件

ドミニカ共和国 (IRENA, 2016c) : 2030 年の意欲的な再生可能電源シナリオでは、太陽光と風力の設備容量が (ピーク需要 4.6GW に対して) 4.1GW に達することが示されている。このレベルの VRE 比率では、1 時間の出力変化要件は約 1000MW、6 時間の出力変化要件は約 2000MW になる。この内 1 時間の要件の約 400MW と 6 時間の約 1000MW は、純粋な負荷の変動を超えた VRE の変動によるものである。

図 20 : VRE REmap による 2015 年と 2030 年の出力変化持続時間曲線、2015 年および 2030 年の平均出力変化速度範囲



出典 : IRENA, 2016c

バルバドス (GE Energy Management Energy Consulting, 2015) : この研究では、風力および太陽光発電の 10 分解像度データ解析に基づき、風力および太陽光電源出力の短期変動 (10 分未満) に応答するための予備力が計算されている。風力と太陽光を組み合わせた出力の 99.9 パーセンタイル変動は約 16MW (分散太陽光の 45MW、集中型太陽光の 20MW、および風力の 15MW について)、風力のみでは約 5MW であることが明らかになっている。

米国西部 (PacifiCorp, 2015) : この研究では、10 分間隔の負荷と風力発電の歴史的データに基づき、出力変化予備力 (すべてのタイムフレームにおける VRE と負荷の予測変動を追従するための容量) と調整予備力 (予測誤差に対応するため取っておく容量) が個別に評価されている。実際には、出力変化予備力は各時間開始時の残余需要 (負荷から風力発電を差し引いたもの) の差として計算した時間間変動として求められる。調整予備力は時間内変動から求められる。予定の風力発電出力と予定負荷からの 10 分ごとおよび 1 時間ごとの偏差が予測誤差として計算される。異なる予測レベルでの月ごとの予備力要件は 99.7%パーセンタイルの信頼区間を適用して求められる。総容量 12GW のうち風力発電が

2.5GW を占める系統では、風力の変動のみにより必要となる新たな予備力は 12MW（出力変化予備力）と 174MW（調整予備力）となる。これと比較して負荷の変動による予備力要件は 441MW（出力変化と調整の両方）と見積もられる。

詳細不明（欧州全般）（Welsch et al., 2014b）：この研究では 30 分および 4 時間のタイムフレームの出力変化要件を「需要および風力予測の標準偏差の二乗平均平方根合計の 3 倍、需要予測誤差の標準偏差は 30 分間隔について±1%、4 時間間隔については±2%と推定される」としている。風力予測誤差の標準偏差は±1.4%および±6%と推定される。最大の発電所の容量（1.6GW）が緊急時予備力として考慮するため出力上昇要件に加えられる。ピーク需要 126GW の仮想的系統について、30 分間の最大出力上昇要件は 6.5GW、出力低下は 4.9GW と見積もられている。4 時間の出力変化要件は、出力上昇が 17.1GW、出力低下が 15.5GW と推定されている。

アイルランド（EirGrid and SONI, 2013）：この研究では、現在の風力導入率のレベル（2012 年に 1.8GW）では出力変化速度 +/- 300~350MW/時が一般的であるとしている。将来風力発電の設備容量が最大 6GW に達した場合、これに相当する出力変化速度は +/- 1200MW/時になる可能性がある。

6.2 系統における柔軟性バランスの検証

前節で述べたように、柔軟性バランス手法のもとで長期電源増設モデルに制約を加えることは、時間解像度の問題を考えた場合、柔軟性の必要性と測定値の一次近似となることが多い。このようなモデルから得られた結果は、十分な柔軟性があるかどうかを検証するための詳細な評価ツールを使ってさらに精査することができる。

電力系統の需要と供給の柔軟性を評価するため、複雑度の異なる補助ツールが提案され、適用されてきた（ボックス 16 参照）。このようなツールは様々なタイムスケールでの変動性（負荷および VRE によりもたらされるもの）の時系列評価に基づいている。供給の柔軟性は、主にさまざまなタイムスケールでの電力系統の出力変化能力により評価される。これは現在および将来の電力系統運用の短時間断面の評価を可能にするものである。

完全な評価には、系統解析（ディスパッチシミュレーション）が必要であり、これは 6.3 節で述べた発電コストモデルの使用を通じて行うことができる。

ボックス 16 : 柔軟性評価ツール

InFLEXion (EPRI, 2016, 2014) : InFLEXion は米国の電力研究所 (EPRI) が開発したもので、ベータ版が公開されている (EPRI, 2015)。しかしツールもそのアプリケーションも完全にパブリックドメインではない。データの利用可能性により、電力系統の柔軟性の詳細評価に対する選別水準を定めており、1 日の時間および月別の出力変化要件（決められた時間間隔に対する出力上昇と出力低下）およびその発生頻度の時系列評価で構成されている。系統全体の柔軟性を評価するため、利用可能な柔軟性供給源を必要な出力変化と比較している。柔軟性は並列された供給源（いわゆる瞬動予備力）と解列された供給源の両者から得ることができる。並列された柔軟性は現在の発電レベルと最大出力の間の範囲に限定される。InFLEXion は全供給源が各期間について技術的に提供できる柔軟性を評価し、給電パターンを考慮する。柔軟性要件と供給の時系列解析に基づいて 3 つの柔軟性測定基準（柔軟性不足期間、出力変化不足期待値、および出力変化供給源不足期待値）が計算される。後述の FAST2 とは異なり、このツールでは、制御可能な発電所以外の柔軟性供給源（貯蔵、デマンドレスポンス、系統連系など）は明示的には評価されない。

Flex Assessment (Hidalgo Gonzalez et al., 2015) : EDF R&D が内部利用目的で使用する計画モデルの一環として開発した FlexAssessment は、時系列の給電に基づいて柔軟性を評価し、評価の測定基準として柔軟性不足期間の回数を用いているという点では上記の InFLEXion と似ている。EDF の発電コストモデル (CONTINENTAL) が示した運用シミュレーションの構造安定性を評価するために用いられる。FlexAssessment が示す運用上の矛盾を是正する目的で、柔軟性要件を取り入れるため電源増設モデル (MADONE) においてフィードバックループが確立されている。

改定柔軟性評価ツール (FAST2) (IEA, 2014, Müller, 2013) : IEA が開発した FAST2 は、負荷と VRE 供給の時系列による時間整合に基づいた初期の高レベルな電力系統の柔軟性評価が可能である。一定期間における 1 時間あたりの負荷と VRE 発電による柔軟性要件を計算し、これを柔軟性の高い発電所、系統連系、デマンドサイドレスポンス、揚水発電による貯蔵、および連系線による柔軟性の提供に照ら

して整合させ、一方で制御可能な発電所の最小発電要件による既存の柔軟性も考慮する。得られるのは、さまざまな仮定的 VRE 比率について柔軟性が不足する時間数である。このような評価は、長期計画の文脈において、将来の単年におけるモデル結果の事後検証として用いることができる。

6.3 発電コストモデルとのリンク

発電コストモデルは、長期電源増設モデルの結果を検証、また場合によってはこれを是正し、長期電源増設モデルにつきものの時間解像度（およびこれと関係する運用上の詳細レベル）の弱点を補完するため用いられてきた。このような手法は（「結合（カップリング）」法と呼ばれることが多い）は、運用の柔軟性要件（発電コストモデルに焦点）を柔軟性投資の決定（電源増設モデルに焦点）に変換することができる。特定の国における応用例をボックス 17 に、また一般的なモデルタイプの詳細な説明を附録 2 に示す。

発電コストモデルでは、1 時間またはさらに短時間の解像度により、通常 1 年のタイムフレームでユニットコミットメント（電源の起動停止）と経済負荷配分に関する決定をシミュレーションし、前節で述べた柔軟性問題に付随する運用上の制約を直接考慮する。給電指令をシミュレーションするには、あらかじめ定められた容量構成を入力することが必要であるが、一方でこれは電源増設モデルの出力データである。比較のための一次測定基準は、特定の容量構成に関する両モデルの発電出力で構成され、発電の出力抑制と連結している。長期電源増設モデルにおいて柔軟性の要件と供給を適切に評価しないと、十分な柔軟性のない容量構成が提示され、これを発電コストモデルで処理した場合、システムの安全な運用を維持するため大幅な出力抑制につながる可能性がある⁵⁷。

発電コストモデルによる経済負荷配分の決定では、VRE と負荷の短期（1 時間またはそれ以下）変動、および発電ユニットの柔軟性のある運用に対する技術的制約（最小起動／停止時間、出力上昇／低下の制約、起動時間、部分負荷効率）とそれに伴うコストを考慮することができる。

「結合」の試みはほとんど一方向（長期電源増設モデルから発電モデルへ）であり、主に長期電源増設モデルの機能の向上（高い時間解像度による運用上の制約を模擬することなどによるもの）を検証することが目的である。このような検証の実行（例、Deane et al., 2015; Poncelet et al., 2016a; Welsch et al., 2014a）から、重要な運用上の制約とそれほど重要でないものが特定できる。しかし検証結果はきわめて系統特有である可能性があり、どのタイプの系統に何が重要なのかに基づく総合的な理解が依然として必要である。

これ以外の結合の試みには、発電コストモデルから電源増設モデルにフィードバックループを取り入れることにより、不一致を是正し、最終的には 2 つのモデル結果の収束を目指すものもある。発電コストモデルで処理した後、発電の不一致について容量または設備利用率を調整して是正することができる。この二方向のモデルの「結合」は最も洗練された方法であり、発電コストモデル結果に基づいた設備容量の調整は、体系的な判定基準ではなく、専門家の判断に基づくことが多い。また 2 つのモデルを信頼できる形で収束させるためには、さらなる研究が必要である⁵⁸。

長期電源増設モデルに取り入れることができるもう一つのフィードバックループのタイプは、発電コストモデルによる処理でパラメータ化した制約を取り入れるものである。発電コストモデルでは、柔軟性要件（6.1 節参照）、VRE 調整コスト、容量予備力需要、および VRE の容量クレジットを含む VRE の技術経済的影響を反映する集合的パラメータを計算することができる。

⁵⁷ Poncelet et al. (2014) にあるように、起動コストによりその運用が経済的に正当化されなければ、柔軟性の高いユニットを運用する代わりに VRE が出力抑制される可能性がある。Hidalgo Gonzalez et al. (2015) の中で Silva et al. は、欧州用に開発された MADONE モデル（288 のタイムスライスにより TIMES モデルの枠組みを使用して開発されたもの）が、彼らの発電コストモデル（投資ループによる CONTINENT モデル）の結果と比較して、メリットオーダーによるミドル発電所の発電を体系的に過小評価することを示している。

⁵⁸ 発電コストモデルから電源増設モデルにフィードバックループを取り込むための代わりにの手法が登場している。投資の決定を発電コストモデルに取り入れたモデルグループである。新しい手法の例については Sisternes et al. (2016) 参照のこと。

このようなモデル結合の手法は、少なくとも欧州（Higalго Gonzalez et al., 2015）では最も好ましい手法として広がりつつあるが、これを応用するにはモデルに関する高度の専門能力、および計算機資源とデータが必要であり、大半は研究者レベルで行われている。

ボックス 17 : 国の応用例 : ソフトリンク

アイルランド（Deane et al., 2015）：この研究では、アイルランドの **TIMES** モデル（年 12 個のタイムスライスによる電源増設モデル）にソフトリンクの手法を適用し、**PLEXOS** モデル（30 分の時間解像度による電力セクター用の給電モデル）と結合させている。2020 年について TIMES モデルから電力セクターの結果（容量構成と電力セクターの需要）を取り入れ、PLEXOS モデルへの入力データとして使用している。このシステムは PLEXOS で最適電源構成を計算するようシミュレーションされ、それがアイルランドの TIMES による電源構成と比較される。比較の結果、PLEXOS モデルの最適電源構成では TIMES モデルによるものより多くの柔軟性電源が導入され、CCGT 発電機の発電が多く、柔軟性の低い石炭火力発電の使用が少なく、瞬動予備力を提供する揚水発電の使用が多いことが示されている。この研究結果から、もとの TIMES では風力発電設備容量が過大評価され、8%の風力発電の出力抑制につながるということがわかる。この知見はこの電源の年間発電電力量に対する制約として TIMES にフィードバックされる。

ギリシャ（Tigas et al., 2015）：この研究では計画のタイムスケール 38 年で 14 個の地理的クラスターを含むギリシャのエネルギーシステムを解析するため、**TIMES** モデルが開発されている。1 年を 4 つの季節、および 4 つの当日ブロックに分けている（合計で年間 16 個のタイムスライス）。モデルを組織内モデル分析ツールである **PropSim**（確率論的電力シミュレーション）とソフトリンクさせ、外部で定義した時間ごとの負荷および VRE 発電の時間プロファイルデータに基づいて合成残余需要曲線を計算し、一定の時間間隔について電力システムの運用を模擬している。その後、ピーク負荷容量要件と残余需要の時間あたりの変動をカバーするため必要な需給調整ユニット容量、ならびに出力抑制を制限するため必要な蓄電容量が計算される。これらの要件を TIMES-ギリシャ・モデルにフィードバックし（需給調整ユニットと電力貯蔵に関係するコストを含め）、合わせて地理的クラスターごとの修正済み VRE 利用率係数もフィードバックされる。2 つのモデルは、それによる解が収束するまで繰り返し使用される。

欧州（DNV GL Energy, 2014）：この研究では **PLEXOS** モデル（電源増設モジュールを持つ発電コストモデル）が欧州の発電容量を提供し、それが **DSIM**（Imperial College で開発された動的システム投資モデル）に取り入れられ、年間を通じて 1 時間単位で欧州の電力システムの短期運用が最適化される。また送電システムの増強、年間発電コスト、および信頼度要件を満たすための新規の電源容量も評価される。

ポルトガル（Pina et al., 2013）：この研究では 2005 年から 2050 年のタイムスケールについて、**TIMES** 長期エネルギー計画モデルを **EnergysPLAN** 短期運用モデルにソフトリンクさせる枠組みがポルトガルに適用されている。年ごとの TIMES による結果を使って EnergyPLAN モデル内に設備容量構成を作成し、これによりシステムが特定の基準のもとで毎年対応できる設備容量に対する制約がシミュレーションされる。再生可能電源の設備容量が EnergyPLAN における利用可能な年間出力の 90%を生産で

きない場合、可能な最大エネルギー量を生産できるよう下方修正される。得られた結果は、このソフト結合の手法により過剰投資を回避し、過剰電力の生産を削減できることを示している。

東京、日本 (Zhang et al., 2013) : この解析では長期計画モデルと時間ごとのシミュレーションモデルを結合し、統合モデルの枠組みを東京地域に適用している。長期モデルにより得られた容量構成が年間の全時間について電力需給調整を可能にするものでない場合、完全な調整が達成されるまでシミュレーションにおけるピーク電源のガス火力発電所の容量を増やして構成を調整する。この調整が長期モデルにフィードバックされる。

