

WWFジャパン

脱炭素社会に向けた エネルギーシナリオ提案 〈電力系統編〉

WWFジャパン委託研究

2013年9月
(株)システム技術研究所

WWFジャパン

脱炭素社会に向けた エネルギーシナリオ提案 〈電力系統編〉

WWFジャパン委託研究

2013年9月

(株)システム技術研究所

著作：株式会社 システム技術研究所
題名：脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案〈電力系統編〉
発行者：WWFジャパン（公益財団法人 世界自然保護基金ジャパン）
発行年月：2013年9月
デザイン制作：荒川俊児

Author: Research Institute for Systems Technology
Title: Energy Scenario Proposal for Decarbonizing Japan <Power Grid Scenario>
Publisher: WWF Japan
Publishing Date: September 2013
Cover Design and Layout: Shunji Arakawa

Copyright 2013 © WWF Japan. All rights reserved.

本報告書の内容に関するお問い合わせ先：

WWFジャパン 気候変動・エネルギーグループ

Tel: 03-3769-3509 Fax: 03-3769-1717

URL: <http://www.wwf.or.jp/>

Email: climatechange@wwf.or.jp

脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案〈電力系統編〉

自然エネルギー大量導入を可能とする電力システムシナリオとその費用について

目次

まえがき	1
概要	4
第1章 シナリオ実現に必要な基本要素の検討	6
1.1 燃料用電力を含むシナリオ	7
1.2 電力供給構成	8
1.3 火力発電の設備容量	9
1.4 地域別発電設備構成	9
1.5 揚水発電と蓄電池の地域別配分	12
1.6 太陽光発電の地域別配分	13
1.7 風力発電の地域別配分	15
第2章 ダイナミックシミュレーションでみた 地域間連系線の送電容量の推定	19
2.1 ダイナミックシミュレータ	19
2.2 地域間送電容量の推定方法	21
2.3 シミュレーション結果と地域間送電容量	23
2.4 デマンドレスポンスの可能性	32
第3章 費用の算定	34
3.1 地域間送電線費用	34
3.2 地域内送電線費用	35
3.3 太陽光発電の系統安定化費用	36
3.4 余剰電力利用費用	37
3.5 蓄電池費用	39
3.6 総合的費用算定	40
第4章 まとめ	41
第5章 実現のために必要な施策	47
5.1 自然エネルギーを主役とする電力システムシステムの3つのポイント	47
5.2 (1)送電網の独立性を高め、公平性を確保するために必要なこと	49
5.3 (2)気象予測を使った出力予測システムを活用した広域の中央制御の系統運用	49
5.4 (3)効率的な電力市場とルール設計	52
5.5 おわりに	53
参考資料	55
参考文献	59
参考データ	60

単位について：

MTOE=百万トン石油換算

MW=1,000kW GW=100万kW

TWh=10億kWh GWh=100万kWh

※本文中で特に断りのない図表はすべて（出典）システム技術研究所作成

まえがき

WWFジャパン 気候変動・エネルギーグループ

東日本大震災と東京電力福島第一原子力発電所の事故を受け、日本のエネルギー政策は根本的に変えていく必要があることが明らかになった。日本が今後どのようなエネルギーシステムを目指していくべきか、中長期的な視点で考えていくうえで、一つの示唆となることを願って、WWFジャパンは、システム技術研究所に研究委託して、2050年までのエネルギーシナリオを2011年から4部作で発表してきた。これは2011年2月にWWFインターナショナルから発表された、全世界で2050年100%自然エネルギー社会を目指す「エネルギーシナリオ」を、日本で実現する可能性を追求したものである。

WWFジャパン「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案」

- 第1部：省エネルギー編（2011年7月発表）
- 第2部：自然エネルギー編（2011年11月発表）
- 第3部：費用算定編（2013年3月発表）
- 第4部：電力系統編（2013年9月発表）

第1部：省エネルギー編では、現在すでにある技術や対策の普及により、日本のエネルギー需要を、2050年に現在の約半分までに減らすことができることがわかった。

第2部：自然エネルギー編では、省エネルギーで半減させた日本のエネルギー需要を、すべて自然エネルギーで満たすことは技術的には可能であることがわかった。一つのポイントは、電力だけではなく、熱・燃料を含めた総合的なエネルギーを自然エネルギーで満たすためには、最終用途エネルギー需要の約半分を、自然エネルギーで供給しやすい電力の形にすることであった。また一年間365日変動する需要に合わせて、日々自然エネルギーで供給ができるかどうかを、気象データを用いてシミュレーションを行った結果、地熱とバイオマスは一定の出力に、太陽光と風力はできる限り需要に対応し、さらに太陽光が減少する夕方には水力を用いることで、蓄電に必要となる蓄電池容量を抑えることがわかった。

第3部：費用算定編では、上記省エネルギーと自然エネルギー社会に移行する費用を算定し、毎年の投資が日本のGDPの1.6%前後で収まることがわかった。これは国内投資であるため、化石燃料の輸入に使う場合と違って、内需や雇用の拡大につながる投資となる。

最後にこの第4部で、自然エネルギーを大量導入することを可能とする電力系統システムについて検討し、費用を算定した。

自然エネルギーは長らく日本では、「不安定な電源」として取り扱われていた。しかし諸外国ではすでに発電電力量の3割を占めるような主要な電源となっている。そのポイントは、自然エネルギーを「不安定」ととらえるのではなく、「変動する電源」という位置づけに置き換え、変動電源をどのように管理していけばよいのか、という視点で扱うことである。

そもそも電力の需要は変動する。しかも天気によって変動する。なぜならば、気温が高ければ人はみなエアコンを使うし、高校野球が始まればテレビをつける。夜に寝るときは電気を消すし、朝になったら朝食の支度を始める。これらはすべて電気に関わるから、需要は天気や人の行動によって刻一刻と変動するものである。

電気というのは、需要と供給をその瞬間で一致させていかなければならないので、そもそも今までも「変動する需要」に供給を合わせていた。気象予測で気温を予測し、人の行動パターンを推測して需要を予測しているのだ。この気象予測を使えば、風も太陽光も予測できる。つまり気象予測を使って「変動する発電」を管理すればよいのである。これは自然エネルギーの先進国では常識である。

そもそも「安定」な電源として扱われている原子力というのは、一度稼働すると出力を調整しないで、ずっと一定量を供給し続ける。したがって変動する需要に合わせるできない「不自由な電源」ともいえる。不自由な電源を変動する需要に合わせるために、昼間のピークのときには火力発電所を焚き増ししたりして需要に合わせ、夜になって需要が落ちると、今度は余ってしまう原発の電気を揚水発電という水力発電所を使って電気を貯めている。そのために日本全国に原発の電力に見合うだけのたくさんの揚水発電所が作られた。(注：原子力も技術的には調整可能だが、経済性のため通常日本では出力調整はされない)

こうしてみていくと、それぞれの発電方法にメリット、デメリットがある。また必ずしも自然エネルギーだからといって、変動する電源ばかりではない。

変動する電源	風力、太陽光など
一定で出力調整しない電源	原子力
出力調整できる電源	火力発電所（石炭、石油、ガス） 火力発電所（バイオマス）、地熱発電所、水力発電所

※石炭火力は、経済性のために通常日本ではベース電源として扱われている。

自然エネルギーでもバイオマスを使った火力発電所や地熱、水力は調整できる電源である。つまり自然エネルギーだけですべての電力需要をまかなっていくことが不可能ではないことがわかる。気象予測を使って明日の風や太陽光を予測し、需要予測から、変動する自然エネルギーの出力予測を引く。残りを調整できる自然エネルギーなどでまかなって行く。こうすれば自然エネルギー 100%の世界は不可能ではないのだ。

日本は、豊かな自然に恵まれた国であるため、地熱も太陽光も風も使い切れないほどある。四季に恵まれており、低気圧（風を起す）と高気圧（晴れて太陽光が降り注ぐ）が交互に訪れる場所に位置している。もちろん365日の間には、風も太陽光も少ない時間帯がある。そのときには別の手段で補わなければならない。その手段はいろいろある。最初に使えるのが、原発のためにたくさん作られた揚水発電所だ。風が強く、需要が少ないときに、水を上の池にあげておき、足りないときに水を下の池に落として代わりに発電してもらうのである。その他蓄電池もある。

大切なのが、電気を発電所から家庭や工場などの需要家まで届ける送配電網の強化だ。日本において自然エネルギー普及が遅れている最も大きな原因は、10の電力会社が地域ごとに独占型で送電網を所有し、電力系統（発電・変電・送配電といった電気を生み出し、家庭や工場といった消費者まで輸送・分配するシステムのこと）を運用してきたことである。このため各電力会社の地域を越えた広い範囲で、自然エネルギーからの電力を有効に活用するという発想に乏しかった。今後、自然エネルギーを大量に導入していくためには、こうした電力系統の運用に関する考え方を変わるとともに、地域を越えた連系線に、変動する自然エネルギーをどの程度吸収できる容量があるかどうか課題となる。

そのために、地域間連系線をどの程度強化する必要があるのか、そして系統強化にいったいどれくらいの費用がかかるのかを算定したのが、この電力系統編である。おりしも電力システム改革の道筋が示され、議論が進んでいるときに、この電力系統編を出せることは無上の喜びである。WWFシナリオが、安全で安心な国産エネルギーの普及を後押しすることを願ってやまない。

2013年 9月

概要

WWFジャパンは、「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案」（以降WWFシナリオと呼ぶ）として、これまでに以下のような報告を継続的に作成、発表してきた。

第1部：省エネルギー編（2011年7月発表）

第2部：自然エネルギー編（2011年11月発表）

第3部：費用算定編（2013年3月発表）

今回はこれらに続くもので、2050年に100%自然エネルギーシナリオを実現するための送電系統、蓄電システム、余剰電力の燃料利用などの技術的な道筋、およびその費用について検討している。主要な検討内容は以下のようになっている。

（1）100%自然エネルギーシナリオ

100%自然エネルギーシナリオでは、純粋な電力の供給のほかに燃料供給用（電化もしくは水素生成）に太陽光と風力を利用する計画である。このため、純粋に電力を供給するために必要な規模より大きな太陽光と風力の設備を準備することで、供給が変動しても電力の不足がないようにし、生じる余剰電力を燃料用に利用するシナリオを検討した。

（2）電力供給構成

2020、2030、2040、2050年における各年の石油・石炭・ガス・原子力・水力・地熱・太陽光・風力を含む電源構成を検討している。原子力は2040年までにゼロとなり、石油・石炭・ガスの発電設備は、40年寿命で削減する場合を参考にして、2050年にはゼロになることを想定した。火力発電は太陽光と風力により生じる供給変動を調整する役割を持っており、設定した設備利用率で常時は運転し、供給が変動して不足するときには定格出力に引き上げて調整機能を持つようにした。

（3）太陽光と風力の特性検討と地域配分

拡張AMEDAS気象データ2000を用いて824地点について太陽光発電と風力発電の1時間ごとの1年間の発電電力量を計算した。風力発電は設備利用率が18%を超えるサイトとして90地点を抽出した。沖縄を除く9つの地域について1年間の1時間ごとの平均出力の地域間の相関分析を行って補完関係を検討した。太陽光発電設備は消費電力量に比例して各地域へ配分した。風力発電については、設備利用率、各地域の消費電力量を検討して、各

地域への配分を行った。

(4) 揚水発電と蓄電池

揚水発電については現状の規模が将来も利用可能とした。太陽光と風力の規模と電力需要を考慮して、地域間の送電容量が小さくなるように各地域へ蓄電池の配分を行った。

(5) 地域間送電容量の推定

沖縄については別の扱いとし、沖縄を除く全国の9地域について、はじめに地域ごとの電力供給量と全国の電力供給量を、1年間のダイナミックシミュレーションを行って算出した。そのうえで、いくつかの地域をグループにして行うダイナミックシミュレーションによって、各地域間の送電容量を推定した。

(6) 送電線の規模と費用

地域間送電費用、太陽光と風力の規模に応じて必要となる地域内送電線費用について検討した。

(7) 蓄電費用の検討

蓄電池費用を電気自動車（以降EV）の利用と揚水発電の規模を考慮して検討した。

(8) 余剰電力の利用法

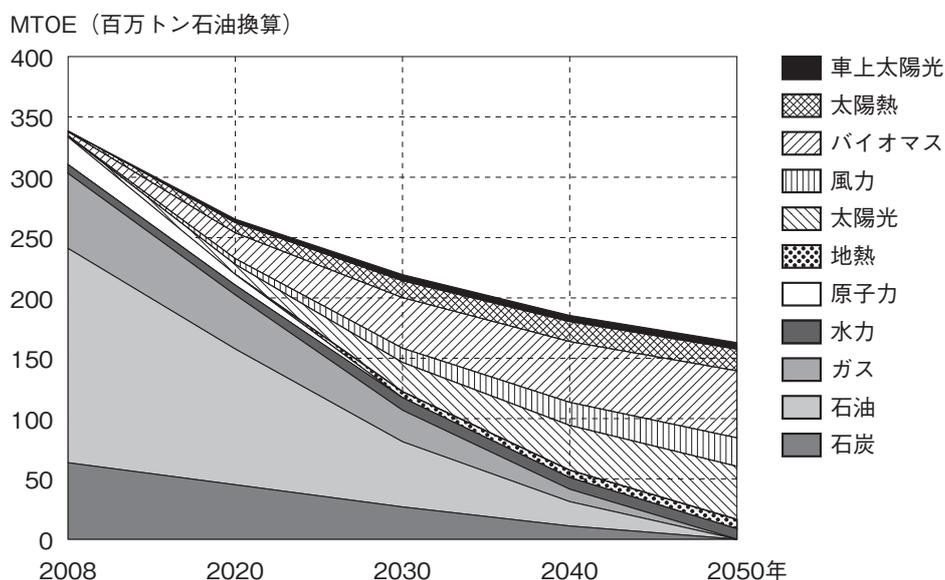
各地域で太陽光と風力の変動によって余剰電力が発生するが、まれに発生する最大の余剰電力に対応した水素生産設備を建設すると、水素生産設備費用が過大になる。そこで余剰電力の発生状況のヒストグラムから燃料への転換などを有効利用可能とするための適正な設備規模について検討した。余剰電力からの燃料電池車（以降FCV）と産業用燃料としての水素供給のための水素生産装置の規模と費用を検討している。

第1章 シナリオ実現に必要な基本事項の検討

本報告は、WWFシナリオ「第2部：自然エネルギー編」の100%自然エネルギーシナリオでの検討をもとにして、2050年までの日本の各地域の自然エネルギー導入規模と地域間送電容量、関連費用を検討する。2020、2030、2040、2050年についての気象データを用いた1年間のダイナミックシミュレーションを行って、地域ごとの自然エネルギー（特に風力発電）の適切な導入規模と、各地域間で必要となる送電容量を検討する。以下では、シミュレーションの前提になる事項として、燃料用電力シナリオ、電源構成、揚水発電、蓄電池、太陽光・風力の地域別設置容量などについて検討する。

図1には、これまでの報告で示した2050年までのエネルギー供給構成を示した。人口減少、産業構造の変化、エネルギー利用効率の向上によって、エネルギー需要は減少してゆき、必要なエネルギーの供給を2050年には100%自然エネルギーにしてゆくシナリオになっている（参考文献1、2）。

図1 WWF100%自然エネルギーシナリオの全エネルギー供給構成（MTOE）



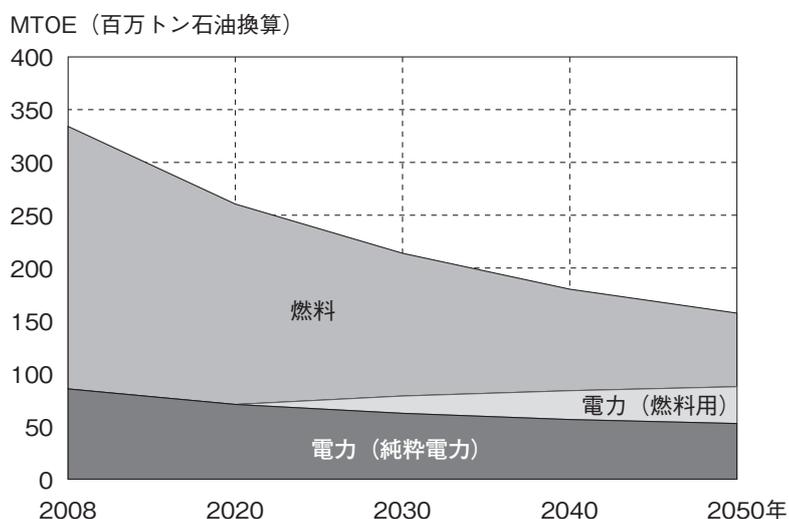
1.1 燃料用電力を含むシナリオ

自然エネルギーの多くは、太陽光や風力など電力を供給する技術である。しかし、実際のエネルギー需要は電力よりも燃料（熱と輸送用）のほうが大きい。熱や輸送用輸送燃料を供給する自然エネルギーとしては、バイオマスと太陽熱があるが、太陽光や風力によって発電した電力の利用や水素へ変換したうえでの活用なども可能である。

太陽光や風力は変動する供給源であり、1年間でみると、電力需要に対して不足と余剰が発生する。不足と余剰をならす手段として一般的なものは、蓄電である。また、太陽光と風力の設備容量規模を十分に大きく取って、余剰が大きく発生しても不足は発生しないようにすることもできる。

ここでは、太陽光と風力の供給規模を、純粹の電力需要よりも大きく設定して、1時間ごとの電力需要を不足なしに供給する^(参考文献2)。このシナリオは、純粹電力需要に対しての不足分をなくし、同時に余剰電力によって、熱や輸送用（電気自動車（EV）や燃料電池車（FCV）用の水素）の燃料を供給する。これを「燃料用電力を含むシナリオ」と呼んでいる。図2には、これまでのWWFシナリオで検討したエネルギー供給全体における燃料と電力の供給構成を示した。

図2 燃料と電力の供給構成（MTOE）



純粹電力シナリオ：自然エネルギーにより電力のみを供給する

燃料用電力を含むシナリオ：自然エネルギーにより電力と一部の燃料を供給する

2050年には、この燃料用電力を含むシナリオで、太陽光・風力・地熱・水力・バイオマスによるエネルギー供給量を純粹電力の1.6倍程度に設定して、不足分なしで電力のすべてに供給し、生じる余剰電力分を熱と輸送用燃料（熱供給用水素、EV用電力、FCV用水素）に供給することを想定している。

1.2 電力供給構成

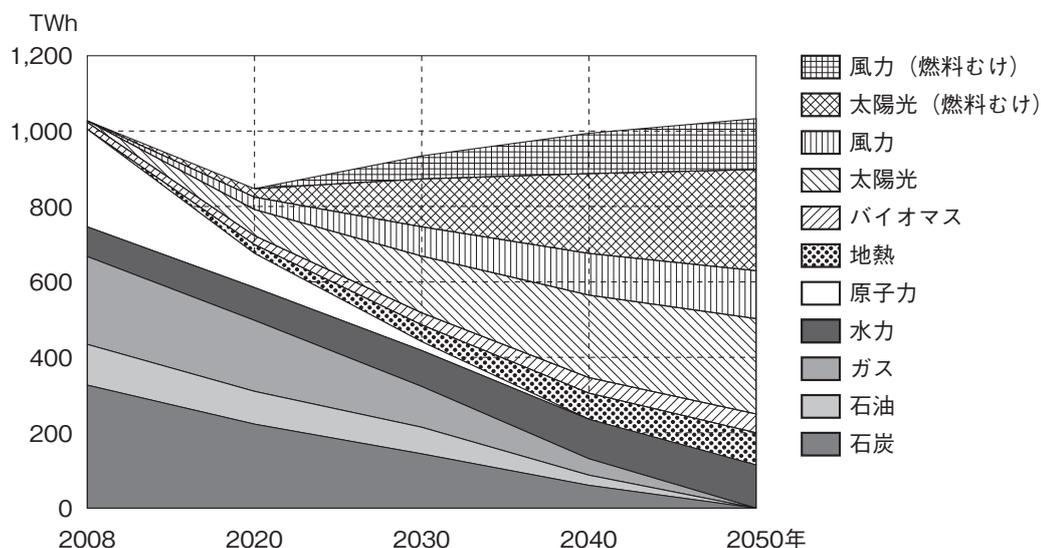
すでに提出したシナリオでは、2020～2050年の発電電力量は表1のような計画になっている。

表1 各年の燃料用電力を含む供給電力量構成 (TWh)

電力構成 (TWh)	2008	2020	2030	2040	2050年
石炭	322	220	140	56	0
石油	107	85	70	28	0
ガス	233	190	110	44	0
水力	83	90	97	105	111
原子力	258	89	23	0	0
地熱	3	24	45	70	87
バイオマス	15	23	32	42	49
太陽光	2	68	151	219	253
風力	3	34	76	109	127
純粋電力への供給計	1,006	824	744	674	627
太陽光 (燃料むけ)	0	20	128	214	270
風力 (燃料むけ)	0	10	64	107	135
燃料用を含む電力合計	1,006	854	937	994	1,033

この電力量を供給するための石炭・石油・ガス・水力・原子力・地熱・バイオマスの供給構成は図3のように想定した。原子力は、2040年までにゼロとなり、2050年には石炭・石油・ガスもゼロになるものと想定した。2020年からは燃料用電力分として太陽光と風力が増大してゆき、全供給電力量は2050年には純粋電力の1.6倍になる。

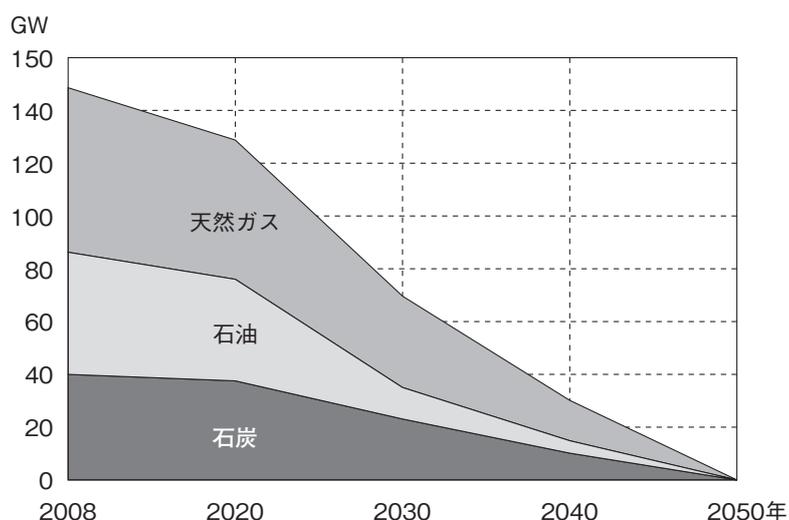
図3 燃料用電力を含む供給電力量構成 (TWh)



1.3 火力発電の設備容量

火力発電は自然エネルギーの変動を調整する機能を持っている。火力発電設備が寿命40年で減少してゆくときの推移を参考^(参考資料²)にして、本報告における火力発電の容量の推移を、シナリオにおける発電電力量に合わせて図4のように想定した。寿命40年の場合と比較すると、2020年ごろまでは減少の速度はややゆるやかになることを想定している。

図4 本報告における火力発電容量の推移 (GW)



1.4 地域別発電設備構成

表2と図6には、太陽光と風力を除く各種発電源の地域別設備容量構成(2020～2050年)を示した。地域別の配分は、将来にわたって現状の設備の地域配分と同じ比率を想定している。化石燃料の発電設備は供給用の調整電源として重要である。設備利用率は表1の電力を供給するために必要となる数値とした。

2020年～2040年の石油・石炭・ガスの発電の設備利用率は、おおよそ石油25～77%、石炭61～69%、ガス32～41%となった。原子力の設備利用率70%は不変としている。最大需要時に、供給が不足するときには、石炭・石油・ガス・地熱・バイオの出力を定格出力にして対応するものとした。水力は定格で46%であるが、最大80%までの出力とした。化石燃料の発電設備が定格で稼動するのはごく短い時間なのでCO₂排出には大きな影響はない。

太陽光と風力を除く合計の発電設備容量は、図6に示すように2050年まで減少してゆくことを想定している。

表2 太陽光と風力を除く発電設備容量構成 (MW)

2020年	石炭(MW)	石油(MW)	ガス(MW)	水力(MW)	原子力(MW)	地熱(MW)	バイオ(MW)
北海道	2,302	1,710	0	960	650	1,437	139
東北	7,535	1,868	5,130	1,932	1,027	979	346
関東	5,320	9,675	22,597	5,635	5,435	394	1,221
中部	4,195	4,581	13,242	3,512	1,100	358	549
北陸	2,967	1,350	0	977	547	305	121
関西	1,745	7,358	6,113	5,064	3,066	22	618
中国	4,108	4,146	1,566	1,316	402	42	260
四国	3,717	2,156	0	631	635	11	125
九州	4,723	4,622	4,248	2,218	1,652	388	365
沖縄	1,089	644	0	0	0	0	33
合計	37,702	38,108	52,896	22,246	14,514	3,937	3,778
利用率 (%)	67	25	41	46	70	70	70
2030年	石炭(MW)	石油(MW)	ガス(MW)	水力(MW)	原子力(MW)	地熱(MW)	バイオ(MW)
北海道	1,405	506	0	1,170	168	2,685	191
東北	4,600	553	3,417	2,541	265	1,829	475
関東	3,247	2,864	15,051	5,875	1,405	736	1,676
中部	2,560	1,356	8,820	3,829	284	669	753
北陸	1,811	400	0	1,196	141	570	166
関西	1,065	2,178	4,071	5,104	792	41	849
中国	2,507	1,228	1,043	1,381	104	78	356
四国	2,269	638	0	703	164	21	171
九州	2,883	1,368	2,829	2,321	427	726	501
沖縄	664	191	0	0	0	0	46
合計	23,013	11,283	35,231	24,119	3,751	7,354	5,185
利用率 (%)	69	71	36	46	70	70	70
2040年	石炭(MW)	石油(MW)	ガス(MW)	水力(MW)	原子力(MW)	地熱(MW)	バイオ(MW)
北海道	644	187	0	1,400	0	4,181	253
東北	2,108	205	1,541	3,208	0	2,849	630
関東	1,488	1,060	6,788	6,137	0	1,146	2,222
中部	1,174	502	3,978	4,176	0	1,041	999
北陸	830	148	0	1,435	0	888	221
関西	488	806	1,836	5,148	0	65	1,125
中国	1,149	454	470	1,452	0	121	472
四国	1,040	236	0	781	0	32	227
九州	1,321	506	1,276	2,434	0	1,130	664
沖縄	305	70	0	0	0	0	200
合計	10,547	4,174	15,889	26,170	0	11,454	7,013
利用率 (%)	61	77	32	46	—	70	70
2050年	石炭(MW)	石油(MW)	ガス(MW)	水力(MW)	原子力(MW)	地熱(MW)	バイオ(MW)
北海道	0	0	0	1,560	0	5,179	0
東北	0	0	0	3,672	0	3,529	234
関東	0	0	0	6,319	0	1,420	2,586
中部	0	0	0	4,418	0	1,290	1,162
北陸	0	0	0	1,601	0	1,100	257
関西	0	0	0	5,178	0	80	1,310
中国	0	0	0	1,502	0	150	550
四国	0	0	0	835	0	40	264
九州	0	0	0	2,512	0	1,400	773
沖縄	0	0	0	0	0	0	865
合計	0	0	0	27,598	0	14,188	8,000
利用率 (%)	—	—	—	46	70	70	70

