

博士学位論文

# 再生可能型エネルギーミックスに向けた 電力ネットワーク柔軟性の役割と効果：

デンマークから日本とアジア諸国への示唆

The Role and Effects of Power Network Flexibility toward Achieving  
Renewable-based Energy Mix: Implications of Denmark to Japan and Asia

指導教員：三友仁志 教授

谷口 晋一

(4015S009-8)

2020年6月

早稲田大学大学院アジア太平洋研究科博士後期課程

Graduate School of Asia-Pacific Studies (GSAPS), Waseda University

# 目次

謝辞	6
第1章 背景と目的：世界的なトレンドと日本	7
1.1 研究の目的	7
1.2 エネルギー多様化の重要性	9
1.3 世界のエネルギーのトレンドと再生可能エネルギー	10
1.4 日本のエネルギーミックスの変遷	14
1.4.1 日本のエネルギーミックスの現状	14
1.4.2 エネルギーミックスを再生可能型にする鍵となる「柔軟性」	15
1.5 研究の意義	18
1.6 本論文の構成	18
第2章 先行研究	20
2.1 日本の電力システムの問題点	20
2.2 変動再生可能エネルギーと電力ネットワークの柔軟性	20
2.3 電力ネットワークと経済分析	22
2.3.1 電力の送電にかかる混雑料金	22
2.3.2 地点間における送電権	22
2.3.3 メリットオーダー効果	23
2.4 エネルギー貯蔵と経済効果	23
2.5 フィリピンの持続可能なエネルギーシステム	24
2.5.1 東南アジアとフィリピンのエネルギーセキュリティー	24
2.5.2 アジアとフィリピンにおける再生可能エネルギーの状況	24
2.5.3 農村部の電化効果	25
第3章 日本の電力システムの問題点とリサーチクエスション	26
3.1 先行研究	26
3.2 日本の再生可能エネルギーの現状と見通し	26
3.3 日本の電力システムの問題点	28
3.3.1 日本の電力システムの特徴と欧州との違い	28
3.3.2 変動再生可能エネルギーにかかる日本の電力システムの課題	29
3.3.3 世界の再生可能エネルギー導入経験に対する日本のこれまでの認識と方針	35
3.3.4 日本の問題点と解決策のまとめ	36
3.4 リサーチクエスションからサブ・リサーチクエスションの展開	38

## 第4章 日本とデンマークにおける再生可能エネルギー導入にかかる

### 柔軟性の構造と役割 \_\_\_\_\_ 39

<b>4.1 本章の背景と目的</b> .....	<b>39</b>
<b>4.2 本章の先行研究と評価</b> .....	<b>41</b>
<b>4.3 分析の方法・データおよび結果</b> .....	<b>44</b>
4.3.1 日本とデンマークにおける電力取引の予備分析 .....	44
4.3.2 本分析の手順 .....	47
4.3.3 ステップ1：柔軟性ファクターの抽出方法 .....	48
4.3.4 ステップ1：柔軟性ファクターの抽出結果 .....	49
4.3.5 ステップ2：構造的モデルの作成 .....	52
4.3.6 ステップ3：電力取引による柔軟性構造の分析方法 .....	55
4.3.7 ステップ4：柔軟性の分類と役割の考察 .....	56
4.3.8 分析データ .....	56
4.3.9 電力ネットワーク柔軟性にかかる主成分分析結果 .....	59
4.3.10 ステップ4：柔軟性の分類と役割の考察 .....	76
<b>4.4 分析結果に基づく結論と考察</b> .....	<b>78</b>

### 第5章 電力ネットワークと再生可能エネルギーの経済効果 \_\_\_\_\_ 80

<b>5.1 電力ネットワーク取引による経済効果を調べる意義</b> .....	<b>80</b>
5.1.1 本章のリサーチクエスションと意義 .....	80
5.1.2 分析のステップ .....	81
<b>5.2 本章の先行研究と評価</b> .....	<b>87</b>
5.2.1 電力の送電にかかる混雑料金 .....	87
5.2.2 地点間における送電権 .....	88
5.2.3 メリットオーダー効果 .....	88
<b>5.3 分析の方法とデータ</b> .....	<b>89</b>
5.3.1 ステップ1：理論 .....	89
5.3.2 ステップ2：供給曲線の推定の方法 .....	96
5.3.3 ステップ3：分析データの取得 .....	99
5.3.4 ステップ4：ケースごとの経済効果の算出 .....	101
<b>5.4 分析の結果</b> .....	<b>105</b>
5.4.1 ステップ(2)：供給曲線の推定 .....	105
5.4.2 ステップ(4)：ケースごとの経済効果の算出 .....	112
<b>5.5 分析結果に基づく結論と考察</b> .....	<b>115</b>

### 第6章 エネルギー貯蔵による電力ネットワークと経済効果 \_\_\_\_\_ 118

<b>6.1 エネルギー貯蔵による分散型ネットワークの意義</b> .....	<b>118</b>
---	------------

6.2	本章の先行研究と評価 .....	120
6.3	分析の方法と対象とするデータ .....	120
6.4	分析の結果 .....	126
6.5	結論と考察・日本への示唆 .....	130
<b>第7章 アジア諸国の持続可能なエネルギー供給に向けた示唆</b>		<b>133</b>
7.1	アジア諸国のエネルギーセキュリティの現状と課題 .....	133
7.2	先行研究と評価 .....	136
7.3	フィリピンにおける既存の電力ネットワークの評価 .....	140
7.3.1	電力ネットワークの経済効果の分析方法 .....	140
7.3.2	予備分析：容量の一貫性 .....	143
7.3.3	本分析の結果 .....	143
7.3.4	分析結果のまとめ .....	148
7.4	フィリピンにおける分散型ネットワークの潜在力 .....	149
7.4.1	現状の地域格差（人口分布・電化率分布） .....	149
7.4.2	ECR と生活の質にかかる先行研究 .....	150
7.4.3	分析方法 .....	150
7.4.4	分析結果 .....	152
7.4.5	分析結果のまとめ .....	157
7.4.6	考察：分散型ネットワークにより期待される効果 .....	157
7.5	分析結果に基づく結論と考察 .....	160
<b>第8章 結論</b>		<b>162</b>
8.1	各章のまとめと本研究の結論 .....	162
8.1.1	リサーチクエスションと回答 .....	162
8.1.2	結果の考察と示唆 .....	164
8.1.3	結論 .....	165
8.2	本研究の意義 .....	166
8.2.1	学問的意義 .....	166
8.2.2	社会的意義 .....	167
8.3	今後の研究課題 .....	167
8.3.1	分析手法にかかる課題 .....	167
8.3.2	今後の研究分野にかかる課題 .....	168
<b>参考文献</b>		<b>169</b>
	使用ソフトウェア .....	177
	<b>APPENDIX-A.1</b> .....	<b>178</b>
	<b>APPENDIX-B.1</b> .....	<b>179</b>
	<b>APPENDIX-C.1</b> .....	<b>180</b>

<b>APPENDIX-C.2</b> .....	<b>182</b>
<b>APPENDIX-D.1</b> .....	<b>185</b>
<b>APPENDIX-D.2</b> .....	<b>190</b>
<b>APPENDIX-D.3</b> .....	<b>210</b>
<b>APPENDIX-D.4</b> .....	<b>211</b>
<b>APPENDIX-D.5</b> .....	<b>212</b>
<b>APPENDIX-D.6</b> .....	<b>228</b>
<b>APPENDIX-D.7</b> .....	<b>233</b>
<b>APPENDIX-E</b> .....	<b>234</b>
<b>APPENDIX-F.1</b> .....	<b>235</b>
<b>APPENDIX-F.2</b> .....	<b>238</b>
<b>APPENDIX-F.3</b> .....	<b>240</b>
<b>APPENDIX-F.4</b> .....	<b>241</b>
<b>APPENDIX-F.5</b> .....	<b>242</b>
<b>APPENDIX-F.6</b> .....	<b>243</b>
<b>APPENDIX-F.7</b> .....	<b>245</b>
<b>APPENDIX-F.8</b> .....	<b>247</b>

## 謝辞

---

本論文の指導教員である、早稲田大学大学院アジア太平洋研究科の三友仁志教授には、研究分野を決める段階から分析手法・論理構成に渡り、私の至らない点も含めて辛抱強くご指導下さり、温かい励ましを頂きました。特に、電力特有の専門的内容にも耳を傾けて下さり、有益なアドバイスを多く頂きました。技術者であった私にも経済分析や社会科学の示唆を頂き、研究を完成させることができました。ここに、深く感謝申し上げます。

副指導教員である早稲田大学大学院アジア太平洋研究科の山岡道男名誉教授、論文指導委員会委員である早稲田大学大学院アジア太平洋研究科の加藤篤史教授には、分析手法や経済効果の考え方について、非常に有益なご指摘と温かいアドバイスを頂き、欠点を改善することができました。同じく、論文指導委員会委員である金沢大学人間社会研究域経済学経営学系の藤澤美恵子教授には、公益事業の専門的な見地から大変有益なアドバイスや、研究の進め方、新しい研究の機会等温かく懇切にご指導を頂きました。論文指導委員会の先生方には、心より感謝申し上げます。

秀明大学英語情報マネジメント学部の大塚時雄教授には、第4章の多変量解析について貴重なアドバイスを頂きました。心より感謝申し上げます。

アジア太平洋研究科三友仁志教授ゼミナールの皆様には、研究を進める上で有益な刺激と多くの貴重なアドバイスを頂きました。特に、現在は津田塾大学学芸学部講師の Dr. John William Cheng には、研究初期の探求方法、論文投稿のアドバイス、英文校正に至るまで、本当にお世話になりました。改めて、深く感謝申し上げます。

最後に、私の博士論文への挑戦を理解し、ここまで辛抱強く応援し支えてくれた家族に、心から感謝致します。

# 第1章 背景と目的：世界的なトレンドと日本

---

## 1.1 研究の目的

風力発電や太陽光発電などの変動再生可能エネルギーは、限界費用がゼロで地域の制約もなく、化石燃料の代替として国のエネルギーセキュリティに資する優れた電源である。しかし、日本など先進国でも、余り導入が進んでいない国が殆どである。本研究の目的は、変動再生可能エネルギーを広く普及させる手段として、電力ネットワーク柔軟性の役割と効果を明らかにする。

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2019) は、2100年時点における世界の累積CO<sub>2</sub>排出量を、気温上昇1.5°C以下のレベルまで下げる必要性を指摘している。この有効な手段として、化石燃料の代わりに、再生可能エネルギーと電力ネットワークの柔軟性をセットで普及させることが挙げられる。本論文は、この方策を検討し、効果を述べるものである。

世界の累積CO<sub>2</sub>排出量を下げるためには、まず、産業革命以降、大部分のCO<sub>2</sub>を排出してきた先進国が、責任を持って排出削減義務を果たすことが必要である。なぜなら、今後、爆発的にCO<sub>2</sub>排出量が増えると予想される新興国は、先進国が歩んだのと同じ道のりで、発展への最短距離を歩もうとする筈である。従って、先進国がモデルを示すことなしに、世界のCO<sub>2</sub>排出削減はあり得ないと考えられる。本論文の目的は、図1に全体像を示したが、①と②で遅れた先進国での再生可能エネルギー導入を後押しし、③では分岐点にある新興国に向けたヒントを得、④で具体的に新興国への展開を考える

具体的には、①電力ネットワークの柔軟性とは何かを明らかにする。先進国の中で遅れている日本のエネルギーミックスと先進例デンマークを比較することから、柔軟性の内容を明らかにする。次に、②変動再生可能エネルギーと電力ネットワーク柔軟性の組み合わせは、経済効果と両立することを明らかにし、日本のエネルギーミックスが再生可能型に対応する示唆を得る。更に、③電力ネットワークが未発達な場合に柔軟性を与える方策について、分岐点にある国や地域のための示唆を得る。最後に、④得られた示唆を活用し、具体的に新興国への展開方法を考える。

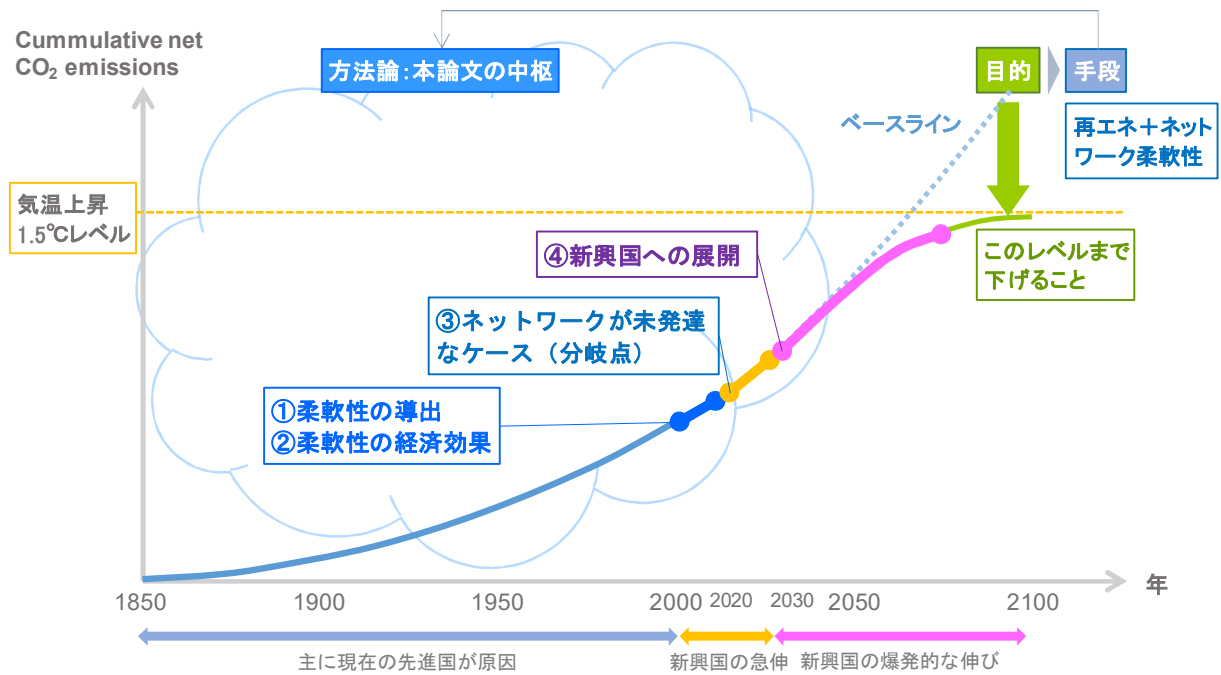


図 1：研究目的の全体像

(なお、APPENDIX-A.1 に、1960～2014 年の累積 CO2 排出量の上位 20 ヶ国を載せた。)

この目的のために、次の大きなリサーチクエスションを設定する。

RQ. 日本のエネルギーミックスを変動再生可能エネルギー主導型とするために、北欧から得られる示唆は何か。特に、北欧で注目される電力ネットワークの柔軟性とは何か。柔軟性と経済性は両立するのか。これを、アジア諸国の持続可能なエネルギー供給のためにどう活用できるか。

変動再生可能エネルギーを活用することは、同時に、エネルギーミックスを多様化し、エネルギー供給の分散化をはかることになる。結果として、日本のエネルギー供給の強靱化にも役立つ。更に、化石燃料から脱却し、変動再生可能エネルギーと経済性を両立させ、エネルギーセキュリティを強化することにも役立つ。加えて、アジア諸国にもモデルとなり得る、持続可能なエネルギー供給システムの実現に貢献することを目指す。



## 1.2 エネルギー多様化の重要性

エネルギーの多様化は、各国のエネルギー政策において最も重要な課題の1つである。どの国も、電力需要の全てを単一の電源で賄うことはできない。よって、それぞれが置かれた地理的条件に応じて、利用できる様々なエネルギー源を組み合わせ、電力に変換して供給する必要がある。この組み合わせが、『エネルギーミックス』と呼ばれるものである。

エネルギーミックスの比率は、国内で利用できるエネルギーと、輸入の可能性も含めて様々な角度から検討される。具体的な配慮事項として、歴史的、経済的、社会的受容性、人口動態、環境性、地政学的条件に基づき、最後は政策的に決定されることが多い。

日本のエネルギー自給率は、世界の他の地域と比較して低い。これは、データでも明らかである。図2に、Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)と Brazil, Russia, India, China, South Africa (BRICS) 諸国のエネルギー自給率（2017年）を示す。

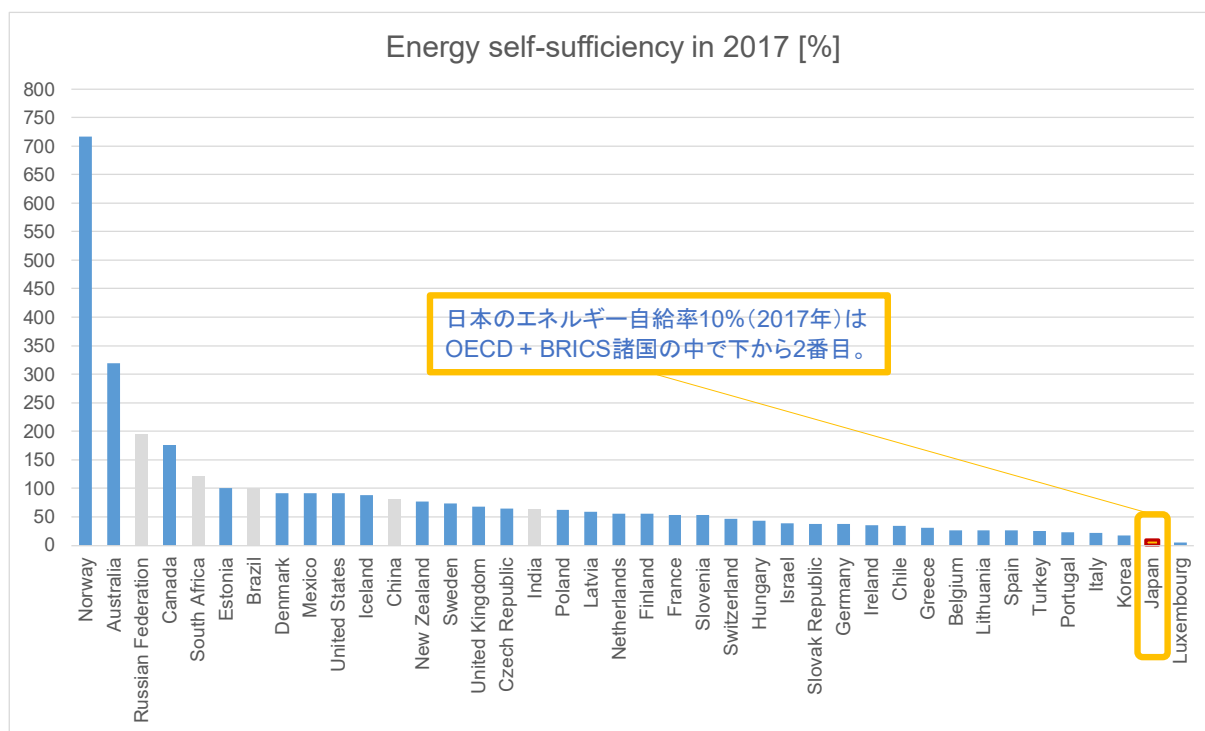


図2：OECD + BRICS 諸国のエネルギー自給率（2017年）  
（International Energy Agency (IEA) 2019a より筆者作成）

ここでは、日本固有の事情も関係している。明治維新以後、エネルギーをめぐる日本の歴史上、5つの大きな選択を迫られたことがあった。第1は、戦後の脱石炭の選択である。このときのエネルギー自給率は、1960年の58%から1970年には15%まで低下した。第2に、2回の石油危機と原油価格の高騰である。この時期、エネルギー価格は、1970年を100とすると、1980年は203まで上昇した。ここで脱石油を選択した。第3の選択で、1997年に京都議定書を採択し、CO2削減に向けて、原子力の利用に大きく舵を切った。第4は、東日本大震災と福島第一原子力事故の経験である。戦後の歴史上、最大の供給危機に陥る

と同時に、安全の価値を再認識するに至り、加えて、それまで脇役だった再生可能エネルギーの選択肢が、いよいよ現実的になった。第5の選択は、パリ協定の2050年目標に向けた挑戦である。2030年以降の目標の実現に向けて、多くの国が野心的目標を共有している。また、技術・産業・制度の構造変革が実際に起きると期待されている。例えば、再生可能エネルギーの価格についても、現在の40円/kWh平均から10円/kWhに低下すると想定されている（H30エネルギー白書）。

過去のエネルギー危機に共通するのは、石油／原子力等、単一の電源への過度の依存が原因だった。そこで、エネルギーの多様化が、資源の少ない日本のエネルギーセキュリティ<sup>1</sup>にとって、極めて重要な課題である。

### 1.3 世界のエネルギーのトレンドと再生可能エネルギー

世界のエネルギー利用の潮流は、欧米の金融機関を中心に、石炭火力への投融資を控える Environment, Social, Governance (ESG) 投資が進む等、脱石炭化に向かっている。地球温暖化について世界中の認識が高まり、破滅的なシナリオが不可避であると指摘されている。温暖化によって、地球の水循環システムに破壊的な変化が起こり、生態系が回復不可能なダメージを受けていると言われる（Rifkin,2015）。地球温暖化を制御可能なレベルに抑制するためには、化石燃料依存からの脱却が必要である。

重要なのは、どのエネルギーが化石燃料の代わりになり得るかである。太陽光や風力の再生可能エネルギーは潤沢に存在し、近年は性能向上と費用低下のイノベーションが起きている。エネルギー供給体制の流れでも、中央から末端の一方向的な電気の配給ではなく、分散型の電源とスマートな地域送電網を繋ぎ合わせ、消費者からも双方向にアクセスする未来像も予想されている。（Rifkin,2015）

上記のイノベーションが、無条件に進むことは想定されていない。例えば、従来の巨大資本型エネルギーに従事する人々は、限界費用がゼロの新エネルギーの出現に拒否反応を示すことが予想される。従来型のエネルギー資源は希少性に価値があったため、多くの人々も価値を守ることに尽力したが、これを失うかも知れないという危機を感じ、変革に抵抗する可能性がある（Rifkin,2015）。例えば、次のような意見である：

- 「再生可能エネルギーには、供給信頼性維持のための『容量価値』がない」（The Economist, “Wind and solar power are disrupting electricity systems “, 2017.2.25）
- 「石炭火力を基幹電源と位置づける日本は、海外に輸出できる技術を維持するため、高効率な石炭火力を維持すべきであり、同時に原発の再稼働も欠かせない。」（読売新聞解説記事「石炭火力発電 岐路に」, 2019年1月19日）

人類のエネルギー利用の歴史を振り返ると、化石燃料の利用によって科学技術や経済活動が発展してきた。その中でも特筆すべき点は、第一次産業革命と第二次産業革命を通じて、エネルギー利用効率が飛躍的に向上したことがある。経済活動を垂直統合することが

---

<sup>1</sup> エネルギー源を合理的な価格で継続して利用可能なこと。（IEA 2019）

効率的であったため、電力システムでも中央集中型の仕組みが形成された。第一次産業革命では、石炭を燃料とする蒸気インフラが形成された。生産性が格段に向上し、大量生産・大量消費社会が訪れた。これが、現在の石炭利用の基礎となっている。第二次産業革命は、石油が極めて重要な役割を果たした。内燃機関の発明と電話の導入による、新しいコミュニケーション手段が実現し、エネルギー・輸送が一体となった産業形態が台頭した。20世紀前半には、動力が蒸気から電気に変わり、生産性が一気に300%も向上した(Rifkin 2015)。

大量のエネルギーが一度に利用できるようになり、世界各国は飛躍的な経済成長を遂げ、生活レベルの向上と、人口増加が進行した。同時に、地球環境と生態系に負の影響を与え続けており、これが顕在化しつつある。

地球の温暖化ガスの濃度はかつてない程上昇し、温暖化による影響が深刻化している。地球気温は、人類の活動により、既に産業革命前より1°C上昇している(図3)。これを1.5°C以内の上昇に抑えるよう、IPCCより勧告されている。このペースでは、2030~2052年の間に、1.5°C上昇に到達する。この1.5°C以内のレベルを守ることが、温暖化と生態系への深刻なダメージを避けるために必要な条件であるとされている(IPCC 2019)。

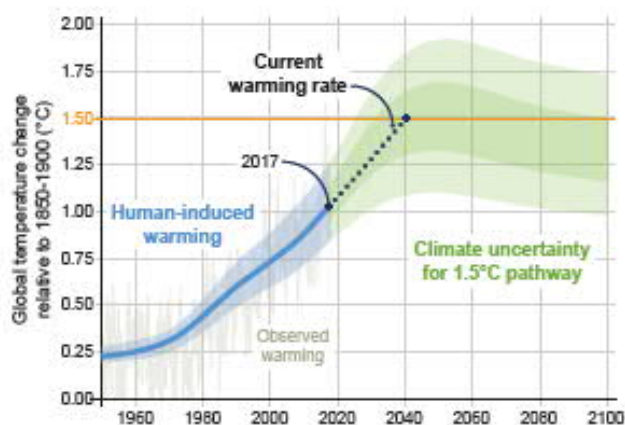


図 3：人類起源の温暖化は2017年に1°Cに到達  
(IPCC (2019))

2009年にConference of Parties (COP) 15が開催された当時は、地球の気温上昇を2°C以内に抑制する目標が掲げられていた。しかし、後の研究<sup>1</sup>で、気温上昇2°C以内の目標では、人類の健康・生活・食糧・安全・経済成長に与える深刻な影響を回避できず、不十分であることが明らかになり、最新のIPCC勧告では、1.5°C以内の目標が提示された。

気温上昇1.5°C以内の目標を達成するには、2030年までに世界全体のCO<sub>2</sub>排出を2010年レベルより45%減らし、2050年にはCO<sub>2</sub>排出を正味ゼロにすることが必要とされる。なお、気温上昇2°C以内の目標では、2030年までにCO<sub>2</sub>排出を2010年レベルより25%減らし、2070年までにゼロにすることが求められる。気候変動による人類の持続的発展や、貧困・格差の撲滅の活動への影響の点でも、2°C以内目標より1.5°C以内目標の方が、明確にダメージを回避できることが明らかにされた(IPCC 2019)。

<sup>1</sup> IPCC (2019) では、1.5°C上昇と2°C上昇とで、海面レベル、生態系、人の生活や経済活動等に与える影響に明確な違いがあることが述べられている。

次に、日本の気候変動への対応を概説する。日本では、エネルギーミックス目標が設定されている。2019年度のエネルギーミックス目標は、2015年のCOP21で採択されたパリ協定に基づいている。日本の基本方針は、気温上昇2℃以内のレベルを十分に下回り、1.5℃以内のレベルに向けて努力するとされている。日本の温暖化ガス排出の9割はエネルギー起源のCO<sub>2</sub>であるが、CO<sub>2</sub>排出削減量が日本のエネルギーミックス方針と整合するよう、技術的制約、コスト面の課題などを考慮した上で、裏付けのある施策や技術を積み上げ、図4、5の実現可能な目標を定めた（Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) 2019a）。

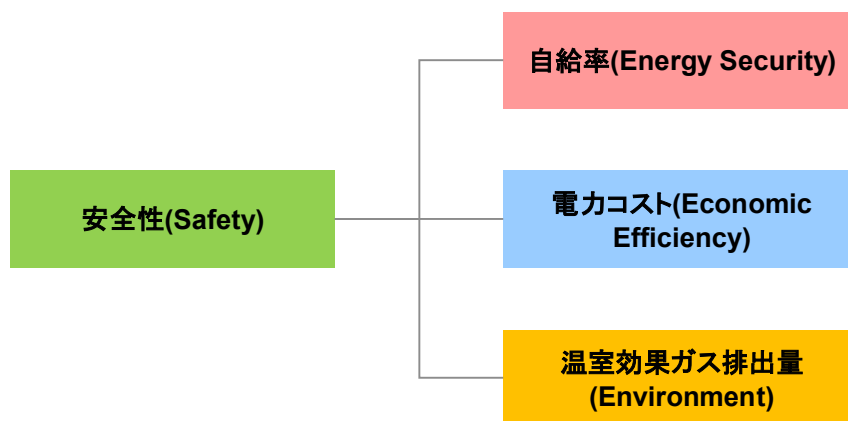


図4：日本のエネルギー政策の基本方針  
(METI 2018)

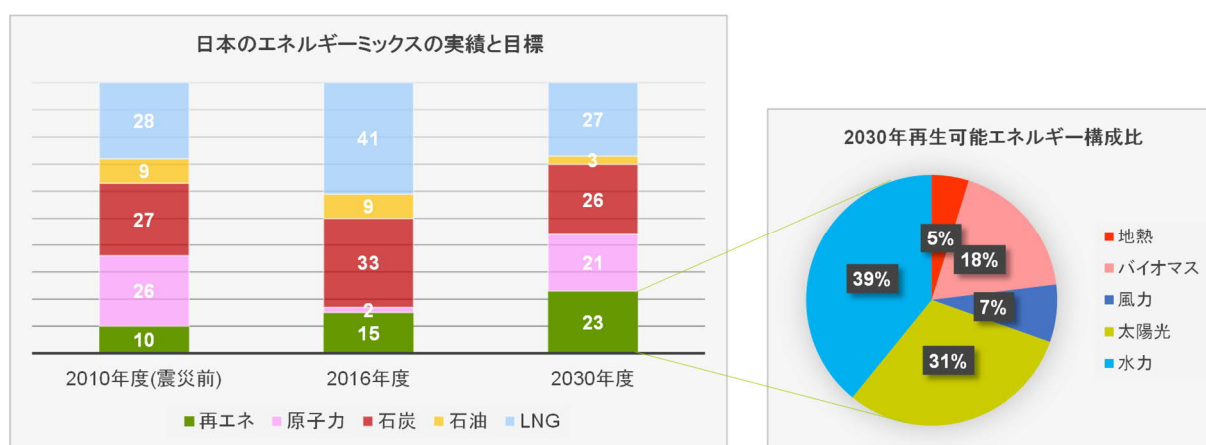


図5：日本のエネルギーミックス目標

(出所：METI (2018), 2030年エネルギーミックス実現へ向けた対応について, p1)

日本の公の目標は、2030年度に2013年度比で26%削減（2005年度比25.4%削減）し、長期目標は2050年までに80%の温暖化ガス削減に挑戦するとされる。（METI 2019a）

日本の気候変動の対策において、最も重要な役割を果たすのが、再生可能エネルギーである。再生可能エネルギーは、水力・地熱・バイオマスなど、出力が安定している電源と、風力や太陽光等天候や気候条件に応じて変動する電源がある。後者を、特に変動再生可能

エネルギー（Variable Renewable Energy: VRE）と言う。VRE の重要な特徴は、①地球上に広く分布し地政学的な制約に左右されないこと、②限界費用がほぼゼロであることである。

限界費用ゼロと言う点が非常に重要である。Rifkin (2015) は、財の生産性向上に当たり、限界費用が重要であり、限界費用がゼロのときに生産活動の最大効率が達成されると指摘している。変動再生可能エネルギーと言う新技術の導入によって財の生産コストが低減し、サービスの価格を下げ、エネルギー効率も向上する。VRE は自然界に広く分散するので、協働型の活動にも適しており、電力供給方式を水平展開できる利点もあるとしている。

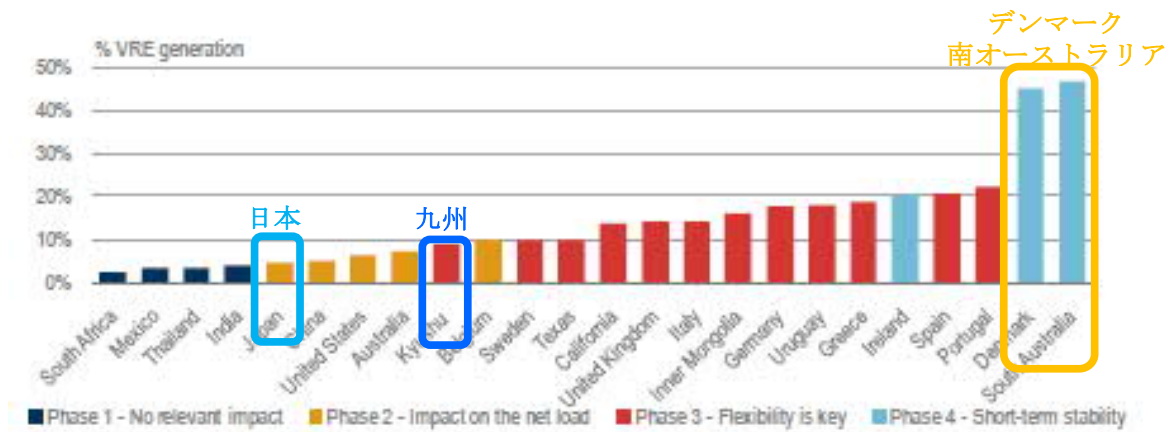


図 6：世界の変動再生可能エネルギー浸透率(2016年)  
(IEA(2018a), Status of Power System Transformation 2018, p22)

現在の日本と世界における、変動再生可能エネルギーの利用状況を述べる。図 6 は、IEA (2018a) の調査結果である。日本の変動再生可能エネルギー（VRE）浸透率は 7.2%（2018 年実績）と低い数値で、最も導入が進む九州でも、世界の国々と比較すると相対的に低いことが分かる。

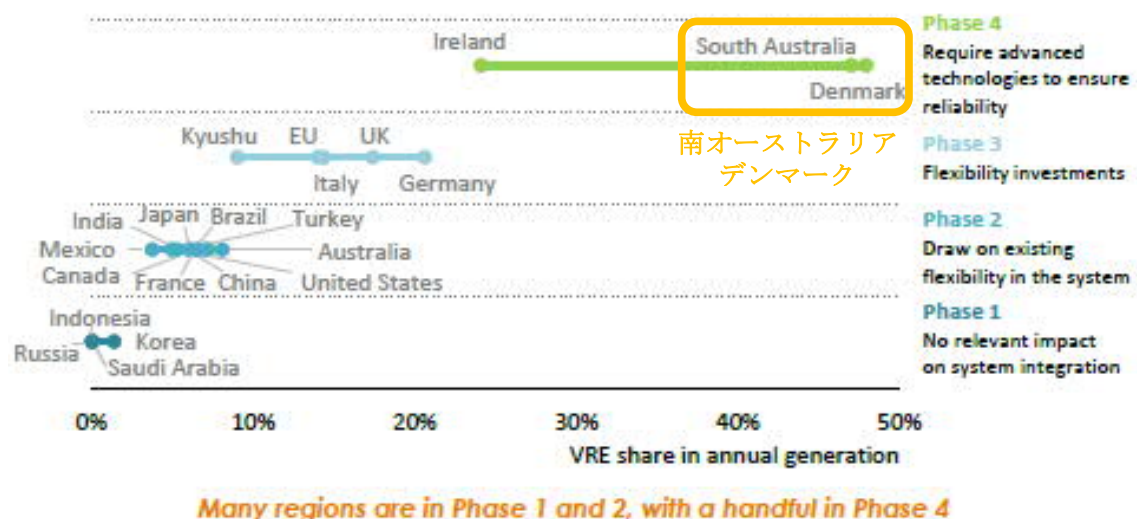


図 7：変動再生可能エネルギーの導入段階の評価  
(IEA (2018b), World Energy Outlook 2018, p300)

図7の評価では、日本全体や九州におけるVREの導入段階は、まだ既存の電力システムで対応可能な初期の段階であるが、最も進んだデンマークや南オーストラリアでは、VREのための特別な対応方法が既に導入されていることが示されている。

## 1.4 日本のエネルギーミックスの変遷

### 1.4.1 日本のエネルギーミックスの現状

日本固有のエネルギー事情について、具体的に述べる。戦後のエネルギー供給方式には、いくつかの転換点があった。①1960年代の国内炭から輸入の石油への転換、②1970年代の石油危機の経験から脱石油・エネルギー多様化への転換である。

また、③1990年代には、温暖化への対応とエネルギー自給率向上のため、原子力への過度な傾注があった。④2011年の原子力事故の後には、まだ方向が定まっていない。

原子力事故前までは、日本は表面上、エネルギー多様化を推進した。しかし、数字上は、化石燃料への依存度が80%を超えていた。震災後の日本のエネルギーミックスは化石燃料依存が90%に達し、1990年以前の状態に近い(図8)。

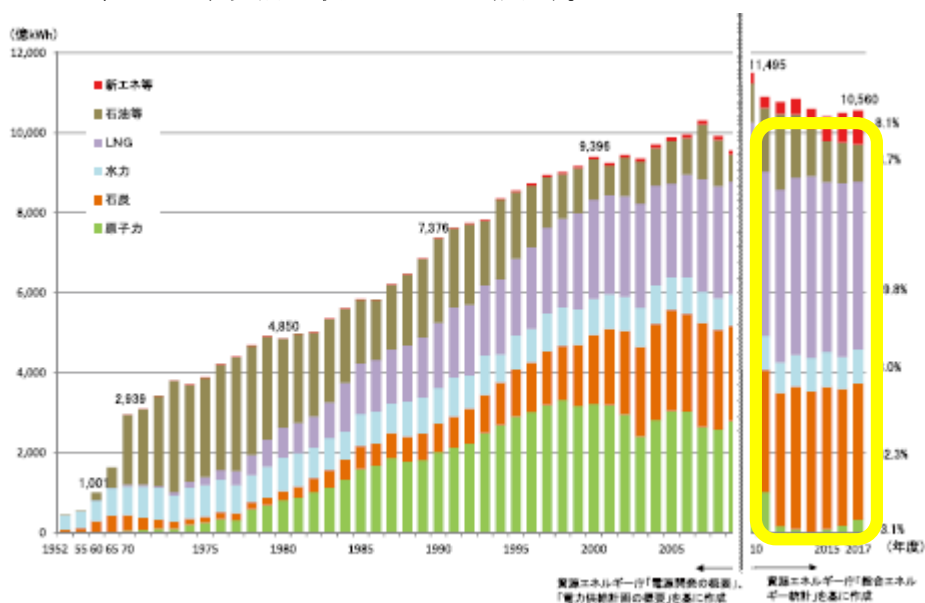


図8: 日本の発電電力量の内訳の推移

(METI (2019a), エネルギーに関する年次報告, p156)

現在、再稼働している原子力発電所は6基のみである。これ以外の原子炉については、安全上の懸念、老朽化対策、地域社会や自治体とのコンセンサスの課題等、様々な問題を抱えており、再稼働の見通しが得られていない。

また、原子力発電は、震災前に考えられていたような最も安い電源はないことも示された。従来は算定していなかった、使用済み核燃料の処分費、原子炉廃炉コスト等のバックエンドコスト、安全対策費等の外部コストを考慮することが求められ、結果として高くなることが分かった。Schneider と Froggatt (2018) の報告によると、現時点で変動再生可能エネルギーの LCOE (Levelized Cost of Electricity) が最安になっている(図9)。

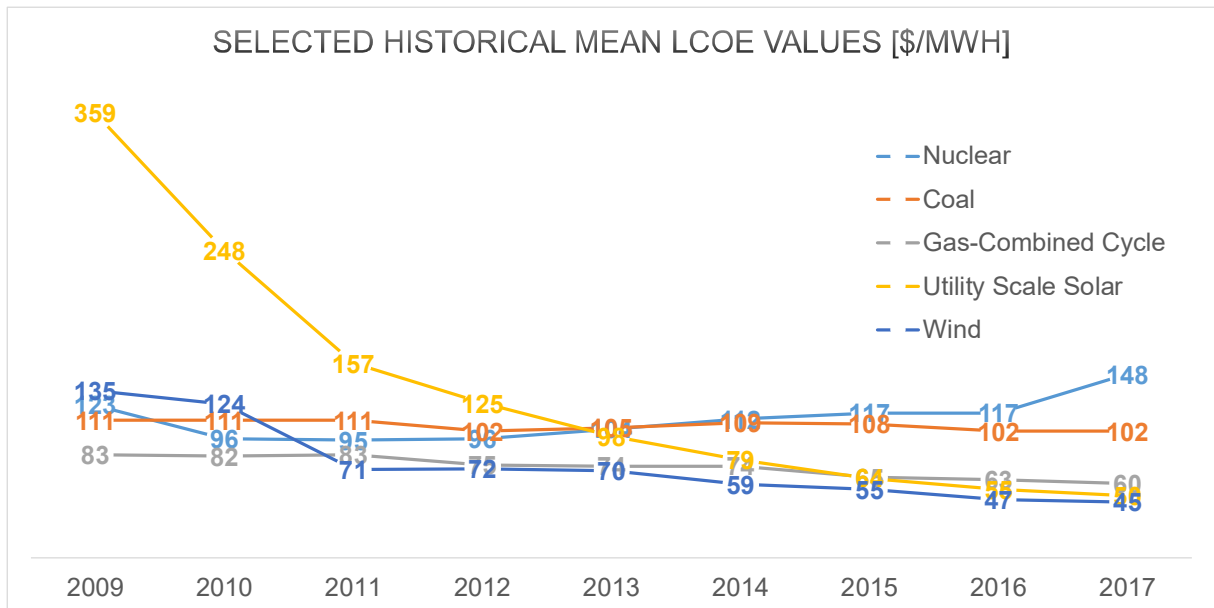


図 9：各電源の世界平均価格の推移  
(Lazard 2019)

Jacobson (2017) の分析によると、日本は OECD 諸国の中で、米国に次いで 2 番目の再生可能エネルギーのポテンシャルがある。しかし、現段階の日本は、再生可能エネルギーの利用が最も遅れたグループに属している (IEA,2018b)。この段階から、日本のエネルギーミックス 2030 年における再生可能エネルギー 22~24% の目標を達成するためには、飛躍が必要であり、今までの延長では難しい。

再生可能エネルギー型のエネルギーミックスにするためには、賦存量が豊富な変動再生可能エネルギー（風力・太陽光）を活用しなければならない。この重要な鍵は、IEA (2014,2017a,2018a) 等も挙げている、電力ネットワーク柔軟性にある。

#### 1.4.2 エネルギーミックスを再生可能型にする鍵となる「柔軟性」

##### (1) 柔軟性の概念と定義

変動再生可能エネルギーを利用するに当たり、電力ネットワークの「柔軟性」の概念が非常に重要である。「柔軟性」は、電気の発生と消費の同時性と等量性を担保するもので、電気の性質そのものとも考えることもできる。柔軟性の定義は、「発電と需要の双方における変動性や不確実性に、異なる時間単位に渡って、妥当なコストで十分な信頼度レベル<sup>1</sup>を維持しながら、対応する能力」 (Ma et al., 2013) とされる。また、IEA (2014) は、広義と狭義の柔軟性を定義している。広義の柔軟性は、「費用効果の高い方法で供給と需要を一致させるために、電力システムが適応できる発電と需要のパターンの範囲」(1.1) である。狭義の柔軟性は、「発電あるいは需要を、数分から数時間の時間スケールで予期される、予期されないに関わらず、変動に対応し、増加または低減できる範囲」(1.2) と定義される。また、柔軟性は、「増加あるいは減少の変化に対して、利用可能なメガワットで測られる」(1.3)。

<sup>1</sup> 停電回数や停電時間などの直接的な信頼度の他、周波数や電圧などの品質レベルも含むと考えられる。

そのリソースの内訳は、天然資源や歴史的な発展経緯により、地域毎に異なる。ある地域では、柔軟性の大部分は、既設の水力発電所によって提供される。一方で、殆どの柔軟性リソースをガス火力発電所とデマンド・サイド・マネジメントの組み合わせによって賄う地域もあるとされる (IEA 2014)。

IEA (2014) は、電力システムの柔軟性にかかる地域別のケーススタディーも行っており、次の技術的柔軟性の評価項目を挙げた。それは、①システムエリア規模、②地域内送電網強度、③連系線、④電力市場の数、⑤VRE の地理的分布、⑥負荷配分可能な発電構成による柔軟性、⑦投資機会 (これによって動的システムか成熟したシステムが分類される) の7点である。

また、柔軟性の運用評価に当たり、次の電力市場設計の項目を挙げている。a) VRE 以外の負荷配分、b) VRE の負荷配分、c) 負荷配分の時間幅、d) 最終スケジュール更新、e) システムサービス (予備力等) の手順、f) システムサービス市場、g) 送配電網の取扱い、h) 連系線の管理 の8点である。

費用と便益について評価し、便益は、出力が変動する再生可能エネルギー発電の価値とされた。具体的には、VRE 発電の電力量当たりの VRE 以外のシステムの正味の費用削減と定義された。この便益と VRE の電力量当たりの発電費用を比較した (IEA 2014)。

IEA (2017a) は、柔軟性のリソースとして IEA (2014) に倣い、次の4つの要素を挙げた。①柔軟な発電、②デマンドサイドインテグレーション、③蓄電、④電力網への投資機会である。また、電力システム変革の進捗段階にかかる評価として4項目を挙げた。それらは、①電力市場と運用、②計画とインフラ、③イノベーションの活用、④効率とセクターの結合であった。

更に、IEA (2018a) は、柔軟性の概念を4階層で示した。第1層は、役割と責任であり、制度に該当する。第2層は、技術と経済的なインセンティブであり、政策・規制や市場に該当する。第3層は、ハードウェアとインフラであり、該当する要素として、①給電指令可能な発電、②最新の VRE 発電、③デマンド・サイド資源、④蓄電、⑤これらを束ねる電力網インフラの5点が挙げられた (図 10)。

電力ネットワーク柔軟性の定義は、IEA (2014, 2017a, 2018a) も一貫しておらず、近年の報告では、概念的かつ定性的になる傾向がある。原点である、(1.1), (1.2), (1.3) を満足する明確な定義は、未だ実現していないように思われる。



図 10 : 電力ネットワーク柔軟性の階層 (IEA 2018)



## (2) 柔軟性の効果

前記の定義等を活用して、IEA (2018b) は、2040 年における世界の柔軟性要素の内訳を想定している。この中では、火力発電や水力発電に次いで、電力ネットワークの連系線の貢献が大きくなると予想している (図 11)。この想定は、現在考えられている将来の電源構成計画を基に、(1.1)~(1.3) の定義から、それぞれの資源の容量の比率をベースに求めていると思われる。仮に、もっと先進的な柔軟性が基準になれば、連系線やその他の要素が占める比率は、もっと高いと考えられる。

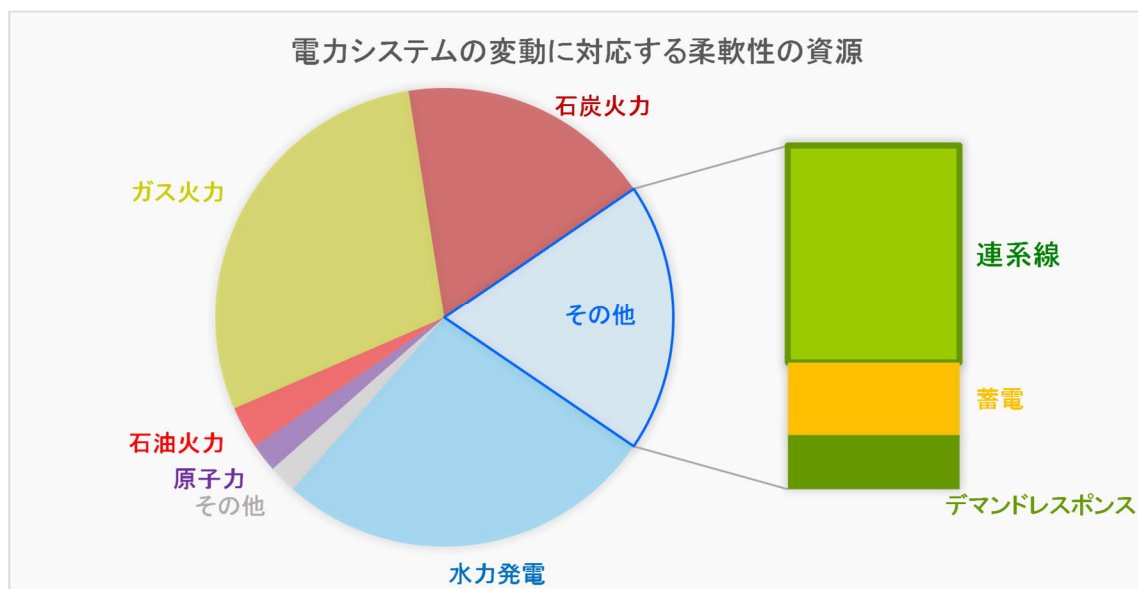


図 11 : 世界における再生可能エネルギーの変動性に対応する資源 (2040 年)  
(IEA (2018b), World Energy Outlook 2018, p362)

電力ネットワークの柔軟性にかかる効果は、具体的に提示されているものもある。その 1 つが、集約効果と呼ばれるものである。異なるエリアに存在する変動再生可能エネルギーを、エリア間で取引することにより、お互いの変動性が緩和され、均平化されて調整のためのバックアップコストが減るというものである。再生可能型のエネルギーミックスを構築する上で、この効果を活用すれば、コスト面でも有利になる (Bahar and Sauvage 2013)。

電力ネットワーク柔軟性に関するこれらの報告から得られる知見のうち、IEA (2018a) の第 3 層における①から⑤ (図 10) は、IEA (2014, 2017a) の過去の報告書とも共通する項目である。本研究では、この 5 項目を出発点として検証することが基礎になると考えた。

近年、エネルギー貯蔵のコストが劇的に低下したことから、将来は、柔軟性要素として蓄電が有望になると予想されている。蓄電の成功例として、南オーストラリアの蓄電池による周波数調整や、フィンランドの電気ボイラによる仮想蓄電システムが挙げられている (IEA 2019b)。本研究でも、エネルギー貯蔵を柔軟性の重要な補完要素として捉え、分析に加えている。

## 1.5 研究の意義

### (1) 研究の社会的意義

変動再生可能エネルギーは、限界費用がゼロで地域の制約もなく豊富に存在するため、化石燃料の代替として国のエネルギーセキュリティに資する。本研究は、変動再生可能エネルギーの普及によりエネルギーミックス多様化を進め、地球温暖化防止とエネルギーセキュリティ強化に貢献するものである。

日本をはじめ、世界でも変動再生可能エネルギーへの抵抗感が根強い。電力システムの柔軟性の役割と経済効果を明らかにすることにより、合理的な変動再生可能エネルギーの統合に向けた示唆を与える。

また、柔軟性の役割と経済効果の分析から、日本の電力システム整備に向けて、重要な示唆を与えた。更に、フィリピンの電力システムにおいて、エネルギーセキュリティに資する再生可能型エネルギーミックスに向けて重要な提言を行った。

### (2) 学問的な貢献

本研究は、再生可能型エネルギーミックスの鍵となる電力ネットワーク柔軟性の要素として、①従来型の中央発電、②電力取引、③柔軟な需要を5つの電力システムの組（デンマーク・ドイツ(2018・2006年)、東京-東北、北海道-東北、九州-中国）の主成分分析から洗い出し、構造的な役割を明らかにした。従来は、①～③が並列であったが、本研究では変動再生可能エネルギー浸透率の進展との関連を論じた。先行研究では、定量的には風力発電と連系線潮流の2変数の回帰分析、定性的には機器システム図で働きを解説したものであった。本研究では、柔軟性を構造的に表し、デンマークと日本の電力システムをモデルに役割を導出すると共に、動的变化について論じた最初の研究である。

また、②電力取引と③柔軟な需要にかかる経済効果を、総余剰から総合評価する方法を提案した最初の研究でもある。ここから、日本およびフィリピンの電力システムに向けた重要な示唆が得られた。更に、未成熟なフィリピンの電力システムにも、再生可能型エネルギーミックスが応用できるモデルケースを示した。