米国 (NREL, 2012) : この研究では長期電源増設モデル **ReEDS** が発電コスト/静的系統解析モデル **GridView** (ABB による開発) により米国の電力系統について検証される。GridView は 2050 年の送電と電源容量に関する ReEDS のシナリオ結果を入力データとして使用し、電力系統の時間あたりの運用を個別に調べ、直流潮流評価および多数の運用上の制約も考慮する。最も重要なのは、GridView が ReEDS の送電系統がモデル分析された将来の高い再生可能電源比率 (再生可能電源 80%、うち VRE がほぼ 50%) における時間あたりの負荷に十分対応できるとしていることである。このように、高解像度モデルは送電への投資に関する長期モデルの結果が技術的に十分であり、コスト面で現実的であるかどうかを検証することができる。

東アフリカ (SNC-Lavalin and Parsons Brinckerhoff, 2011) : この研究では 2 つのモデルがソフトリンクされている。複数地域の水力・火力発電系統の最小コスト (発電および送電) 増設計画を判定するための長期モデルである **OPTGEN** と、確率論的な複数地域の水力・火力発電コストモデルである **SDDP** である。OPTGEN モデルによる投資の決定が下されると、**SDDP** が運用解析を行い、その結果が再び OPTGEN にフィードバックされる。モデル分析手法を用い、2013~2038 年の東アフリカ・パワープール・マスタープランが開発されている。

第7章 送電容量の評価

第2章で述べたように、VREは立地による制約を受ける。質の良いVRE資源がある場所は大規模需要地や既存の送電線から遠く離れている可能性がある。そのためVREは、立地による制約が少ない多くの火力発電所と比べ、送電に対する多額の投資が必要になると可能性が高い。結果として、いくつかのVREプロジェクトについては大規模需要地に近いことが、資源の質よりも優先されることもある。また送電コストの高い集中型VREへの投資と、大きな系統インフラ投資を必要としない分散型VREとの間でトレードオフが成り立つ場合もある。

4.2節で述べた、電源増設モデルの解像度向上に関連した送電の評価方法向上のための一般的手法に加え、本章では長期モデル分析におけるVRE展開の送電コスト要件をうまく取り入れるための具体的手法を2例紹介する。7.1節では、モデルにおけるVRE関連の送電投資の必要性の簡略化した評価方法について述べる。7.2節では、主に事前処理したGIS資源リソースデータをもとに、電源増設モデルにおいて空間的分析を向上させるための手法について論じる。

第7章の要点

系統投資需要とVRE増強のリンク：VREに関連した送電投資コストを、モデル外で一般化して評価した上で（例えばVRE容量単位あたりの一般的な送電投資）VRE投資コストに追加する手法がある。このような簡略化した方法では、VRE資源の質と新規の送電容量に対する投資とのトレードオフは評価できないが、VREによる送電設備新設の必要性がVRE投資に与える全般的影響を反映させることはできる。

一般的な複雑度：低から中

発電および送電の地理特有性の評価：VRE資源の質と新規の送電容量に対する投資とのトレードオフは、用地ごとのVREの技術経済的特徴を明示的に取り入れることにより、モデル内で評価することができる。実際には、これはVREサイト群（または「ゾーン」）を投資の明示的オプションとして組み込むことで可能になる。GIS（地理情報システム）に基づき、資源と用地の詳細な評価を可能にするツールとデータが多数登場している。モデル分析におけるVRE資源の評価方法を理解し向上させることは、当然のことながらこれに伴う送電投資の必要性をより正確に評価するのに役立つことになる。

一般的な複雑度：低から中

7.1 系統投資需要と VRE 増設とのリンク

VRE 展開に伴う送電投資コストの一次近似は、そのような投資の必要性を系統内の VRE 比率と関連させることにより、おおまかな方法で計算することができる。例えば VRE 容量 1 単位あたりの系統投資コストをこの比率に合わせて増加するようパラメータ化し、新しい接続の必要性を考慮することができる。増加する送電投資コストによって、VRE 電源が近隣の大規模エネルギー需要地から広がるにつれて増加する長距離送電線の必要性を評価することができる。このような手法の実例 2 例をボックス 18 に示す。

系統投資の必要性を VRE 電源増設とリンクさせるための支援データとツール

さまざまな系統を対象とし、VRE 増強による追加の送電コスト見積を試みた研究がすでいくつかある。例えば、デンマーク、ドイツ、アイルランド、オランダ、およびポルトガルの風力発電のみに関係する系統強化コストの調査 (Holtinen et al., 2011) では、追加の投資は風力発電比率が総需要（電力量）の 15% から 55% の範囲の場合、50~270 ユーロ/kW の範囲になることが示されている。別の調査 (DNV GL, unpublished-a) では、系統への VRE 連系による送電コストは欧州では 1~12.5 ドル/MWh、米国東部ではこれよりかなり高い 12~29 ドル/MWh になることが示されている。このような研究は、将来の VRE 展開について上位の送電コスト推定値を取り入れるため必要な基礎データを提供してくれる。

VRE による送電コストに関する既存の研究が利用できない場合、DNV GL (unpublished-a) が各国の電源増設計画に基づく送電の必要性を推定するためのより一般的な手法を紹介している。この手法では最初に「仮想的な」送電系統を開発し、VRE 電源のノードと大規模需要地を特定し、グーグルアースを用いてノード間の距離を推定する。必要であればそれぞれのノードをノードの集合体として評価することもできる。

ボックス 18 : 各国の応用例 : 長期電源増設モデルにおける送電容量の評価

世界全体 (Pietzcker et al., 2014) : この研究では 100 年の計画タイムスケールで、11 の地域から構成された世界全体をカバーする **REMIND** モデルが開発され、特に VRE 展開に伴う送電系統のコストに対応している。送電系統コストは総発電電力量における VRE 比率が高くなるにつれて増加すると推定されるが、最初の 7% はローカルな需要を満たすことが多いとの仮定のもとで除外される。VRE 増強により必要となる新たな送電系統は、与えられた発電レベルに対する系統の最大距離に基づく公式により計算される。その公式によると、VRE により年間置き換えられる電力 kW に対して、太陽光発電の場合 210kW-km、集光型太陽熱発電では 4,800kW-km、風力発電では 2,630kW-km の高圧直流 (HVDC) 系統が追加される。

南部アフリカ (IRENA, 2013b) : 南部アフリカ 11 か国がこの研究でモデル分析され、再生可能エネルギーを含む電源増設シナリオが評価されている。計画タイムスケール 20 年の **MESSAGE/SPLAT** モデルが使用されている。各国がそれぞれ個別のノードを代表する。従来の解析に基づき、追加の送電投資を考慮するため 365 ドル/kW が風力発電投資コストに加算されているが、比率 5% 未満の容量についてはこのコストは省略されている。また研究では、3 つの一般的な需要家群に対する電力供給における送電および配電効率の損失を区別しており（産業の送電損失は低、都市の送電・配電損失は中、農村部の送電・配電損失は高）、そのため VRE の系統拡張と比較した分散型再生可能エネルギー（送電・配電不要）の競争力を評価することができる。

こうしてノードごとの合成残余需要曲線を予測タイムスケールについて作成でき、曲線の裾(負の残余需要)が他のノードに送電する(またはその他の形で出力抑制される)必要のある VRE 発電とみなされる。特定のノード群に関する送電投資コストは、送電容量、距離、送電技術コスト、および系統トポロジーを反映した乗数をかけて得られる。

この手法のもとでは、配電線の容量増強は、一定の閾値後にコストが線形に増加すると仮定したより一般的な方法を用いて評価される。閾値と線形関数の勾配を定義するパラメータは、主観的な専門家の評価に基づいて得られる。この評価は、VRE 発電とピーク負荷、脆弱な(裕度が少ない)系統、デマンドレスポンスおよびスマートテクノロジーの使用、屋根置き太陽光発電による制限つき展開などの要素に基づいている。

上述の手法の例をボックス 19 に示す。

ボックス 19 : 各国の応用例 : 送電と配電の投資の必要性評価

ドミニカ共和国 (Jil, 2016) : この研究では DNV GL (unpublished-a, b) の手法に基づき、ドミニカ共和国において 2030 年に風力発電 2,300MW と太陽光発電 1,760MW を導入するための送電投資を見積もっている。16 個のノードが定義され、既存系統について各ノード間の送電容量限度が Power Factory ソフトウェア(系統解析ツール、詳細は附録 2 参照)を使って評価されている。これをもとに、2030 年の残余需要持続曲線(RLDC)がノードごとに確定される。送電容量限度に関する仮定に基づいて区別された 3 つのシナリオが評価されている。結果から、定められたレベルの風力および太陽光発電を受け入れるためには、送電に対する約 5000 万~1 億 7000 万ドルの投資(新規送電容量 520~2,050MW に相当)が必要となることが示されている。

モロッコ (DNV GL, unpublished-b) : この研究では上述の手法を使い、2020 年に 3,100MW、2030 年に 6,200MW の風力発電導入に伴う送電および配電拡張の必要性が評価されている。これはそれぞれの年について予測されるピーク負荷の 35%と 57%に相当する。送電線については 8 つのノードが定義され、各年において風力発電設備を新たに受け入れるのに必要な投資が 6,400MW および 9,800MW と見積もられている。これは(5%の出力抑制を仮定して)それぞれ 5 億 9000 万ドルと 12 億ドルになる。2020 年と 2030 年どちらの年についても、出力抑制を 0%と仮定すると送電投資コストはほぼ倍増し、10%と仮定すると約 20%のコスト減となる。太陽光発電の設置(2030 年までに 721MW、総需要の 1.5%に相当)により、配電系統に追加の投資が必要となる。推奨的な評価により、総発電電力量の約 15%までは、配電網レベルでの投資の必要性は無視できる程度であることが示されている。この地点を超えると、系統増強コストとして 4 ユーロ/MWh が必要となる可能性がある。

欧州 (Scholz et al., 2016) : ADVANCE プロジェクトではきわめて細かい時間あたりの給電と投資による電力系統モデル REMIX を使い、幅広い VRE 比率と太陽光と風力の電源構成を精査し、結果として得られる系統拡張の必要性を解析している。この詳細なシナリオの結果を使い、長期モデルで実施できる系統コスト関数をパラメータ化している。Schaber et al. (2012) による同様のパラメータ研究では、送電系統拡張と付随するコストを、欧州における VRE の比率と電源構成の関数として体系的に解析している。

7.2 地理特有の発電および送電ニーズの表現

4.1 節で述べたように、長期電源増設モデルでは地域特有の需要と供給を評価するためノードが用いられることが多く、送電容量への投資は電源増設と合わせて最適化することができる。

モデルに多くのノードを取り入れ、ノードごとの需要および VRE 電源の利用可能性データ（理想的には時間的プロファイルにより）で特徴づけることにより、VRE 立地に伴う送電投資の必要性をより現実的に評価することができる。この手法は堅牢性があるが、VRE データの事前処理作業がかなり必要となる。

ノード間の送電線に対する投資の必要性を解析する代わりに、VRE の地理特有の特徴が送電線の必要性に与える影響を取り入れる別の方法もある。

これは VRE 発電プロファイル（時間的利用可能性およびその結果として得られる設備利用率）、および新たに送電のため必要となるコスト（既存インフラとの近さおよび用地の地形に基づく）などの技術経済的特徴により区別される VRE 用地の集合体（「ゾーン」）を投資の明示的選択肢として取り入れる方法である。このコストはモデル分析解析前に個別に評価することができる。VRE ゾーンおよびこれに伴う技術経済的特徴に関する情報は、グローバル GIS データセットを通じて入手可能となり、計画目的でアクセスしやすくなっている。このような情報源の具体例を以下のボックス 21 に示す。

ボックス 20 は電源増設モデルに GIS データを使用した実際の国レベルの経験をいくつか示したものである。

ボックス 20 : 各国の応用例 : 発電と送電の地理特有性の評価

スワジランド (IRENA, 2016b) : この研究では、**SPLAT** スワジランド・モデル (ボックス 8 参照) に、個別の投資の選択肢として 5 つの太陽光発電ゾーンと 17 個の風力発電ゾーンを取り入れている。IRENA および LBLN (2015) に定義されているように、14 年間に亘る時間あたりの VRE 発電プロファイルデータに基づき、ゾーンごとにタイムスライスあたりの設備利用率、インフラコスト (最も近い変電所と接続するための新しい送電線、および最も近い道路インフラと接続するための道路建設)、最大電源容量、および (風力については) 適切な風車タイプが定義されている。既存の送電線から遠い良質な VRE 資源とのトレードオフや VRE 資源に到達するための新規の送電投資のコストを評価するため、場所ごとのコストに送電コストが上乗せされている。

ギリシャ (Tigas et al., 2015) : この研究では計画タイムスケール 38 年のギリシャのエネルギーシステムを解析するため **TIMES** モデルが開発され、1 つの再生可能エネルギー源についてさまざまな経済的特徴を持つ 14 の地域が含まれている。モデルは再生可能エネルギー源を最適化するように設計され、それをもとに各地域の送電投資が計算される。直流潮流解析をモデルに取り入れることにより、送電混雑や過負荷などの制約が送電投資の評価において明示的に考慮されている。

ニカラグア (de Leon Barido et al., 2015) : この研究では、計画タイムスケール 16 年によるニカラグアの電力システムを解析するため **SWITCH** モデルが開発され、16 個の「負荷ゾーン」が用いられている。モデルは国の電力需要および発電ユニットごとの発電に関する時間あたりの高解像度プロファイルを使用しているが、これはニカラグア国立給電指令センターからオープンアクセスで入手可能である。

太陽光発電と風力発電の合成時間負荷プロファイルと VRE 電源の利用可能性プロファイル（時間あたりの設備利用率の形で与えられる）が、解析した 16 個の負荷ゾーンについて開発されている。さらに時間プロファイルから 12 個の当日ブロックを含む 24 個の典型的な日プロファイルが作られ、モデルに込みこまれている。さらにこのモデルでは、送電線の最大送電容量を考慮し、負荷ゾーン間の個々の送電線の熱容量（熱的損傷の可能性に基づく電力潮流の限界）の合計と等しい最大送電容量を持つ一般的な送電システムとしてモデル分析されている。送電システムの電気特性はモデル分析していない。

チリ (Carvalho et al., 2014) : この研究では、チリの電力システムを解析するため、計画タイムスケール 20 年で 23 個の「負荷ゾーン」を用いた **SWITCH** モデルが開発されている。負荷ゾーンは、地理的区分および系統運用者が用いる限界費用サブシステムを代表するよう定義されている。既存の負荷と発電は系統内の立地に基づいてノードに割当てられ、将来のプロジェクトは建設予定の特定の負荷エリアに配分される。既存の送電は隣接または非隣接負荷エリア間のルートとされ、将来の送電は、既存ルートおよびユーザーが定義する潜在的な新規ルートに基づいて建設される。モデルを使用し、送電拡大に対する制限の影響を調べるためのシナリオが開発されている。解析結果によると、このような制限があると VRE 電源の導入抑制につながり、これを補償するため新たな石炭火力発電所が必要になる可能性もあることが示されている。この結果から、負荷ゾーンを通じた柔軟性にアクセスするための送電線の重要性がわかる。送電拡張を制限することにより送電関連のコストは 20%削減できるが、系統上の同じ量の VRE 電源に関する発電関連コストは 7 倍以上になる。