図5 太陽光と風力を除く地域別発電設備容量構成 (2020~2050年)

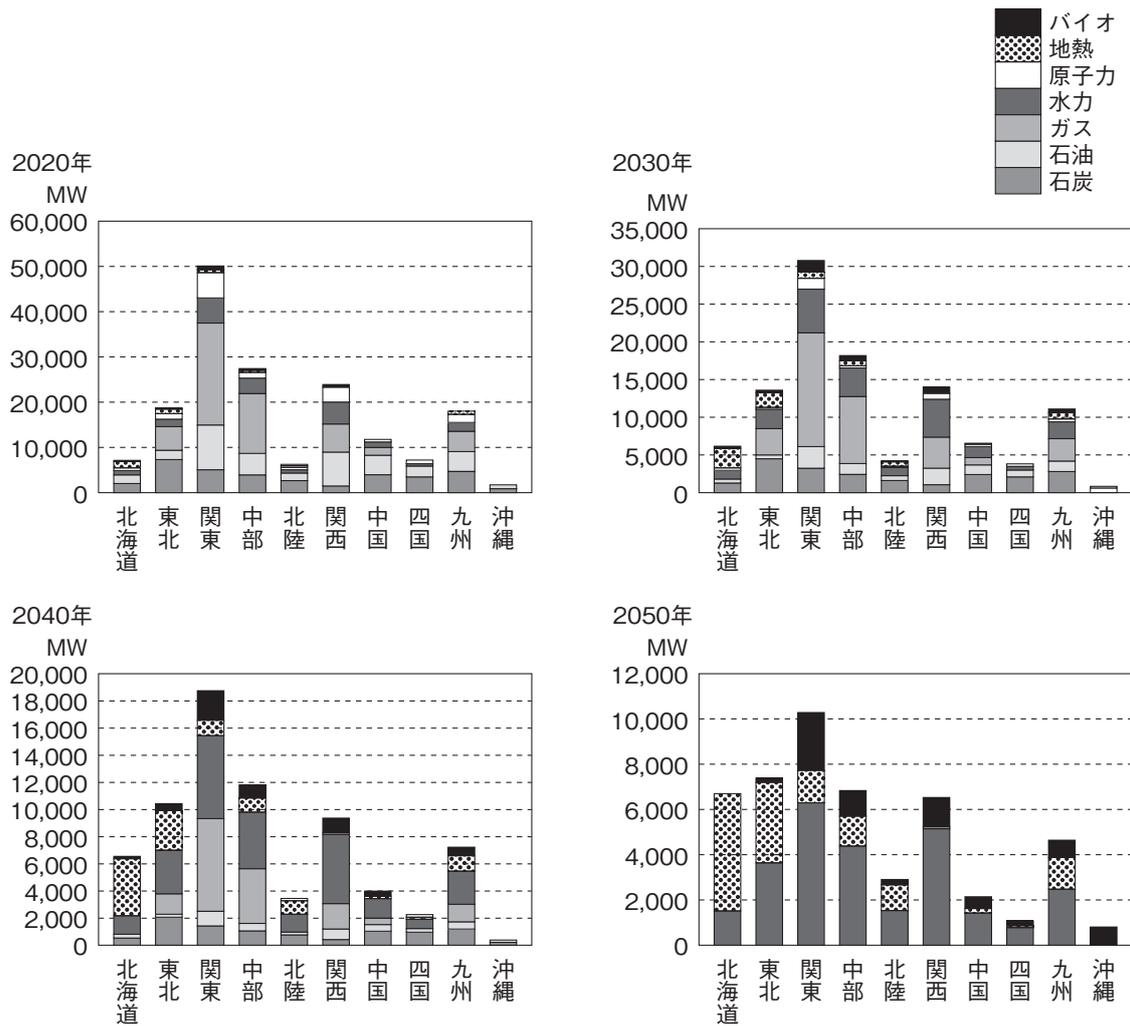
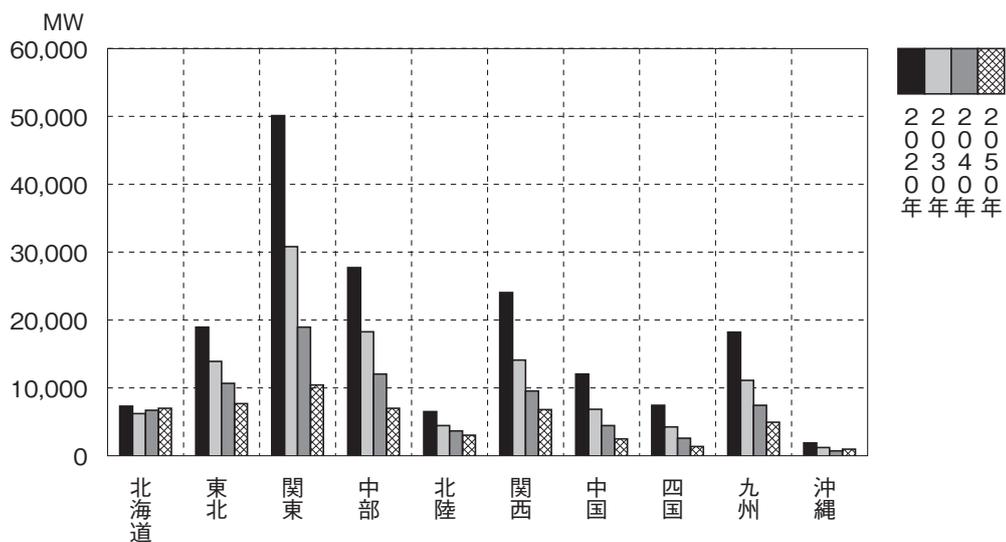


図6 太陽光と風力を除く地域別の発電設備容量の推移 (2020~2050年の推移)



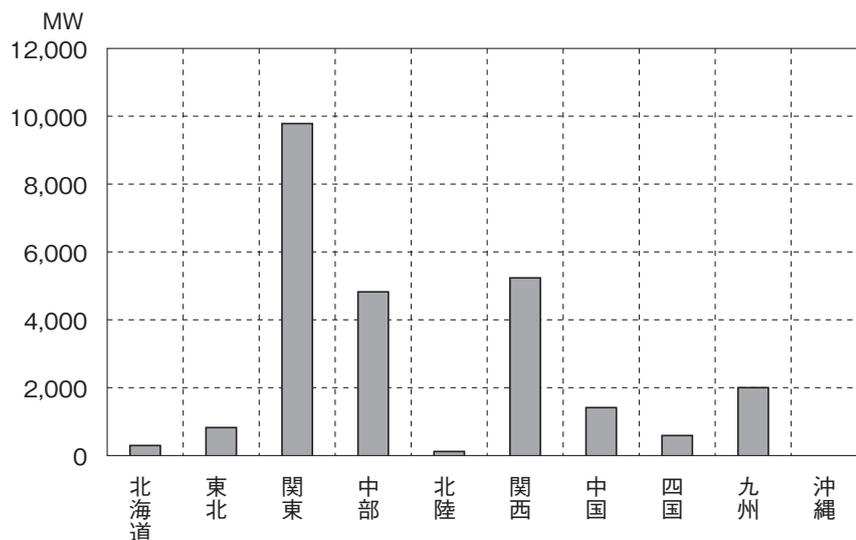
1.5 揚水発電と蓄電池の地域別配分

現状の揚水発電の地域的配分は表3・図7のようになっている。全国合計で出力2512万kW、4.5時間継続的に利用可能とし、最大蓄電電力量は113GWhとした。これ以上増設することはなくこの規模を将来も維持するものと想定した。揚水発電の効率は70%であり、30%は損失になる。

表3 揚水発電の地域別分布

	揚水 (MW)	揚水 (MWh)
北海道	304	1,370
東北	808	3,636
関東	9,743	43,842
中部	4,813	21,658
北陸	129	580
関西	5,234	23,555
中国	1,452	6,534
四国	609	2,740
九州	1,991	8,958
沖縄	35	158
合計	25,118	113,031

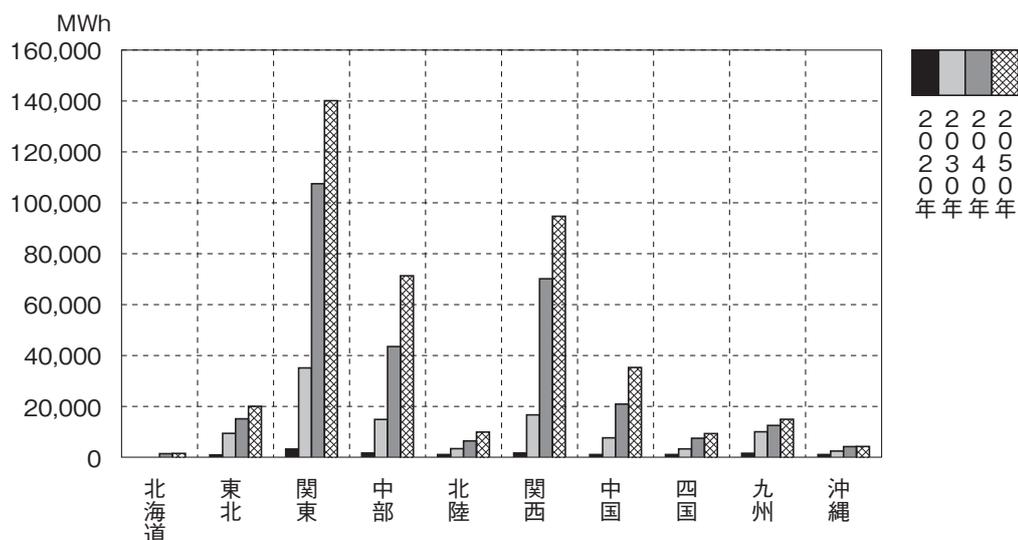
図7 揚水発電の地域別分布 (MW)



揚水発電だけでは蓄電設備は不足であり、蓄電池が必要になる。(圧縮空気貯蔵などのほかの蓄電技術が低費用で利用可能になれば歓迎である。ただし、ここではEVの普及を想定しており、蓄電池の費用低下が進むものと想定している)

蓄電池の規模は、現在はゼロであるが2050年までに増大させていくものとした。全国を一つの地域として想定したケースを計算し、10地域全体に必要な蓄電池の規模を検討した。すでに行った計算では、全国について2050年に300GWh程度が適当となっている(参考文献2)。しかし、各地に分散して配置する場合は、単一地域で想定される容量より多く配置する必要があるため、蓄電池規模を2050年には400GWhに増やして、2020、2030、2040年にはそ

図8 蓄電電力量の地域配分 (MWh)



それぞれ10、100、300GWhと想定している。この全体の蓄電電力量を各地域に分配し、実際にシミュレーションを行い、蓄電池の年間平均蓄電レベルが低い場合には、蓄電池への要求が少ないものとみなして配分調整した。その結果、電力需要の大きい地域には、蓄電池の規模を大きくすることが適当であることがわかった（図8、表4）。

蓄電電力量の20%が1時間に取り出せるものとし、効率（蓄電した電力量に対してとり出すことができる電力量）は90%と想定した。

表4 蓄電電力量の地域配分 (MWh)

	2020	2030	2040	2050年
北海道	0	0	1,000	1,000
東北	917	9,170	15,000	20,000
関東	3,232	34,879	107,638	140,000
中部	1,453	14,529	43,587	71,000
北陸	321	3,215	6,000	10,000
関西	1,637	16,367	70,000	95,000
中国	687	6,874	20,622	35,000
四国	330	3,304	6,911	8,800
九州	966	9,662	12,242	15,000
沖縄	456	2,000	4,000	4,200
合計	10,000	100,000	287,000	400,000

1.6 太陽光発電の地域別配分

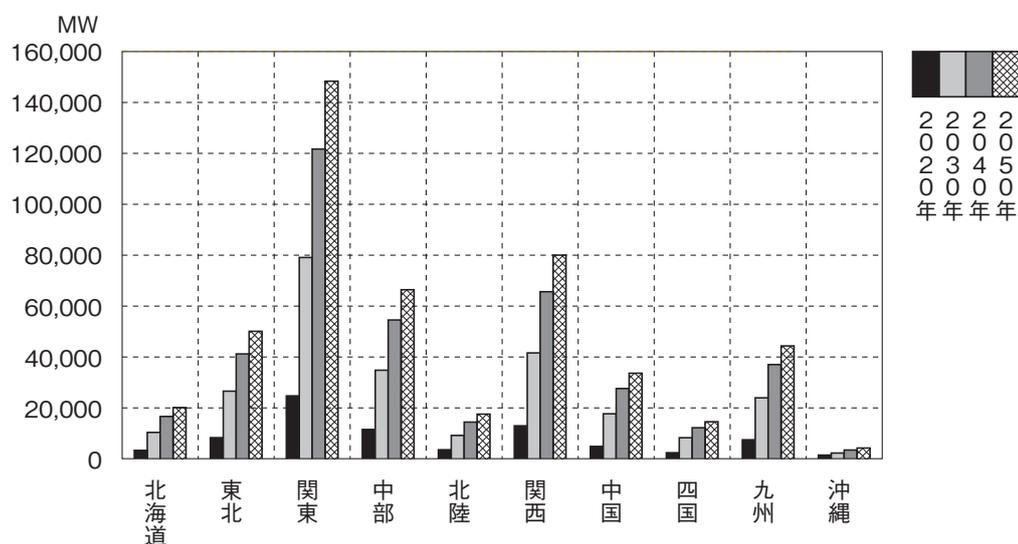
太陽光発電については、ユニットとして定格出力1kWの太陽電池パネルを各サイトで年間最大発電電力量になるように設置した。すなわち、南向き、傾斜角を「緯度-5」度に設定し、1時間ごとの水平面日射データ（拡張AMEDAS2000）を直達光と散乱光に分離し、設定した傾斜面に対する日射量をもとめ、1年間の発電電力量を計算した。842地点について各地域のそれぞれの年間消費電力量に比例した電力量を供給するように、ユニット数を計算して配分した。これまでのWWFシナリオ検討では2050年の太陽光発電の容量は4.77億kWになっている。これは燃料用電力を含むものであり、純粋電力用には2.27億kWである（参考文献2）。

ここでは、別途に検討した結果を利用して、太陽光と風力の発電電力量の比を2：1として規模の設定を行っている（参考文献13、14）。太陽光発電の設備利用率は、全国平均で12.6%になっている。表5に示すように、地域ごとの太陽光発電の出力がその地域の電力需要に比例するように配分した。電力需要に対する太陽光発電の出力の割合は、各地域で同じであり、10.7%（2020年）、37.1%（2030年）、63.7%（2040年）、84.0%（2050年）としている。図9には、各年における太陽光発電の規模を示している。

表5 太陽光発電の地域別配分（2050年）

	容量 (MW)	発電電力量 (GWh)	設備利用率 (%)	消費電力量 (GWh)	発電電力量/消費電力量 (%)
北海道	20,120	19,389	11.0	23,085	84.0
東北	49,989	48,287	11.0	57,491	84.0
関東	147,911	170,194	13.1	202,636	84.0
中部	65,896	76,505	13.3	91,088	84.0
北陸	17,413	16,928	11.1	20,155	84.0
関西	79,472	86,185	12.4	102,613	84.0
中国	33,287	36,197	12.4	43,096	84.0
四国	14,621	17,396	13.6	20,712	84.0
九州	44,166	50,879	13.2	60,577	84.0
沖縄	4,052	4,613	13.0	5,492	84.0
全国計	476,927	526,571	12.6	626,945	84.0

図9 太陽光発電の設置規模（MW）



地域間の太陽光発電の補完性

自然エネルギーは、地域ごとに変動のあり方が異なる可能性がある。その変動パターン
の地域間の差異が十分に大きければ、それらが合わさったとき、地域間での変動をおたが
いに補完できる可能性がある。そこで太陽光と風力について相関分析を行って検討した。

表6 太陽光発電の地域別相関分析（1時間ごとの太陽光発電出力の相関係数を示す）

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道	1								
東北	0.9236	1							
関東	0.8831	0.9079	1						
中部	0.8840	0.9093	0.9455	1					
北陸	0.8574	0.9292	0.8636	0.9016	1				
関西	0.8745	0.9039	0.9146	0.9700	0.9065	1			
中国	0.8604	0.8988	0.8900	0.9348	0.8963	0.9525	1		
四国	0.8473	0.8809	0.9009	0.9414	0.8662	0.9511	0.9696	1	
九州	0.8372	0.8733	0.8858	0.9095	0.8534	0.9157	0.9437	0.9613	1

※相関係数は、ふたつの変数の間の直線的な相関関係の程度を表すもので、完全に相関関係があれば1.0、まったくないときには0である。

太陽光発電の9つの地域間の相関分析を行った結果は表6のようになった。これは1時間ごと1年間の発電電力量（8760時間）についての相関分析である。当然ではあるが、各地域間の相関係数は0.84～0.97といずれも高くなっている。とくに高いのは、関西・中部の地域の相関、および四国・中国・九州の地域の相関である。これより太陽光については地域間の補完関係はないと考えられる。

1.7 風力発電の地域別配分

風力発電は、各サイトにユニットとして出力2000kW、直径80m、プロペラ中心高さ（ハブ高さ）65mの風車を設置した。カットイン風速（利用開始風速）3m/s、カットアウト風速（運転停止風速）25m/sとして、842地点の風速データを用いてハブ高さの風速を計算し、効率40%で1時間ごとの平均出力を計算した。風力発電の年間設備利用率が18%以下の地点は除外して、90サイトを有効とした。2050年の燃料用電力を含む風力発電の容量は1.13億kWとなった。純粋電力用には0.52億kWの規模である（参考文献2）。

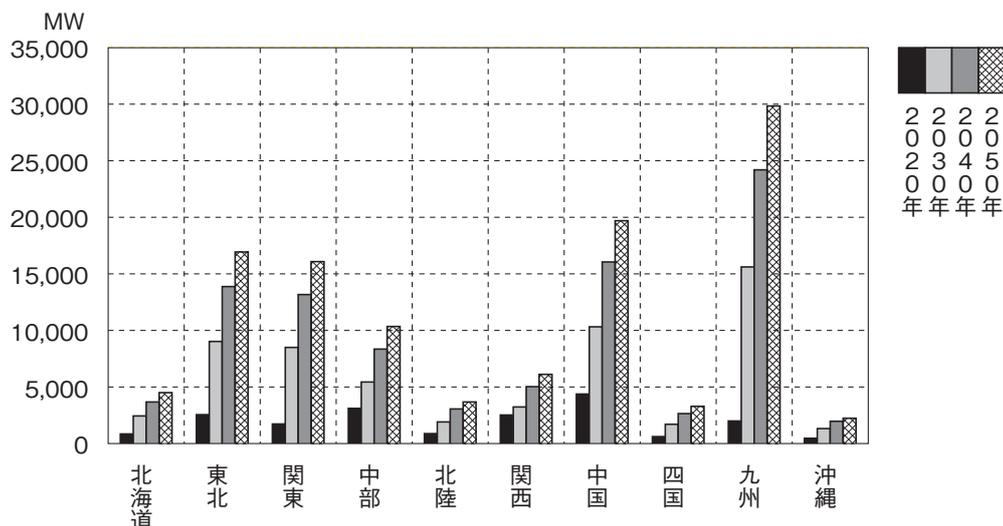
設備利用率は全国平均で26.6%になっているが、地域別にみると北陸の18.9%から四国の43.6%まで広がっている。これらの設備利用率の高いサイトには離島が含まれているが、洋上風力のデータに近いものとみなすことができる。消費電力量に対する風力発電の割合は、全国では42%に設定しているが、地域別にはばらつきがあり、関西の12%から九州の120%まで広がっている。なお、風力発電が1年間（8760時間）にゼロになる時間数を調べてみると、設備利用率が低い北陸が2799時間と大きくなっている。全国で見ると発電ゼロ時間数がゼロになっているのは、日本中の風力発電を合計すると必ずどこかで発電していることを示している（表7）。

風力発電の地域ごとの配分比は、大消費地である関東と関西に、またその隣接する地域に多く設定する。このため、関東地域に対しては東北の風力を大きく、関西地域には中部、北陸、中国、四国、九州の風力規模を大きく配分した。北海道を大きくすると、東北を経

表7 風力発電の地域別配分 (2050年)

	容量 (MW)	発電電力量 (GWh)	設備利用率 (%)	消費電力量 (GWh)	発電電力量/消費電力量 (%)	発電ゼロ時間数
北海道	4,655	12,376	30.4	23,085	53.6	0
東北	16,988	37,391	25.1	57,491	65.0	0
関東	16,099	41,341	29.3	202,636	20.4	0
中部	10,332	24,752	27.4	91,088	27.2	153
北陸	3,819	6,320	18.9	20,155	31.4	2,799
関西	6,224	12,376	22.7	102,613	12.1	193
中国	19,618	37,391	21.8	43,096	86.8	272
四国	3,238	12,376	43.6	20,712	59.8	765
九州	29,712	72,675	27.9	60,577	120.0	0
沖縄	2,311	6,320	31.2	5,492	115.1	0
全国計	112,996	263,317	26.6	626,945	42.0	0

図10 風力発電の地域別設置規模 (MW)



由して関東に送るための送電線投資が過大になりやすいため、比較的小さめにしている。

地域間の風力発電の補完性

太陽光発電の場合と同様に、地域間の補完関係を検討するため、各地域の風力発電の相関性を検討した。9つの地域間の1時間ごとの1年間(8760時間)の発電電力量の相関係数を求めると、表8のようになった。

北海道と東北の相関係数が0.51と比較的高いが、そのほかの地域間の相関は0.3付近かそれ以下である。北海道と東北は経度が近い。風は西から東へ移動する低気圧から生じるため、経度が近いのでいくらかの相関性があるものと想像される。他の地域間については、緯度は同じ程度であるが、経度が異なるため風力エネルギーの相関性は低いと考えられる。

例として、図11に北海道と東北の、図12に東北と関東の相関分布図を示した。図上の

一つ一つの点は、1年間（8760時間）のある1時間における、北海道・東北・関東それぞれの風力発電平均出力を示している。

表8 風力発電の地域別相関分析（1時間ごとの風力発電平均出力の相関係数を示す）

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道	1								
東北	0.5112	1							
関東	0.1346	0.2579	1						
中部	0.2876	0.3274	0.2505	1					
北陸	0.1480	0.2839	0.1117	0.1214	1				
関西	-0.0052	0.0432	0.2054	0.1731	0.0251	1			
中国	0.3047	0.3446	0.1411	0.3021	0.2023	0.17339	1		
四国	0.0108	-0.0069	0.0682	0.0840	0.0107	0.15913	0.1399	1	
九州	0.1626	0.2265	0.2192	0.2513	0.1279	0.26974	0.2903	0.1994	1

図11 東北と北海道の風力発電の相関分析（相関係数0.5112）

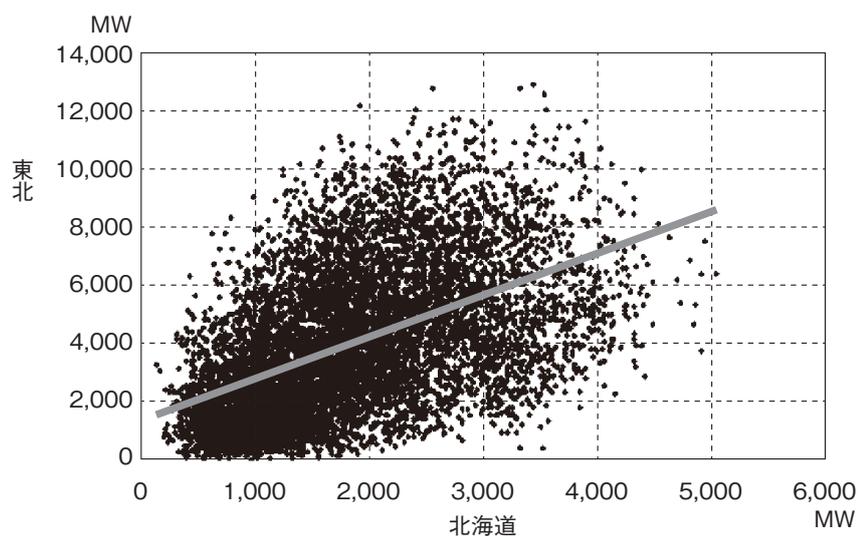
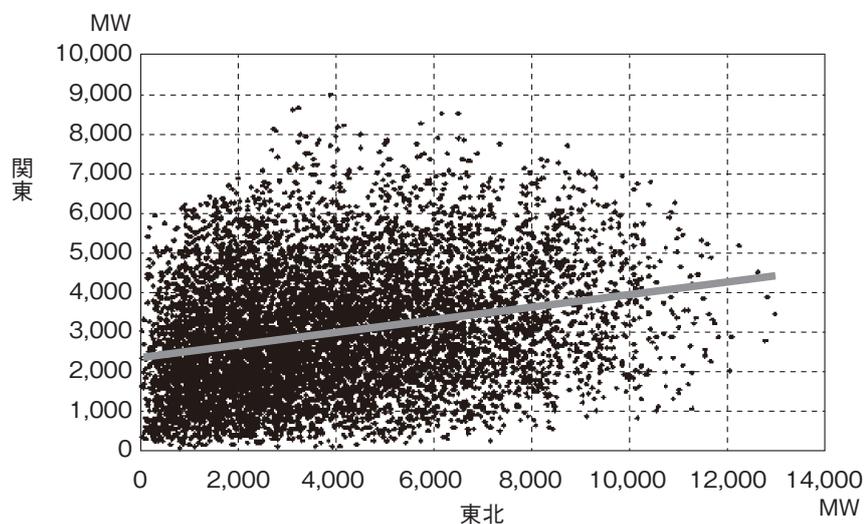