## 1.6 本論文の構成

本論文における各章の論理的構成について、図12に示す。

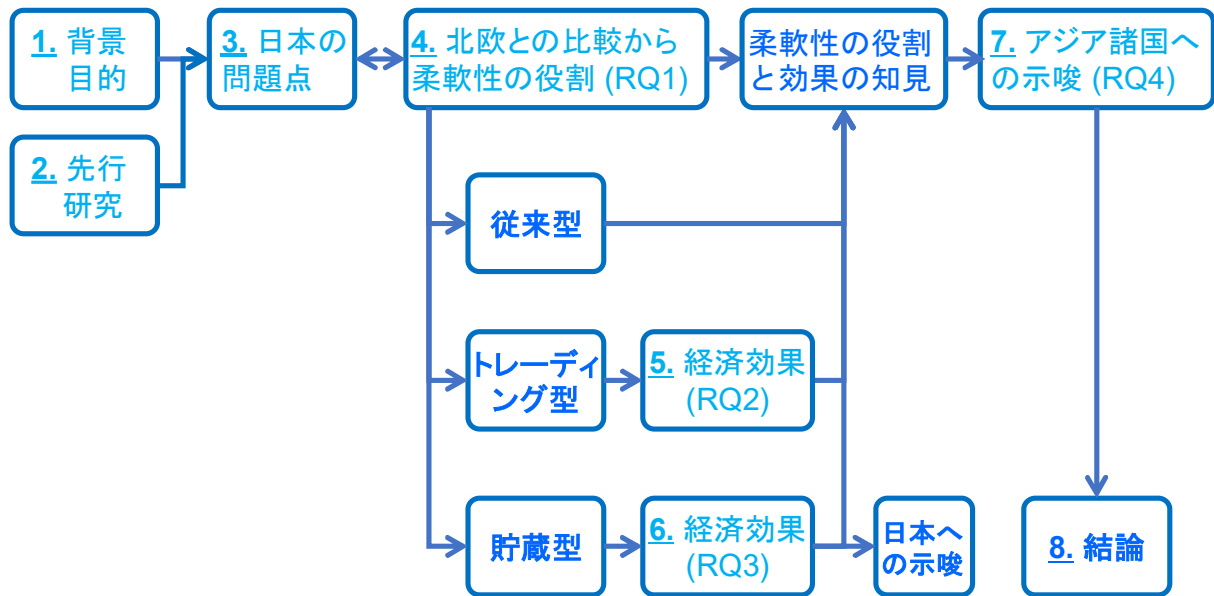


図 12：本論文の論理構成

第1章で、背景と目的を述べた。第2章にて、本論文にかかる主要な先行研究について述べる。第3章では、日本の再生可能エネルギーに関する問題点について述べ、リサーチクエスションを設定する。第4章では、日本とデンマークにおける再生可能エネルギーの導入状況の比較から、電力システム柔軟性の構造と役割について明らかにする。続いて、第5章で、電力ネットワークの電力取引と経済性が両立するか調べる。第6章では、エネルギー貯蔵による電力ネットワークの柔軟性と経済効果について述べると共に、日本への示唆を得る。第5章・第6章を応用して、第7章では、アジア諸国の持続可能なエネルギー供給に向けた分析と示唆を得る。最後に、第8章で結論を述べる。

## 第2章 先行研究

---

### 2.1 日本の電力システムの問題点

日本の電力システムの問題点について述べた先行研究に、以下のものがある。

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) (2015a) は、再生可能エネルギーが、北海道、東京、四国、九州の各エリアで系統制約<sup>1</sup>に直面する問題について述べている。METI (2017a) は、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行うという「先着優先」が原因であると特定している。METI (2018) は、海外でも導入されているコネクト&マネージ<sup>2</sup>や、ネットワークコスト改革、情報公開、紛争処理等、系統利用にかかる新ルールが再生可能エネルギー導入の対策になると述べており、変動対策のための調整力の機能として、火力発電の柔軟性の向上、市場・連系線の機能強化、蓄電池の開発等を挙げている。また、METI (2019b) は、北海道のブラックアウトや2019年の台風15・19号による長期停電の経験から、電力システムの強靱化に向けて、①早期復旧のための関係者の連携強化、②強靱な電力ネットワークの形成（地域間連系線の強化、託送料金の改革）、③電源の分散化（災害に強い分散グリッド、設備の老朽化や再生可能エネルギー大量導入を踏まえた電源の多様化・分散化）の検討を開始した。

安田 (2018a,b) は、日本とヨーロッパの電力システムの共通点を見出し、ネットワークの特徴やピーク需要と連系線容量の視点から、日本の連系線の多くが十分に活用されていない点を明らかにした。その他の先行研究について、第3章で詳しく述べる。

本論文は、日本の電力システムの問題点として、再生可能エネルギーのポテンシャルが非常に大きいにも関わらず、変動再生可能エネルギーの浸透が進まず、エネルギー自給率が非常に低いことを挙げている。第3章では、先行研究を参考に、電力ネットワークの利用と変動再生可能エネルギーと、火力発電への依存の関係性を述べる。

### 2.2 変動再生可能エネルギーと電力ネットワークの柔軟性

電力ネットワーク柔軟性の先行研究では、定性的な評価・記述か、定量分析では、風力発電量と連系線潮流の2変数による単回帰分析のどちらかであった。

変動再生可能エネルギーの導入段階に関する研究では、長期間のパネルデータによる動的变化や、変動再生可能エネルギーの短期変動とデマンドレスポンスの分析がある。

前者の長期間における動的研究として、Payne (2009) は、米国の1949～2006年の年間データを用いて、国内総生産（GDP）と再生可能エネルギーの間のグレンジャー因果性検定を行った。Apergis et al. (2010) は、19ヶ国の先進国における、CO2排出量、原子力発電利用、再生可能エネルギー消費、経済成長の間のグレンジャー因果性について、1984～2007年のパネルデータを用いて検定した。Apergis と Payne (2010) は、OECD 20ヶ国における

---

<sup>1</sup> 容量面と変動面での系統制約があり、容量面には需給バランスによる制約と送電容量の制約がある。

<sup>2</sup> 予備の送電線回線の活用や系統に空きがあるタイミングに送電することを前提に、電源を接続すること。

再生可能エネルギー消費量と経済成長の関係について、1985～2005年間のパネルデータを用いて分析した。Menyah と Wolde-Rufael (2010) は、米国の1960～2007年のパネルデータを用いて、CO<sub>2</sub>排出量、再生可能エネルギー消費、原子力発電量、GDPの間の因果性を調べた。Sebri と Ben-Salha (2014) は、BRICS (ブラジル、ロシア、インド、中国、南アフリカ) における経済成長と再生可能エネルギーの因果関係について、1971～2010年のパネルデータを用いて調べた。

後者には、デマンドレスポンス (DR)、スマートグリッド、バーチャルパワープラント (VPP) 等の分野が含まれる。VPP のコンセプトは、既に数々のパイロットプロジェクトで実行に移されている。

International Energy Agency (IEA) (2014, 2017a) は、変動再生可能エネルギーを取引することによる集約効果を述べている。IEA (2017a) は、バランシングエリアのサイズも重視した。Danish Energy Agency (DEA) (2015) は2014年のデンマーク西とドイツの連系線について回帰分析し、風力発電による変動のおよそ80%が連系線を通じた電力取引で補われていることを示した。Ea Energy Analyses (Ea) (2015) は、ノルウェーの水力発電、デンマークの風力発電とピーク需要、および連系線容量の関係を分析した。Wang et al. (2017) は、デンマークが風力発電を電力システムに取り入れている柔軟性の手法について、特定期間のスナップショットデータを用いて説明した。

過去の柔軟な電力需要に関する研究分野に、デマンド・サイド・マネジメントがある。Joskow (2008) は、市場設計において、デマンド・サイドのレスポンスと卸市場および小売市場との関係に言及した。Gottwalt et al. (2011) は、家庭のデマンド・レスポンスの影響をシミュレーションした。Ketter et al. (2013) は、スマートグリッドにおけるデマンド・レスポンスの概念モデルを提案した。Sveca と Söder (2003) は、風力発電と送電線ボトルネックの調和方法について確率論的検討を行った。Matevosyan と Söder (2007) は、送電線が混雑している場合に、風力発電と水力発電を調和させるアルゴリズムを提案した。Critz et al. (2013) は、ハワイのオアフ島で、風力発電を取り入れる方法をケースごとにシミュレーションした。Ma et al. (2013) は、「柔軟性」の定義について、柔軟な電源や調整力市場の容量など、柔軟なソースの静的な容量の合計によって定義した。

電力システムの柔軟性について IEA (2014) は体系的に記述し、IEA (2017a,b; 2018, 2019b) が続く。IEA (2014) は、ケーススタディーを通じて変動再生可能エネルギーの特性を多面的に洗い出し、一般化した。IEA (2017a) は、IEA (2014) の報告を発展させ、変革の途上にある各国の電力システムのステータスを評価した。IEA (2017b) は、国別の電力システム評価のデンマーク編において、同国の電力システムの柔軟性について詳解した。IEA (2018a) は、電力システム柔軟性を階層別の概念構造で表した。IEA (2019b) は、近年の電力システム変革の状況を総括している。Pudjianto et al. (2007) は、バーチャル・パワー・プラント (VPP) の概念的なアルゴリズムを提案した。Shabanzadeh et al. (2016) は、商用 VPP を統合するモデルを提案し、検証した。

第4章で詳述するが、従来の研究は、電力ネットワーク柔軟性にかかる定性的な解説が殆どであった。定量的な分析も若干行われたが、単に、風力発電と連系線潮流の2変数の関係を回帰分析したものであった。定量分析では、柔軟性にかかる変数の構造的な関係までは踏み込んでいなかった。本論文では、柔軟性の構造的モデルを設定した。主成分分析

により、柔軟性因子が果たす役割を構造的に解釈にした。動的变化についても論じている。本研究は、異なる国や地域や異なる年代の電力システムでも比較できるようにした、初めての研究である。

電力システムを対象に主成分分析を行った研究に、Doukas et al. (2012) や、Mainali と Silveira (2015) がある。Doukas et al. (2012) は、ヨーロッパの 8 つの地域を対象に、再生可能エネルギーを含む 9 種類のパネルデータから、主成分得点を応用した Energy Sustainability Index (ESI) を定めて評価した。Mainali と Silveira (2015) は、インドの 10 の電化プロジェクトの 2005, 2010, 2015 年のパネルデータを用いて ESI を求め、技術の持続性を評価した。

これらは、概念的な技術評価を行っているが、構造的な解釈までは踏み込んでいない。本研究は、時系列データを用いて構造的な役割分析まで踏み込んだ最初の研究である。

## 2.3 電力ネットワークと経済分析

本論文の第 5 章に關係する経済分析については、以下 2.3.1~2.3.3 の 3 系統がある。

### 2.3.1 電力の送電にかかる混雑料金

Hogan (1992) は、電力システムの混雑料金を初期に提唱した。2 点間のスポットプライシング [Schweppe, Caramanis, Tabors, Bohn, 1988] の差で混雑料金を計算した。Bushnell と Stoft (1996) は、送電線混雑の負担方法として、Transmission Congestion Contract (TCC) を提唱し、Contract for Differences (CFD) および Standard Bilateral Contract (SBC) の 2 つのアプローチを比較した。

Alomoush と Shahidehpour (1999) は、エリア内を 3 つのゾーンに分類し、ゾーンごとの平均価格 (Average Locational Marginal Price: ALMP) を求め、送電権保有者が受け取る混雑クレジットを試算した。

Bartholomew, Siddiqui と Marnay (2003) は、米国ニューヨーク州の電力系統運用者 New York Independent System Operator (NYISO) の送電権 (Transmission Congestion Contract: TCC) と、米国連邦エネルギー規制機関 (Federal Energy Regulatory Commissions: FERC) が定める送電権 (Firm Transmission Rights: FTR) を比較した。

従来の混雑料金のアプローチは、①既存の送電線の容量を前提としていること、②混雑が発生しない限り経済効果が発生しないことの 2 つの理由から、電力取引自体の経済効果の評価ができなかった。

### 2.3.2 地点間における送電権

Bushnell (1999) は、金融的送電権と物理的送電権を比較し、送電権を行使するケースの違いによる限界収入の違いを論じた。Joskow と Tirole (2000) は、完全な競争下における 2 ノードモデルを想定し、送電権として、金融的送電権と物理的送電権の 2 種類を設定した。Ma, Sun と Ott (2002) は、米国 Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) における金融的送電権 (FTR) について議論した。

PJM State & Member Training Dept. (2015) は、米国 PJM のローカル価格 (Local Marginal Price: LMP) が、エネルギープライス、混雑コスト、送電ロス の 3 要素で決まるとした。

送電権の理論も混雑料金の理論と同様、電力取引そのものの経済効果をはかるものではなかった。本論文は、総余剰による電力取引の経済効果を評価する方法を提示した。

### 2.3.3 メリットオーダー効果

Munksgaard と Morthorst (2008) は、デンマークの電力自由化市場で、風力発電が消費者価格に与えた影響を分析した。Keles et al. (2013) はメリットオーダー効果に関して、風力発電の低い可変費の電源が供給曲線に取り込まれたとき、供給曲線が右側に動くことと定義した。Cludius et al. (2014) は、ヨーロッパの電力スポット市場のデータおよび先行研究より、ドイツのメリットオーダー曲線を作成した。Costa-Campi と Trujillo-Baute (2015) も同様に、風力は太陽光等の再生可能エネルギーのメリットオーダー効果によって卸市場価格の低下が引き起こされることを検証した。Dillig, Jung と Karl (2016) は、ドイツの 2014 年のデータとヨーロッパの直近のデータを分析し、ドイツの消費者には 300 億ユーロの節約効果があると試算した。Roldan-Fernandez et al. (2016) は、再生可能エネルギーと同様なメリットオーダー効果が、エネルギー効率の向上にもあることを示した。

これまでのメリットオーダー効果は、変動再生可能エネルギーが電力価格を下げることによる負の価格効果を述べたものであった。

また、従来の電力ネットワークにかかる経済分析は、卸市場価格の変化を評価したものであった。これは、消費者サイドの利益を見ているが、余剰の観点から定量評価したものが殆ど見られない。余剰は需要の価格弾力性に大きく影響を受けるが、正確な導出が困難であることも一因と考えられる。

本論文は、供給曲線の価格弾力性を用いて、総余剰の観点から経済効果を評価する新しい研究である。電力取引の効果にフォーカスし、総余剰による分析を可能にした。また、供給曲線の価格弾力性を正確に求め、年間データを分析することで総合評価を行った。

## 2.4 エネルギー貯蔵と経済効果

6 章のエネルギー貯蔵と経済効果については、以下の先行研究がある。

Sioshansi (2010) は、電気料金が時間で変化することに着目し、電気料金が安い時に蓄電システムに電気を貯め、高い時に電力市場に売る『裁定取引』による社会厚生をシミュレーションした。Li, Gao と Ruan (2018) は、日本の九州地方を例に、太陽光発電と家庭用蓄電システムを電力系統に繋いだ場合をシミュレーションした。Sioshansi, Denholm, Jenkin と Weiss (2009) は、米国の PJM エリアに蓄電を入れた場合の裁定取引のシミュレーション結果を示し、その経済効果を、消費者余剰の増加分と生産者余剰の減少分という形で示した。Deichmann et al. (2011) は、サブサハラ・アフリカにおいて、再生可能エネルギーを用いた電化の経済性に関して、電源から送電線までのコスト試算を行った。Staffell と Rustomji (2016) は、蓄電価値の評価に当たり、タイプ別の蓄電導入単価と、サイクル効率のデータを図示した。Pleßmann et al. (2014) は、世界中の国々が再生可能エネルギーのみの電力供給を行った場合に、必要な蓄電容量とコストの試算を行った。Komiya et al. (2015) は、日本の電力システムで、水素製造によるエネルギー貯蔵を変動再生可能エネルギーと組み

合わせて導入し、出力抑制の頻度を下げることによる CO2 排出削減量をシミュレーションした。Otsuki, Isa と Samuelson (2016) は、北東アジアから日本列島を縦断して結ぶ北東アジアスーパーグリッドを想定し、建設コスト、季節毎の負荷カーブ、電源構成等を詳細にシミュレーションした。Otsuki (2017) は、同様にユーラシア大陸と日本列島を結ぶスーパーグリッドについて、コストシミュレーション等を行った。

従来の研究では、エネルギー貯蔵の経済効果として、単一のプロジェクトを対象に、NPV を求めるものか、世界中でエネルギー貯蔵を導入した場合の、CO2 排出削減量を評価するものであった。

本論文では、エネルギー貯蔵を導入することによる電力システム内の総余剰によって、経済効果を評価する初めての研究である。エネルギー貯蔵の役割を電力取引の補完として位置付けることで、総余剰を定量的に求めることが可能となった。

## 2.5 フィリピンの持続可能なエネルギーシステム

第7章のフィリピンの持続可能な電力供給にかかる先行研究は、次の3系統がある。

### 2.5.1 東南アジアとフィリピンのエネルギーセキュリティー

東南アジアのエネルギー事情について、IEA(2017a) は、インドネシア、フィリピン、カンボジア、ミャンマー、タイの5ヶ国におけるエネルギー事情について報告した。

フィリピンのエネルギー事情については、Department of Energy (DOE) Philippines (2016a; 2018a,b), Aquino (2017) 等が、国全体のエネルギー目標、環境問題、消費者レベルの電力事情等を報告している。同国の短期的なエネルギーセキュリティーの状況は、DOE Philippines (2016a, 2016b, 2017a, 2017b, 2018a, 2018c) が、電力の需給バランスは危機的状況であると報告している。National Grid Corporation of Philippines (NGCP) (2015, 2016a, 2016b) は、電力網の状況や将来の潜在的なオプションに関して、ルソン島ービサヤスを結ぶ海底連系線や、将来のミンダナオ島ービサヤスの連系線まで幅広く報告している。National Economic and Development Authority (NEDA) (2017) は、電化率や他の社会インフラにかかる政府の開発目標を宣言している。DOE Philippines (2017b) は、2001年から続く産業改革の一環として、電力マーケットの状況の評価を行っている。Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) (2017a, 2017b) は、電力マーケットの取引状況の詳細情報を提供した。

### 2.5.2 アジアとフィリピンにおける再生可能エネルギーの状況

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2017) は、フィリピンの歴史的な状況や再生可能エネルギーと農村部の電化について詳細に報告した。U.S. Agency for International Development (USAID) (2018) は、再生可能エネルギー導入にかかる見通しを視覚的に紹介している。DOE Philippines (2016a, 2018a) は、フィリピン政府のエネルギー自給率目標について報告している。IRENA (2017) は、同国の再生可能エネルギーの過去と現状、今後の政策を詳細に報告した。DOE Philippines (2018b) は、同国の最新のエネルギー供給の情報を提供している。



### 2.5.3 農村部の電化効果

Herrin (1979) はフィリピン南部の農村部の電化による効果について論じ、フィールドスタディーに基づく概念的な関連性を述べた。Frederiksen (1981) は、フィリピンの 1970 年と 1975 年における農村部の電化率と人口密度の関係を分析した。Kanagawa と Nakata (2007, 2008) は、電化によって生活の質が改善されるメカニズムを概念的に示した。Moner-Girona (2009) は農村部の電化の効果について論じ、分散型再生可能エネルギーが地域経済を活性化することを示した。Pereira et al. (2011) は、南アフリカ、中国、インド、ブラジルを分析対象に、電化による効果を評価した。Hong と Abe (2012) は、再生可能エネルギーをフィリピン農村部の電化に用いた実証研究を行った。Pasten と Santamarina (2012) は、電化率と生活の質の関係について、118 ヶ国から取得したデータから分析した。Roxas and Santiago (2016) は、再生可能エネルギーを農村部に普及させる方策を論じた。Nadimi と Tokimatsu (2018) は、112 ヶ国における 2005 から 2013 年の 1 人当たり電力消費量と生活の質との関係を表すモデルを構築した。

第 7 章で詳しく述べるが、従来の東南アジアのエネルギーシステムを評価した研究は、主に電化率の改善や地域経済の活性化にかかるものが多く、全体としての持続可能性を体系的に述べたものは殆どなかった。

本論文は、デンマークと日本の分析で得られる示唆を基に、日本やアジア諸国に向けて従来の化石燃料から再生可能型エネルギーミックスへの移行を提案する新しい研究であり、未成熟なアジア諸国のエネルギーセキュリティにも貢献するものである。

研究全般の学問的位置付けを図 13 に示した。従来は異なる分野のように扱われていた VPP、地域独立網（マイクログリッド）、国際送電網などを、本研究は柔軟性の視点で繋ぐ議論を展開し、未成熟な地域における持続可能な電力システム実現に向けた示唆を与えた。

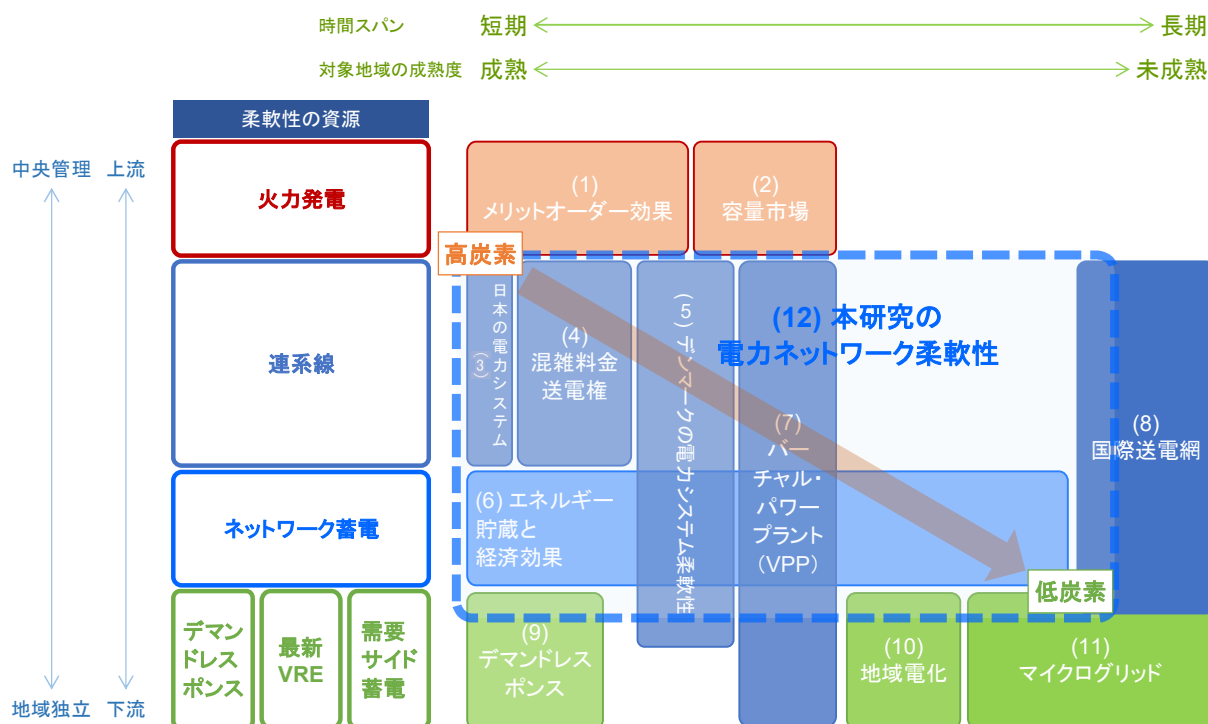


図 13 : 本研究の学問的位置付け

## 第3章 日本の電力システムの問題点とリサーチクエスション

### 3.1 先行研究

日本では、固有のエネルギー事情により、伝統的に構築した慣例から脱却することは、中々難しいと言われてきた。そこで、先進的な国との違いを体系的に分析し、参考にするアプローチが考えられる。本章では、日本と先進例デンマークとの違いを洗い出す切り口を取る。日本と欧米の電力システムの国際比較を試みた先行研究の1つに、安田 (2018a, 2018b) の研究がある。日本とヨーロッパの電力システムにおける連系線容量を比較すると共に、ピーク需要と連系線容量を比べた結果、日本はヨーロッパに遜色がないことを示し、問題は連系線が利用されていないことであると指摘した。

日本では、連系線の容量を発電事業者に割り当てる制度があるが、従来は電源の利用率を考慮せずに、定格出力に応じて建設された順に容量が割り当てられたため、新しい再生可能エネルギーへの割当が足りなくなり、系統へ接続できなくなる事例が頻発した。

これは、電力システム運用の問題であるが、連系線の物理的な増強が計画され、費用の負担が問題になる等、解決すべき問題の所在が曖昧になっている。新たな系統増強費用の負担が、再生可能エネルギー事業者に求められる等、制度上の問題も浮上している。

### 3.2 日本の再生可能エネルギーの現状と見通し

第1章で述べたように、日本はOECD諸国の中で米国に次ぐ2番目の再生可能エネルギーのポテンシャルがありながら、その導入段階は最も遅れたグループに属している。Jacobson (2017) が見積もった再生可能エネルギーポテンシャルの結果を、図14に示す。

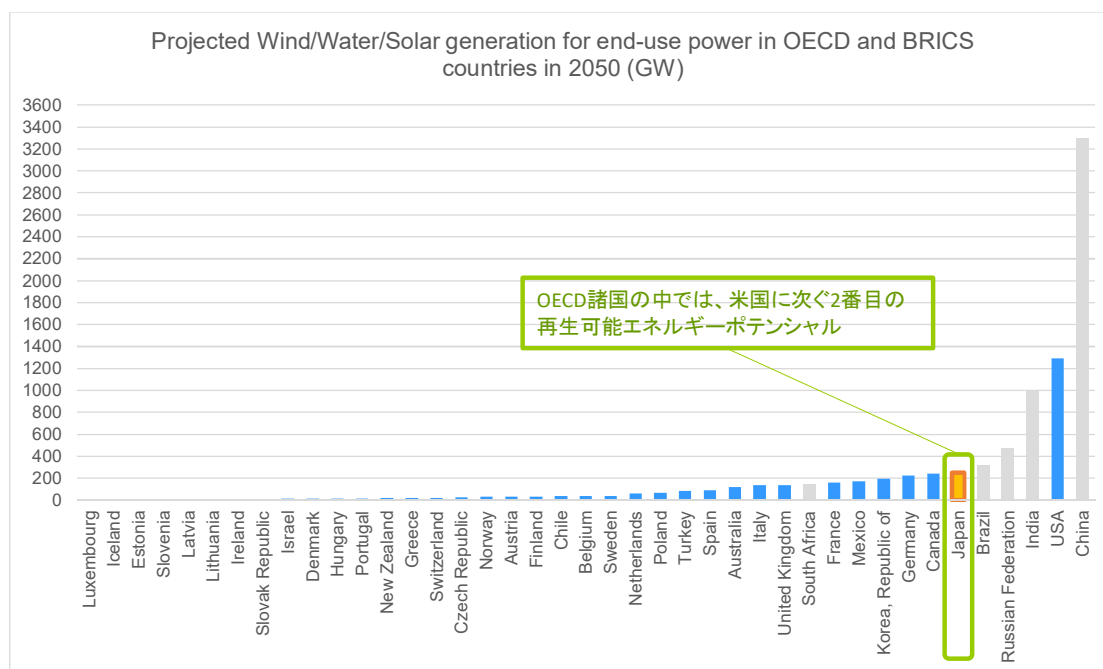


図14 : OECD + BRICS 諸国の2050年の再生可能エネルギー予測 (Jacobson 2017)

METI(2015a) は、再生可能エネルギーはエネルギー自給率の向上に寄与し、環境適合性に優れるとして、個々の特性を考慮しつつ最大限導入し、既存電源の置き換えを進めて行く方針を採用した。具体的には、地熱・水力・バイオマスで原子力発電を代替し、風力・太陽光が火力発電を代替するとしている。

更に、2030年の電力コスト（燃料費+固定価格買取制度の費用+系統安定化費用）を、2013年の9.7兆円から5%引き下げ、一旦9.2兆円とした上で、9.5兆円に達するまで変動再生可能エネルギーを最大限導入することを目指す方針である。

日本のエネルギー政策の基本方針は、1.2で述べたように、安全性 (Safety)、エネルギー安定供給 (Energy Security)、経済効率性 (Economic Efficiency)、環境への適合 (Environment) の3E+Sを確保しつつ、2030年のエネルギーミックスを目指すとした (METI 2019a)。この中で、ゼロエミッション電源の比率が44%であり、内訳は、再生可能エネルギーが22~24%、原子力が22~20%である。また、エネルギー自給率の目標を24%とした。

しかし、この実現には複数の高いハードルが存在する。例えば、震災前(2010年度)のゼロエミッション電源の比率は36%で、内訳は原子力が26%であり、再生可能エネルギーが10%であった (METI 2018)。しかし、震災後(2013年度)は、ゼロエミッション電源の比率が12% (原子力1%、再生可能エネルギー11%) に低下した。この低下分を火力発電が代替し、電力コストが2倍近くまで上昇すると共に、エネルギー自給率は6%と危機的なレベルに低下した。直近(2016年度)はゼロエミッション電源の比率が17% (原子力2%、再生可能エネルギー15%) であり、エネルギー自給率は8%である。この状況から2030年の目標を達成するには、多くの原子力発電所を再稼働させる必要がある。しかし、現時点で未稼働の原子力発電所は、安全上の課題、老朽化による対策コストの増加、地域住民とのコンセンサスの問題等、様々な事情により、再稼働の見通しが得られていない (図15)。未稼働の原子力の分も含めて、再生可能エネルギーが代替すると想定すると、現状の導入量を2.5倍以上に増やす必要がある。

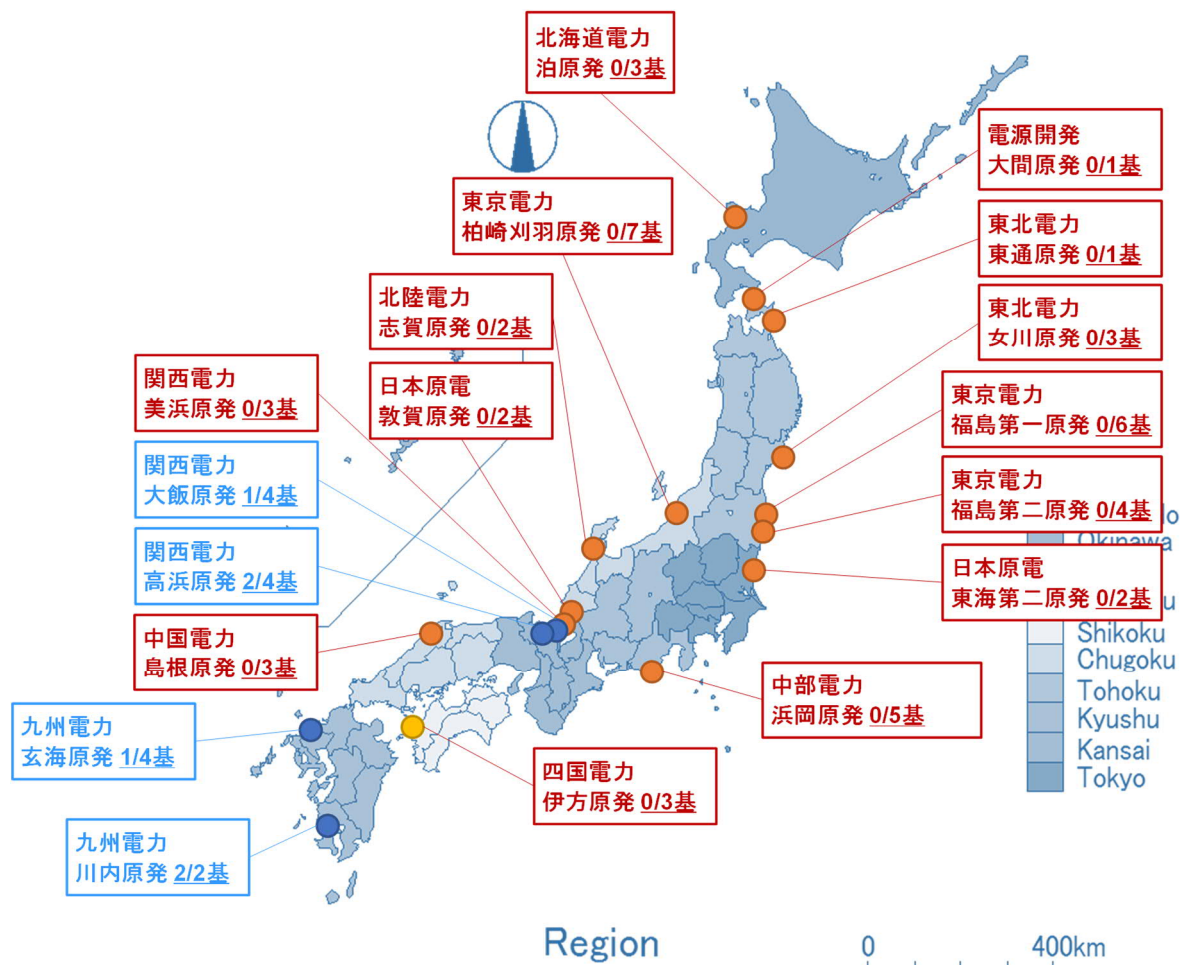


図 15：我が国の原子力発電所の再稼働状況  
(METI(2018)より Mandara ソフトにて筆者作成)

日本の 2030 年エネルギーミックスの目標にも、課題が残る。2030 年の目標では、石炭火力を依然として 26%も使用することになっており、エネルギー起源の CO2 を 18%しか減らすことができないことになる。また、IPCC (2019)の緩い方の目安の目標である「産業革命前から気温上昇 2℃以内」とも整合しない。現状の日本における再生可能エネルギー導入目標も、地球温暖化防止を目的にする場合は、現状から大幅に引き上げる必要があると考えられる。

### 3.3 日本の電力システムの問題点

#### 3.3.1 日本の電力システムの特徴と欧州との違い

本章では、OECD 諸国の中でも再生可能エネルギーの受入に成功している欧州と日本を比較する。この前提として、電力システムの特徴に、次のような大きな違いがある。

両者共に、大規模集約電源からの長距離送電を行うため、それぞれのエリアが連系線で接続されているが、この接続の仕方に大きな違いがある。日本は、縦長のくし型系統で、エリアごとに独立した運用が行われており、欧州ではそれぞれのエリアがメッシュのように接続し、相互に融通する運用が行われていると言われる（図 16）。

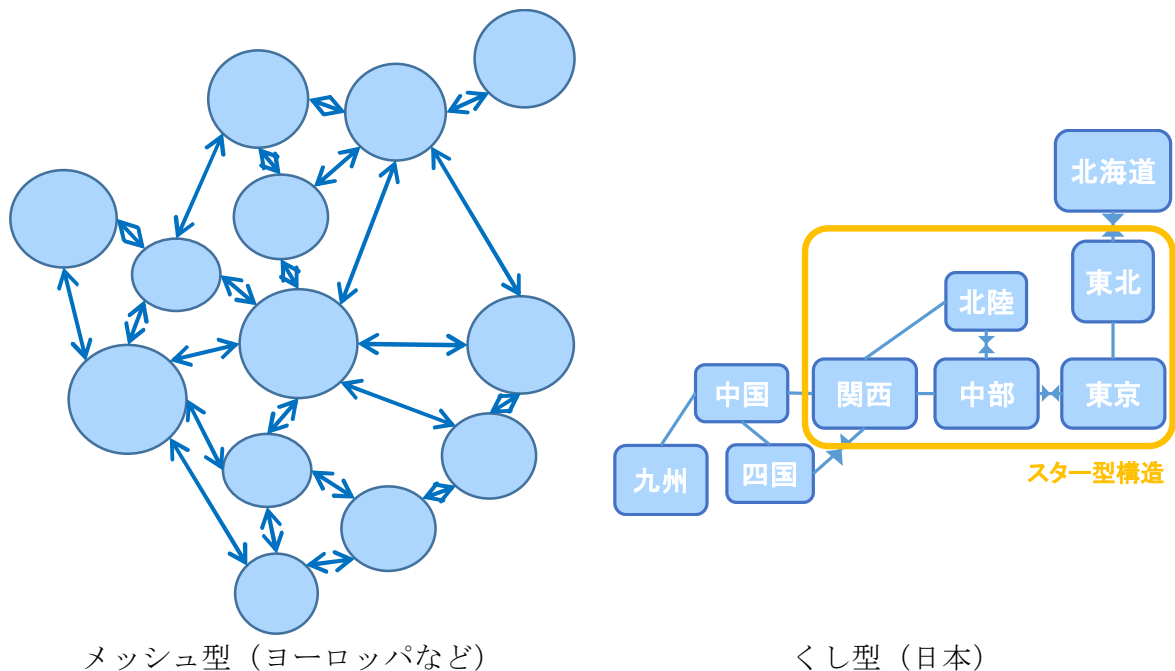


図 16：ヨーロッパと日本の電力ネットワーク

くし型とメッシュ型にはそれぞれメリットとデメリットがあり、一概に優劣を付け難い。メッシュ型の方が、電気を融通する点で優れていると言われる。くし型系統では、事前に電気の流れが予測しやすく、不測の事態が起こり難いとされる。但し、日本でも部分的にヨーロッパと同様のスター型のネットワーク構造が見られる。

### 3.3.2 変動再生可能エネルギーにかかる日本の電力系統の課題

日本における再生可能エネルギーの導入は、太陽光発電が先行している。太陽光以外の再生可能エネルギーは開発期間が長く、例えば風力発電では環境アセスメントで3～4年、買取価格が決定するまでに4～5年の準備期間が必要と言われている (METI 2015a)。また、バイオマス発電の場合は、地点選定、体制整備、環境アセスメント、設備認定、建設工事、運転開始まで4～5年かかると言われる。地熱発電では、地下資源の調査と事業化判断まで5年、環境アセスメント、地域住民の理解醸成、設備認定から運転開始まで、最短で10年以上と言われる (METI 2015a)。こうした事情から、再生可能エネルギーのうちで、太陽光だけが2012～2015年にかけて3倍以上に伸び、他は多くても10%台の伸びに留まる等、日本の再生可能エネルギーは、これまで太陽光が先行していた。

太陽光の急速な導入が進む中で、ローカルな系統制約が発生し始めている (METI 2015a)。具体的には、開発に長期間を要する太陽光以外の再生可能エネルギーが、系統の制約に直面するケースも増えている。こうした系統制約は、北海道、東京、四国、九州の各エリアで顕在化している。このため、例えば東京エリアの群馬県北部では、再生可能エネルギー

にかかる系統接続の権利を入札制度として、発電事業者に送変電設備の増強費用の負担を求めており、310MWの接続権の募集に対し、140MWしか成立していない等の事例がある。

こうした中で、電源設置に伴う送変電設備の増強を効率的に進めるルールが検討された。送変電設備の増強の必要性が一定以上になる見通しがある場合は、周辺地域での電源接続案件の可能性を募り、一貫した送変電設備の増強計画を検討するものである。このルールは電力広域的運営推進機関の設立（2015年4月）と共に開始されたが、従来は電力会社にしか行使が認められていなかった地域間連系線の利用制度について、発電事業者にも認めるようにルールが改正された。

しかし、METI(2017)によれば、新規に電源を系統に接続する際には、系統の空き容量の範囲内で先着順に受入れを行う「先着優先」を原則とし、空き容量が不足した場合に系統を増強した上で追加的受入れを行う等、新規事業者に不利なものであった。系統の増強費用の負担についても、受益が電源設置者に限定される場合に電源設置者が負担する特定負担と、上位系統の強化に関連する分を消費者が負担する一般負担の2種類があるとされる(METI 2019c)。連系線の空き容量が不足した場合の系統増強費用は、新規参加者が特定負担として負担する必要があるが、先着優先で先に接続した事業者には、負担が求められない等、制度に関する難しさも見られる。

こうした現状について、日本の電力供給エリアを対象に分析を行う。

### (1) 日本のエリア別の変動再生可能エネルギー

図17と表1に、日本の需要規模と変動再生可能エネルギー浸透率について、電力供給エリア別の現状を示した。

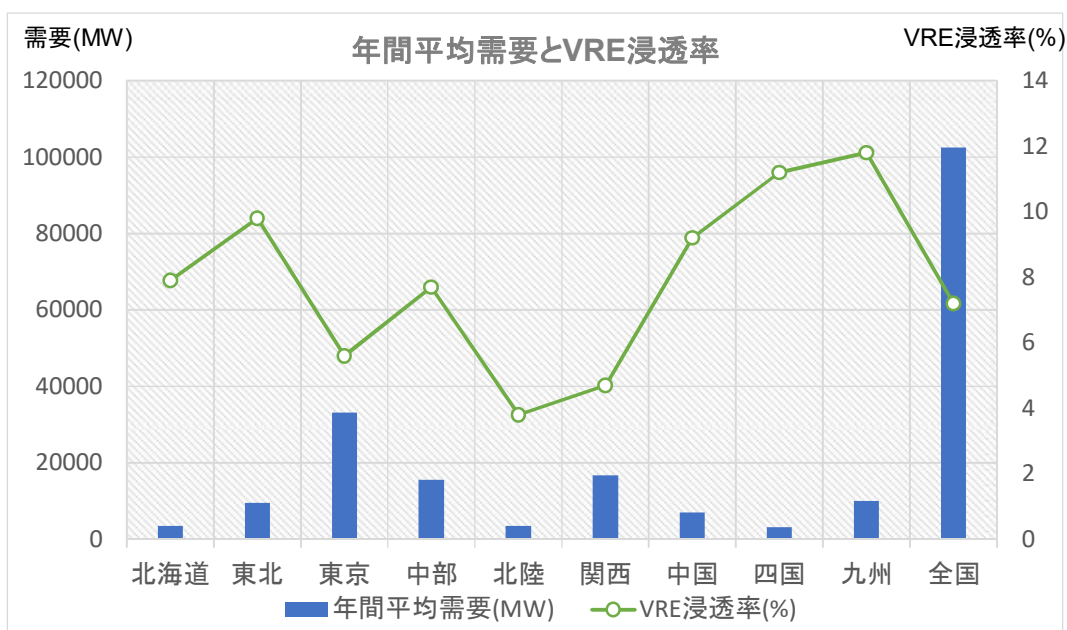


図17：日本の地域別変動再生可能エネルギー（VRE）浸透率（2018年）

表1：日本の地域別の変動再生可能エネルギー浸透率

日本の地域	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
VRE浸透率	7.9%	9.8%	5.6%	7.7%	3.8%	4.7%	9.2%	11.2%	11.8%	7.2%

出所：電力会社による需給実績データより筆者計算

図 17 によると、変動再生可能エネルギー浸透率は九州と四国で比較的高いが、海外の先進事例程の高さではない。東京・北陸・関西では、変動再生可能エネルギー浸透率は低い。

## (2) 日本のエリア間連系線とトレーディング

次に、日本のエリア間連系線の利用状況について、以下の Trading Intensity (TI) 指標を用いて分析を行う。なお、TI の定義は次の通りである。

$$\text{Trading Intensity} = (\text{輸出货量} + \text{輸入量}) / \text{期間内の全需要} \quad (\text{Antweiler, 2016}) \quad (3.1)$$

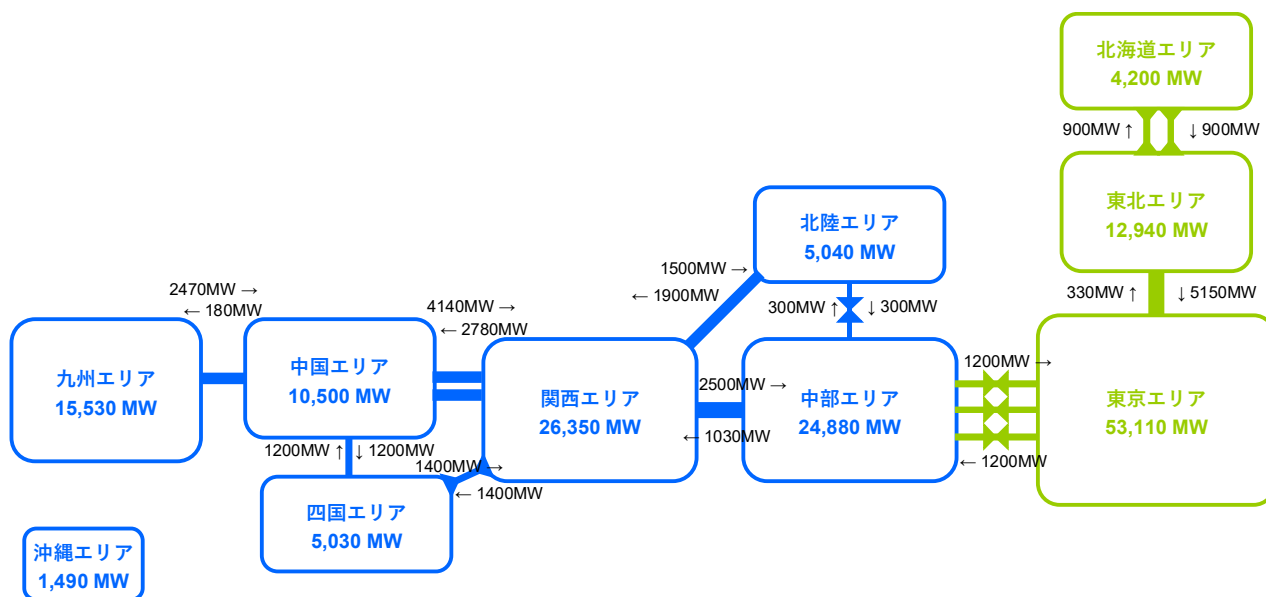


図 18：日本の電力系統

(電力広域的運営推進機関(2019), 2019~2028 年度の連系線の運用容量) より筆者作成

表 2：エリア別の Trading Intensity (TI)

地域	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
TI	3.4%	30.0%	9.5%	7.3%	55.7%	17.8%	44.2%	38.9%	18.6%

出所：電力会社の需給実績、および電力広域的運営推進機関の連系線潮流データ (2018 年) より筆者計算

日本のエリア間電力取引の状況は、表 2 によると、全国的な Trading Intensity は余り高くないが、中国、四国、東北では 30-44% と比較的高い結果になった。

日本の地域間連系線 (図 18) は、元来、電力取引を想定していなかったが、これを商用にも開放した結果、連系線の容量が不足する事態になった。そこで、連系線の増強が計画されている (北海道-東北、東北-東京、東京-中部の 3 計画)。更に、連系線利用の新制度も具体化され、従来の先着優先の原則から、連系線利用を申し込まなくても、エリア間の卸売価格の値差を支払えば、結果的に連系線を利用できる「間接オークション」への移行によって、占有されていた連系線容量の開放を試みている。

日本と欧州の連系線利用の比較分析 (安田 2018b) について、概要を(3)に述べる。

### (3) 連系線の利用状況の比較

第1章で、変動再生可能エネルギーの導入には、電力システムの柔軟性が重要であると述べた。従来の考え方では、狭義な柔軟性の資源として、火力発電や水力発電等給電指令可能な調整電源を意味した。この狭義の解釈から、隣接エリアに豊富な変動調整力があること自体が無条件に有利であるかのように誤解されることもある。しかし、連系線容量による調整力の輸入制限があるため、いつでも自由自在に利用できる訳ではない(図19)。重要なのは、調整力のために活用できる、連系線の量とタイミングである。

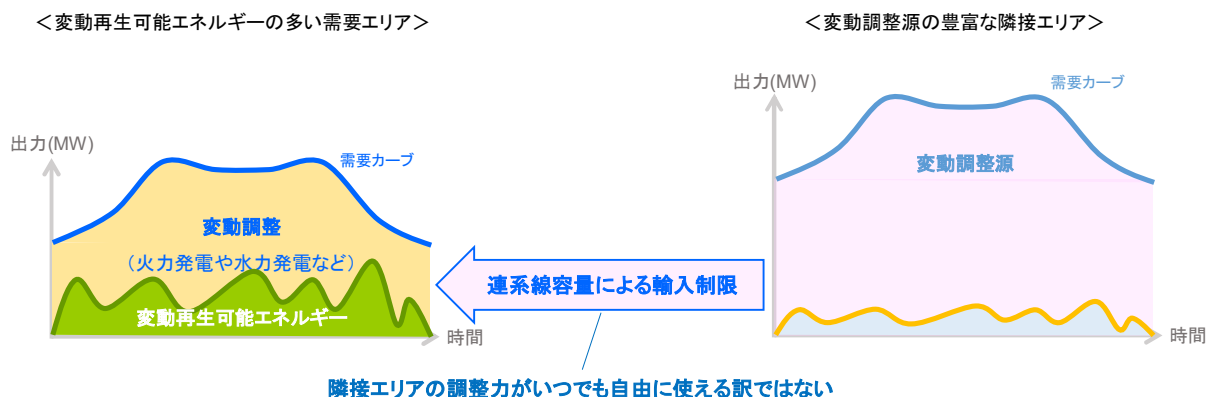


図19: 隣接エリアの調整力の輸入制約 (筆者作成)

日本の電力系統は孤立系統なので、隣接エリアとの電力取引による調整力は活用できないとされることもある。安田(2018b)は、この点を次のように訂正した。日本の電力系統は孤立系統ではなく、複数の供給エリアは互いに連系されている。図20に、欧州と日本のエリア別のピーク需要と連系線容量を示す。

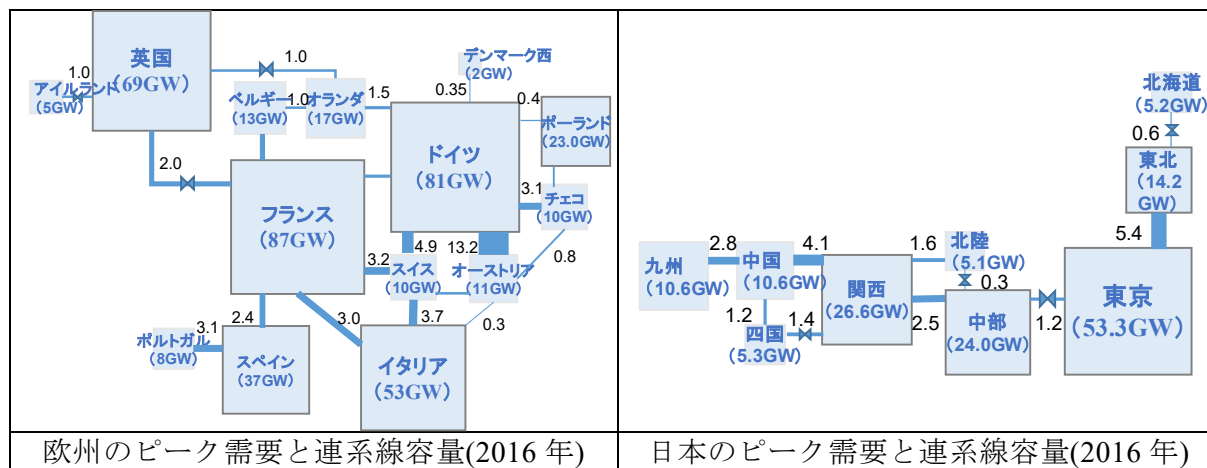


図20: 欧州(左図)と日本(右図)のピーク電力と連系線容量 (安田2018b)

図20から得られる知見は、欧州の連系線網のうち、ドイツーオーストリア間だけは非常に太いが、それ以外の連系線では、日本と欧州における相対的な容量に大きな差はない。ドイツの再生可能エネルギーが、フランスの原子力に支えられている訳ではないことも、指摘している。(安田2018b)



次に、日本および欧州の主要連系線の利用率を示したのが図 21 である。

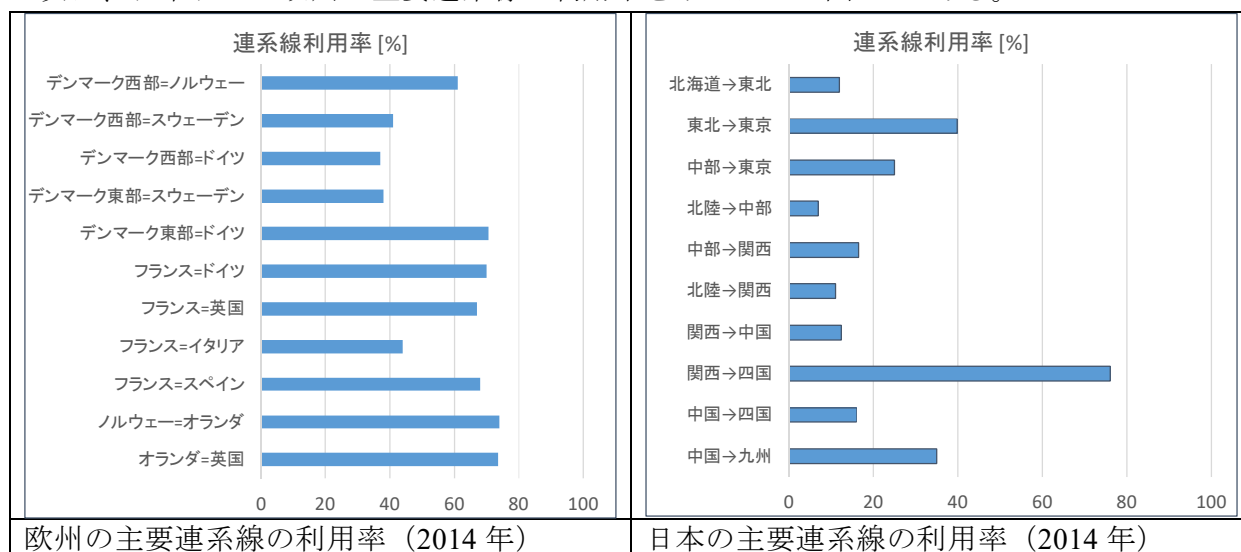


図 21：日本および欧州主要連系線の利用率 (2014 年)  
(安田 2018b)