発電および送電線の必要性の地理特有性を評価するための支援データとツール

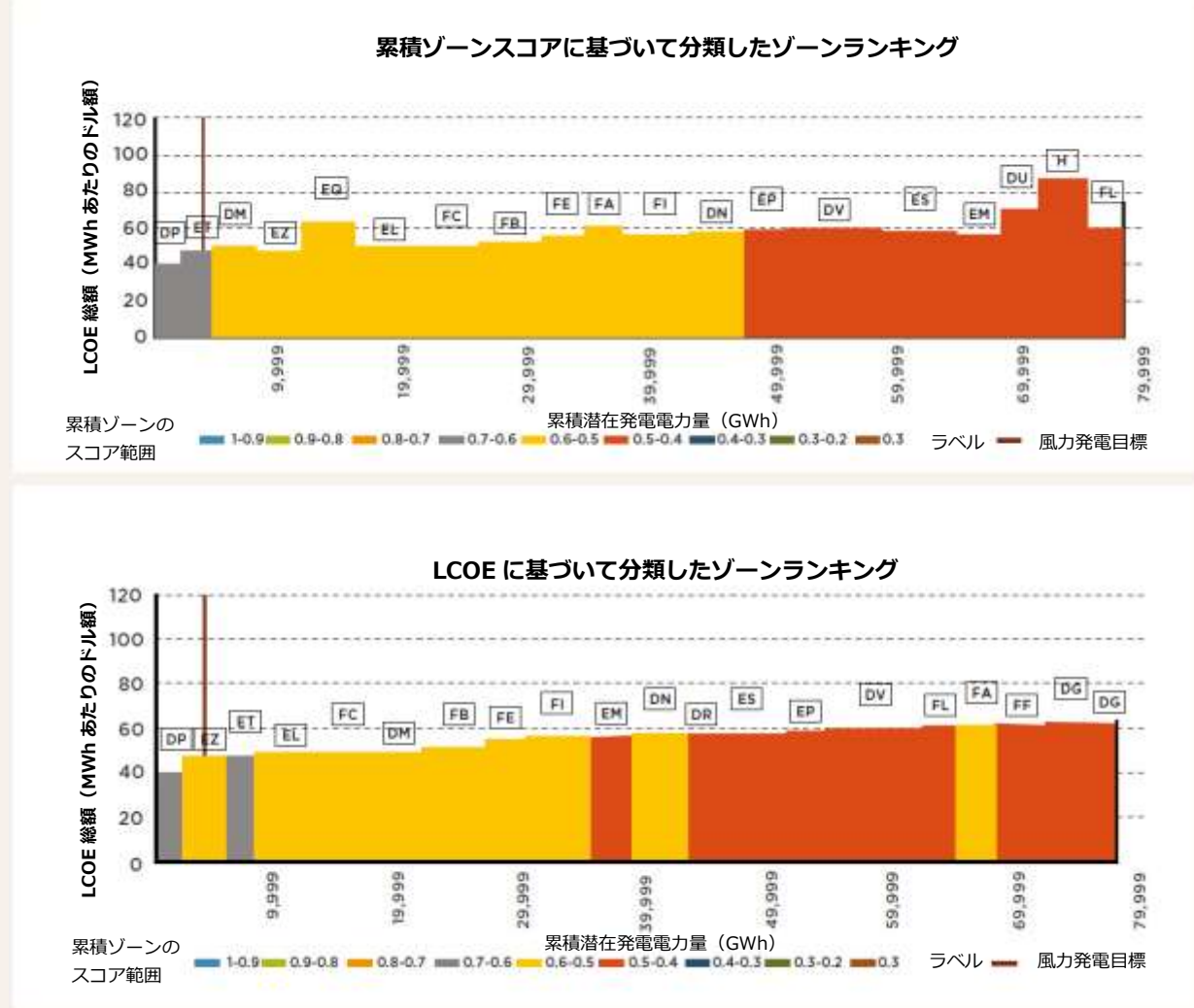
VRE 電源のさまざまなノードやゾーンの特徴づけを補助するため、関連資源データの GIS ベースのマップが多数提供されている。これにより、計画者は電源増設計画のプロセスにおける VRE 用地の投資との関連性をよりよく評価し理解することができる。

この種のデータの具体例として、IRENA Global Atlas ツールからの例をボックス 21 に紹介する。

ボックス 21 : 役に立つデータソース : 送電評価のための GIS データ

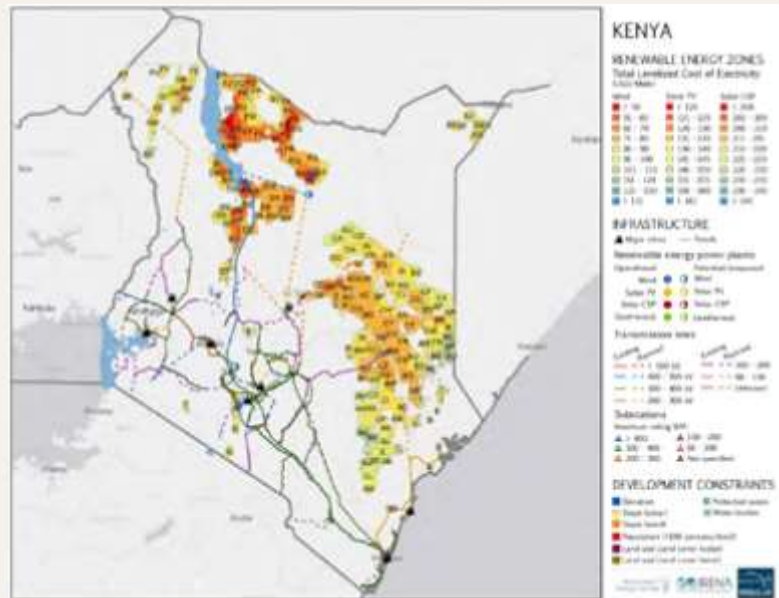
南部および東部アフリカ (IRENA & LBNL, 2015) : この研究では、再生可能エネルギー計画のための多基準分析により、優良な再生可能エネルギー資源を持つ地理的ゾーンが特定され、特定されたゾーンに関する技術経済的パラメータが計画者に提供されている。風力、太陽光、および集光型太陽熱発電が評価されて、パラメータには設備利用率、大規模需要地までの距離、既存の送電および道路インフラ、環境フットプリントなどがある。これをもとに、特定された各 VRE ゾーンが独自の均等化発電原価 (LCOE) により特徴づけられ、設備利用率だけでなく、送電投資とインフラコスト、および（風力の場合は）適切な風車の種類も考慮される。

図 21 : LCOE (上) および累積ゾーンスコアに基づいて分類したゾーンランキング



出典 : IRENA & LBNL, 2015

図 22 : インタラクティブ PDF マップに示されたケニアの風力発電ゾーン



出典 : IRENA & LBNL, 2015

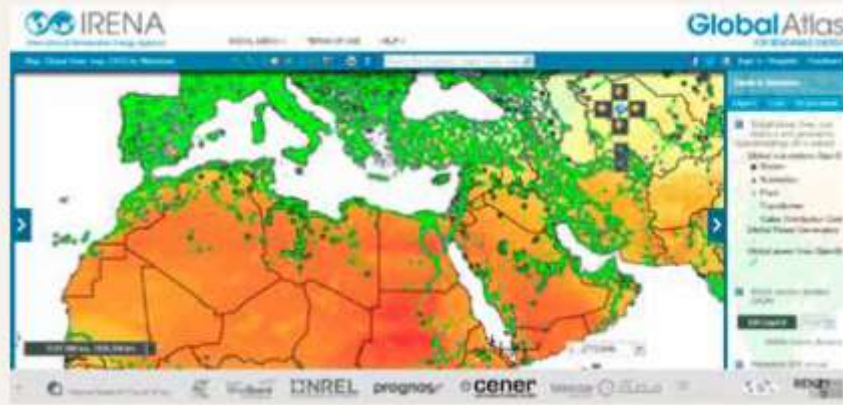
全世界 (IRENA, n.d.) : IRENA Global Atlas は電力系統インフラに関する GIS データを提供している。これらには、OpenStreetMap 2015 Extract (© OpenStreetMap contributors) の「世界の電力線、変電所、および発電事業者」⁵⁹、ECOWAS (西アフリカ経済共同体) 再生可能エネルギー・エネルギー効率地域センター (ECREEE) の「送電線」⁶⁰、および NREL の「南アフリカ・電力およびガス系統マップ」⁶¹が含まれる。

⁵⁹ この地図には全世界の電力線、変電所、および発電事業者が示されている。電力線はGoogle・サテライトマップにより位置の精度が検証されている。地図上でチェックされている線の大半は、サテライト・マップによる高解像度空間画像で確認されているように、実際の場所に対応していると考えられる。データセットの短所は、特定区域が不完全であったり、いくつかの路線の電圧容量に関する情報が不足していることである。このデータセットはOpenStreetMap イニシアティブから抜粋したものである。OpenStreetMap®はOpenStreetMap Foundation (OSMF) のOpen Data Commons Open Database License (ODbL) のもとで許諾されているオープンデータである。

⁶⁰ このデータセットは低圧、中圧、および高圧送電線に関する情報を提供し、もともと世界銀行主導のInfrastructure Consortium for Africa (ICA) により編集されたものである。2012年にデータセットはECREEEによりアップデートされた。Environmental Systems Research Institute (ESRI) が推定したECOWAS地域の系統連系が示されている。

⁶¹ NRELの南アフリカ・電力およびガス系統マップは南アジアの主要国について米国国際開発庁 (ISAID) がSARI/エネルギー計画のもとで作成したもので、2006年時点での送電線と発電所インフラをカバーしている。

図 23 : IRENA Global Atlas からの抜粋 (レイヤー : 世界の電力線、変電所、および発電事業者)



出典 : OpenStreetMap 2015 Extract© OpenStreetMap contributors

第 8 章

安定度に関する VRE 制約の評価

第 8 章の要点

起こりうる系統制約の研究：VRE 比率が高い場合に（主に系統運用において同期発電機による発電が不十分なことに起因する）系統安定度に関する懸念が起こるため、現在、孤立系統の瞬時導入率に対し技術的上限が決められる可能性がある。このような上限、またその他の短期的な技術的障壁に対処する際に起こりうるボトルネックは、長期電源増設モデルにおける制約として反映させ、代替シナリオとして研究する必要がある場合がある。

一般的な複雑度：高

3.1 節で述べたように、慣性と周波数応答能力の両者を維持することは、VRE 比率が極めて高い電力系統の安定度に影響することから、長期移行計画にとって重要である。小規模孤立系統は、大規模連系系統に比べてこのような問題により早く直面する可能性がある。

VRE は技術的には電力系統の安定度にご貢献するサービス（無効電力サポート、周波数サポート、緊急時予備力、需給調整サービス、ブラックスタート⁶²など）を提供することができ、先進的な系統連系規程（グリッドコード）ではその提供に対する VRE の積極的参加の必要性が考慮されている (Dragoon and Papaefthymiou, 2015; IRENA, 2016d)。しかしながら、VRE 比率がきわめて高い場合、慣性の不足（それによる不十分な周波数応答能力）により、系統運用者は瞬時 VRE 導入率（特定時間に全発電に対して VRE が占める割合）に対する技術上の上限を考慮する必要に迫られる可能性がある。

例えば DigSILENT & Ecofys (2010) は、2020 年のアイルランドの電力系統において、系統に慣性（例えば風車による疑似慣性）が追加されなければ、慣性のない電源の瞬時導入率を 70% とする制限を設ける必要があると推定している。しかし制限の適切な水準を決めるためには動的安定度解析を行う必要があり、それには系統に関する高度な技術的詳細情報が必要である。

安定度解析には詳細なデータが必要であることから、現在の系統、または近い将来における構造の評価に適用するほうが有意義であり、特に系統が劇的に発達すると予想される新興国では、遠い将来の仮定的系統を評価するにはあまり適していない。現在の系統構造のもとで技術的な VRE 比率の限度を示唆することはできるが、必ずしも長期的に維持されるとは限らない。それでも、将来見越されるさまざまな連系のレベルのシナリオの一つとして、長期電源増設モデルに VRE 瞬時導入率に対する推奨限度を取り入れることは可能である。

電源増設シナリオに他の運用上の制約を取り入れるときにも同じ原理が適用できる。既存系統の運用上のボトルネックは、通常いわゆる VRE 連系研究（例えば、World Bank, 2013 など）により識別することができる。このような研究は技術または制度面からのものであり、送電のボトルネックや近隣系統との連系の制約などを対象とする。

⁶² ENTSO-E (2011)によると、ブラックスタートとは「全面的な供給支障の後に制御エリア内で電力供給を再開する方法」を意味する。

結論

電力セクターの将来のシナリオの技術経済的モデル分析は、再生可能エネルギーへの移行計画に不可欠なツールとなっている。意思決定者は政策策定や国の再生可能エネルギー目標のための情報源として、モデルによる評価への依存を高めている。この分野では大量の知識が展開しており、特に VRE を長期電源増設モデルにおいてどのように評価するかに関するものが多い。

本報告書では、おおまかに開発途上国や新興国の状況における長期計画の優先課題を評価した。この中で最も関連性の高い重要な領域は、安定容量、柔軟性、送電容量、および（特定の状況下での）安定度の確保である。これらの優先課題を長期電源増設計画シナリオの中で明示的に評価することは、さまざまな重点分野とタイムスケールのもとで計画の責任を負うことが多いステークホルダーの間で意見の一致を得るため不可欠である。

長期計画を支援するモデル分析ツールは、ますます大量のデータを処理できるようになり、常に新たなモデル分析手法が発明され実施されつつある。データの入手可能性や技術的リソースが限られている新興国では、VRE 展開の影響を長期電源増設モデルにおいて評価するにあたって、データの利用可能性およびモデル分析の専門知識のレベルを指針とし、適切な手法を選ぶ必要がある。VRE の比率を高める計画を向上するにあたり、最初は簡単なやり方から始め、時とともにモデルの範囲と質、および担当者の能力を向上させる戦略的方法をとることが勧められる。

ここに紹介した手法の多くは、既存の電源増設ツール内で、あるいは使用するツールに関係なく、すぐに実行できるものである。例えば、VRE データを事前処理して主要な時間・空間特性を抽出するには、必ずしも主要なリソースを必要としない。VRE 展開による複雑な変化を模倣する制約やパラメータを使用することも、標準的ツールを使ってすぐに実行できる。より高度な手法としては、モデル結果と VRE 分析の正確さを検証するための負荷持続曲線の視覚化などの補助的ツールの利用がある。最も高度な手法は、そのような検証または修正目的で電源増設モデルを発電コストモデルとリンクさせるものである。

表 16 は本報告書で取り上げた手法の一覧を示したものであり、その実施の複雑度も簡単に評価している。実際には、計画者は最初に手法の要件および代替手段を含む内容を詳細に理解し、それから各国特有の状況下での実施における複雑度を評価すべきである。また手法は常に再評価され改良されているため、実施の難しさは時間とともに変わる可能性がある。

参考文献

21st Century Power Partnership, (2016). *Supporting Next-Generation Planning Modelling Practices at South Africa's Power Utility Eskom*. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Af-Mercados EMI, (2011). *Guide des Outils de Planification du Systeme Electrique pour Ameliorer l'Integration de l'Energie Renouvelable - Application a la Region du Maghreb*. [Guide for Utilities for Planning Electrical Systems to Improve the Integration of Renewable Energy – Application to the Maghreb Region].