図12 関東と東北の風力発電の相関分析（相関係数0.2579）



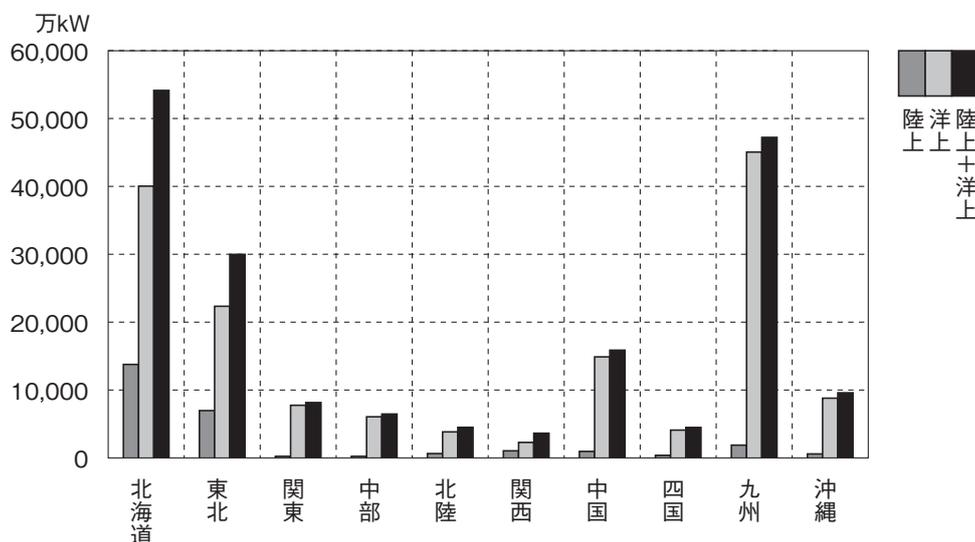
各地域間の風力発電の相関性が低いことは、地域間を送電線によって接続して相互の不足分を補完できる可能性を示している。これは、風力発電設備を設置する地域を広くとることによって変動を吸収できることを示している。

風力発電の規模とポテンシャル調査の関係

環境省調査による陸上と洋上の風力ポテンシャルを図13に示す(参考文献4)。風力発電の地域別配分は、地域間の送電規模に大きな影響を与えるので慎重な配分が必要であることがわかった。図13のように陸上+洋上の風力ポテンシャルでは、北海道、東北、九州が大きな数値になっている。

表9に示すのは、各地域のポテンシャルと本シナリオの2050年の風力発電の設置規模である。洋上と陸上のポテンシャル合計に対して、実際の2050年の設置規模は、全体では6.1%であるが、関東19.3%、関西16.2%、中部15.4%になっている。

図13 風力発電ポテンシャル (万kW)



出典：環境省（参考文献4）

表9 風力発電のポテンシャル (万kW) と配分比の設定

	陸上	洋上	合計	配分比 (2030~2050)	2050年風力 (万kW)	2050年容量/ポテン シャル合計 (%)
北海道	13,966	40,314	54,280	47	466	0.9
東北	7,263	22,479	29,742	142	1,699	5.7
関東	411	7,938	8,349	157	1,610	19.3
中部	481	6,212	6,693	94	1,033	15.4
北陸	795	3,869	4,664	24	382	8.2
関西	1,290	2,542	3,832	47	622	16.2
中国	924	15,199	16,123	142	1,962	12.2
四国	491	4,167	4,658	47	324	7.0
九州	2,098	45,467	47,565	276	2,971	6.2
沖縄	574	9,074	9,648	24	231	2.4
合計	28,293	157,261	185,554	1000	11,300	6.1

第2章 ダイナミックシミュレーションでみた 地域間連系線の送電容量の推定

自然エネルギーによる電力シミュレータを利用して石炭・石油・ガス・原子力・水力・地熱・バイオマスの発電を含めて、各地域における1年間の1時間ごとの電力需給を検討した(参考文献2)。このシミュレータでは、ある地域である時刻に電力供給が不足すると、その不足電力が外部から供給されたものとして記録する。これから1年間の不足電力(MW)とその電力量を知ることができる。同様に余剰が生じれば余剰電力(MW)が記録される。不足電力は、その地域が外部から電力を導入する必要規模を示しており、1年間の最大値をみれば、地域への最大送電規模を推定するのに有効である。

2.1 ダイナミックシミュレータ

開発したプログラムは、日本全体について、電力需要、既存発電設備、太陽光・風力発電設備、蓄電設備(揚水+蓄電池)が与えられた場合に、拡張AMEDAS2000の気象データを用いて1年間の1時間ごとの平均出力のシミュレーションを行う。電力需要は毎月の電力需要にもとづいて1日24時間の日負荷パターンを設定している(全国の負荷曲線を一律とおいた)。このシミュレータを10電力の各地域に適用して計算を行っている(参考文献2)。

まず、沖縄については完全に独立して電力供給ができるように、太陽光と風力、さらに変動分をバイオマス発電が補うようにし、2050年にはエネルギー自給自足できることを確認した。沖縄以外の9地域については、次のような順序で計算を行った。

1. 9地域(北海道から九州)をひとつの地域として計算

初めに、日本全体では電力の不足が生じないかを検討した。沖縄を除く9地域をひとつの地域として想定したケースについて、必要な太陽光と風力の規模を設定して、1年間の電力需給を計算した。その結果、1年間に一度も電力の不足が生じないことを確認した(余剰はあるが不足はない)。

2. 地域ごとの独立のシミュレーション

次に、それぞれの9地域ごとに独立のシミュレーションを行って、1年間の最大の電力不足分(最大不足電力)を検討した。9電力地域全体では不足が出なくても、地域ごとに見ると限定した蓄電池容量と太陽光と風力の供給容量によっては不足が生じることがある。自然エネルギーが大量に利用されるときには、地域の資源が有効に利用されるので、各地域はエネルギー自立に近づいていく。しかし、関東や関西のような大都市を含む電力

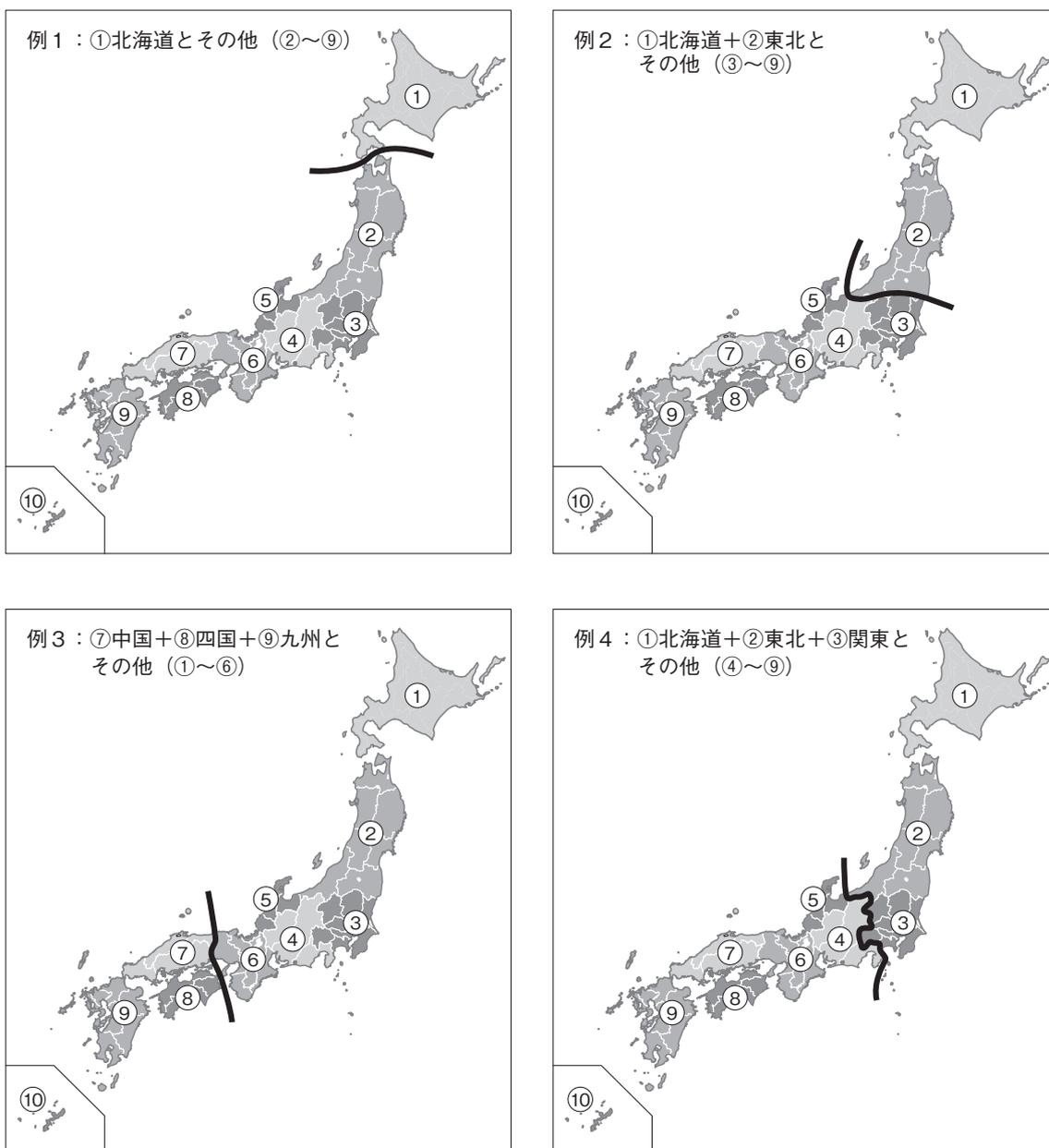
需要の大きい地域では、その地域内だけでは供給が困難なときもあるため、地域外からの送電が必要になってくる。

3. いくつかのグループに切断した場合のシミュレーション

9地域を結ぶ送電網全体をいくつかのグループに切断して、それぞれのグループの地域の最大の不足電力と余剰電力を計算した。このようにすると、切断面において双方向に必要な最大の送電規模、つまり地域間送電線の必要容量を知ることができる。

図14の太線は切断区分の例を示している。例1は、北海道と東北の間を切断、例2は東北と関東の間を切断、例3は九州+四国+中国の地域を他の地域から切断したケースで

図14 地域間の切断によるシミュレーションの例（①北海道、②東北、③関東、④中部、⑤北陸、⑥関西、⑦中国、⑧四国、⑨九州、⑩沖縄を表す）



ある。この切断面によって送電網を分けてシミュレーションを行い、切断した2つの地域間の電力のやりとりを求めた。切断部分における2つの地域の年間最大不足電力（MW）を検討することができる。

2.2 地域間送電容量の推定方法

さらに、このプログラムを利用していくつかの複数の地域をまとめたグループを対象にした計算を行って、以下のような各地域間の送電規模を推定する方法を検討した。

まず、「北海道+東北+関東」地区（東日本地区）と、「中部+北陸+関西+中国+四国+九州（西日本地区）」地区の2つの地区を区分して考えた。（図14の例4）この両者の間の送電容量はできる限り小さくなるように考えている。関東と中部の間の周波数変換の問題を避けるだけでなく、地理的・気象条件的にも合理的である。理由は以下のとおり。

- 1) 両者は、関東と関西という大規模需要地をそれぞれ有している。
- 2) 太陽光については、どの地域でも需要に比例した発電規模を設定している。
- 3) 関東には、北海道と東北から風力を供給できる。
- 4) 関西には、北陸、中部、中国、九州などから風力が供給できる。

送電容量の計算をする過程で、風力発電設備と蓄電池の各地域への配分によって、計算結果が変化することがわかった。ここでは多様な地域配分の計算結果を検討し、適切な配分を決定して以下を確認した。

- 1) 沖縄を除く9地域全体の計算では不足分を生じない。
- 2) 「①北海道+②東北+③関東」地区では不足分は生じない。
- 3) 「④中部+⑤北陸+⑥関西+⑦中国+⑧四国+⑨九州」地区では不足分を生じない。

ここで「不足分を生じない」とあるのは、プログラムの計算結果のなかで1年間における「最大不足電力（MW）」の項目がゼロになること示している。

以上のような前提のもとで、送電区間ごとに表10のような推定方法を作成した。

ここで、②東北→①北海道および③関東→②東北の送電区間（方向）が省略されているのは、両者とも後のシミュレーション結果において、常にゼロとなるからである。

なお、中部・北陸間（南福光変電所）、関西・四国間（阿南紀北直流幹線）に現在送電線があるが、ここでの計算対象としていない。この区間は迂回路として上記計算結果の一部を配分すれば、別途計算可能である。

なお、ここでは同時に「不足電力量（MWh）」にも注目して、その大きさも必要に応じて検討している。送電容量が大きくても、その発生時間はごくわずかであって、その電力量は小さい場合は、送電線を敷くよりもデマンドレスポンスで対応したほうが経済性が高

表10 地域間の最大送電容量の推定方法

送電区間	最大送電容量の推定方法
①北海道→②東北	「②東北+③関東」の不足分
②東北→③関東	③関東の不足分
④中部→⑥関西	「⑤北陸+⑥関西+⑦中国+⑧四国+⑨九州」の不足分
⑥関西→④中部	④中部の不足分
⑤北陸→⑥関西	「④中部+⑥関西+⑦中国+⑧四国+⑨九州」の不足分
⑥関西→⑤北陸	⑤北陸の不足分
⑥関西→⑦中国	「⑦中国+⑧四国+⑨九州」の不足分
⑦中国→⑥関西	「④中部+⑤北陸+⑥関西」の不足分
⑦中国→⑧四国	⑧四国の不足分
⑧四国→⑦中国	「④中部+⑤北陸+⑥関西+⑦中国+⑨九州」の不足分
⑦中国→⑨九州	⑨九州の不足分
⑨九州→⑦中国	「④中部+⑤北陸+⑥関西+⑦中国+⑧四国」の不足分

い場合があると思われるからである。

また、以下の計算によって推定している送電容量は、拡張AMEDAS気象データ2000年を使用しており、気象データによって結果は異なってくる。また、関東と中部間の（つまり東西連系線をまたぐ）送電をできる限り小さくする方針で検討したが、現在計画されている300万kW程度の送電容量の規模が設置できるのであれば、さらに広域運用が可能となるので有効である。同時に大規模な災害などの緊急時の活用が可能になると考えられる。

2.3 シミュレーション結果と地域間送電容量

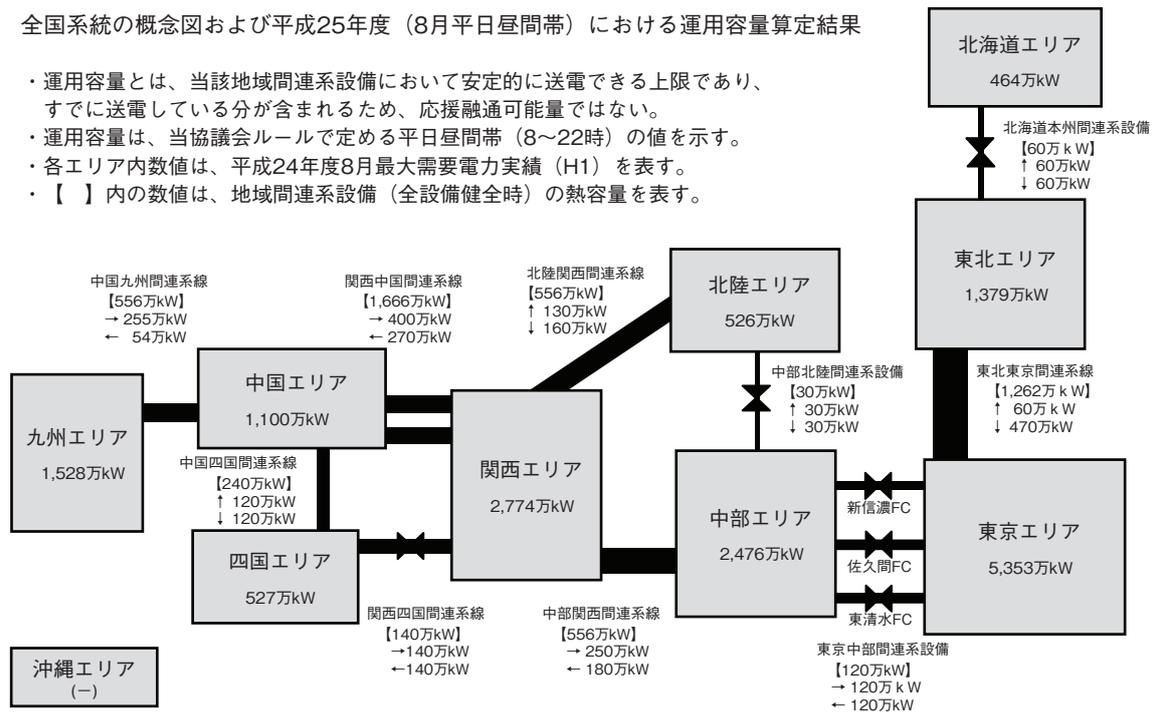
現状の地域間の連系線容量は、図15に示すようになっている（参考文献5）。

図のボックスのなかの数値は、各地域の最大需要電力であり、ボックス間には地域間の送電容量が示されている。【 】内は、地域間連系設備（全設備健全時）の熱容量を示しており、その下には2013年度8月平日昼間帯の運用容量の算定結果が示されている。

図15 現状の地域連系線の容量

全国系統の概念図および平成25年度（8月平日昼間帯）における運用容量算定結果

- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、当協議会ルールで定める平日昼間帯（8～22時）の値を示す。
- ・各エリア内数値は、平成24年度8月最大需要電力実績（H1）を表す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備（全設備健全時）の熱容量を表す。



出典（参考文献5）

以下には、2020、2030、2040、2050年における各地域間のシミュレーションを行って地域間の送電容量を推定した結果を示している。なお、本報告書の基礎としては、すでに提出しているWWFシナリオ「第2部：自然エネルギー編」を使用してシミュレーションを行っているが、シミュレーションの動的な特性によって最終的な発電電力量などは、元々の数字とは少し違った値になっていることもある。

(1) 2020年の計算結果

最初に9つの地域を個別のものとして扱って、1年間のシミュレーションを行った(表11)。右端の全国計とあるのは、全国を一つの送電網として計算したケースである。

表11 2020年 地域別シミュレーション結果(不足電力関連部分をグレーで示した)

(①、②、・・・は、北海道、東北、・・・の各地域についてのシミュレーション結果を意味する)

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	3,359	8,346	24,696	11,002	2,907	13,269	5,558	2,441	7,374	676	79,629
風力発電容量	MW	991	2,594	1,710	3,117	796	2,650	4,378	689	1,975	482	19,383
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/0	3/0	43/3	21/1	0/0	23/1	6/0	2/0	8/0	0/0	113/10
年間電力需要	GWh/年	30,339	75,558	266,317	119,714	26,489	134,860	56,640	27,221	79,614	7,219	823,971
年間平均電力	MW	3,463	8,625	30,401	13,666	3,024	15,395	6,466	3,107	9,088	824	94,061
ピーク電力需要	MW	5,197	12,159	46,170	21,555	4,547	24,500	10,131	4,867	14,717	1,403	144,523
発電量合計	GWh/年	34,843	86,666	266,940	123,695	29,475	135,202	61,522	32,152	83,675	8,756	837,623
太陽光発電量	GWh/年	3,237	8,062	28,416	12,773	2,826	14,390	6,043	2,904	8,495	770	87,148
風力発電量	GWh/年	2,635	5,709	4,392	7,466	1,318	5,270	8,344	2,635	4,831	1,318	42,600
水力発電量	GWh/年	3,868	7,784	22,706	14,154	3,937	20,485	5,303	2,543	8,938	0	89,637
地熱発電量	GWh/年	8,904	6,004	2,517	2,195	1,922	156	269	67	2,407	0	24,600
石炭発電量	GWh/年	8,159	28,436	25,193	17,448	12,315	8,921	20,603	14,620	20,045	5,039	169,655
石油発電量	GWh/年	3,343	4,091	23,126	10,031	3,035	24,801	9,935	4,722	10,239	1,425	84,891
原子力発電量	GWh/年	3,986	6,298	33,324	6,745	3,354	18,799	2,465	3,894	10,130	0	89,001
ガス火力発電	GWh/年	0	18,319	118,792	49,903	0	37,860	6,828	0	16,466	0	226,523
バイオマス発電量	GWh/年	711	1,963	8,474	2,980	767	4,521	1,730	767	2,124	205	23,568
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

次にいくつかの地域グループでシミュレーションを行った。そして地域別にシミュレーションした結果と、地域グループ別にシミュレーションした結果のなかから、生じている不足電力の最大値を他地域から送電を受けねばならない送電容量と推定している。

2020年の場合には、地域間の送電必要量はゼロであることがわかる。以上の計算結果から、2020年には各地域は独立に電力供給を行っていることがわかった。

表12 2020年 地域グループのシミュレーション結果

(①②は、北海道と東北で不足する電力を示し、関東からの送電量を表す。同じく②③は、東北と関東で不足する電力を示し、北海道からの送電量を表す。以下同じ)

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦ ⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	78,952	42,551	11,706	33,042	36,401	31,549	39,644	15,373	27,178	16,176	40,110	35,177
風力発電容量	MW	18,901	13,606	3,585	4,304	5,295	10,489	12,809	7,042	6,563	3,447	12,916	11,631
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/9	64/5	5/0	47/4	48/4	42/3	63/5	18/1	45/3	24/1	61/5	55/4
年間電力需要	GWh/年	816,752	444,539	105,897	341,875	372,214	324,824	418,049	163,475	281,064	161,350	417,318	364,925
年間平均電力	MW	93,237	50,746	12,089	39,027	42,490	37,080	47,723	18,661	32,085	18,419	47,639	41,658
ピーク電力需要	MW	143,120	80,317	17,159	58,329	62,803	58,762	75,770	29,715	50,602	29,047	75,450	65,600
発電量合計	GWh/年	830,343	455,958	121,429	344,598	376,443	332,922	427,372	177,025	283,694	162,121	425,487	372,924
太陽光発電量	GWh/年	87,148	47,432	11,299	36,478	39,715	34,659	44,606	17,443	29,989	17,216	44,528	38,937
風力発電量	GWh/年	42,600	29,864	8,344	10,101	12,736	22,398	28,546	15,810	14,054	6,588	27,229	25,033
水力発電量	GWh/年	89,634	55,283	11,653	30,489	34,358	41,126	51,336	16,784	38,495	24,341	52,735	46,336
地熱発電量	GWh/年	24,580	7,064	14,814	8,517	17,417	4,946	5,153	2,740	4,320	2,268	7,012	4,648
石炭発電量	GWh/年	164,586	97,226	36,514	58,226	67,477	80,666	84,232	56,252	40,600	22,991	80,976	76,922
石油発電量	GWh/年	83,396	54,703	7,836	25,484	29,167	47,407	51,731	24,336	30,396	26,740	50,095	44,619
原子力発電量	GWh/年	89,001	45,387	10,284	39,627	43,612	38,646	42,035	16,488	28,903	22,156	41,491	35,254
ガス火力発電	GWh/年	226,121	106,363	18,026	125,612	121,309	53,402	107,809	22,471	88,795	34,611	109,439	90,629
バイオマス発電量	GWh/年	23,277	12,636	2,658	10,063	10,652	9,671	11,924	4,702	8,142	5,209	11,983	10,545
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(2) 2030年の計算結果

2030年の個別の地域別シミュレーションでは、不足電力は、関東700万kW、関西609万kW、中国154万kWであり、他の地域ではゼロである（表13）。

地域のグループの計算結果では、関西は中国から433万kW、北陸から49万kW、中部から126万kW、九州から中国へ281万kWという結果になっている（表14）。この結果を送電図として表現すると図16のようになる。

表13 2030年 地域別シミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	10,660	26,486	78,367	34,913	9,226	42,106	17,636	7,747	23,400	2,147	252,688
風力発電容量	MW	2,474	9,029	8,556	5,491	2,030	3,308	10,426	1,721	15,791	1,228	60,053
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/0	3/9	43/34	21/14	0/3	23/16	6/6	2/3	8/9	0/2	113/100
年間電力需要	GWh/年	27,394	68,222	240,461	108,092	23,918	121,767	51,141	24,578	71,885	6,518	743,975
年間平均電力	MW	3,127	7,788	27,450	12,339	2,730	13,900	5,838	2,806	8,206	744	84,929
ピーク電力需要	MW	4,693	10,979	41,687	19,463	4,105	22,121	9,148	4,394	13,288	1,267	130,492
発電量合計	GWh/年	43,836	105,621	262,389	130,000	33,301	130,435	73,633	36,364	117,486	10,879	919,083
太陽光発電量	GWh/年	10,273	25,583	90,173	40,534	8,969	45,663	19,178	9,217	26,957	2,444	276,546
風力発電量	GWh/年	6,577	19,872	21,971	13,155	3,359	6,577	19,872	6,577	38,624	3,359	136,583
水力発電量	GWh/年	4,715	10,240	24,187	15,431	4,820	22,579	5,577	2,833	9,353	0	97,196
地熱発電量	GWh/年	15,146	11,215	4,636	4,108	3,507	276	484	129	4,452	0	45,096
石炭発電量	GWh/年	3,313	20,186	19,731	13,223	8,278	6,912	14,334	11,582	14,999	3,606	125,063
石油発電量	GWh/年	2,079	3,440	18,211	8,444	2,490	14,675	7,703	3,971	8,509	1,188	70,177
原子力発電量	GWh/年	1,030	1,625	8,616	1,741	865	4,857	638	1,006	2,618	0	23,003
ガス火力発電	GWh/年	0	10,733	62,537	28,856	0	20,744	3,577	0	8,924	0	113,066
バイオマス発電量	GWh/年	704	2,727	11,883	4,507	1,014	6,295	2,254	1,050	3,051	282	32,352
不足発電量	GWh/年	0	0	445	0	0	1,857	16	0	0	0	0
不足発電シェア	%	0	0	0.19	0	0	1.52	0.03	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	7,004	0	0	6,088	1,539	0	0	0	0

図16 2030年の地域間送電容量 (MW)