図 21 より、欧州の主要送電線は利用率が 40～70%と高く、電力取引が活発で、連系線が空く機会があれば他者に割り当てられる仕組みがある。しかし、日本の連系線の多くは、一部を除いて利用率が 20%未満であり、十分に活用されていない (安田 2018b)。

欧州と比べると、日本の連系線は全般的に利用率が低く、空容量があれば他者が使えるようなリアルタイムの情報アクセスが困難である等、課題がある (安田 2018a)。

#### (4) 九州における変動再生可能エネルギーの問題

九州電力管内では、2017 年度の再生可能エネルギーの発電容量が、九州電力全体の 28% に達し、日本の中では導入段階が進んでいる (九州電力データブック 2018)。また、需要のピーク時には、太陽光発電量がエリア内需要の 8 割に達することもあった (METI 2019a)。変動再生可能エネルギーの発電量が予測を大幅に上回った場合は、順次、次の対策をとり、最終手段として出力抑制を行う (METI 2019a)。

- 1) 火力発電の出力を下げる。
- 2) 揚水発電所に電気を貯める。
- 3) 連系線を使って中国エリアに送る。
- 4) それでもなお発電量が需要を上回る場合は、変動再生可能エネルギー (風力・太陽光) と他の再生可能エネ (地熱・バイオマス・廃棄物) を抑制する。

この 1)～4)の対策について、図 22 の需給曲線上でも示した。

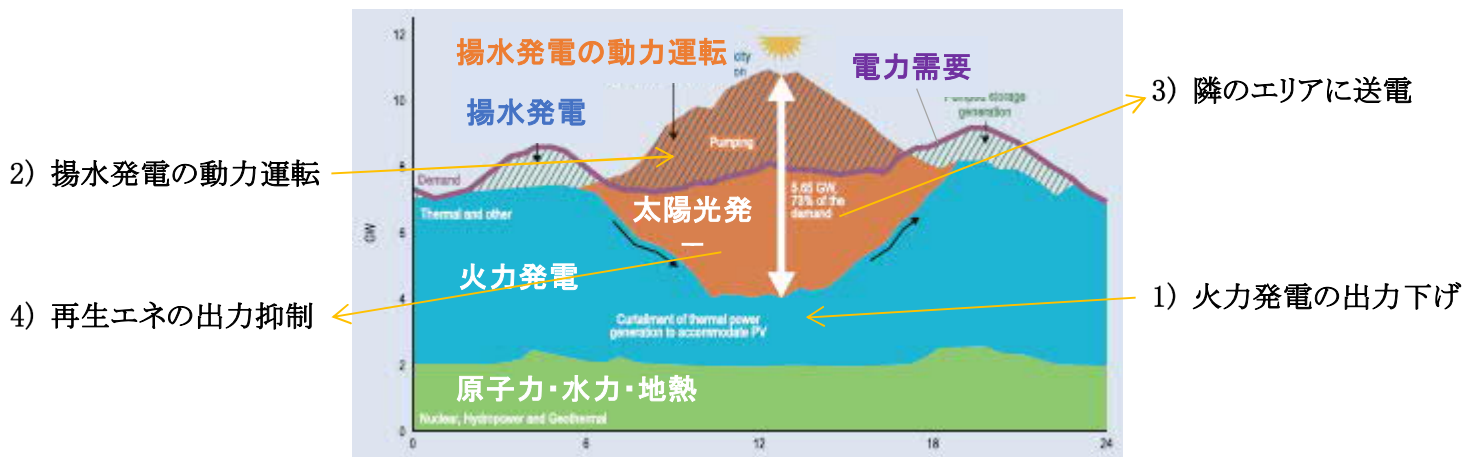


図 22：変動再生可能エネルギーの変動吸収方策  
(IEA (2018a) Status of Power System Transformation 2018)

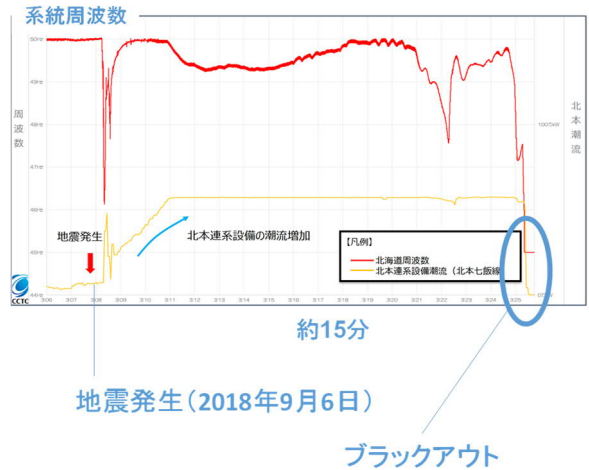
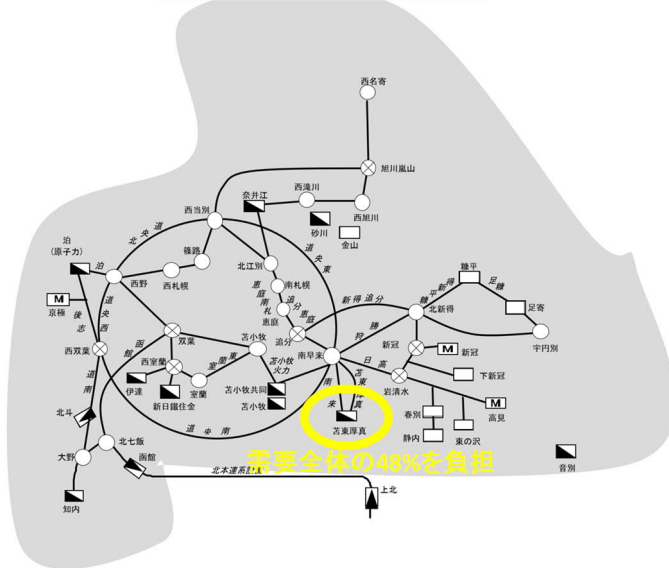
九州では、太陽光発電の導入が進んでおり、午前中の需要減少時や夕方の需要増加時には、日照に伴う太陽光発電の増加や、日没に伴う太陽光発電の減少で、需要の変化が以前より急になる傾向がある。この変化に火力発電の調整が対応できない場合があり、2018年度は、九州電力管内で計 26 日の再生可能エネルギーの出力抑制が行われた（Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations, Japan (OCCTO) 2019）。

こうした変動再生可能エネルギーの出力制御はコネクト&マネージと呼ばれ、より多くの再生可能エネルギーを系統につなぐために必要な措置でもあり、再生可能エネルギーの導入が進んでいるスペインやアイルランドでも採用されている。出力制御の頻度を減らすには、電力システムの柔軟性をより高める必要がある（METI 2019b）。

#### (5) 北海道の孤立系統と大規模集中電源の弊害

北海道は、本州とは違う事情に置かれている。北海道の電力系統は、本州と細い連系線で接続されているものの、非常時の備えと捉えられており、実際には孤立した単独の系統に近い。これが顕在化した事象が実際に発生した。2018年9月6日に、北海道の胆振地方で発生した地震をきっかけに、北海道全域に亘る大規模な停電が発生した。なお、地震発生直前は、苫東厚真発電所が需要全体の48%を負担していた。地震発生とともに、苫東厚真発電所が停止すると、電力系統の周波数が乱れるなど、系統全体が不安定になり、約15分で系統全体の停止（ブラックアウト）に至った（図 23）（OCCTO 2018）。

なお、2011年以前は、泊原子力発電所が稼働しており、複数の大規模電源が電力系統を支えていた。また、北海道には風力発電の広大な適地がありながら、こうした電力系統の脆弱性から、十分に導入することができていなかった。当時から、特定の大きな発電所に供給力や系統安定化の機能を依存する傾向があったが、2011年以降はその問題が顕在化し、社会問題に発展した。



出所：電力広域的運営推進機関

図 23：北海道全域停電の経緯  
(電力広域的運営推進機関 2018)

### 3.3.3 世界の再生可能エネルギー導入経験に対する日本のこれまでの認識と方針

日本で固定価格買取制度の開始後、太陽光発電の事業コストは年々低下している。日本の事業用太陽光発電の買取価格は、40 円/kWh から 27 円/kWh まで下がっている。しかし、欧米の太陽光システムの導入費用は日本よりも更に安く、日本の 33.77 万円/kW に対して、アメリカで 18.70 万円/kW、ドイツやスペインでは 17.27 万円/kW(資源エネルギー庁推定)とされる (METI 2015a)。世界的な動向としては、2009 年以降のシリコン価格の低減によるモジュール価格の低下と導入量の拡大により、導入価格の低下が進んでいる (METI 2017a)。UAE では、2016 年に 1180MW の太陽光発電が 2.42 セント/kWh の世界最安値で落札された。UAE では、①部材の大量調達や低い労働単価により資本費が日本の 3 分の 1 程度であること、②強い日照により設備利用率が日本の 1.5 倍以上であることから、この安い単価が実現できたと推測されている (METI 2017a)。現状の日本では、太陽光のシステム費用が欧州の約 2 倍であるが、今後の競争促進、技術開発、工法の最適化等によって、事業用で 2020 年には 20 万円/kW、2030 年に 10 万円/kW を目指すとしている。住宅用でも、2019 年に 30 万円/kW を目指すとした (METI 2017a)。

風力発電は、1980～1990 年代にかけて発電設備の大型化や、市場の拡大に伴うコスト削減効果により、発電コストが大幅に低減している。しかし、日本では、環境アセスメントや地元調整等の開発段階での調整コストが高止まっていることから、発電コストが思うように低下しなかった。近年では、更なる大型化や、風力新興国での導入促進により、更なるコスト低減が進んでいる (METI 2017a)。現行の日本の発電コストは 13.9 円/kWh で、世界平均 (8.8 円/kWh) の約 1.6 倍である。今後は、競争促進、風車の大型化、メンテナンス

効率化等によって発電コスト 8~9 円/kWh を目指し、FIT 制度から自立することを視野に入れている (METI 2017a)。

METI が日本の方針を議論する背景に、ドイツの経験を引き合いにすることが多い。ドイツは、原子力に代わり、再生可能エネルギーを積極的に大量に導入したことで知られている。国の再生可能エネルギー達成目標も、2009 年、2012 年と段階的に大幅に引き上げられ、2020 年に 35%、2030 年に 50%以上、2040 年に 65%以上、2050 年には 80%にするとした。これに伴い、固定価格買取制度の賦課金単価も 2009 年から急上昇した。そこで太陽光の買取価格を前年の導入実績に応じて低減する仕組み<sup>1</sup>を導入し、買取総量にも上限を設け、月一回の価格改定制度等を導入した。それでも、2015 年の賦課金は 8.64 円/kWh だった (METI 2015a)。また、ドイツでは、再生可能エネルギーを卸電力市場に直接販売することも奨励している。Feed-in Tariff (FIT)ではなく、卸電力市場に販売した場合に、電力市場の価格に加えて、再エネ発電事業者はプレミアムを受け取ることができる (METI 2017a)。

日本でも、次第に認識されつつある問題として、再生可能エネルギー発電量増加に伴い、従来型発電所の稼働率が低下する問題がある。スペインでは、風力発電などの再生可能エネルギー発電の導入拡大によって、ガス火力や石炭火力の設備稼働率が低下した。これはメリットオーダー効果と呼ばれており、複合ガス火力発電 (CCGT) では、設備利用率が 10%台まで低下した例もある。こうして火力発電事業者は、収益悪化による投資計画の見直しを余儀なくされている (METI 2017a)。

また、ドイツの FIT 制度の反省点について、Huenteler et al. (2012) が詳しく報告している。ドイツの FIT 制度は 2000 年に導入され、4 年毎に見直しが行われるものである。しかし、買取コストの増大、売上当たりの Research and Development (R&D) 費用の低下、国内の技術開発が進捗しなかったため、輸入が増加したが、その後も改善されていないことを反省点とした。1999 年に 32MW であった太陽光の発電容量は、2010 年には 17,320MW と大きく伸びており、この点は成功と言える。しかし、生産量の点では、水力を除く再生可能エネルギーのうち太陽光は 14% (2010 年) と伸びておらず、また FIT 制度の累積支払い額だけは 1000 億ユーロを超える等、コストだけが上がっている。背景に、ドイツの産業界が、リソースの再配置を行った結果、R&D ではなく、生産設備に資金と人材を集中させたことによって、業界全体の持続可能性が損なわれていると指摘している。2010 年以降は、太陽光モジュールの輸入が輸出を大幅に超えたため、ドイツの製造業も、生産活動を賃金の安い国に移動させた。このため、FIT 制度は、"Failed Industry and Technology Policy" と揶揄された。しかし、2022 年までにドイツから原発を排除する決定事項を実行に移すには、再生可能エネルギーが主力となる必要がある。一方、国内では、FIT 制度を中止せよとの世論の圧力も強い。こうした中で、環境省と経済産業省のパワーバランスの間で電力業界も翻弄されている (Huenteler et al. 2012)。

### 3.3.4 日本の問題点と解決策のまとめ

日本の電力システムでも、系統制約を解決する手段として、電源設置に伴う送変電設備の増強を効率的に進められるルールが検討されている。3.3.2 で触れたように、送変電設備

---

<sup>1</sup> 再生可能エネルギー買取金額の総額を抑えるため、前年の太陽光の導入量に基づいて価格を下げる仕組み。

の増強の必要性が一定以上に達した段階で、近隣にも追加利用を打診した上で増強計画が検討されるようルールが改正された。これを担う電力広域的運営推進機関が、2015年4月に設立された (METI 2015a)。

系統制約には容量と変動面の制約があり、容量制約でも、局所的な制約とエリア全体に渡る制約がある。再生可能エネルギーを大量に導入する場合は、既存の系統と再生可能エネルギー立地ポテンシャルの不一致や、需要自体の減少等によって、系統制約の発生が懸念されている。地域間連系線の利用において、先着優先ルールを廃止して、間接オークション制度が2018年より導入された (METI 2017a)。次に、海外で導入されているコネクト&マネージ、ネットワークコスト改革、情報公開、紛争処理等、系統利用にかかる新ルール制定も準備されている。調整力の確保に向けては、火力発電の柔軟性の向上、電力市場と連系線の機能強化、蓄電池の開発等に向けて検討が進められている (METI 2018)。

2018年の北海道のブラックアウトや2019年の台風15号・19号による長期停電や送電線被害の経験から、①早期復旧のための関係者の連携強化、②強靱な電力ネットワークの形成 (地域間連系線の強化、託送料金の改革)、③電源の分散化 (災害に強い分散グリッド、設備の老朽化や再生可能エネルギー大量導入を踏まえた電源の多様化・分散化) の検討が開始された (METI 2019b)。

日本の電力系統は縦長でくし型系統と言われ、伝統的にエリア同士を結ぶ連系線の容量が十分でないと言われてきた。対策としても、連系線容量の増強を基本としている。一方、3.3.2(3)でも述べた、「日本と欧州の相対的な連系線容量に大きな違いはない」点も徐々に認識されつつあり、間接オークション制度が導入され、コネクト&マネージも検討されつつある。これらの仕組みは、まだ試行錯誤の段階であるが、今後は、明確な着地点の設定が必要である。そのために、OECD諸国とBRICS諸国を含めて、最も変動再生可能エネルギーの導入が進んでいるデンマークが参考になる (図24)。

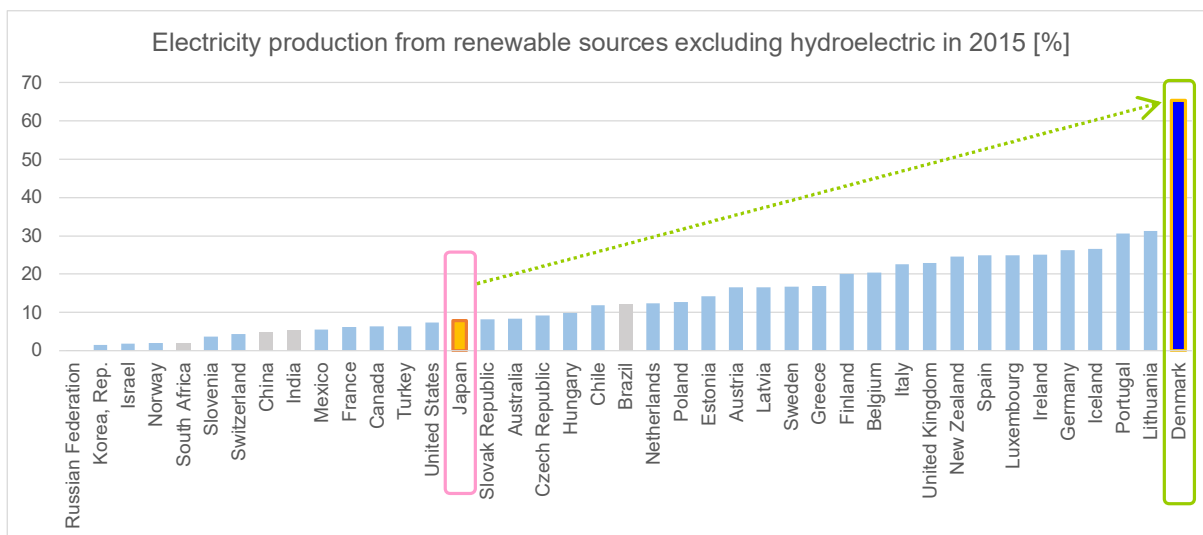


図 24 : OECD + BRICS 諸国の変動再生可能エネルギー浸透率  
(World Bank 2019 より筆者作成)

日本は、3.3.2で述べたように、デンマークと比較して電力取引の割合が低く、変動再生可能エネルギーの浸透率が低い。これは、連系線が再生可能エネルギーのために活用されていないことを意味する。列島南端の九州では、変動再生可能エネルギーが需要を超えて

出力制限が発生する一方、北端の北海道では、大型電源の局部集中の弊害により、地震をきっかけに大停電が発生した。最近では、連系線の容量の開放や、連系線の増強工事等、改革の途上にある。しかし、新規事業者への参入障壁がある等、依然として、課題も残る。

### 3.4 リサーチクエスションからサブ・リサーチクエスションの展開

この解決策は、電力ネットワークの柔軟性の活用である。当面の解決策として、連系線の一層の活用による変動再生可能エネルギー利用の推進が挙げられる。3.3.2 (3) の問題に対する狭義の解決策として、安田 (2018b) は、次の措置を挙げている。

- ① 連系線の空容量を電源の定格出力ではなく、実潮流をベースに算定。
- ② 系統運用による参入障壁の除去：再生可能エネルギー発電量が連系線の容量を超えた場合に遮断する、コネクト&マネージにより再生可能エネルギーの接続拒否を回避。
- ③ 必要な系統対策コスト：原因者負担から受益者負担とする。

上記の①～③の直接的措置によって、より多くの再生可能エネルギーが電力システムに接続しやすくなる。本研究では上記を参考にしつつ、より広義の解決策を得る。変動再生可能エネルギー大量導入の鍵となる電力ネットワーク柔軟性について更に掘り下げ、構造的に明らかにする。また、再生可能エネルギーは、指摘されたような負の経済効果だけでなく、それ以上の便益があることを明らかにする。

- 本研究では、第1に、電力ネットワークの柔軟性の役割を構造的に明らかにする。(①②)  
第2に、電力ネットワーク取引と再生可能エネルギーの経済効果を明らかにする。(③)  
第3に、ネットワーク柔軟性を補完するエネルギー貯蔵の経済効果を明らかにする。  
第4に、これをアジア諸国に展開するモデルを考える。

第1章では、次のような大きなリサーチクエスションを設定した。

RQ. 日本のエネルギーミックスを変動再生可能エネルギー主導型とするために、北欧から得られる示唆は何か。特に、北欧で注目される電力ネットワークの柔軟性とは何か。柔軟性と経済性は両立するのか。これをアジア諸国の持続可能なエネルギー供給のためにどう活用できるか。

本節で、大きなリサーチクエスションを、次のサブ・リサーチクエスションに展開する。

RQ1. 変動再生可能エネルギー活用のための電力ネットワークの柔軟性はどのように定義できるか。変動再生可能エネルギーの浸透段階が進むと、柔軟性はどのように変化するか。

RQ2. 電力ネットワークの柔軟性は、経済効果と両立するか。具体的には、電力取引と変動再生可能エネルギーを組み合わせたら、経済効果は向上するか。

RQ3. 電力ネットワークが十分でない場合、変動再生可能エネルギー活用のための柔軟性を補完する手段として、既存ネットワークの拡張とエネルギー貯蔵のどちらが優れているか。

RQ4. アジアの新興国において、再生可能エネルギー中心の持続可能なエネルギー供給を実現するために、電力ネットワークの柔軟性をどのように開発すべきか。

## 第4章 日本とデンマークにおける再生可能エネルギー導入にかか る柔軟性の構造と役割

### 4.1 本章の背景と目的

デンマークは、既存の電力システムに変動再生可能エネルギーを導入することにおいて、最も成功した国の1つである。地域間連系線を最大限利用し、変動再生可能エネルギーの高い浸透率を達成している。しかし、この国の歴史を振り返ると、20~30年前は、日本と同じ状態に置かれていたことが分かる。

変動再生可能エネルギーを電力システムに繋ぐことに対する懸念の典型例は、「変動再生可能エネルギーが、確立された需給調整の計画・実行の業務や、計画された電力潮流の予定を狂わせる」というものである。デンマークと日本の違いを要約すると、次の通りである。日本では、伝統的に変動再生可能エネルギーに対する懸念が強く、既存の電力システムを乱さないかが主要な論点だった。デンマークでは、電力システムに変動再生可能エネルギーを積極的に繋いで活用して来た経験と実績がある。両国は、違う面で成熟した電力システムだが、20年前はどちらも輸入の化石燃料への依存度が同様に高かった。今では、変動再生可能エネルギーの比率において、大きく異なっている(図25)。図26に、変動再生可能エネルギー浸透度と Trade Intensity をプロットした。Trade intensity は、(年間の電力の輸出と輸入の合計) / (年間のエリア電力需要の合計) (3.1式)と定義された (Antweiler 2016)。図25と26は、時間軸が1974年、1990年、2000年、2016年と変則的になっているが、これはオリジナルデータの出典 (IEA 2018c) によるものである。

図25と26で、両国の違いが明確である。近年の日本では、変動再生可能エネルギーの設置量で一定の進展が見られる(図25)。

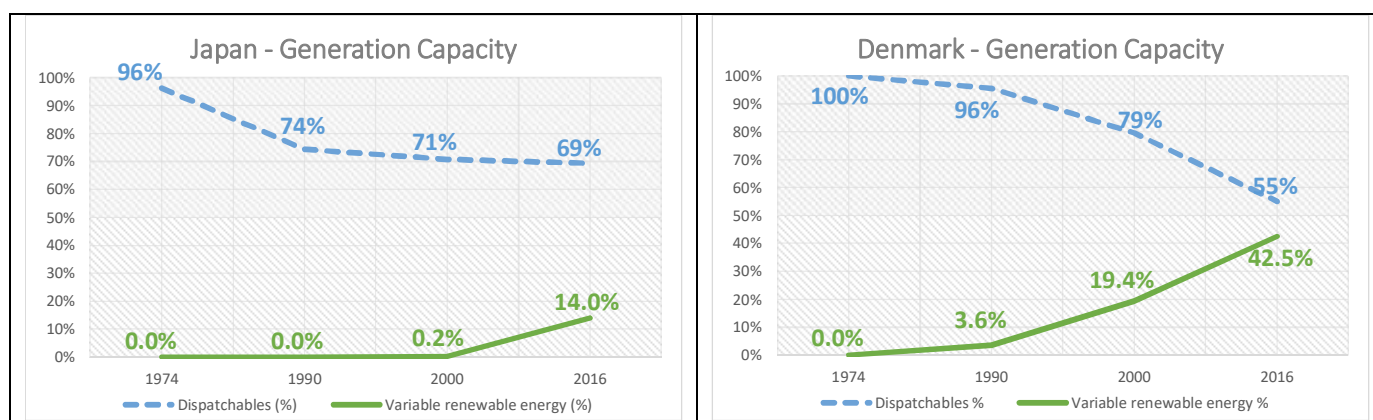


図 25 : 日本とデンマークの発電容量  
(IEA (2018b) より筆者計算)

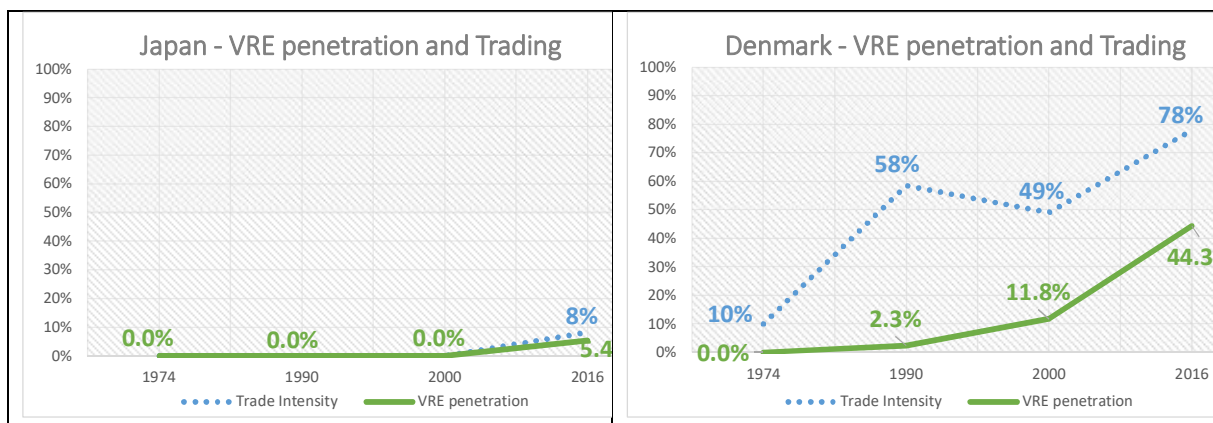


図 26 : 日本とデンマークの VRE 浸透率と電力取引  
(IEA (2018b) より筆者計算)

図 26 で日本とデンマークと比べると、日本の電力システムでは、電力取引が余り実施されておらず、変動再生可能エネルギーの浸透度も殆ど上昇していないことが分かる。

本章の目的は、変動再生可能エネルギー型のエネルギーミックスを達成するに当たり、鍵となる電力システム柔軟性の要素の構造と役割を抽出するものである。最初に設定した本章のサブ・リサーチクエスションは、次の通りであった。

RQ1. 変動再生可能エネルギー活用のための電力ネットワークの柔軟性はどのように定義できるか。変動再生可能エネルギーの浸透段階が進むと、柔軟性はどのように変化するか。

これを解くために、手順を次の通り 4 ステップに展開した。

**ステップ 1 (Observation):** 変動再生可能エネルギーを導入するに当たり、日本とデンマークそれぞれの電力ネットワーク柔軟性の要素を定性的に抽出する。

**ステップ 2 (Modeling) :** 抽出した要素を構造的に表すモデルを構築する。

**ステップ 3 (Analysis) :** 複数のパラメーターが柔軟性の構造的モデルの中で担う機能を明らかにするために、主成分分析を行う。

**ステップ 4 (Summary) :** 電力ネットワーク柔軟性の分類と役割を考察する。



## 4.2 本章の先行研究と評価

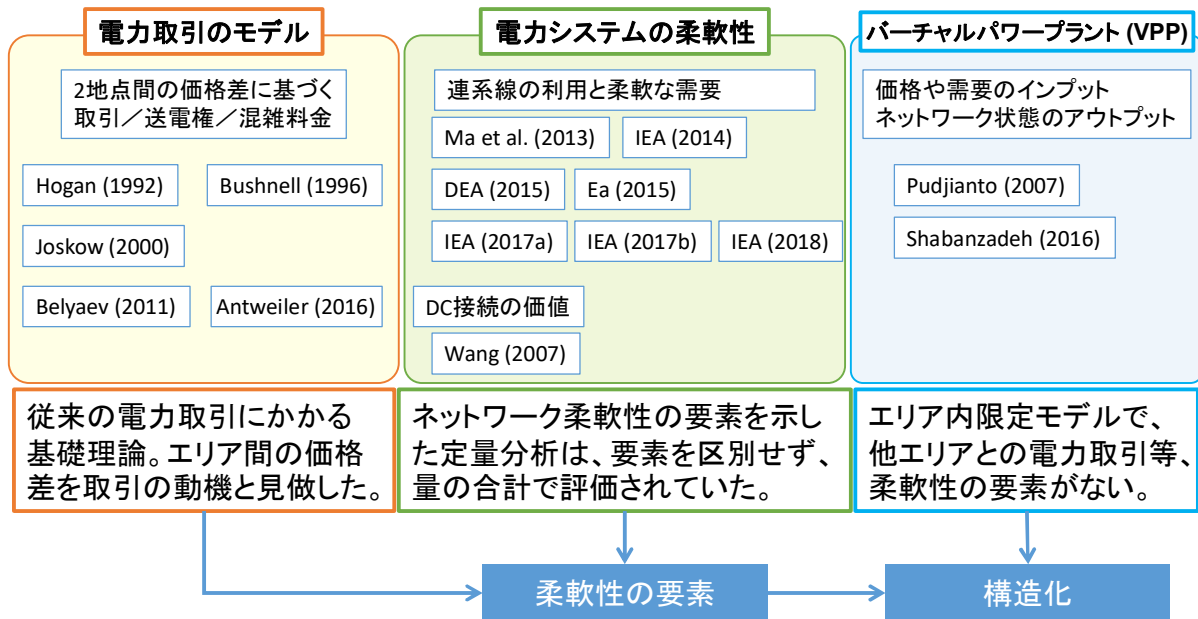


図 27：第 4 章に関連する先行研究の分野

本章では、デンマークと日本の電力ネットワーク柔軟性の違いを構造的に明らかにし、比較を可能にする。過去の電力ネットワーク柔軟性を評価した研究は、定性的な説明か、定量分析では、風力発電と連系線潮流の 2 変数の回帰分析であった。

変動再生可能エネルギーの導入段階に関する研究では、主に次の 2 系統がある。

- 1) 長期間のパネルデータによる、変動再生可能エネルギーの導入量と経済成長または温室効果ガス排出量との関係の分析
- 2) 変動再生可能エネルギーの短期変動と消費者需要をコントロールする系統運用技術後者には、デマンドレスポンス (DR)、スマートグリッド、バーチャルパワープラント (VPP) 等の分野が含まれる。VPP のコンセプトは、既にいくつかのパイロットプロジェクトが進行している。VPP には明確に定まった形態はないが、例えば系統管理者を介さず、ブロックチェーンの技術を用いて消費者間でピア・トゥ・ピアの電力取引を行う方法も、実現されつつある。

1) の長期間の動的分析に、Payne (2009) による、米国の 1949～2006 年の年間データを用いた、国内総生産 (GDP) と再生可能エネルギーの間のグレンジャー因果性検定により、再生可能エネルギーと非再生可能エネルギー、および GDP の間にグレンジャー因果性がないと結論づけた。Apergis et al. (2010) は、19 ヶ国の先進国における、CO<sub>2</sub> 排出量、原子力発電利用、再生可能エネルギー消費、経済成長の間のグレンジャー因果性について、1984～2007 年のパネルデータを用いて検定した。結果は、再生可能エネルギーは CO<sub>2</sub> 排出削減に貢献しなかったが、原子力発電は長期的に排出削減に貢献したことだった。Apergis と Payne (2010) は、OECD 20 ヶ国における再生可能エネルギー消費量と経済成長の関係について、1985～2005 年の間のパネルデータを用いて分析した。再生可能エネルギー消費量と

経済成長の関係について、Vector Error Correction Model (VECM) を用いて短期および長期の因果性を調べている。Menyah と Wolde-Rufael (2010) は、米国の 1960～2007 年のパネルデータを用いて、CO<sub>2</sub> 排出量、再生可能エネルギー消費、原子力発電量、GDP の間の因果性を調べた。結果は、原子力発電の増加によって CO<sub>2</sub> 排出削減に貢献するが、再生可能エネルギーの増加は CO<sub>2</sub> 削減に貢献する程ではなかったと結論づけた。Sebri と Ben-Salha (2014) は、BRICS (ブラジル、ロシア、インド、中国、南アフリカ) における経済成長と再生可能エネルギーの因果関係について、1971～2010 年のパネルデータを用いて調べた。結果は、BRICS において、再生可能エネルギーが経済成長の刺激となる可能性を示した。

これら長期の研究は、マクロ経済学的なアプローチであったが、変動再生可能エネルギー浸透度が高い場合の、連系線等の柔軟性要素と役割を明らかにするには、ミクロレベルのアプローチが必要である。

International Energy Agency (IEA) (2014, 2017a) は、変動再生可能エネルギーがエリアを越えて融通されることによる集約効果について述べている。イタリアの事例では、異なるエリアに分布する太陽光発電は個々に変動しているが、これらがお互いに組み合わせられると、それぞれの変動が全体として相殺される集約効果が示された (IEA 2014)。太陽光だけでなく、風力等性質が異なる変動再生可能エネルギー電源が加わることで、より高い集約効果も期待できるとした。IEA (2017a) は、バランシングエリアのサイズも重視している。連系線利用を拡大することでバランシングエリアを大きくなり、結果として変動再生可能エネルギーの変動性と不確実性が低減されるとしている。北欧地域の連系線は、バランシングエリアを大きくするための重要な媒体として機能している。Danish Energy Agency (DEA) (2015) は 2014 年のデンマーク西とドイツの連系線について回帰分析し、風力発電による変動のおよそ 80%が連系線を介した電力取引で補われていることを示した。Ea Energy Analyses (Ea) (2015) は、ノルウェーの水力発電、デンマークの風力発電とピーク需要、および連系線の容量の関係について分析している。Wang et al. (2017) は、デンマークが風力発電を電力システムに取り入れる柔軟な統合方法について、特定期間のスナップショットデータを用いて、柔軟な調和方法について報告した。

過去の柔軟な電力需要に関する研究分野では、デマンド・サイド・マネジメントがある。Joskow (2008) は、市場設計において、デマンド・サイドのレスポンスを卸市場と小売市場にも取り込む必要性を述べた。Gottwalt et al. (2011) は、家庭のデマンド・レスポンスの影響をシミュレーションした。Ketter et al. (2013) は、デマンド・レスポンスの概念に基づき、スマートグリッドの概念モデルを提案した。Sveca と Söder (2003) は、2001 年のスウェーデンを例に、風力発電量と送電線ボトルネックの影響にかかる確率論的な検討を行った。送電線のボトルネック制約のために風力発電を系統から解列するコストと、新しい送電線を建設するコストの比較を行った。Matevosyan と Söder (2007) は、送電線混雑の発生時に風力発電と水力発電を共調させるアルゴリズムを提案した。Critz et al. (2013) は、ハワイのオアフ島において、風力発電を取り入れる方法を、デマンド・レスポンスによる対応も含めてシミュレーションした。Ma et al. (2013) は、「柔軟性」について、柔軟な電源や調整力市場の容量等、柔軟なソースの静的な容量を合計することで定義した。

電力システムの柔軟性について、最も体系的に記載しているのは、IEA (2014) と、続く IEA (2017a,b; 2018, 2019b) である。IEA (2014) は、柔軟性とは、広義の「費用効果の高い

方法で供給と需要を一致させるために、電力システムが適応できる発電と需要のパターンの範囲」と、狭義の「発電あるいは需要を、数分から数時間の時間スケールで、予期されるか予期されないに関わらず変動に対応して、増加または低減できる範囲」とした。ケーススタディーを通じて変動再生可能エネルギーの特性を洗い出し、一般化している。更に、評価テンプレートを作成して、10 の地域・国の比較評価を行った。IEA (2017a) は、IEA (2014) 報告を発展させ、変革の途上にある各国の電力システムのステータスを評価した。先進的な北欧の電力システムだけでなく、今後、再生可能エネルギー導入の鍵となる地域毎の小さな電力網を例に、米国西部やテキサスの例を挙げている。IEA (2017b) は、国別の電力システム評価のデンマーク編で、デンマークの電力システムの柔軟性について詳解した。歴史的な電力システムの変遷と、実例として VRE 変動吸収のメカニズムを述べた。IEA (2018) は、電力システム柔軟性の概念を発展させ、階層別の概念構造を表している。IEA (2019b) は、近年の電力システム変革の総括として、電力ネットワークは柔軟性を提供する上でクリティカルな要素であり続けるが、今後は、電力貯蔵がコスト効率の点でも、有用な柔軟性要素になると指摘した。

最近では、VRE を管理する一つの方法として VPP が研究されている。Pudjianto et al. (2007) は、VPP の概念的なアルゴリズムとして、商用 VPP と技術的 VPP を提案した。Shabanzadeh et al. (2016) は、商用 VPP を統合するモデルを提案し、イベリア電力市場の実データに基づき、モデルの検証を行った (図 27)。

日本でも、変動再生可能エネルギーに既存の電力システムで対応する研究が複数ある。Komiyama, Otsuki と Fujii (2015) は、変動再生可能エネルギーの変動を吸収するメカニズムとして、水素に余剰電力を置換して保存する方法を提案した。Komiyama と Fujii (2015) は、日本で変動再生可能エネルギーの浸透度が相当程度高い場合のエネルギーミックスについて、年間データでシミュレーションし実現性を検証した。Komiyama と Fujii (2017) は、ポスト福島の変動再生可能エネルギー政策について、変動再生可能エネルギーの余剰発電を抑制するオプションを含む検討を行った。Otsuki, Isa と Samuelson (2016) は、日本、ロシア、モンゴル、韓国を結ぶ北東アジアパワーグリッドによって、ゴビ砂漠に展開する巨大な太陽光発電を地域で共有する仕組みを提案し、シミュレーションを行った。Otsuki (2017) はこれを拡張して、中国にもいくつかのノードを置くシステムを設定した。Li, Gao と Ruan (2018) は、九州の電力供給シナリオを想定し、家庭用の太陽光発電と蓄電によって、電力システムへの依存度を下げるシステムの分析を行った。Matsuo et al. (2018) は、日本のエネルギーミックスのあるべき姿について、原子力がある場合とない場合等複数のシナリオに基づき、シミュレーションした。Sugiyama et al. (2019) は、2015 年のパリ協定に基づく日本の長期気候変動に向けた政策を分析し、エネルギーミックスのオプションを提案した。

これらの研究は伝統的な需要-供給バランスの電力モデルを前提としていた。本研究は、新しく電力システム柔軟性を活用して変動再生可能エネルギーを拡大する方法を検討する。過去の変動再生可能エネルギーと地域間連系線の関係性を分析した研究では、2 変数を用いた単回帰分析か、特定期間のスナップショットデータによって定性的なメカニズムを表すものであった。変動再生可能エネルギーと柔軟性に関わるパラメーターの構造的な関係を明らかにする場合は、少なくとも 2 以上のパラメーターを扱う必要がある。本論文では、柔軟性の構造的モデルを設定し、主成分分析により、柔軟性因子が果たす役割を構造的に

解釈し、動的变化についても論じた。こうして、異なる国や地域や異なる年代の電力システムでも比較可能とした、初めての研究である。

電力システムを対象に主成分分析を行った研究に、Doukas et al. (2012) や、Mainali と Silveira (2015) がある。Doukas et al. (2012) は、ヨーロッパの 8 つの地域を対象に、再生可能エネルギーを含む 9 種類のパネルデータから、主成分得点を応用した Energy Sustainability Index (ESI) を定めて評価した。Mainali と Silveira (2015) は、インドの 10 の電化プロジェクトの 2005, 2010, 2015 年のパネルデータを用いて ESI を求め、技術の持続性を評価した。

これらは、概念的な技術評価を行っているが、構造的な解釈までは踏み込んでいない。本研究は、時系列データを用いて、構造的な役割分析を行った最初の研究である (図 27)。

## 4.3 分析の方法・データおよび結果

### 4.3.1 日本とデンマークにおける電力取引の予備分析

#### (1) 方法

予備分析として、変動再生可能エネルギー統合による集約効果を定量的に評価する。

IEA (2014) は、イタリアの複数エリアにおける 24 時間の発電データを用いて集約効果の例を示した。例えば、1 つのエリアの変動再生可能エネルギー出力が変動していても、異なるエリアの変動再生可能エネルギー出力を統合すれば、お互いの出力変動が相関していないので、結果として相殺され変動が緩和されるものである。集約効果を統計的に検証するために、株式市場で用いられるヒストリカル・ボラティリティー (HV) を導入する。HV を採用する理由は、例えば 2 エリアの変動再生可能エネルギー出力の相関係数では変動の大きさや急激さの情報が反映されず、単純な分散では、同様に変動の急激さが反映されないからである。

複数の地点において、個別に変動再生可能エネルギー出力の HV 値を求め、各々の平均電力需要に応じた加重平均と、初めから全ての変動再生可能エネルギーを集約した出力の HV を比較する。後者の HV が小さければ、集約効果が現れたことになる。

東京-東北連系線の場合、集約の対象とするエリアは、東京、東北、北海道、中部とする。九州-中国連系線の場合は、集約対象のエリアは、九州、中国、四国、関西とする。北海道の場合には、北海道、東北、東京とする。

デンマークの場合では、デンマーク西、デンマーク東、スウェーデンの風力と太陽光の出力値を対象とする。ノルウェーとドイツは、デンマークと隣接するが、同一のソースからデータを得ることができないため、ここでは対象としなかった。ここで確認する集約効果は、デンマーク東、デンマーク西、スウェーデンの 3 地域についてである。

もし、集約効果が存在するならば、上記の通り、集約出力の HV が加重平均 HV よりも小さいはずである ((式 4.2) > (式 4.3))。なぜなら、集約出力は、個々の変動再生可能エネルギー変動がお互いに相関しておらず、集約によって変動が相殺されるからである。

エリア  $i$  における変動再生可能エネルギーの 24 時間ごとの HV は、株式市場で用いられる定義を参考に、式 (4.1) で表されるものとする。

$$HV(24)_i = \sqrt{\{[\ln(G_0/G_1) - m_{i,t}]^2 + \{\ln(G_1/G_2) - m_{i,t}\}^2 + \dots + \{\ln(G_{23}/G_{24}) - m_{i,t}\}^2\} / (24-1) * \sqrt{24}} \quad (4.1)$$

$G_t$ : VRE generation output in time t.

$m_{i,t}$ : average value of  $\ln(G_{t-1}/G_t)$  over 24 hours in Area-i.

Weighted average HV

$$= \sum_{i=1}^n \{(\text{Average VRE output in Area-i}) * \text{Average HV}(24)_i / (\text{Average Total VRE output in all areas})\}. \quad (4.2)$$

Average HV<sub>i</sub>: average value of HV (24) over 8760 hours (1 year) in Area-i.

$$\text{Aggregated HV} = \text{Average value of the HV of the combined output of VRE in all areas over 8760 hours (1 year)}. \quad (4.3)$$

## (2) 結果

ここで、集約効果の定量評価結果を示す。表 3 に、日本の東京-東北連系線の関連エリアにおける HV 分析の結果を示す。なお、電力需要と変動再生可能エネルギー出力は、当該エリアの合計値を表している。

表 3：日本（2018 年）の変動再生可能エネルギーの HV 比較

	東京	東北	北海道	中部	加重平均	集約値
需要（平均）[MW]	33,238	9,514	3,510	15,601		
VRE（平均）[MW]	1,864	929	276	1,200		
VRE の HV	3.44	1.98	1.69	3.79	<b>3.11</b>	<b>2.52</b>

表 3 の結果は、変動再生可能エネルギー集約値の HV は、個々の変動再生可能エネルギーの HV の加重平均よりも小さい。即ち、変動再生可能エネルギーを集約した場合の変動は、個々の変動再生可能エネルギーの変動よりも 19%小さいことを示している。よって、日本の東京-東北連系線の関連エリアにて、変動再生可能エネルギー集約効果が確認された。

表 4 は、デンマーク関連エリアの HV の評価結果である。変動再生可能エネルギーとして、風力発電と太陽光を別々に扱っており、デンマーク西、東、スウェーデンにおける、それぞれの発電量の HV を評価した。その結果、集約値の HV は、表 3 と同様に、個々のエリアにおける HV の加重平均よりも 53%も小さい。つまり、日本の東京-東北と同様に、デンマークでも集約効果が確認できた。

表 4：デンマーク（2018 年）の変動再生可能エネルギーの HV 比較

	デンマーク西 (風力)	デンマーク西 (太陽光)	デンマーク東 (風力)	デンマーク東 (太陽光)	スウェーデン (風力)	加重平均	集約値
需要（平均）[MW]	2,392		1,508		15,776		
VRE（平均）[MW]	1,247	71	340	38	1,861		
VRE の HV	0.76	3.26	1.28	2.95	0.32	<b>0.65</b>	<b>0.31</b>

## (3) 隣接エリアから借用できる調整力の上限：容量の一貫性

地域間連系線が電力システムのボトルネックになっている場合が殆どである。地域間連系線の制約のために変動再生可能エネルギーが接続できない問題に対しては、ボトルネックの容量と変動再生可能エネルギーの容量が対応していることが必要である。また、3.3.2 (3) で述べたように、たとえ隣接エリアに水力発電等の変動再生可能エネルギー用の調整力が

あっても、実際に利用できる容量は連系線の容量で制限されてしまう。例えば、デンマークはノルウェー等の水力発電が豊富な隣国に恵まれており、変動再生可能エネルギーを大量に導入しても隣国の調整力を無制限に活用できる訳でなく、利用できる上限は、連系線容量である。これは、日本でも同様である。日本では、エリア毎に相当な水力発電の容量があり、柔軟性のポテンシャルは十分にある。

連系線容量と柔軟な需要（揚水発電容量）の合計を、合成連系線容量と定義する。隣接エリアの調整力をどれだけ活用できるかについては、対象エリア（出発地）の変動再生可能エネルギー容量、合成連系線容量、隣接エリア（到着地）の水力発電容量が一貫しているかどうかによって決定される。これを、容量の一貫性と定義して、日本とデンマークにおける柔軟性のポテンシャルの評価に用いる。

次に、容量の一貫性の評価結果を示す。デンマークは、ノルウェーやスウェーデン等、隣国の豊富な水力資源に恵まれているが、隣国の資源をどれだけ利用できるかの上限は、変動再生可能エネルギーの産地（デンマーク）と水力資源の所在地までの道筋を繋ぐ、連系線の容量で制限される。この連系線容量がボトルネックである。合成連系線容量の値は、元の連系線容量に電気ボイラや揚水発電等の柔軟な需要の容量を加えて求めた。図 28 に、デンマークにおける容量の一貫性の評価結果を示す。この結果から、ボトルネック容量は変動再生可能エネルギー容量の 76%に相当することが分かる。

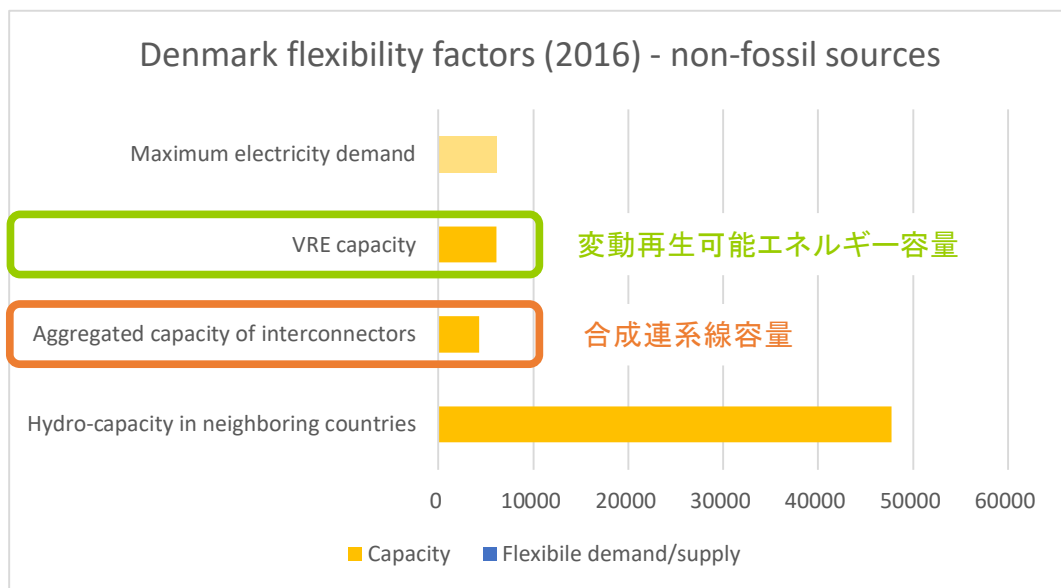


図 28 : デンマーク（2016 年）の容量の一貫性の評価結果

図 29 に、日本の容量の一貫性の評価結果を示す。日本のボトルネック容量である合成連系線容量は、変動再生可能エネルギー容量の 81%に達することになる。つまり、日本も、隣接エリアの調整力に恵まれているという点で、デンマークに遜色ないことが分かる。

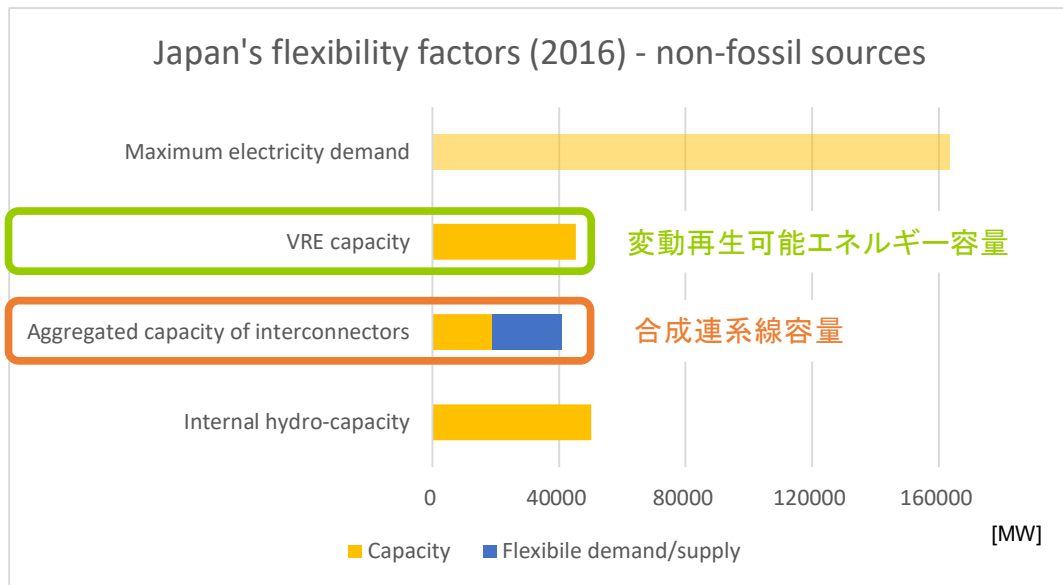


図 29：日本（2016 年）の容量の一貫性の評価結果

日本とデンマークでは、地域間連系線の捉え方が大きく異なる。日本では、伝統的に、地域間連系線は需要と供給のバランスを助けるための補助としての役割（例えば、北海道－東北連系線等）であると考えられてきた。連系線は柔軟性を与える重要な要素であるにも関わらず、地域間で電力取引するという考えはあまり歓迎されなかった。近年は、九州等で、変動再生可能エネルギーの対応に連系線を利用する場合もあるが、これは非常時のみ実施される措置であり、年間を通じて恒常的に行われるものではない。一方、デンマークでは、変動再生可能エネルギーを優先的にベース電源として位置付け、柔軟性リソースや隣国との直流送電線等のサポートを積極的に活用している。こうしたデンマークと日本の考え方の違いは、変動再生可能エネルギーの浸透率にも現れている。

#### 4.3.2 本分析の手順

前章の予備分析において、隣接エリア間を連系線で結ぶモデルによって集約効果が発揮できることが確認できた。容量の一貫性の評価結果から、隣接エリアの調整力へのアクセスという点で、デンマークも日本も変わらないことが確認された。

そこで、本分析では、電力ネットワークの柔軟性について明らかにする。この手順は、次の通りである。

##### (1) ステップ 1：柔軟性ファクターの抽出

日本とデンマークの電力システムの違いを定性的に分析し、特に地域間連系線と柔軟性に関するファクターを抽出する。分析に当たり、IEA (2018a)の柔軟性フレームワークを援用する。