Akhil, A.A., Huff, G., Currier, A.B., Kaun, B.C., Rastler, D.M., Chen, S.B., Cotter, A.L., Bradshaw, D.T., Gauntlett, W.D., (2013). *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA (No. SAND2013-5131)*. Sandia National Laboratories, California, US.

Anandarajah, G., Strachan, N., Ekins, P., Kannan, R., Hughes, N., (2009). *Pathways to a Low Carbon Economy: Energy Systems Modelling (UKERC Energy 2050 Research Report 1 No. UKERC/RR/ESM/2009/001)*. UK Energy Research Centre (UKERC) and King's College London, UK.

Bali, E., (2015). *Renewables Energy Integration in Long-Term Energy Planning - Tunisian Case: Current Situation and Challenges*. Tunisian Company of Electricity and Gas, Expert Workshop Addressing Variable Renewables in Long-Term Planning (AVRIL), Bonn, Germany.

Blanford, G., Niemeyer, V., (2011). "Examining the role of renewable resources in a regional electricity model for the US". 30th international energy workshop, Stanford University, US.

Borggreffe, F., Scholz, Y., Pregger, T., (2014). "Integrating renewable energies - estimating needs for flexibility, competition of technologies and the impact of grid extensions". Presented at the International Workshop on "Addressing Flexibility in Energy System Models," DLR - German Aerospace Center, Institute of Engineering Thermodynamics, Petten, The Netherlands.

Botswana Ministry of Finance and Development Planning, (2009). *National Development Plan 10*. Gaborone, Botswana.

BREE, (2014). *Australian Energy Projections to 2049-50*. Bureau of Resources and Energy Economics (Commonwealth of Australia), Canberra, Australia.

Bruynooghe, C., Eriksson, A., Fulli, G., (2010). "Load-following operating mode at Nuclear Power Plants (NPPs) and incidence on Operation and Maintenance (O&M) costs. Compatibility with wind power variability". Publ. Off. Eur. Union, JRC Scientific and Technical Reports SPNR/POS/10 03 004 Rev. 05. doi:10.2790/2571.

Carvalho, J.P., Hidalgo Gonzalez, P., Kammen, D.M., (2014). *Envisioning a Sustainable Chile – Five Findings about the Future of the Chilean Electricity and Energy System*. University of California, Berkeley, California, US.

CEER, (2016). *Scoping of Flexible Response*. Council of European Energy Regulators (CEER).

CEER, (2014). *Assessment of Electricity Generation Adequacy in European Countries (No. C13-NaN-32-3)*. Council of European Energy Regulators (CEER), Brussels, Belgium.

Cochran, D.J., Lew, D., Kumar, N., (2013). *Flexible Coal: Evolution from Baseload to Peaking Plant (No. BR-6A20-60575)*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, US.

Comisión Nacional de Energía, (2004). *Plan Energético Nacional 2004-2015 [National Energy Commission, National Energy Plan 2004-2015]*. Comision Nacional de Energia, Santo Domingo, Republica Dominicana.

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M., (2010). “A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems”. *Appl. Energy* 87, 1059–1082. doi:10.1016/j.apenergy.2009.09.026.

De Leon Barido, D.P., Johnston, J., Moncada, M.V., Callaway, D., Kammen, D.M., (2015). “Evidence and future scenarios of a low-carbon energy transition in Central America: a case study in Nicaragua”. *Environ. Res. Lett.* 10, 104002. doi:10.1088/1748-9326/10/10/104002.

Deane, P., Gracceva, F., Chiodi, A., Gargiulo, M., Gallachoir, B.O., (2015). “Soft-linking exercises between TIMES, power system models and housing stock models”, in: Giannakidis, G., Labriet, M., O Gallachoir, B., Tosato, G. (Eds.), *Informing Energy and Climate Policies Using Energy Systems Models: Insights from Scenario Analysis Increasing the Evidence Base*.

De Sisternes, F.J., Jenkins, J.D., Botterud, A., (2016). “The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector”. *Appl. Energy* 175 (2016), 368–379. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.014.

De Sisternes, F.J., Webster, M.D., (2013). *Optimal Selection of Sample Weeks for Approximating the Net Load in Generation Planning Problems*. Mass. Inst. Technol. MIT Eng. Syst. Div. ESD, ESD Working Paper Series.

Delarue, E., (2009). *Modeling Electricity Generation Systems – Development and Application of Electricity Generation Optimization and Simulation Models, with Particular Focus on CO₂ Emissions* (PhD). Katholieke Universiteit Leuven, Leuven, Belgium.

Delgado Contreras, N.R., (2016). *La Planeacion del Sistema Electrico Nacional y el Futuro de la Capacidad de Generacion en Manos del Estado* [Planning the National Electricity System and the Future of Governmental Generation Capacity].

DENA, (2005). *Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020* (Dena Grid study) (Summary of the Essential Results of the Study). Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, Germany.

Denholm, P., Hand, M., (2011). "Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity". *Energy Policy* 39, 1817–1830. doi:10.1016/j.enpol.2011.01.019.

Diakov, V., Cole, W., Sullivan, P., Brinkman, G., Margolis, R., (2015). *Improving Power System Modeling: A Tool to Link Capacity Expansion and Production Cost Models* (Technical Report No. NREL/TP-6A20-64905). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

DigSILENT, Ecofys, (2010). *All Island TSO Faciliation of Renewables Studies* (No. PEGEDE083532).

DNV GL, unpublished-a. *Study on Investments in Renewable Energy Grid Integration Technologies: Final report* (Submitted in September 2015), Final report submitted to IRENA under a consultancy contract, "Study on Investment in Renewable Energy Grid Integration Technologies." Bonn, Germany.

DNV GL, unpublished-b. *Guide for the Estimation of RE Driven Transmission Grid Expansion*, Final report submitted to IRENA under a consultancy contract. Bonn, Germany

DNV GL Energy, (2014). *Integration of Renewable Energy in Europe*. DNV GL Energy.

Dominion, (2016). *Dominion Virginia Power's and Dominion North Carolina Power's Report of Its Integrated Resource Plan*.

Dragoon, K., Papaefthymiou, G., (2015). *Power System Flexibility Strategic Roadmap - Preparing Power Systems to Supply Reliable Power from Variable Energy Resources* (No. POWDE15750). Ecofys Germany GmbH, Berlin, Germany.

Dreidy, M., Mokhlis, H., Mekhilef, S., (2017). "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: a review". *Renew. Sustain. Energy Rev.* 69, 144–155. doi:10.1016/j.rser.2016.11.170.

Echinope, V., (2014). *Infraestructura de la Calidad para Calentadores Solares de Agua y Pequeños Aerogeneradores* [Quality Infrastructure for Solar Thermal Water Heaters and Small Wind Power].

ECMWF, n.d. *ERA-Interim | ECMWF* [WWW Document]. ECMWF - Eur. Cent. Medium-Range Weather Forecasts.
www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim (accessed 6.5.16).

EIA, (2015). “Wind generation seasonal patterns vary across the United States” [WWW Document]. Today Energy. www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=20112 (accessed 12.11.16).

EIA, n.d. *Glossary* [WWW Document]. Indep. Stat. Anal. www.eia.gov/tools/glossary/ (accessed 1.10.17).

EirGrid, SONI, (2016). *DS3 Programme Operational Capability Outlook 2016*.

EirGrid, SONI, (2013). *DS3: Frequency Control Workstream*. EirGrid and System Operator for Northern Ireland (SONI).

Ela, E., Kirby, B., Lannoye, E., Milligan, M., Flynn, D., Zavadil, B., O’Malley, M., (2010). “Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies”, in: *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Presented at the 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8. doi:10.1109/PES.2010.5589272.

Ela, E., Milligan, M., Kirby, B., (2011). *Operating Reserves and Variable Generation* (No. NREL/TP-5500-51978). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

Energy Commission of Nigeria, (2014). *National Energy Masterplan (Draft Revised Edition)*. Abuja, Nigeria.

ENTSO-E, (2015). *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

ENTSO-E, (2011). *ENTSO-E Definitions and Acronyms* [WWW Document]. ENTSO-E Metadata Repos. www.emr.entsoe.eu/glossary/bin/view/GlossaryCode/GlossaryIndex (accessed 10.27.16).

EPRI, (2016). *Power System Flexibility Assessment InFLEXion Flexibility Assessment Tool*, Electric Power Research Institute.

EPRI, (2015). *PRE-SW: System Flexibility Screening and Assessment Tool (InFLEXion) v4.0 – Beta* [WWW Document]. Electr. Power Res. Inst. EPRI.
[www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?Product Id=000000003002005760](http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?Product%20Id=000000003002005760) (accessed 8.23.16).

EPRI, (2014). "Metrics for quantifying flexibility in power system planning", Technical Paper Series. Electric Power Research Institute (EPRI).

ERC, (2011). *Updated Cost Power Development Plan, Study period: 2011-2031*. Energy Regulatory Commission, Kenya.

ERI RAS and ACRF, (2015). *World Energy Markets Evolution and Its Consequences for Russia*. The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS) and The Analytical Center for the Government of the Russian Federation (ACRF), Moscow.

ESMAP, (2010). *Regional Power Sector Integration Lessons from Global Case Studies* (No. Briefing Note 004/10). The World Bank, Washington, DC, US.

ESRI, (2010). *GIS Best Practices – GIS for Renewable Energy*. Environmental Systems Research Institute (ESRI).

ETESA, (2016). *Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2015-2029* [Electric Transmission Company, Expansion Plan for the National Interconnected System 2015 - 2029] (No. ETE-GTR-GLP-002-2016). Empresa de Transmision Electrica, S.A., Panama.

EWC, (2016). Wind Potential Analysis [WWW Document]. Eur. Weather Consult EWC. www.weather-consult.com/en/windpotenzialanalyseinfo (accessed 1.11.16).

Exponent, (2014). *Official CALPUFF Modeling System* [WWW Document]. Expon. – Eng. Sci. Consult. www.src.com/ (accessed 6.5.16).

FICHTNER GmbH & Co. KG, (2013). *Islamic Republic of Afghanistan: Power Sector Master Plan* (Financed by the Japan Fund for Poverty Reduction).

Filali, M., (2015). *Moroccan Power System. Expert Workshop Addressing Variable Renewables in Long-Term Planning* (AVRIL), Bonn, Germany.

GE Energy Management Energy Consulting, (2015). *Executive Summary Report, Barbados Wind and Solar Integration Study*. Barbados Light and Power Company Limited.

Ghana Energy Commission, (2006). *Strategic National Energy Plan (SNEP) 2006-2020*.

Golling, C., (2012). *A Cost-Efficient Expansion of Renewable Energy Sources in the European Electricity System: An Integrated Modelling Approach with a Particular Emphasis on Diurnal and Seasonal Patterns*, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts. Oldenbourg Industrieverlag, Munich, Germany.

Gonzales Aparicio, I., Zucker, A., (2015). *Meteorological Data for RES-E Integration Studies – State of the Art Review* (No. EUR 27587). Joint Research Centre (JRC) (European Union).

Government of Italy, (2013). *Strategia Energetica Nazionale: Per un’Energia più Competitiva e Sostenibile* [National Energy Strategy: For more Competitive and Sustainable Energy].

Hall, L.M.H., Buckley, A.R., (2016). “A review of energy systems models in the UK: prevalent usage and categorisation”. *Appl. Energy* 169, 607–628. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.044.

Haller, M., Ludig, S., Bauer, N., (2012). “Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: considering spatial distribution and short-term dynamics of renewable generation”. *Energy Policy* 47, 282–290. doi:10.1016/j.enpol.2012.04.069.

He, G., Avrin, A.-P., Nelson, J.H., Johnston, J., Mileva, A., Tian, J., Kammen, D.M., (2016). “SWITCH-China: a systems approach to decarbonizing China’s power system”. *Environ. Sci. Technol.* 50, 5467–5473. doi:10.1021/acs.est.6b01345.

Hidalgo Gonzalez, I., Ruiz Castello, P., Sgobbi, A., Nijs, W., Quoilin, S., Zucker, A., Thiel, C., (2015). *Addressing Flexibility in Energy System Models* (Science and Policy Report No. EUR 27183). Institute for Energy and Transport, Joint Research Centre (European Union), Luxembourg.

Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O., (2015). “Integration costs revisited – an economic framework for wind and solar variability”. *Renew. Energy* 74, 925–939. doi:10.1016/j.renene.2014.08.065.

Holttinen, H., Kiviluoma, J., Forcione, A., Milligan, M., Smith, C.J., Dillon, J., Dobschinski, J., Roon, S. van, Cutululis, N., Orths, A., Eriksen, P.B., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Bessa, R., Soder, L., Farahmand, H., Torres, J.R., Jianhua, B., Kondoh, J., Pineda, I., Strbac, G., (2016). “Design and operation of power systems with large amounts of wind power” (Final summary report No. 268), IEA Wind Task 25. VTT.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O’Malley, M., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Smith, J.C., van Hulle, F., (2011). *Impacts of Large Amounts of Wind Power on Design and Operation of Power Systems*, Results of IEA Collaboration. *Wind Energy* 14, 179–192. doi:10.1002/we.410.

Holttinen, H., Meibom, P., Orths, A., van Hulle, F., Lange, B., O’Malley, M., Pierik, J., Ummels, B., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Matos, M., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoob, A., Ricardo, J., Smith, J.C., Milligan, M.R., Ela, E., VTT Technical Research Centre of Finland, National Renewable Energy Laboratory (NREL), (2009). *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts*

of Wind Power: Final Report, IEA Wind Task 25, Phase One, 2006-2008. VTT Technical Research Centre of Finland, Espoo, Finland. 【邦訳】 H. ホルティネン他: 風力発電が大量に導入された電力系統の設計と運用, 国際エネルギー機関 風力実施協定第 25 分科会 (IEA Wind Task25) 第 1 期最終報告書, 日本電機工業会 (2012) <http://jema-net.or.jp/Japanese/res/wind/shiryo.html>

Holttinen H, Meibom P, Orths A, Hulle F.V, Lange B, O'Malley M, Pierik J, Ummels B, Tande J.O, Estanqueiro A, Matos M, Soder L, Strbac G, Shakoor A, Ricardo J, Smith J.C, Milligan M, Ela E, (2009). *Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power*.

Hout, M. van, Koutstaal, P., Ozdemir, O., Seebregts, A., (2014). *Quantifying Flexibility Markets* (No. ECN-E--14-039). Energy Research Centre of The Netherlands (ECN), Petten, The Netherlands.

IEA, (2015). *World Energy Model Documentation*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Paris, France.

IEA, (2014). *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Paris, France. 【邦訳】 国際エネルギー機関: 電力の改革 -風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値, 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) (2015) <http://www.nedo.go.jp/content/100643823.pdf>

IEA, (2012). *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Paris, France.

IEA, (2011). *Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Paris, France.

IEA Wind, (2013). *Expert Group Report on Recommended Practices – 16. Wind Integration Studies*.