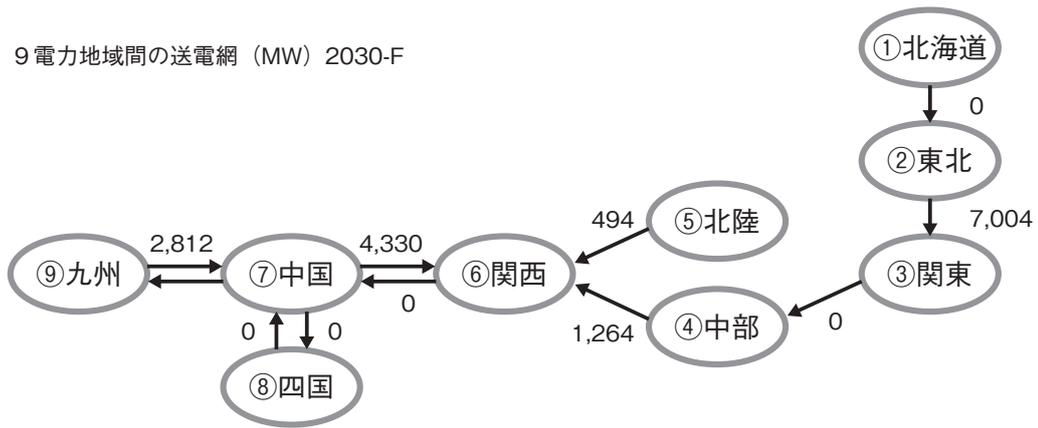


表14 2030年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦ ⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	250,541	135,028	37,146	104,853	115,513	100,115	125,803	48,783	86,245	51,332	127,282	111,628
風力発電容量	MW	58,824	38,766	11,503	17,584	20,058	33,275	36,736	27,937	10,829	5,337	37,045	22,975
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/98	64/53	5/9	47/44	48/44	42/39	63/50	18/19	45/34	24/19	61/50	55/44
年間電力需要	GWh/年	737,457	401,380	95,616	308,683	336,077	293,288	377,462	147,603	253,777	145,685	376,802	329,495
年間平均電力	MW	84,185	45,820	10,915	35,238	38,365	33,480	43,089	16,850	28,970	16,631	43,014	37,614
ピーク電力需要	MW	129,225	72,519	15,493	52,666	56,706	53,057	68,414	26,830	45,689	26,227	68,125	59,231
発電量合計	GWh/年	913,825	509,440	150,571	360,138	405,764	380,252	475,476	227,348	288,019	160,717	472,940	394,451
太陽光発電量	GWh/年	276,546	150,518	35,856	115,756	126,029	109,983	141,548	55,351	95,166	54,632	141,301	123,561
風力発電量	GWh/年	136,583	88,163	26,449	41,843	48,420	75,009	84,805	65,073	23,090	9,936	81,586	49,539
水力発電量	GWh/年	97,200	58,561	14,953	33,927	38,628	43,135	53,749	17,749	41,106	26,537	55,741	49,261
地熱発電量	GWh/年	45,097	12,912	27,681	15,762	32,204	8,816	9,417	5,059	7,942	3,979	12,788	8,496
石炭発電量	GWh/年	121,361	71,823	23,339	44,163	49,546	58,870	62,578	41,212	30,267	17,395	59,630	56,721
石油発電量	GWh/年	68,986	44,584	6,533	21,280	24,402	36,172	42,106	20,113	24,707	16,865	40,627	36,191
原子力発電量	GWh/年	22,993	11,724	2,655	10,240	11,271	9,983	10,860	4,262	7,463	5,721	10,719	9,106
ガス火力発電	GWh/年	113,031	53,769	9,727	63,164	60,504	25,592	54,010	12,221	46,585	17,877	54,161	46,943
バイオマス発電量	GWh/年	32,030	17,386	3,377	14,004	14,760	12,693	16,402	6,307	11,622	7,086	16,386	14,628
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	71	689	0	5
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.03	0.47	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	4,330	5594	0	2,812

(3) 2040年の計算結果

個別地域のシミュレーションでは、不足電力は、関東で1136万kW、中部337万kW、関西827万kW、中国312万kW、四国122万kWが必要となっている（表15）。

地域グループのシミュレーションでは、北海道から東北へ318万kW、中国から関西へ877万kW、九州から中国へ757万kWとなっている（表16）

以上の計算結果から各地域間の最大の送電容量は、北海道・東北間が318万kW、東北・関東が1136万kW、関西・中部間が337万kW、中国・関西間が877万kW、中国・四国間が122万kW、九州・中国間が757万kWになっている（図17）。

表15 2040年 地域別シミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	16,544	41,103	121,619	54,183	14,318	65,345	27,370	12,022	36,316	3,332	392,151
風力発電容量	MW	3,818	13,932	13,203	8,474	3,132	5,104	16,089	2,655	24,367	1,896	92,668
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/1	3/15	43/107	21/43	0/6	23/70	6/20	2/6	8/12	0/4	113/287
年間電力需要	GWh/年	24,817	61,805	217,841	97,924	21,668	110,313	46,330	22,266	65,122	5,905	673,990
年間平均電力	MW	2,833	7,055	24,868	11,178	2,473	12,593	5,289	2,542	7,434	674	76,940
ピーク電力需要	MW	4,251	9,946	37,766	17,632	3,719	20,040	8,287	3,981	12,038	1,148	118,217
発電量合計	GWh/年	50,909	118,326	260,403	133,899	35,954	127,677	80,699	36,489	136,241	12,273	987,579
太陽光発電量	GWh/年	15,942	39,703	139,941	62,906	13,919	70,865	29,762	14,304	41,835	3,793	429,177
風力発電量	GWh/年	10,149	30,664	33,904	20,299	5,183	10,149	30,664	10,149	59,601	5,183	210,764
水力発電量	GWh/年	5,641	12,927	25,416	16,883	5,782	22,176	5,885	3,171	9,808	0	105,465
地熱発電量	GWh/年	18,727	17,469	7,210	6,405	5,444	421	749	199	6,931	0	70,228
石炭発電量	GWh/年	103	8,623	8,213	6,288	3,437	2,810	6,201	5,618	6,993	1,599	56,246
石油発電量	GWh/年	198	1,380	7,272	3,394	962	5,644	3,081	1,609	3,413	472	28,155
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	4,144	23,094	11,497	0	6,763	1,385	0	3,585	0	44,537
バイオマス発電量	GWh/年	148	3,414	14,438	6,189	1,228	7,377	2,928	1,417	4,075	1,226	43,006
不足発電量	GWh/年	0	0	916	39	0	1,471	43	15	0	0	0
不足発電シェア	%	0	0	0.42	0.04	0	1.33	0.09	0.07	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	11,358	3,365	0	8,270	3,116	1,224	0	0	0

図17 2040年の送電容量 (MW)

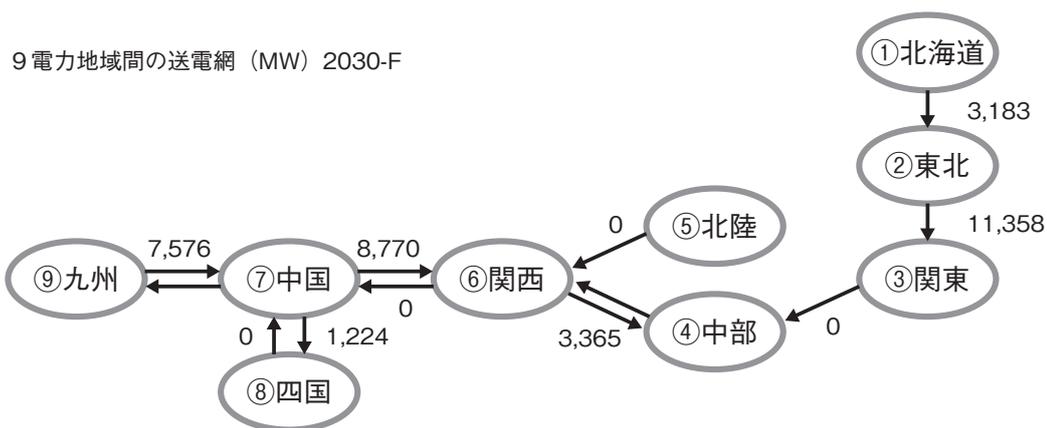


表16 2040年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦ ⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	388,820	209,553	57,647	162,723	179,267	155,371	195,236	75,708	133,846	79,663	197,531	173,238
風力発電容量	MW	90,773	59,820	17,750	27,135	30,953	51,347	56,689	43,111	16,710	8,236	57,165	35,454
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/283	64/159	5/16	47/122	48/123	42/115	63/153	18/39	45/119	24/76	61/152	55/147
年間電力需要	GWh/年	668,085	363,623	86,622	279,646	304,463	265,699	341,955	133,719	229,904	131,981	341,357	298,500
年間平均電力	MW	76,265	41,509	9,888	31,923	34,756	30,331	39,036	15,265	26,245	15,066	38,968	34,075
ピーク電力需要	MW	117,069	65,698	14,035	47,712	51,372	48,066	61,978	24,306	41,391	23,760	61,717	53,660
発電量合計	GWh/年	984,261	545,804	174,136	375,288	438,229	412,463	508,687	253,074	294,122	161,435	509,459	409,776
太陽光発電量	GWh/年	429,177	233,591	55,646	179,644	195,587	170,685	219,672	85,901	147,691	84,784	219,287	191,757
風力発電量	GWh/年	210,764	136,046	40,814	64,568	74,718	115,747	130,864	100,415	35,631	15,332	125,897	76,445
水力発電量	GWh/年	105,466	62,161	18,570	37,672	43,299	45,339	56,379	18,806	43,592	27,024	59,009	52,387
地熱発電量	GWh/年	70,226	20,096	41,219	24,512	50,139	13,712	14,650	7,869	12,296	5,952	19,901	13,178
石炭発電量	GWh/年	54,629	32,075	8,911	19,231	22,302	25,805	27,634	18,750	13,408	7,212	26,513	25,041
石油発電量	GWh/年	27,682	17,888	2,034	8,535	9,794	14,506	16,890	8,069	9,856	6,512	16,295	14,482
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	44,537	21,203	3,148	23,568	23,349	10,054	21,211	4,902	16,960	5,736	21,206	17,759
バイオマス発電	GWh/年	41,780	22,744	3,794	17,551	19,042	16,616	21,386	8,362	14,538	8,482	21,349	18,708
不足発電量	GWh/年	0	0	0	7	0	0	0	0	151	400	0	18
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.07	0.3	0	0.01
不足発電最大出力	MW	0	0	0	3,183	0	0	0	0	8,770	8,274	0	7,576

(4) 2050年の計算結果

個別地域のシミュレーションでは、不足電力は、関東で1654万kW、中部691万kW、関西949万kW、中国433万kW、四国218万kW、九州79万kWとなっている（表17）。

地域グループのシミュレーションでは、北海道から東北へ721万kW、関西から中国へ226万kW、中国から関西へ891万kW、九州から中国へ918万kWとなっている（表18）

以上の計算結果から各地域間の最大の送電容量は、北海道・東北間が721万kW、東北・関東が1654万kW、関西・中部が691万kW、北陸・関西が121万kW、中国・関西が891万kW、中国・九州が918万kW、中国・四国が218万kWになっている（図18）。

表17 2050年 地域別シミュレーション結果

項目	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	20,120	49,989	147,911	65,896	17,413	79,472	33,287	14,621	44,166	4,052	476,927
風力発電容量	MW	4,655	16,988	16,099	10,332	3,819	6,224	19,618	3,238	29,712	2,311	112,996
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/1	3/20	43/140	21/71	0/10	23/95	6/35	2/8	8/15	0/4	113/400
年間電力需要	GWh/年	23,085	57,491	202,636	91,088	20,155	102,613	43,096	20,712	60,577	5,492	626,945
年間平均電力	MW	2,635	6,563	23,132	10,398	2,301	11,714	4,920	2,364	6,915	627	71,569
ピーク電力需要	MW	3,955	9,252	35,130	16,401	3,460	18,642	7,709	3,703	11,198	1,067	109,965
発電量合計	GWh/年	54,849	122,859	265,016	134,466	37,476	130,248	84,069	35,630	147,029	15,628	1,026,223
太陽光発電量	GWh/年	19,389	48,287	170,194	76,505	16,928	86,185	36,197	17,396	50,879	4,613	521,958
風力発電量	GWh/年	12,376	37,391	41,341	24,752	6,320	12,376	37,391	12,376	72,676	6,320	256,997
水力発電量	GWh/年	6,286	14,796	26,456	17,935	6,452	21,710	6,087	3,570	10,133	0	111,216
地熱発電量	GWh/年	16,798	21,160	8,928	7,953	6,508	503	923	256	8,593	0	86,996
石炭発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電量	GWh/年	0	1,225	16,279	7,168	1,268	8,242	3,386	1,690	4,745	4,696	49,056
不足発電量	GWh/年	0	0	1,818	153	0	1,232	86	343	3	0	0
不足発電シェア	%	0	0	0.9	0.17	0	1.2	0.2	1.66	0.01	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	16,542	6,912	0	9,487	4,333	2,175	790	0	0

図18 2050年の送電容量 (MW)

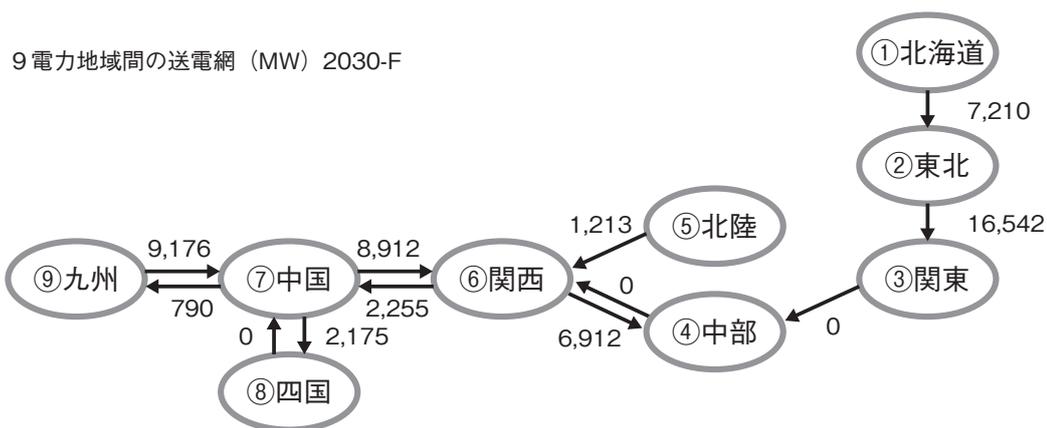


表18 2050年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①~⑨	④~⑨	①②	②③	①②③	⑤~⑨	④⑥⑦ ⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④~⑦⑨	④~⑧
太陽光発電容量	MW	472,875	254,855	70,110	197,900	218,021	188,959	237,442	92,074	162,780	96,884	240,234	210,688
風力発電容量	MW	110,685	72,943	21,643	33,087	37,742	62,610	69,124	52,568	20,375	10,043	69,705	43,231
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/395	64/234	5/21	47/160	48/161	42/163	63/224	18/58	45/176	24/105	61/226	55/219
年間電力需要	GWh/年	621,452	338,242	80,575	260,126	283,211	247,153	318,086	124,385	213,857	122,768	317,530	277,665
年間平均電力	MW	70,942	38,612	9,198	29,695	32,330	28,214	36,311	14,199	24,413	14,015	36,248	31,697
ピーク電力需要	MW	108,898	61,112	13,056	44,381	47,786	44,711	57,652	22,610	38,502	22,101	57,409	49,914
発電量合計	GWh/年	1,020,926	565,998	185,908	385,233	454,912	431,901	527,976	265,964	300,503	166,673	530,995	419,100
太陽光発電量	GWh/年	521,958	284,089	67,675	218,480	237,869	207,584	267,160	104,471	179,618	103,113	266,693	233,210
風力発電量	GWh/年	256,997	165,890	49,767	78,732	91,108	141,138	159,570	122,443	43,447	18,695	153,514	93,214
水力発電量	GWh/年	111,213	64,656	21,082	40,308	46,543	46,852	58,203	19,552	45,327	27,610	61,292	54,583
地熱発電量	GWh/年	86,996	24,896	46,514	30,377	62,100	16,986	18,151	9,754	15,195	7,292	24,651	16,324
石炭発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電量	GWh/年	43,762	26,467	870	17,314	17,292	19,342	24,891	9,738	16,790	9,686	24,845	21,742
不足発電量	GWh/年	0	0	0	24	0	0	0	6	126	276	0	26
不足発電シェア	%	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0.06	0.23	0	0.01
不足発電最大出力	MW	0	0	0	7,210	0	0	0	2,255	8,912	8,274	0	9,176

2050年には、北海道、東北、北陸、四国、九州では、都市型の地域に比べて、水力+地熱の割合が大きくなってエネルギー自給割合が高くなり、とくに北海道では水力と地熱だけでほとんど需要を満たせるようになっている。沖縄は、太陽光、風力、バイオマスにより自給できるように計画した。

2.4 デマンドレスポンスの可能性

デマンドレスポンスは、電力の利用者側が供給変動に対して行動することによって供給と需要のマッチングをとる活動である。利用者側は、供給の変動に応じれば電気料金を割り引くなどのインセンティブが与えられれば、緊急に必要なではない電気機器のスイッチを切るか、スマートメータで自動的に使用停止にできる可能性がある。供給不足の生じる時間が小さく、かつ規模も極端に大きくなければ、地域間送電線よりもデマンドレスポンスによって対応できると思われる。完全に不足分をゼロにするには、送電容量を増大すれば

図19 時刻別の不足電力発生回数（1年間の発生回数、2050年）

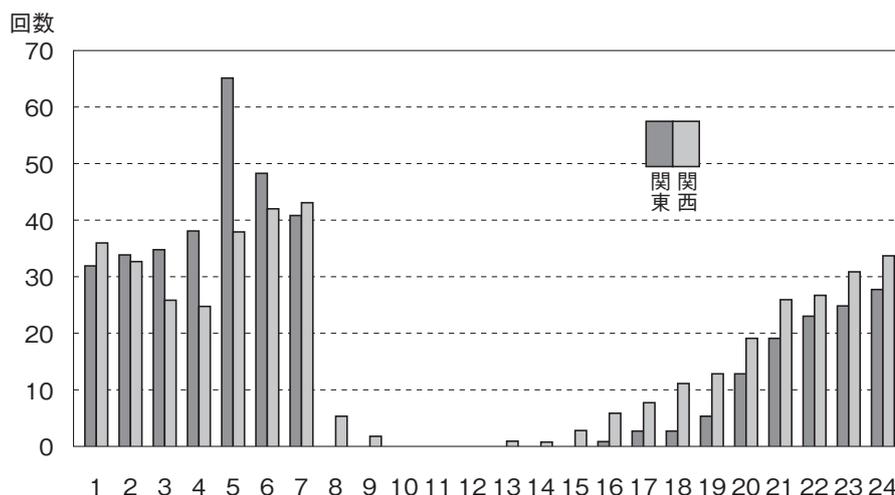
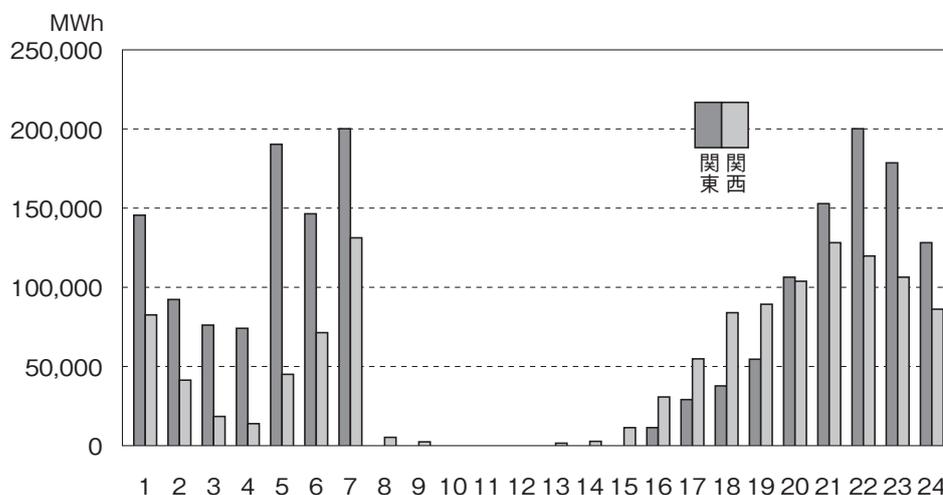


図20 時刻別の不足電力量（1年間の時刻別合計、2050年）



よいが、短い時間のために大きな送電設備を準備する費用よりも、デマンドレスポンスのほうが低費用であると予想される。

そこで不足分の発生する時刻を検討した。

図19、図20には、2050年における関東と関西の1年間の不足電力の発生回数とその電力量の時刻別分布を示している。早朝と夕刻から夜にかけての発生が多いことがわかる。これは1日の電力需要パターン、太陽光、風力の関係などから決まる現象である。昼間の時間帯に不足電力が少なく、早朝や夜間に多いことは、EVからの電力供給や電力のデマンドレスポンスを考察するうえで貴重な情報である。

2050年における1年間の不足電力の発生回数（1回は1時間）は、関東で413時間、関西で430時間になっている（表19）。不足電力の平均は、それぞれ440万kW、286万kWになる。もし、このような早朝や夜間の時間帯にスマートメータを利用して、自動的にまたは電力利用者の応答によって電力需要を小さくできれば、送電線への負担を減少できる可能性がある。

表19 不足電力の発生回数と発生電力量（2050年）

時刻	関東		関西	
	発生回数	発生量 (MWh)	発生回数	発生量 (MWh)
1	32	144,970	36	82,826
2	34	92,384	33	41,338
3	35	75,901	26	18,893
4	38	73,589	25	13,512
5	65	189,505	38	46,020
6	48	146,563	42	71,570
7	41	199,577	43	131,518
8	0	0	5	5,202
9	0	0	2	2,248
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0	0	0	0
13	0	0	1	646
14	0	0	1	2,470
15	0	0	3	10,584
16	1	10,480	6	30,543
17	3	28,367	8	55,714
18	3	38,341	11	83,782
19	5	53,903	13	90,480
20	13	106,254	19	105,008
21	19	153,278	26	128,293
22	23	197,790	27	119,160
23	25	178,599	31	105,511
24	28	128,553	34	86,590
合計	413	1,818,055	430	1,231,910

第3章 費用の算定

ここでは以上の結果を用いて、送電線、余剰電力利用、蓄電池に関する費用の算定を行う。なお、本報告で求めている費用は、必要な送電線の総量（既設やすでに計画にあるものを含む）をもとに計算している。

3.1 地域間送電線費用

地域間の送電線建設費用は以下のようなになる。送電線建設費用は500KVクラス（1000万kW程度）で、2～6億円/kmと推定されている（参考文献6、7、11）。これは42～126円/km・kWであり、以下の計算は126円/km・kWで行った。2050年までの累積費用は地域間送電線が3兆円程度となった（表20、図21）。

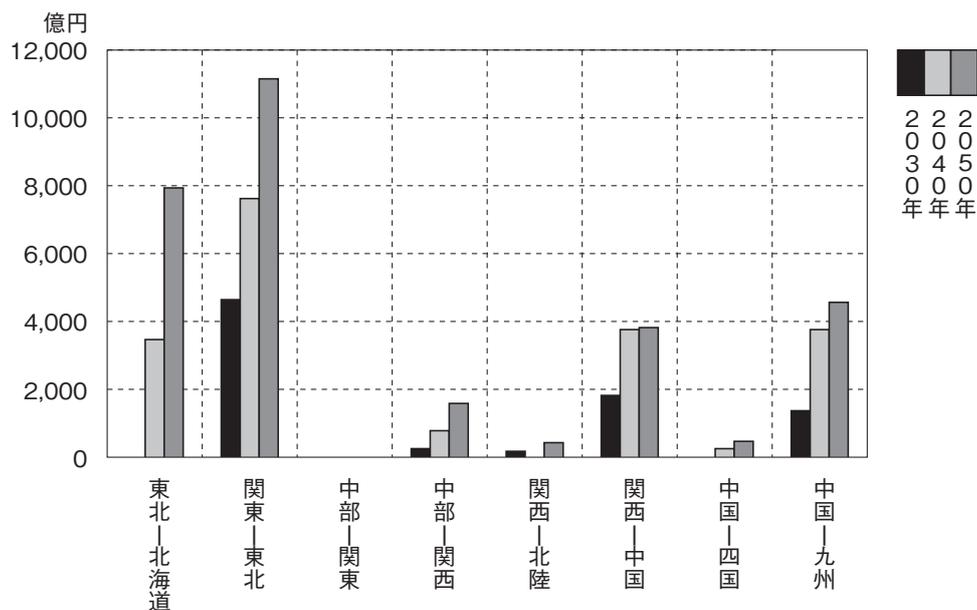
表20 地域間送電線建設費用

500KV 2回線架空設置 送電線建設単価=126円/km・kW

地域間送電線コスト		2020年			2030年		2040年		2050年	
送電区間	送電距離 (km)	容量 (MW)	建設費 (億円)							
北海道	東北	876	0	0	0	0	3,183	3,513	7,210	7,958
東北	関東	535	0	0	7,004	4,721	11,358	7,656	16,542	11,151
関東	中部	366	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	中部	190	0	0	1,264	303	3,365	806	6,912	1,655
北陸	関西	315	0	0	494	196	0	0	1,213	481
中国	関西	345	0	0	4,330	1,882	8,770	3,812	8,912	3,874
四国	中国	179	0	0	0	0	1,224	276	2,175	491
九州	中国	399	0	0	2,812	1,414	7,576	3,809	9,176	4,613
合計		3205	0	0	15,904	8,516	35,476	19,872	51,502	30,223

※地域間の送電距離は、地域同士の中央付近を結ぶ距離で、JRの主要駅間距離を参考にした。

図21 地域間送電線建設費用（累積）費用



3.2 地域内送電線費用

地域間の送電容量に加えて、地域内の風力発電設備までの距離を推定して、この費用を追加する必要がある。

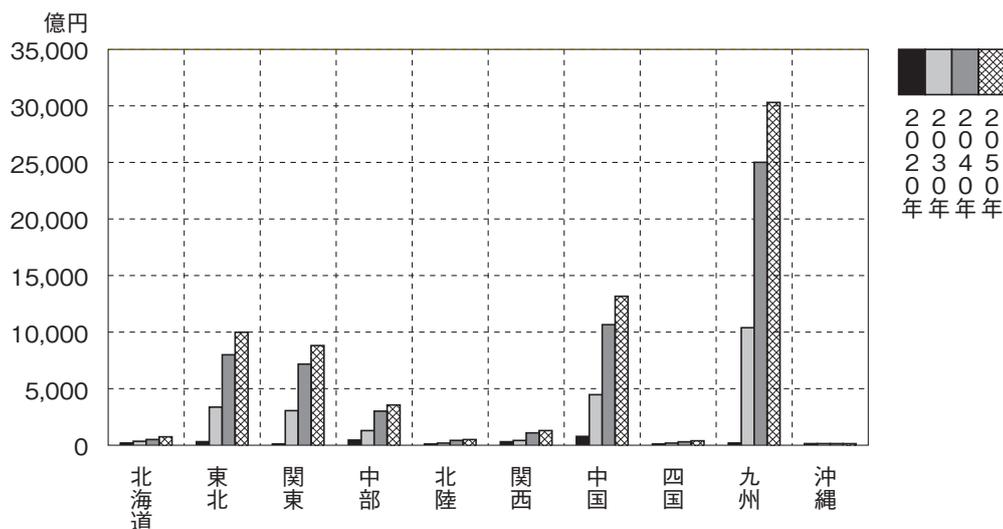
地域内送電線距離は、風力20MW に対して送電距離を 1 kmとして計算、2050年には建