##### (2) ステップ 2：抽出ファクターの構造的モデルの作成

まず、抽出したファクターの構造を理解するために、電力供給エリアの位置関係を示す構造的モデルを置いて、それぞれのファクターを位置付ける。

### (3) ステップ 3 : 構造的モデルの主成分分析

主成分分析を行い、それぞれの柔軟性のファクターが変動再生可能エネルギーに対してどのように作用するか、電力システムごとに分析する。これをサブステップに分けると、次のようになる。

(3-1) 5つの電力システムにおける主成分分析の実行

(3-2) 主成分の解釈（固有値が1以上）

(3-3) 5つの電力システムにおける解釈結果のまとめ

### (4) ステップ 4 : 柔軟性の分類と役割の考察

ステップ 3 で導出した解釈結果のまとめに基づき、柔軟性の分類と役割を考察する。

#### 4.3.3 ステップ 1 : 柔軟性ファクターの抽出方法

日本とデンマークの制度と運用上の違いを洗い出すため、1.4.2 (1) の IEA による柔軟性のフレームワークを参考に、分析対象の項目を抽出する。左側が IEA の柔軟性のフレームワーク、右端に筆者による解釈を記した（図 30）。

IEAによる柔軟性のフレームワーク					項目(筆者の解釈)
階層1	Roles and responsibilities			Institutional (Who)	a. 需給調整の方針 b. 供給力確保の責任 c. 供給力確保の手段 d. 経済性の確保
階層2	Technical rules and economic incentives			Policy, regulatory and market framework (How)	再生可能エネルギーの補助制度
階層3	Dispatchable generation	State-of-the-art VRE	Demand side resources	Electricity storage	ネットワーク以外の柔軟性の要素
階層4	Grid infrastructure			Hardware and infrastructure (What)	

出所: IEA (2018), Status of Power System Transformation 2018, p23 および筆者解釈

図 30 : IEA による柔軟性フレームワークと解釈

ステップ 1 では、日本とデンマークにおける地域間連系線の運用の違いにおいてハイライトし、ここから柔軟性モデルを構築することがゴールである。このモデルは、変動再生可能エネルギーにかかる連系線の役割や、これをサポートするパラメーターを含む。

日本からは3つの地域を、デンマークからは同一地域で2つの異なる時期を選定した。デンマークを比較対象にした理由は、4.1.2 で述べたように、変動再生可能エネルギーの浸透度と柔軟性が非常に高いからである。一方、日本は依然として世界の成功例との乖離が大きい。日本でも、九州は日本の他の地域より高い段階にある。日本とデンマークはどちらも成熟した電力システムであり、かつて両国は電力供給において化石燃料へ大きく依存していた。その後、デンマークは再生可能エネルギーを主軸に据えて大きく転換したが、



日本は旧来のやり方を貫いており、現在では電力供給の様相が全く異なっている。日本は、数十年遅れながら、需給バランス重視から脱却しつつある。一方、デンマークは既に世界最先端の電力システムを築いている。

デンマークの電力システムについて、多くの分析と報告が行われた。DEA (2015) は、デンマークの電力システムにおける高い風力発電の比率を評価し、風力発電の変動の 80%は連系線によって相殺されていると報告している。Ea (2015) も同様に、デンマークについて分析し、風力発電が卸電力市場の価格に与える影響について評価した。デンマークで、限界価格の安い風力発電が増えると周辺の卸電力価格も低下することが確認された。これら報告では、風力発電と連系線は、消費者が便益を得るモデルケースとして扱われている。

IEA (2014, 2017a) の報告書も、1.4.2 (1) で述べたように、地域間連系線の役割について評価するのに有効である。報告書では、電力システム柔軟性を構成する 7つのファクターが挙げられている。1) 供給エリアのサイズ、2) エリアの電力網内部の強靱性、3) 地域間連系線、4) 電力市場の数、5) Variable Renewable Energy (VRE) 発電の地理的分布、6) 給電指令可能な柔軟な発電機の組み合わせ、7) 投資機会 (IEA 2014) である。また、IEA (2017a) は、4つのカテゴリによる柔軟性の評価フレームワークを示している。この 2つの報告書で提案されたフレームワークの比較結果を図 31 に示す。

2017 IEA	2014 IEA	Findings from this study
a) Markets and operations	1) Power area size 4) Number of power markets 6) Flexibility of dispatchable generation portfolio	Dispatchable generation
b) Planning and infrastructure development	2) Internal grid strength 3) Interconnection	Power grid and interconnector operation
c) Uptake of innovative technology (system-friendly variable renewable energy (VRE))	5) Geographical spread of VRE generation 6) Flexibility of dispatchable generation portfolio	VRE installation
d) Efficiency and sector coupling	6) Flexibility of dispatchable generation portfolio 7) Investment opportunity	Substitute capacity for electricity demand

図 31 : IEA による柔軟性評価フレームワークの比較

IEA (2014) と IEA (2017a) のフレームワークの比較から、柔軟性のアプローチを次のように 4つに要約した。(1) 従来型の給電指令可能な発電機、(2) 電力網と連系線の運用、(3) 柔軟な電力需要、(4) VRE の導入状況である。これらは、図 10 に示す IEA (2018) のフレームワークにおいて、階層 3 と階層 4 に包含される。IEA (2018a) では、更に階層 1 と階層 2 において、責任や制度まで含んでおり、より包括的な概念になっている。よって、本研究では、図 10 の IEA (2018a) のフレームワークを採用した。

#### 4.3.4 ステップ 1 : 柔軟性ファクターの抽出結果

エリア間で電力取引が合理的であるのは、Hogan (1992), Bushnell と Stoft (1996)、また Belyaev (2011) によれば、両エリアの卸電力市場の間で価格差が発生している場合である。よって、電力価格は柔軟性ファクターの構造的要素の 1つと考えられる。これ以外の要素は、地域毎に独立した系統運用を行っている日本と、地域毎に相互に連系する系統運用を採用しているデンマークを比較するアプローチから考える。

## (1) 日本（独立系統）

日本は、伝統的に地域独立の系統運用を行っている。需給バランスは、最大需要を前提に予想され、もし必要なら追加の供給力が手当される。エリア内の発電機出力は、経済的出力指令のルールに基づいて、中央で決定される。同時に、電力システムの長期計画も策定される。一定割合の予備的な発電機出力は、非常時を想定して、原則として常時確保される（遠藤 2015; 電力広域的運営推進機関 2018a）。

近年の電力広域的運営推進機関における地域間連系線の議論を通じ、2018年10月より間接オークション制度が導入された。これまで先着優先で割り当てられてきた連系線容量は、一般の商用取引にも開放されるようになった。

日本の中でも、東京エリアは最大の電力需要があり、日本全体需要の3分の1を占めている。東北エリアは、東京と隣り合っており、変動再生可能エネルギーの導入量も、東京と中部に次いで多い。東京と東北の連系線容量は、既に予約された長期利用計画だけで一杯になっている。九州エリアは、変動再生可能エネルギーの浸透率が日本で最も進んでおり、11.8%（2018年）となっている。系統運用者が、変動再生可能エネルギーの出力を絞る指令を出す出力抑制は2018年に数回発生するまでになっている。一方で、北海道は日本のエリアの中で最大の面積を誇るにも関わらず、変動再生可能エネルギー浸透率が7.9%（2018年）と低いレベルである。これら3地域における連系線、つまり、東京-東北、九州-中国、北海道-東北を分析対象として選定した。

それぞれの地域の特徴は、次の通りである。東京-東北は、変動再生可能エネルギーのポテンシャルが高いが、連系線の制約のために、実際の供給力として十分に活かすことができていない。九州-中国は、日本の変動再生可能エネルギーの進捗を表すのによい例である。北海道は、独立した系統であり、余り進んでいない例と考えて選定した。

## (2) デンマーク（相互融通）

デンマークとドイツは、どちらも電力システムが成熟しており、両者とも変動再生可能エネルギーの浸透率が高い（OECD諸国で1位と5位）。本章では、デンマーク西とドイツ北部の連系線を対象とした。この理由は、デンマークにとってドイツが最大の電力取引相手であるが、連系線潮流はドイツ北部の系統の影響で制限されることが多く、ボトルネック問題にも直面していることが挙げられる。更に、連系線を挟んで、どちらのエリアとも、風力発電が大量に導入されている特徴もある。

数十年前は、デンマークの電力供給も化石燃料に大きく依存していた。1973年、輸入の石油がエネルギーミックスに占める割合は90%に達していた。その後の石油危機に伴い、デンマークも石油から石炭にベースとなる燃料を切り替えた。当時の電力供給の優先事項も、需要と発電をバランスさせることであった。化石燃料発電は、需給のギャップを埋めるために主要な役割を果たした。この電力供給の仕組みは、今日の日本の電力供給の仕組みに酷似している。2000年代初頭まで、火力発電がデンマーク国内の電力供給の主力を担っていた（IRENA-GWEC 2013）。

デンマークは、20～30年の歳月をかけて電力供給システムを劇的に変化させた。まず、1990年の初めに化石燃料から再生可能エネルギーへの転換を開始した。デンマーク政府は、

新しい石炭火力の建設の禁止措置を決め、1998年に運転開始した石炭火力が最後となった。2011年には政府の長期目標として、2050年までに化石燃料から100%自立する方針を打ち出し、中間目標として、最終の電力需要のうち30%を再生可能エネルギーで賄うとした。石炭火力はこれ以上建設されることはなく、既存の石炭火力も、2030年までにはエネルギーミックスから姿を消し、温室効果ガスの排出量は1990年レベルよりも40%削減するとしている。かつて、原子力発電の可能性も検討されたことがあった。しかし、1985年の国会において、否決された。その代わりとして、風力発電が主力電源に選択された。今では、風力発電は、デンマークの発電容量の36%に過ぎないにも関わらず、電力供給量の凡そ50%を担っている。こうした高いレベルの風力発電の浸透率は、電力網の運用と北欧諸国との連系によってサポートされ、成り立っている (IRENA-GWEC 2013)。

デンマークの再生可能エネルギーの補助金システムも、洗練されつつある。かつて、IEA加盟国の中で、デンマークの家庭用電気料金にかかる税金は最も高かった。2016年には、家庭用電気料金の税率は64%に達し、産業用でも税率35%であった。歴史的に、電気料金にかかる税金は、1979～1988年は再生可能エネルギーの資本費を30%まで補助する目的に使われ、1993～2003年はFIT制度の固定買取費用とされ、2003-2008年は連系線取引にかかる上限つきプレミアムに変わり、2009年～現在はFeed-in Premium (FIP) 制度のプレミアム支払いに充てられた。FIT制度が2008年に廃止されると、風力発電産業は膠着状態となった。2009年に、再び風力発電が推奨された。2012年には税制優遇措置が導入され、熱供給用のヒートポンプや電気ボイラの使用を促すため、自家用エネルギーに使用する電気について税金が控除されるようになった (IRENA-GWEC 2013; DEA 2015; Ea 2015; IEA 2017b)。

デンマークでは、変動再生可能エネルギーを電力システムへ統合するに当たり、連系線が大きな役割を果たしている。地域間連系線により、スウェーデン、ドイツ、ノルウェー、デンマークの西と東が接続されている。これら連系線の働きによって、デンマークは高いレベルの変動再生可能エネルギーの浸透度を達成している。北欧諸国の水力発電が、変動再生可能エネルギーの変動のバッファ機能を担っているとも言われる。デンマーク連系線容量は、以前は物理的送電権として割り当てられたが、現在は、間接オークションによって利用者に事後的に割り当てられる。デンマーク西とドイツの連系線容量は、ドイツ北部のボトルネックの制約により、徐々に制約を受け、低下する傾向である (OECD 1999; Nordic Energy Regulators (Nord REG) 2014; DEA 2015; Ea 2015; IEA 2017a; IEA 2017b; Wang, et al. 2017)。

変動再生可能エネルギーと連系線の役割をサポートする柔軟性リソースとして、ヒートポンプと電気ボイラの役割が際立っている。分散型のコジェネ (CHP) とヒートポンプや電気ボイラは、熱を貯めることで電気の消費をシフトすることが可能である、柔軟性のソースと見做すことができる。2015年には、CHPが発電電力量全体の49%に達していた (OECD 1999; Nord REG 2014; DEA 2015; Ea 2015; IEA 2017b; Wang, et al. 2017)。

4.3.3の図30で示したフレームワーク右側に記した項目に基づいて、本節(1)と(2)に記載した日本とデンマークの電力システムの特徴を整理したものが、以下の表5である。表中では、項目を左端に記載し、日本では大震災の前後、デンマークでは2000年代の電力改革の前後に分けて、特徴を記載した。

表 5：柔軟性にかかる要素の定性的な観察

項目	日本		デンマーク	
	大震災前 (~2011)	大震災後 (2011~)	~2000年代前半	電力改革後 (2010~)
1-a. 需給調整の方針	エリア独立	余剰の発電容量があればエリア間で融通可能	エリア独立、DK → NO, SEの融通は乾季のみ	北欧諸国と一体化した需給調整
1-b. 供給力確保の責任	民間の地域独占の垂直統合会社	地域別の系統運用会社(通常)+電力広域機関(非常時)	東部と西部の民間系統運用会社	国有の統一系統運用者
1-c. 供給力確保の手段	火力、原子力	火力	石油・石炭	風力
1-d. 経済性の確保	経済的給電指令	経済的指令+電力市場 (2018年シェア18%)	電力市場	電力市場 (シェア75%)
2. 再生可能エネルギーの補助制度	-	FIT	FIT	FIP, 減税措置
3. ネットワーク以外の柔軟性の要素	需給調整契約(発動は希)	需給調整契約(実際に発動)	火力発電とコージェネによる調整	コージェネ、電気ボイラー、ヒートポンプによる調整
4. 地域間ネットワークの要素	非常時のみ融通	登録した発電機のみ使用可能(-2018.9)	物理的送電権	間接的送電権

表 5 の項目ごとに、柔軟性にかかる定量的な指標となる変数を選ぶと、次の通りとなる。

1-a : エリア内の潮流バランス

1-b : エリア需要

1-c : 調整用の火力発電

1-d : エリア間の価格差

2 : 再生可能エネルギー発電量

3 : 柔軟な需要・揚水発電

4 : 連系線フローおよび直流連系線

以上を、ステップ 2 で設定するモデルへの入力変数として採用した。

#### 4.3.5 ステップ 2 ; 構造的モデルの作成

電力システムの柔軟性を構造的に理解するに当たり、柔軟性に関連する変数で構造的なモデルを置く。電力システムの構造的モデルの作成に当たり、電力取引の理論を考える。電力取引による潮流は、2 エリア間の価格差と需要規模に応じて発生する(Belyaev 2011)。Antweiler (2016) は、同様に電力取引について論じており、取引の動機は 2 エリアにおける発電コスト関数の導関数より導かれる価格差であるとしている (図 32)。なお、電力潮流には向きがあるが、本研究では、値段が安いエリア A から値段が高いエリア B に流れる向きを正と表現している。

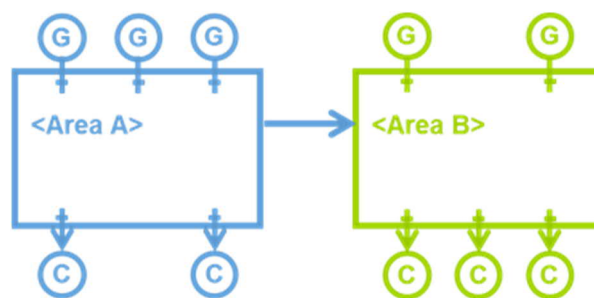


図 32 : エリア間の電力取引モデル

この原則に基づいて、モデルでは2つのエリアの価格を含めている。しかし、この2つの価格は、お互いに強い相関があり、多重共線性を避けるため、エリア B の価格のみを採用した。エリア A と B の価格差だけでは、需給バランスとの関係が分からないため、価格自体をモデルに入れている。その他で、モデルに採用した変数は、変動再生可能エネルギー発電量、直流連系線の潮流、柔軟な需要（揚水発電や電気ボイラ等）である。ここで、直流連系線の役割の重要性について、Wang et al. (2017) が述べており、現実にドイツでも、変動再生可能エネルギーの変動を操るための直流送電線の大動脈が建設中である。直流の連系線は電気の流れを制御するのが容易であり、交流送電線をサポートして変動再生可能エネルギーを効率的に制御できる(IEA 2017a; Wang et al. 2017)。Wang et al. (2017) は、風力発電によるアンシラリーサービスや周波数と電圧制御について言及している。更に、デンマーク西-ノルウェーの連系線は、ブラックスタートも可能である等、最新の連系線の高機能化についても述べている。

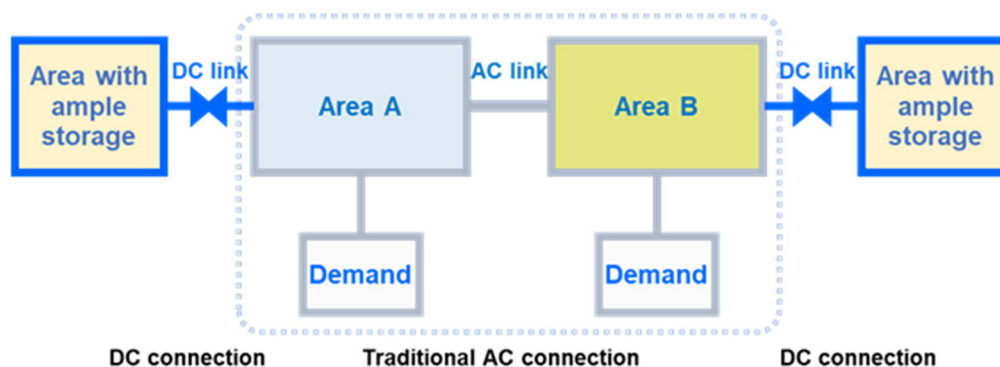


図 33 : 分析の基本モデル

バーチャル・パワー・プラント (VPP) は、変動再生可能エネルギーや柔軟な需要等を活用し、例えばデマンドレスポンスによる需要削減分を集約して仮想発電所と見做すものであった。Shabanzadeh et al. (2016) は、風力、太陽光、柔軟な需要、エネルギー貯蔵をインプットとする VPP モデルを提案した。その他の変数として、相対契約の価格、将来や1日前の電力市場価格等も用いている。VPP の概念として、Pudjianto et al. (2007) は、商業的 VPP と技術的 VPP の考え方を提案した。

VPP の概念を参考に、連系線潮流と変動再生可能エネルギーの構造的モデルを作成する。本分析では、複数の変数により、柔軟性にかかる共通の役割を表すため、できるだけ適用範囲が広いモデル構造を考える。

図 33 は、典型的な 2 エリアを結ぶ連系線と、サポートする直流送電線や需要等、関連要素を含むモデルである。これを隣接エリアまで拡張したのが図 34 である。Aa<sub>t</sub>, Ab<sub>t</sub>, Ba<sub>t</sub>, Bb<sub>t</sub>, C<sub>t</sub> はそれぞれ隣接するエリアと、柔軟性に関連する時間変動する要素を表している。このモデルを基本として、日本とデンマークの応用モデルを構築する。

次のステップでは、図 34 のモデルにおけるそれぞれのパラメーターについて、主成分分析を行う。

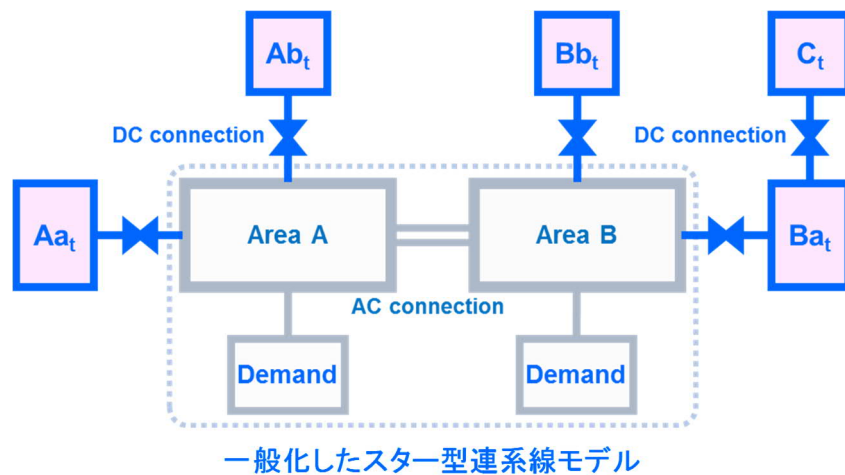


図 34 : スター型連系線モデル

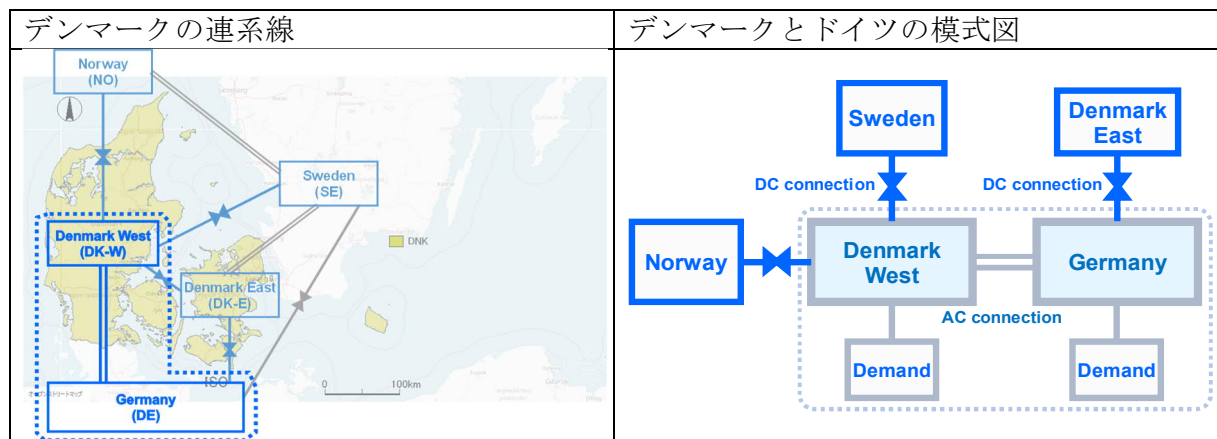


図 35 : デンマークとドイツの電力ネットワーク模式図

図 35 のデンマークとドイツの電力ネットワークの模式図では、交流連系線で結ばれるエリアの周りに直流連系線が接続するスター型となっている。

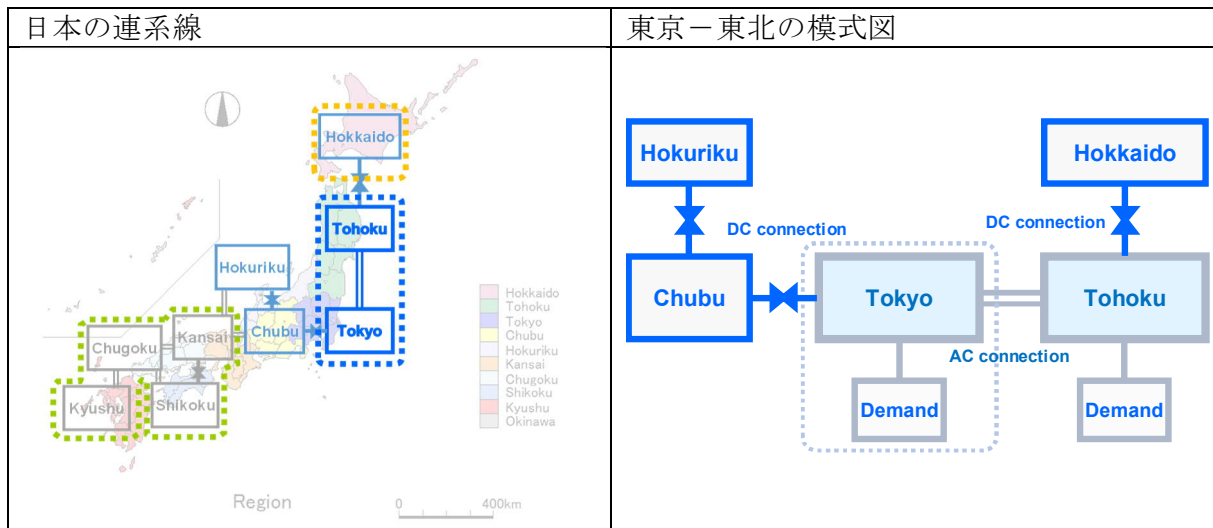


図 36 : 日本の電力ネットワーク模式図

図 36 の日本の電力ネットワークでも、例えば東京－東北のケースでは、この 2 エリアの周りに直流連系線が接続するスター型をしている。

#### 4.3.6 ステップ 3 : 電力取引による柔軟性構造の分析方法

ステップ 3 では、ステップ 2 で作成した構造的なモデルを用いて、主成分分析を行う。主成分分析を用いる理由は、モデルが持つ多くの変数を同時に扱うため、他の多変量解析では多重共線性などの問題が発生しやすいが、主成分分析はこうした問題に捉われずに、作成したデータ表の特徴を数量的に分析できるからである。変数の主成分を求め、モデルにおける各変数の働きについて解釈を行う。このサブステップを以下に再掲する。

- (3-1) 5 つの電力システムにおける主成分分析の実行
- (3-2) 主成分の解釈（固有値が 1 以上）
- (3-3) 5 つの電力システムにおける解釈結果のまとめ

##### (3-1) 5 つの電力システムにおける主成分分析の実行

5 つの電力システムについて主成分分析を行う。変数の相関係数行列から固有値と固有ベクトルを求める。入力変数は、図 34 のモデルにおける電力システムごとの柔軟性に関連する変数とする。分析には、統計解析ソフトの JUSE-StatWorks/V5 (日科技連) を用いる。

##### (3-2) 主成分の解釈（固有値が 1 以上）

固有値が 1 以上の主成分について、主成分の特性を探る解釈を行う。第 1 主成分と第 2 主成分を縦横の軸として、各変数の係数ベクトルをプロットする。異なる変数がそれぞれの主成分に同程度あるいは逆に効いているか、各軸および原点の反対側にある変数に着目して解釈する。固有値が 1 以上の主成分について同様に解釈を行う。

### (3-3) 5つの電力システムにおける解釈結果のまとめ

解釈結果を一覧表にまとめ、5つの電力システムの特徴を比較する。特に、VREの変動に対して電力システムがどのように反応するか、主成分ごとに抽出できる場合は抽出する。更に、ステップ2で作成した構造的モデルと対比して解釈する。

#### 4.3.7 ステップ4：柔軟性の分類と役割の考察

ステップ3で導出した柔軟性モデルの解釈結果まとめに基づき、柔軟性の分類を行う。変動再生可能エネルギー浸透率を縦軸に、従来型火力発電シェア、Trading Intensity (3.1)、柔軟な需要シェアとそれぞれ横軸に取る。5つの電力システムをプロットした図と比較し、柔軟性の分類と変動再生可能エネルギーシェアとの関係、役割について考察する。

#### 4.3.8 分析データ

分析対象データは、公的機関や電力会社のダウンロードセンター等、複数のウェブサイトから抽出した。データ粒度（1時間値、30分値、15分値）等に留意し、日本とデンマークのタイムスタンプが整合するようデータ処理した。日本の場合は、連系線関連データを一度に取得できるのが6ヶ月分であるため、抽出する機会を数回に分けて行った。日本のデータは、電力広域的運営推進機関、日本卸電力取引所（JEPX）、各電力会社のホームページから取得した。デンマークの場合は、公的機関である Energinet、北欧の電力市場 Nord Pool、ヨーロッパを統括する電力系統運用事業者 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)、ドイツ北部の系統運用会社 TenneT から取得した。

地域間連系線潮流の向きにも注意する。日本の潮流データでは、東北→東京の向きが正であり、デンマークの場合は、ドイツ（輸出）→デンマーク（輸入）の向きが正である。一方で、図34では、低価格エリアAから高価格エリアBに流れる向きを正としており、東北→東京の場合はこの通りであるが、デンマーク西→ドイツの場合は逆であることに注意する。表6中に、潮流の向きに対応する符号についても記載した。

表6：デンマーク→ドイツ（2018）（サンプル数：8759、対象期間：2018年1月1日～12月31日）

変数名	単位	定義	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price in Germany	EUR/MWh	ドイツの卸市場価格	-59.0	128.3	44.9	17.6	0.4
Load in North Germany (TenneT area)	MW	ドイツ北部の需要	0.0	25986.5	18442.2	3262.3	0.2
Total Load in DK-West	MW	デンマーク西部の需要	1404.7	3784.3	2392.2	473.0	0.2
Generation from central power stations in DK-West	MW	デンマーク西部の中央発電 <sup>1</sup>	0.0	2275.0	624.5	484.7	0.8
Physical power flow between Germany and DK-West (+:DE to DK-W)	MW	ドイツ北部-デンマーク西部の電力潮流	-1586.7	2334.5	143.9	957.0	6.7
Physical power flow between Norway and DK-West (+:NO to DK-W)	MW	ノルウェー-デンマーク西部の電力潮流	-1625.9	1683.3	276.0	962.9	3.5
Physical power flow between Sweden and DK-West (+:SE to DK-W)	MW	スウェーデン-デンマーク西部の電力潮流	-748.1	691.4	-1.3	462.8	-
Physical power flow between DK-West and DK-East (+:DK-W to DK-E)	MW	デンマーク西部-デンマーク東部の電力潮流	0.0	681.0	363.1	225.4	0.6
Wind Power generation in DK-West	MW	デンマーク西部の風力発電	0.5	3846.4	1247.2	977.3	0.8
Solar PV generation in DK-West	MW	デンマーク西部の太陽光発電	0.0	480.0	70.5	117.5	1.7

<sup>1</sup> デンマークの中央発電とは、大型火力発電を指す。



Wind Power generation in DK-East	MW	デンマーク東部の風力発電	0.0	1082.2	339.6	294.4	0.9
Solar PV generation in DK-East	MW	デンマーク東部の太陽光発電	0.0	246.0	38.3	62.8	1.6
Wind Power generation in Sweden	MW	スウェーデンの風力発電	87.0	5840.0	1861.4	1181.5	0.6
Load of flexible demand (electric boilers) in DK-West	MW	デンマーク西部の電気ボイラの使用電力	0.0	400.7	31.6	67.7	2.1
Load of flexible demand (electric boilers) in DK-East	MW	デンマーク東部の電気ボイラの使用電力	0.0	34.1	1.9	3.7	1.9
Generation from local CHPs in DK-West	MW	デンマーク西部のコジェネ発電量	147.4	1044.4	378.1	166.9	0.4

表 7 : デンマークードイツ (2006) (サンプル数 : 8759, 対象期間 : 2006 年 1 月 1 日~12 月 31 日)

変数名	単位	定義	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price in Germany	EUR/MWh	ドイツの卸市場価格	0.0	2436.6	50.8	49.4	1.0
Total Load in DK-West	MW	デンマーク西部の需要	0.0	3754.3	2442.7	542.1	0.2
Load in Germany	MW	ドイツの需要	33392.0	77918.0	55851.4	9799.7	0.2
Generation from central power stations in DK-West	MW	デンマーク西部の中央発電	0.0	3118.3	1805.4	528.2	0.3
Physical power flow between Germany and DK-West	MW	ドイツ北部-デンマーク西部の電力潮流	-1318.3	1056.1	-245.1	754.0	-
Physical power flow between Norway and DK-West	MW	ノルウェー-デンマーク西部の電力潮流	-960.9	1000.5	-136.6	423.1	-
Physical power flow between Sweden and DK-West	MW	スウェーデン-デンマーク西部の電力潮流	-998.2	810.2	-131.9	293.7	-
Wind Power generation in DK-West	MW	デンマーク西部の風力発電	0.0	2196.0	526.8	485.4	0.9
Generation from local CHPs in DK-West	MW	デンマーク西部のコジェネ発電量	0.0	1346.5	624.2	350.0	0.6

表 8 : 東京ー東北 (2018) (サンプル数 : 8760, 対象期間 : 2018 年 1 月 1 日~12 月 31 日)

変数名	単位	定義	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price in Tokyo	¥/kWh	東京の卸市場価格	5.1	60.0	11.1	4.7	0.4
Demand in Tokyo	MW	東京の需要	19840.0	56530.0	33238.2	6909.1	0.2
Demand in Tohoku	MW	東北の需要	6316.0	14613.0	9513.5	1579.9	0.2
VRE generation in Tokyo	MW	東京の変動再エネ発電	0.0	9770.0	1863.7	2613.2	1.4
VRE generation in Tohoku	MW	東北の変動再エネ発電	5.0	4327.0	929.2	961.5	1.0
Physical power flow from Tohoku to Tokyo (+: THK to TKY)	MW	東北-東京の電力潮流	1040.0	5320.0	2732.5	611.7	0.2
Physical power flow from Hokkaido to Tohoku (+: HKD to THK)	MW	北海道-東北の電力潮流	-617.0	549.0	-88.1	111.6	-
Physical power flow from Tokyo to Chubu (+: TKY to CHB)	MW	東京-中部の電力潮流	-1170.0	592.0	-247.6	381.2	-
Physical power flow from Chubu to Hokuriku (+: CHB to HRK)	MW	中部-北陸の風力発電	-308.0	300.0	16.8	65.1	3.9
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tokyo	MW	東京の揚水発電	-9400.0	8350.0	57.3	1729.4	30.2
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tohoku	MW	東北の揚水発電	-444.0	425.0	-1.9	61.1	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokkaido	MW	北海道の揚水発電	-524.0	512.0	32.0	112.9	3.5
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Chubu	MW	中部の揚水発電	-2975.0	1448.0	-69.7	336.7	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokuriku	MW	北陸の揚水発電	-124.0	103.0	0.6	18.4	31.1
VRE generation in Hokkaido	MW	北海道の変動再エネ発電	0.0	1273.0	276.1	258.2	0.9
VRE generation in Chubu	MW	中部の変動再エネ発電	0.0	6112.0	1199.5	1676.9	1.4
VRE generation in Hokuriku	MW	北陸の変動再エネ発電	0.0	728.0	130.7	164.7	1.3
Central generation in Tohoku	MW	東北の中央発電 <sup>1</sup>	6582.0	17281.0	10892.2	1750.5	0.2
Central generation in Tokyo	MW	東京の中央発電	13390.0	41800.0	28472.2	5808.6	0.2

<sup>1</sup> 日本の場合、火力発電出力と水力発電出力の合計を中央発電とした。火力発電出力が殆どを占める。

表 9 : 九州－中国 (2018) (サンプル数 : 8760, 対象期間 : 2018 年 1 月 1 日～12 月 31 日)

変数名	単位	定義	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Demand in Chugoku	MW	中国エリアの需要	4485.0	11078.0	7120.1	1224.5	0.2
Demand in Kyushu	MW	九州の需要	6526.0	16011.0	10021.6	1808.8	0.2
Price in Chugoku	¥/kWh	中国エリアの卸市場価格	2.9	100.0	10.2	5.0	0.5
VRE generation in Chugoku	MW	中国エリアの変動再エネ発電	0.0	3406.0	653.0	872.6	1.3
VRE generation in Kyushu	MW	九州の変動再エネ発電	0.0	6666.0	1181.9	1666.9	1.4
VRE generation in Kansai	MW	関西の変動再エネ発電	0.0	4216.0	784.6	1077.1	1.4
VRE generation in Shikoku	MW	四国の変動再エネ発電	0.0	1770.0	358.0	448.2	1.3
Physical power flow from Chugoku to Kyushu (+: CGK to KYS)	MW	中国-九州の電力潮流	-2980.0	120.0	-1863.9	481.3	-
Physical power flow from Kansai to Chugoku (+: KNS to CGK)	MW	関西-中国の電力潮流	-3553.0	1922.0	-926.6	711.9	-
Physical power flow from Chugoku to Shikoku (+: CGK to SKK)	MW	中国-四国の電力潮流	-1241.0	1067.0	-99.8	333.0	-
Physical power flow from Kansai to Shikoku (+: KNS to SKK)	MW	関西-四国の電力潮流	-1384.0	0.0	-970.8	347.8	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Kyushu	MW	九州の揚水発電	-2536.0	2108.0	-72.1	620.7	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Chugoku	MW	中国の揚水発電	-1465.0	1008.0	-20.8	274.8	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Shikoku	MW	四国の揚水発電	-600.0	600.0	-8.0	140.2	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Kansai	MW	関西の揚水発電	-3781.0	2673.0	-87.1	608.8	-
Central generation in Chugoku	MW	中国の中央発電	2282.0	9018.0	5331.5	1092.1	0.2
Central generation in Kyushu	MW	九州の中央発電	1888.0	14474.0	7996.5	2263.5	0.3

表 10 : 北海道－東北 (2018) (サンプル数 : 8760, 対象期間 : 2018 年 1 月 1 日～12 月 31 日)

変数名	単位	定義	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Demand in Hokkaido	MW	北海道の需要	0.0	5248.0	3510.0	649.1	0.2
Demand in Tohoku	MW	東北の需要	6316.0	14613.0	9513.5	1579.9	0.2
Price in Hokkaido	¥/kWh	北海道の卸市場価格	5.9	58.0	14.6	5.1	0.4
VRE generation in Hokkaido	MW	北海道の変動再エネ発電	0.0	1273.0	276.1	258.2	0.9
VRE generation in Tohoku	MW	東北の変動再エネ発電	5.0	4327.0	929.2	961.5	1.0
VRE generation in Tokyo	MW	東京の変動再エネ発電	0.0	9770.0	1863.7	2613.2	1.4
Physical power flow from Hokkaido to Tohoku	MW	北海道-東北の電力潮流	-617.0	549.0	-88.1	111.6	-
Physical power flow from Tohoku to Tokyo	MW	東北-東京の電力潮流	1040.0	5320.0	2732.5	611.7	0.2
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokkaido	MW	北海道の揚水発電	-524.0	512.0	32.0	112.9	3.5
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tohoku	MW	東北の揚水発電	-444.0	425.0	-1.9	61.1	-
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tokyo	MW	東京の揚水発電	-9400.0	8350.0	57.3	1729.4	30.2
Central generation in Hokkaido	MW	北海道の中央発電	0.0	4950.0	3102.6	689.8	0.2
Central generation in Tohoku	MW	東北の中央発電	6582.0	17281.0	10892.2	1750.5	0.2

#### 4.3.9 電力ネットワーク柔軟性にかかる主成分分析結果

以下に、サブステップ(3-1)~(3-3)の主成分分析の結果を示す。

##### (1) デンマーク・ドイツ (2018 年)

###### サブステップ(3-1) : 主成分分析の実行 : 固有値と固有ベクトル

デンマーク・ドイツ (2018 年) について、4.3.5 の構造的モデルから得たパラメーターの主成分分析の結果を示す。寄与率順に並べた固有ベクトル (主成分) の累積寄与率グラフを APPENDIX-C.1 に載せた。ここでは、固有値が 1 以上の第 4 主成分までを取る。

次に、固有ベクトルの値を表 11 に示す。得られた 6 つの主成分のうち、固有値が 1 以上のものと、その次の主成分まで記載した。

表 11 : デンマーク・ドイツ (2018 年) 固有ベクトル (主成分の数: 4(全 6) / サンプルの数: 8759)

変数名	主成分 1	主成分 2	主成分 3	主成分 4	主成分 5
固有値	4.102	3.472	2.481	1.645	0.824
寄与率	0.256	0.217	0.155	0.103	0.052
Price in Germany	0.318	0.141	-0.094	-0.288	0.229
Load in North Germany (TenneT area)	0.073	0.469	0.104	-0.155	-0.112
Total Load in DK-West	0.06	0.499	0.013	-0.04	-0.18
Generation from central power stations in DK-West	0.157	0.28	-0.244	0.425	-0.251
Physical power flow between DK-West and Germany	-0.287	-0.059	0.27	0.393	0.093
Physical power flow between DK-West and Norway	0.411	0.056	0.012	-0.267	0.117
Physical power flow between DK-West and Sweden	0.286	-0.241	-0.1	-0.335	-0.094
Physical power flow between DK-West and DK-East	-0.087	0.288	0.114	0.05	0.723
Wind Power generation in DK-West	-0.369	0.228	-0.101	-0.214	0.121
Solar PV generation in DK-West	0.036	0.088	0.584	-0.101	-0.221
Wind Power generation in DK-East	-0.386	0.194	-0.102	-0.156	-0.047
Solar PV generation in DK-East	0.038	0.091	0.581	-0.124	-0.221
Wind Power generation in Sweden	-0.24	0.08	-0.213	-0.39	-0.089
Load of flexible demand (electric boilers) in DK-West	-0.302	0.137	-0.073	-0.189	-0.175
Load of flexible demand (electric boilers) in DK-East	-0.208	-0.212	-0.135	-0.1	-0.309
Generation from local CHPs in DK-West	0.211	0.331	-0.237	0.279	-0.196

なお、因子負荷量グラフについては、APPENDIX-C.2 に記載した。

###### サブステップ(3-2) : 主成分の解釈 (固有値が 1 以上)

図 37 は、主成分 1 と 2 を軸に、変数をそれぞれの係数によりプロットしたものである。

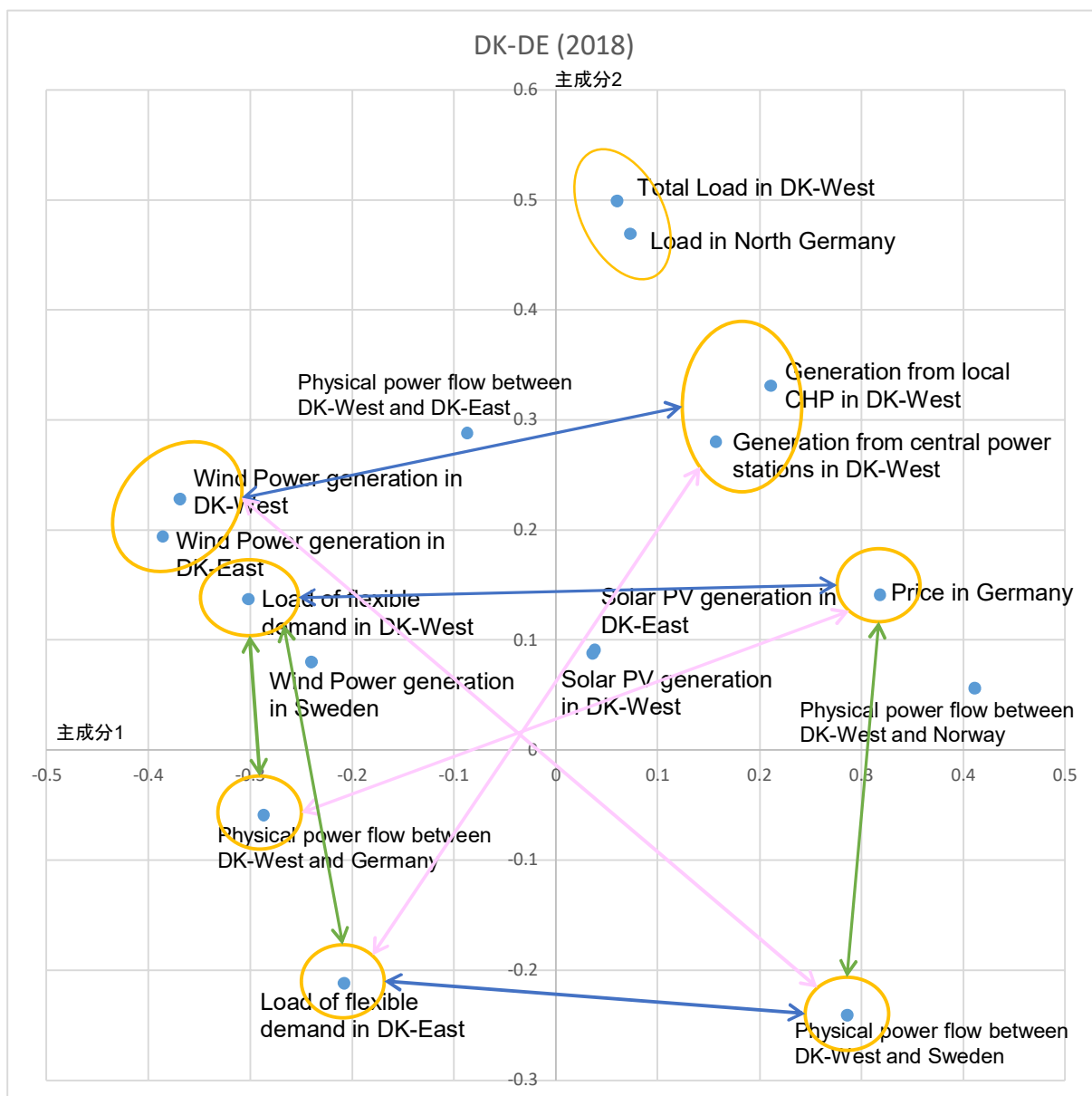


図 37 : デンマークドイツ (2018 年) 主成分 1,2

第 1 主成分は、青い矢印の解釈が示す。「風力発電」と同じ高さの主成分 2 の反対側に「地域コジェネ」と「中央火力発電」がある。「ドイツの電力価格」と同じ高さの反対側に、「デンマーク西の柔軟な需要（電気ボイラ）」がある。「デンマーク西とスウェーデンへの電力取引」の反対に、「デンマーク東の柔軟な需要」がある。「風力発電」と「柔軟な需要」がマイナス側にあるのに対し、「ドイツの価格」「中央火力発電」がプラス側にある。ここから、「デンマークの VRE によるドイツの電力価格への影響型」と命名できる。

第 2 主成分は、緑色の矢印の解釈で得られる。「ドイツの電力価格」の反対側に「デンマーク西とスウェーデンの電力取引」がある。「デンマーク西の柔軟な需要（電気ボイラ）」の反対側に「デンマーク西とドイツの電力取引」がある。また、プラス側に「デンマーク西の柔軟な需要」があり、マイナス側に「デンマーク東の柔軟な需要」がある。第 2 主成

分の位置が高い程、デンマーク西の需要が大きいことから、「デンマーク西およびドイツの需要型」と命名できる。

変動再生可能エネルギーについては、図 37 の紫色で示された矢印の解釈が示す。「風力発電の変動」に対して、「需給変動の調整」と「電力取引のしわ寄せ調整」のため、「デンマーク西とスウェーデンとの電力取引」が発動されている。「ドイツの電力価格」に対し、需給調整としわ寄せ吸収のため、「デンマーク西とドイツの電力取引」が行われている。

次に、第 3 主成分と第 4 主成分を軸にした変数のプロット図が図 38 である。

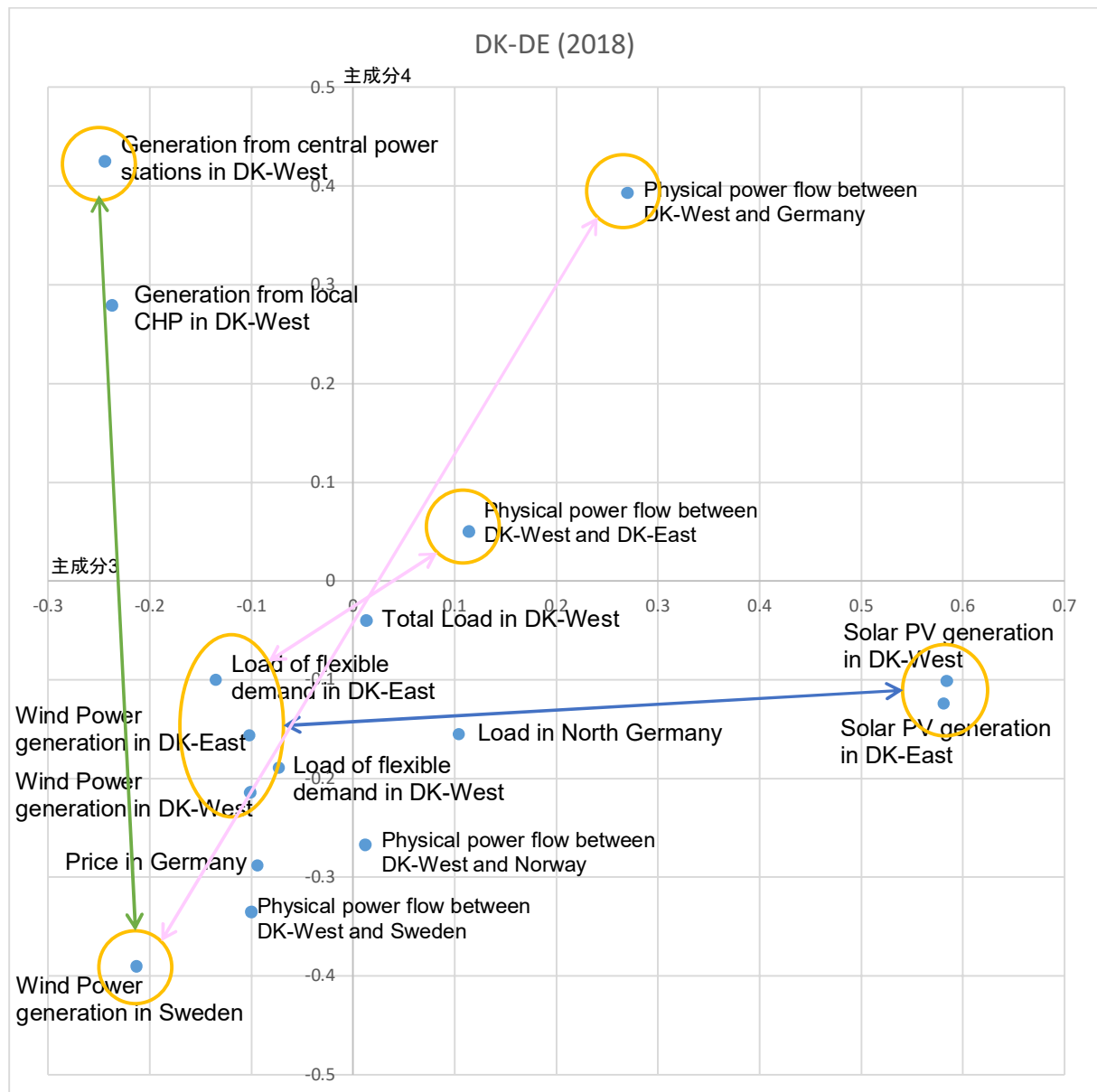


図 38 : デンマークドイツ (2018 年) 主成分 3,4

図 38 の青い矢印が示すように、縦軸位置が同じ付近において、横軸位置が大きい位置に太陽光発電があり、ゼロ付近にエリア需要、マイナス側に風力発電がある。太陽光と風力が逆位置にあるから、第 3 主成分は、日照による「24 時間の周期変動型」と命名できる。

また、緑の矢印が示すように、横軸位置が同じ場所付近のマイナス側に風力発電があり、プラス側の高い位置に中央発電や地域コジェネがある。従って、第4主成分は、「**中央発電による需給調整型**」と命名できる。

変動再生可能エネルギーへの対応は、紫色の矢印の解釈が表している。風力と柔軟な需要はほぼ一体動いており、これをデンマーク西-東の電力取引などで調整している。デンマーク西-ドイツの電力取引は、スウェーデンの風力のバランスを人為的に取る役割を担っている。一方で、デンマーク西とノルウェーやスウェーデンとの取引は、人為性が低く成り行き任せになっている。

## (2) デンマーク-ドイツ (2006年)

### サブステップ(3-1) : 主成分分析の実行 : 固有値と固有ベクトル

続いて、デンマーク-ドイツ (2006年) について、主成分分析の結果を示す。APPENDIX-C.1 に、固有ベクトル (主成分) の累積寄与率グラフを掲載した。

固有ベクトルの値を表12に示す。得られた5つの主成分のうち固有値が1以上の2つと次の2つの主成分を記した。

表 12 : 固有ベクトル (主成分の数: 3 (全 5)/ サンプルの数: 8759)

変数名	主成分 1	主成分 2	主成分 3	主成分 4
固有値	4.87	1.43	0.954	0.771
寄与率	0.541	0.159	0.106	0.086
Price in Germany	0.23	-0.108	0.243	0.929
Total Load in DK-West	0.412	0.195	0.063	-0.065
Load in Germany	0.418	0.181	0.052	-0.022
Generation from central power stations in DK-West	0.33	-0.025	0.598	-0.256
Physical power flow between DK-West and Germany	-0.41	-0.041	0.219	0.085
Physical power flow between DK-West and Norway	0.361	-0.292	-0.125	-0.066
Physical power flow between DK-West and Sweden	0.21	-0.492	-0.598	0.057
Wind Power generation in DK-West	0.013	0.751	-0.383	0.188
Generation from local CHPs in DK-West	0.39	0.153	-0.092	-0.126