IRENA, (forthcoming-a). "Planning of Electricity Grids in Small Island Developing States with Variable Renewable Energy – A Methodological Guide". International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (forthcoming-b). "Methodology for the Stability Assessment of Isolated Power Systems". International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (forthcoming-c). "Adapting electricity market design to high shares of variable renewable energy". International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (forthcoming-d). "Practitioner's Guide to Grid Integration of Variable Renewable Energy" – *Electricity* (Draft). International Renewable Energy Agency (IRENA) and Energinet.dk, Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2016a). *REmap 2030 – A Renewable Energy Roadmap* [WWW Document]. REmap. www.irena.org/remap/ (accessed 12.9.16).

IRENA, (2016b). *IRENA-Swaziland Energy Planning Capacity-Building Programme: Scenario Building* [WWW Document]. Events Arch. www.irena.org/menu/index.aspx?mnu=Subcat&PriMenuID=30&CatID=79&SubcatID=2743 (accessed 12.9.16).

IRENA, (2016c). *REmap Renewable Energy Prospects: Dominican Republic*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2016d). *Scaling Up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2016e). *Workshop Summary: First Stakeholder Consultation Workshop in Support of Regulatory Approaches for Long-Term Electricity Resource Planning*, Swakopmund, Namibia.

IRENA, (2015a). *Renewable Energy Target Setting*. IRENA, Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2015b). *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. IRENA, Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2015c). *Renewables and Electricity Storage. A Technology Roadmap for REmap 2030*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2013a). *Smart Grids and Renewables: A Guide for Effective Deployment* (working paper). International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, (2013b). *Southern African Power Pool: Planning and Prospects for Renewable Energy*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.

IRENA, n.d. *Global Atlas for Renewable Energy* [WWW Document]. <http://irena.masdar.ac.ae/> (accessed 4.7.16).

IRENA and LBNL, (2015). *Renewable Energy Zones for the Africa Clean Energy Corridor – Multi-Criteria Analysis for Planning Renewable Energy*. International Renewable Energy Agency (IRENA) and Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Abu Dhabi, UAE.

Jacobs, D.D., Couture, T.D., Zinaman, O., Cochran, D.J., (2016). *RE Transition – Transitioning to Policy Frameworks for Cost-Competitive Renewables*. IEA Technology Collaboration Programme for Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), Utrecht, The Netherlands.

Jil, T., (2016). "Development of Methodological Guidelines for the Integration of Variable Renewable Energies in a Small Island Developing State (SIDS): Assessing Transmission Costs Associated with VRE Dominican Republic Practical Case" (Master Thesis Report). European Joint Masters in Management and Engineering of Environment and Energy, Bonn, Germany.

Johnson, N., Strubegger, M., McPherson, M., Parkinson, S.C., Krey, V., Sullivan, P., (2016). "A reduced-form approach for representing the impacts of wind and solar PV deployment on the structure and operation of the electricity system". *Energy Econ.* doi:10.1016/j.eneco.2016.07.010.

Jones, L.E., (2014). *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty and Flexibility in Power Grids*. Elsevier, AP, Amsterdam, The Netherlands; Boston, Massachusetts, US.

Kannan, R., Turton, H., (2012). *A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework*. Environmental Model. Assess. 18.

Kies, A., Schyska, B., von Bremen, L., (2016). "Curtailed in a highly renewable power system and its effect on capacity factors". *Energies* 9, 510. doi:10.3390/en9070510.

King, J., Kirby, B., Milligan, M., Beuning, S., (2011). *Flexibility Reserve Reductions from an Energy Imbalance Market with High Levels of Wind Energy in the Western Interconnection* (Technical Report No. NREL/TP-5500-52330). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

Krishnan, V., Ho, J., Hobbs, B.F., Liu, A.L., McCalley, J.D., Shahidehpour, M., Zheng, Q.P., (2015). "Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches". Springer-Verl. Berl. Heidelb. 2015, *Energy Syst* 36. doi:DOI 10.1007/s12667-015-0158-4.

Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V., (2004). "Definition and classification of

power system stability” IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Trans. Power Syst. 19, 1387–1401. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981.

Lacerda, J.S., van den Bergh, J.C.J.M., (2016). “Mismatch of wind power capacity and generation: causing factors, GHG emissions and potential policy responses”. J. Clean. Prod. 128, 178–189. doi:10.1016/j.jclepro.2015.08.005.

Lannoye, E., Flynn, D., O’Malley, M., (2012). “Assessment of power system flexibility: a high-level approach”. IEEE, pp. 1–8. doi:10.1109/PESGM.2012.6345435.

Lee, N.C., Leal, V.M.S., (2014). “A review of energy planning practices of members of the Economic Community of West African States”. Renew. Sustain. Energy Rev. 31, 202–220. doi:10.1016/j.rser.2013.11.044.

LEI, (2016). *NEWS – Preparation and Publication Material of Lithuanian National Energy Strategy* [WWW Document]. Lith. Energy Inst. www.lei.lt/main.php?m=237&l=3423&k=9&i=0 (accessed 9.24.16).

LEI, (2015). *Nacionaline Energetikos Strategija, Pirminis projektas diskusijoms* (National energy strategy, first draft, subject to discussions) (8-19/31/17-1604.15.15). Lithuanian Energy Institute (LEI), Kaunas, Lithuania

Ludig, S., Haller, M., Schmid, E., Bauer, N., (2011). “Fluctuating renewables in a long-term climate change mitigation strategy”. Energy 36, 6674–6685. doi:10.1016/j.energy.2011.08.021.

Ma, J., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F., Silva, V., Belhomme, R., (2012). “Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems”. IEEE Transactions on Sustainable Energy 4, 200–209. doi:10.1109/TSTE.2012.2212471.

Madaeni, S.H., Sioshansi, R., Denholm, P., (2013). “Comparing capacity value estimation techniques for photovoltaic solar power”. IEEE J. Photovolt. 3, 407–415. doi:10.1109/JPHOTOV.2012.2217114.

Madaeni, S.H., Sioshansi, R., Denholm, P., (2012). *Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States* (No. NREL/TP-6A20-54704). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US

Madrigal, M., Stoft, S., (2012). *Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up: Emerging Lessons and Recommendations*. The World Bank, Washington, DC, US.

Mai, T., Barrows, C., Lopez, A., Hale, E., Dyson, M., Eurek, K., (2015). *Implications of Model Structure and Detail for Utility Planning: Scenario Case Studies Using the Resource Planning Model*

(No. NREL/TP-6A20-63972). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

Mai, T., Logan, J., Blair, N., Sullivan, P., Bazilian, M., (2013). *RE-ASSUME: A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions* (No. 1090954). International Energy Agency – Renewable Energy Technology Deployment.

Makhijani, S., Ochs, A., Weber, M., Konold, M., Lucky, M., Ahmed, A., (2013). *Jamaica Sustainable Energy Roadmap: Pathways to an Affordable, Reliable, Low-Emission Electricity System*. Worldwatch Institute, Washington, DC.

MBIE, (2016). “Electricity demand and generation scenarios”. Ministry of Business, Innovation and Employment (MBIE), Wellington, New Zealand.

MEECC, (2010). National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC. Ministry for the Environment, Energy and Climate Change (MEECC).

Merrick, J.H., (2016). “On representation of temporal variability in electricity capacity planning models”. *Energy Econ.* 59, 261–274. doi:10.1016/j.eneco.2016.08.001.

Milligan, M., Frew, B., Zhou, E., Arent, D.J., (2015). *Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration* (No. NREL/TP-6A20-64864). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

Mills, A.D., Wiser, R.H., (2012a). *Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California*. Energy Technologies Area (ETA), Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, US.

Mills, A.D., Wiser, R.H., (2012b). *An Evaluation of Solar Valuation Methods Used in Utility Planning and Procurement Processes* (No. LBNL-5933E). Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, US.

Mines ParisTech, Armines, (2004). *Maps of Irradiation, Irradiance, and UV* [WWW Document]. SoDa – Sol. Energy Serv. Prof. www.soda-is.com/eng/map/maps_for_free.html (accessed 12.9.16).

Ministerio de Hidrocarburos y Energía, (2014). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025* [Ministry of Hydrocarbons and Energy, The Electrical Plan for the Plurinational State of Bolivia] (No. Primera Edición [First Edition]). La Paz, Bolivia.

Ministerstwo Gospodarki, (2009). *Prognoza Zapotrzebowania Na Paliwa I Energię Do 2030 Roku* [Ministry of Economy, Demand forecast for fuels and energy until 2030]. Ministerstwo Gospodarki, Warsaw, Poland.

MME and EPE, (2007). *Plano Nacional de Energia 2030* [Ministry of Mines and Energy & Company of Energy Research, National Energy Plan 2030]. Ministerio de Minas e Energia (MME) and Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), Rio de Janeiro, Brazil.

MPEMR, (2011). *Power System Master Plan 2010*. People's Republic of Bangladesh, Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MPEMR); Japan International Cooperation Agency (JICA); The Tokyo Electric Power Co., Inc. (TEPCO), Bangladesh.

Müller, S., (2013). *Evaluation of Power System Flexibility Adequacy – The Flexibility Assessment Tool (FAST2)*. Presented at the 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), London, UK.

Nagl, S., Fursch, M., Lindenberger, D., (2013). "The costs of electricity systems with a high share of fluctuating renewables: a stochastic investment and dispatch optimization model for Europe". *Energy J.* 34. doi:10.5547/01956574.34.4.8.

Nahmmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., Knopf, B., (2016). "Carpe diem: a novel approach to select representative days for long-term power system modelling". *Energy* 112, 430–442. doi:10.1016/j.energy.2016.06.081.

Nahmmacher, P., Schmid, E., Hirth, L., Knopf, B., (2014). "Carpe diem: a novel approach to select representative days for long-term power system models with high shares of renewable energy sources" (SSRN Scholarly Paper No. ID 2537072). Social Science Research Network, Rochester, NY.

NASA, (2016). *MERRA: Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications* [WWW Document]. Glob. Model. Assim. Off. <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/> (accessed 11.1.16).

NASEO, (2014). *State Energy Planning Guidelines – A Guide to Develop a Comprehensive State Energy Plan Plus Supplemental Policy and Program Options*. National Association of State Energy Officials (NASEO), Arlington, Virginia, US.

NCAR, (2016a). *NCEP/NCAR Global Reanalysis Products, 1948-continuing* [WWW Document]. Res. Data Arch. — Comput. Inf. Syst. Lab. <http://rda.ucar.edu/datasets/ds090.0/> (accessed 6.5.16).

NCAR, (2016b). *NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis* [WWW Document]. Res. Data Arch. — Comput. Inf. Syst. Lab. <http://rda.ucar.edu/datasets/ds604.0/>(accessed 6.5.16).

NCAR, n.d. *The Weather Research & Forecasting Model* [WWW Document]. www.wrf-model.org/index.php (accessed 6.5.16).

NEC, (2013). *Making the Right Choice for a Sustainable Energy Future: The Emergence of a “Green Economy.”* National Energy Commission of Mauritius.

Nelson, J., Johnston, J., Mileva, A., Fripp, M., Hoffman, I., Petros-Good, A., Blanco, C., Kammen, D.M., (2012). “Highresolution modeling of the Western North American Power System demonstrates low-cost and low-carbon futures”. *Energy Policy* 43, 436–447. doi:10.1016/j.enpol.2012.01.031.

NERC, (2011). *Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning*. North American Electric Reliability Corporation (NERC), New Jersey, US.

NERC, California ISO, (2013). *Maintaining Bulk Power System Reliability While Integrating Variable Energy Resources — CAISO Approach*. North American Electric Reliability Corporation (NERC), California Independent System Operator Corporation (California ISO).

Nicolosi, M., Mills, A., Wiser, R., (2011). *The Importance of High Temporal Resolution in Modeling Renewable Energy Penetration Scenarios*. Lawrence Berkeley Natl. Lab. Berkeley Calif. US.

Nijs, W., Simoes, S., Ruiz, P., Sgobbi, A., Thiel, C., (2014). “Assessing the role of electricity storage in EU28 until 2050”. *IEEE*, pp. 1–6. doi:10.1109/EEM.2014.6861273.

Northwest Power and Conservation Council, (2016). *Seventh Northwest Conservation and Electric Power Plan*. Northwest Power and Conservation Council.

NREL, (2015). “Sources of operational flexibility”, NREL/FS-6A20-63039. National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Greening the Grid, Golden, Colorado, US.

NREL, (2012). *Renewable Electricity Futures Study*, NREL/TP -6A20- 52409. National Renewable Energy Laboratory., Golden, Colorado, US.

NREL, n.d. *NREL's PVWatts® Calculator* [WWW Document]. PVWatts® Calc. <http://pvwatts.nrel.gov/> (accessed 11.1.16).

Nweke, C.I., Leanez, F., Drayton, G.R., Kolhe, M., (2012). "Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets". IEEE, pp. 1–6. doi:10.1109/PowerCon.2012.6401421

OFGEM, (2015). *Electricity Security of Supply Report*. Office of Gas & Electricity Markets (OFGEM), London, UK.

OFGEM, (2014). *Electricity Capacity Assessment Report 2014*. Office of Gas & Electricity Markets (OFGEM), London, UK.

OLADE, n.d. *Planning Manual* – Latin American Energy Organization (OLADE) [WWW Document]. Planif. Energetica – Plan. Man. www.olade.org/progproy/energy-planning/planning-manual/?lang=en (accessed 11.21.16).

Olsen, D.J., Matson, N., Sohn, M.D., Rose, C., Dudley, J., Goli, S., Kiliccote, S., Hummon, M., Palchak, D., Denholm, P., Jorgenson, J., Ma, O., (2013). *Grid Integration of Aggregated Demand Response, Part I: Load Availability Profiles and Constraints for the Western Interconnection* (No. LBNL-6417E). Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, US.

O'Sullivan, J., Rogers, A., Flynn, D., Smith, P., Mullane, A., O'Malley, M., (2014). "Studying the maximum instantaneous non-synchronous generation in an island system – frequency stability challenges in Ireland". IEEE Trans. Power Syst. 29, 2943–2951. doi:10.1109/TPWRS.2014.2316974

PacifiCorp, (2015). *2015 Integrated Resource Plan*. Pacific Power Rocky Mountain Power (Pacific Corp), Portland, Oregon, US.

Perez, R., Taylor, M., Hoff, T., Ross, J.P., (2008). "Reaching consensus in the definition of photovoltaics capacity credit in the USA: a practical application of satellite-derived solar resource data". IEEE J. Sel. Top. Appl. Earth Obs. Remote Sens. 1, 28–33. doi:10.1109/JSTARS.2008.2004362

Pfenninger, S., Staffell, I., (2016). *Renewables.ninja* [WWW Document]. <https://beta.renewables.ninja/> (accessed 12.9.16).

Philippine Department of Energy, n.d. Philippine Energy Plan 2012-2030. Department of Energy, Taguig City.

Pietzcker, R.C., Stetter, D., Manger, S., Luderer, G., (2014). "Using the sun to decarbonize the power sector: the economic potential of photovoltaics and concentrating solar power". *Appl. Energy* 135, 704–720. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.011.

Pina, A., Silva, C.A., Ferrao, P., (2013). "High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables". *Appl. Energy* 112, 215–223. doi:10.1016/j.apenergy.2013.05.074.