表21 地域内送電線建設費用（主として地域内の風力発電のサイトまでの送電線）

地域内送電線建設コスト 送電線建設単価=84円/km・kW

地域	2020年			2030年			2040年			2050年		
	風力 (MW)	送電距離 (km)	建設費 (億円)	風力 (MW)	送電距離 (km)	建設費 (億円)	風力 (MW)	送電距離 (km)	建設費 (億円)	風力 (MW)	送電距離 (km)	建設費 (億円)
北海道	991	50	41	2,474	124	257	3,818	191	612	4,655	233	746
東北	2,594	130	283	9,029	451	3,424	13,932	697	8,152	16,988	849	9,940
関東	1,710	86	123	8,556	428	3,075	13,203	660	7,321	16,099	805	8,927
中部	3,117	156	408	5,491	275	1,266	8,474	424	3,016	10,332	517	3,677
北陸	796	40	27	2,030	102	173	3,132	157	412	3,819	191	502
関西	2,650	133	295	3,308	165	460	5,104	255	1,094	6,224	311	1,334
中国	4,378	219	805	10,426	521	4,565	16,089	804	10,872	19,618	981	13,257
四国	689	34	20	1,721	86	124	2,655	133	296	3,238	162	361
九州	1,975	99	164	15,791	790	10,473	24,367	1,218	24,938	29,712	1,486	30,408
沖縄	482	24	10	1,228	61	63	1,896	95	151	2,311	116	184
合計	19,382	969	2,175	60,054	3,003	23,881	92,670	4,634	56,864	112,996	5,650	69,337

図22 地域内送電線建設費用（主として地域内の風力発電のサイトまでの送電線）



設費用は6.9兆円になっている（表21、図22）。送電線費用は、地域間と地域内を合計すると、2050年には9.9兆円になる。

環境省「コスト等検証委員会報告書」は、2030年に自然エネルギー 35%シナリオでは、系統対策費用を5.2兆円としている。風力発電協会では、2500万kWの風力の系統連系費用を3.8～5.4兆円としている。この費用は5000万kWになると、比例的に増加して8.5兆円～10.3兆円になる。ただし、これには揚水発電と蓄電池の費用を含んでいる。系統アクセスの距離は、陸上風力で10km、洋上風力で20kmを想定している。ここでは、このような距離の想定を参考にして計算を行った。

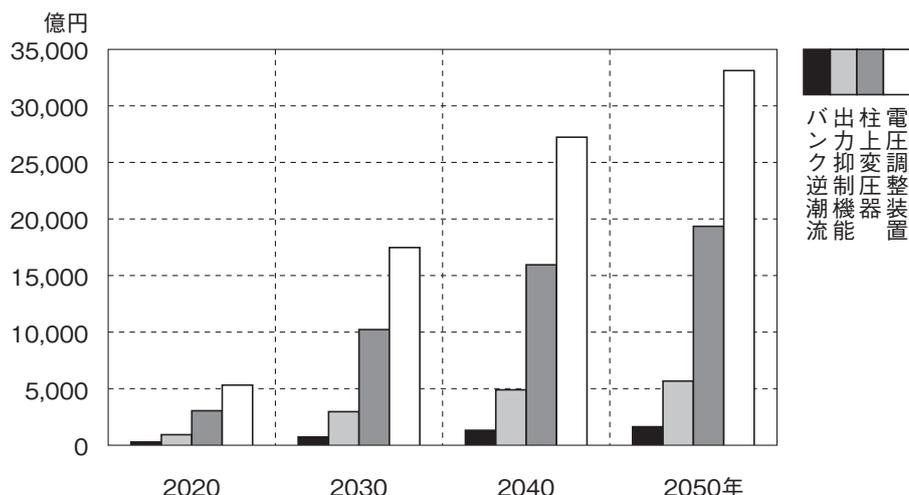
3.3 太陽光発電の系統安定化費用

太陽光発電の系統安定化の費用は、柱上変圧器、電圧調整装置、バンク逆潮流（変電所の双方向機能）、出力抑制機能などがあり、太陽光発電の規模 1 kWあたりに応じて必要な単価が知られている（参考文献6）。これを参考にして表22・図23のように推定した。

表22 太陽光発電の系統安定化費用

	単価 (円/kW)	コスト (億円)			
		2020年	2030年	2040年	2050年
太陽光発電 (GW)		79.6	252.7	392.1	476.9
柱上変圧器	4,107	3,269	10,378	16,104	19,586
電圧調整装置	6,964	5,543	17,598	27,306	33,211
バンク逆潮流	357	284	902	1,400	1,703
出力抑制機能	1,250	995	3,159	4,901	5,961
合計		10,171	32,290	50,103	60,938

図23 太陽光発電の系統安定化費用



2050年には、太陽光発電が477GWの規模になり、系統安定化費用は6.1兆円になる。
 以上の送電線関係の費用は、合計で9.9+6.1=16兆円になることがわかった。

3.4 余剰電力利用費用

各年における余剰電力とその利用方法を検討する。発電電力量のうち、余剰電力として扱う燃料用が次第に増加してゆき、2050年には40%に達する。この電力は純粋電力とは異なり、需要側の時間にあまり縛られない用途に供給される。燃料用電力の用途は、ヒートポンプへの代替、EV用の電力需要、高温用燃料およびFCV用の水素生産であり、表23のようになる。

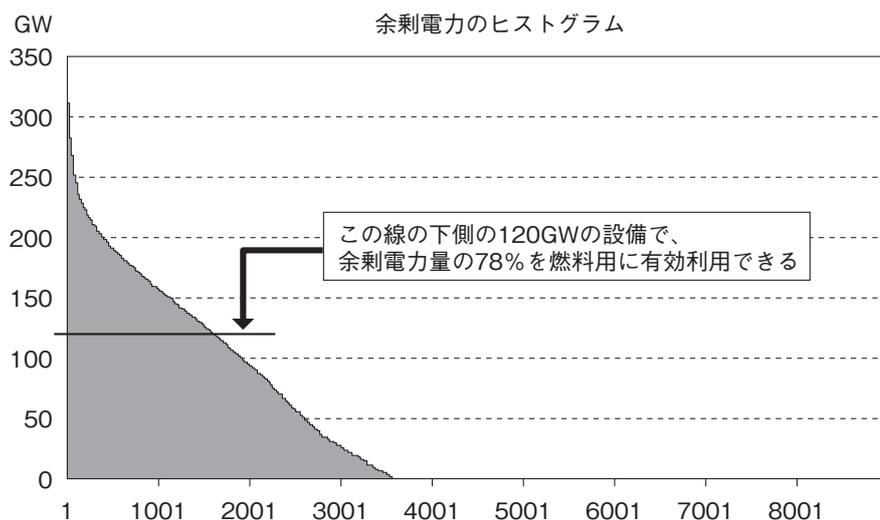
表23 余剰電力の燃料利用

	2020	2030	2040	2050年
発電量 (TWh)	837.6	919.0	986.8	1,025.2
純粋電力用 (TWh)	804.0	744.0	674.0	627.0
燃料用 (TWh)	30.0	165.0	303.0	388.9
ヒートポンプ	1.2	3.7	16.4	24.8
燃料用水素	0.9	41.8	100.0	138.8
運輸用電力	13.0	47.0	57.0	53.0
運輸用水素	3.5	41.9	60.3	88.3
燃料用合計	18.7	134.4	233.7	304.9
損失 (出力抑制)	11.3	30.6	69.3	84.0
水素生産装置				
規模 (GW)	1.8	34.9	66.8	94.6
水電解装置 (万円/kW)	12	8	6	5
コスト (億円)	2,209	27,903	40,074	47,311

※EVとFCVの電力需要は、蓄電池充電損失、水素変換時の損失を含んでいる。

余剰電力の燃料利用を行う場合、余剰電力のすべてに対応するには、設備費用が大きくなるので、発生頻度を考慮して、利用可能な上限を考えるのが普通である。2050年の余剰電力のヒストグラムを作ると図24のようになる。余剰電力の最大値は309GWであるが、その時間はわずかであり、最大値付近の余剰電力を利用しようとする経済性が問題になる。

図24 余剰電力（GW）の発生を大きい順に示すグラフ、横軸は1年の発生時間数（2050年）



過剰な設備を避けるために、需要側について改めて計算をした。とくに、想定しているEVおよびFCVの台数から燃料用電力需要を試算し直した。この結果、燃料用に必要な電力需要は、全体として305TWhとなった。つまり、余剰電力全体の389TWhのうち、燃料用には305TWh（78%）までが必要となる。そこで305TWhを利用するものとして検討すると、120GWまでの余剰電力を扱えばよいことがわかった。この図で120GW以上の余剰電力は、設備の能力を超えているので棄却するものとする。120GWの設備で利用するとき、必要な設備は309GWの39%になり、これで78%の余剰電力量を有効に利用できる。

水素生産の水電解装置は、量産によって費用低下が生じて2020年には1kWあたり12万円、2050年には5万円に低下するものとした。2050年には、余剰電力の利用120GWのうち、水素生産装置の定格出力は、年間稼働2400時間として94GWになり、4.7兆円の設備費用になる。

ここで生じると想定した損失は、実際には太陽光発電や風力発電の出力抑制システムによって実現され、損失としては表れないようになる。

3.5 蓄電池費用

想定した蓄電池設備の費用は、2020年から2050年までにEVの普及などによって低下してゆくと想定される。現在、1 kWhあたりの単価は10万円程度とされているが、量産効果により2020年には4万円、2050年には2万円になるものと想定した。

必要な蓄電池容量のうち、EVのバッテリーが一部を負担する。EVのバッテリー容量は現状では、1台あたり20kWh程度であるが、将来は軽量化され、さらに大きくなると予想される。利用可能なEVバッテリーは、2020年にはゼロであるが、2030年以降はEVの台数の30%が、1台あたり5kWhの容量を通信利用によって（たとえば、スマートグリッドを活用し、蓄電電力量をとりまとめるアグレゲーターや中央給電指令所などからの指令によって）、電力変動調整用に提供するものとする。当然、EV所有者は対価を得ることができるものとする。このとき、表24のように必要とされる電力用蓄電池の規模は減少するため、その費用は、表24のように2020年の4000億円から2050年の7.3兆円になる。

表24 電力用蓄電池費用

年	必要な蓄電池容量 (GWh)	EV台数 (万台)	利用できるEVバッテリー (GWh)	電力用蓄電池 (GWh)	単価 (万円/kWh)	コスト (億円)
2020	10	495	0.0	10.0	4.0	4,000
2030	100	1890	28.4	71.7	3.0	21,495
2040	287	2429	36.4	250.6	2.5	62,641
2050	400	2446	36.7	363.3	2.0	72,662

IEAの報告^(参考文献8)によると、日本の揚水発電は26GW、10時間利用可能であり、蓄電規模は260GWhとしている。本シナリオでは、現実の利用量から推定して保守的に見て113GWhと想定しているが、揚水発電として260GWhが利用可能な場合には、表25のようになる。EVのバッテリーの利用を考慮するときに必要な蓄電池の費用は、2050年には4.3兆円程度におさまる。

表25 揚水発電が260GWh使用可能のときの蓄電池費用

年	必要な蓄電池容量 (GWh)	EV台数 (万台)	利用できるEVバッテリー (GWh)	電力用蓄電池 (GWh)	単価 (万円/kWh)	コスト (億円)
2020	0	495	0.0	0.0	4.0	0
2030	0	1890	0.0	0.0	3.0	0
2040	140	2429	36.4	103.6	2.5	25,891
2050	253	2446	36.7	216.3	2.0	43,262

3.6 総合的費用算定

以上の費用算定を総合的にまとめると、表26のようになる。蓄電池の費用のところでは、利用可能な揚水発電の規模が113GWhの場合（ケース1）と260GWhの場合（ケース2）を区分して計算した。また、気象予測を活用した系統運用システムの費用として、風力発電1MWあたり100万円（対策費用は風力発電の導入量に関係すると仮定）を追加している。

2050年までの費用合計は累積で25.1兆円～28兆円であり、40年間にこれを毎年支払うとすると年間6277億円～7012億円となる。この間の年間平均GDPは697兆円であり、その0.090～0.101%となり、ほぼ0.1%程度である。

表26 総合的費用算定

単位：億円

	2020	2030	2040	2050年
送電線				
地域間	0	8,516	19,869	30,223
地域内	2,175	23,881	56,894	69,337
太陽光系統安定化	10,171	32,290	50,103	60,938
水素生産装置	2,209	27,903	40,074	47,311
バッテリー				
ケース1	4,000	21,495	62,641	72,662
ケース2	0	0	26,891	43,262
気象予測システム	194	601	927	1,130
合計（ケース1）	18,555	114,085	229,580	280,472
合計（ケース2）	14,555	92,590	193,830	251,072

第4章 まとめ

本報告においてとりまとめた主要な結論は以下のとおり。

- 1) 自然エネルギーとして、国内にある水力、地熱、太陽光、風力、バイオマスなどを組み合わせて利用することにより、2050年には100%自然エネルギーによる供給が可能である。
- 2) 太陽光と風力は変動するエネルギー供給源であるが、その規模を大きくとって、1年間の供給量に不足が生じないようにして、同時に発生する余剰電力を燃料用に供給するシナリオを検討した。2050年には太陽光発電4.77億kW、風力発電1.13億kWの規模になる。風力発電出力の地域間の相関係数は、東北・北海道間が0.5であり、そのほかの地域間では0.3以下であり、地域間の補完関係が利用できることがわかった。
- 3) 2020年～2040年の電力供給については、現在ある化石燃料の発電設備を削減しつつ、適切に利用することによって、自然エネルギーの供給の変動を吸収することができる。
- 4) 日本の10電力の供給地域の電力需要と自然エネルギーの供給構成を検討し、1年間の1時間ごとのダイナミックシミュレーションにより地域間の最大送電容量を推定した。その計算方法は、沖縄を除く全国9地域間を、各地域間で2つに切断し、分断された各地域内の不足電力分から、必要な送電容量をもとめた。
2050年の送電容量は、北海道・東北間が721万kW、東北・関東が1654万kW、関西・中部が691万kW、北陸・関西が121万kW、中国・関西が891万kW、中国・九州が918万kW、中国・四国が218万kWになった。この結果にもとづいて地域間送電線の建設費用を検討した。また、想定した太陽光、風力の規模を考慮して、地域内における送電関連と系統安定化の費用を推定した。これらの地域間・地域内送電線と系統安定化の合計費用はおよそ16兆円になることがわかった。
- 5) 沖縄を除く9地域の地域間の送電については、以下の各点が判明した。
関東・中部地域間の送電をできる限り小さくして、周波数変換の問題を小さくできる。特に大きな電力消費地域は、関東と関西である。関東地域の不足分に対しては、北海道と東北から余剰電力を供給し、関西地域の不足分に対しては、中部・北陸・中国・九州・四国地域からの余剰電力を供給できる。沖縄については他の地域とは独立して自給が可

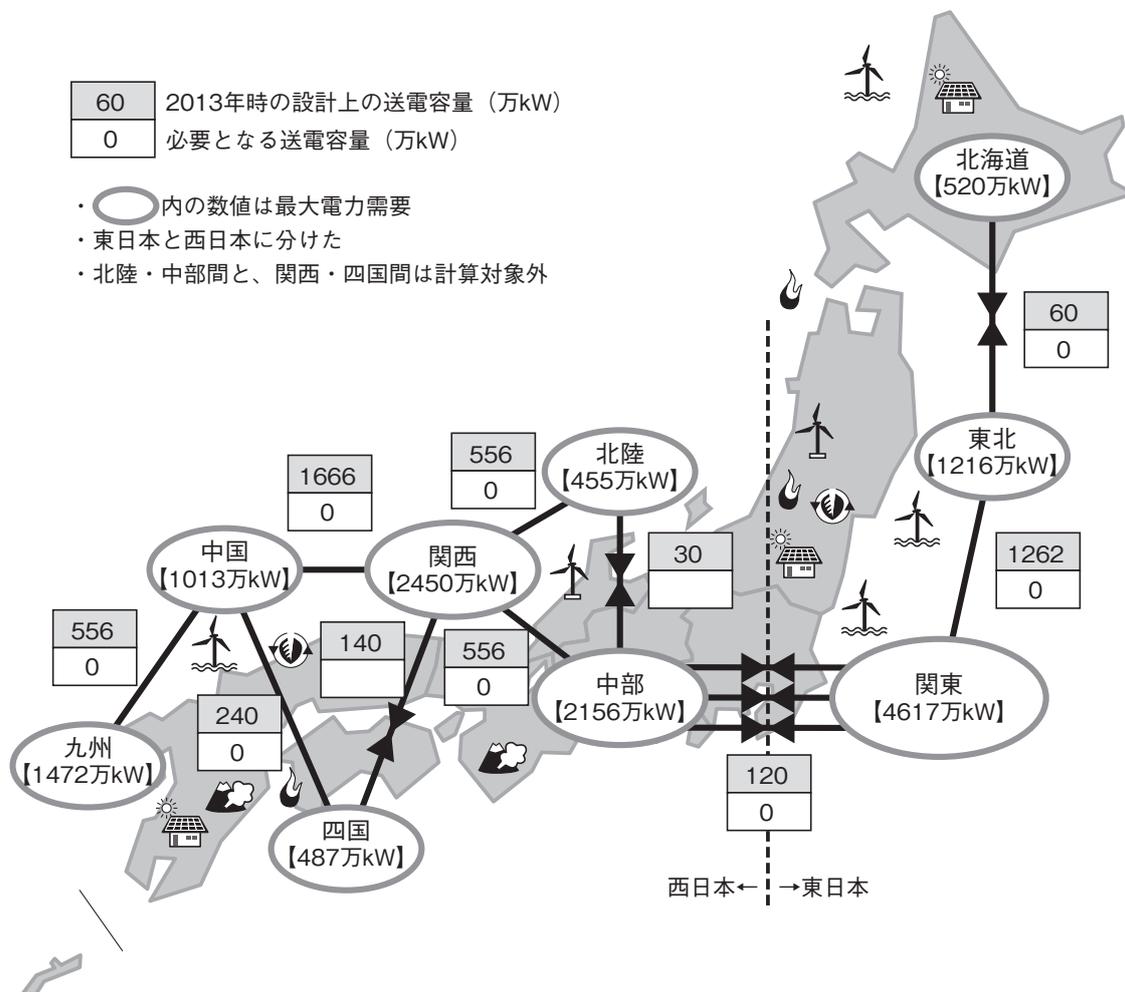
能である。

- 6) 変動を吸収する手段として、既存の揚水発電、電力用蓄電池、EVのバッテリーを組み合わせて利用することを検討し、電力用蓄電池の費用を推定した。揚水発電の利用可能な規模によるが、2050年までに必要な蓄電池費用は4.1～7.3兆円と推定された。
- 7) 発生する余剰電力は大きなピークがあるので、そのヒストグラムを検討した。燃料用に利用する場合に余剰電力を扱う設備の規模を余剰電力の最大値（309GW）の39%（120GW）にしても、余剰電力の78%を有効に利用できることがわかった。
- 8) 余剰電力は、ヒートポンプ、EVに電力として使用するほか、水の電気分解により水素を生産して燃料電池車と高熱用燃料に利用することができる。2050年までの水素生産装置の費用は4.7兆円の規模になった。
- 9) ここで検討した項目についての2050年までの費用合計は、25.1～28.0兆円であり、40年間にこれを毎年支払うとすると年間6277～7012億円となり、毎年のGDPの0.1%程度である。

第1章から第4章で示したことを、系統マップとして2020年「自然エネルギー転換時代」、2030年「自然エネルギー主役時代」、2040年「脱原発時代」、2050年「自然エネルギー100%時代」と名づけてまとめる。(WWFジャパン作成)

2020年：自然エネルギー転換時代

自然エネルギーが大量導入され始める黎明期の電力システム



2020年

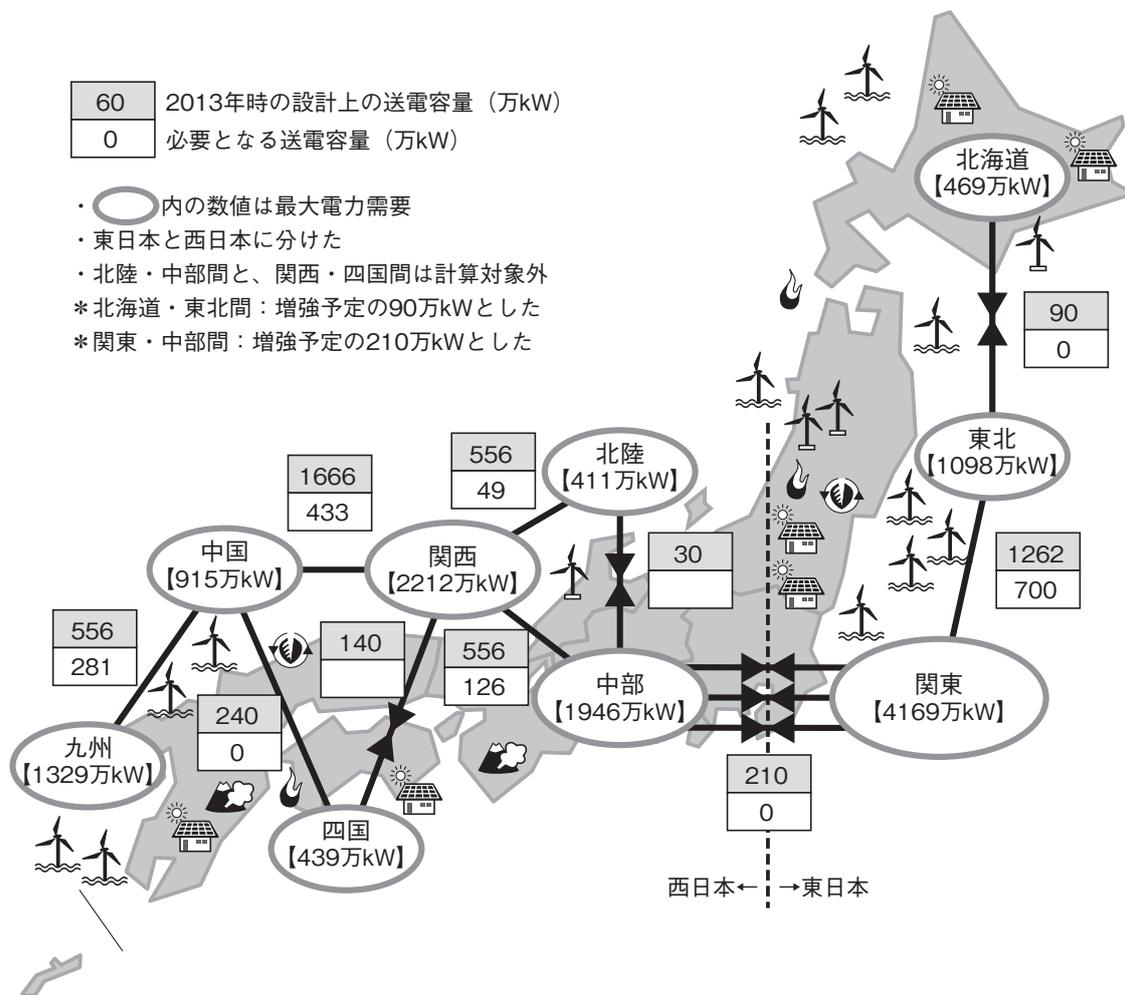
発電電力量 (TWh)	自然エネルギーの占める割合	その他電源構成	CO ₂ 排出量 (電力以外からの排出量も含む)
電力：824 燃料用：30	電力：30%	化石燃料：60% 原子力：11%	-25% (1990年比) -32% (2008年比)

2020年 風力発電と太陽光発電の設備容量 (万kW)

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
最大電力需要	520	1,216	4,617	2,156	455	2,450	1,013	487	1,472	140	14,452
太陽光発電容量	336	835	2,470	1,100	291	1,327	556	244	737	68	7,963
風力発電容量	99	259	171	312	80	265	438	69	198	48	1,938

2030年：自然エネルギー主役時代

自然エネルギーが主役となり、化石燃料と原発が大幅に減少する電力システム



2030年

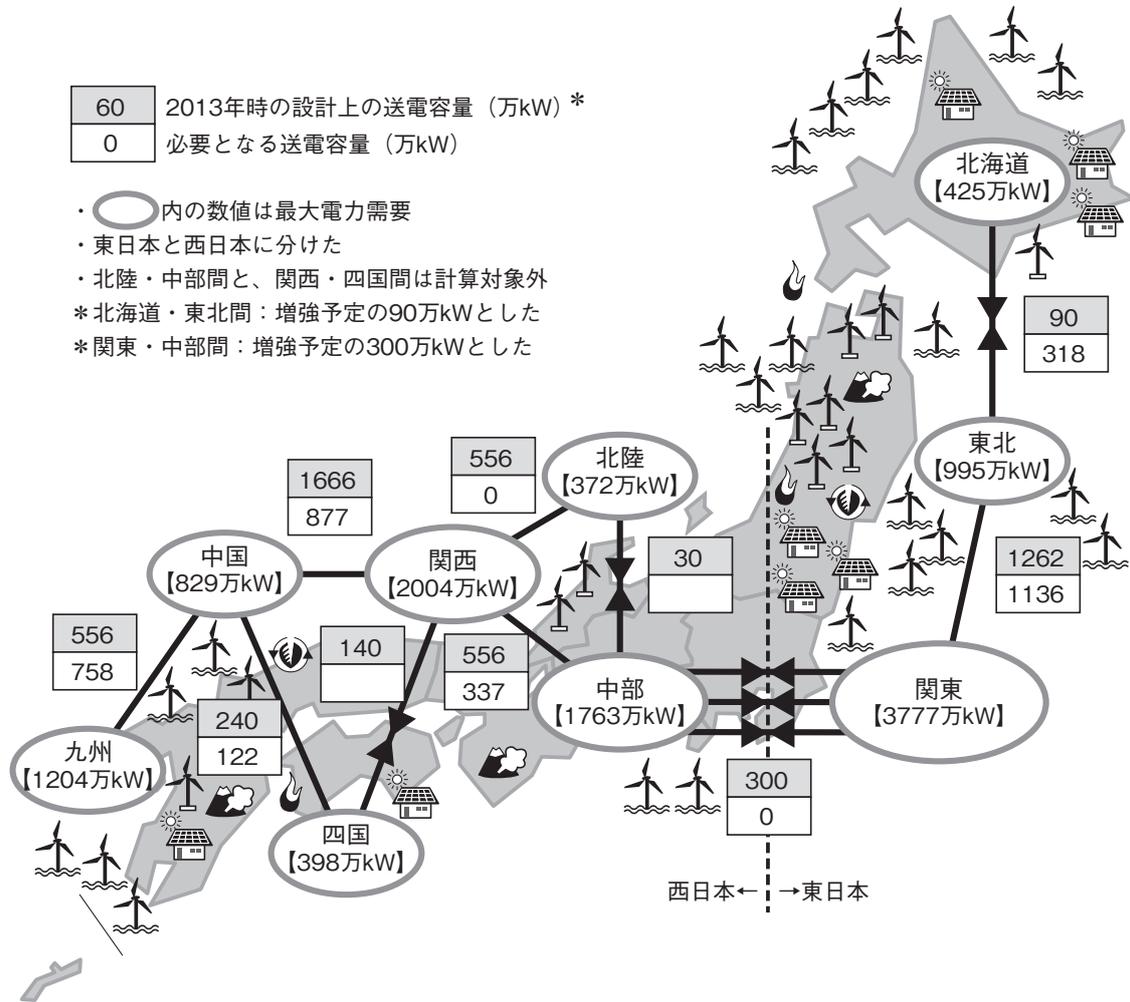
発電電力量 (TWh)	自然エネルギーの占める割合	その他電源構成	CO ₂ 排出量 (電力以外からの排出量も含む)
電力：744 燃料用：192	電力：50%	化石燃料：43% 原子力：3%	-58% (1990年比) -62% (2008年比)