また、因子負荷量グラフについては、APPENDIX-C.2 に記載した。

### サブステップ(3-2) : 主成分の解釈 (固有値が 1 以上)

図 39 は、主成分 1 と 2 を軸に、変数をそれぞれの係数によりプロットしたものである。

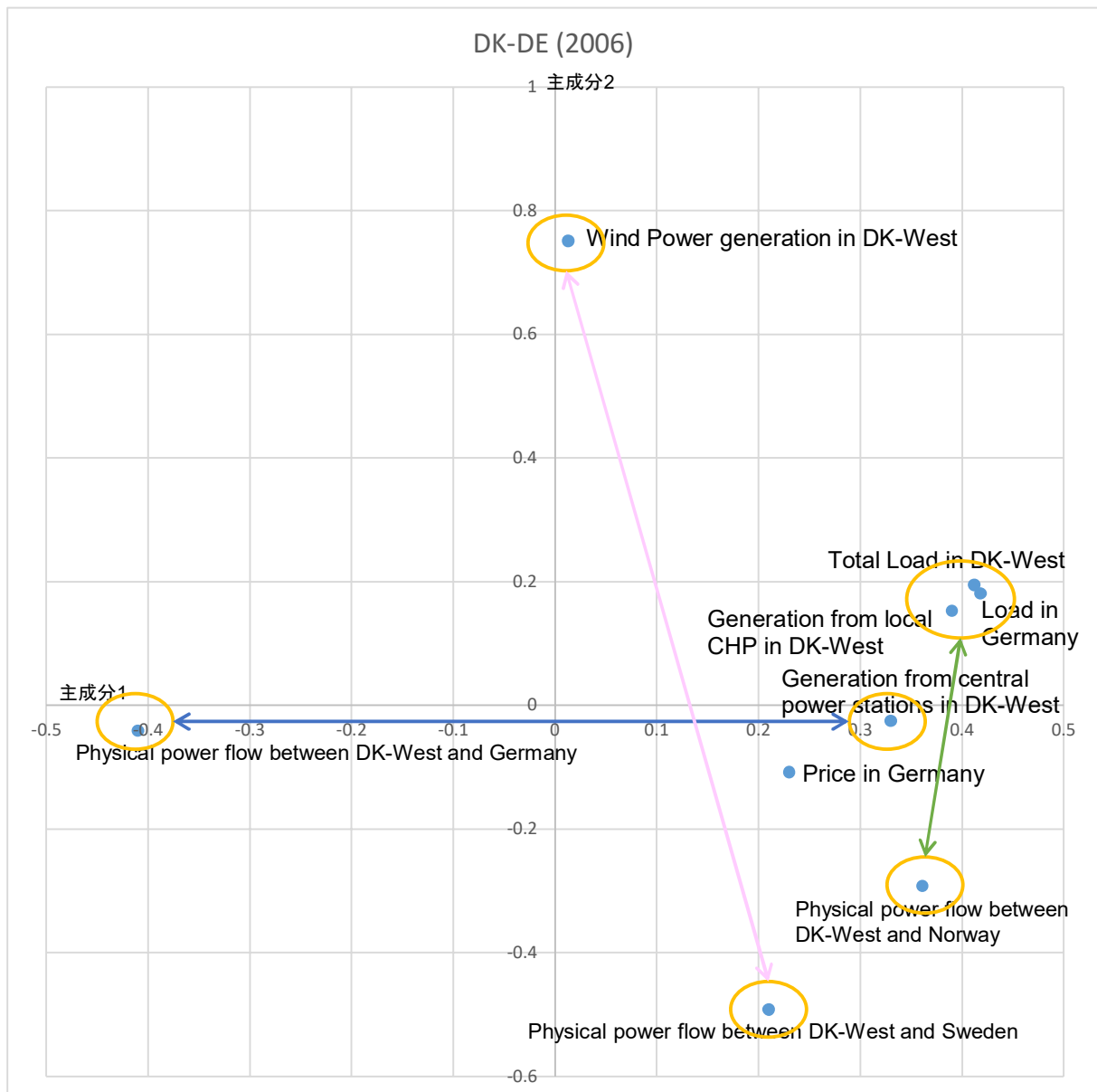


図 39 : デンマークドイツ (2006 年) 主成分 1,2

第1主成分は青色の矢印の解釈で得られる。「デンマーク西とドイツの電力取引」の反対側に、「デンマーク西の中央発電」がある。これは、次の通りに解釈できる。主成分1は、デンマークの火力発電の余剰分の電力取引を表していると考えられるため、「**中央発電の商業取引型**」と命名できる。

第2主成分については緑の矢印の解釈が示す。「デンマーク西の需要」、「ドイツの需要」、「デンマーク西の地域コージェネ」の反対側に、「デンマーク西とノルウェーへの電力取引」がある。主成分2の解釈として、デンマーク西のVRE変動を補うための電力取引を表していると考えられるため、「**VRE変動補完型**」と命名できる。

変動再生可能エネルギーの対応は、紫色の矢印の解釈で得られる。デンマーク西の風力発電の変動に対し、ドイツなどとの商用の電力取引よりも、需給調整を補完する形でスウェーデンとの電力取引が活用されている。柔軟な需要の寄与は僅かであった。

図 40 は主成分 1 と 3 を軸に各変数の係数をプロットしたものである。なお、主成分 3 の固有値は 0.954 と僅かに 1 を割っているが、分析を補完するために解釈を行った。

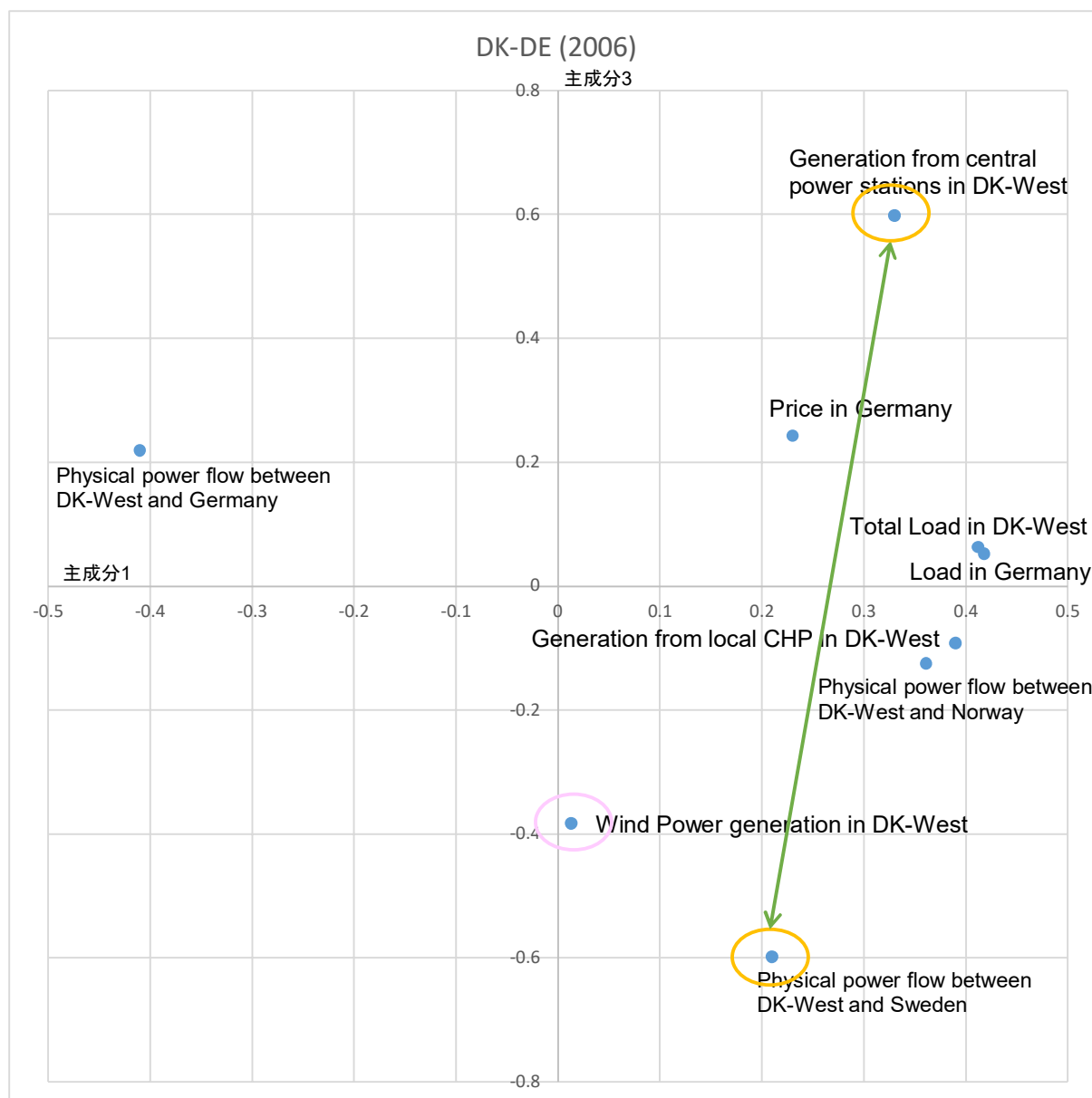


図 40 : デンマークドイツ (2006 年) 主成分 1,3

第 3 主成分は緑色の矢印の解釈が示す。横軸が同じ位置のプラス側に「デンマーク西の中央発電」、マイナス側に「デンマーク西とスウェーデンの電力取引」がある。つまり、自エリアの中央発電の対極に、電力輸出がある。よって、第 3 主成分は、「スウェーデンに対する電力自立型」と命名できる。

変動再生可能エネルギーへの対応は、紫色の囲いの解釈から得られる。つまり、電力の自給は主に中央発電で行われ、風力発電はスウェーデンとの取引用であった。



### (3) 東京－東北（2018年）

#### サブステップ(3-1)：主成分分析の実行：固有値と固有ベクトル

次に、東京－東北（2018年）の主成分分析の結果を示す。表13は、固有値と固有ベクトルを表している。また、固有ベクトルの累積寄与率グラフをAPPENDIX-C.1に掲載した。

表13：東京－東北（2018年）固有ベクトル（主成分の数：7 / サンプルの数：8760）

変数名	主成分1	主成分2	主成分3	主成分4	主成分5
固有値	5.296	4.607	1.675	1.403	0.922
寄与率	0.279	0.242	0.088	0.074	0.049
Price in Tokyo	-0.105	0.333	0.02	0.326	0.174
Demand in Tokyo	0.027	0.439	0.075	-0.002	-0.178
Demand in Tohoku	-0.017	0.409	0.011	-0.247	-0.167
VRE generation in Tokyo	0.392	0.115	0.083	-0.058	0.005
VRE generation in Tohoku	0.399	0.1	0.126	-0.029	-0.013
Physical power flow from Tohoku to Tokyo	0.059	0.159	-0.414	0.402	-0.107
Physical power flow from Hokkaido to Tohoku	0.003	0.198	-0.13	0.528	0.514
Physical power flow from Tokyo to Chubu	-0.045	0.097	-0.208	-0.496	0.516
Physical power flow from Chubu to Hokuriku	-0.022	0.237	-0.18	-0.306	0.363
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tokyo	-0.09	0.203	0.47	0.127	0.204
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tohoku	-0.192	0.094	0.204	0.031	-0.167
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokkaido	-0.283	0.046	0.14	0.046	-0.028
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Chubu	-0.195	0.047	0.494	0.007	0.026
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokuriku	-0.099	0.014	0.31	-0.076	0.265
VRE generation in Hokkaido	0.369	0.096	0.135	0.001	0.052
VRE generation in Chubu	0.391	0.126	0.077	-0.039	-0.011
VRE generation in Hokuriku	0.387	0.107	0.127	0.041	-0.035
Central generation in Tohoku	-0.202	0.355	-0.2	-0.11	-0.192
Central generation in Tokyo	-0.125	0.399	-0.063	-0.088	-0.233

なお、因子負荷量グラフについては、APPENDIX-C.2に記載した。

#### サブステップ(3-2)：主成分の解釈（固有値が1以上）

図41は、主成分1と2を軸に、変数をそれぞれの係数によりプロットしたものである。

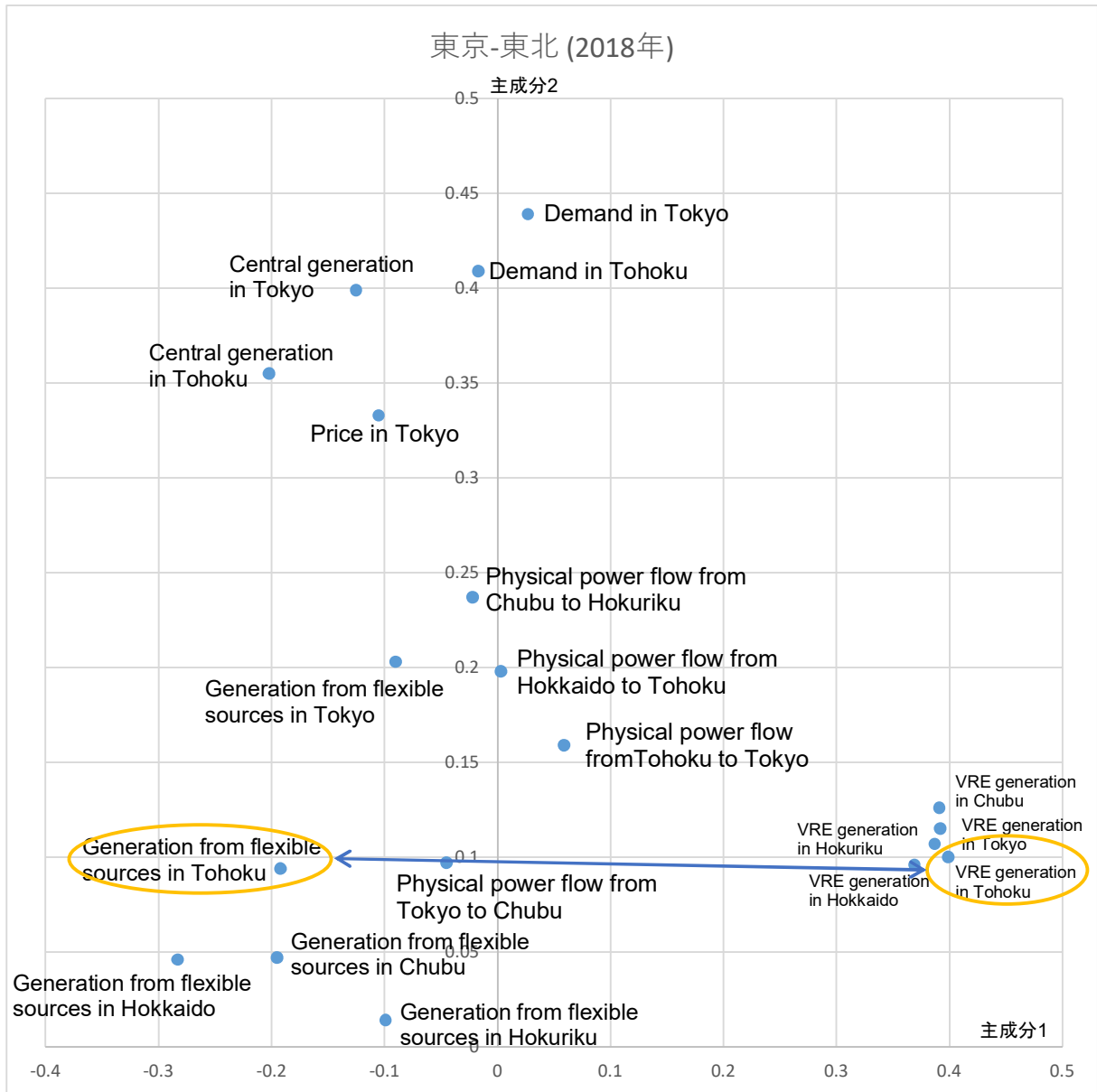


図 41 : 東京－東北（2018 年）主成分 1,2

第 1 主成分は青色の矢印の解釈で得られる。「東北・東京など VRE の変動」の反対側に、「東北の柔軟な発電（揚水）」がある。つまり、他地域の VRE の変動に対し、東北の揚水発電で対応していると考えられる。また、VRE と揚水発電以外は目立って大きな値は見られない。このため、第 1 主成分は、「電力システムの予期せぬ変動型」と命名できる。

第 2 主成分では、全ての変数が正の値を示している。つまり、お互いに自然に打ち消し合う動きをしていないことを表しており、第 2 主成分を「人工的調整型」と命名できる。

図 42 は主成分 3 と 4 を軸に、各変数の係数によってプロットしたものである。

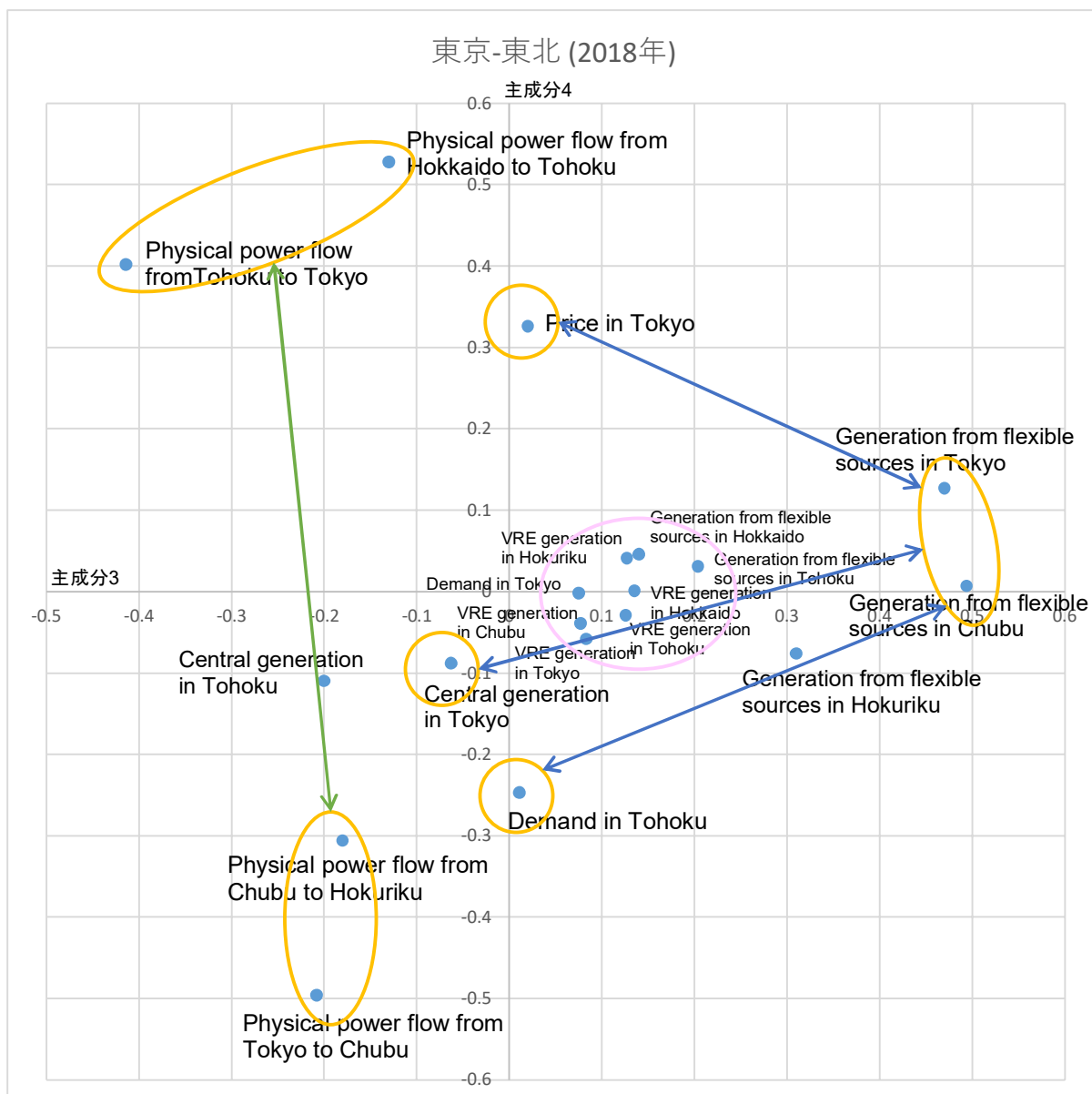


図 42 : 東京-東北 (2018 年) 主成分 3,4

第3主成分は青色の矢印の解釈で得られる。エリア需要、価格、中央発電が横軸のゼロ付近にあり、柔軟な需要がプラスの高い位置にある。また、東京-東北の電力潮流もマイナスの高い位置にある。この解釈から、「逼迫時の需給調整型」と命名できる。

第4主成分は、緑色の矢印の解釈が示す。横軸位置がマイナスで、縦軸位置がプラスの高い所に、北海道→東北、東北→東京、つまり東京に向かう電力潮流がある。また、同じ横軸位置で縦軸がマイナスの位置に、東京→中部、中部→北陸などの東京から離れる電力潮流がある。この解釈から、「東京への吸引型」と命名できる。

変動再生可能エネルギーへの対応については、紫色の囲いの解釈から得られる。変動再生可能エネルギーは紫色の集団内に収まっており、通常の需給調整からの乖離も大きくな

く、エリア外から東京に引き付けられてもいない。つまり、両エリアにおける通常の需給調整が対応できる範囲内で、変動再生可能エネルギーが存在していると解釈できる。

#### (4) 九州－中国（2018年）

##### サブステップ(3-1)：主成分分析の実行：固有値と固有ベクトル

九州－中国（2018年）の主成分分析の結果を示す。表14は、固有値と固有ベクトルである。固有ベクトルの累積寄与率グラフは、APPENDIX-C.1に掲載した。

表14：九州－中国（2018年）固有ベクトル（主成分の数: 4 (全 5)/ サンプルの数: 8760)

変数名	主成分 1	主成分 2	主成分 3	主成分 4	主成分 5
固有値	6.111	4.295	2.05	1.324	0.844
寄与率	0.359	0.253	0.121	0.078	0.05
Demand in Chugoku	-0.118	0.443	0.073	-0.092	0.061
Demand in Kyushu	-0.13	0.435	0.089	-0.067	0.038
Price in Chugoku	-0.188	0.296	0.097	-0.078	0.157
VRE generation in Chugoku	0.328	0.238	0.148	0.133	0.002
VRE generation in Kyushu	0.327	0.236	0.133	0.137	0.005
VRE generation in Kansai	0.322	0.227	0.169	0.137	0.014
VRE generation in Shikoku	0.328	0.235	0.159	0.128	0.027
Physical power flow from Chugoku to Kyushu	0	-0.239	0.433	0.011	0.59
Physical power flow from Kansai to Chugoku	-0.17	-0.189	0.466	-0.104	0.342
Physical power flow from Chugoku to Shikoku	-0.181	-0.081	0.447	-0.085	-0.506
Physical power flow from Kansai to Shikoku	0.025	-0.16	0.449	0.307	-0.424
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Kyushu	-0.325	-0.009	-0.054	0.277	-0.118
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Chugoku	-0.293	0.024	-0.046	0.399	0.005
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Shikoku	-0.277	0.015	-0.117	0.369	0.187
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Kansai	-0.165	0.22	0.046	0.53	0.108
Central generation in Chugoku	-0.266	0.3	-0.001	-0.262	-0.055
Central generation in Kyushu	-0.282	0.21	0.239	-0.275	-0.076

なお、因子負荷量グラフは、APPENDIX-C.2に掲載した。

##### サブステップ(3-2)：主成分の解釈（固有値が1以上）

図43は、主成分1と2を軸に、変数をそれぞれの係数によりプロットしたものである。

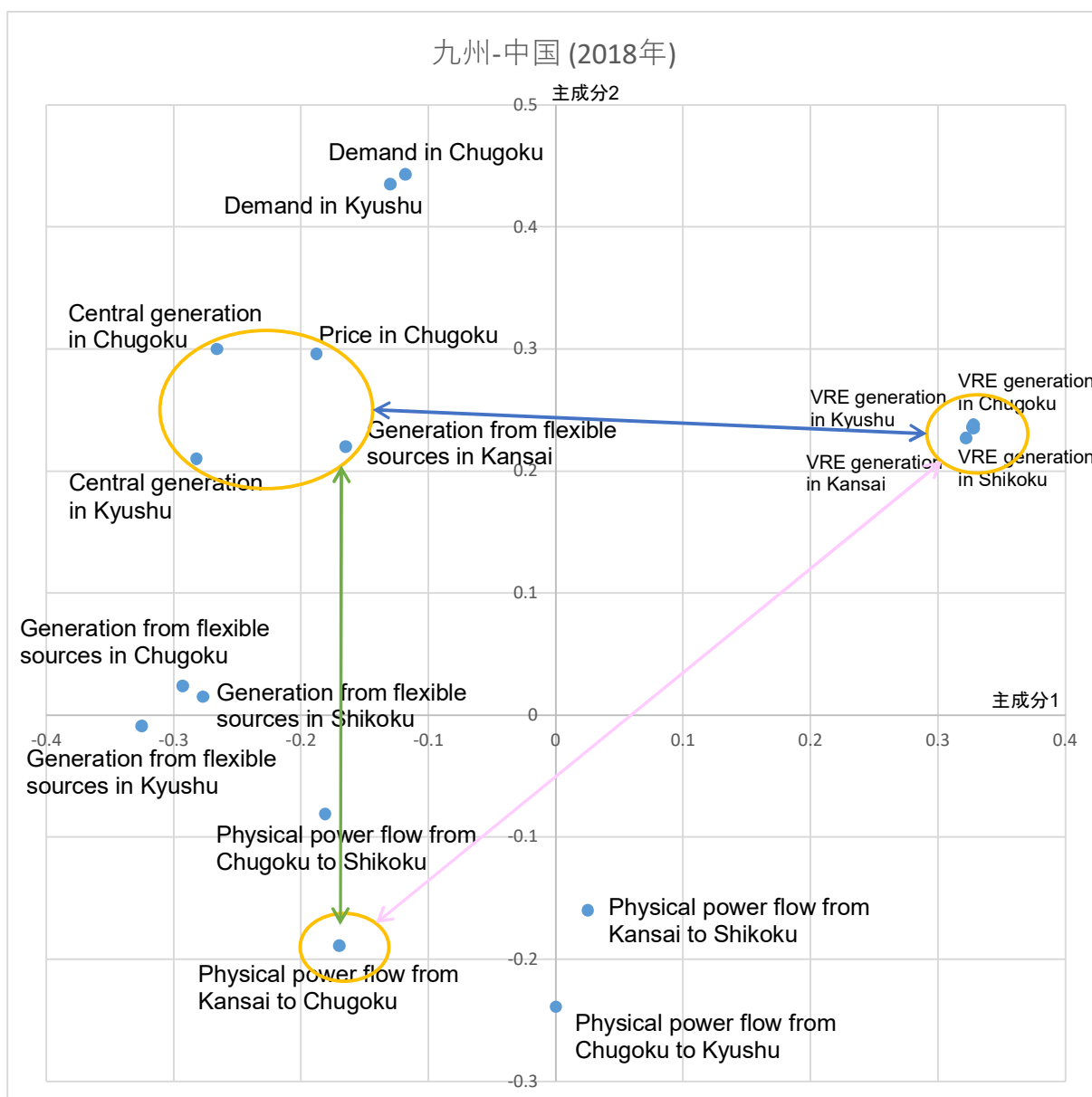


図 43 : 九州－中国（2018 年）主成分 1,2

第 1 主成分は、青色の矢印の解釈が示す。九州や中国エリアの VRE 発電量の反対側に、「関西の柔軟な需要（揚水発電）」、「九州の中央発電」、「中国の中央発電」、「中国の価格」が位置している。つまり、「VRE 変動への対応型」と命名できる。

第 2 主成分は緑色の矢印の解釈から得られる。「関西から中国への電力取引」の反対側に、「関西の柔軟な需要（揚水発電）」や「中央発電」が位置している。また、プラス側に「需要」があるのに対し、マイナス側に「電力取引」がある。これは、エリア内の電力自給を表していると考えられ、「エリア内の電力自給型」と命名できる。

紫色の矢印が示すように、九州、中国、四国、関西の VRE の予期せぬ変動に対し、九州の中央発電や、電力取引で対応しており、しわ取りを関西の揚水発電が行っている。また、VRE はエリア内の自給に使われている。

図 44 は、主成分 3 と 4 を軸に、各変数の係数でプロットしたものである。



図 44 : 九州－中国 (2018 年) 主成分 3,4

第 3 主成分は、青色の矢印の解釈が示している。地域間の電力潮流が横軸の高い位置にある。一方、中央発電や需要が横軸位置のゼロ付近にある。四国の柔軟な需要と同じ縦軸位置で、横軸位置が高い所に関西→四国の電力潮流がある。この解釈より、第 3 主成分は「域外との取引型」と命名できる。

第 4 主成分は緑色の矢印の解釈で得られる。横軸がゼロ付近で、縦軸がプラスの位置に柔軟な需要があり、マイナス位置に中央発電がある。また、電力潮流のうち、関西→四国だけが低い縦軸位置にある。これは、4 つの連系線のうち、関西-四国だけが直流接続で、自在に潮流の調整が可能であり、それ以外は調整が難しい交流連系線であることと関係がある。この解釈から、第 4 主成分は「取引や需要による柔軟な調整型」と命名できる。

紫色の囲いの解釈として、変動再生可能エネルギーは、域外取引の範囲内、かつ人為的調整力の範囲内に収まっていると解釈できる。

(5) 北海道－東北（2018 年）

サブステップ(3-1)：主成分分析の実行：固有値と固有ベクトル

北海道－東北（2018 年）の主成分分析の結果を示す。表 15 は、固有値と固有ベクトルを表す。固有ベクトルの累積寄与率グラフは APPENDIX-C.1 に掲載している。

表 15：北海道－東北（2018 年）固有ベクトル（主成分の数: 4 (全 5)/ サンプルの数: 8759)

変数名	主成分 1	主成分 2	主成分 3	主成分 4	主成分 5
固有値	4.192	3.048	1.395	1.293	0.785
寄与率	0.322	0.234	0.107	0.099	0.06
Demand in Hokkaido	0.381	0.258	-0.224	-0.219	-0.008
Demand in Tohoku	0.342	0.374	-0.068	-0.036	0.07
Price in Hokkaido	0.236	0.175	-0.101	0.348	-0.23
VRE generation in Hokkaido	-0.246	0.435	-0.036	0.132	0.111
VRE generation in Tohoku	-0.25	0.457	-0.069	0.084	0.082
VRE generation in Tokyo	-0.232	0.445	-0.055	0.062	0.071
Physical power flow from Hokkaido to Tohoku	0.08	0.14	0.607	0.183	-0.287
Physical power flow from Tohoku to Tokyo	0.002	0.142	0.712	-0.155	0.15
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Hokkaido	0.241	-0.266	0.051	0.26	-0.099
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tohoku	0.214	-0.106	0.045	0.318	0.871
Generation from flexible sources (pumped storage hydro) in Tokyo	0.168	0.065	-0.049	0.692	-0.193
Central generation in Hokkaido	0.423	0.145	-0.111	-0.271	-0.074
Central generation in Tohoku	0.433	0.139	0.177	-0.151	0.051

なお、因子負荷量グラフについては、APPENDIX-C.2 に記載した。

サブステップ(3-2)：主成分の解釈（固有値が 1 以上）

図 45 は、主成分 1 と 2 を軸に、変数をそれぞれの係数によりプロットしたものである。

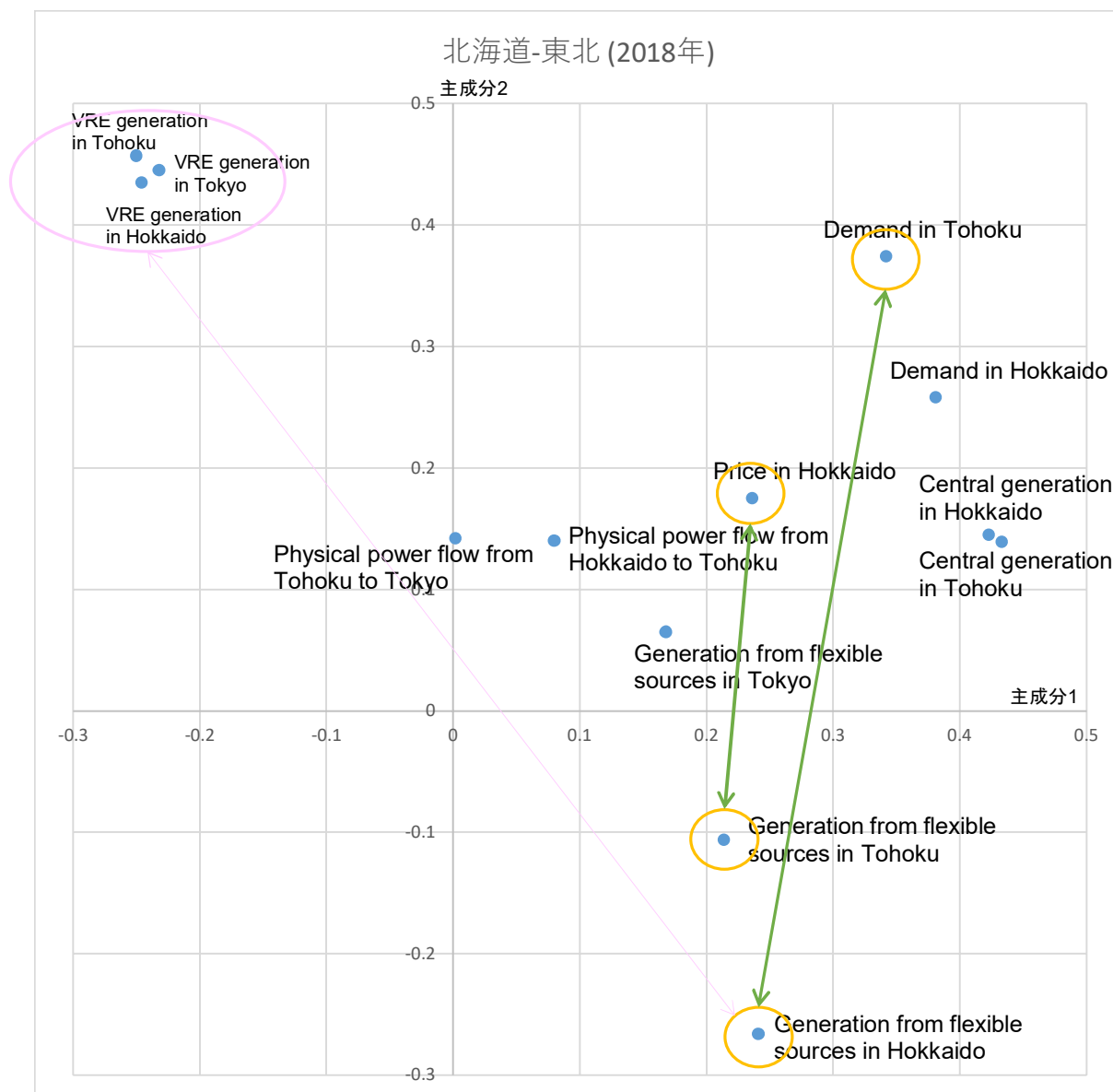


図 45 : 北海道－東北 (2018 年) 主成分 1,2

第 1 主成分は、左上の紫の囲い部分の解釈などから得られる。北海道、東北、東京の「VRE 発電量」のみが負の値で、それ以外は正の値を示している。また、「電力需要」より右側に「中央発電」が位置している。つまり、変動の予知の程度を表しており、この値が大きいほど計画性が高く、小さいほど計画性が低いと考えられる。よって、「**計画性の高さ型**」と命名できる。

第 2 主成分は、緑色の矢印を解釈することから得られる。「北海道の価格」の反対側に「東北の柔軟な需要（揚水発電）」が位置しており、「東北の需要」の反対側に「北海道の柔軟な需要（揚水発電）」が位置している。つまり、「**北海道と東北の結びつきの強さ型**」と命名できる。

また、変動再生可能エネルギーの変動に対して、「北海道の揚水」や「東北の揚水」等、計画性の高さと東北との結びつきで対応するものの、取り得る手段は限られている。



図 46 は、主成分 3 と 4 を軸に、各変数の係数でプロットしたものである。

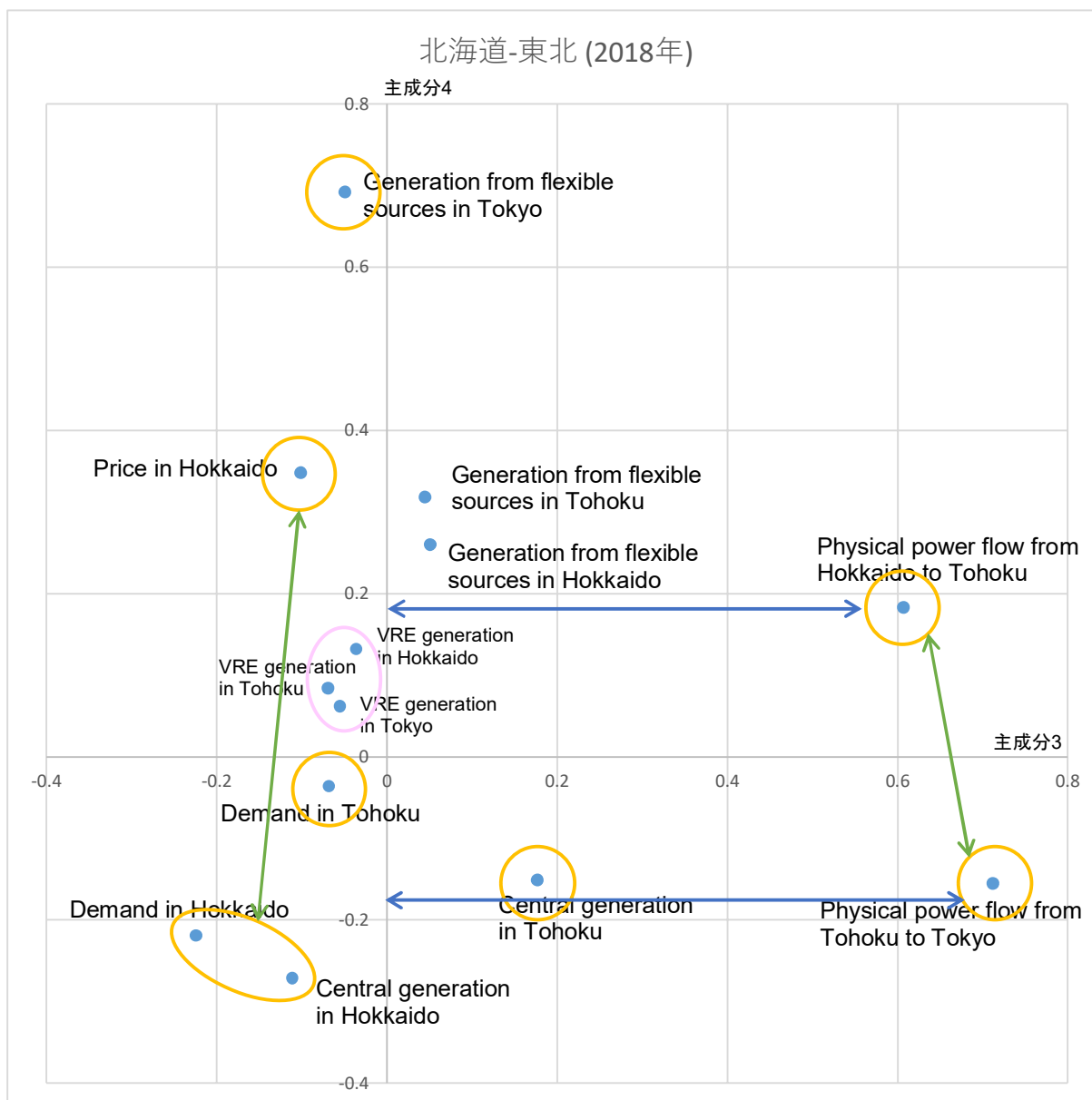


図 46 : 北海道—東北 (2018 年) 主成分 3,4

第 3 主成分は青色の矢印の解釈が示す。横軸の高い位置に、北海道→東北、東北→東京の電力潮流がある。一方、東北や北海道の需要は低い位置にあり、東北の中央発電はやや低い位置である。この解釈から、第 3 主成分は「東京吸引型」と命名できる。

第 4 主成分は緑色の矢印の解釈で得られる。横軸が同じ位置で、北海道の価格の反対側に北海道の需要と北海道の中央発電がある。また、横軸がプラスの同位置で縦軸上プラス位置に北海道→東北の電力潮流があり、マイナス位置に東北→東京の電力潮流がある。この解釈から、第 4 主成分は「北海道の価格型」と命名できる。北海道の価格が上がれば、電気が流れ込む。また、供給量が増えれば価格が下がる。

紫色で囲った部分の変動再生可能エネルギーは、東京方面に流れることもなく、北海道の価格にもほとんど影響がない範囲内で存在している。

(6) サブステップ(3-3) : 5つの電力システムにおける解釈結果のまとめ

表 16 は、5つの電力システムにおける主成分分析の解釈結果一覧表である。表中の「型」の欄の括弧内は、それぞれの主成分の寄与率を表す。

表 16 : 主成分分析の解釈結果一覧表

		PC1	PC2	PC3	PC4	VRE の位置付け
DK-DE (2018)	型	デンマークの VRE によるドイツの電力価格への影響型(0.256)	デンマーク西およびドイツの需要型(0.217)	24 時間の周期変動型(0.155)	中央発電による需給調整型(0.103)	VRE は価格を下げると同時に、柔軟な需要と電力取引で全体需要と共調する。
	VRE	VRE がドイツの電力価格を引き下げる。	VRE の変動を柔軟な需要や電力取引で全体需要と共調させる。	太陽光は 24 時間周期だが風力の周期は異なっている。	中央発電による調整は、スウェーデンの VRE に寄与する。	
DK-DE (2006)	型	中央発電の商業取引型(0.541)	VRE 変動補完型(0.159)	スウェーデンに対する電力自立型(0.106)		VRE 変動はスウェーデンやノルウェーとの取引で吸収され、自給用ではなかった。
	VRE	商業取引には使われなかった。	スウェーデンやノルウェーとの取引で吸収。	風力は自給用ではなかった。		
東京-東北 (2018)	型	電力系統の予期せぬ変動型(0.279)	人工的調整型(0.242)	逼迫時の需給調整型(0.088)	東京への吸引型(0.074)	VRE が最大の変動要因であるものの、系統の自然対応力の範囲内に制限されている。
	VRE	VRE が最大の変動要因である。	VRE は系統の自然対応力の範囲内。	VRE は逼迫時の対応力の範囲内。	VRE は東京に吸引されていない。	
九州-中国 (2018)	型	VRE 変動への対応型(0.359)	エリア内の電力自給型(0.253)	域外との取引型(0.121)	取引や需要による柔軟な調整型(0.078)	VRE の変動は、九州の中央発電、電力取引、関西の揚水など特定の要素で吸収され、対応力の範囲内。
	VRE	九州の中央発電、電力取引、関西の揚水で対応。	VRE は自給に使われている。	VRE は域外取引の範囲内。	VRE は柔軟な調整力の範囲内。	
北海道-東北 (2018)	型	計画性の高さ型(0.322)	北海道と東北の結びつきの強さ型(0.234)	東京吸引型(0.107)	北海道の価格型(0.099)	VRE は計画性を乱し、北海道の揚水と東北の揚水など取り得る手段が限られる。
	VRE	VRE は計画性を乱す最大の原因。	東北との結びつきで対応するも追いつかず。	東京の吸引力に左右されず。	北海道の価格に左右されず。	

表 16 において、デンマーク-ドイツ (2018, 2006) と九州-中国 (2018) では VRE への対応要素が明確であるが、東京-東北 (2018) と、北海道-東北 (2018) は明確でなく、VRE が系統の通常に対応力の範囲内に制限されている。

図 47 は、表 16 における VRE の変動と柔軟性要素の対応を模式的に表したものである。

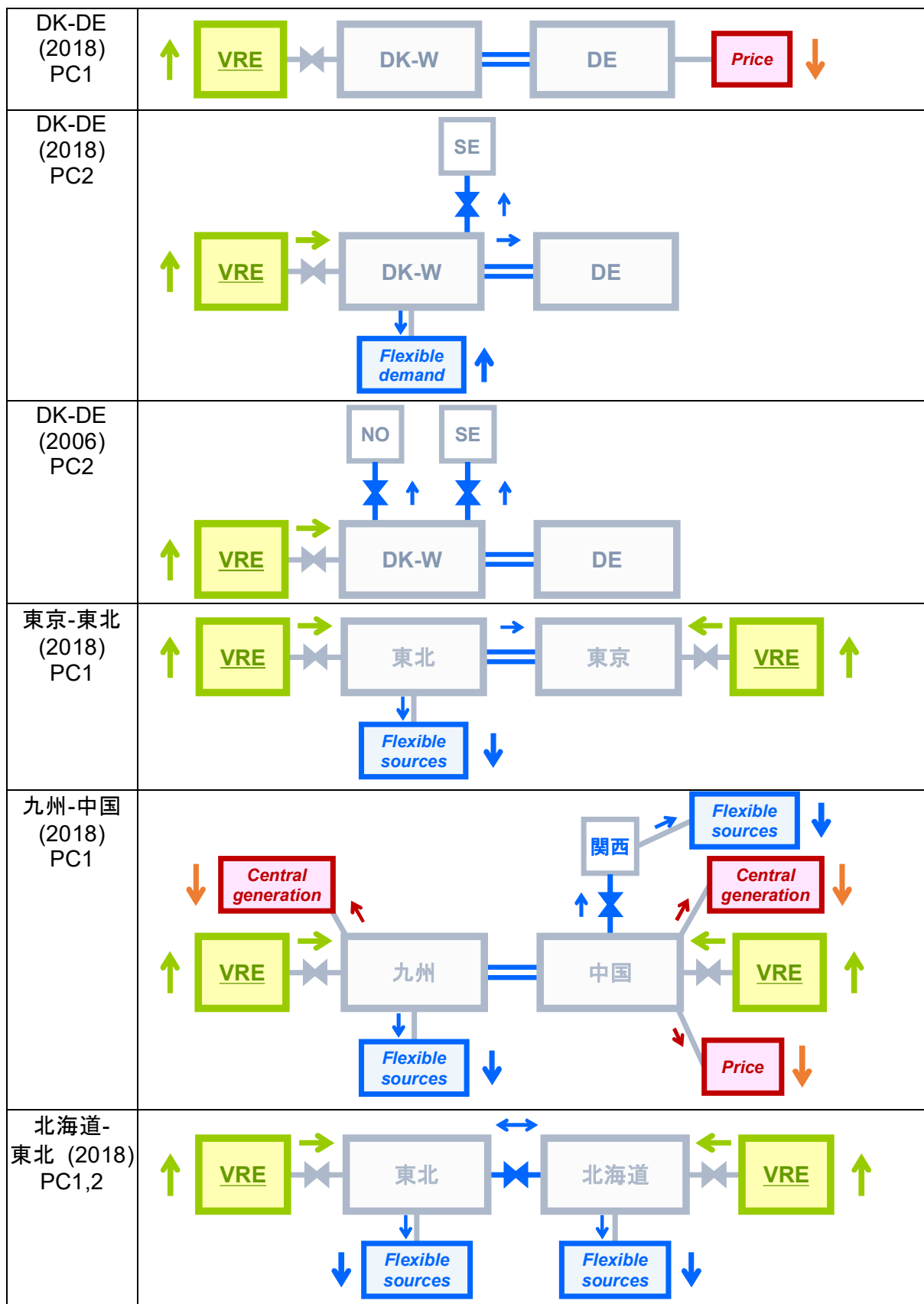


図 47 : 5 つの電力システムにおける VRE の変動と柔軟性要素の対応

図 47 は、APPENDIX-C.2 因子負荷量グラフの変数－主成分の相関とも整合している。

#### 4.3.10 ステップ 4：柔軟性の分類と役割の考察

ステップ 4 では、柔軟性の分類と役割の考察を行う。まず、柔軟性の分類に当たり、サブステップ(3-3)で得られた VRE の変動と柔軟性要素の対応を考察する。

デンマーク西ドイツ（2018 年）の場合は、VRE は電力価格を下げ、その変動対策には複数の電力取引と柔軟な需要が対応した。デンマーク西ドイツ（2006 年）の場合、VRE の変動にノルウェーやスウェーデンとの直流送電による取引で対応していた。

東京ー東北（2018 年）では、VRE の変動には東北の揚水発電が対応した。日本で最も VRE の導入が進んでいる九州ー中国（2018 年）の場合では、VRE の変動に対して、九州においては同エリアの中央発電と揚水発電が対応し、中国では同エリアの中央発電と関西の揚水発電が対応した。しかし、図 47 が示すように、中国ー九州の電力取引は全く関与していない。北海道ー東北（2018 年）の場合は、VRE の変動に対して、それぞれのエリア内の揚水発電と、両エリアの結びつきの強さで対応している。

以上から、VRE の導入における柔軟性の要素として、中央発電、電力取引、柔軟な需要（揚水発電や電気ボイラ等）の重要性が分かる。従って、柔軟性要素の分類としてこの 3 要素を挙げ、VRE の浸透率との関係性を考察する。

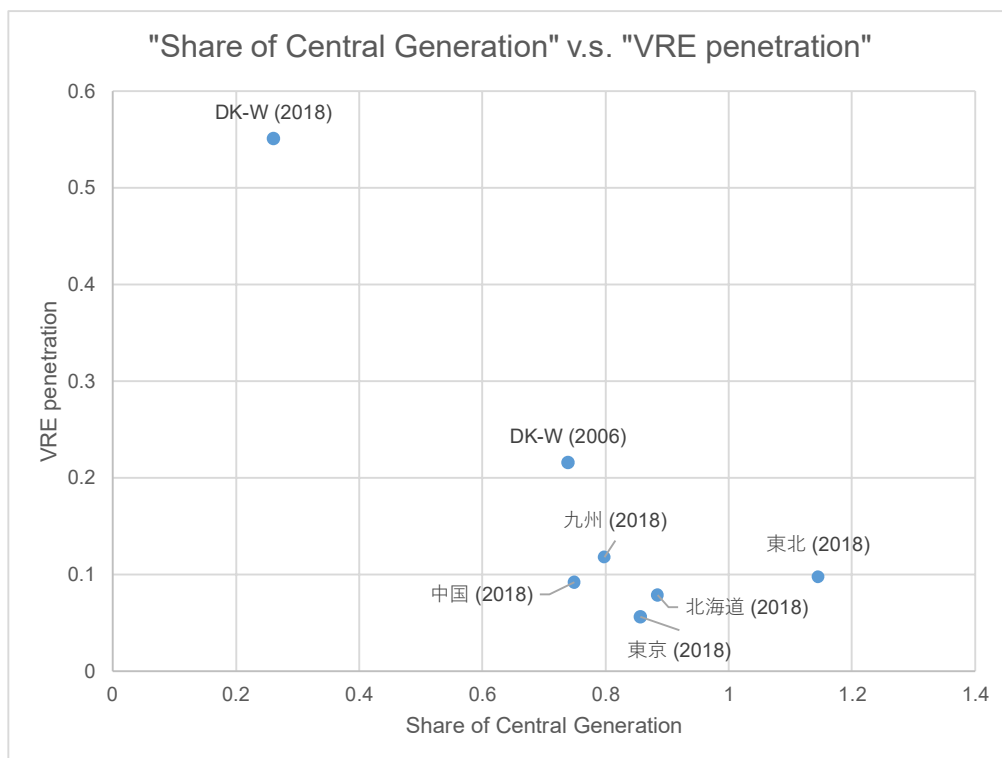


図 48：日本とデンマークにおける中央発電シェアと VRE 浸透率

図 48 は、日本とデンマークにおける中央発電シェアと VRE 浸透率の関係である。日本では、東北、北海道、東京では特に中央発電シェアが高く、最も VRE の導入が進んだ九州でも、VRE の変動対応で中央発電が主要な役割を担っている。2006 年のデンマークは、中央発電シェアが比較的高く、図 47 から電力取引も比較的重要な役割を担っていることが分かる。2018 年のデンマークは、ほぼ中央発電に依存することなく、VRE 変動に対応している。