Pina, A., Silva, C., Ferrao, P., (2011). "Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios". *Energy Policy* 39, 4692–4702. doi:10.1016/j.enpol.2011.06.062.

Pöller, M., (2014). *Technology: Power System Security in Developing and Emerging Countries* (No. Paper # 05), VRE Discussion Series. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Eschborn, Germany.

Poncelet, K., Delarue, E., Duerinck, J., Six, D., D'haeseleer, W., (2014). *The Importance of Integrating the Variability of Renewables in Long-term Energy Planning Models* (TME Working Paper – Energy and Environment No. WP EN2014-20). KU Leuven.

Poncelet, K., Delarue, E., Six, D., Duerinck, J., D'haeseleer, W., (2016a). "Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models". *Appl. Energy* 162, 631–643. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.100.

Poncelet, K., Hoschle, H., Delarue, E., Virag, A., D'haeseleer, W., (2016b). "Selecting representative days for capturing the implications of integrating intermittent renewables in generation expansion planning problems". *IEEE Trans. Power Syst.* 1–1. doi:10.1109/TPWRS.2016.2596803.

Quoilin, S., Nijs, W., Gonzalez, I.H., Zucker, A., Thiel, C., (2015). "Evaluation of simplified flexibility evaluation tools using a unit commitment model". IEEE, Petten, The Netherlands, pp. 1–5. doi:10.1109/EEM.2015.7216757.

RAEL, (2015). SWITCH – *A Capacity Expansion Model for the Electricity Sector* [WWW Document]. Renew. Approp. Energy Lab. <https://rael.berkeley.edu/project/switch/> (accessed 11.3.13).

Rogers, J., Porter, K., (2012). *Summary of Time Period-Based and Other Approximation Methods for Determining the Capacity Value of Wind and Solar in the United States* (No. NREL/SR-5500-54338). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Columbia, Maryland, US.

Schaber, K., Steinke, F., Hamacher, T., (2012). "Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: who benefits where?" *Energy Policy* 43, 123–135. doi:10.1016/j.enpol.2011.12.040.

Scholz, Y., Gils, H.C., Pietzcker, R., (2016). "Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares". *Energy Econ.* doi:10.1016/j.eneco.2016.06.021.

Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, C., (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050* (Data Documentation No. 68). DIW Berlin, German Institute for Economic Research, Berlin, Germany.

Secretaría de Energía, (2016). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016 - 2030* [Ministry of Energy, Development Programme of the National Electricity System 2016-2030], PRODESEN. Secretaria de Energia, Mexico.

Secretaría Nacional de Energía, (2016). *Plan Energético Nacional 2015-2050* [National Ministry of Energy, National Energy Plan 2015-2050] (No. No. 28003-A). Panama.

Short, W., Sullivan, P., Trieu, M., Mowers, M., Uriarte, C., Blair, N., Heimiller, D., Martinez, A., (2011). *Regional Energy Deployment System (ReEDS)* (Technical Report No. NREL/TP-6A20-46534). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

Sigrin, B., Sullivan, P., Ibanez, E., Margolis, R.M., (2014). *Representation of the Solar Capacity Value in the ReEDS Capacity Expansion Model*. Presented at the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US.

SNC-Lavalin, Parsons Brinckerhoff, (2011). *Regional Power System Master Plan and Grid Code Study*. Eastern Africa Power Pool (EAPP) and East African Community (EAC), Montreal, Quebec, Canada.

South Africa DOE, (2013a). *Draft 2012 Integrated Energy Planning Report – Annexure B – Model Input and Assumptions (Optimisation model)*. South Africa Department of Energy, Pretoria, South Africa, www.energy.gov.za/files/IEP/IEP_Publications/ANNEXURE-B-Model-Input-and-Assumptions-Sep2013.pdf (accessed 10.1.17).

South Africa DOE, (2013b). *Integrated Resource Plan for Electricity (IRP) 2010-2030 Update Report 2013*. South Africa Department of Energy, Pretoria, South Africa, www.doe-irp.co.za/content/IRP2010_updatea.pdf (accessed 10.1.17).

Sullivan, P., Krey, V., Riahi, K., (2013). "Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model". *Energy Strategy Rev., Future Energy Systems and Market Integration of Wind Power* 1, 157–163. doi:10.1016/j.esr.2013.01.001.

Thomas, K., Vollmer, C., Werner, K., Lehmann, H., Muschen, K., (2010). *Energieziel 2050: 100% Strom Aus Erneuerbaren Quellen* [Department of Environment, Energy target 2050: 100% Electricity from Renewable Energy Sources]. Umweltbundesamt, Dessau-Roslau, Germany.

Tigas, K., Giannakidis, G., Mantzaris, J., Lalas, D., Sakellariadis, N., Nakos, C., Vougiouklakis, Y., Theofilidi, M., Pyrgioti, E., Alexandridis, A.T., (2015). "Wide scale penetration of renewable electricity in the Greek energy system in view of the European decarbonization targets for 2050". *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 158–169. doi:10.1016/j.rser.2014.10.007

Tucson Electric Power Company, (2014). *2014 Integrated Resource Plan*. Tucson Electric Power Company.

Ueckerdt, F., Pietzcker, R., Scholz, Y., Stetter, D., Giannousakis, A., Luderer, G., (2016). "Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model". *Energy Econ.* doi:10.1016/j.eneco.2016.05.012.

Ueckerdt, F., Brecha, R., Luderer, G., (2015a). "Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems". *Renew. Energy* 81, 1–10. doi:10.1016/j.renene.2015.03.002.
Ueckerdt, F., Brecha, R., Luderer, G., Sullivan, P., Schmid, E., Bauer, N., Bottger, D., Pietzcker, R., (2015b). "Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves". *Energy* 90, Part 2, 1799–1814. doi:10.1016/j.energy.2015.07.006.

Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O., (2013). "System LCOE: What are the costs of variable renewables?" *Energy* 63, 61–75. doi:10.1016/j.energy.2013.10.072.

Ulam-Orgil, C., Lee, H.-W., Kang, Y.-C., (2012). "Evaluation of the wind power penetration limit and wind energy penetration in the Mongolian Central Power System". *J. Electr. Eng. Technol.* 7, 852–858. doi:10.5370/JEET.2012.7.6.852.

Ulbig, A., Andersson, G., (2015). "Analyzing operational flexibility of electric power systems". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 72, 155–164. doi:10.1016/j.ijepes.2015.02.028.

Voorspools, K.R., D'haeseleer, W.D., (2006). "An analytical formula for the capacity credit of wind power". *Renew. Energy* 31, 45–54. doi:10.1016/j.renene.2005.03.017.

Vuorinen, A., (2016). *Combustion Engine Power Plants*. Ekoenergo OY, Aalto University, Espoo, Finland, www.ekoenergo.fi/page62.php (accessed 10.1.17).

Welsch, M., Deane, P., Howells, M., O Gallachoir, B., Rogan, F., Bazilian, M., Rogner, H.-H., (2014a). "Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – a case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland". *Appl. Energy* 135, 600–615. doi:10.1016/j.apenergy.2014.08.072.

Welsch, M., Howells, M., Hesamzadeh, M.R., Ó Gallachóir, B., Deane, P., Strachan, N., Bazilian, M., Kammen, D.M., Jones, L., Strbac, G., Rogner, H.-H., (2014b). "Supporting security and adequacy in future energy systems: the need to enhance long-term energy system models to better treat issues related to variability". *Int. J. Energy Res.* 39, 377–396. doi:10.1002/er.3250.

Wilson, R., Biewald, B., (2013). *Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning – Examples of State Regulations and Recent Utility Plans*. Synapse Energy Economics and the Regulatory Assistance Project (RAP).

World Bank, (2013). "A Guide to Operational Impact Analysis of Variable Renewables – Application to the Philippines" (No. 90279). The World Bank Group.

Yanez, J.P., Kunitz, A., Chavez-Arroyo, R., Romo-Perea, A., Probst, O., (2014). "Assessment of the capacity credit of wind power in Mexico". *Renew. Energy* 72, 62–78. doi:10.1016/j.renene.2014.06.038.

Zhang, Q., Mclellan, B.C., Tezuka, T., Ishihara, K.N., (2013). "An integrated model for long-term power generation planning toward future smart electricity systems". *Appl. Energy* 112, 1424–1437. doi:10.1016/j.apenergy.2013.03.073.

附録 1 : その他の IRENA 電力セクター改革 作業の説明

本報告書の主題は、長期電源増設の技術経済的評価のための方法論である。IRENA は高い VRE 比率への移行計画における他の要素を取り上げた追加の資料を公表している。特に規制、市場設計と系統コスト、短期系統計画方法などの制度上の問題は、IRENA の刊行物において幅広く扱われており、その一覧を以下に示す。これらの問題は本報告書では詳述していないが、妥当と思われる場合には言及している。

長期電力系統計画の規制監督、南アフリカ科学・工業研究評議会（CSIR）および米国の規制支援プロジェクト（RAP）とともに実施しているプロジェクト。アフリカ南部における長期電力計画の開発と実施に関連した制度上の主要な問題を分析している。再生可能エネルギー電源比率が高いときの長期計画を支援するための適切な政府構造を提案することを目指す。

変動性再生可能エネルギーの系統連系のための実務者用手引き – 電力（仮題）、デンマークの送電系統運用者 Energinet と共同で実施（IRENA, forthcoming-d）。電力系統への VRE 連系の計画プロセスを策定している。エネルギーシステム計画全体（本報告書の主題）、系統運用、ディスパッチ（給電）や電力市場のメリットオーダー、規制の枠組みと助成金制度、および認可プロセスを含む包括的問題の一覧を示す。

変動性再生可能エネルギーによる小島嶼途上国の電力系統計画 – 方法論の手引き（仮題）、Tractebel と共同で実施（IRENA, forthcoming-a）。小島嶼国における VRE 連系計画の方法論を詳述する。主に系統および系統運用計画を取り上げる。

孤立電力システムの安定度評価のための方法論（仮題）、ドイツのダルムシュタット大学と共同で実施（IRENA, forthcoming-b）。安定度評価のための方法論（本報告書図 3 に定義した系統技術研究）について述べたものである。

再生可能エネルギー系統連系技術に対する投資の研究（仮題）、DNV-GL と共同で実施（DNV/GL, unpublished-a）。既存および拡張中の系統インフラに再生可能電源を接続し連系するための送電および配電網システムに対する投資の必要性を評価する方法論の選別を解説する。

VRE 電源のスケールアップ – 系統連系規則の役割、Energynautics GbbH と共同で実施（IRENA, 2016d）。VRE の電力系統への技術的連系を支援する系統接続規程を制定し施行するプロセスと優良事例を特に取り上げる。

成長する VRE 発電および電力セクターの所有構造の変化に対する市場設計の適合、コミーリヤス大学と共同で実施（IRENA, forthcoming-c）。各国政府が電力セクターの所有構造の進化を考慮し、再生可能エネルギーの成長を効果的に支援するため、市場規則や政策をどのように適応させることができるかについて論じる。

附録 2 : 計画支援ツール

計画のさまざまな適用範囲に合わせて特別なツールが作られている。1.1 節ではタイムスケールが異なる主要な 4 つの計画手順について述べた。電源増設計画、地理空間計画、系統解析、および系統技術研究である。手順それぞれについて 4 つのモデル分析カテゴリーが特定されている。長期電源計画モデル、地理空間計画モデル、発電コストモデル、および系統解析モデル（静的および動的系統モデルに細分）である。モデル分析タイプの区別は通常それほど厳密ではない。高度なツールは複数の計画特性をカバーする傾向がある。短期的影響を評価するため使用されるツールは、空間、時間、および技術的評価に関連して一般にシステム境界が狭く、解像度が高い。反対に長期的影響の評価に使用されるツールはシステム境界が広く、計画タイムスケールが長く、一般に解像度は低い。

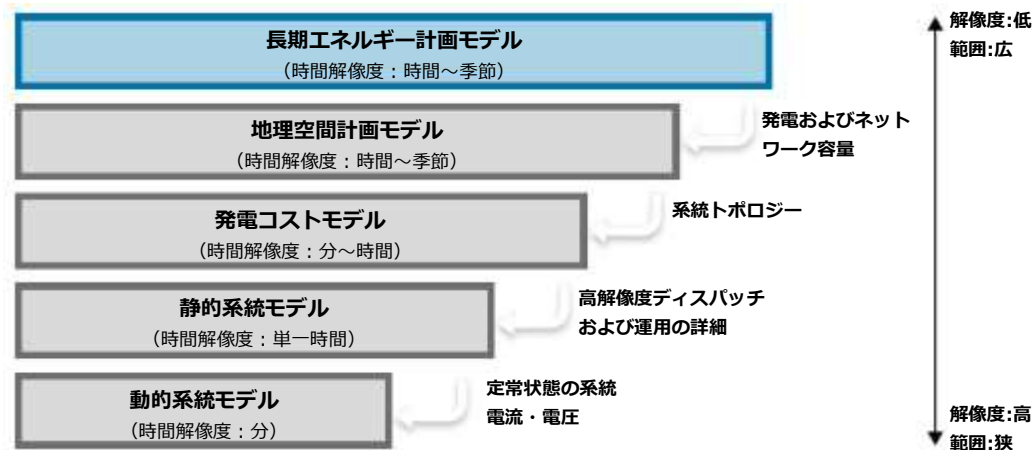
図 24 はこれらのモデルがある程度階層的に相互作用する模様を示したものである。それぞれの種類と関係するモデル分析ツールの典型的特徴を以下に説明し、よく使われるモデル分析ツールの例を示している。本章において略称で記載しているツールの正式名称を附録 4 に示し、合わせてツール開発者と関連ウェブサイトへのリンクも記載する。

長期エネルギー計画モデル

長期エネルギー計画モデル（一般に広い適用範囲と低水準の時間的精密度を特徴とするもの）は、最適長期技術構成と、そこに到達するための投資の行程を決定する。これは各国・地域のエネルギー計画者がエネルギーマスタープランを開発し、エネルギー政策の意思決定者に情報を提供するため使用するものであり、その場合のタイムスケールは通常 20~40 年の範囲、またときにはさらに長いこともある。また各国・地域の電力セクターなどのエネルギーサブセクターの計画研究にも用いられ、発電容量に関する投資の決定（集合的または個々のプロジェクトレベルでの）が年ごとに、または計画タイムスケールの特定の期間（5 年など）ごとに決定される。

計算処理を困難にすることなくセクター特有の詳細を把握するため、電力セクター専用の長期計画モデルが開発されている。これは主に集団で VRE 需要を満たす技術を組み合わせる電源増設の行程を計算するため使用される。そのためここでは「電源増設モデル」と呼んでいる。通常これらのモデルは長い計画タイムスケールに亘る詳細な解析のための系統の給電指令（ディスパッチ）をモデル分析することはできないため、そのような場合には代わりに縮小した形のディスパッチ法が用いられる (Diakov et al., 2015)。また通常長期計画モデルは電力取引を最適化し、地域クラスターが定義されている場合には、クラスター間での送電容量も最適化される。

図 24 : エネルギーシステム計画およびその相互作用のためのツールと解析



各国・地域のエネルギー計画において使用されている長期電源増設モデル分析ツールには MESSAGE、TIMES、MARKAL、OSeMOSYS などがあり、電力セクター専門のツールとしては WASP、BALMOREL、PLEXOS-LT などがある。長期電源増設モデル分析ツールに共通する機能は第 5 章で取り上げている。