2030年 風力発電と太陽光発電の設備容量 (万kW)

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
最大電力需要	469	1,098	4,169	1,946	411	2,212	915	439	1,329	127	13,049
太陽光発電容量	1,066	2,649	7,837	3,491	923	4,211	1,764	775	2,340	215	25,269
風力発電容量	247	903	856	549	203	331	1,043	172	1,579	123	6,005

2040年：脱原発時代

原発からの電力がはじめてなくなり、自然エネルギー中心の新しい電力システム



2040年

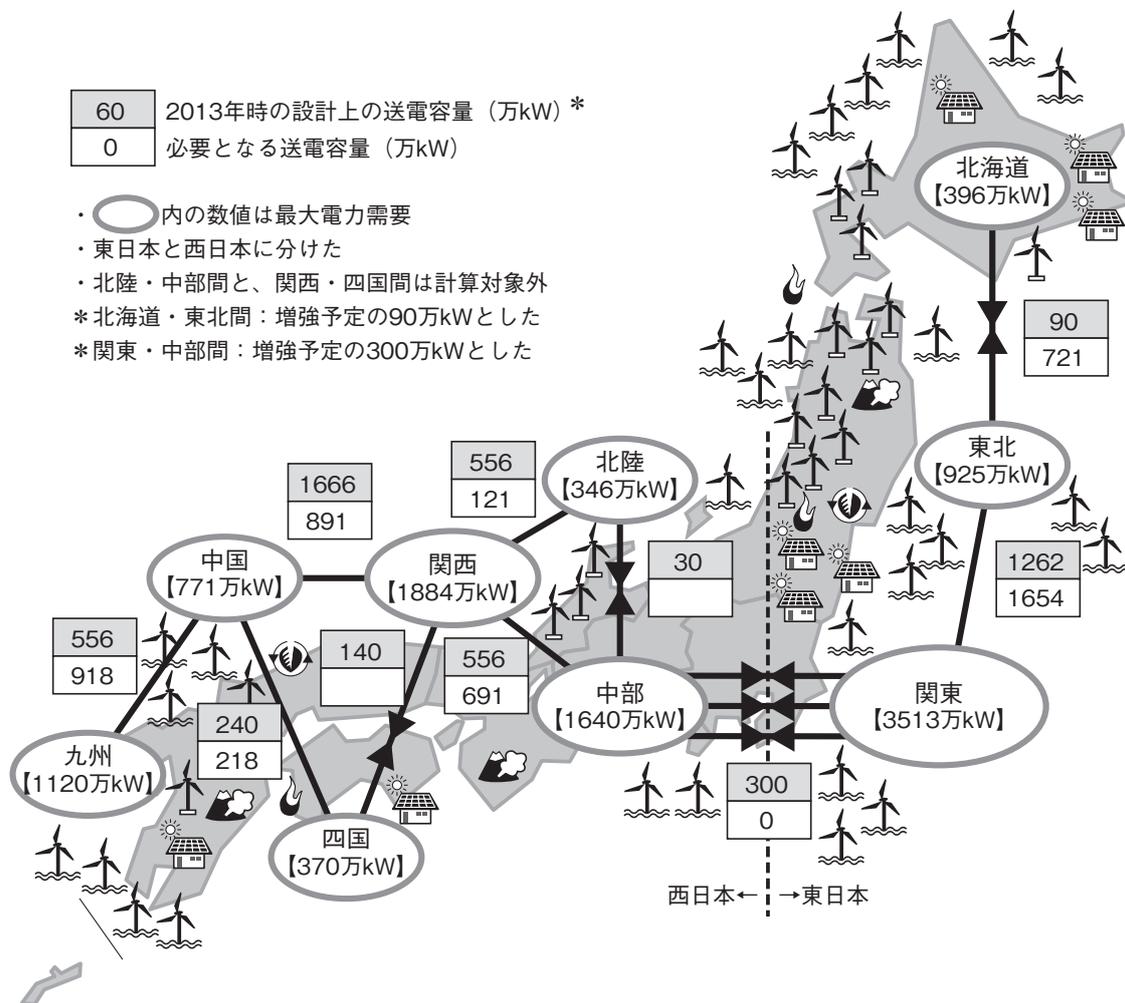
発電電力量 (TWh)	自然エネルギーの占める割合	その他電源構成	CO ₂ 排出量 (電力以外からの排出量も含む)
電力：674 燃料用：321	電力：80%	化石燃料：19% 原子力：0%	-83% (1990年比) -85% (2008年比)

2040年 風力発電と太陽光発電の設備容量 (万kW)

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
最大電力需要	425	995	3,777	1,763	372	2,004	829	398	1,204	115	11,822
太陽光発電容量	1,654	4,110	12,162	5,418	1,432	6,535	2,737	1,202	3,632	333	39,215
風力発電容量	382	1,393	1,320	847	313	510	1,609	266	2,437	190	9,267

2050年：自然エネルギー 100%時代

自然エネルギーが100%となり、今までと違ったまったく新しい発想の電力システム



2050年

発電電力量 (TWh)	自然エネルギーの占める割合	その他電源構成	CO ₂ 排出量 (電力以外からの排出量も含む)
電力：627 燃料用：405	電力：100% 燃料：100%	化石燃料：0% 原子力：0%	-100% (1990年比) -100% (2008年比)

2050年 風力発電と太陽光発電の設備容量 (万kW)

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
最大電力需要	396	925	3,513	1,640	346	1,864	771	370	1,120	107	10,997
太陽光発電容量	2,012	4,999	14,791	6,590	1,741	7,947	3,329	1,462	4,417	405	47,693
風力発電容量	466	1,699	1,610	1,033	382	622	1,962	324	2,971	231	11,300

第5章 実現するために必要な施策

WWFジャパン作成

5.1 自然エネルギーを主役とする電力システムシステムの 3つのポイント

WWF系統編報告書が示しているのは、日本の送電網において、技術的には大量の自然エネルギーを導入していくことは可能であるということだ。

2020年には、最大不足電力量でみる送電量においては、今の連系線の容量のままに発電電力量に占める自然エネルギー 30%の導入が可能であることがわかった。

2030年には自然エネルギーが主役の時代となり、残る火力発電所は調整電源としての活用が多くなっていく。地域間の連系線については、現状の運用容量を超えて、設計上の送電容量が活用可能となることが必須である。

2040年にかけていよいよ原発からの電力がなくなる時代には、北海道・東北間と中国・九州間などで地域間連系線の増強が必要となるが、いずれも時間軸的には敷設可能と考えられる範囲内である。

そして2050年は、いよいよ自然エネルギー 100%の時代となり、今までとまったく違った新しい発想のアイデアが必要な電力システムとなる。これらの地域間・地域内送電線の増設や蓄電などを実現するために必要となる費用は、毎年のGDP比の0.1%以内で、大きな負担となる額ではないことも示された。

つまり、日本の電力システムにおいて自然エネルギーを大量導入することは、技術的にも経済的にも実現可能であるということが示唆されている。問題はむしろ社会的・政治的なバリアということになる。社会的な問題であるならば、私たちの意思次第でできることになる。

最初に強調したいことは、風力や太陽光などの自然エネルギーは、発電所が広い範囲にちらばり、たくさんできるほど、変動問題が小さくなっていくことだ。自然エネルギーの問題は発電出力が時間によって大きく揺れ動くことだが、発電所の数が増えてくると変動はならされてくる。なぜならば日本国土は全長3000kmにわたっているが、風を起す低気圧は大体1000kmの範囲だ。低気圧はおおよそ時速50kmくらいで動いていくので、2、3日かけて日本列島を横断していく。ということは九州地方で風が強いときには関西から西では弱く、東日本で風が強くなっていくころには、西日本では風が止んでくる。つまり九州だけで見れば、ある日は風が強く、次の日は風が止むということになるが、日本全国で見れば、平均して風がどこかで吹いていることになり、一定の出力が見込まれるのであ

る。これは太陽光でも同じである。自分の頭の上のお天気は、晴れたり曇ったりだが、日本全国でみればどこかで晴れて、どこかで曇っているため、出力はやはりある程度ならされてくる。さらに太陽光は日中しかないが、風は夜に強いときも多い。風力と太陽光を合わせれば、おたがいに補完することができるのだ。ここでのポイントは、自然エネルギーの発電所が全国的に散らばり、しかもたくさん増えれば増えるほど、全国的に見た発電電力量は一定になってくるということだ。

この特性を生かすには、送電網がなるべく広い地域でつながっている必要がある。電気は需要と供給を一致させなければならないため、たとえば風が強いときの九州の風力発電電力を、風が弱い関西で使えるようにすることが、上記の自然エネルギーの特性を生かすために必要だからだ。

自然エネルギーが主役となる電力システムには、自然エネルギーの発電所が広い範囲にちらばり、たくさんできること、送電網が広い地域でつながっていることと、そして気象予測を使って、中央で一括して系統を管理できる体制にあることが必須である。

もちろん、数多くの自然エネルギー発電事業者をうまく管理していく体制や、変動する電源に合わせられる火力発電所を維持する経済的なインセンティブなど、いろいろな課題はある。自然エネルギーの先進国では様々な進んだ取り組みが試行錯誤されている。その一つが電力を取引する市場の運営だ。

今の日本は、石油や石炭、ガスなど化石燃料の輸入のために、約20兆円も毎年支払っている。これらが自然エネルギーに置き換わっていったら、純粋に国産エネルギーでの供給となり、燃料費は不要となる。大災害が発生しても、放射性物質などをまきちらしたりする心配もない。しかも自然エネルギーの発電所は、各地に分散して存在するので、一か所が被災したからといって、広い範囲で大規模に停電することもなくなる。

今最も求められていることは、日本のエネルギーの将来像として自然エネルギーが主流を占めていくと明確に位置づけることだ。そして大量の自然エネルギーを受け入れる電力システムに向けて、着実に改革を進めていくことである。

以下で、WWFシナリオにおいて示された自然エネルギーを主役とする電力システムを実現していく施策を述べていきたい。

- (1) 送電網の独立性を高め、公平性を確保すること
- (2) 気象予測を使った出力予測システムを活用した広域の中央制御の系統運用
- (3) 効率的な電力市場とルール設計

5.2 (1) 送電網の独立性を高め、公平性を確保するために必要なこと

(1-1) 発送電分離

発電・送電・配電を一括所有する地域独占型の電力システムから、送電網を切り離して独立性と透明性を高め、公平性を確保することは不可欠である。現状は自然エネルギーを含む新規の発電事業者は、地域独占型の大手電力会社が所有する系統へ接続するときに不利を強いられている。現状のシステムでは、自らも発電事業を営む大手電力会社にとって、ライバルとなる新規発電事業者に送電網を使用させる動機は薄い。解決には、発電と送電・配電を分離し、公平で中立な送電会社を設立して、どの発電事業者も同じ条件で系統接続を可能とすることが必須である。

発送電分離には、法的に分離する形式、機能を分離する形式、所有権を分離する形式とあるが、系統運用する会社が自ら送電網を所有し、送電網増強計画や整備に責任を持つ形が最も効果が高いことから、日本においても最終的には所有権分離へ移行することが望ましい。送電会社＝系統運用会社とし、公益性が高い事業形態とする。

(1-2) 自然エネルギーの優先接続と優先給電

系統接続の際に、自然エネルギー発電事業には優先的に接続し、優先的に系統へ給電させるというルールを徹底し、自然エネルギーの変動吸収は系統運用側で管理することが重要である。現状の運用のあり方は、大量に発電できるが調整はしない原子力と、価格が安い石炭火力をずっと稼働させて「基幹電源」とし、需要に合わせて石油やガスを活用したり、水力で調整するという考え方がとられている。これをまずは変動する自然エネルギーを最大限に活用することを原則とする考え方に改めていくべきだ。現状のままの系統運用を前提として自然エネルギーの上限を決めるのはもってのほかで、優先接続した自然エネルギーを優先給電するために必要な対策をとっていくという逆の発想に切り替えることが急務である。

5.3 (2) 気象予測を使った出力予測システムを活用した広域の中央制御の系統運用

(2-1) 広域を中央で一括して系統運用する体制

大量の自然エネルギーを制御するには、前述したように広いエリアで自然エネルギーの変動を吸収していくことが欠かせない。その広いエリアを、強い権限を持って一括して中央で制御できる系統運用システムを確立する必要がある。WWFシナリオは、東日本(50Hz)と西日本(60Hz)を独立して扱うことが可能であることを示唆しているため、少なくとも東日本全体と西日本全体で、広域で系統運用するシステムが必要となる。この東西に分かれた広域系統運用機関が、地域の中央給電指令所を統括し、一括して系統運用する体制



スペインの系統運用会社REE（Red Eléctrica de España）の運用する自然エネルギー専門の制御センターCECRE。スクリーンにはCO₂排出量のリアルデータも映し出される（右下）
 撮影：WWFジャパン（2012年3月）

が考えられる。2020年には広域運用機関の運営が軌道に乗っており、2030年に向けて（1-1）の発送電分離の進展とともに、自然エネルギー変動吸収のために地域間連系線の活用を日常的に行っていることが必要だ。送電網の整備・新設は国のエネルギー計画をもとに、広域運用機関が決定していくことが必須であり、そのエリアの送電網を所有していることが望まれる。

（2-2）自然エネルギー専門の制御センターの設置

急速に自然エネルギーを電力供給の主役に育てていくには、変動する自然エネルギー発電所からの出力をリアルタイムで監視し、コントロール下に置く自然エネルギー専門の中央制御センターを置くことが望ましい。成功例はスペインにあり、中央制御を行う給電指令室に、2006年から自然エネルギー専門の制御センターが設置された結果、1年間の発電電力量の3割を自然エネルギーが占めるまでに至っている。2012年4月には風力発電の比率が過去最高の60.46%にも達した系統を問題なく運用している。日本においても2020年までの広域系統運用機関の設立当初から自然エネルギー専門の制御センターを設置して、自然エネルギーが急速に導入されていく系統運用をより安定化したものとしたい。中央制御センターの下には、各地域ごとに自然エネルギー制御センターを置き、リアルタイムで風力や太陽光の出力量や気象データなどを中央制御センターへ送るIT体制をとる。そして

中央制御センターからの指令（余剰時の出力抑制や水素変換装置への送電指令など）を直ちに各発電所に伝える。気象予測を使った出力予測システムを活用しながら運用し、ごくまれに発生する予期せぬ出力量の変化を監視する役目を負う。WWFシナリオでは余剰電力を使って水素を生成していくため、余剰発生時の水素変換装置への送電計画やその指令も担っていくことが考えられる。

（2- 3）気象予測を使った出力予測システムの活用

気象予測を使った出力予測システムを中央給電指令所で活用した系統運用は、変動する自然エネルギーを効率的かつ経済的に運用するためには欠かせない。欧米の自然エネルギー先進国では、24時間から32時間前の出力予測によって経済的な電源から選択していくことが可能となっており、当日の5～6時間前のさらに精度が上がった出力予測による調整によって、系統運用の安定度が増すことがわかっている。

日本の出力予測システムはまだ実証実験段階であるため、早期に開発していくことが急務だ。そのためには現在の防災目的である気象観測所からの気象データを、風力や太陽光発電の出力予測に役立つ気象データも観測するように整備し、風況のよい場所などの観測地点を新たに増やす必要がある。風力や太陽光発電所からの気象観測のリアルデータを中央制御センターに集めるシステム開発も必要だ。日本ではすでに気象予測は民間に開放されており、複数の民間気象事業者があり、気象予報士がすでに約8800人いる体制を思うと、自然エネルギーのための実用的な気象予測は早期に実現できるに違いない。2020年には複数の出力予測システムが競い合い、気象観測所のデータ充実に伴い、2030年には精度の高い出力予測システムとなっているだろう。出力予測システムは、対象地域が広がるほど気象予測の精度が上がり、予測誤差が下がる。自然エネルギー発電所の増加とともにさらに予測精度が上がるという好循環がもたらされるため、2020年から2030年ごろのWWFシナリオが示す自然エネルギー主役時代には出力予測システムは世界に冠たる精度を誇るだろう。

（2- 4）蓄電システムの活用

自然エネルギーの変動を吸収するには、蓄電と放電が必要だ。まずは全国に2500万kWある揚水発電所を活用する。2020年までには蓄電池はわずかしか必要なく、最終的に2050年100%自然エネルギーの時代にも400GWh分ですむと、WWFシナリオは示している。日本のお家芸である蓄電池の開発と早期の費用低減が可能となれば、日本の自然エネルギー導入に資するだけでなく、日本産業の国際競争力にも寄与するだろう。

（2- 5）デマンドレスポンスの活用

電力需要は一日に大きく変動するため、ピーク需要をならすために需要抑制を行うデマンドレスポンスは有効な策だ。現在もすでにアグレッガター（節電電力量や発電電力量を集める事業者）が需給ひっ迫時に節電を実施する顧客を募集し、節電量のとりまとめを実施しているが、2020年に向けてこうした様々な電力事業を活発化していく必要がある。現

在は高圧受電の顧客対象だが、2030年ごろにはスマートグリッドの開発・普及とともに、一般家庭においても需給ひっ迫時の節電や余剰電力発生の際に電気自動車への充電などを行えるようになるだろう。WWFシナリオではデマンドレスポンスによる需要制御については定量的には考慮していないため、デマンドレスポンスが活発化すれば、連系線の容量増強の必要性を抑えられる可能性がある。

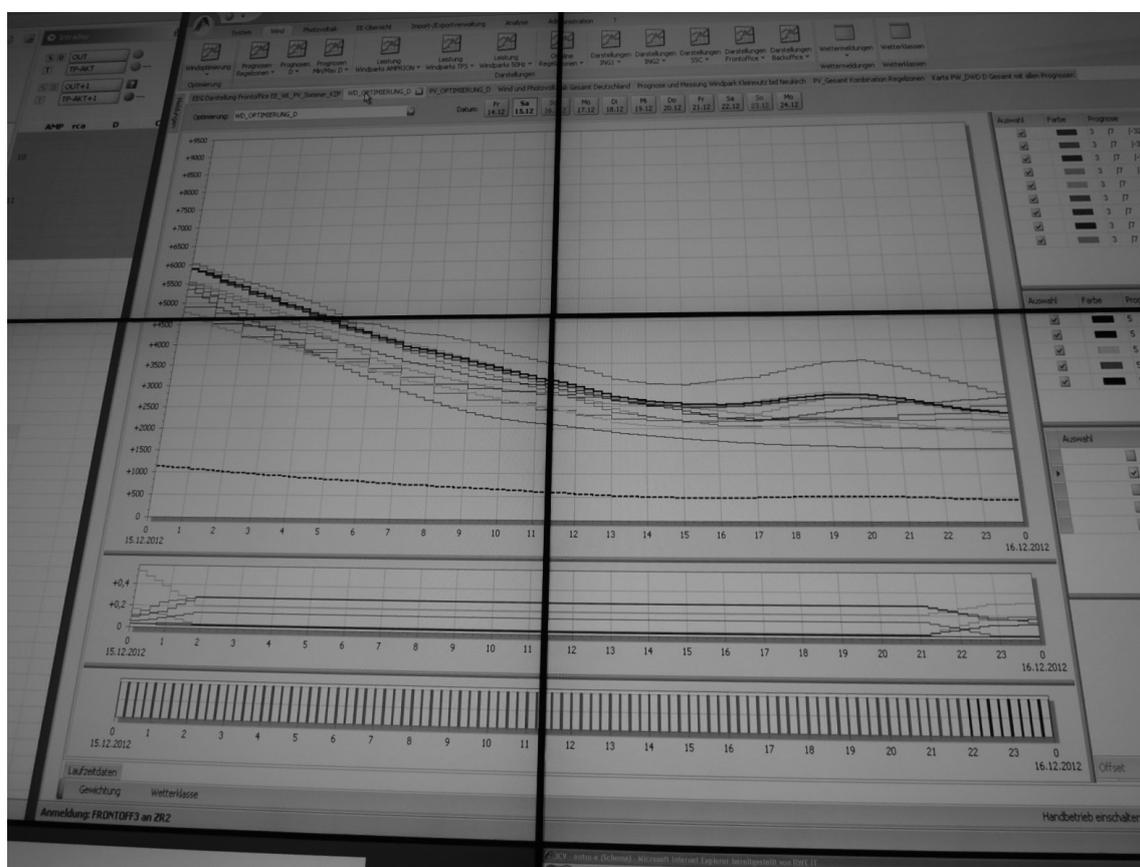
5.4 (3) 効率的な電力市場とルール設計

(3-1) 電力自由化

電力事業を経済的に運用していくためには、多くの電力関連事業者が参画できるように電力自由化が不可欠だ。小売り全面自由化を速やかに実施し、地域独占制度を撤廃し、過渡期には経過措置が必要であろうが、2020年までには、需要家が自然エネルギーを選び取ることが可能となるように、電気を選択できる体制が整っていることが必須である。

(3-2) 電力取引所の活性化と、気象予測の特性を生かした市場設計

再生可能エネルギーの先進国はほぼ例外なく、発達した電力取引所を持っている。変動する需給を効果的にマッチングさせて、安定的な電力供給を確保しながら、全体として費用を抑えていくためには、効率的な電力市場が欠かせないからだ。日本においても現状の



ドイツの系統運用会社（送電会社）Amprionは11の出力予測を分析して活用している。
撮影：WWFジャパン（2012年12月）

地域を越えた広いエリアからの多様な電源入札者から選べるように電力取引所を改革し、活性化していくことは不可欠である。自然エネルギー電源を最優先に給電することを前提に、残りを最も効率的で価格競争力のある電源から順番に使用していく環境を整える必要がある。

さらに電力系統の運用決定時間を実際に給電する時間に近づけることを可能とする市場の仕組みが必要である。変動する自然エネルギーを大量導入していく系統運用の経済性から、ここで強調しておきたいのは、気象予測は直前になるほど予測精度が上がることである。自然エネルギーの導入には、気象予測を使った出力予測システムは必須であるが、その予測が正確であるほど、系統運用に関する追加的費用を押し下げる効果があるからだ。まず前日の24～32時間前の予測は、経済的に翌日の発電電力計画を立てるのに役立ち、当日になると気象予測の精度は上がるため、必要となる予備力を減らすことができ、さらに費用を押し下げることができる。電力系統の運用決定時間を、実際に給電する時間に近づければ近づけるほど、系統運用にかかる追加費用を減らすことができる。その意味において、電力取引も、前日市場と合わせて、当日市場、それもなるべく実際に給電する時間に近い取引を可能とすればするほど、経済的になる。電力市場の設計には、これらの気象予測の特性を活かす発想が大切だ。

(3-3) 容量市場の創設

電力に占める自然エネルギーの割合が20～30%を超えるころから、火力発電所は調整電源としての活用が主となってくるため、利益率が下がってくるだろう。そのため火力発電所を維持するインセンティブを与える容量市場の創設が必要となってくる。WWFシナリオでは火力発電所を耐用年数内は閉鎖せず、調整電源として活用していくことを想定している。そのため火力発電所維持に固定費を支払う容量市場を作ることによって、調整電力を確保する仕組みが必要となる。

瞬時の需給を調整していくために必要な調整力は、すでに使われている予備力を利用する機会を増やし、従来の発電所の柔軟性を向上させ、部分負荷運転を行う発電所を増加させることで間に合う。しかし各系統運用機関において、調整力を供給する電源を必要量確保するための調整力容量市場は必要となろう。ドイツなどで調整力容量市場はすでに実施されており、各系統運用機関で調整力を確保するよりも、広域の市場で調達する形のほうがより経済的な運用ができることが示されている。

5.5 おわりに

2012年7月から始まった固定価格買取制度で、自然エネルギー事業者に経済的インセンティブが与えられ、投資が進んでいる。今最も必要なことは、系統への受け入れ態勢を整えていくことだ。

WWFシナリオが示したことは、地域間連系線の強化も必要だが、物理的に今のままの送電網でも系統運用手法を変えることによって、速やかに自然エネルギーを2～3割台に

のせていくことが可能なことである。電力会社の地域独占など政治的・社会的な問題を速やかに取り除き、電力取引を活性化し、世界の先進的な国々の例を学びながら取り組むことによって、WWFシナリオの示す自然エネルギーが主役となる時代は手に届く範囲にある。その電力システムを実現する費用も毎年6000～7000億円程度というGDP比0.1%以内で可能となるのだ。

自然エネルギー主役時代の次には、原発からの電力を必要としない時代を迎え、その先には自然エネルギー100%時代も夢物語ではない。WWFシナリオでは、変動する自然エネルギーを需要に合わせるために、需要を超える余剰電力を発生させ、その余剰電力から水素を生産することになっている。その水素やバイオマスなどで電力以外の産業の燃料需要を満たすため、自然エネルギー大量導入時代になっても、ものづくり日本を支えるエネルギーシステムは継続していく。

最も大切なことは、自然エネルギー普及を日本の将来のエネルギーと明確に位置づけ、野心的な導入目標を少なくとも2020年、2030年に向けて設定することだ。目標が明確になってこそ、固定価格買取制度や電力システム改革もバックカスティングで迷わず進めることができる。待ったなしの温暖化対策のためにも、可能な限り早い時期から再生可能エネルギーの大幅導入を果たしていくことが必要だ。日本では温暖化対策には関心が薄れているのが残念だが、温暖化は深刻化する一方であり、対策の手を緩めるわけにはいかない。いずれは2050年80%の削減を可能とするためには、長期的な視点で取り組む必要がある。

WWFの「脱炭素社会に向けたエネルギー提案」が、純国産エネルギーである自然エネルギーの速やかな普及によって、エネルギーの安全保障と温暖化防止が両立される社会を実現する一助となることを心から願う。

参考資料

(1) 自然エネルギーの供給変動に対する対策

スタンフォード大学のジェイコブソンらは、2011年に国際的なエネルギー誌「エネルギーポリシー」に、2030年の世界全体のエネルギー需要を太陽や風力などの再生可能エネルギーで100%満たせるとする論文を発表している。水力、太陽光、蓄熱つき集光型太陽熱発電、風力などを組み合わせて、WWSシステム（Wind、Water、Solar）と呼び、そのエネルギーシステムの可能性を検討している（参考文献¹⁰）。

WWSエネルギーシステムでは、変動する一日の電力需要を満たすため、各種の自然エネルギーを組み合わせて供給する。カルフォルニアの場合の1日24時間の電力需要と供給のマッチングの問題を分析した結果、自然エネルギーの供給変動に対する対策として以下の各項をあげている。