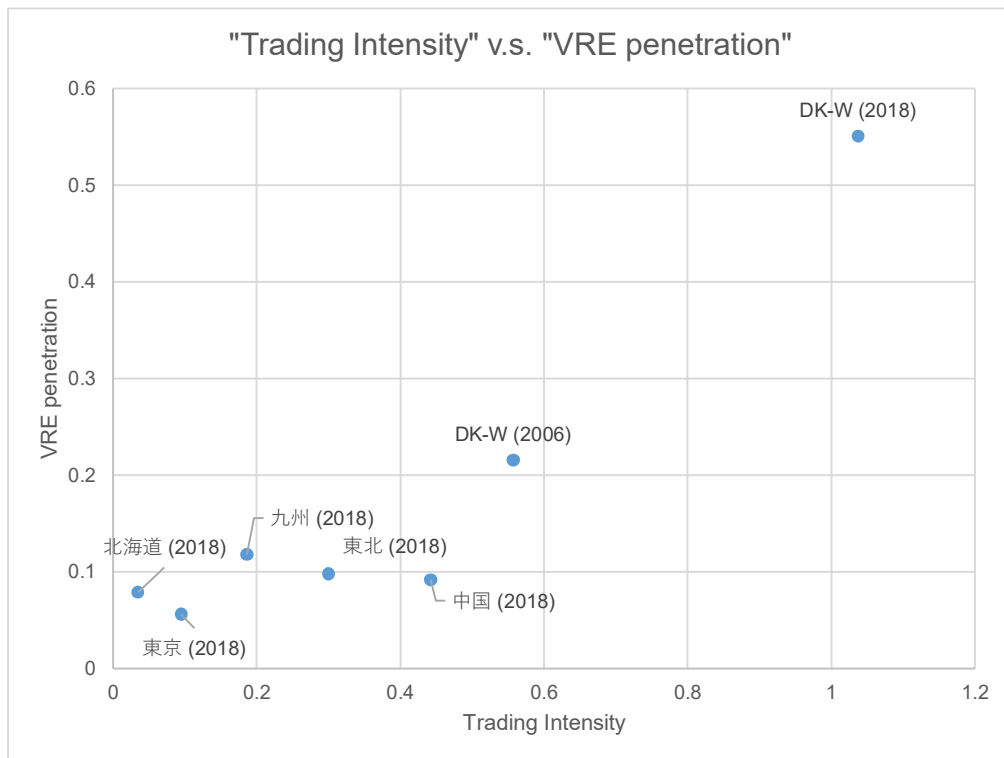


図 49 : 日本とデンマークにおける Trading Intensity と VRE 浸透率

図 49 は日本とデンマークにおける電力取引指数 Trading Intensity と VRE 浸透率の関係である。この図から、Trading Intensity が高いほど、VRE 浸透率も高いことが分かる。

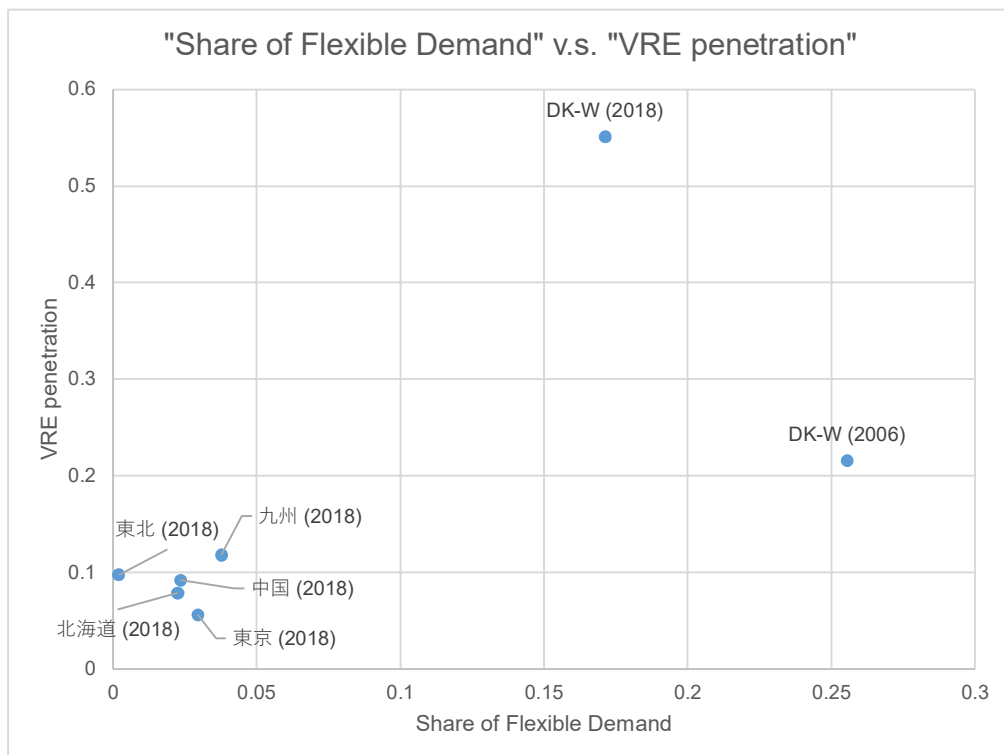


図 50 : 日本とデンマークにおける柔軟な需要シェアと VRE 浸透率

図 50 は、日本とデンマークにおける、柔軟な需要シェアと VRE 浸透率の関係である。日本の各エリアは柔軟な需要シェアが低く、VRE 浸透率も低い。しかし、デンマークの 2006 年と 2018 年を比較すると、VRE 浸透率が上がっている一方で、柔軟な需要シェアは若干下がっている。図 49 と総合すると、2018 年のデンマークでは、電力取引が活発になり、柔軟な需要の利用が減ったと考えることができる。

図 49 と図 50 を解釈すると、電力取引および柔軟な需要のどちらも、VRE 浸透率の向上にあたり、同様に有効であると考えられる。

#### 4.4 分析結果に基づく結論と考察

第 4 章の目的は、変動再生可能エネルギーを普及させるための電力ネットワーク柔軟性に関わる因子を分類し、役割を理解することであった。リサーチクエスションは、「変動再生可能エネルギー活用のための電力ネットワークの柔軟性はどのように定義できるか。変動再生可能エネルギーの浸透段階が進むと、柔軟性はどのように変化するか。」である。この問いに答えるため、4 ステップの分析を行った。ステップ 1 では、日本とデンマークの電力システムの歴史的経緯を踏まえ、柔軟性に関わる変数を定性的な分析によって抽出した。ステップ 2 では、電力システムの柔軟性にかかる構造的モデルを構築した。ステップ 3 では、モデルの変数の主成分を求め、対象の 5 つの電力システムにおける VRE の変動と柔軟性要素の対応を導出した。ステップ 4 では、主成分分析の結果に基づいて、柔軟性の大分類を求め、変動再生可能エネルギーシェアとの関係と役割について考察した。

電力システムの「柔軟性」にかかる図 10 のフレームワークのうち、地域間連系線は、異なる地域の消費者間で変動再生可能エネルギーを共有するものであり、コスト面と効果面で非常に有効な要素であると考えられる。デンマークと日本の「柔軟性」の違いは、結果として変動再生可能エネルギーの浸透度に現れている。日本は、2030 年のエネルギーミックス目標のために制度上の後押しもあり、従来型から、柔軟なスタイルへの変革の途上にあるため、変革の道筋を映し出すモデルケースになる可能性もある。

従来の研究は、長期パネルデータを用いたマクロ的アプローチか、単純な 2 変数（VRE 発電量と連系線潮流や、VRE 発電量と卸電力市場価格）の関係分析のミクロ的アプローチであった。本研究は、VRE 変動に対応する電力システム柔軟性の働きを構造的に模式化し、そこから柔軟性の 3 要素を数値的に導出した初めての研究である。

IEA (2014, 2017a) が示唆している変動再生可能エネルギーの集約効果は、日本の東京ー東北モデルおよびデンマーク西と周辺国モデルにおいて確認できた。こうして、変動再生可能エネルギーを異なる地域間で連系することの利点も明らかになった。

ステップ 2 で得られたモデルは、2 つのエリアを交流連系線で結合したモデルを基本に、一方は価格の低いエリア（輸出側）、もう一方は価格の高いエリア（輸入側）とした。この 2 エリアは別方向にも直流連系線が連結されており、エリア内部または外部に、揚水発電、地域分散型ヒートポンプ、電気ボイラ等、柔軟な需要を含んでいる。

本章で得られた 2018 年のデンマークの分析結果は、基本的に DEA (2015) や Ea (2015) の報告内容と一貫している。今回は、5 つの電力システムの分析から新しい知見が得られ

た。第1は、柔軟性の大分類として、中央発電、電力取引、柔軟な需要が挙げられる。第2に、変動再生可能エネルギーの浸透率が高くなるほど、化石燃料依存度が低いことが分かった。第3は、連系線を電力取引に活用している電力システムほど、変動再生可能エネルギーの浸透度が高いことである。第4は、柔軟な需要は電力取引と同程度に、変動再生可能エネルギーの浸透度と関連性が見られた。遠藤 (2015) や電力広域的運営推進機関 (2018a) が指摘するように、北海道等は、電力システムの柔軟性要素が限られており、変動再生可能エネルギーの浸透度も低い。IEA (2018a)は、日本では九州の柔軟性が最も高いとしており、変動再生可能エネルギーの浸透率も一番高い。本分析で、九州の柔軟性タイプはデンマークに類似しているが、量的な変動再生可能エネルギー浸透度では、デンマーク (2006年, 2018年) よりも大幅に低いことが分かった。デンマークは、2006年から2018年にかけて、変動再生可能エネルギー浸透度が17%から43.5%に大幅に伸びたが、柔軟性の質としても、電力トレーディングの役割が大きくなっている。日本は伝統的に地域独立の系統運用が行われ、需給調整に火力発電が使われてきたが、柔軟性の役割と量的な面でも、中央発電への依存度が高い。デンマークは、かつての化石燃料依存から、10~20年かけて、変動再生可能エネルギーを中心とした供給体制に変革した経験があり、日本にも参考になると考えられる。デンマークは、政策面においても、明確で測定できる再生可能エネルギー目標を設定し、運用基準を必要に応じて見直し、時代に合った適切な補助金制度も制定している。

最後に、リサーチクエスションへの答えは次の通りである。電力ネットワークの柔軟性とは、変動再生可能エネルギーの変動に対する従来型の中央発電、電力トレーディング、柔軟な需要に大分類できる。VRE浸透率が高くなるほど、従来型の中央発電シェアが低くなり、電力トレーディングと柔軟な需要のシェアが高くなる。電力トレーディングと柔軟な需要は、現時点ではどちらが有効か判断することはできない。ここから、電力トレーディングと柔軟な需要は、未来型の柔軟性と表現することができる。

なお、5つの電力システムを分析することは、データセットが5つあることを意味する。得られる主成分もそれぞれ異なる。よって、これらを比較するにあたり、主成分の解釈を細かく行う必要があった。更に、VRE変動への対応にフォーカスした分類を行った。

本分析では、変動再生可能エネルギーの浸透度と柔軟性要素の因果関係までは、踏み込んでいない。そのためには、更に多くの国のパネルデータや、詳細な系統運用データまで分析する必要があるが、公開データだけでは限界があった。

次章の分析では、ここで得られた柔軟性要素の3大分類について、経済効果を分析する。その目的は、変動再生可能エネルギーが卸電力市場価格を低下させる「メリットオーダー効果」とのトレードオフを明確にすることである。「メリットオーダー効果」とは、調整用の火力発電の事業採算性が悪化し、市場からの撤退を促されて、長期的には電力システムが不安定になり、社会的便益が損なわれるというものである。しかし、デンマークのような未来型の柔軟性がある電力システムでは、火力発電に頼らなくても変動再生可能エネルギー浸透率が高い。次章では、こうした未来型の柔軟性にかかる経済効果を分析する。

## 第5章 電力ネットワークと再生可能エネルギーの経済効果

---

### 5.1 電力ネットワーク取引による経済効果を調べる意義

#### 5.1.1 本章のリサーチクエスションと意義

本章のリサーチクエスションは、次の通りであった。

RQ2. 電力ネットワークの柔軟性は、経済効果と両立するか。具体的には、電力取引と変動再生可能エネルギーを組み合わせたら、経済効果は向上するか。

本章の目的は、変動再生可能エネルギーには負の経済効果があるという指摘が度々なされるが、本来、それ以上の便益があり、負の経済効果を上回ることを証明することである。

負の経済効果のうち、よく指摘されるものが、メリットオーダー効果である。これは、図 51 に示すように、変動再生可能エネルギーの限界費用がゼロに近いため、供給曲線の中でベース電源として優先的に発電する権利が与えられるため、従来はベースからミドル電源であった、石炭火力やガス火力を、劣後する電源としてピーク側に押し出してしまふ。このため、発電できる機会が減少し、前記の化石燃料発電の生産者余剰が減り、収益性が低下することによって、新たに化石燃料発電を建設しようとする事業者がいなくなるというものである。この主張の矛盾は、2つの前提を混同して議論していることにある。1点目は、化石燃料が調整力として必要であるという前提であり、2点目は、生産者余剰の減少を特定の事業者の視点のみで見えており、これが社会全体の損失であるとしている点である。1点目については、前章で示されたように、ネットワーク柔軟性を活用することによって、化石燃料発電による調整力を不要にすることができれば、この点は問題でなくなる。2点目は、消費者余剰を考慮していない点であるが、本来は生産者余剰と消費者余剰の合計である総余剰を評価すべきである。本章では、変動再生可能エネルギーと地域間電力取引の総合的な経済効果を、総余剰の観点から明らかにする。

負の経済効果として指摘されるもう1つの例は、3.3.3 で示したように、FIT 買取の賦課金による国民負担の増大である。この点は、本研究の範囲を超えているが、解決に向けて、まず、変動再生可能エネルギーの経済効果を明らかにすることが第一歩である。経済効果を得るために、誰がどのように費用を負担するかが、次のステップになると考えられる。



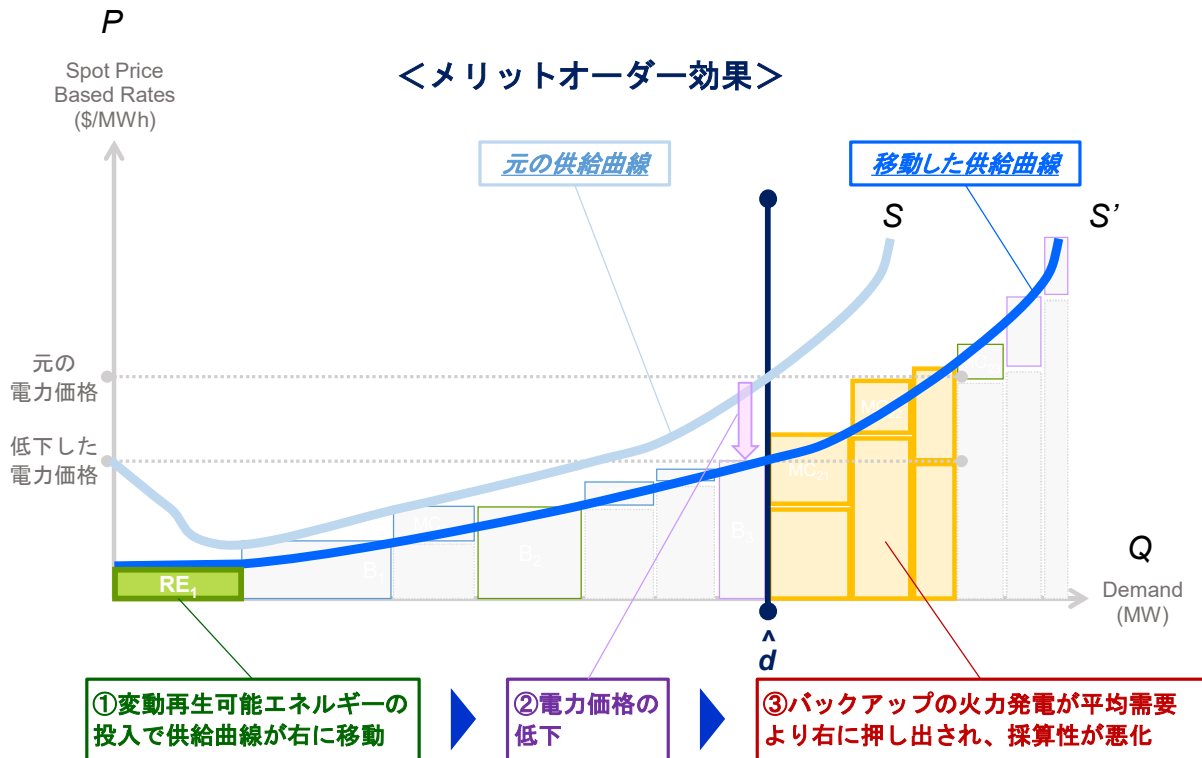


図 51 : メリットオーダー効果の概念図

## 5.1.2 分析のステップ

### (1) 理論とモデルの構築

本章の分析には、2つの理論を融合する必要がある。1つは、電力取引の理論であり、2つのエリア間における電力取引による経済効果を求める理論である。先行研究では、2エリアの卸市場価格の差がある場合に電力取引の動機が発生するとしており、エリア間の連系線が混雑している場合に、この価格差を支払った事業者に送電権を与えるという金融的送電権の理論に発展した。そこで指す経済効果とは、電力価格を意味していた。これを、余剰で評価すると、Felder (2011) が指摘するように誤差が大きく、誤解を招く恐れがあったため、これまで避けられてきたものと推察される。一方で、エリア間の連系線混雑による社会的コストとして、価格差に需要規模を乗じたものを用いた例があるが、式 (5.5) で述べるように、効果を過大に見積もる恐れがあると考えられる。本研究では、Felder (2011) 等の指摘を考慮しつつ、総余剰の観点から経済効果を算出する。

もう1つは再生可能エネルギーによる経済効果である。変動再生可能エネルギーは限界費用がゼロに近いので、前節で示したメリットオーダー効果のように、供給曲線を右方向にシフトさせる効果がある。これによって、Felder (2011) が述べたように、生産者余剰から消費者余剰への移転が発生し、需要も若干増やす効果がある。変動再生可能エネルギーの変動の考え方について詳細に定義し、この変動部分が取引される場合とそうでない場合について論じる。

ステップ1では、電力取引の理論から経済効果を求める理論を導出し、変動再生可能エネルギーにおける経済効果を詳細に定義した上で、この2つを融合させた理論を構築する。

## (2) 供給曲線の推定

ステップ 1 の理論では、電力取引による取引量を決める要因として、2 エリアの価格差の他、それぞれの供給曲線の価格弾力性が挙げられた。ステップ 2 では、各エリアの供給曲線を推定する。

推定に当たり、エリア毎の電源構成を求める必要がある。デンマークとドイツについては、European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) Transparency Platform のウェブページにて、各エリアの年毎の電源種別毎の構成にかかるデータが公開されている。日本においては、エリアの電力会社毎に電源構成を開示しているが、公開されているのは自社電源のみである。民間の発電事業者が保有する電源をエリア別に一覧できるデータは、経済産業省のウェブページでも公開されていない。本分析では、電力会社の開示する電源一覧に加え、火力原子力発電技術協会の発電設備一覧表から、民間の発電設備の情報を補完する。新規開発電源については、2014～2017 年にメディア発表された情報を追加して、日本全体のエリア別の電源情報データベースを作成した (APPENDIX-D.2)。なお、第 7 章フィリピンの電源構成については、DOE Philippines が公開する Philippine Power Situation Report の設置電源一覧表より、エリア毎の電源構成を作成した。

次に、電源毎の限界価格を求める。デンマークとドイツについては、Cludius et al. (2014) の Fig.1 Stylized German merit order curve のグラフを元に、電源毎の限界価格 (€/MWh) の概算値を推定する。これを\$/MWh に換算し、限界価格の推定値を求める。

日本においては、経済産業省による「総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ」がまとめた、「各電源の諸元一覧」を基に、電源毎の運転開始年を考慮した発電原価算定方法に基づき、日本の全電源ユニットの発電原価を年別に求めた。これらを発電原価の安い順から電源を並べ直して、供給曲線を作成した。計算方法の詳細は、5.3.2 (2) と APPENDIX-D.4 に記載した。インプットデータは、APPENDIX-D.2, D.3 に載せた。

第 7 章のフィリピンの供給曲線の推定に当たり、ルソン島とビサヤス地区を対象にした卸電力市場(Wholesale Electricity Spot Market: WESM) における、“MARGINAL PLANT & CLEARING PRICES” の価格データを用いた。電力市場の 1 時間毎のマージナルユニットおよび落札価格が、一覧で得られる。1 回でダウンロードできる最大の 3 ヶ月分を集め、落札ユニットと落札価格のデータベースを作成し、各電源種別の発電原価を推定する。

なお、発電原価の安い順に並べたものが供給曲線となる理由は、次の通りである。

図 52 では、異なる限界費用曲線を持つ電源ユニットを表す。これらが一つの電力市場に集約されると、水平方向に足し合わされ、図 53 のような電力市場全体の供給曲線が形成される(Stoft 2002)。その際に、限界費用が安い電源の順に並べられる。その理由は、需要に対して最も供給費用が安くなるように給電指令が行われるからである。これを経済的優先指令の原則と呼ぶ (Schweppe 1988, Wood & Wollenberg 1996)。

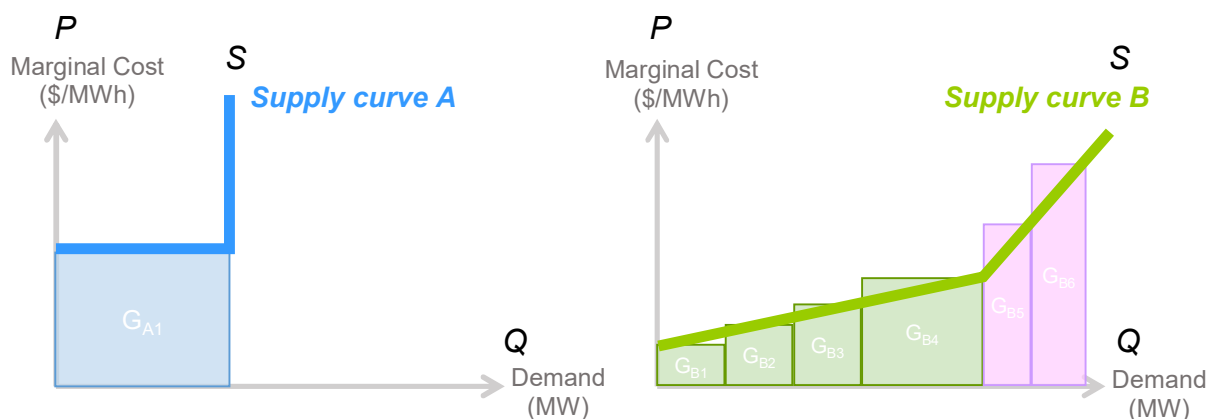


図 52 : 異なる限界費用曲線をもつ電源ユニット  
(Stoft 2002, Figure 1-6.1)

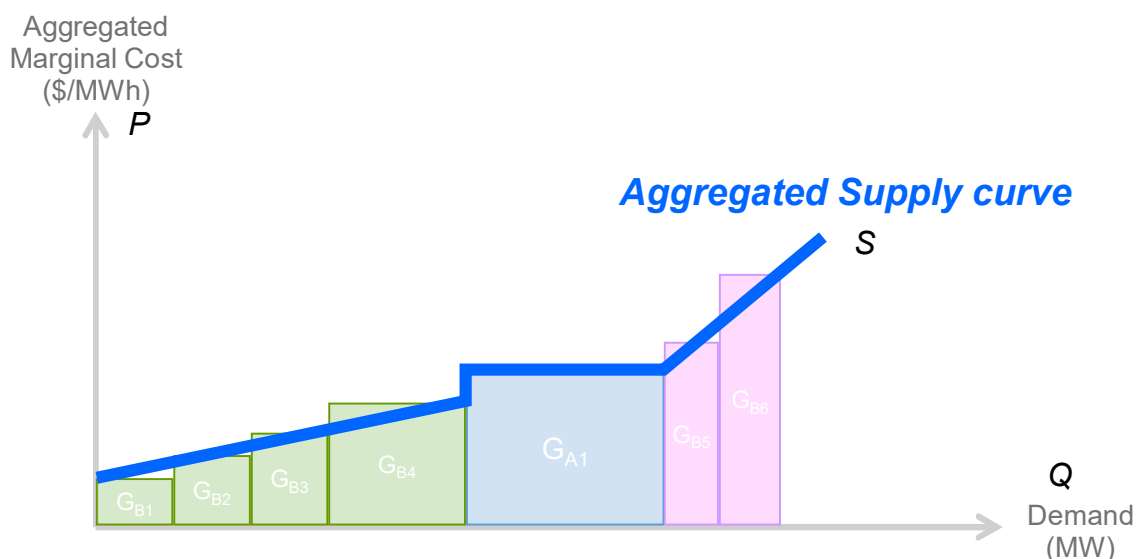


図 53 : 個々の供給曲線を水平方向に足し合わせた電力システム全体の供給曲線  
(Stoft 2002, Figure 1-6.1)

このように発電原価の安い電源から順番に給電指令が行われ、需要と一致したところが最後の給電指令が行われる発電ユニットであり、これをマージナルユニットと呼んでいる。需要が少し増えた場合には、次に発電原価が高いユニットに給電指令が行われる。よって、電力システムにある全電源ユニットを発電原価順に並べたものが、電力システム全体の限界費用曲線を表す供給曲線となる。

この需要の微小量の増加が発電ユニットの起動や停止を伴わない場合には、発電原価は、短期限界費用 (Short-run Marginal Cost: SRMC) である。なぜなら、需要の微増によって、システムにかかる追加費用は、マージナルユニットの変費だからである。しかし、需要の増加幅が、次のマージナルユニットの起動を伴う場合には、発電原価として、長期限界費用 (Long-run Marginal Cost: LRMC) を用いる必要がある。なぜなら、次のユニット起動に当たっては、発電ユニットの無負荷コスト (または固定費) がかかるからである。この事情は、Wood と Wollenberg (1996) や Scheppe (1988) 等も述べている。

本章の分析では、次のマージナルユニットの起動を伴うケースを想定し、原則として、LRMCを用いる。マーケットの生データから供給曲線を推定しているデンマークとドイツ、フィリピンについては、既にマーケットで流通している値がLRMCと考える。

供給曲線を推定したら、次に供給曲線の価格弾力性を求める。供給曲線の横軸と縦軸それぞれの自然対数を取り、傾きを単回帰分析で求める。この価格弾力性は相対値であり、 $(\Delta Q/Q)/(\Delta P/P)$ である。本論文では、特に断りのない限り、価格弾力性（相対値）を $\beta$ と表し、価格弾力性の絶対値である $(\Delta Q/Q)/(\Delta P/P) * (Q/P) = \Delta Q/\Delta P$ を $\varepsilon$ と表す。

### (3) 電力市場の価格決定方式

電力は、瞬時瞬時に需給が均衡している必要がある。発電量が需要に追い付かないと、電力システム全体が崩壊し、全面的な停電が発生する。また、個々の電源は容量を超えて発電することはできない（金本 2002）。現在のところ、電力需要の電力価格への弾力性は全くないと言える。その理由は、卸売価格の変動がそのまま小売価格に反映されることは殆どないからである（Stoft 2002）。このように、個別需要家によるリアルタイムの電力消費量を供給者は制御できないため、瞬時瞬時の需要変動については、供給者（系統運用者）が発電量を増減することによって対応せざるを得ない（金本 2002）。

電力需要は、個別需要家の電気消費量を合計したものであり、時間・季節・天候・曜日等によって大きく変化する。よって、これに対応した発電量の調整が行われる。通常は全体の発電費用が最も安くなるように給電指令が行われるため、前節で推定した供給曲線と瞬時瞬時の需要量との一致点が、電力システム全体の供給費用である。金本（2002）は、完全競争が成立しているとする、図 54 にあるように、ピーク時とオフピーク時で価格が大きく異なると指摘している。

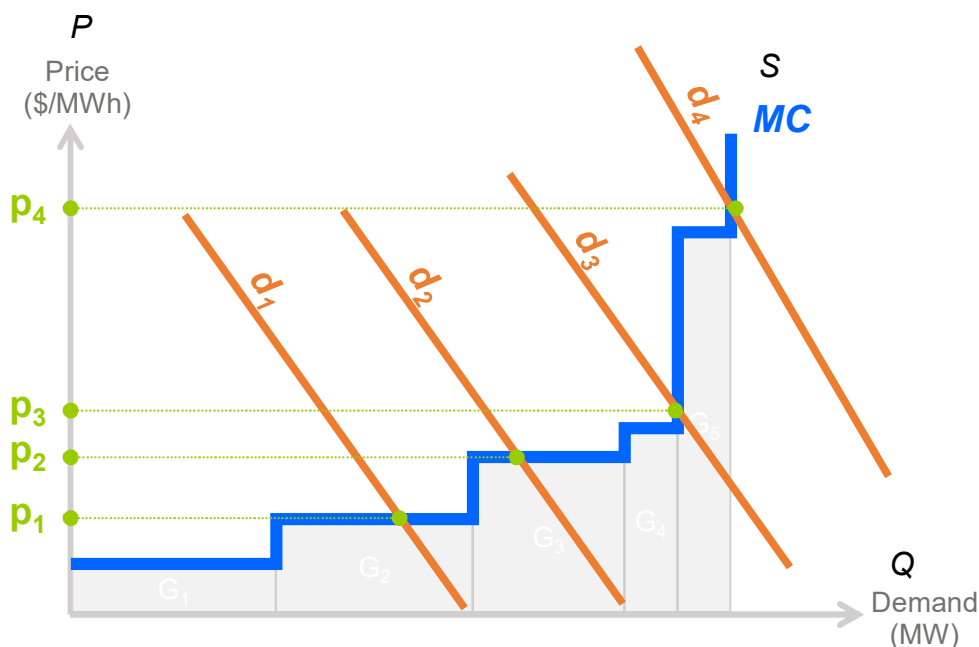


図 54：電力市場全体の費用構造  
(金本 2002, 図 8)

本論文で扱う電力システムは、全て卸電力市場を持つ。卸電力市場の価格決定方式は、市場管理者による約定方式が前提である。様々な発電事業者からの入札情報（分割された発電出力・価格）が、他参加者の入札動向が開示されない状態（ブラインド）で入札される。市場管理者は、締め切り後に全ての入札を売買に分け合成し、需給カーブ（「売り」の量－価格線と「買い」の量－価格線）の交点で約定価格と量を決定する。入札者は、入札した価格によらず、約定価格で売買する“シングルプライス”方式とする（JEPX 2016）。

これを図解したものは、図 55～57 である。図 55 では、売り入札された価格と量に応じ、縦軸に価格、横軸に量を置いて、価格の安い順に積み上げる。図の着色部分は積み上げた売り入札であり、入札価格の上側を着色したのは、これよりも価格が高ければ応札するという意味である。

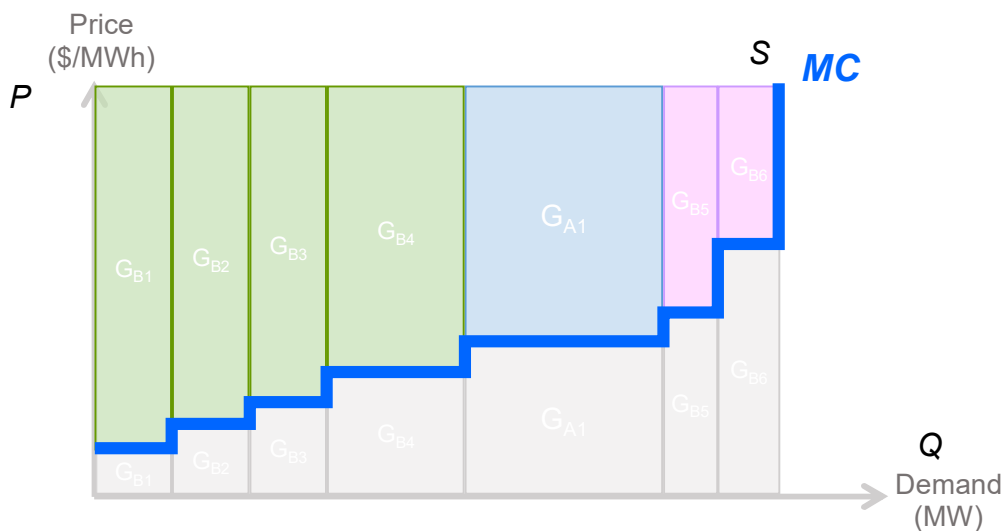


図 55：電力市場の売り入札による供給曲線

一方で、買い入札は図 56 の通りである。買い入札は、価格の高い順に並べている。この図では、入札価格よりも安ければ応札するという意味で、下側を着色している。

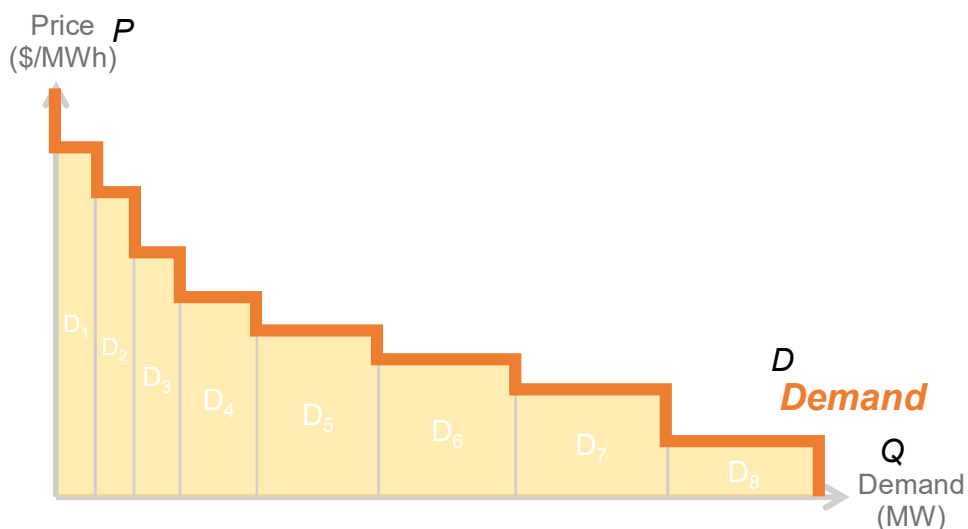


図 56：電力市場の買い入札による需要曲線

こうして作成された売り入札曲線が供給曲線であり、買い入札曲線が需要曲線である。図 57 は、市場管理者が売り入札曲線と買い入札曲線の交点で価格決定する方式を表している。

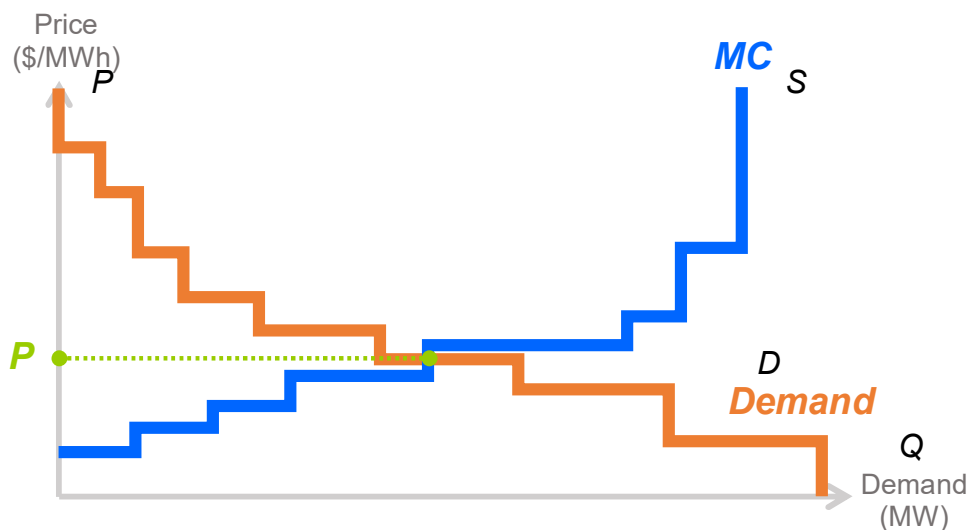


図 57 : 電力市場の価格決定方式

以上の市場管理者による価格決定方式は、本研究で対象とする全ての卸電力市場で共通している。経済分析の価格データは、全て電力市場で約定された後のものを使用している。なお、電力市場での取引は、電力需要の一部ではあるが全部ではない。しかし、電力市場以外の先物取引や相対取引などの取引価格は、皆、電力市場の価格を指標として決定される。よって、本論文の分析では、電力システム全体のスケールで電力市場が形成されると仮定している。

#### (4) 分析データの取得

分析で使用するデータは、2 エリアにおける各種の時系列変数を対象とする。基本的なデータは、価格、需要、変動再生可能エネルギー発電量、連系線潮流である。これに加え、前節の供給曲線の価格弾力性を求め、連系線容量制約のデータを取得する。これらのデータから、各種の余剰分析による経済効果を算出する。

#### (5) ケースごとの経済効果の算出

想定するケースとして、まず、①変動再生可能エネルギーが受容されたことの経済効果、②①から連系線取引が制約された場合に得られる余剰、③理想状態に至らないことによる残余余剰、④理想状態まで連系線取引された場合の余剰、の4ケースである。

上記のケースを想定して、①～④のどのケースで最も経済効果が得られるか、その効果として、④を100%とした場合ににおける①～③の相対的なレベルについて、エリア間取引毎に比較する。

## (6) 結果のまとめ

前項の結果をまとめて、エリア間取引毎の連系線取引について、経済効果の点での有効性について評価する。電力取引が最大まで行われた場合を 100%とし、効果にかかる相対的なレベルについて、定量的に評価する。

## 5.2 本章の先行研究と評価

### 5.2.1 電力の送電にかかる混雑料金

Hogan (1992) は、電力システムの混雑料金を初期に提唱した。米国東部系統内の五大湖の 1 つエリー湖南岸から南部への迂回潮流であるループフローを例に、混雑料金を 2 点間のスポットプライシング (Schweppe, et al. 1988) の差で計算した。間接的送電権については、3 ノードの例について、有効電力、無効電力、熱容量、電圧制限を考慮する必要性を説いた。事前の料金算定は困難なため、事後の見積りが現実的であると指摘している。

Bushnell と Stoft (1996) も、送電線混雑に金融的送電権の視点から議論した。Transmission Congestion Contract (TCC) について、Contract for Differences (CFD) と Standard Bilateral Contract (SBC) の 2 つのアプローチを比較した。2 つの隣接エリア間で送電線混雑が発生し、エリア (ノード) 間価格差が生じた場合、CFD による送電権を保有していれば、一定の不感帯の下、契約価格との価格差で精算されるものである。一方で、SBC は、契約との相違についてペナルティーを支払うものである。CFD は、発電投資の問題には対応するが、送電投資には対応していないとの批判があったため、電力の価値、エリアの電力価格、送電権価格、総投資額から、Bankability (資金募集の実現可能性) の判断基準を示した。

Alomoush と Shahidehpour (1999) は、エリア内を 3 つのゾーンに分類し、ゾーンごとの平均価格 (Average Locational Marginal Price: ALMP) を求めた。次に、ゾーン間を結ぶ送電線における交流電力系統の最適フロー理論 (AC-OPF) に基づいて電力潮流を配分し、予め設定した FTR (Fixed Transmission Rights) 料金と比較しつつ、送電権保有者が受け取る混雑クレジットを試算した。

Yoon, Ilic と Collison (2001) は、電力市場の Congestion Management System (CMS) を対象に、エリア内のノードの分類を試みた。分類方法は、母線基準とクラスター基準の 2 通りがあるとした。後者の場合、クラスターのサイズが重要であり、推定方法を示している。電力需要、発電の入札、システム状態の確率的な変化を前提に、統計的な母数の推定に基づき、求めるシステムのノード数、送電ライン数、電源数、負荷の数をインプットとして、必要なサイズを求める方法を示した。

Bartholomew, Siddiqui と Marnay (2003) は、米国ニューヨーク州の電力系統運用者 NYISO (New York Independent System Operator) の送電権 (Transmission Congestion Contract: TCC) と、米国連邦エネルギー規制機関 (Federal Energy Regulatory Commissions: FERC) が定める送電権 (Firm Transmission Rights: FTR) を比較した。両者は、混雑レントの発生をヘッジする点と、前日市場ベースに精算する点は類似しているが、FERC では、送電権のオークションや未使用権利の売却は求めている。更に、エリア内の送電点と受電点毎に送電権価格と混雑レントの比較と考察を行い、効率性について論じた。

上記の混雑料金のアプローチは、①既存の送電線の容量を前提としていること、②混雑が発生しない限り経済効果が発生しないことの2つの理由から、電力取引自体の経済効果を評価することができなかった。

### 5.2.2 地点間における送電権

Bushnell (1999) は、金融的送電権と物理的送電権を比較し、送電権を行使するケースの違いによる限界収入の違いを論じた。送電権行使による市場操作の可能性について言及している。

Joskow と Tirole (2000) は、完全な競争下における2ノードモデルを想定し、金融的送電権と物理的送電権の2種類の送電権を設定した。小売事業者がこれら送電権を保有した場合の寡占による市場支配力行使によって社会的厚生が損なわれることを考慮し、投機的な送電権購買を防止する政策提言を行った。この方法を3ノードモデルにおけるループフロー問題に拡張し、社会的厚生の観点から送電権設定のあり方について提言を行った。

Ma, Sun と Ott (2002) は、米国 Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM)<sup>1</sup> における金融的送電権 (FTR) について定性的に議論している。FTR を取得する手段として、①送電サービスの一環として会員に毎年配布、②会員が送電点と受電点を指定して送電権取得を申請、③FTR を毎月の間接オークションにより購入、④セカンダリーマーケットでの相対取引の4通りがあるとしている。

PJM State & Member Training Dept. (2015) は、米国 PJM のローカル価格 (Local Marginal Price: LMP) は、次の3要素で決定される。それは、エネルギープライス (従量価格)、混雑コスト、送電ロスである。このうちの混雑コストは、当該エリア混雑の原因となっている限界電源のコストで計算される。なお、混雑発生がない場合は混雑コストはゼロであり、混雑時は、エリア内の場所によって送電料金が異なる。

送電権の理論も混雑料金の理論と同様に、電力取引そのものの経済効果をはかるものではなかった。本論文は、総余剰による電力取引の経済効果を評価する方法を提示した。

### 5.2.3 メリットオーダー効果

Munksgaard と Morthorst (2008) は、デンマークの電力自由化市場で、風力発電が消費者価格に与えた影響について分析した。異なる風力発電への助成金のケースと共に、風力発電が卸市場に与える価格の影響について分析している。2005年12月を例に、風力発電が多い時と少ない時 (0-150MW, 150-500MW, 500-1000MW, 1000-1500MW, 1500MW<) の5通りの分類において、マージナルコストの低い風力発電によって、価格の高い電源が右側に押し出され、卸市場価格が下がるメリットオーダー効果のレベルを見積もった。昼間は、発電原価の高い電源がマージナルであるため、風力発電の価格低下効果が高く、夜間は発電原価が低い電源がマージナルのため、価格低下効果も低い結果になった。この見積結果を年間に換算したデンマーク全体で、価格低減効果は0.05~0.6€/kWh程度であった。一方で、再生可能エネルギー補助金の国民負担は0.6€/kWh程度であると示した。

<sup>1</sup> PJM インターコネクションは、デラウェア、イリノイ、インディアナ、ケンタッキー、メリーランド、ミシガン、ニュージャージー、ノースカロライナ、オハイオ、ペンシルバニア、テネシー、バージニア、ウェストバージニア、コロンビア特別区の卸電力市場を統括する地域送電会社の総称である。



Keles et al. (2013) はメリットオーダー効果を、風力発電の低い可変費の電源が供給曲線に取り込まれた時、供給曲線が右側に動くことと定義した。また、この効果は一様でなく、供給曲線の傾きにもより、発電技術の違い、発電効率、燃料価格の偏差、CO2 価格に依存する。更に、風力発電の取り込み量と卸市場価格の線形回帰を行い、風力発電取り込み量の決定モデルに基づき、市場価格の挙動をシミュレーションによって評価した。

Cludius et al. (2014) は、ヨーロッパの電力スポット市場のデータと先行研究より、ドイツのメリットオーダー曲線を作成した。左辺が卸市場価格、右辺に風力発電量、太陽光発電量や総需要を置いた線形回帰モデルを置いて、ヨーロッパ電力スポット市場のデータから、年毎のメリットオーダー効果を見積り、風力発電と太陽光発電の収益性評価を行った。

Costa-Campi と Trujillo-Baute (2015) も同様に、風力は太陽光等の再生可能エネルギーのメリットオーダー効果によって卸市場価格を低下させる一方で、FIT 総額の増大によって消費者の負担が増えるトレードオフがあることを、スペイン電力市場の実証データを用いて検証した。線形回帰モデルの目的変数を、卸市場価格、FIT 賦課金コスト、小売価格とし、説明変数に過去の自己値、需要規模、再生可能エネルギー量等を用い、2010～2013 年まで週毎の 3 目的変数について検証した。その結果、全体として卸価格の低下効果は FIT 賦課金の増加によって相殺され、電気料金の上昇を引き起こしているという結論に至った。

Dillig, Jung と Karl (2016) は、風力発電や太陽光発電がなかったとすると、需要がもっと大きくなるはずであると考え、ドイツの 2014 年のデータ、ヨーロッパの直近のデータを分析した。その結果、ドイツでは、再生可能エネルギーが卸市場価格を下げ、ドイツの消費者に 300 億ユーロの節約効果が生じた。一方で、ヨーロッパの電力市場における事業環境が不透明になり、従来型発電所が赤字に陥った。このため、新たに従来型発電に投資する意思決定が難しくなり、電力システムが不安定になるので、容量市場の導入や、分散型のバックアップ電源を準備する必要があると指摘した。

Roldan-Fernandez et al. (2016) は、再生可能エネルギーと同様なメリットオーダー効果がエネルギー効率の向上にもあり、再生可能エネルギーと同等以上の効果があるとしている。

メリットオーダー効果は、変動再生可能エネルギーが電力価格を下げることによる負の効果を述べたものだが、総余剰の向上という正の効果を論じたのが本論文である。本論文では、総余剰だけでなく、メリットオーダー効果の過去の議論が指摘する、電力システムのセキュリティにかかる容量価値との比較によって、信頼度の確保も考慮した総合的な評価を行った。

## 5.3 分析の方法とデータ

### 5.3.1 ステップ 1：理論

本節では、電力取引と変動再生可能エネルギーによる総合的な経済効果を求めるため、まず、電力取引の経済効果を求め、次に変動再生可能エネルギーの経済効果、最後に集約効果にかかる考え方を述べる。なお、本論文で現れる価格弾力性  $\varepsilon$  は、5.1.2 (2) で述べたように、全て絶対値とする。価格弾力性が相対値を指す場合は、 $\beta$  を用いる。

## (1) 電力取引における余剰の考え方

エリア A からエリア B に取引される場合とは、A の供給曲線のある部分の電源が B に移動し、B の供給曲線の一部になることを意味する。これを具体的に、図 58,59 に示す。なお、エリア A の電源を  $g$  で表し、エリア B の電源を  $G$  で表す。

取引前のマージナルユニットは、エリア A では  $g_7$  であり、エリア B では  $G_5$  である。ここで、エリア A の  $g_6$  と  $g_7$  がエリア B に取引されるものとする (図 58)。

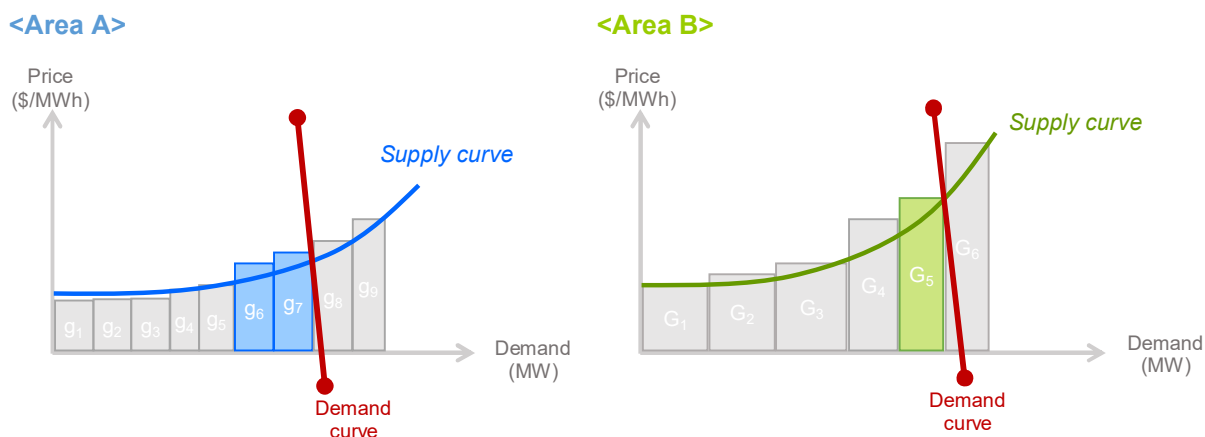


図 58 : 電力取引前の 2 エリアの供給曲線

エリア A では、供給曲線の一部が切り取られた不連続な曲線となる。一方、エリア B では、取引で得られた電源は、マージナルユニットよりも必ず発電原価が安い電源であり、 $G_5$  よりもベース電源側に入るはずである。ここでは、 $G_4$  よりも左側に入るとしている。このとき、エリア B の新たなマージナルユニットが  $G_4$  になる (図 59)。

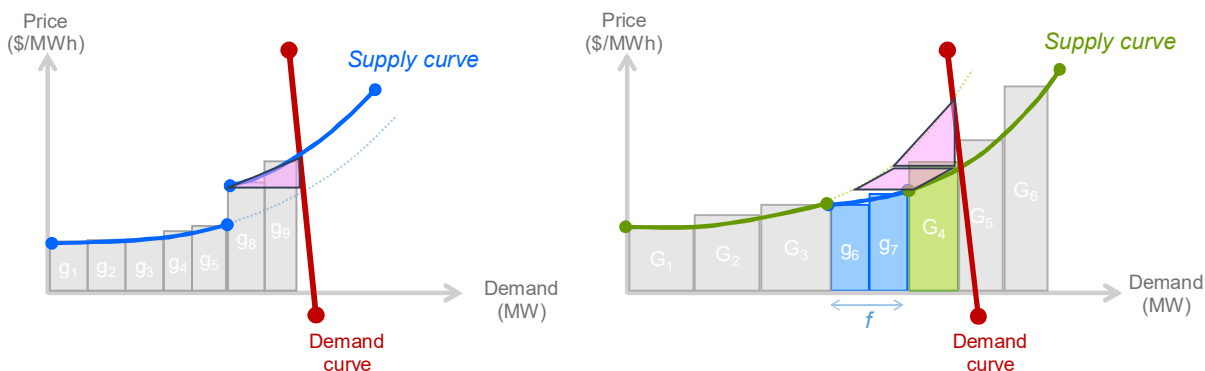


図 59 : 電力取引後の 2 エリアの供給曲線

これを、エリア A の供給曲線の一部 (図 59 の青線部分) がエリア B に移動し、供給曲線の間中位置に移管されると考える。便宜上、供給曲線が連続であると仮定すると、A の供給曲線の段差の開始価格と、B の供給曲線の継ぎ目の開始価格が一致する。この場合、 $g_5$  の価格と  $G_3$  の価格は、供給曲線が連続であると仮定しているので、同等と仮定する。供給曲線の段差の終端価格がエリア A, B とも  $P_{A1}$  となり、A から B に取引された電源容量の合計、つまり  $g_6$  と  $g_7$  の幅の合計が、電力潮流を意味する。

エリア B の供給曲線は、継ぎ目で一旦切れて、 $P_{A1}$  の部分で元の供給曲線が復元する。つまり、エリア B では、 $G_4$  から右側以降の供給曲線が右側にシフトしたことになる。

これを総余剰の変化で表したものが図 60 である。A の下部の面積は生産者余剰の減少、上部の面積は消費者余剰の減少を表している。B の面積は、下部の三角形と平行四辺形の合計が生産者余剰の増加、上部の三角形が、消費者余剰の増加を表している。このとき、 $P_{A1}$  より下の三角形の面積は、A と B とで等積となる。なお、ここでは短期の変動のため、需要曲線の価格弾力性はゼロとする。A の  $P_{A1}$  より上の三角形の面積の 2 倍が、B の平行四辺形の面積であり、生産者余剰は B の増加分が常に大きい。B の  $P_e$  より上部の三角形、つまり消費者余剰の増加分が常に存在する。その結果、B の面積の合計は、常に A の面積の合計よりも大きい。つまり、A と B で価格差がある場合は、価格の低いエリアから価格の高いエリアに取引すると、常に総余剰が大きくなる。