地理空間計画モデル

GIS データとツールの利用可能性が向上しているため、計画者は再生可能電源の設置場所特有の技術経済的成績と、再生可能エネルギープロジェクトの集合体の投資需要を簡単に評価できるようになっている。このような評価を補助する地理空間計画モデルが多数開発されている。地理空間計画モデルは、空間的に参照された代替システムトポロジーを評価するために利用されることが増えつつあり、専門家の判断に基づく評価に取って代わっている。このような評価では、発電の用地選定や大規模需要地の場所、物理的地形と土地利用（山、谷、水域など）に関する考慮事項を計算に入れる。通常、システムトポロジーを解析するこのプロセスは、より詳細なシステム技術研究の出発点となる⁶³。

エネルギーシステムのさまざまな要素に関するより高い地理空間的解像度は、火力発電が圧倒的に多いシステムにとってはそれほど関連性がない場合がある。大気汚染や水に関連した立地上の制約は火力発電所の用地選定に大きい影響を与えるが、一般にその技術経済的性質は場所特有ではなく、地図に基づいた専門家の知識を利用すれば高度な計画目的でも十分な地理空間的解像度を得ることは可能である。

場所により制約される VRE が将来のエネルギーシステムにとってますます重要になるに従い、場所特有の VRE の生産性と送電投資需要の間の経済的トレードオフを考慮できる地理空間モデルは、長期電源増設に関連した意思決定を補助する重要な役割を持つようになる可能性がある。また最新のツールではシステムレベルの最適化モデルに GIS の要素を取り入れ始めているが、そのための一般的手法はまだ広く利用可能にはなっていない。静的な地理空間情報を動的なエネルギー計画にまで広げることは、諸機関や将来の研究にとって優先順位の高い課題として検討の余地がある。

⁶³ 例えば、システム混雑と VRE 抑制など他のトレードオフを考慮した代替送電トポロジーの完全な経済的評価には、後述の発電コストおよび静的システムモデルが必要である。

上述の地理空間計画の最近の利用に関する詳細は、事例と合わせて第 7 章で取り上げている。再生可能エネルギーの文脈において多用されている実際の GIS ソフトウェアの具体例としては、ArcGIS（例えば ESRI, 2010）、Quantum GIS, gvSIG, Global Mapper などがある。

発電コストモデル

発電コストモデルでは、比較的高い時間解像度（1 時間またはそれ未満）で所定の電力系統の運用をシミュレーションする。負荷、送電、および全発電所に関する詳細情報が用いられ、発電コストを最小化し、信頼度要件に従う（Diakov et al., 2015）。また電力系統の最適なユニットコミットメントと経済負荷配分のコストが通常 1 年のタイムフレームで評価され⁶⁴、その間の電源容量構成は一定に保たれる。

この種のモデルは一般にタイプ別の発電ユニット容量などの入力データを必要とし、発電所の場所と系統の地形が含まれることもある。このような入力データのいくつかは、長期エネルギー計画および地理空間計画モデルの出力データの形で供給することができる。個々の発電所の運用上の制約（最小発電限度、最小起動／停止時間、出力変化速度、および起動コスト）は通常、発電コストモデルにおいて考慮されるが、その多くは経済負荷配分のための系統の制約も考慮する。

発電コストモデルは代替運用政策の技術経済的関連性（市場価格の影響を含む）、および市場構造（容量市場やアンシラリーサービスなど）を評価するのに適している。このようなモデルは、発電容量の特定の構成が常に負荷を満たすのに十分な柔軟性を持つかどうかを確認するのに使える。通常、投資コストは発電コストモデルの範囲外であり、長期投資の意思決定の唯一の根拠となることを意図していない。

商用および非商用の発電コストモデル分析ソフトウェアが提供されている。例として、PLEXOS（容量増設モジュールも含む）、PROMOD、U-Plan、GTMax（発電・送電最適化）、GridView、GRARE、EnergyPLAN、Dispa-SET、SIVAEL などがある。

系統解析モデル

系統解析は通常 2 つのレベルで行われる。静的系統解析（例えば潮流解析）と動的系統解析（例えば系統安定度解析）である⁶⁵。どちらの解析も、特定の容量構成、特定の系統インフラやその地勢、特定の給電シナリオなどの特定の時点（このすべてを合わせて「運用ポイント」という）における系統評価のため実施される。どちらも必要な水準の信頼度を維持するため、系統の技術的ボトルネックを評価することを目指す（「信頼度の高い」電力系統の定義については 3.6 節参照）。

潮流解析は、静的系統モデルを用いて行われ、主として系統混雑を回避するため系統を向上させる必要性を評価することを目指す。計画目的では、地理空間解析と組み合わせ、特定の年について代替系統トポロジーのアデカシー（送電系統に十分な送電容量があるかどうか）を評価するため、または発電コストモデルと組

⁶⁴ ユニットコミットメントとは、今後の数日間の給電のため各発電所の発電ユニットの起動／停止状態を決定するプロセスである。経済負荷配分とは、コミットされた発電ユニットからの出力を決定するプロセスである。最適ユニットコミットメントや給電シミュレーションは発電コストモデルに限定されない。明確なコスト数値化機能のない独立型ユニットコミットメントや経済負荷配分モデルもあり、リアルタイムのスケジュール作成やその他の運用上の解析に用いられる。

⁶⁵ これらの解析の詳細説明は IRENA (forthcoming-a) に示されている。

み合わせて特定の系統トポグラフィーに関する最適コストディスパッチの信頼度を評価するため用いられることが多い。潮流解析の簡略版⁶⁶が発電コストモデルに直接組み込まれることが多い。

安定度研究は動的系統モデルを使って行われ、電力系統が攪乱（本報告書では偶発事象という）の後どのように応答するかをシミュレーションし、その後正常な運転状況に戻ったかどうかチェックすることを目的とする。この動的シミュレーションは、ミリ秒の時間解像度を持ち、数秒から数分のタイムフレームで実施される。このような研究には系統の詳細な評価が必要であり、解析に必要な精度により、はるかに遠い時点ではなく、現在から近い将来までの系統の評価が中心となる。

動的系統モデル分析ツールは、通常潮流解析モデルパッケージの追加機能として入手できる。潮流および安定度解析のための市販ツールには、PowerFactory (DigSILENT GmbH)、PSS[®]E (Siemens PTI)、NEPLAN (NEPLAN AG)、ANATEM (CEPEL)、ETAP (ETAP)、EUROSTAG (Tractebel)、PowerWorld Simulator (PowerWorld Corporation)、PSLF (GE) などがある。

⁶⁶ 全潮流を簡略化したものは直流潮流と呼ばれる。直流潮流モデルでは、電圧の表現が簡略化される。全潮流モデルは交流潮流と呼ばれる。全交流潮流モデルでは、各ノードが有効電力注入、無効電力注入、電圧位相角、および電圧レベルの4つの変数により特徴づけられる (Delarue, 2009)。

附録 3 : 各国で使用されている長期計画ツール

表 17 は選択された国の正式なエネルギー／電力マスタープランに使用されている長期エネルギー計画ツールの概要である。情報は公開されている情報源から入手したものであり、国別の検証は行っていない。外国のコンサルタント会社や調査機関が実施した研究は、関連当局により正式に承認されているもののみを含めている。サブセクターレベルのマスタープラン（再生可能エネルギーマスタープランなど）もこのリストからは除外した。表は主に長期電源増設行程を開発し評価するため使用されるツールが中心になっている。多くの国は、オリジナルのモデルの枠組を開発する代わりに、モデル作成ソフトウェア（モデル分析ツール）を使用している。

表 17 : 選択された国で使用されている長期計画ツール

国	責任機関	モデル	適用範囲	計画策定文書	出典
アフリカ					
ボツワナ	財務・開発計画省	MESSAGE, WASP, および MAED	エネルギーシステム 2009～2016 年	国家開発計画 10	Botswana Ministry of Finance and Develop- ment Planning, 2009
ガーナ	エネルギー委員会	MESSAGE, LEAP, および RETScreen	エネルギーシステム 2006～2020 年	国家戦略エネルギー計画	Ghana Energy Commission, 2006 ; Lee and Leal, 2014
ケニア	エネルギー規制委員会	MAED（需要予測）、WASP （系統増強計画最適化）、 VALORA-GUA（短期水 力・火力系統最適化）、 PSSE（送電計画）	電力系統 2011～2031 年	最小コスト電力開発計画 アップデート 研究期間：2011～2030 年	Kenya Energy Regulatory Commission, 2011
モーリシャス 共和国	国家エネルギー委員会	WASP	エネルギーシステム 2019～2025 年	持続可能な未来のための 正しい選択：「グリーン経 済」の出現	National Energy Commission of Mauritius, 2013
モロッコ	Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable (ONEE)	WASP-IV（容量増強）お よび VALORAGUA（電力 系統のディスパッチ最適 化）	電力系統		IRENA, 2015c; Filali, 2015

ナミビア	国立電力会社	PROVIEW および PLEXOS	電力系統		IRENA, 2016e
ナイジェリア	エネルギー委員会	MAED および MESSAGE	エネルギーシステム 2009~2030年	国家エネルギーマスタープラン	Energy Commission of Nigeria, 2014
南アフリカ	エネルギー省	OSeMOSYS	エネルギーシステム 2010-2030年	2012年統合エネルギー計画報告	South Africa DOE, 2013a
南アフリカ	エネルギー省	PLEXOS (電力セクター計画)	電力系統 2010~2030年	統合エネルギー資源計画、2010~2030年	South Africa DOE, 2013b
チュニジア	チュニジア電力・ガス会社	WASP	電力系統		IRENA, 2015c ; Bali, 2015
ジンバブエ	電力供給局	WASP	電力系統		IRENA, 2016e
アジア・太平洋					
アフガニスタン	エネルギー・水問題省	PSS®E	エネルギーシステム 2015~2032年	アフガニスタン・イスラム共和国電力セクターマスタープラン	FICHTNER GmbH & Co. KG, 2013
オーストラリア	資源エネルギー経済局	E4cast	エネルギーシステム 2014~2050年	オーストラリア・エネルギー予測、2049~2050年	BREE, 2014
バングラディッシュ	電力・エネルギー・鉱物資源省	PDPAT および PSS®E	エネルギーシステム 2011~2030年	電力系統マスタープラン	MPEMR, 2011
ニュージーランド	企業・技術革新・雇用省	SADEM, GEM, および PRM	エネルギーシステム 2010~2050年	電力需要と発電シナリオ	MBIE, 2016
フィリピン	フィリピン・エネルギー省	MESSAGE (エネルギーセクター計画)、WASP (電力セクター計画)	エネルギーシステム 2012-2030年	フィリピン・エネルギープラン 2012-2030年	Philippine Department of Energy, n.d.
中南米・カリブ					
ボリビア	炭化水素・エネルギー省	OPTGEN (発電最適化) および SDDP	電力系統 2015~2025年	ボリビア多民族国電力計画 2025年	Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2014

ブラジル	MIPE2, MSR, MELP, および MESSAGE	MIPE2, MSR, MELP, および MESSAGE	エネルギーシステム 2010~2030年	国家エネルギー計画 2030年	Brazil MME and EPE, 2007
ドミニカ共和国	国家エネルギー委員会	SUPER OLADE	エネルギーシステム 2004~2015年	国家エネルギー計画 2030年	Comisio ´n Nacional de Energí ´a, 2004
ジャマイカ		META	エネルギーシステム 2013~2030年	ジャマイカ持続可能なエ ネルギーロードマップ： 低価格、高信頼度、低排 出の電力系統	Makhijani et al., 2013
メキシコ	エネルギー省	PIIRCE（発電所設置と閉 鎖のための推奨プログラ ム）、PLEXOS	電力系統 2016~2030年	国家電力系統開発計画 2016~2030年	Secretari ´a de Energí ´a, 2016; Delgado Contreras, 2016
パナマ	国家エネルギー省	OPTGEN（発電の最適化） および SDDP	エネルギーシステム 2015~2050年	国家エネルギー計画 2015~2050年	Secretaria Nacional de Energia, 2016
パナマ	国营送電会社（ETESA）	OPTGEN（発電の最適化） および SDDP	電力系統 2015~2029年	第 II 巻：推奨発電計画 （全国系統連系拡大計画 2015~2029年）	ETESA, 2016
ウルグアイ	国家エネルギー指令 （局？）	WASP（電源増設計画）、 および SimSEEE（アデカ シー評価）	電力系統		Echinope, 2014
欧州					
ドイツ	環境省およびフラウンホー ファー風力エネルギー・エ ネルギーシステム技術研究 所（IWES）、カッセル	SimEE	エネルギーシステム 2010~2050年	エネルギー目標 2050： 再生可能エネルギー源 100%	Thomas et al., 2010, p.205
ギリシャ	環境・エネルギー・気候変 動省	TIMES-MARKAL, ENPEP, WASP および COST	エネルギーシステム 2013~2020年	指令 2009/28/EC 枠内で の国家再生可能エネル ギー行動計画	MEECC, 2010
イタリア	イタリア政府	PRIMES および TIMES	エネルギーシステム 2013~2050年	国家エネルギー戦略：競 争力があり持続可能なエ ネルギーのために	Government of Italy, 2013

リトアニア	リトアニア・エネルギー研究所	MESSAGE	エネルギーシステム 2014～2050年	国家エネルギー戦略研究 アップデート、2016年	LEI, 2016, 2015
ポーランド	経済省	WASP IV および MAED	エネルギーシステム 2010～2030年	2030年までの燃料・エ ネルギー需要予測	Ministerstwo Gospodarki, 2009
ロシア連邦	ロシア科学アカデミー・エ ネルギー研究所 (ERI RAS) ロシア連邦政府分析 センター (ACRF)	TIMES	エネルギーシステム 2015～2040年	世界のエネルギー市場の 進化とロシアへの影響	Makarov et al., 2015
米国					
米国	PacificCorp	System Optimizer	電力系統 2016～2025年	2015 統合資源計画アッ プデート	PacificCorp, 2015
米国	北西部電力・環境保護委員 会)	AuroraXMP, RPM, GENESYS, および TRAP	電力系統 2016～2035年	第7次北西部環境保護電 力系統計画	Northwest Power and Conservation Council, 2016
米国	Dominion	Strategist, AuroraXMP, および Promod IV	電力系統 2016～2031年	Dominion バージニア電 力および Dominion ノー スカロライナ電力統合資 源計画報告	Dominion, 2016
米国	Tucson 電力会社	AuroraXMP	電力系統 2015～2028年	2014年統合資源計画	Tucson Electric Power Company, 2014