- ①地理的に離れたところにある再生可能エネルギー源を組み合わせて変動を小さくする
- ②太陽と風力からの電力と需要とのギャップを埋めるのに水力を利用する
- ③スマートシステムを利用して電力需要をシフトする
- ④発電したサイトで余剰電力を貯蔵して必要なときに利用する
- ⑤最大需要時に必要な容量より大きな発電設備を持ち、余剰電力は水素に変換して自動車や熱需要に利用する
- ⑥電力をEV（電気自動車）のバッテリーに貯蔵する
- ⑦エネルギー供給を上手に行うために気象予測を利用する

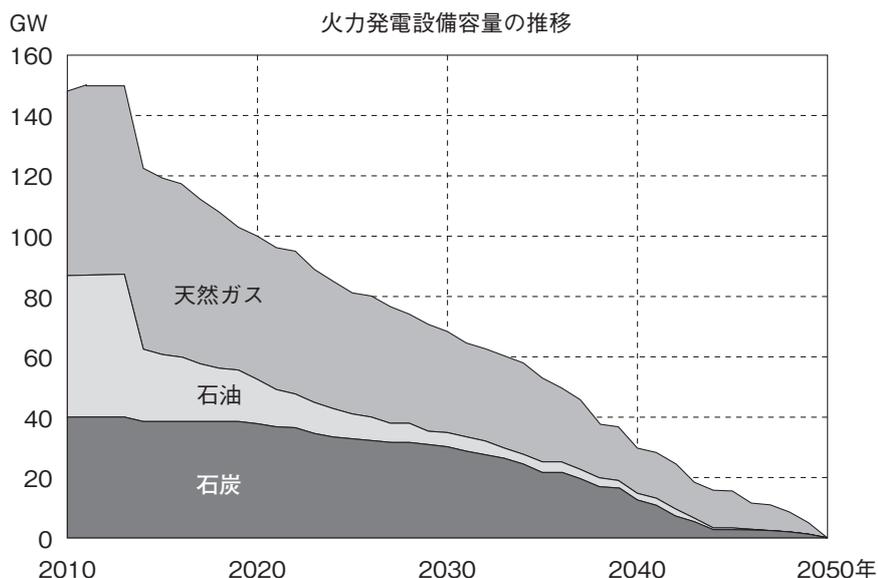
本報告では、上記の対策のうち、③と⑦については言及するにとどまっているが、他の項目は本シナリオの検討に含んでいる。とくに⑤の内容は燃料用電力を含むシナリオとして取り上げている。

(2) 火力発電設備の今後の推移

2010年に保有する石油・石炭・ガスの発電設備容量を、40年を寿命として廃棄してゆくと、**図S-1**に示すように2020年～2050年にわたって減少してゆくことがわかった。この図は以下の条件で作成している。

- ・原則として、運転開始から40年で閉鎖
- ・ただし、「40年停止」とすると停止時期が本来は今年までに停止しているべき（2013年12月31日以前になってしまう）火力発電所がある。それらは2014年1月1日に停止するものとした。

図S-1 40年寿命で廃棄してゆく場合の火力発電設備の将来（WWFジャパン作成）



・転換をしているもの（石油から石炭等）については、転換日から40年とした。

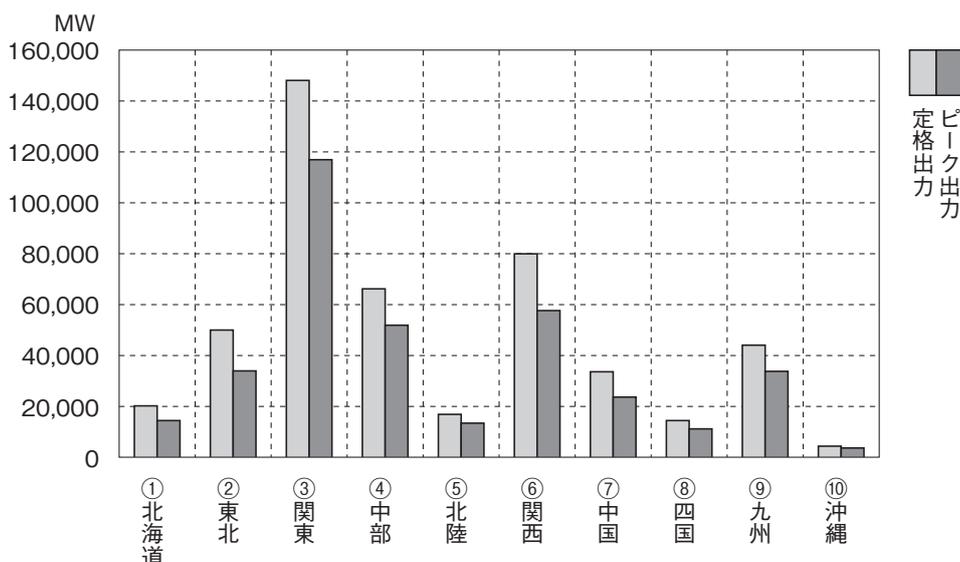
(3) 太陽光発電の最大出力と定格出力

太陽光発電において、実際に生じる最大出力は定格容量の70～80%程度である。したがって太陽光発電の定格出力が見かけ上大きいということに注意が必要である。これに対して、風力発電は、風速が増大すると出力が増えるが、定格風速で上限に達し定格容量となるのが普通である。

表S-1 太陽光発電の最大出力と定格値の比較（2050年）

	定格出力 (MW)	ピーク出力 (MW)	%
①北海道	20,120	14,498	72.06
②東北	49,989	34,002	68.02
③関東	147,911	116,542	78.79
④中部	65,895	51,995	78.91
⑤北陸	17,412	13,380	76.84
⑥関西	79,471	58,303	73.36
⑦中国	33,286	23,823	71.57
⑧四国	14,621	11,457	78.36
⑨九州	44,166	33,450	75.74
⑩沖縄	4,048	3,046	75.25
全国計	476,923	326,615	68.48

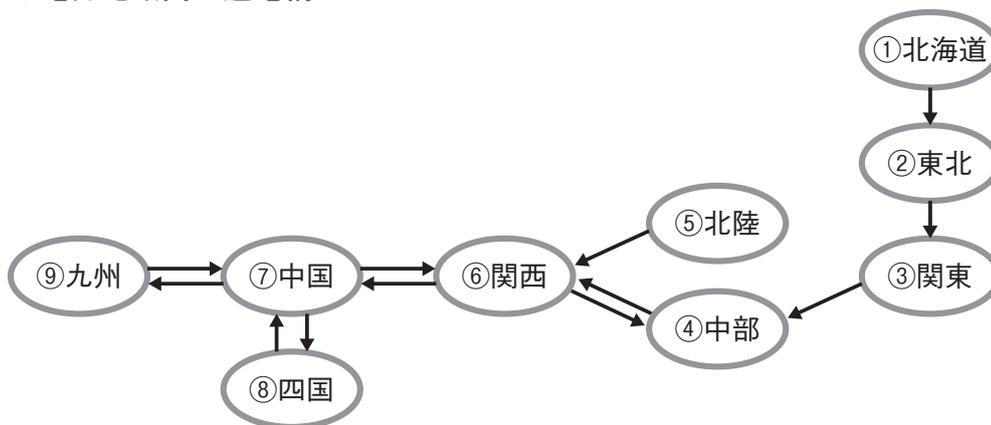
図S-2 太陽光発電の最大出力と定格値の比較（2050年）



(4) 地域間連系線の決定の方法（WWFジャパン作成）

以下に各地域間連系線で必要となる送電容量を決定した方法を説明する。

図S-3 9電力地域間の送電網



表S-2 個別の地域別のシミュレーションがどこの連系線の送電容量を表すか？

地域名	不足電力量	送電容量を推定する地域間連系線
①北海道	北海道の不足分	東北→北海道
②東北	東北の不足分	北海道/関東→東北
③関東	関東の不足分	東北→関東
④中部	中部の不足分	関西（北陸）→中部
⑤北陸	北陸の不足分	関西（中部）→北陸
⑥関西	関西の不足分	中国/北陸/中部（四国）→関西
⑦中国	中国の不足分	九州/四国/関西→中国
⑧四国	四国の不足分	中国（関西）→四国
⑨九州	九州の不足分	中国→九州
⑩沖縄	沖縄の不足分	
⑪全国計		

表S-3 地域グループのシミュレーションがどこの連系線の送電容量を表すか？

送電区間	最大送電容量の推定方法	送電容量を推定する地域間連系線
①～⑨	北海道から九州まで全国（沖縄を除く）での不足電力	* 全国では不足が出ないことを確認するため
④～⑨	中部から九州まで（西日本）全体での不足電力	* 西日本全体では不足が出ないことを確認するため
①②	東日本における北海道+東北での不足分	関東→東北間
②③	東日本における東北+関東の不足分	北海道→東北間
①②③	北海道から関東まで（東日本）全体での不足分	* 東日本全体では不足が出ないことを確認するため
⑤～⑨	中部を除く西日本全体での不足分	中部→関西間
④⑥⑦⑧⑨	北陸を除く西日本全体での不足分	北陸→関西間
⑦⑧⑨	中国・四国・九州での不足分	関西→中国間
④⑤⑥	中部・北陸・関西での不足分	中国→関西間
④～⑦⑨	四国を除く西日本全体での不足分	四国→中国間
④～⑧	九州を除く西日本全体での不足分	九州→中国間

地域間連系線の送電容量がどのように決定されたか？

東日本について

北海道→東北：地域グループ②③

東北→関東：個別③関東

西日本について

関西→中部：個別④中部

関西→中国：地域グループ⑦⑧⑨*¹

中国→関西：地域グループ④⑤⑥*²

北陸→関西：個別⑥関西の不足分から、地域グループ⑤⑥の不足分を差し引いた容量を示した*²。なお、地域グループ④⑥⑦⑧⑨ではずっとゼロを示している

中部→関西：地域グループ⑤⑥の不足分から、④⑤⑥の不足分を差し引いた容量を示した*²。なお、地域グループ⑤～⑨ではずっとゼロを示している

中国→四国：個別⑧四国*³

四国→中国：地域グループ④～⑦⑨

九州→中国：地域グループ④～⑧

中国→九州：個別⑨九州*³

* 1 地域グループ⑦⑧⑨よりも個別⑦中国のほうが大きい場合があるが、その他の地域から供給可能範囲内の容量であるため、地域グループ⑦⑧⑨の容量を採用

* 2 地域グループ④⑤⑥よりも個別⑥関西のほうが大きい場合があるが、関西だけの不足量よりも、中部・北陸・関西と広い地域のほうが変動を吸収するため不足分が小さくなる。それは個別の関西で不足する分が中部・北陸から供給されたと考えられるため、それぞれ中部と北陸から関西への送電容量として配分した。

* 3 北海道、九州、四国などの末端部分では、個別の地域の不足分をそのまま採用している。

参考文献

- 1 WWFジャパン（2011）『脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案〈第1部 省エネルギー編〉』
- 2 WWFジャパン（2011）『脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案〈第2部 自然エネルギー編〉』
- 3 WWFジャパン（2013）『脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案〈第3部 費用算定編〉』
- 4 環境省（2011）『平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書』
- 5 電力系統利用協議会（2013）『各地域間連系設備の運用容量算定結果 平成25年度』
- 6 コスト等検証委員会（2011）『コスト等検証委員会報告書』エネルギー・環境会議
- 7 需給検証委員会（2012）『需給検証委員会報告書』エネルギー・環境会議／電力需給に関する検討会合、平成24年5月
- 8 経済産業省（2012）『地域間連携線等の強化に関するマスタープラン中間報告書および参考資料集』総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会、平成24年4月
- 9 経済産業省 資源エネルギー庁（2012）『電気事業便覧 平成24年版』
- 10 International Energy Agency（2011）“Harnessing Variable Renewables, A guide to the Balancing Challenge 2011”
- 11 Dellicchi and Jacobson（2011）“Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part 1 & Part 2: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure”, December 30 2011, Energy Policy
- 12 National Renewable Energy Laboratory（2012）“Renewable Electricity Future Study”, USA, June 2012
- 13 Tsuchiya, Haruki（2012）“Electricity Supply, largely from solar and wind resources in Japan”, Renewable Energy, June 2012
- 14 植屋治紀（2011）、日本における再生可能エネルギーによる電力供給法、「太陽エネルギー」（日本太陽エネルギー学会誌）、37（6）：49-54
- 15 一般社団法人 日本風力発電協会（2008）『風力発電導入目標と系統連系対策費 2008年7月4日』
- 16 一般社団法人 日本風力発電協会（2013）『自然エネルギー白書（風力編）2013』

参考データ

(1) 2020年の計算

表D-1 2020年の地域別シミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	3,359	8,346	24,696	11,002	2,907	13,269	5,558	2,441	7,374	676	79,629
風力発電容量	MW	991	2,594	1,710	3,117	796	2,650	4,378	689	1,975	482	19,383
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/0	3/0	43/3	21/1	0/0	23/1	6/0	2/0	8/0	0/0	113/10
年間電力需要	GWh/年	30,339	75,558	266,317	119,714	26,489	134,860	56,640	27,221	79,614	7,219	823,971
年間平均電力	MW	3,463	8,625	30,401	13,666	3,024	15,395	6,466	3,107	9,088	824	94,061
ピーク電力需要	MW	5,197	12,159	46,170	21,555	4,547	24,500	10,131	4,867	14,717	1,403	144,523
発電量合計	GWh/年	34,843	86,666	266,940	123,695	29,475	135,202	61,522	32,152	83,675	8,756	837,623
太陽光発電量	GWh/年	3,237	8,062	28,416	12,773	2,826	14,390	6,043	2,904	8,495	770	87,148
風力発電量	GWh/年	2,635	5,709	4,392	7,466	1,318	5,270	8,344	2,635	4,831	1,318	42,600
水力発電量	GWh/年	3,868	7,784	22,706	14,154	3,937	20,485	5,303	2,543	8,938	0	89,637
地熱発電量	GWh/年	8,904	6,004	2,517	2,195	1,922	156	269	67	2,407	0	24,600
石炭発電量	GWh/年	8,159	28,436	25,193	17,448	12,315	8,921	20,603	14,620	20,045	5,039	169,655
石油発電量	GWh/年	3,343	4,091	23,126	10,031	3,035	24,801	9,935	4,722	10,239	1,425	84,891
原子力発電量	GWh/年	3,986	6,298	33,324	6,745	3,354	18,799	2,465	3,894	10,130	0	89,001
ガス火力発電	GWh/年	0	18,319	118,792	49,903	0	37,860	6,828	0	16,466	0	226,523
バイオマス発電量	GWh/年	711	1,963	8,474	2,980	767	4,521	1,730	767	2,124	205	23,568
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
発電シェア合計	%	114.84	114.7	100.23	103.33	111.27	100.25	108.62	118.11	105.1	121.3	101.66
太陽光発電シェア	%	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.58
風力発電シェア	%	8.69	7.56	1.65	6.24	4.97	3.91	14.73	9.68	6.07	18.25	5.17
水力発電シェア	%	12.75	10.3	8.53	11.82	14.86	15.19	9.36	9.34	11.23	0	10.88
地熱発電シェア	%	29.35	7.95	0.95	1.83	7.26	0.12	0.48	0.25	3.02	0	2.99
石炭発電シェア	%	26.89	37.63	9.46	14.57	46.49	6.61	36.38	53.71	25.18	69.8	20.59
石油発電シェア	%	11.02	5.41	8.68	8.38	11.46	18.39	17.54	17.35	12.86	19.74	10.3
原子力発電シェア	%	13.14	8.34	12.51	5.63	12.66	13.94	4.35	14.3	12.72	0	10.8
ガス火力発電シェア	%	0	24.24	44.61	41.68	0	28.07	12.06	0	20.68	0	27.49
バイオマス発電シェア	%	2.34	2.6	3.18	2.49	2.9	3.35	3.05	2.82	2.67	2.84	2.86
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAT充電量	GWh/年	0	9	0	41	47	1	87	0	57	33	479
BAT放電量	GWh/年	0	8	2	38	45	1	83	0	53	31	452
BAT損失	GWh/年	0	1	0	4	5	0	9	0	6	3	48
BAT損失/電力需要	%	0	0	0	0	0.02	0	0.02	0	0.01	0.05	0.01
最大BAT充電レベル	%	0	100	50	100	100	50	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	0	99.05	0.09	43.63	79.07	0.1	50.06	99.93	59.22	93.03	23.41
揚水発電充電量	GWh/年	163	272	2,816	4,135	121	1,523	1,659	81	2,045	18	28,344
揚水発電放電量	GWh/年	125	208	2,183	3,173	93	1,181	1,274	61	1,571	13	21,819
揚水発電損失	GWh/年	38	62	655	952	28	354	382	18	471	4	6,546
揚水発電損失/電力需要	%	0.12	0.08	0.25	0.8	0.11	0.26	0.67	0.07	0.59	0.06	0.79
最大揚水充電レベル	%	100	100	87.55	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	91.57	95.97	4.12	41.15	77.44	4.41	53.21	97.69	59.14	92.24	31.43
余剰電力量	GWh/年	4,465	11,044	0	3,016	2,954	2	4,495	4,911	3,582	1,531	7,101
余剰電力量/電力需要	%	14.72	14.62	0	2.52	11.15	0	7.94	18.04	4.5	21.21	0.86
最大余剰電力	MW	2,553	6,736	0	7,294	2,824	1,420	6,356	2,576	4,415	780	34,329

最初に9つの地域を個別のものとして扱って、1年間のシミュレーションを行った。右端の全国計とあるのは、全国を一つの送電網として計算したケースである。不足電力関連部分をグレーで示している。

①、②、・・・⑨は、北海道、東北、関東・・・各地域についてのシミュレーション結果を意味する。①～③は、①+②+③の地域のシミュレーションを示している。

表D-2 2020年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	78,952	42,551	11,706	33,042	36,401	31,549	39,644	15,373	27,178	16,176	40,110	35,177
風力発電容量	MW	18,901	13,606	3,585	4,304	5,295	10,489	12,809	7,042	6,563	3,447	12,916	11,631
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/9	64/5	5/0	47/4	48/4	42/3	63/5	18/1	45/3	24/1	61/5	55/4
年間電力需要	GWh/年	816,752	444,539	105,897	341,875	372,214	324,824	418,049	163,475	281,064	161,350	417,318	364,925
年間平均電力	MW	93,237	50,746	12,089	39,027	42,490	37,080	47,723	18,661	32,085	18,419	47,639	41,658
ピーク電力需要	MW	143,120	80,317	17,159	58,329	62,803	58,762	75,770	29,715	50,602	29,047	75,450	65,600
発電量合計	GWh/年	830,343	455,958	121,429	344,598	376,443	332,922	427,372	177,025	283,694	162,121	425,487	372,924
太陽光発電量	GWh/年	87,148	47,432	11,299	36,478	39,715	34,659	44,606	17,443	29,989	17,216	44,528	38,937
風力発電量	GWh/年	42,600	29,864	8,344	10,101	12,736	22,398	28,546	15,810	14,054	6,588	27,229	25,033
水力発電量	GWh/年	89,634	55,283	11,653	30,489	34,358	41,126	51,336	16,784	38,495	24,341	52,735	46,336
地熱発電量	GWh/年	24,580	7,064	14,814	8,517	17,417	4,946	5,153	2,740	4,320	2,268	7,012	4,648
石炭発電量	GWh/年	164,586	97,226	36,514	58,226	67,477	80,666	84,232	56,252	40,600	22,991	80,976	76,922
石油発電量	GWh/年	83,396	54,703	7,836	25,484	29,167	47,407	51,731	24,336	30,396	26,740	50,095	44,619
原子力発電量	GWh/年	89,001	45,387	10,284	39,627	43,612	38,646	42,035	16,488	28,903	22,156	41,491	35,254
ガス火力発電	GWh/年	226,121	106,363	18,026	125,612	121,309	53,402	107,809	22,471	88,795	34,611	109,439	90,629
バイオマス発電量	GWh/年	23,277	12,636	2,658	10,063	10,652	9,671	11,924	4,702	8,142	5,209	11,983	10,545
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
発電シェア合計	%	101.66	102.57	114.67	100.8	101.14	102.49	102.23	108.29	100.94	100.48	101.96	102.19
太陽光発電シェア	%	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67	10.67
風力発電シェア	%	5.22	6.72	7.88	2.95	3.42	6.9	6.83	9.67	5	4.08	6.52	6.86
水力発電シェア	%	10.97	12.44	11	8.92	9.23	12.66	12.28	10.27	13.7	15.09	12.64	12.7
地熱発電シェア	%	3.01	1.59	13.99	2.49	4.68	1.52	1.23	1.68	1.54	1.41	1.68	1.27
石炭発電シェア	%	20.15	21.87	34.48	17.03	18.13	24.83	20.15	34.41	14.45	14.25	19.4	21.08
石油発電シェア	%	10.21	12.31	7.4	7.45	7.84	14.59	12.37	14.89	10.81	16.57	12	12.23
原子力発電シェア	%	10.9	10.21	9.71	11.59	11.72	11.9	10.06	10.09	10.28	13.73	9.94	9.66
ガス火力発電シェア	%	27.69	23.93	17.02	36.74	32.59	16.44	25.79	13.75	31.59	21.45	26.22	24.83
バイオマス発電シェア	%	2.85	2.84	2.51	2.94	2.86	2.98	2.85	2.88	2.9	3.23	2.87	2.89
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAT充電量	GWh/年	463	284	26	126	212	272	240	140	81	20	233	238
BAT放電量	GWh/年	437	268	24	122	203	257	226	132	77	20	219	225
BAT損失	GWh/年	46	28	3	13	21	27	24	14	8	2	23	24
BAT損失/電力需要	%	0.01	0.01	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0.01	0.01
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99.74	100	100
平均BAT充電レベル	%	23.36	34.28	97.56	4.19	9.88	31.87	30.07	71.3	10.9	1.13	26.16	29.04
揚水発電充電量	GWh/年	28,326	15,426	476	8,911	11,315	10,853	14,637	4,007	8,043	2,942	14,077	12,971
揚水発電放電量	GWh/年	21,805	11,859	364	6,871	8,720	8,353	11,253	3,075	6,197	2,272	10,827	9,973
揚水発電損失	GWh/年	6,542	3,558	109	2,061	2,616	2,506	3,376	922	1,859	682	3,248	2,992
揚水発電損失/電力需要	%	0.8	0.8	0.1	0.6	0.7	0.77	0.81	0.56	0.66	0.42	0.78	0.82
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	31.39	38.9	94.81	17.43	23.3	38.31	35.64	70.81	19.08	10.36	32.83	34.67
余剰電力量	GWh/年	7,061	7,829	15,420	682	1,622	5,572	5,927	12,604	776	104	4,903	5,005
余剰電力量/電力需要	%	0.86	1.76	14.56	0.2	0.44	1.72	1.42	7.71	0.28	0.06	1.17	1.37
最大余剰電力	MW	34,259	21,817	8,927	12,214	14,450	17,300	20,021	11,989	10,774	4,458	19,141	18,265

(2) 2030年の計算

表D-3 2030年 地域別シミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	10,660	26,486	78,367	34,913	9,226	42,106	17,636	7,747	23,400	2,147	252,688
風力発電容量	MW	2,474	9,029	8,556	5,491	2,030	3,308	10,426	1,721	15,791	1,228	60,053
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/0	3/9	43/34	21/14	0/3	23/16	6/6	2/3	8/9	0/2	113/100
年間電力需要	GWh/年	27,394	68,222	240,461	108,092	23,918	121,767	51,141	24,578	71,885	6,518	743,975
年間平均電力	MW	3,127	7,788	27,450	12,339	2,730	13,900	5,838	2,806	8,206	744	84,929
ピーク電力需要	MW	4,693	10,979	41,687	19,463	4,105	22,121	9,148	4,394	13,288	1,267	130,492
発電量合計	GWh/年	43,836	105,621	262,389	130,000	33,301	130,435	73,633	36,364	117,486	10,879	919,083
太陽光発電量	GWh/年	10,273	25,583	90,173	40,534	8,969	45,663	19,178	9,217	26,957	2,444	276,546
風力発電量	GWh/年	6,577	19,872	21,971	13,155	3,359	6,577	19,872	6,577	38,624	3,359	136,583
水力発電量	GWh/年	4,715	10,240	24,187	15,431	4,820	22,579	5,577	2,833	9,353	0	97,196
地熱発電量	GWh/年	15,146	11,215	4,636	4,108	3,507	276	484	129	4,452	0	45,096
石炭発電量	GWh/年	3,313	20,186	19,731	13,223	8,278	6,912	14,334	11,582	14,999	3,606	125,063
石油発電量	GWh/年	2,079	3,440	18,211	8,444	2,490	14,675	7,703	3,971	8,509	1,188	70,177
原子力発電量	GWh/年	1,030	1,625	8,616	1,741	865	4,857	638	1,006	2,618	0	23,003
ガス火力発電	GWh/年	0	10,733	62,537	28,856	0	20,744	3,577	0	8,924	0	113,066
バイオマス発電量	GWh/年	704	2,727	11,883	4,507	1,014	6,295	2,254	1,050	3,051	282	32,352
不足発電量	GWh/年	0	0	445	0	0	1,857	16	0	0	0	0
発電シェア合計	%	160.02	154.82	109.12	120.27	139.23	107.12	143.98	147.95	163.44	166.92	123.54
太陽光発電シェア	%	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.17
風力発電シェア	%	24.01	29.13	9.14	12.17	14.04	5.4	38.86	26.76	53.73	51.53	18.36
水力発電シェア	%	17.21	15.01	10.06	14.28	20.15	18.54	10.9	11.53	13.01	0	13.06
地熱発電シェア	%	55.29	16.44	1.93	3.8	14.66	0.23	0.95	0.52	6.19	0	6.06
石炭発電シェア	%	12.09	29.59	8.21	12.23	34.61	5.68	28.03	47.12	20.86	55.33	16.81
石油発電シェア	%	7.59	5.04	7.57	7.81	10.41	12.05	15.06	16.15	11.84	18.23	9.43
原子力発電シェア	%	3.76	2.38	3.58	1.61	3.61	3.99	1.25	4.09	3.64	0	3.09
ガス火力発電シェア	%	0	15.73	26.01	26.7	0	17.04	7	0	12.41	0	15.2
バイオマス発電シェア	%	2.57	4	4.94	4.17	4.24	5.17	4.41	4.27	4.24	4.33	4.35
不足発電シェア	%	0	0	0.19	0	0	1.52	0.03	0	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	7,004	0	0	6,088	1,539	0	0	0	0
BAT充電量	GWh/年	0	77	9,265	2,067	389	3,685	1,124	138	122	49	17,466
BAT放電量	GWh/年	0	69	8,838	1,961	369	3,517	1,068	129	112	45	16,586
BAT損失	GWh/年	0	7	930	207	39	370	113	14	12	5	1,749
BAT損失/電力需要	%	0	0.01	0.39	0.19	0.16	0.3	0.22	0.06	0.02	0.07	0.24
最大BAT充電レベル	%	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	0	99.23	25.98	68.78	84.6	20.64	75.46	94.4	98.6	97.8	72.43
揚水発電充電量	GWh/年	2	311	15,302	6,848	154	7,444	1,809	408	720	16	38,496
揚水発電放電量	GWh/年	1	238	11,788	5,261	119	5,735	1,389	313	550	12	29,607
揚水発電損失	GWh/年	0	71	3,536	1,578	36	1,721	417	94	165	4	8,882
揚水発電損失/電力需要	%	0	0.1	1.47	1.46	0.15	1.41	0.81	0.38	0.23	0.06	1.19
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	99.96	95.1	31.81	52.33	75.18	26.32	71.1	87.26	94.76	94.16	61.54
余剰電力量	GWh/年	16,440	37,317	17,989	20,216	9,329	6,789	22,013	11,682	45,421	4,354	165,332
余剰電力量/電力需要	%	60.01	54.7	7.48	18.7	39	5.58	43.04	47.53	63.19	66.8	22.22
最大余剰電力	MW	8,417	20,601	39,940	25,550	8,074	20,615	18,671	6,986	21,204	2,074	151,756