両エリアの価格が等しくなる状態を価格均衡として、これが最大余剰となる最適状態<sup>1</sup>であることを APPENDIX-D.1 に示した。

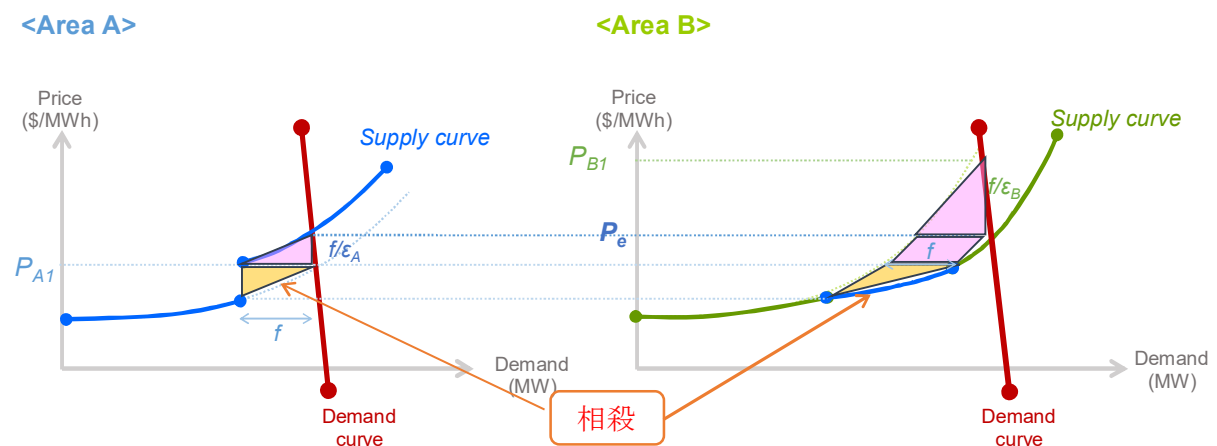


図 60：電力取引による総余剰の変化

図 60 において、エリア A, B の均衡価格  $P_e$  を達成する電力取引量を  $f_e$  とすると、以下の式が成り立つ。

$$\begin{aligned}
 f_e &= \varepsilon_A * \Delta P_A = \varepsilon_B * \Delta P_B \\
 &= \varepsilon_A * (P_e - P_{A1}) = \varepsilon_B * (P_{B1} - P_e)
 \end{aligned}$$

ここから、 $P_e$  と  $f_e$  が求まり、

$$P_e = (\varepsilon_A * P_{A1} + \varepsilon_B * P_{B1}) / (\varepsilon_A + \varepsilon_B) \tag{5.1}$$

$$f_e = \{ \varepsilon_A * \varepsilon_B / (\varepsilon_A + \varepsilon_B) \} * (P_{B1} - P_{A1}) \tag{5.2}$$

図 61 に示すように、等積の三角形部分の面積は、総余剰としては、エリア A における減少分と B における増加分とで相殺されるため、実質的な総余剰として効いてくるのは、以下の面積である。

<sup>1</sup> 最適状態は、価格均衡と最大取引の 2 つの極大点を比較して求めた。供給曲線と需要曲線の価格弾力性（絶対値）の和について、エリア B とエリア A の比を取り、この値がある値 ( $X_0 \approx 0.618$ ) よりも大きければ、価格均衡が最適となる。これは、電力取引が需給同時性の原則によって制限されるために生じる条件である。

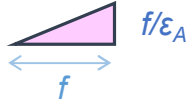
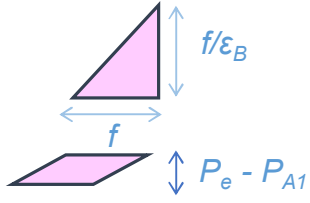
エリア A で減少する余剰	エリア B で増加する余剰
	
$f_e^2 / 2\epsilon_A$	$f_e^2 / 2\epsilon_B + f_e * (P_e - P_{A1})$

図 61：電力取引による余剰変化の計算式

エリア B においては総余剰が増加し、エリア A においては総余剰が減少する。これを合計した結果が電力取引の総余剰であり、次のように定義できる。

$$\begin{aligned}
 \text{Social Welfare} &= -f_e^2 / 2\epsilon_A + f_e^2 / 2\epsilon_B + f_e * (P_e - P_{A1}) \\
 &= (1/2) * \{\epsilon_A * \epsilon_B / (\epsilon_A + \epsilon_B)\} * (P_{B1} - P_{A1})^2 \\
 &= (1/2) * \{(\epsilon_A + \epsilon_B) / \epsilon_A * \epsilon_B\} * f_e^2
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

## (2) 変動再生可能エネルギーによる余剰の考え方

続いて、変動再生可能エネルギーによる余剰の考え方について述べる。まず、変動再生可能エネルギーがなかった場合の供給曲線を図 62 に示す。ここでは、マージナルユニットが  $G_5$  であるとする。

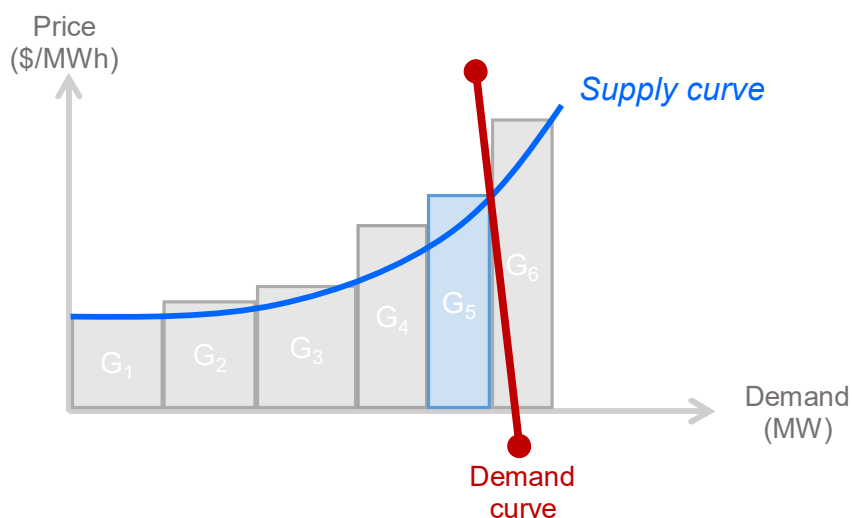


図 62：変動再生可能エネルギー導入前の供給曲線

そこに、限界費用がほぼゼロである変動再生可能エネルギー  $R_1, R_2, R_3$  が供給曲線に入るとし、 $R_1, R_2, R_3$  の幅の合計が、 $X_{VRE}$  とする。この結果、 $G_1$  から右側の供給曲線が、右側にシフトする。こうして、図 63 の三角形の部分が、総余剰の増加分となる。

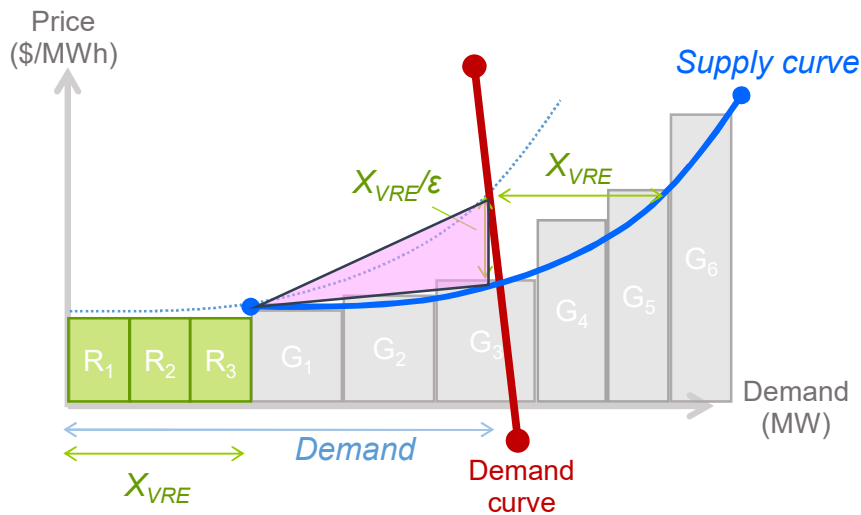


図 63：変動再生可能エネルギー導入後の供給曲線

変動再生可能エネルギーによる総余剰を  $SG_{VRE}$  とすると、図 64 より次の式で表される。

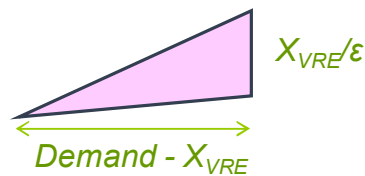


図 64：変動再生可能エネルギーによる総余剰

$$SG_{VRE} = (1/2) * (d - X_{VRE}) * X_{VRE}/\epsilon = X_{VRE} * (d - X_{VRE}) / 2\epsilon \quad (5.4)$$

ただし、 $d$ ：エリアの総需要 である。

なお、本来の供給曲線は図 65 に示すように不連続である。理由は、マージナルユニットは容量を超えて発電できず、次の発電所を起動するコストが別途かかるからである。

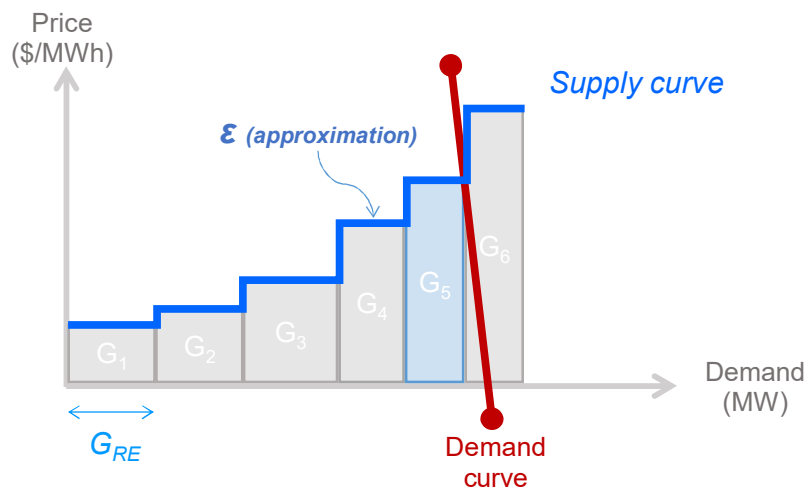
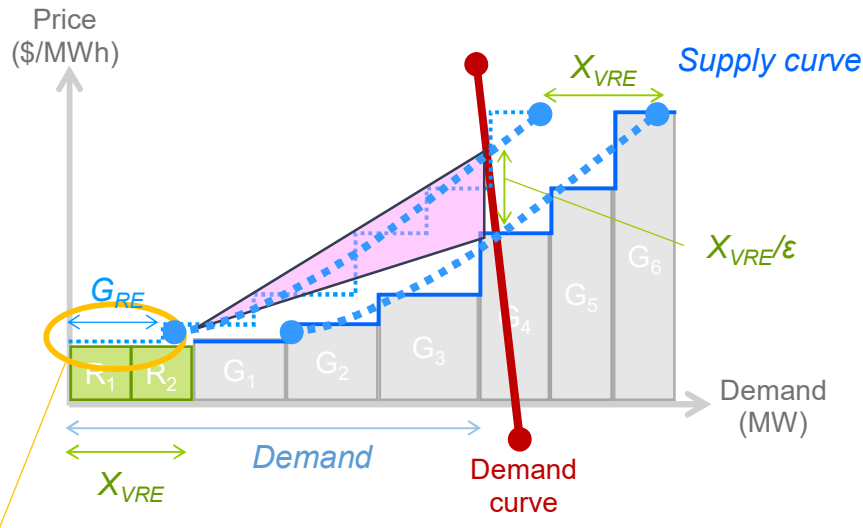


図 65：実際の不連続な供給曲線

この不連続な供給曲線を用いて、変動再生可能エネルギーにかかる余剰の近似方法について述べる。図 66 は、変動再生可能エネルギーによる不連続な供給曲線の移動を表す。



価格がVREと同等のG<sub>1</sub>は余剰の計算から除外

図 66：変動再生可能エネルギーによる不連続な供給曲線の移動

図 66 における総余剰の近似方法として、図 63 のような三角形でなく、図 67 の左図のような台形とする方法も考えられる。しかし、図 67 右図に示すように、この近似方法は、黄色の三角形部分は相殺されるが、朱色の三角形部分は相殺されないため、総余剰を過剰評価している。また Sensfuß, Ragwitz と Genoese (2008) は、供給曲線の右端の傾きは急で、左端の傾きが緩いため、価格効果を論じる際は、注意が必要であると指摘している。この指摘に対応して、図 66 に示すように、G<sub>1</sub> 部分を余剰計算から除く必要があるが、この幅も推定しなくてはならず、誤差が大きい。従って、変動再生可能エネルギーの総余剰の近似にあたり、図 63 のような三角形によって計算を行うものとする。

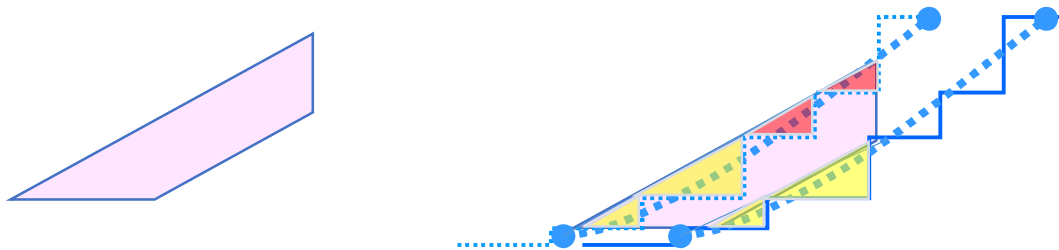


図 67：不連続な供給曲線における変動再生可能エネルギーによる余剰の近似

また、Felder (2011) は、再生可能エネルギーによる経済効果を Price Suppression として、図 68 と次の定義式を示した。

$$(P_{\text{without wind}} - P_{\text{with wind}}) * (\text{Demand}_{\text{without wind}}) + (1/2) * (P_{\text{without wind}} - P_{\text{with wind}}) * (\Delta \text{Demand}) \quad (5.5)$$

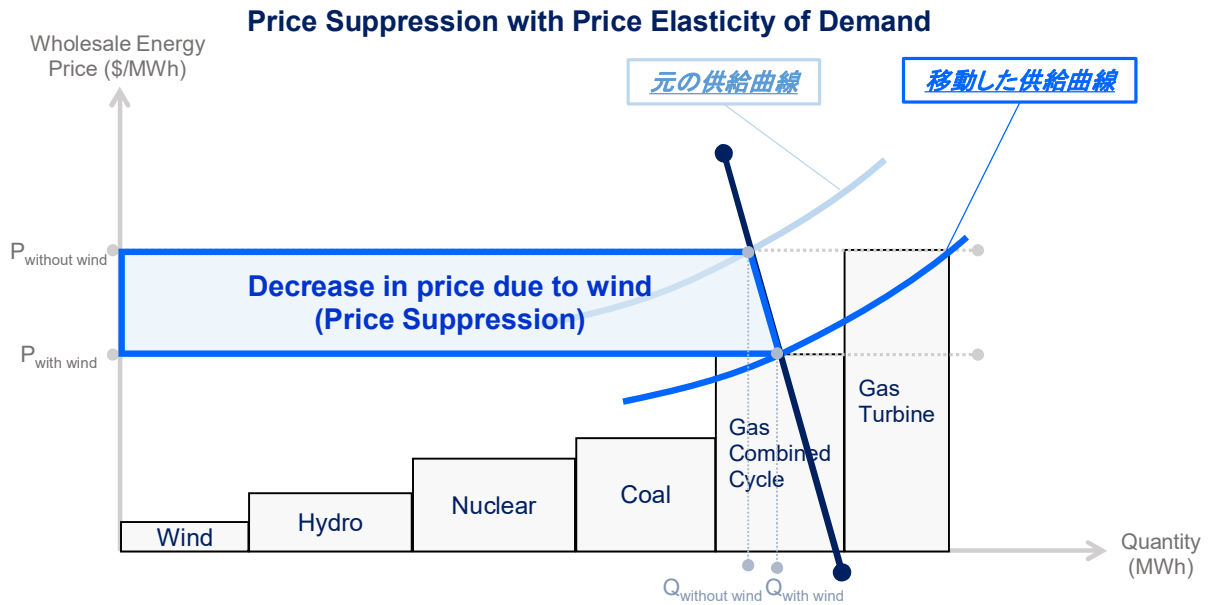


図 68 : Price Suppression (Felder 2011)

定義式 (5.5) は、供給曲線のマージナルユニットより左側にある、風力、水力、原子力、石炭などの電源を区別しておらず、これを電力需要の幅全域に渡って掛けてしまうのは過大評価になる可能性があるとしている。また、ピーク需要とオフピーク需要によっても効果が異なるため、更に限定した (5.6) 式で評価すべきとした。

Price Suppression Transfer Payment Adjusted for the Capacity of the Resource

$$= (P_{\text{without wind}} - P_{\text{with wind}}) * (\text{Shift in Supply Curve due to Wind}) \quad (5.6)$$

本論文もこの指摘を踏まえ、需要の幅全域に渡って変動再生可能エネルギーの総余剰を評価することは避けている。

### (3) 変動再生可能エネルギーの取引による集約効果

変動再生可能エネルギーの取引による集約効果があるとされる (IEA 2014)。これを数式で表したのが図 69 である。変動再生可能エネルギーは、地域毎に変動のパターンが異なるため、これらを電力取引により組み合わせることで変動が減じられるという集約効果が得られる。

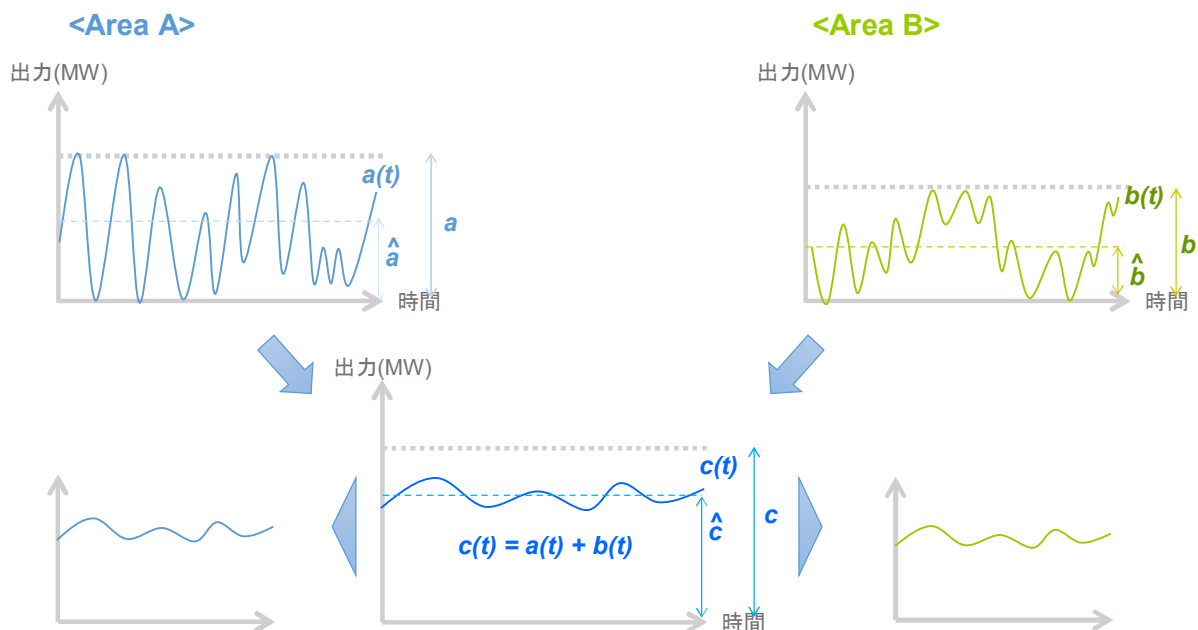


図 69：変動再生可能エネルギーの集約効果

図 69 において、時間変化するエリア A の変動再生可能エネルギー発電量を  $a(t)$ 、最大の変動幅を  $a$ 、平均値を  $\hat{a}$  とする。同様に、エリア B の変動再生可能エネルギー発電量を  $b(t)$ 、最大の変動幅を  $b$ 、平均値を  $\hat{b}$  とする。この両者を合成した出力を  $c(t)$ 、最大の変動幅を  $c$ 、平均値を  $\hat{c}$  とすると、

$$c(t) = a(t) + b(t) \quad (5.7)$$

$$c < a + b$$

$$\hat{c} < \hat{a} + \hat{b} \text{ となる。}$$

現実の電力取引においては、変動再生可能エネルギーが取引されたのか、需給曲線上のマージナル電源が取引されたのか、区別することができない。よって、変動再生可能エネルギーの電力取引のあり方については、考察で論じることとする。

### 5.3.2 ステップ 2：供給曲線の推定の方法

#### (1) デンマークおよびドイツ（2018 年・2006 年）

デンマークの発電容量は、IEA (2019a) の Electricity information (2019 edition) の III-164 ”Table 7. Net maximum electricity generating capacity on 31 December (GW)” に、1974, 1990, 2000, 2005, 2010, 2015, 2016, 2017 年の発電容量のデータのうち、2005 年と 2017 年の値を用いた。

ドイツの発電容量については、同じく IEA (2019a) の Electricity information (2019 edition) のドイツの項では、2005 年以降は、火力発電の内訳（瀝青炭、褐炭、ガス、石油）の区別が無くなっており、火力発電の合計容量のみが記載されている。このため、供給曲線の推定のために、IEA (2019a) の情報は使うことができなかった。ドイツの 2005 年の発電容量については、IEA (2007) “Energy Policies of IEA Countries, Germany 2007 review” の p119 “Generating Capacity by Type, 2005” に記載されたデータを用いた。また、2018 年の発電容



量に、ENTSO-E が運営する ENTSO-E transparency platform ウェブページ“Installed capacity”における、2018 年のドイツのデータを用いた。なお、ENTSO-E のウェブページでは、ヨーロッパ各国の発電容量の内訳について、2016 年まで遡ることができる。

それぞれの電源のおおよその発電原価については、Cludius et al. (2014) の報告において、ヨーロッパの電力スポット市場からの推定と、過去の文献に基づいて推定したグラフが記載されており、読み取った値を US\$ に換算して供給曲線の推定に用いた。

次に、供給曲線の作成方法として、5.1.2 (2) で述べたように、発電原価の安い電源から順に容量の累積値を横軸に、縦軸に発電原価を置く。ここで言う発電原価とは、長期限界費用 (LRMC) を意味している<sup>1</sup>。

エリア毎の供給曲線が得られた後に、供給曲線の価格弾力性を求める。1 つ注意点として、通常の供給曲線は、5.3.1 (2) で述べたように、直線ではなく、ベース付近 (左端) からピーク (右端) に近づくと傾きが急になる。本研究では、これを直線で近似して弾力性を求めている。このため、エリア全体の供給曲線の弾力性ではなく、電力取引が関与する供給曲線の部位の弾力性を用いる必要がある。5.3.1 (2) と同様に、供給曲線のうち、電力取引の価格移動に直接作用しない変動再生可能エネルギーの部分を除いて、価格弾力性を求めることとする。

価格弾力性を求めるに当たり、横軸の累積発電容量、縦軸の価格について、それぞれ自然対数を求め、散布図を作成する。これを直線近似し、回帰係数を求めることによって、価格弾力性とする。こうして求めた価格弾力性は弾力性 (相対値)  $\beta$  であるが、ステップ (1) では弾力性 (絶対値)  $\varepsilon$  が必要であった。よって、 $\beta$  にそれぞれの  $\{(需要規模) / (価格規模)\}$  を掛けて  $\varepsilon$  を求めている。

## (2) 日本 (東京-東北、九州-中国、北海道-東北) (2018 年)

日本の場合は、5.1.2 (2) で述べたように、公開情報だけでは供給曲線を作成することができないため、自ら全電源の発電原価を推定し、供給曲線を推定する必要がある。これに当たり、次の 5 つのサブステップで求めた。

### サブステップ(2)-1: 全国電源の基礎データの収集・入力

全国約 1100 件の既存電源と新規計画電源の基礎情報を収集し、計算の入力データとする。入力データは、以下の 5 グループに分類できる。

グループ 1: 電源種別 (火力・原子力・水力・地熱 等)、エリア、事業者

グループ 2: 運転開始年、燃料種別 (石炭・LNG・石油・副生ガス等)、出力(MW)、熱効率(%)、所内用電力消費率(%)、年間稼働率(%)、再稼働年 (原子力の場合)

グループ 3: 建設単価 (万円/kW)、固定資産税、除却・廃炉費、償却期間、事業報酬率、特別償却

グループ 4: 運転保守人件費、修繕費、運転保守諸費、一般管理費

グループ 5: 総括原価か否か、事業期間、ローン期間、資本、借入、資本コスト(%)

<sup>1</sup> Cludius et al. (2014) の供給曲線では Short-term marginal costs としているが、電力市場の約定価格を元にしていないため、LRMC と考えられる。

グループ1は、データベースの個別電源を識別する際の基本情報である。電源種別は、別途作成する燃料データと、基本情報を紐づけるための識別子である。対象のエリアは、北海道、東北、東京、中部、関西、北陸、中国、四国、九州の全国9エリアであり、供給曲線を作成するエリアを指定する。

グループ2は、発電原価を求めるために、サブステップ(2)-3で長期採算性を計算するが、採算性の計算スパンを決める基本情報である。運転開始年によって減価償却や劣化の程度が異なるため、発電原価に大きく影響する。燃料は発電原価の大部分を占めるものであり、出力、熱効率、稼働率等によって決まる。原子力発電が稼働しているか否かかによって、供給曲線が大きく異なるため、原子力の再稼働年も入力に含めている。

グループ3は資本費にかかる項目であり、この値によって、長期の採算性が大きな影響を受ける。入力情報は、経済産業省が主催する総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループによる、「各電源の諸元一覧」(METI 2015b)に電源種別ごとの詳細内訳データが記載されており、ここから引用している。

グループ4は、燃料費以外の運転保守費にかかる項目である。このデータについても、「各電源の諸元一覧」(METI 2015b)を参照した。

グループ5は、電源が、電力会社の所有か民間企業の所有かによって異なる項目である。電力会社は日本の8割程度の電源容量を保持し、2割程度は民間企業の保有である。民間の独立系発電事業者や他業種の民間企業の電源は、電力会社のような電気事業会計によるコーポレートファイナンスでなく、プロジェクトファイナンス等による資金調達も多い。総括原価か否かの選択肢、事業期間、ファイナンスの条件も入れる等、電力会社の電源と民間の電源を区別している。(APPENDIX-D.2に、主要項目であるグループ1~3のデータを掲載した。)

### サブステップ(2)-2: 燃料価格の長期想定

次に、燃料価格の長期想定値のデータベースを作成する。石炭、LNG、原油、副生ガス、核燃料等の2020~2040年における国際価格想定値を入力する。そこで、U.S. Energy Information Administration (US eia) (2015)による、“Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040”、日本エネルギー経済研究所(IEEJ) (2015)の“アジア/世界 エネルギーアウトルック 2015”と“IEEJ アウトルック 2018”(IEEJ 2017)を参考に、エネルギー価格の長期想定値を入力する。IEEJの想定値は、US eia 想定値(高価格ケース・レファレンスケース・低価格ケース)から、レファレンスケースと低価格ケースを採用した。石油については、価格上昇を見込んだレファレンスケースを選択し、石炭とLNGについては低価格ケースを選択した。核燃料については、将来が不透明であるため、「各電源の諸元一覧」(METI 2015b)に記載された値を将来想定でも採用した。

(APPENDIX-D.3に入力データを掲載した。)

### サブステップ(2)-3: 電源ごとの発電原価の算出

上記で入力したデータより、長期採算性計算を行う。原価項目(資本費、運転保守費、燃料費)と発電電力量を事業期間の年数分だけ並べて割引率を掛けたマトリックスより、

発電原価を求める。基本的には、事業計画の際の一般的なキャッシュフローモデルと同じ構造である。マトリックスでは、年数の経過と共に減価償却が進み、借入金が減って支出が低下する一方で、性能劣化によって燃料費が上昇する。発電設備から発生する電気は、年毎に異なる。また、事業期間の終わりに、廃炉費や除却費も発生する。発電原価は 1kWh の電気を作るのに何円かかるかであるが、事業期間の発電原価を将来分に渡って算出し、割引率を掛けた値について、残りの事業期間の平均値を求める。なお、固定費回収を含む発電原価が長期限界費用 (LRMC) で、可変費のみの発電原価が短期限界費用 (SRMC) であり、これらを別々に算出する。(基本的な計算方法を、APPENDIX-D.4 に記載した。)

#### サブステップ(2)-4: エリア・事業者ごとの順位付け

次に、エリアや事業者を選択し、発電原価の競争力 (LRMC か SRMC) 順に並び替えを行う。サブステップ(2)-3 により、全ての発電ユニットの LRMC と SRMC が求められた。これをエリア毎に抽出し、その中で原価順の並び替えを行う。この手順によって、エリア内の全電源の容量を、発電原価の安い順に並べ替えた供給曲線が作成できた。計算手順における発電ユニットの抽出に当たり、次の選択もできるようにした。

- エリア選択
- LRMC 優先または SRMC 優先の選択
- 事業者選択

(2017 年断面における計算結果・並び替え結果を APPENDIX-D.5 に掲載した。)

#### サブステップ(2)-5: 供給曲線の出力と価格弾力性の算出

最後に、サブステップ(2)-4 の供給曲線をグラフに出力する。なお、グラフでは、エリア毎の全電源のメリットオーダー (供給曲線) と需要曲線 (ピーク・ショルダー・オフピーク) も同時に表示させ、その交点から、予想される卸価格レンジも参考として算出した。表示方法として、次の選択肢を準備した。

- 対象年
- エリア、LRMC・SRMC 選択
- 事業者選択
- 需要ケース (レファレンス・ベースケース・ローケース)

価格弾力性を求めるに当たり、横軸の累積発電容量と縦軸の価格の両方について自然対数をとる。対象の発電ユニット数だけ、散布図の点としてグラフに表される。この散布図の単回帰分析で得られる回帰係数は、価格弾力性 (相対値)  $\beta$  である。

### 5.3.3 ステップ 3 : 分析データの取得

本章の分析データには、第 4 章で取得したデータベースから、変数を再選定して用いた。対象データの基本統計量を、以下に示す。

## (1) デンマークおよびドイツ (2018年・2006年)

表 17: デンマーク・ドイツ (2018年) の基本統計量: サンプル数 8760

変数名	単位	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price-A: Price-DK-West	\$/MWh	-16.4	157.9	48.2	16.5	0.3
Price-B: Price-DE EPEX	\$/MWh	-64.5	140.3	49.1	19.2	0.4
F <sub>max</sub> _A-B: DK-West-DE	MW	0.0	1500.0	1409.2	250.2	0.2
F <sub>max</sub> _B-A: DE-DK-West	MW	-1550.0	0.0	-1034.0	283.7	-
F <sub>act</sub> _A-B: DK-West-DE (-:A-B)	MW	-1586.7	2334.5	143.9	957.0	6.7
G <sub>wf</sub> _A: DK-West	MW	0.5	3846.4	1247.2	977.3	0.8
G <sub>pv</sub> _A: DK-West	MW	0.0	480.0	70.5	117.5	1.7
G <sub>VRE</sub> _A: DK-West	MW	0.0	4038.3	1317.6	973.5	0.7
Demand-A: Lgross_DK-West	MW	1404.7	3784.3	2392.2	473.0	0.2
Load_Germany	MW	35434.5	78326.8	58060.3	9894.8	0.2
Load_TenneT	MW	0.0	25986.5	18442.2	3262.3	0.2
VRE_TenneT	MW	104.0	23204.0	7989.6	4619.0	0.6

なお、価格はユーロから米ドルに変換している (レート: EUR/USD = 1.09366)。

表 18: デンマーク・ドイツ (2006年) の基本統計量: サンプル数 8760

変数名	単位	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price-A: Price-DK-West	\$/MWh	0.0	192.0	53.0	16.0	0.3
Price-B: Price-DE EPEX	\$/MWh	0.0	2924.0	60.9	59.3	1.0
F <sub>max</sub> _A-B: DK-West-DE	MW	-1200.0	0.0	-1049.3	196.7	-
F <sub>max</sub> _B-A: DE-DK-West	MW	0.0	800.0	779.4	85.3	0.1
F <sub>act</sub> _A-B: DK-West-DE (-:A-B)	MW	-1318.3	1056.1	-245.1	754.0	-
G <sub>wf</sub> _A: DK-West	MW	0.0	2196.0	526.8	485.4	0.9
G <sub>VRE</sub> _A: DK-West	MW	0.0	2196.0	526.8	485.4	0.9
Demand-A: Lgross_DK-West	MW	0.0	3754.3	2442.7	542.1	0.2
Load_Germany	MW	33392.0	77918.0	55851.4	9799.7	0.2
Load_TenneT	MW	0.0	25972.7	18551.2	3443.1	0.2
VRE_TenneT	MW	20.0	6696.0	1482.7	1414.6	1.0

なお、価格はユーロから米ドルに変換している (レート: EUR/USD = 1.20)。

## (2) 日本 (東京-東北、九州-中国、北海道-東北) (2018年)

表 19: 東京-東北 (2018年) の基本統計量: サンプル数 8760

変数名	単位	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price-A: Price-THK	\$/MWh	47.5	560.7	103.4	44.4	0.4
Price-B: Price-TKY	\$/MWh	47.5	560.7	103.6	44.3	0.4
F <sub>max</sub> _A-B: THK-TKY	MW	2360.0	5630.0	4319.8	623.8	0.1
F <sub>act</sub> _A-B: THK-TKY (+:A-B)	MW	1040.0	5320.0	2732.5	611.7	0.2
G <sub>VRE</sub> _A: THK	MW	5.0	4327.0	929.2	961.5	1.0
Demand-A: THK	MW	6316.0	14613.0	9513.5	1579.9	0.2
Demand-B: TKY	MW	19840.0	56530.0	33238.2	6909.1	0.2
G <sub>VRE</sub> _B: TKY	MW	0.0	9770.0	1863.7	2613.2	1.4

なお、価格は円から米ドルに変換している (レート: USD/¥ = 107)。

表 20：北海道－東北（2018年）の基本統計量：サンプル数 8760

変数名	単位	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price-A: Price-THK	\$/MWh	47.5	560.7	103.4	44.4	0.4
Price-B: Price-HKD	\$/MWh	54.8	541.9	136.9	47.9	0.4
$F_{max\_A-B}$ : THK-HKD	MW	-600.0	0.0	-590.4	58.4	-
$F_{act\_A-B}$ : THK-HKD (-:A-B)	MW	-617.0	549.0	-88.1	111.6	-
GVRE_A: THK	MW	5.0	4327.0	929.2	961.5	1.0
Demand-A: THK	MW	6316.0	14613.0	9513.5	1579.9	0.2
Demand-B: HKD	MW	0.0	5248.0	3510.0	649.1	0.2
GVRE_B: HKD	MW	0.0	1273.0	276.1	258.2	0.9

なお、価格は円から米ドルに変換している（レート：USD/¥=107）。

表 21：九州－中国（2018年）の基本統計量：サンプル数 8760

変数名	単位	最小値	最大値	平均値	標準偏差	変動係数
Price-A: Price-KYS	\$/MWh	9.3	700.9	89.9	41.3	0.5
Price-B: Price-CGK	\$/MWh	27.0	934.6	95.3	46.7	0.5
$F_{max\_B-A}$ : CGK-KYS	MW	-2960.0	-1640.0	-2285.6	308.6	-
$F_{act\_A-B}$ : KYS-CGK (-:A-B)	MW	-2980.0	120.0	-1863.9	481.3	-
GVRE_A: KYS	MW	0.0	6666.0	1181.9	1666.9	1.4
Demand-A: KYS	MW	6526.0	16011.0	10021.6	1808.8	0.2
Demand-B: CGK	MW	4485.0	11078.0	7120.1	1224.5	0.2
GVRE_B: CGK	MW	0.0	3406.0	653.0	872.6	1.3

なお、価格は円から米ドルに変換している（レート：USD/¥=107）。

### 5.3.4 ステップ4：ケースごとの経済効果の算出

#### (1) ケースごとの比較点（観測点と仮想点）の関係図

図 70 は、採取データや最適状態について、関係図に表したものである。図中の状態は、需給曲線における価格で表現している。再生可能エネルギー導入前の状態をエリア A では  $P_{A0}$ 、エリア B では  $P_{B0}$  とする。エリア A に変動再生可能エネルギー  $a(t)$ 、エリア B に変動再生可能エネルギー  $b(t)$  が導入された後の状態を、それぞれ  $P_{A1}$ 、 $P_{B1}$  とする。電力取引が行われ、観測される電力潮流  $f$  が流れる。この状態がそれぞれ  $P_{A2}$ 、 $P_{B2}$  であり、観測点を表している。

理想的な電力取引が行われ、追加の潮流  $f'$  が発生したと想定し、エリア A と B が均衡価格に達した時の状態を  $P_e$  とする。しかし、連系線制約があると、 $P_e$  の状態が達成できない。この時の制限された潮流を、 $f_{max}$  とする。

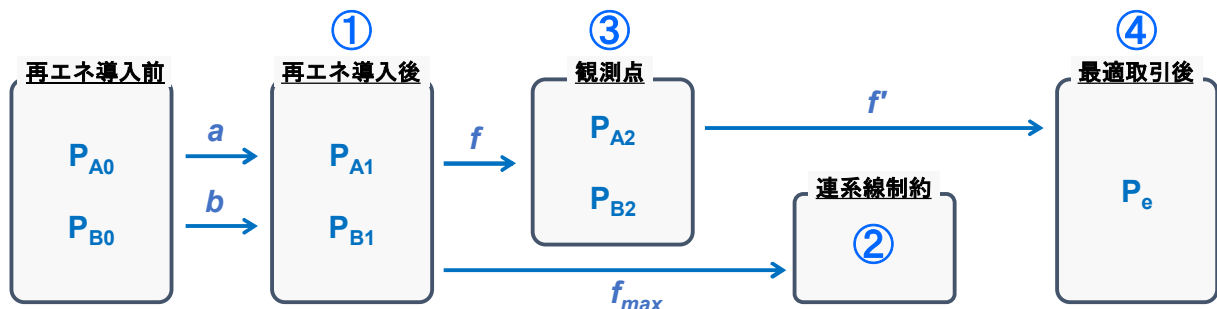


図 70：経済効果の状態変化の関係図

## (2) 経済効果の算出式

経済効果の算出に当たり、入力変数は次の通りであった。

- エリア A (低価格) : 電力市場価格、電力需要、変動再生可能エネルギー発電量
- エリア B (高価格) : 電力市場価格、電力需要、変動再生可能エネルギー発電量
- エリア間連系線 : 連系線の容量 (f)、連系線潮流の制限値 ( $f_{max}$ )

これら 1 年間分の 1 時間値 8760 サンプルを入手する。加えて、エリア A とエリア B の供給曲線の価格弾力性 (絶対値) を入力値として求め、 $\epsilon_A$ 、 $\epsilon_B$  とした。

この段階で、1 次出力値 (中間結果) を求める。

f: 実際の連系線潮流 (観測値)

$f_{cap} = \text{Max}(f_{max})$ : 年間を通じた連系線容量の最大値

$f^* = (P_B - P_A) * (1/\epsilon_A + 1/\epsilon_B)$ : 観測点から価格均衡点に達するまでに必要な連系線潮流

$a = \text{Max}(G_{VRE\_A})$ : エリア A の変動再生可能エネルギー発電量の最大値

$b = \text{Max}(G_{VRE\_B})$ : エリア B の変動再生可能エネルギー発電量の最大値

続いて、経済効果について、5.3.1 で求めた総余剰の式 (5.3), (5.4) を適用する。

図 71~74 は、図 70 の状態変化に対応する総余剰を図で表したものである。なお、図 71 は、変動再生可能エネルギー導入前 ( $P_{A0}$ ,  $P_{B0}$ ) の状態を表している。

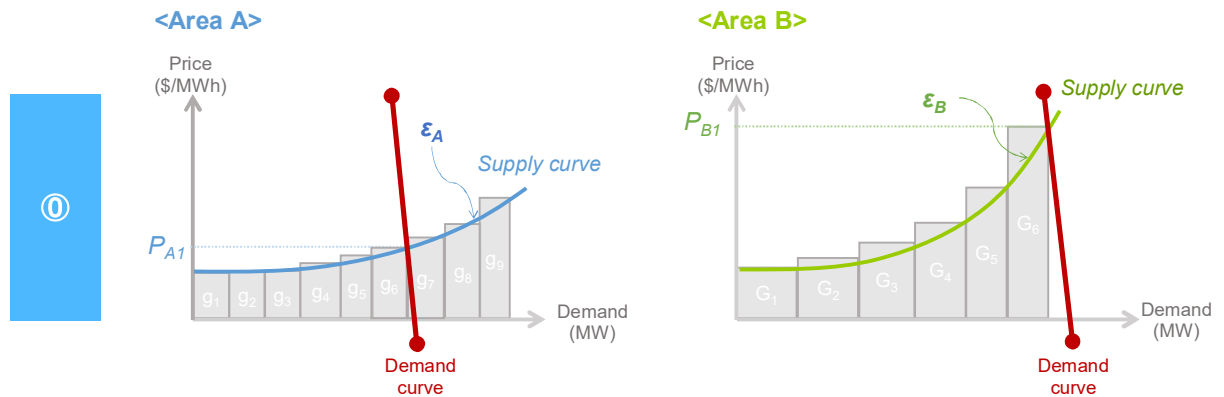


図 71 : ① 電力取引前・変動再生可能エネルギーなしの状態

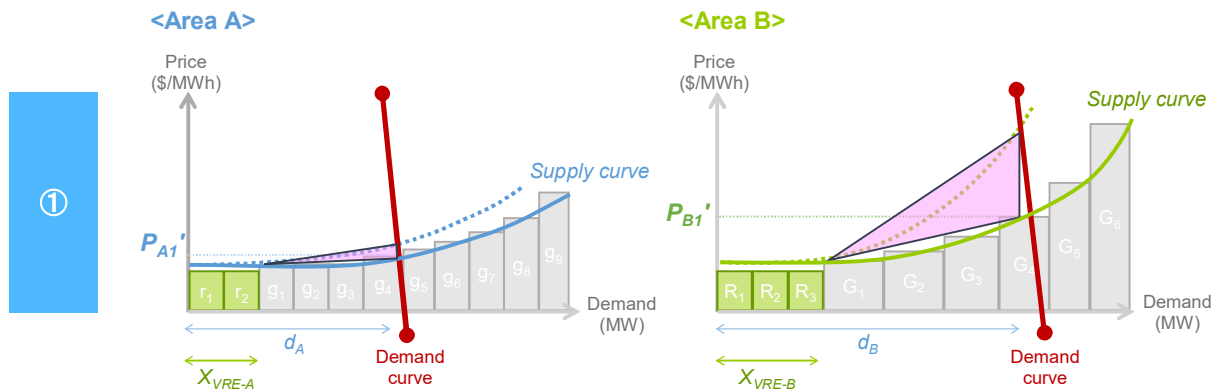


図 72 : ① 変動再生可能エネルギーが導入された状態

① 変動再生可能エネルギーの総余剰 (図 72)

$SG_{VRE} = SG_{VRE}(a) + SG_{VRE}(b)$  : エリア A とエリア B の変動再生可能エネルギーによる総余剰の増加分 (5.4式)

$SG_{VRE}(a) = 1/(2 * \epsilon_A) * \{d_A * a(t) - a(t)^2\}$  : エリア A の再生可能エネルギーの総余剰増加

$SG_{VRE}(b) = 1/(2 * \epsilon_B) * \{d_B * b(t) - b(t)^2\}$  : エリア B の再生可能エネルギーの総余剰増加

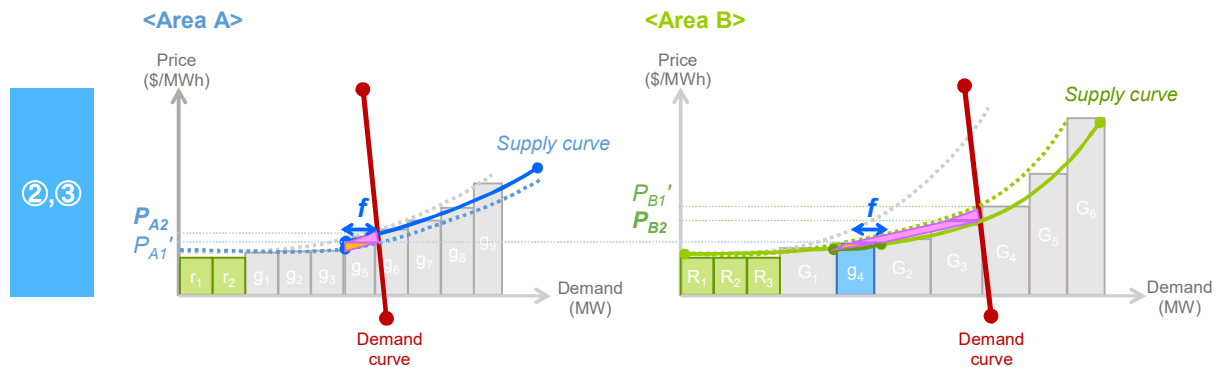


図 73 : ②連系線制約がある場合、③観測点

② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰 (図 73)

③ 実際の観測点の総余剰 (図 73)

$$TSG_{res} = SG_{VRE}(a) + SG_{VRE}(b) + SG_{res}(f + f')$$

$$SG_{res}(f + f') = (1/2) * (1/\epsilon_A + 1/\epsilon_B) * (f + f')^2 \text{ (ただし、} f + f' \text{より } f_{max} \text{が小さければ、} f_{max} \text{)}$$

[ $TSG_{res}$  : 連系線制約がある場合の電力取引と変動再生可能エネルギーの総余剰]

[ $SG_{res}(f + f')$  : 連系線制約の上限まで活用した電力取引の総余剰]

上式を詳述すると、②および③は、どちらもエリア A と B の価格が異なる状態を表す。

ここで、エリア A, B における電力取引前の価格をそれぞれ  $P_{A1}'$ ,  $P_{B1}'$  とする。

電力取引  $f$  が行われ、電源  $g_4$  がエリア A からエリア B に移り、両エリアの価格はそれぞれ  $P_{A2}$ ,  $P_{B2}$  になる。エリア A ではマージナル電源が  $g_4$  から  $g_5$  に移り、その分の余剰が減少する (図 72 左図の黄色三角形と朱色三角形の和)。一方、エリア B では  $g_4$  が供給曲線に入ることによって、余剰が増加する (図 72 右図の黄色三角形、平行四辺形、および朱色三角形の和)。ここで、図 72 左図の黄色三角形と右図の黄色三角形は、高さが  $g_5$  と  $g_4$  の差で等しく、幅が  $f$  で等しいため等積で、相殺される。従って、求める余剰の増加は、右図の (平行四辺形) + (朱色三角形) から左図の (朱色三角形) を引いたものであり、

$$(\text{余剰の増加}) = (P_{B2} - P_{A1}') * (f + f') + (1/2) * \{(1/\epsilon_B) - (1/\epsilon_A)\} * (f + f')^2$$

なお、観測点における余剰の改善余地は、次式で求めている。

$$TSG_{act} = SG_{VRE}(a) + SG_{VRE}(b) + SG_{act}(f') : [\text{観測点から価格均衡までの総余剰改善余地}]$$

$$SG_{act}(f') = (1/2) * (1/\epsilon_A + 1/\epsilon_B) * f'^2 : [\text{観測点から価格均衡までの電力取引の総余剰改善余地}]$$

$$SG(f + f') = (1/2) * (1/\epsilon_A + 1/\epsilon_B) * (f + f')^2 : [\text{価格均衡状態の電力取引の総余剰}]$$

5.4.2 の結果表示に際し、④価格均衡状態を基準に、余剰改善余地  $SG(f')$  または  $SG_{res}(f')$  によって、②制限された点と、③観測点の位置付けを表している。

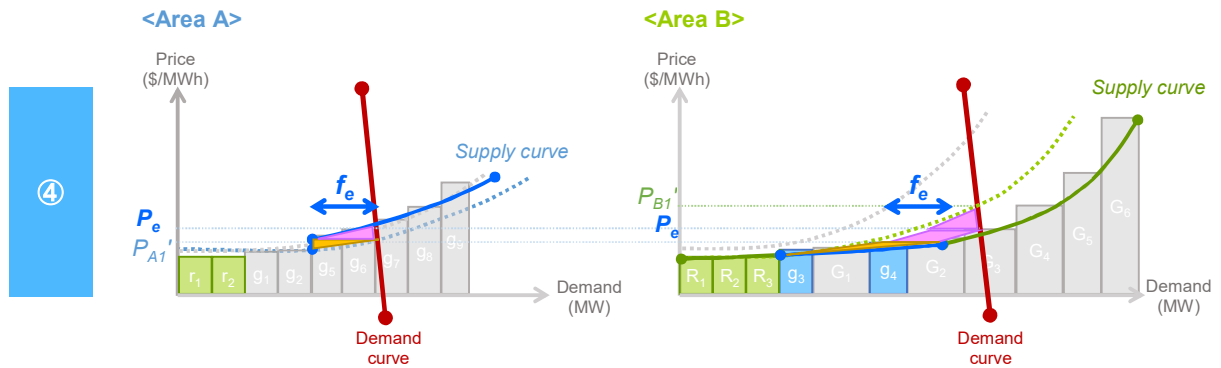


図 74 : ④ 価格均衡状態

#### ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰 (図 74)

$TSG(f + f') = SG_{VRE}(a) + SG_{VRE}(b) + SG(f + f')$ : [①変動再生可能エネルギーが導入され、④連系線制約なしにエリア A と B の価格均衡状態まで電力取引を行った最大余剰]

図 74 は、図 60 および(5.3)式の再掲であるが、エリア A と B の価格が電力取引によって等しくなる状態を表している。両エリアの取引量を  $f_e$  とすると、両エリアで等しいので、

$$f_e = \varepsilon_A * (P_e - P_{A1}') = \varepsilon_B * (P_{B1}' - P_e) \quad \text{この式を解いて、}$$

$$P_e = \{\varepsilon_A * P_{A1}' + \varepsilon_B * P_{B1}'\} / (\varepsilon_A + \varepsilon_B) \quad \text{:[2 エリアの均衡価格]}$$

$$f_e = \{\varepsilon_A * \varepsilon_B / (\varepsilon_A + \varepsilon_B)\} * (P_{B1}' - P_{A1}') \quad \text{:[均衡価格を実現する電力取引量] となり、}$$

$$\text{(総余剰の増加)} = (1/2) * \{(\varepsilon_A + \varepsilon_B) / \varepsilon_A * \varepsilon_B\} * f_e^2 \quad \text{と求められた。}$$

以上をまとめると、① 変動再生可能エネルギーによる余剰、② 連系線制約がある上で達成可能な最大の電力取引による余剰、③ 実際に行われた電力取引による余剰、④ 連系線の制約が解消された場合の最大余剰の状態であり、理論上の最大効用点を表す。

#### ⑤ ①～④の合計による最大余剰

①から④の合計⑤が現状の電力システムにおける理論上の最大余剰であり、これを基準に 100%とおき、①～④それぞれが⑤の何%に相当するか、比較評価を行う。

#### ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

変動再生可能エネルギーと電力取引が、5.1.1 で述べたメリットオーダー効果による負の効果を上回る便益があれば、正当化できると考えられる。電力取引が活発であれば、定性的には、5.3.1 (3)で述べた集約効果が期待される。しかし、集約効果を定量的に表すために多くの仮定が必要であるため、①～④のような現実に計算できる総余剰に限定した。

総余剰①～④の比較対象は、電力システム維持に必要なバックアップ電源の容量コストとする。その容量は、エリア内の変動再生可能エネルギー容量から水力発電容量を引いた値とした。なぜなら、水力発電は自在に出力調整可能で、変動再生可能エネルギーの変動吸収に適しており、既にバックアップ容量の一部だからである。Sveca と Söder (2003) や



Matevosyan と Söder(2007) も、水力発電を変動再生可能エネルギーの変動吸収力と見做している。この容量コストを、有効性評価の比較基準とする。

世界では、まだ数例しか容量市場が開始されていないが、日本の容量単価については、米国 PJM インターコネクション<sup>1</sup>の 2019/2020 年の Zonal Capacity Prices の平均値<sup>2</sup> [\$ /MW-day] をとり、単位を [\$ /MW-h]に換算して 4.5 [\$ /MWh] とした。ヨーロッパの容量単価は、ヨーロッパ電力市場 The European Power Exchange (EPEX) の Capacity Auction in France における 2020 年と 2021 年の平均値 [Euro/0.1MW/year] を取り、単位を [\$ /MWh] に換算して 2.4 [\$ /MWh] とした。(換算レート : EUR/USD = 1.09366)