附録 4：本報告書で取り上げたモデル一覧

表 18 は本報告書で取り上げたモデルの一覧を参照しやすいようまとめたものである。

表 18：本報告書で取り上げたモデル、開発した機関、および詳細情報を含むウェブサイト一覧

モデル略称	モデル名	機関	ウェブページ
ANATEM	Analysis Electromechanical Transients (一時的電気機械解析)	エレクトロプラス (ブラジル電力) - 電気エネルギー研究センター (CEPEL)	www.cepel.br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm
AuroraXMP	AuroraXMP	EPIS, LLC	http://epis.com/aurora_xmp/
BALMOREL	BALMOREL	Elkraft System	http://eabalmorel.dk/
BREHOMES	Building Research Establishment Housing Model for Energy Studies (英国建築研究財団エネルギー研究住宅用モデル)	英国建築研究財団 (BRE)	www.bre.co.uk/filelibrary/pdf/rpts/Fact_File_2008.pdf
CEEM	Com-generation in European Electricity Markets (欧州電力市場における複合発電)	ケルン大学エネルギー経済研究所 (EWI)	www.ewi.uni-koeln.de/
COMPETES	COMPETES	オランダ・エネルギー研究センター	www.e-highway2050.eu/consortium/partners/ecn-the-netherlands/
CONTINENTAL	CONTINENTAL	EDF R&D (フランス電力研究開発)	www.edf.fr/groupe-edf/premier-electricien-mondial/activites/recherche-et-developpement
DIMENSION	A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets (欧州電力市場ディスパッチ・投資モデル)	ケルン大学エネルギー経済研究所 (EWI)	www.ewi.research-scenarios.de/en/models/dimension/

Dispa-SET	Dispa-SET	欧州委員会共同研究センター (JRC)エネルギー・運輸研究所	https://setis.ec.europa.eu/publications/jrc-setis-reports/dispa-set-20-unit-commitment-and-power-dispatch-model
DSIM	Dynamic System Investment Model (動的系統投資モデル)	インペリアルカレッジロンドン	www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48553/5767-understanding-the-balancing-challenge.pdf
E4cast	E4cast	オーストラリア農業資源経済局 (ABARE)	www.industry.gov.au/Office-of-the-Chief-Economist/Publications/Documents/aep/aep-2014-v2.pdf
EGEAS	Electric Generation Expansion Analysis System (電源増設解析システム)	米国電力研究所 (EPRI)	www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002001929
EMCAS	Electricity Market Complex Adaptive System (電力市場複合適応システム)	エネルギー環境経済システム分析センター (CEEESA)	http://ceesa.es.anl.gov/projects/emcas.html
EnergyPLAN	EnergyPLAN	オールボー大学	www.energyplan.eu/
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program (エネルギー・電力評価プログラム)	国際原子力機関 (IAEA)	www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSEnergymodels.html
ENPEPBALANCE	ENPEP-BALANCE	アルゴンヌ国立研究所	http://ceesa.es.anl.gov/projects/Enpepwin.html#balance
ESME	ETI's Energy System Modelling Environment (エネルギーシステムモデル分析環境)	エネルギー技術研究所 (ETI)	www.eti.co.uk/modelling-low-carbon-energy-system-designs-with-the-eti-esme-model/
EUROSTAG	EUROSTAG	Tractebel	www.eurostag.be/en/products/eurostag/the-reference-power-system-dynamic-simulation/
FAST2	Revised Flexibility Assessment Tool (改定柔軟性評価ツール)	国際エネルギー機関 (IEA)	www.iea.org/publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf
FlexAssessment	FlexAssessment	EDF R&D	www.edf.fr/groupe-edf/premier-electricien-mondial/activites/recherche-et-developpement
GEM	Electricity Authority's Generation Expansion Model (電力公社電源増設モデル)	ニュージーランド電力公社	www.mbie.govt.nz/info-services/sectors-industries/energy/energy-data-modelling/technical-papers/energy-modelling-methodology

GEM-E3	General Equilibrium Model for Economy-Energy-Environment (経済エネルギー環境一般均衡モデル)	アテネ国立技術大学 (NTUA/E3M-Lab)、ルーヴェン・カトリック大学, (KUL)、ブダペスト・コルヴィヌス大学	http://ledsgp.org/wp-content/uploads/2015/09/GEM-E3-documentation.pdf
GEMS	German Electricity Market Simulation (ドイツ電力市場シミュレーション)	ケルン大学エネルギー経済研究所(EWI)	www.ewi.uni-koeln.de/
GENESYS	Genetic Optimization of a European Energy Supply System (欧州エネルギー供給システムの遺伝的最適化)	RWTH アーヘン工科大学	www.genesys.rwth-aachen.de/index.php?id=projekt&L=3
GENTEP	Tool for the stochastic co-optimization of generation and transmission expansion planning (発電および送電増強計画の確率論的同時最適化ツール)	イリノイ工科大学(IIT)	https://ezmt.anl.gov/document/29/file
GRARE	Grid Reliability and Adequacy Risk Evaluator (系統信頼度・アデカシーリスク評価ツール)	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI) および Terna	www.cesi.it/grare
GridView	GridView	ABB	http://new.abb.com/enterprise-software/energy/bmarket-analysis/gridview
GTMax	Generation and Transmission Maximization model (発電・送電最大化モデル)	アルゴンヌ国立研究所	http://ceeesa.es.anl.gov/projects/Gtmax.html
InFLEXion	InFLEXion Flexibility Screening and Assessment Tool (柔軟性スクリーニング・評価ツール)	米国電力研究所(EPRI)	www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?productId=000000003002000333
INTRES	INTRES	ケルン大学エネルギー経済研究所(EWI)	http://kups.ub.uni-koeln.de/4856/
Invert/EE-Lab	Invert/EE-Lab	ウィーン工科大学	www.invert.at/

IPM	Integrated Planning Model (統合計画モデル)	ICF インターナショナル	www.icf.com/solutions-and-apps/ipm
Iterative gen-trans cooptimisation	Iterative gen-trans co-optimisation (反復的発送電同時最適化)	アイオワ州立大学	https://ezmt.anl.gov/document/29/file
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning (長期エネルギー代替策計画)	ストックホルム環境研究所	www.energycommunity.org/Default.asp
LIMES-EU	Long-term Investment Model for the Electricity Sector of Europe (欧州の電力セクター長期投資モデル)	ポツダム気候影響研究所	www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/limes
MADONE	MADONE	EDF R&D	www.edf.fr/groupe-edf/premier-electricien-mondial/activites/recherche-et-developpement
MAED	Model for The Analysis of Energy Demand (エネルギー需要解析モデル)	国際原子力機関(IAEA)	www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSEnergymodels.html
MARKAL	MARKet ALlocation	国際エネルギー機関(IEA)	http://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/markal
MELP	Modelo de Expansão de Longo Prazo [Long-term expansion model] (長期電源増設モデル)	エレクトロプラス (ブラジル電力) – 電気エネルギー研究センター(CEPEL)	www.cepel.br/produtos/melp-modelo-de-expansao-de-longo-prazo.htm
MESAP/ PlaNet	Modular Energy System Analysis and Planning Environment (モジュール式エネルギーシステム解析・計画環境)	シュトゥットガルト大学エネルギー経済学・省エネルギー研究所(IER) – Seven2one	www.seven2one.de/de/technologie/mesap.html
MESSAGE	Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts (代替エネルギー供給戦略およびその一般的環境影響モデル)	国際原子力機関(IAEA)	www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSEnergymodels.html

META	Model for Electricity Technology Assessment (電気技術評価モデル)	世界銀行グループ・エネルギーセクター管理支援プログラム (ESMAP)	http://esmap.org/META
Meta-Net	Market Equilibrium and Technology Assessment Network Modelling System (市場均衡技術評価ネットワークモデル分析システム)	ローレンス・リヴァモア国立研究所	http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc664399/m2/1/high_res_d/197814.pdf
MiniCAM	Mini-Climate Assessment Model (小気候評価モデル)	太平洋北西国立研究所	www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/ PNNL-14337.pdf
MIPE	Modelo Integrado de Planejamento Energético (エネルギー計画統合モデル)	リオデジャネイロ連邦大学 (UFRJ)大学院工学プログラム調整ユニット(COPPE)	www.coppe.ufrj.br/
MSR	Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia [Residential Energy Demand projection model] (住宅用エネルギー需要予測モデル)	リオデジャネイロ連邦大学 (UFRJ)大学院工学プログラム調整ユニット(COPPE)	www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20091222_2.pdf www.ppe.ufrj.br/
NEMS	The National Energy Modelling System (全国エネルギーモデル分析システム)	米国エネルギー省エネルギー部	www.eia.gov/outlooks/archive/0581(2009).pdf
NEPLAN	NEPLAN	NEPLAN AG	www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/
NETPLAN	National long-term Electric and Transportation infrastructure Planning software (全国長期電力・輸送インフラ計画ソフトウェア)	アイオワ州立大学	www.ece.iastate.edu/~vkrish/software.html
OptGen	OptGen – Model for generation expansion planning and regional interconnections (電源増設・地域系統連系モデル)	PSR	www.psr-inc.com/software-en/?current=p4040

OSeMOSYS	Open Source Energy Modelling System (オープンソースエネルギーモデル分析システム)	KTH スウェーデン王立工科大学 エネルギーシステム解析部	www.osemosys.org/
PDPAT	Power Development Planning Assistant Tool (電源開発計画支援ツール)	東京電力(TEPCO)	www.tepco.co.jp/en/corpinfo/consultant/benefit/6-power-e.html
PERSEUS	Programme-package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply-Certificate Trading (エネルギー利用における排出削減と供給証書取引プログラムパッケージ) IIP	カールスルーエ技術研究所 (カールスルーエ工科大学) 工業生産研究所(IIP)	www.iip.kit.edu/65.php
PLEXOS	PLEXOS® Integrated Energy Model (統合エネルギーモデル)	Energy Exemplar	http://energyexemplar.com/
POLES	Prospective Outlook on Long-term Energy Systems (長期エネルギーシステム予測)	Enerdata	www.enerdata.net/enerdatauk/solutions/energy-models/poles-model.php
PowerFactory	PowerFactory	DIgSILENT	www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html
PowerWorld Simulator	PowerWorld Simulator	PowerWorld Corporation	www.powerworld.com/products/simulator/overview
PRIMES	A computable price-driven equilibrium model of the energy system and markets for Europe (欧州のエネルギーシステムおよび市場の計算可能な価格主導均衡モデル)	アテネ国立技術大学(NTUA)	www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35&Itemid=80&lang=en
PRISM 2.0: USREGEN	PRISM 2.0: U.S. Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy Model (米国の地域経済、温室効果ガス、およびエネルギーモデル)	米国電力研究所(EPRI)	www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002000128

PRM	Ministry's Project Rank Model (省プロジェクトランクモデル)	ニュージーランド企業・技術革新・雇用省	www.mbie.govt.nz/info-services/sectors-industries/energy/energy-data-modelling/technical-papers/energy-modelling-methodology
Promod	Promod	ABB	http://new.abb.com/enterprise-software/energy-portfolio-management/market-analysis/promod
ProPSim	Probabilistic Production Simulation (確率論的生産シミュレーション)	再生可能エネルギー源・省エネルギーセンター(CRES)、パブリックパワー・コーポレーション-Hellas	https://setis.ec.europa.eu/system/files/Slides%20-%2018%20Giannakidis%20(CRES).pdf
PSLF	PSLF	ゼネラル・エレクトリック(GE)	www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf
PSS®E	Power Transmission System Planning Software (送電系統計画ソフトウェア)	シーメンス	http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/pages/pss-e.aspx
ReEDS	Regional Energy Deployment System (地域エネルギー配備システム)	国立再生可能エネルギー研究所(NREL)	www.nrel.gov/analysis/reeds/
REMIND	REMIND	ポツダム気候影響研究所	www.pik-potsdam.de/research/sustainable-solutions/models/remind
REMix	REMix	DLR (ドイツ航空宇宙センター) 工学熱力学研究所	www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/Modellbeschreibungen/DLR_Energy_System_Model_REMix_short_description_2016.pdf
RETScreen	RETScreenN	カナダ天然資源省	www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465
RPM	Regional Portfolio Model (地域ポートフォリオモデル)	北西部電力・環境保護委員会	www.nwcouncil.org/energy/rpm/rpmonline

RPM	Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems (資源計画モデル: 地域電力系統統合資源計画・ディスパッチツール)	国立再生可能エネルギー研究所 (NREL)	www.nrel.gov/analysis/models_rpm.html
SADEM	Ministry's Supply and Demand Energy Model (省のエネルギー需給モデル)	ニュージーランド企業・技術革新・雇用省	www.mbi.e.govt.nz/info-services/sectors-industries/energy/energy-data-modelling/technical-papers/energy-modelling-methodology
SDDP	Stochastic hydrothermal dispatch with network restrictions (系統制限があるときの確率論的水力火力発電ディスパッチ)	PSR	www.psr-inc.com/software-en/?current=p4028
SimEE	SimEE	フラウンホーファー風力エネルギー・エネルギーシステム技術研究所 (IWES)	www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/100119_BEE_IWES-Simulation_Stromversorgung2020_Endbericht.pdf
SIVAEL	SIVAEL	Energinet.dk	www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analysemodeller/Sider/Sivael.aspx
SPLAT	System planning test model (系統計画テストモデル)	IRENA	www.irena.org/sapp
Stochastic two-stage optimisation model	Stochastic two-stage optimisation model (確率論的二段階最適化モデル)	アムステルダム自由大学、ジョン・ホプキンス大学	www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/01/Binder11.pdf
Strategist	Strategist	ABB	http://new.abb.com/docs/librariesprovider139/default-document-library/strategist_br.pdf?sfvrsn=2

SUPER OLADE	Sistema Unificado de Planificacion Electrica Regional [Power System Generation and Inter-Connection Planning Model] (電力系統発電・連系計画モデル)	ラテンアメリカ・エネルギー機構(OLADE)	www.olade.org/producto/super-2/descripcion/?lang=en
SWITCH	Solar and wind energy integrated with transmission and conventional sources (送電及び従来型電源と連携した太陽光および風力エネルギー)	カリフォルニア大学バークレー校	https://rael.berkeley.edu/project/switch/
System optimizer	System optimizer (系統最適化ツール)	Ventyx - ABB	http://ventyx-system-optimizer-model.software.informer.com/ http://new.abb.com/enterprise-software
THEA	The High Temporal Resolution Electricity Market Analysis Model (高時間解像度電力市場解析モデル)	ケルン大学	http://kups.ub.uni-koeln.de/4612/
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System (統合 MARKAL-EFOM システム)	国際エネルギー機関(IEA)	http://iea-etsap.org/index.php/etsap-tools/model-generators/times
TRAP	Trapezoidal approximation model (台形近似モデル)	北西部電力・環境保護委員会	www.nwcouncil.org/media/7149907/7thplanfinal_appdixk_rsrvplusreliability.pdf
UPLAN-NPM	UPLAN Network Power Model (系統電力モデル)	LCG コンサルティング	www.energyonline.com/products/uplane.aspx
URBS-EU	URBS-EU	ミュンヘン工科大学	https://mediatum.ub.tum.de/doc/1163646/1163646.pdf
US-REGEN	US Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy Model (米国の地域経済、温室効果ガス、およびエネルギーモデル)	米国電力研究所(EPRI)	http://eea.epri.com/models.html

VALORAGUA	VALORAGUA	国際原子力機関(IAEA)	https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:19024153
WASP	Wien Automatic System Planning Package (ウィーン自動系統計画パッケージ)	国際原子力機関(IAEA)	www.iaea.org/OurWork/ST/NE/Pess/PESSEnergymodels.html