表D-4 2030年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	250,541	135,028	37,146	104,853	115,513	100,115	125,803	48,783	86,245	51,332	127,282	111,628
風力発電容量	MW	58,824	38,766	11,503	17,584	20,058	33,275	36,736	27,937	10,829	5,337	37,045	22,975
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/98	64/53	5/9	47/44	48/44	42/39	63/50	18/19	45/34	24/19	61/50	55/44
年間電力需要	GWh/年	737,457	401,380	95,616	308,683	336,077	293,288	377,462	147,603	253,777	145,685	376,802	329,495
年間平均電力	MW	84,185	45,820	10,915	35,238	38,365	33,480	43,089	16,850	28,970	16,631	43,014	37,614
ピーク電力需要	MW	129,225	72,519	15,493	52,666	56,706	53,057	68,414	26,830	45,689	26,227	68,125	59,231
発電量合計	GWh/年	913,825	509,440	150,571	360,138	405,764	380,252	475,476	227,348	288,019	160,717	472,940	394,451
太陽光発電量	GWh/年	276,546	150,518	35,856	115,756	126,029	109,983	141,548	55,351	95,166	54,632	141,301	123,561
風力発電量	GWh/年	136,583	88,163	26,449	41,843	48,420	75,009	84,805	65,073	23,090	9,936	81,586	49,539
水力発電量	GWh/年	97,200	58,561	14,953	33,927	38,628	43,135	53,749	17,749	41,106	26,537	55,741	49,261
地熱発電量	GWh/年	45,097	12,912	27,681	15,762	32,204	8,816	9,417	5,059	7,942	3,979	12,788	8,496
石炭発電量	GWh/年	121,361	71,823	23,339	44,163	49,546	58,870	62,578	41,212	30,267	17,395	59,630	56,721
石油発電量	GWh/年	68,986	44,584	6,533	21,280	24,402	36,172	42,106	20,113	24,707	16,865	40,627	36,191
原子力発電量	GWh/年	22,993	11,724	2,655	10,240	11,271	9,983	10,860	4,262	7,463	5,721	10,719	9,106
ガス火力発電	GWh/年	113,031	53,769	9,727	63,164	60,504	25,592	54,010	12,221	46,585	17,877	54,161	46,943
バイオマス発電量	GWh/年	32,030	17,386	3,377	14,004	14,760	12,693	16,402	6,307	11,622	7,086	16,386	14,628
不足発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	71	689	0	5
発電シェア合計	%	123.92	126.92	157.47	116.67	120.74	129.65	125.97	154.03	113.49	110.32	125.51	119.71
太陽光発電シェア	%	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5	37.5
風力発電シェア	%	18.52	21.96	27.66	13.56	14.41	25.58	22.47	44.09	9.1	6.82	21.65	15.03
水力発電シェア	%	13.18	14.59	15.64	10.99	11.49	14.71	14.24	12.03	16.2	18.22	14.79	14.95
地熱発電シェア	%	6.12	3.22	28.95	5.11	9.58	3.01	2.49	3.43	3.13	2.73	3.39	2.58
石炭発電シェア	%	16.46	17.89	24.41	14.31	14.74	20.07	16.58	27.92	11.93	11.94	15.83	17.21
石油発電シェア	%	9.35	11.11	6.83	6.89	7.26	12.33	11.16	13.63	9.74	11.58	10.78	10.98
原子力発電シェア	%	3.12	2.92	2.78	3.32	3.35	3.4	2.88	2.89	2.94	3.93	2.84	2.76
ガス火力発電シェア	%	15.33	13.4	10.17	20.46	18	8.73	14.31	8.28	18.36	12.27	14.37	14.25
バイオマス発電シェア	%	4.34	4.33	3.53	4.54	4.39	4.33	4.35	4.27	4.58	4.86	4.35	4.44
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.03	0.47	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	4,330	5,594	0	2,812
BAT充電量	GWh/年	17,023	6,985	7	12,147	10,752	5,003	6,834	421	8,306	5,128	7,437	8,847
BAT放電量	GWh/年	16,166	6,627	2	11,552	10,219	4,746	6,485	391	7,902	4,893	7,058	8,404
BAT損失	GWh/年	1,704	699	1	1,217	1,077	501	684	42	832	515	744	886
BAT損失/電力需要	%	0.23	0.17	0	0.39	0.32	0.17	0.18	0.03	0.33	0.35	0.2	0.27
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	72.65	79.47	99.96	47.58	58.82	81.2	77.93	97.54	43.29	28.53	75.91	62.2
揚水発電充電量	GWh/年	38,375	19,802	97	17,467	17,630	12,804	19,773	2,344	16,549	8,656	19,538	19,454
揚水発電放電量	GWh/年	29,515	15,225	73	13,452	13,567	9,850	15,203	1,796	12,748	6,668	15,026	14,967
揚水発電損失	GWh/年	8,854	4,567	22	4,036	4,070	2,955	4,561	539	3,824	2,000	4,508	4,490
揚水発電損失/電力需要	%	1.2	1.14	0.02	1.31	1.21	1.01	1.21	0.37	1.51	1.37	1.2	1.36
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	61.65	66.46	99.34	49.08	55.4	69.96	65	91.51	39.98	33.94	63.82	53.11
余剰電力量	GWh/年	166,666	103,126	54,925	46,843	65,089	83,758	93,095	79,171	30,036	12,811	91,244	60,028
余剰電力量/電力需要	%	22.6	25.69	57.44	15.18	19.37	28.56	24.66	53.64	11.84	8.79	24.22	18.22
最大余剰電力	MW	151,925	90,966	27,893	61,971	68,131	69,962	84,400	43,625	51,893	29,678	84,075	71,020

(3) 2040年の計算

表D-5 2040年 地域別のシミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	16,544	41,103	121,619	54,183	14,318	65,345	27,370	12,022	36,316	3,332	392,151
風力発電容量	MW	3,818	13,932	13,203	8,474	3,132	5,104	16,089	2,655	24,367	1,896	92,668
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/1	3/15	43/107	21/43	0/6	23/70	6/20	2/6	8/12	0/4	113/287
年間電力需要	GWh/年	24,817	61,805	217,841	97,924	21,668	110,313	46,330	22,266	65,122	5,905	673,990
年間平均電力	MW	2,833	7,055	24,868	11,178	2,473	12,593	5,289	2,542	7,434	674	76,940
ピーク電力需要	MW	4,251	9,946	37,766	17,632	3,719	20,040	8,287	3,981	12,038	1,148	118,217
発電量合計	GWh/年	50,909	118,326	260,403	133,899	35,954	127,677	80,699	36,489	136,241	12,273	987,579
太陽光発電量	GWh/年	15,942	39,703	139,941	62,906	13,919	70,865	29,762	14,304	41,835	3,793	429,177
風力発電量	GWh/年	10,149	30,664	33,904	20,299	5,183	10,149	30,664	10,149	59,601	5,183	210,764
水力発電量	GWh/年	5,641	12,927	25,416	16,883	5,782	22,176	5,885	3,171	9,808	0	105,465
地熱発電量	GWh/年	18,727	17,469	7,210	6,405	5,444	421	749	199	6,931	0	70,228
石炭発電量	GWh/年	103	8,623	8,213	6,288	3,437	2,810	6,201	5,618	6,993	1,599	56,246
石油発電量	GWh/年	198	1,380	7,272	3,394	962	5,644	3,081	1,609	3,413	472	28,155
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	4,144	23,094	11,497	0	6,763	1,385	0	3,585	0	44,537
バイオマス発電量	GWh/年	148	3,414	14,438	6,189	1,228	7,377	2,928	1,417	4,075	1,226	43,006
不足発電量	GWh/年	0	0	916	39	0	1,471	43	22	0	0	0
発電シェア合計	%	205.14	191.45	119.54	136.74	165.94	115.74	174.18	163.88	209.21	207.86	146.53
太陽光発電シェア	%	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	63.68
風力発電シェア	%	40.9	49.61	15.56	20.73	23.92	9.2	66.19	45.58	91.52	87.77	31.27
水力発電シェア	%	22.73	20.92	11.67	17.24	26.68	20.1	12.7	14.24	15.06	0	15.65
地熱発電シェア	%	75.46	28.26	3.31	6.54	25.12	0.38	1.62	0.9	10.64	0	10.42
石炭発電シェア	%	0.42	13.95	3.77	6.42	15.86	2.55	13.38	25.23	10.74	27.08	8.35
石油発電シェア	%	0.8	2.23	3.34	3.47	4.44	5.12	6.65	7.23	5.24	8	4.18
原子力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電シェア	%	0	6.7	10.6	11.74	0	6.13	2.99	0	5.51	0	6.61
バイオマス発電シェア	%	0.6	5.52	6.63	6.32	5.67	6.69	6.32	6.36	6.26	20.77	6.38
不足発電シェア	%	0	0	0.42	0.04	0	1.33	0.09	0.1	0	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	11,358	3,365	0	8,270	3,116	1,224	0	0	0
BAT充電量	GWh/年	1	289	28,630	6,261	793	15,692	2,973	914	214	87	24,896
BAT放電量	GWh/年	0	268	27,253	5,942	754	14,945	2,822	868	198	81	23,574
BAT損失	GWh/年	0	29	2,869	627	79	1,573	298	91	21	9	2,489
BAT損失/電力需要	%	0	0.05	1.32	0.64	0.37	1.43	0.64	0.41	0.03	0.15	0.37
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	100	98.16	46.33	75.86	83.7	44.78	79.23	81.09	98.02	97.81	88.12
揚水発電充電量	GWh/年	1	436	16,079	7,450	181	8,387	1,994	730	695	21	38,829
揚水発電放電量	GWh/年	0	334	12,385	5,729	139	6,460	1,531	561	531	16	29,878
揚水発電損失	GWh/年	0	100	3,716	1,719	42	1,938	459	168	159	5	8,963
揚水発電損失/電力需要	%	0	0.16	1.71	1.76	0.19	1.76	0.99	0.76	0.24	0.08	1.33
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	100	92.49	34.7	48.63	71.06	33.23	66.71	74.04	94.54	91.54	60.21
余剰電力量	GWh/年	26,091	56,398	37,494	33,935	14,208	14,692	33,754	14,007	70,939	6,358	303,321
余剰電力量/電力需要	%	105.13	91.25	17.21	34.65	65.57	13.32	72.86	62.91	108.93	107.68	45
最大余剰電力	MW	13,056	31,951	77,396	40,725	12,378	38,921	29,260	10,301	33,426	3,134	248,964

表D-6 2040年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	388,820	209,553	57,647	162,723	179,267	155,371	195,236	75,708	133,846	79,663	197,531	173,238
風力発電容量	MW	90,773	59,820	17,750	27,135	30,953	51,347	56,689	43,111	16,710	8,236	57,165	35,454
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/283	64/159	5/16	47/122	48/123	42/115	63/153	18/39	45/119	24/76	61/152	55/147
年間電力需要	GWh/年	668,085	363,623	86,622	279,646	304,463	265,699	341,955	133,719	229,904	131,981	341,357	298,500
年間平均電力	MW	76,265	41,509	9,888	31,923	34,756	30,331	39,036	15,265	26,245	15,066	38,968	34,075
ピーク電力需要	MW	117,069	65,698	14,035	47,712	51,372	48,066	61,978	24,306	41,391	23,760	61,717	53,660
発電量合計	GWh/年	984,261	545,804	174,136	375,288	438,229	412,463	508,687	253,074	294,122	161,435	509,459	409,776
太陽光発電量	GWh/年	429,177	233,591	55,646	179,644	195,587	170,685	219,672	85,901	147,691	84,784	219,287	191,757
風力発電量	GWh/年	210,764	136,046	40,814	64,568	74,718	115,747	130,864	100,415	35,631	15,332	125,897	76,445
水力発電量	GWh/年	105,466	62,161	18,570	37,672	43,299	45,339	56,379	18,806	43,592	27,024	59,009	52,387
地熱発電量	GWh/年	70,226	20,096	41,219	24,512	50,139	13,712	14,650	7,869	12,296	5,952	19,901	13,178
石炭発電量	GWh/年	54,629	32,075	8,911	19,231	22,302	25,805	27,634	18,750	13,408	7,212	26,513	25,041
石油発電量	GWh/年	27,682	17,888	2,034	8,535	9,794	14,506	16,890	8,069	9,856	6,512	16,295	14,482
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	44,537	21,203	3,148	23,568	23,349	10,054	21,211	4,902	16,960	5,736	21,206	17,759
バイオマス発電量	GWh/年	41,780	22,744	3,794	17,551	19,042	16,616	21,386	8,362	14,538	8,482	21,349	18,708
不足発電量	GWh/年	0	0	0	7	0	0	0	0	151	400	0	18
発電シェア合計	%	147.33	150.1	201.03	134.2	143.94	155.24	148.76	189.26	127.93	122.32	149.25	137.28
太陽光発電シェア	%	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24	64.24
風力発電シェア	%	31.55	37.41	47.12	23.09	24.54	43.56	38.27	75.09	15.5	11.62	36.88	25.61
水力発電シェア	%	15.79	17.09	21.44	13.47	14.22	17.06	16.49	14.06	18.96	20.48	17.29	17.55
地熱発電シェア	%	10.51	5.53	47.59	8.77	16.47	5.16	4.28	5.88	5.35	4.51	5.83	4.41
石炭発電シェア	%	8.18	8.82	10.29	6.88	7.33	9.71	8.08	14.02	5.83	5.46	7.77	8.39
石油発電シェア	%	4.14	4.92	2.35	3.05	3.22	5.46	4.94	6.03	4.29	4.93	4.77	4.85
原子力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電シェア	%	6.67	5.83	3.63	8.43	7.67	3.78	6.2	3.67	7.38	4.35	6.21	5.95
バイオマス発電シェア	%	6.25	6.25	4.38	6.28	6.25	6.25	6.25	6.25	6.32	6.43	6.25	6.27
不足発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0.07	0.3	0	0.01
不足発電最大出力	MW	0	0	0	3,183	0	0	0	0	8,770	8,274	0	7,576
BAT充電量	GWh/年	24,054	12,329	9	22,595	14,470	7,919	12,412	1,039	22,190	16,509	12,539	20,779
BAT放電量	GWh/年	22,774	11,667	1	21,464	13,722	7,492	11,748	971	21,098	15,721	11,870	19,723
BAT損失	GWh/年	2,405	1,232	1	2,262	1,448	791	1,241	103	2,223	1,655	1,253	2,080
BAT損失/電力需要	%	0.36	0.34	0	0.81	0.48	0.3	0.36	0.08	0.97	1.25	0.37	0.7
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	88.4	89.31	99.99	71.51	83.6	90.84	88.64	96.93	67.81	57.24	88.59	78.63
揚水発電充電量	GWh/年	38,625	20,255	54	17,829	17,596	12,715	20,110	2,778	17,107	8,934	19,568	19,865
揚水発電放電量	GWh/年	29,720	15,589	40	13,733	13,535	9,786	15,476	2,130	13,177	6,882	15,061	15,296
揚水発電損失	GWh/年	8,916	4,677	12	4,120	4,060	2,936	4,643	639	3,953	2,064	4,518	4,589
揚水発電損失/電力需要	%	1.33	1.29	0.01	1.47	1.33	1.1	1.36	0.48	1.72	1.56	1.32	1.54
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	60.48	63.36	99.68	46.81	56.7	68.16	61.98	88.54	39.91	37.13	62.08	49.76
余剰電力量	GWh/年	305,987	176,848	87,496	90,418	128,951	143,402	161,438	118,639	59,197	26,617	162,931	105,651
余剰電力量/電力需要	%	45.8	48.63	101.01	32.33	42.35	53.97	47.21	88.72	25.75	20.17	47.73	35.39
最大余剰電力	MW	249,307	146,488	43,388	102,461	111,804	112,453	136,409	68,173	86,200	50,184	136,398	115,193

(4) 2050年の計算

表D-7 2050年 地域別のシミュレーション結果

	単位	①北海道	②東北	③関東	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄	全国計
太陽光発電容量	MW	20,120	49,989	147,911	65,896	17,413	79,472	33,287	14,621	44,166	4,052	476,927
風力発電容量	MW	4,655	16,988	16,099	10,332	3,819	6,224	19,618	3,238	29,712	2,311	112,996
揚水発電/バッテリー容量	GWh	1/1	3/20	43/140	21/71	0/10	23/95	6/35	2/8	8/15	0/4	113/400
年間電力需要	GWh/年	23,085	57,491	202,636	91,088	20,155	102,613	43,096	20,712	60,577	5,492	626,945
年間平均電力	MW	2,635	6,563	23,132	10,398	2,301	11,714	4,920	2,364	6,915	627	71,569
ピーク電力需要	MW	3,955	9,252	35,130	16,401	3,460	18,642	7,709	3,703	11,198	1,067	109,965
発電量合計	GWh/年	54,849	122,859	265,016	134,466	37,476	130,248	84,069	35,630	147,029	15,628	1,026,223
太陽光発電量	GWh/年	19,389	48,287	170,194	76,505	16,928	86,185	36,197	17,396	50,879	4,613	521,958
風力発電量	GWh/年	12,376	37,391	41,341	24,752	6,320	12,376	37,391	12,376	72,676	6,320	256,997
水力発電量	GWh/年	6,286	14,796	26,456	17,935	6,452	21,710	6,087	3,570	10,133	0	111,216
地熱発電量	GWh/年	16,798	21,160	8,928	7,953	6,508	503	923	256	8,593	0	86,996
石炭発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電量	GWh/年	0	1,225	16,279	7,168	1,268	8,242	3,386	1,690	4,745	4,696	49,056
不足発電量	GWh/年	0	0	1,818	153	0	1,232	86	343	3	0	0
発電シェア合計	%	237.6	213.7	130.78	147.62	185.94	126.93	195.07	172.03	242.71	284.54	163.69
太陽光発電シェア	%	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.25
風力発電シェア	%	53.61	65.04	20.4	27.17	31.35	12.06	86.76	59.75	119.97	115.06	40.99
水力発電シェア	%	27.23	25.74	13.06	19.69	32.01	21.16	14.12	17.24	16.73	0	17.74
地熱発電シェア	%	72.77	36.81	4.41	8.73	32.29	0.49	2.14	1.23	14.18	0	13.88
石炭発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電シェア	%	0	2.13	8.03	7.87	6.29	8.03	7.86	8.16	7.83	85.49	7.82
不足発電シェア	%	0	0	0.9	0.17	0	1.2	0.2	1.66	0.01	0	0
不足発電最大出力	MW	0	0	16,542	6,912	0	9,487	4,333	2,175	790	0	0
BAT充電量	GWh/年	1	733	36,451	10,009	1,067	19,979	4,567	1,604	279	5	28,242
BAT放電量	GWh/年	0	689	34,689	9,498	1,014	19,018	4,332	1,526	259	3	26,707
BAT損失	GWh/年	0	73	3,653	1,002	107	2,002	457	161	28	0	2,822
BAT損失/電力需要	%	0	0.13	1.8	1.1	0.53	1.95	1.06	0.78	0.05	0.01	0.45
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	100	96.31	55.9	78.7	87.29	59.41	82.14	73.18	97.89	99.94	90.86
揚水発電充電量	GWh/年	1	573	16,082	7,559	192	8,531	2,081	872	688	2	38,336
揚水発電放電量	GWh/年	0	440	12,387	5,816	148	6,571	1,598	670	526	2	29,502
揚水発電損失	GWh/年	0	132	3,716	1,745	44	1,971	480	201	158	0	8,851
揚水発電損失/電力需要	%	0	0.23	1.83	1.92	0.22	1.92	1.11	0.97	0.26	0.01	1.41
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	100	88.98	36.12	46.17	68.66	35.64	64.3	66.14	94.32	99.44	58.53
余剰電力量	GWh/年	31,763	65,192	56,926	41,124	17,224	24,714	40,256	14,639	86,269	10,133	388,906
余剰電力量/電力需要	%	137.6	113.4	28.09	45.15	85.46	24.08	93.41	70.68	142.41	184.49	62.03
最大余剰電力	MW	15,883	38,595	97,478	49,993	15,049	49,622	35,750	12,342	41,057	4,166	309,152

表D-8 2050年 地域グループのシミュレーション結果

	単位	①～⑨	④～⑨	①②	②③	①②③	⑤～⑨	④⑥⑦⑧⑨	⑦⑧⑨	④⑤⑥	⑤⑥	④～⑦⑨	④～⑧
太陽光発電容量	MW	472,875	254,855	70,110	197,900	218,021	188,959	237,442	92,074	162,780	96,884	240,234	210,688
風力発電容量	MW	110,685	72,943	21,643	33,087	37,742	62,610	69,124	52,568	20,375	10,043	69,705	43,231
揚水発電/バッテリー容量	GWh	112/ 395	64/ 234	5/ 21	47/ 160	48/ 161	42/ 163	63/ 224	18/ 58	45/ 176	24/105	61/ 226	55/ 219
年間電力需要	GWh/年	621,452	338,242	80,575	260,126	283,211	247,153	318,086	124,385	213,857	122,768	317,530	277,665
年間平均電力	MW	70,942	38,612	9,198	29,695	32,330	28,214	36,311	14,199	24,413	14,015	36,248	31,697
ピーク電力需要	MW	108,898	61,112	13,056	44,381	47,786	44,711	57,652	22,610	38,502	22,101	57,409	49,914
発電量合計	GWh/年	1,020,926	565,998	185,908	385,233	454,912	431,901	527,976	265,964	300,503	166,673	530,995	419,100
太陽光発電量	GWh/年	521,958	284,089	67,675	218,480	237,869	207,584	267,160	104,471	179,618	103,113	266,693	233,210
風力発電量	GWh/年	256,997	165,890	49,767	78,732	91,108	141,138	159,570	122,443	43,447	18,695	153,514	93,214
水力発電量	GWh/年	111,213	64,656	21,082	40,308	46,543	46,852	58,203	19,552	45,327	27,610	61,292	54,583
地熱発電量	GWh/年	86,996	24,896	46,514	30,377	62,100	16,986	18,151	9,754	15,195	7,292	24,651	16,324
石炭発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電量	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電	GWh/年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電量	GWh/年	43,762	26,467	870	17,314	17,292	19,342	24,891	9,738	16,790	9,686	24,845	21,742
不足発電量	GWh/年	0	0	0	24	0	0	0	6	126	276	0	26
発電シェア合計	%	164.28	167.34	230.73	148.09	160.63	174.75	165.99	213.82	140.52	135.76	167.23	150.94
太陽光発電シェア	%	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99	83.99
風力発電シェア	%	41.35	49.04	61.76	30.27	32.17	57.11	50.17	98.44	20.32	15.23	48.35	33.57
水力発電シェア	%	17.9	19.12	26.16	15.5	16.43	18.96	18.3	15.72	21.2	22.49	19.3	19.66
地熱発電シェア	%	14	7.36	57.73	11.68	21.93	6.87	5.71	7.84	7.11	5.94	7.76	5.88
石炭発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
石油発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
原子力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ガス火力発電シェア	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
バイオマス発電シェア	%	7.04	7.83	1.08	6.66	6.11	7.83	7.83	7.83	7.85	7.89	7.82	7.83
不足発電シェア	%	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0.06	0.23	0	0.01
不足発電最大出力	MW	0	0	0	7,210	0	0	0	2,255	8,912	8,274	0	9,176
BAT充電量	GWh/年	28,145	15,680	16	27,176	15,825	9,375	15,761	1,681	28,651	19,597	15,192	27,680
BAT放電量	GWh/年	26,617	14,825	5	25,810	14,994	8,861	14,905	1,573	27,232	18,652	14,361	26,267
BAT損失	GWh/年	2,812	1,566	1	2,721	1,583	937	1,575	167	2,870	1,964	1,518	2,770
BAT損失/電力需要	%	0.45	0.46	0	1.05	0.56	0.38	0.5	0.13	1.34	1.6	0.48	1
最大BAT充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均BAT充電レベル	%	90.82	91.35	99.97	75.77	86.9	92.73	90.85	96.67	75.5	69.97	91.34	82.73
揚水発電充電量	GWh/年	38,284	20,194	93	17,811	17,558	12,460	19,980	2,945	16,914	8,928	19,347	19,714
揚水発電放電量	GWh/年	29,462	15,546	70	13,719	13,503	9,589	15,381	2,258	13,028	6,877	14,896	15,181
揚水発電損失	GWh/年	8,839	4,664	21	4,116	4,051	2,877	4,614	677	3,908	2,063	4,469	4,554
揚水発電損失/電力需要	%	1.42	1.38	0.03	1.58	1.43	1.16	1.45	0.54	1.83	1.68	1.41	1.64
最大揚水充電レベル	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
平均揚水充電レベル	%	58.4	61.09	99.29	44.58	54.85	67.08	60.1	86.55	39.72	38.6	60.65	47.87
余剰電力量	GWh/年	389,116	222,255	105,298	119,650	166,823	181,366	204,437	140,782	81,342	40,910	208,187	135,493
余剰電力量/電力需要	%	62.61	65.71	130.68	46	58.9	73.38	64.27	113.18	38.04	33.32	65.56	48.8
最大余剰電力	MW	309,219	180,860	52,469	127,034	138,461	138,862	168,599	83,340	107,459	62,947	168,802	142,494

WWF エネルギーシナリオ 電力系統編

100%

2050年に自然エネルギー100%の社会は世界的にも日本においても可能

日本の電力系統で 自然エネルギーは可能

自然エネルギーの大量導入は技術的には可能
むしろ社会的・政治的な問題



CO₂ゼロ

2050年に向かって地球温暖化の進行を抑える社会を次世代に残せる

トータルではプラス

40年間で必要な投資は470兆円
しかしエネルギー削減で673兆円浮く
トータルでは、204兆円の便益



私たちはWWFです

人と自然が調和して生きられる未来を目指して、地球環境の悪化をくい止めるさまざまな活動を実践しています。

www.wwf.or.jp