## 5.4 分析の結果

### 5.4.1 ステップ(2) : 供給曲線の推定

#### (1) デンマークとドイツ (2018 年・2006 年)

IEA (2019b) の最新版には、加盟国の電源構成の記載があるが、2017 年時点が最新版である。よって、デンマークの 2018 年の供給曲線の想定に、最新版の 2017 年の情報を用いた。結果は、図 75 の通りである。

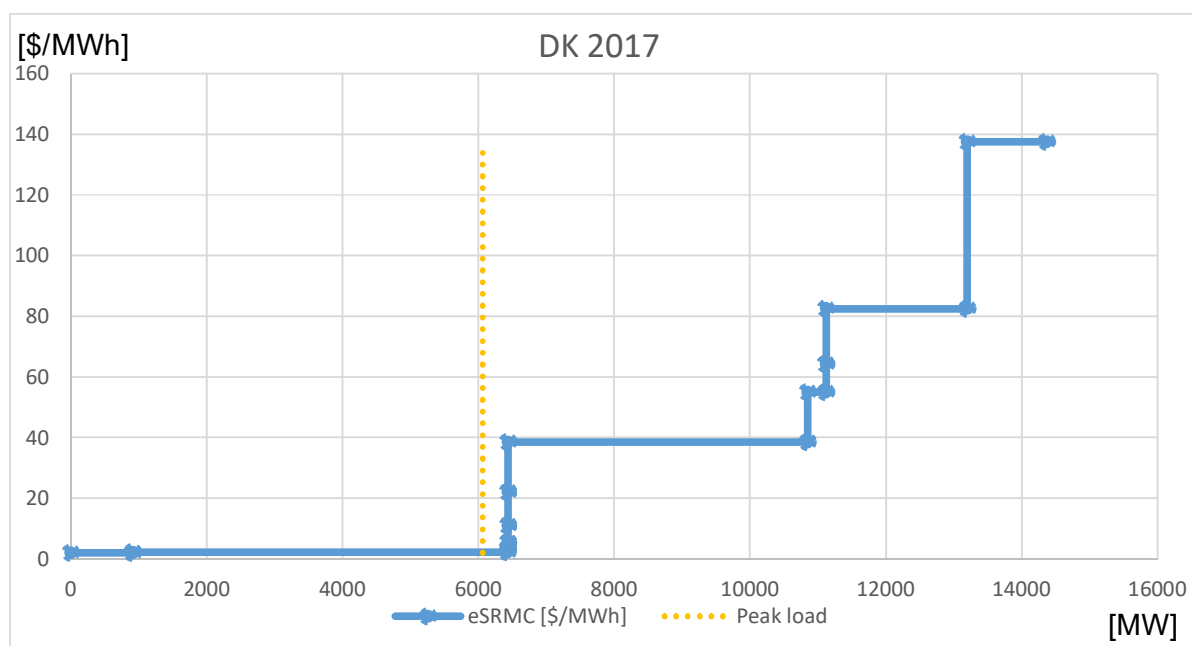


図 75 : デンマークの供給曲線 (2017 年)

図 75 の曲線の滑らかでない (微分不可能な) 点の x 座標と y 座標それぞれの自然対数をとって、単回帰式を求めた。なお、単回帰分析の結果は APPENDIX-D.6 に記載している。

$$Y = 8.339 + 0.224 * X$$

<sup>1</sup> PJM インターコネクションは、デラウェア、イリノイ、インディアナ、ケンタッキー、メリーランド、ミシガン、ニュージャージー、ノースカロライナ、オハイオ、ペンシルバニア、テネシー、バージニア、ウェストバージニア、コロンビア特別区の卸電力市場を統括する地域送電会社の総称である。

<sup>2</sup> 2018-2019 年のキャパシティー・オークションの最終容量価値は 155-219 \$ /MW-day であり、2019-2020 年の結果は 98-116 \$ /MW-day であるので、より価格が落ち着いている後者を取った(PJM 2020)。

単回帰式の係数 0.224 が、供給曲線の価格弾力性（相対値） $\beta_A$  である。これを絶対値  $\varepsilon_A$  に直すと、 $\varepsilon_A \equiv \Delta Q/\Delta P = \beta_A * Q/P = 13.15$  である。ただし、 $1\text{€} \equiv 1.1\text{US\$}$  として、単位を MW/US\$ に換算している。

ドイツの 2018 年の電源構成は、5.3.2 で述べたように、ENTSO-E transparency platform よりデータを得た。これを供給曲線に直したものが、図 76 である。

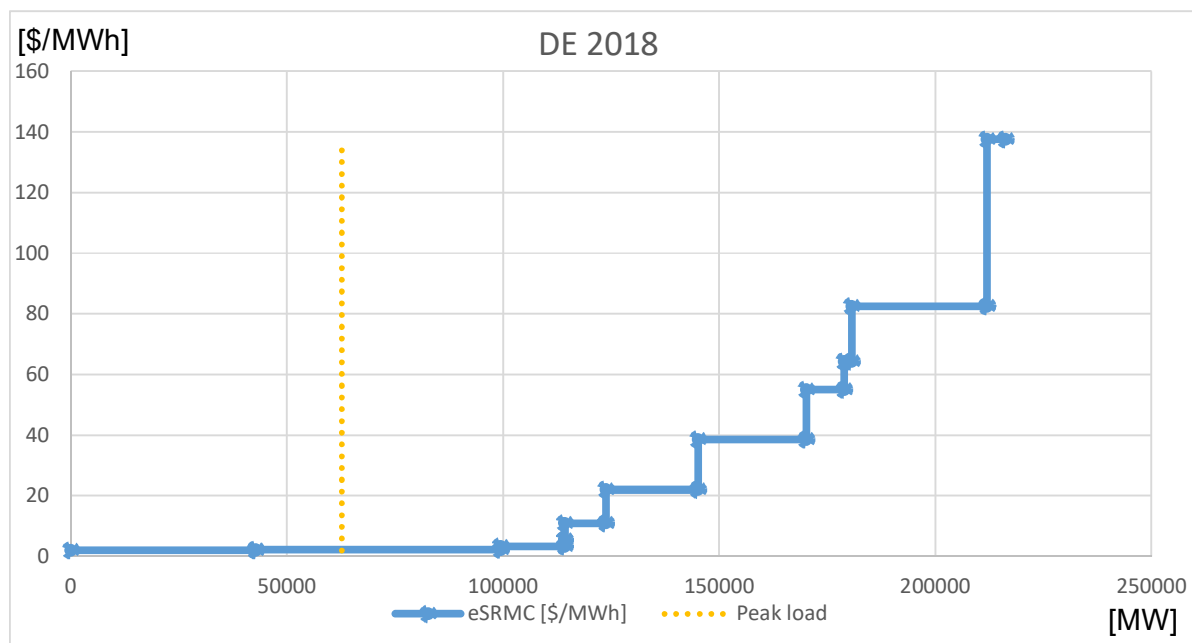


図 76：ドイツの供給曲線（2018 年）

図 76 から、x 座標、y 座標それぞれの自然対数をとって単回帰式を求めたものが以下である。なお、単回帰分析の結果を、APPENDIX-D.6 に載せてある。

$$Y = 11.286 + 0.194 * X$$

2018 年ドイツの供給曲線の価格弾力性（相対値） $\beta_B$  は、0.194 と求められた。これを絶対値  $\varepsilon_B$  に直す式は、 $\varepsilon_B \equiv Q/\Delta P = \beta_B * Q/P$  である。この場合の需要規模  $Q$  は、ドイツ北部 TenneT エリアの需要を表している。一方、図 76 の供給曲線はドイツ全体で作成したため、ドイツ全体に対する TenneT エリアの需要規模の比をかける必要がある。

ENTSO-E Transparency Platform における電源容量を示す Installed Capacity のデータによると、2018 年のドイツ全体の容量は 216,000MW に対し、TenneT エリアは 72,000MW であった。従って、図の供給曲線の  $Q$  に  $(72,000 / 216,000)$  を掛けると、 $\varepsilon_B = 55.81$  となった。

続いて 2006 年のデンマークについては、5.3.2 (1) で述べたように、IEA (2019b) のデータのうち、2005 年の値が最も近いいため、これを用いた (図 77)。結果は、以下の通りである。

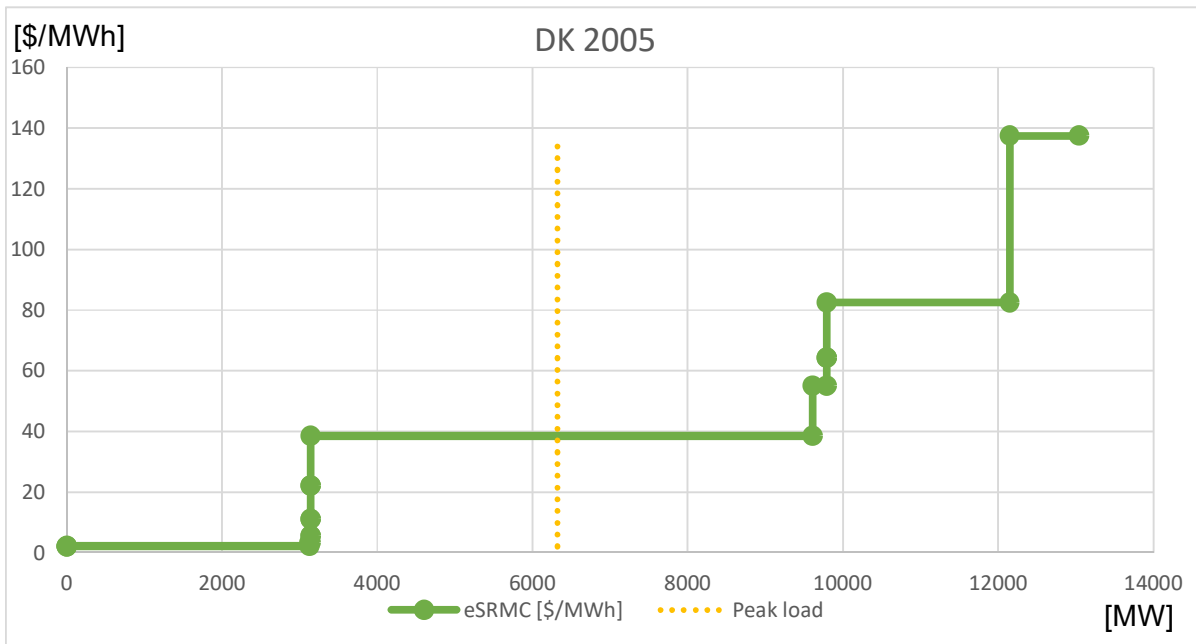


図 77：デンマークの供給曲線（2005 年）

下式が x 座標、y 座標の自然対数をとって求めた単回帰式である。

$$Y = 7.224 + 0.437 * X$$

ここから価格弾力性（相対値） $\beta_A$  が 0.437 と求められ、絶対値  $\epsilon_A$  は、次のようになる。

$$\epsilon_A \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_A * Q / P = 32.01$$

最後に、ドイツの 2006 年の電源構成である。5.3.2 (1) で述べたように、IEA (2007) による 2005 年のデータが最も近いので、これを用いた（図 78）。

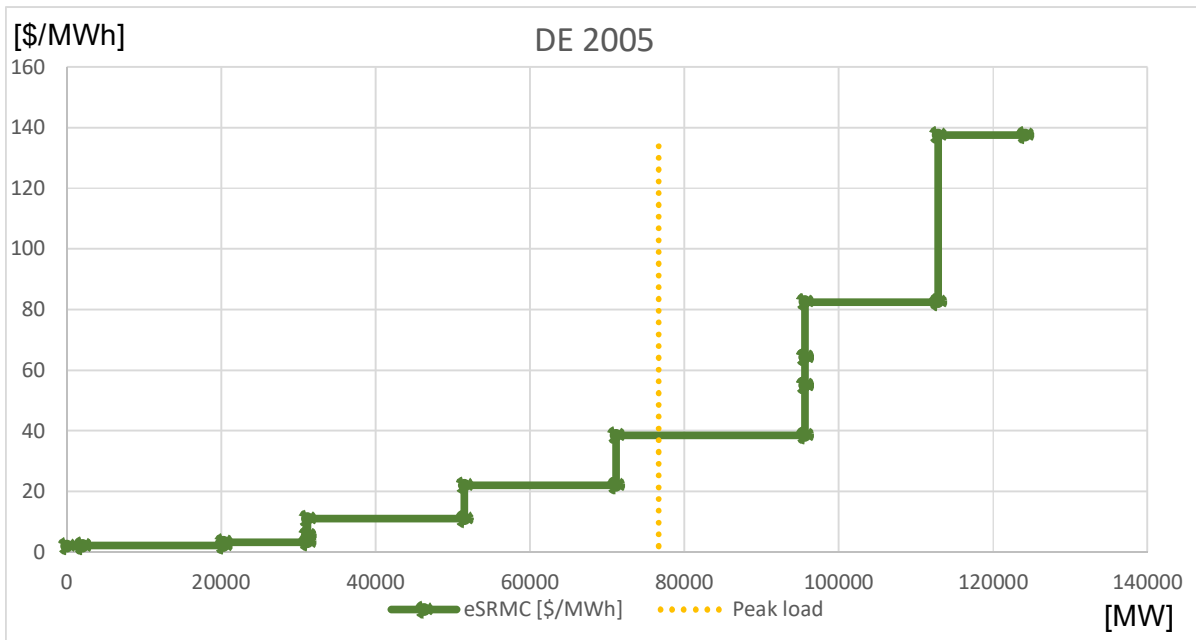


図 78：ドイツの供給曲線（2005 年）

x 座標、y 座標の自然対数をとったものが下式である（結果は APPENDIX-D.6）。

$$Y = 9.607 + 0.444 * X$$

価格弾力性（相対値） $\beta_B$  が 0.444 と求められたので、絶対値  $\epsilon_B$  を求める。先に述べたように、需要規模  $Q$  に (72,000 / 216,000) を掛ける。すると、次のようになる。

$$\epsilon_B \equiv Q/\Delta P = \beta_B * Q/P * (72,000 / 216,000) = 113.59$$

## (2) 日本（東京-東北、九州-中国、北海道-東北）（2018年）

北海道の供給曲線のシミュレーション結果は、図 79 の通りである。なお、日本における新規電源の建設計画は、2018 年以降に停滞しているため、本研究では、シミュレーションを行った 2017 年時点の結果を用いている。

また、シミュレーションのために作成したプログラムは、供給曲線を LRMC 優先で描くモードと SRMC 優先モードの両方あり、図 79~83 は LRMC 優先モードの計算結果である。凡例にあるように、赤線が LRMC で青線が SRMC を示す。所々 SRMC 曲線が沈んでいるのは、固定費の比率が高く変動費の比率が低い電源、例えば新しい水力発電や、最新鋭のガスコンバインドサイクル発電などを表している。

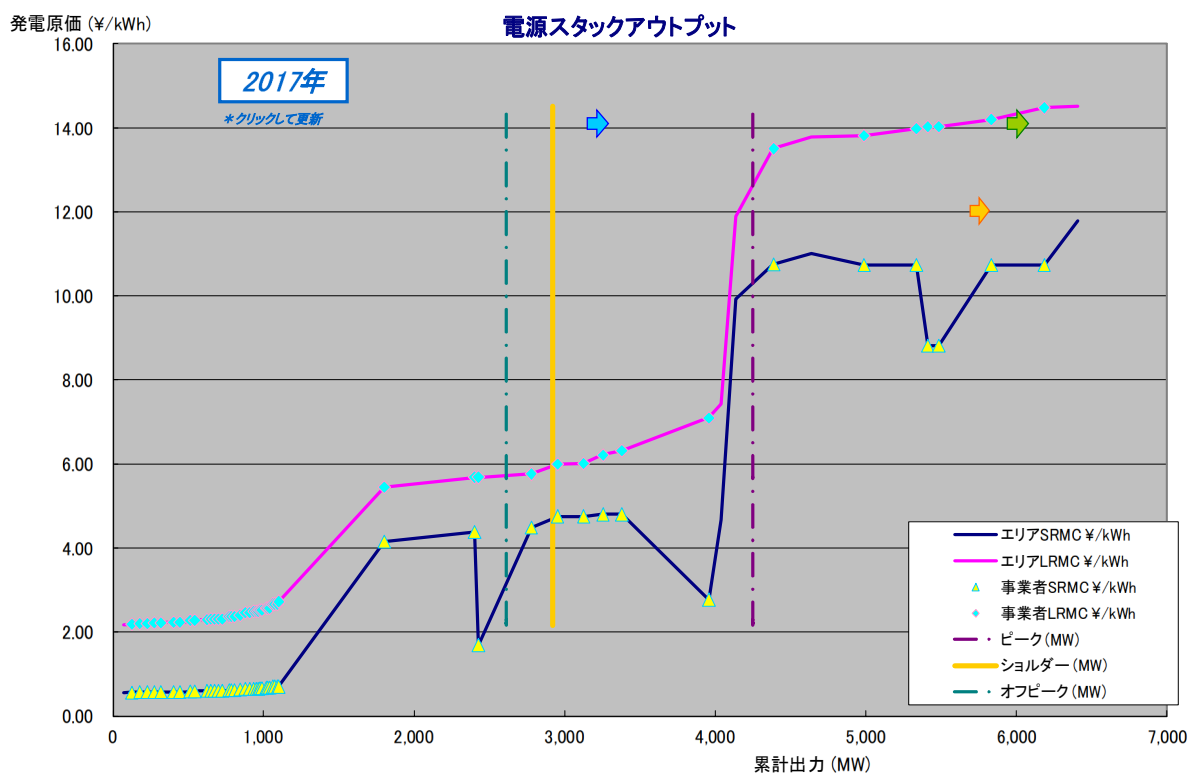


図 79：北海道エリアの供給曲線（2017 年のシミュレーション結果）

電源を表す点について、 $x, y$  座標の自然対数を取り、求めた単回帰式が下式である。

$$Y = 8.066 + 1.472 * X$$

北海道の供給曲線の価格弾力性（相対値） $\beta_B$  は 1.472 であるので、絶対値  $\epsilon_B$  については、次のようになる。

$$\epsilon_B \equiv \Delta Q/\Delta P = \beta_B * Q/P = 80.92$$

ただし、1US\$  $\doteq$  107 円として、単位を MW/US\$ に換算している。

東北エリアにおける供給曲線のシミュレーション結果は、図 80 の通りである。北海道に比べると、供給曲線の勾配が緩いことが分かる。

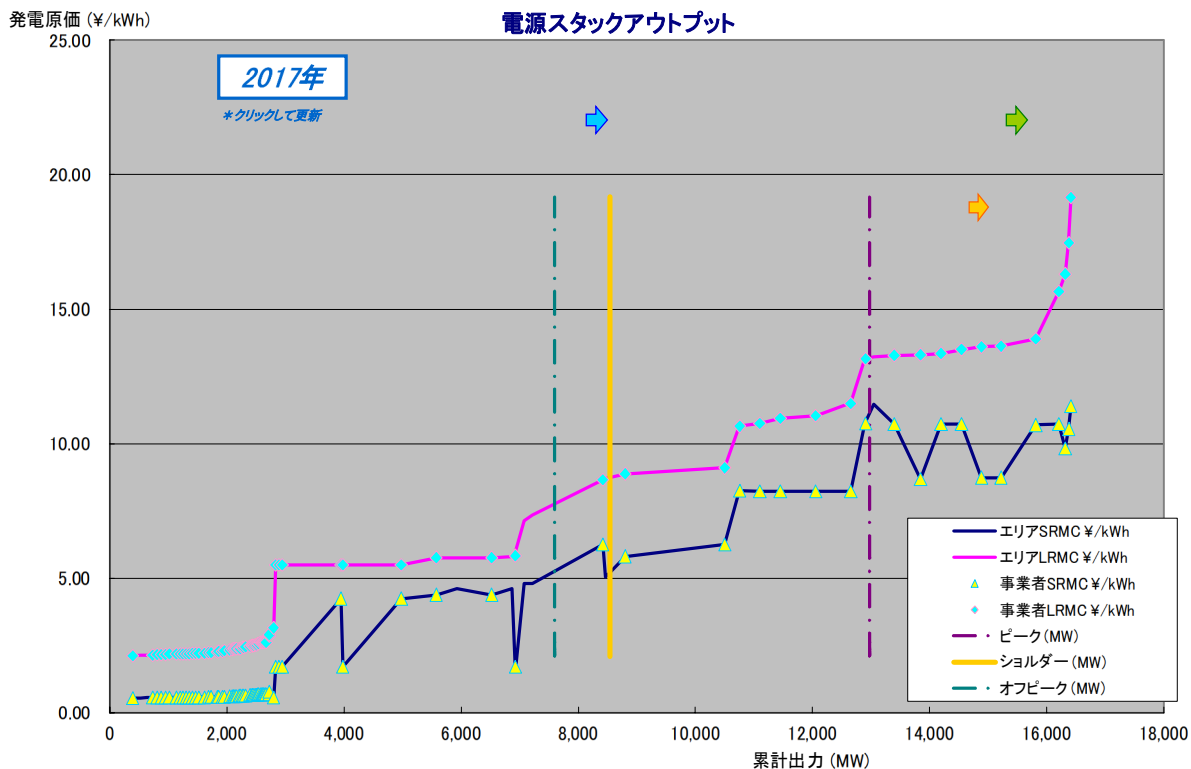


図 80 : 東北エリアの供給曲線 (2017 年のシミュレーション結果)

回帰分析の結果も、同様の事象を表している (結果は APPENDIX-D.6)。

$$Y = 6.503 + 1.179 * X$$

東北エリアの価格弾力性 (相対値)  $\beta_A$  は 1.179 である。絶対値  $\epsilon_A$  は、次のようになる。

$$\epsilon_A \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_A * Q / P = 118.45$$

東京エリアの供給曲線は、図 81 の通りとなった。ここから、供給曲線の相対的勾配が、比較的急であることが読み取れる。

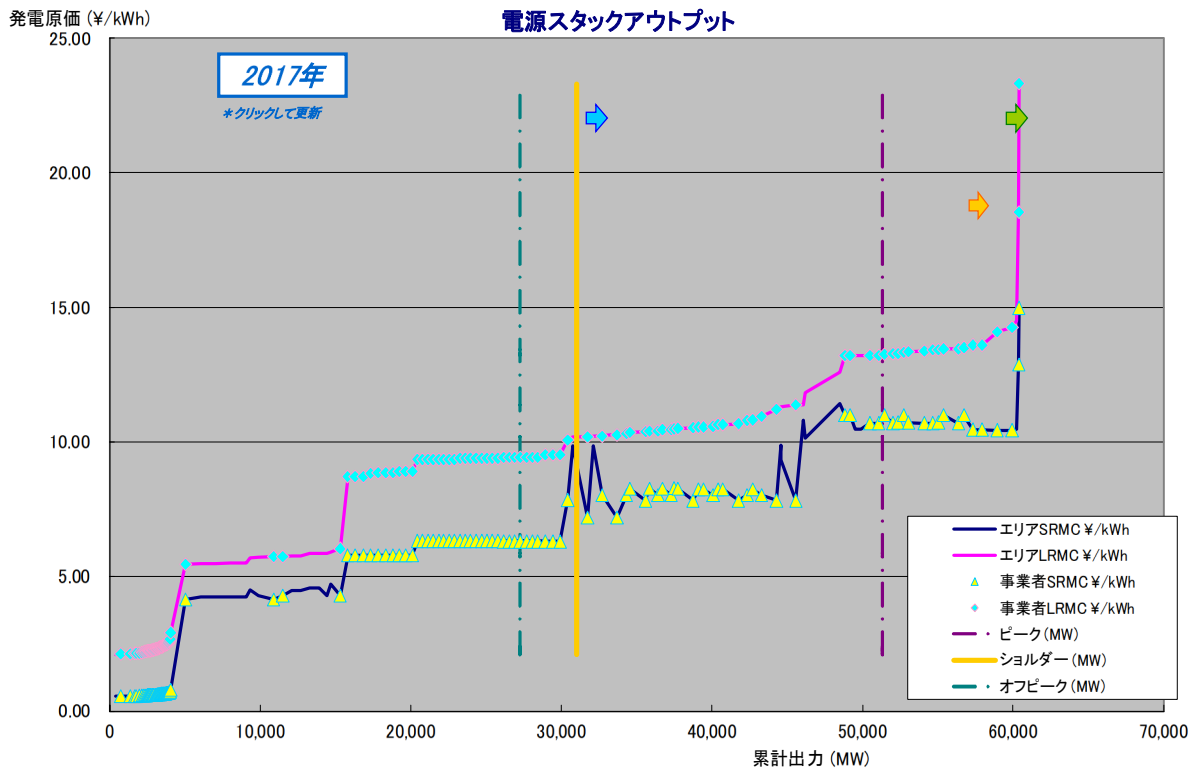


図 81：東京エリアの供給曲線（2017年のシミュレーション結果）

この単回帰分析の結果が下式である（結果は APPENDIX-D.6 に記載）。

$$Y = 6.577 + 1.622 * X$$

供給曲線の価格弾力性（相対値） $\beta_B$  は、1.622 であり、この絶対値  $\epsilon_B$  は次のようになる。

$$\epsilon_B \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_B * Q / P = 490.91$$

東京の価格弾力性（絶対値）は、他エリアと比べて非常に大きいですが、これは需要規模の大きさにも由来している。

中国エリアの供給曲線（図 82）の価格弾力は、以下の通りに求められる。

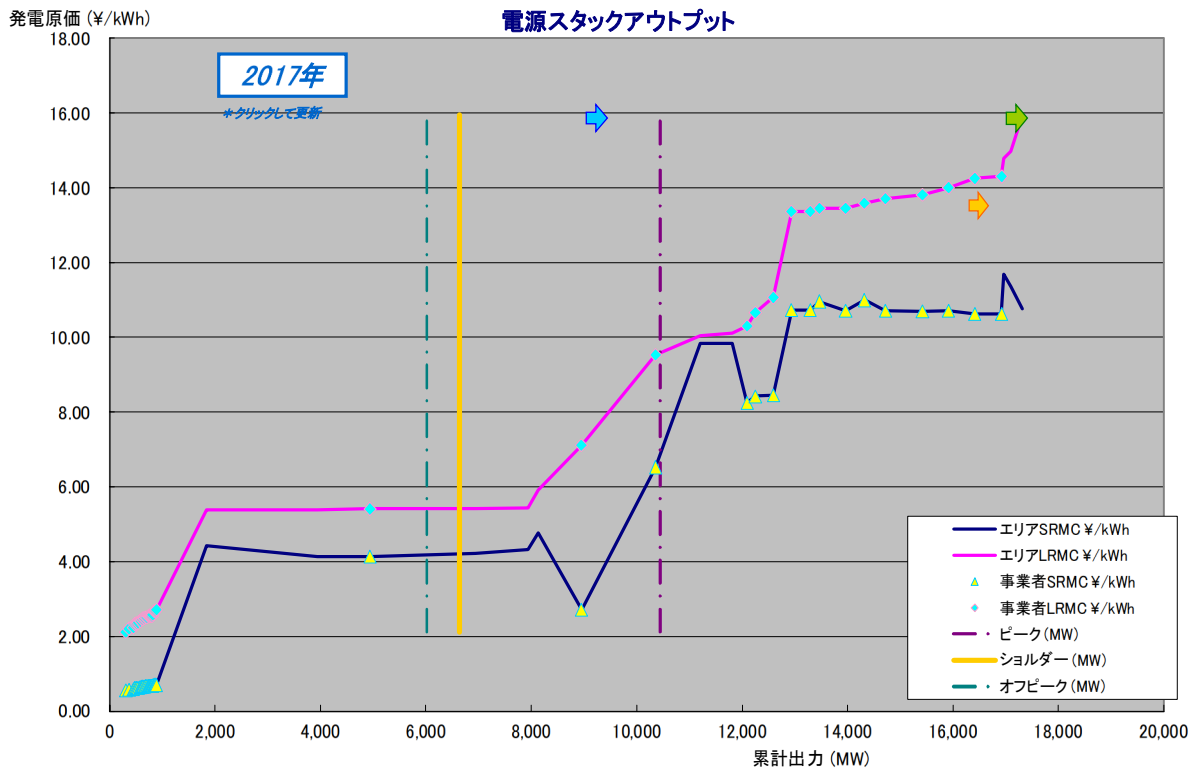


図 82 : 中国エリアの供給曲線 (2017 年のシミュレーション結果)

供給曲線の単回帰式は、次の通りである (APPENDIX-D.6 に記載)。

$$Y = 4.813 + 1.896 * X$$

価格弾力性 (相対値) は、 $\beta_B = 1.896$  であり、価格弾力性 (絶対値) は次の通りになる。

$$\epsilon_B \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_B * Q / P = 249.40$$

この値は、東北エリアと比べても 2 倍程度あり、比較的大きい。

最後に、九州エリアの供給曲線のシミュレーション結果を示す (図 83)。

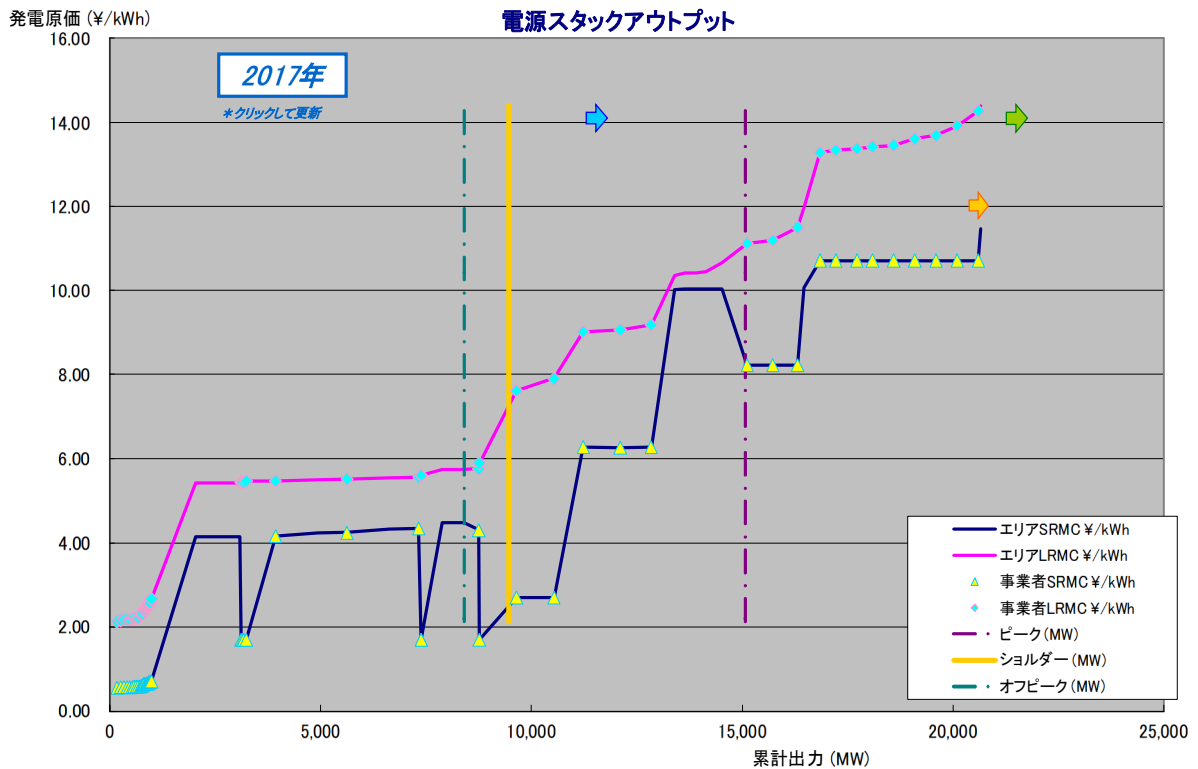


図 83 : 九州エリアの供給曲線 (2017 年のシミュレーション結果)

図 83 の単回帰式は、次の通りである (APPENDIX-D.6)。

$$Y = 4.881 + 1.993 * X$$

価格弾力性 (相対値) は、 $\beta_A = 1.993$  であり、価格弾力性 (絶対値) は、次のようになる。

$$\epsilon_A \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_A * Q / P = 355.98$$

九州エリアの価格弾力性 (絶対値) は、中国エリアよりも大きな結果となった。これは、需要規模だけでなく、比較的安価な電源が豊富にあることにも由来している。

#### 5.4.2 ステップ(4) : ケースごとの経済効果の算出

これまでに得られた入力値と推定結果から、①～④のケースごとに総余剰に基づく経済効果の算出結果を、以下に述べる。

##### (1) デンマークとドイツ (2018 年・2006 年)

図 84, 85 は、年間を通じた 1 時間当たりの総余剰の平均値を表しており、単位は、US\$/時間である。つまり、1 時間あたりのエリア全体の総余剰を US\$換算したものである。



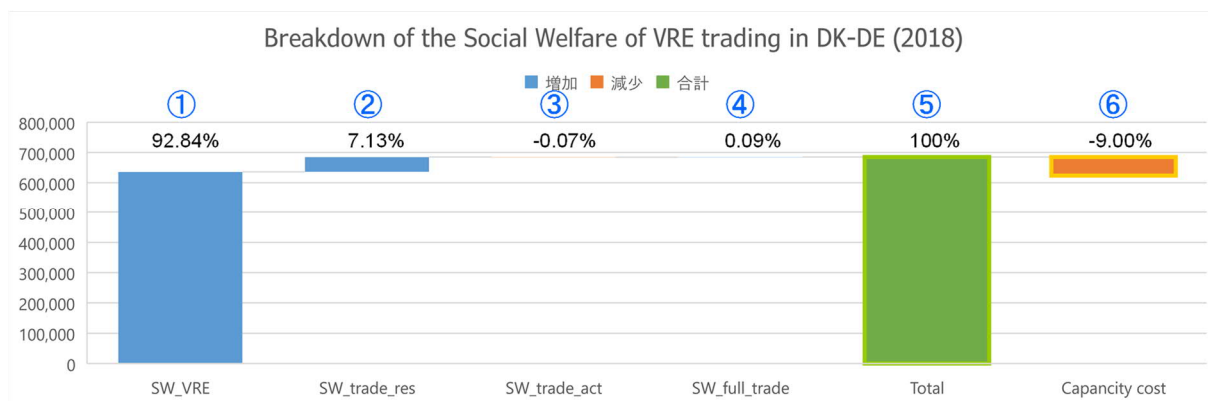


図 84 : デンマークドイツ連系線のケースごとの総余剰 (2018 年)

図 84 のデンマークドイツ (2018 年) のケースでは、①の変動再生可能エネルギーの総余剰が全体⑤の 90%以上と非常に大きい。また、②が④に比べて大きく、③が小さい。これは、④の電力取引の改善余地が殆どなく、連系線を上手く活用していることを表している。⑤が⑥よりも十分に大きく、容量コストを十分に上回る変動再生可能エネルギーの効用がある。

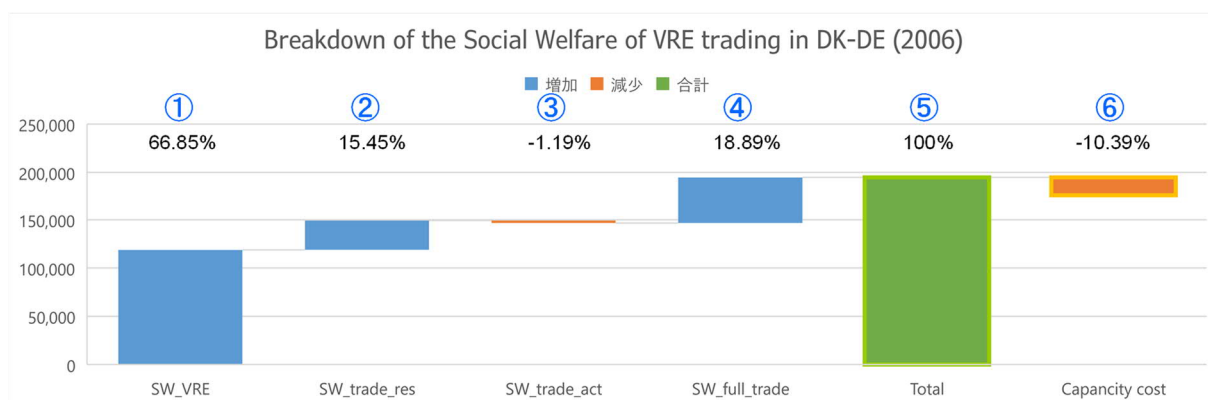


図 85 : デンマークドイツ連系線のケースごとの総余剰 (2006 年)

- ① 変動再生可能エネルギーの総余剰
- ② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰
- ③ ②と実際の電力取引の総余剰の差
- ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰と実際の電力取引の総余剰の差
- ⑤ ①～④の合計による最大余剰
- ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

図 85 のデンマークドイツ (2006 年) のケースでは、①変動再生可能エネルギーの総余剰が全体⑤の 67%であり、2018 年よりやや小さい。②よりも④が大きく、連系線制約によって電力取引が制限されていたことが分かる。③は②に比べて小さいので、容量制限がありつつ、その範囲で活発に電力取引が行われている。⑤が⑥よりも十分に大きく、変動再生可能エネルギーの効用が容量コストを上回っている。

## (2) 日本（東京-東北・北海道-東北・九州-中国）（2018年）

次に、東京-東北連系線の計算結果を図 86 に示す。

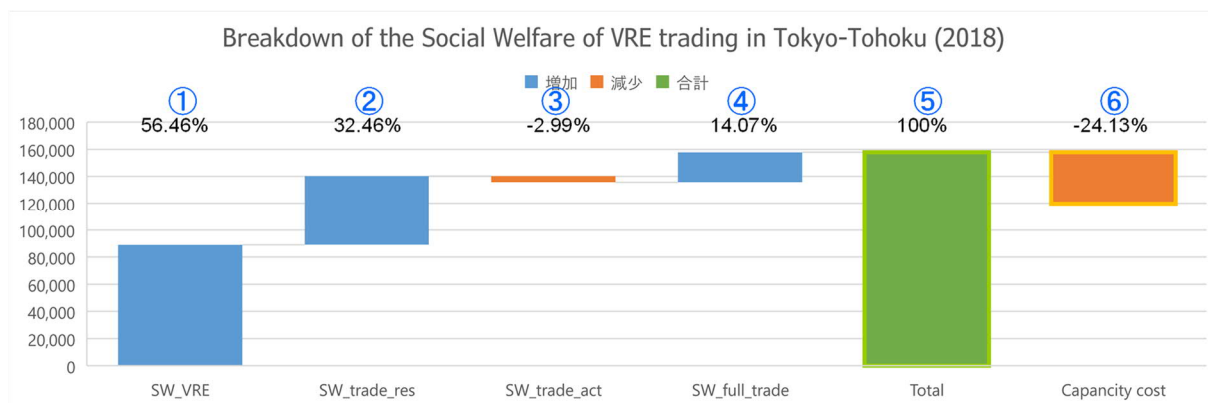


図 86：東京-東北連系線によるケースごとの総余剰（2018年）

①変動再生可能エネルギーの総余剰が全体⑤の 56%であり、デンマーク-ドイツ（2006年）よりもやや小さい。④が②の半分程度であり、やや連系線容量による取引制約がある。一方、③が小さいので、容量制限の範囲内で活発に電力取引が行われている。また、⑤が⑥よりも十分に大きいため、変動再生可能エネルギーの効用が容量コストを上回る。

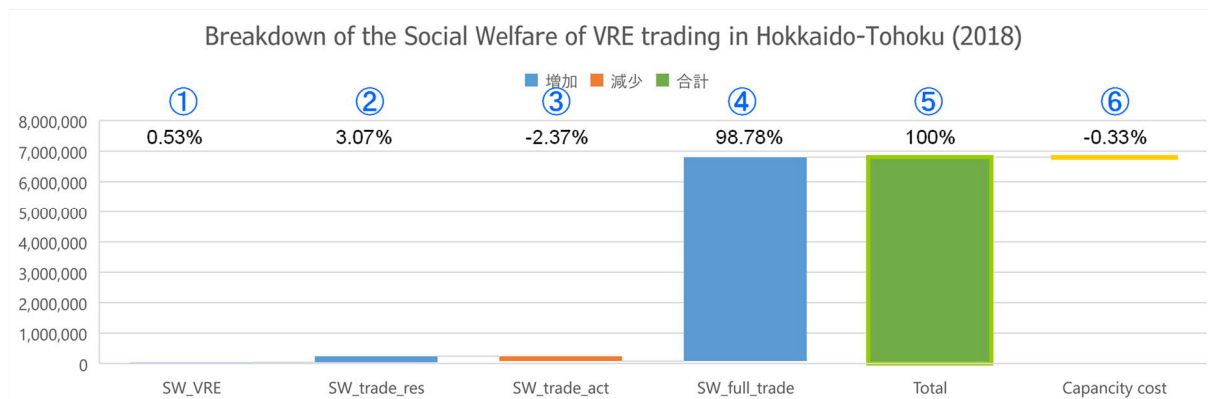


図 87：北海道-東北連系線によるケースごとの総余剰（2018年）

- ① 変動再生可能エネルギーの総余剰
- ② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰
- ③ ②と実際の電力取引の総余剰の差
- ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰と実際の電力取引の総余剰の差
- ⑤ ①～④の合計による最大余剰
- ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

図 87 の北海道-東北連系線については、①変動再生可能エネルギーの総余剰が小さく、⑥容量コストを僅かに上回る程度である。②と③が非常に小さく、④電力取引による余剰改善余地が全体⑤の 99%を占める。つまり、連系線容量の制約により、本来得られるべき電力取引の効用の大部分を損なっていることを表している。

最後に、九州-中国連系線の結果を図 88 に示す。

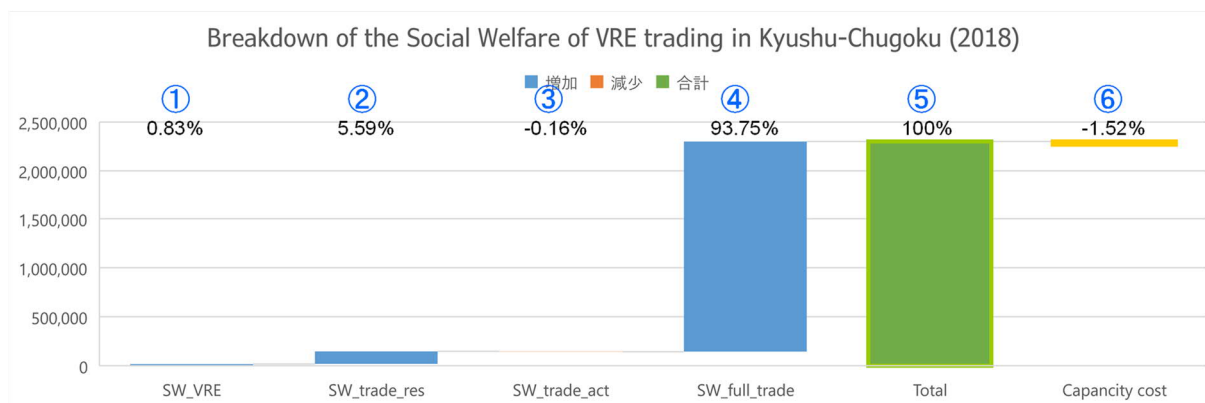


図 88：九州－中国連系線によるケースごとの総余剰（2018年）

- ① 変動再生可能エネルギーの総余剰
- ② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰
- ③ ②と実際の電力取引の総余剰の差
- ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰と実際の電力取引の総余剰の差
- ⑤ ①～④の合計による最大余剰
- ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

①変動再生可能エネルギーの総余剰と⑥容量コストの両方が非常に小さく、①が⑥よりも小さい。一方、②連系線容量制限下の総余剰に比べて④電力取引による余剰改善余地が非常に大きく、全体⑤の94%に達する。③もゼロに近い。つまり、連系線容量が小さく、本来の電力取引の効用の殆どを得られていない。また、限られた連系線容量ではあるが、電力取引のため一杯まで使われている。つまり、変動再生可能エネルギーの総余剰は容量コストを賄うことができず、電力取引による余剰改善余地に比べても非常に小さい。

## 5.5 分析結果に基づく結論と考察

デンマーク－ドイツ連系線については、2018年時点では、電力取引がほぼ理想に近い状態で運用されていることが分かる。2006年のデンマーク－ドイツは、連系線容量の制約により、やや電力取引が制限されていた。変動再生可能エネルギーの総余剰は、2018年と2006年のどちらも容量コストより大きいため、十分な効用がある。

日本の場合は、東京－東北（2018年）のケースはデンマークの2006年の状態に近いが、連系線の容量制限によって電力取引の制限がある。北海道－東北（2018年）では、連系線制約により電力取引が大きく制限されており、改善余地が非常に大きいことを示している。九州－中国（2018年）では、北海道－東北（2018年）と同じく、連系線容量の制約により電力取引が十分に行われておらず、総余剰の改善余地の大部分を占めている。このため、相対的に変動再生可能エネルギーの総余剰が小さく、殆ど検知できない。更に、変動再生可能エネルギーの総余剰が容量コストを下回っており、これを賄うことができていない。

総余剰は1時間あたりのUS\$で表現されている。しかし、電気の総余剰は時間の経過と共に累積せず、また資本費、燃料費や売上などと等価でもない。その理由は、電気は貯め

ることができないため、ある時点の消費者余剰が使われなければ、次の瞬間には消滅してしまうからである。ただし、生産者余剰は、生産者のレントによる収入という形で残る。この点では、電気に関して、生産者余剰と消費者余剰は対等ではないと考えられる。

本章では、総余剰による経済効果はケースごとの比較目的でのみ用いている。しかし、エネルギー貯蔵などにより、ある時点で使われなかった余剰の一部を貯めておくことができれば、実際の金銭等と同等に扱うことができる。この点は、次章で詳しく述べる。

本章のリサーチクエスションは、「RQ2. 電力ネットワークの柔軟性は、経済効果と両立するか。具体的には、電力取引と変動再生可能エネルギーを組み合わせたら、経済効果は向上するか。」であった。これに対する答えは次の通りである。デンマークドイツ（2018年・2006年）と東京ー東北（2018年）では、変動再生可能エネルギーの総余剰が、電力システム維持に必要な容量コストを十分に上回っている。容量コストとは、従来の電力需給構造を前提にしたメリットオーダー効果でなく、変動再生可能エネルギーの電力供給に必要な調整電源のコストである。変動再生可能エネルギーの便益は、これを上回る必要がある。一方で、北海道ー東北（2018年）と九州ー中国（2018年）については、連系線容量の制約により十分に電力取引が行われておらず、変動再生可能エネルギーの総余剰が非常に小さくなった。特に、九州ー中国（2018年）の場合は、変動再生可能エネルギーの総余剰が容量コストを下回った。これは、電力取引の活発さが、変動再生可能エネルギーの経済効果と強い関係があることを示唆している。

なお、変動再生可能エネルギーが取引されれば、集約効果によって必要とされる調整電源の調達量を減らす作用があるが、本分析では、集約効果を定量化することが困難だったため評価に含めていない。こうした取引が行われるためには、一定のインセンティブか、一定の仕組みが必要である。図 89 では、1 例として市場管理者が変動再生可能エネルギーの取引量を決定する仕組みを示した。再生可能エネルギー取引管理者は、変動再生可能エネルギーの集約効果を基に取引量を決定し、通常の商業取引においても送電権を配分する。

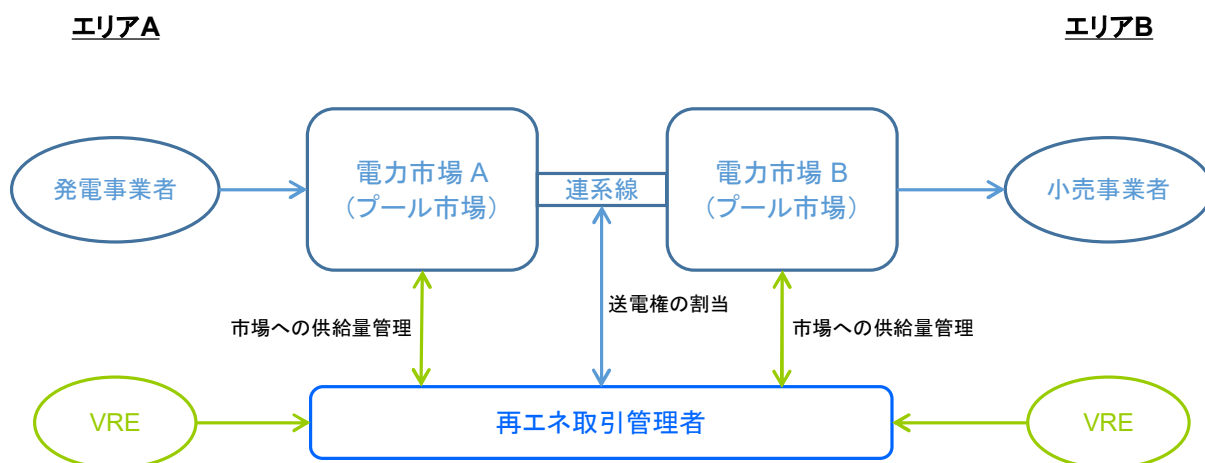


図 89：変動再生可能エネルギー取引のスキーム

本章の分析の限界は、図 70 に示した 4 つのケースを基本に分析をしているが、観測点は、1 点のみという点である。また、供給曲線として直線近似しているが、Antweiler (2016) 等は、2 次曲線を導入している。2 次曲線の方が正確ではあるが、式の次数が高くなるだけでなく、価格弾力性が需要にも依存するようになり、複雑化する。よって、本研究では、近似部位を考慮した直線近似を用いている。

## 第6章 エネルギー貯蔵による電力ネットワークと経済効果

---

### 6.1 エネルギー貯蔵による分散型ネットワークの意義

これまでの電力システムは、発電・輸送・利用の全設備を共通のネットワークで繋いで、一体で運転することを前提としてきた。この理由は、第1に、電気に発生と消費の同時・等量性のためである。電気は原則として貯めることができないため、発生する分と消費する分が同時に一致していなければならない。これは、特に経済性評価において、重要な特徴であり、制限でもある。第2に、電源が希少資源であるためである。水力発電は、山奥の水源地などに立地地点が限定される希少性のため、地点当たりの大容量化と長距離送電が推進されてきた。1920～1950年の日本では、集中化の方針の基に、各地で電源開発が進められた。第3に、発電の外部不経済性のためである。例えば、発電に化石燃料を利用する場合に、個々の事業者が無秩序に発電すると、資源のロスや環境破壊につながる外部不経済性がある。従来の電源が希少資源であり、外部不経済性があったために、独占事業者が計画的に開発し、大容量発電と長距離送電による電気を一律に消費者に届ける、公益垂直統合企業の形態が各国で選択されてきた。

大容量発電の代表例が、石炭火力発電である。石炭火力発電は、欧州では18世紀から、日本では電力供給が開始された19世紀から利用されてきた。1920年代頃から、欧米では石炭火力の大容量化が進み、集中化した発電規模を大きくすることによる、規模の経済性が追及された。1960年代より、欧米やソ連などで原子力発電の利用が始まると、安全上の問題もあり、益々、規模の経済性が強調された。

ユニバーサルな電気は、動力エネルギー、輸送、ライフライン維持に必要不可欠な代替が利かない財であるため、各国のインフラ整備において優先事項とされて来た。

一方で、垂直統合型の非効率性も表面化した。米国では、1980年代、垂直統合型の公益電気事業者では、非効率な経営によって財務問題が顕在化したことから、政府が規制緩和を推進し、電力自由化が検討された。垂直統合体制を解体し、競争によって経済効率性を高めることを目的とした電力自由化が導入された。また、電力特有の同時・等量性と希少性も考慮し、プール市場が設計された (Joskow,1983)。

電力市場では、事業者が得られる収益の長期見通しが不透明となり、発電設備への巨額投資を促す仕組みが課題として残った (Joskow,1983)。また、プール市場の卸価格に上限が設定されたことにより、投資家が本来期待していた回収機会を失う **Missing Money** 問題も浮上した (W.Hogan,2005)。この投資回収の問題は、容量市場<sup>1</sup>に引き継がれている。容量市場とは、発電設備を運転できる状態にしていることに対する対価を支払うもので、大型ベース発電所の固定費相当分を、電力市場でオークションにかけ、参加者が負担するものである。これは、電力システムにおける、供給信頼性の低下リスクという外部性を内部化する仕組みとも言える (Keppler,2014)。

---

<sup>1</sup> 電源をいつでも利用可能な状態にする対価を取引する市場。

先進工業国の電力開発の由来は概ね以上だが、アジア・アフリカ・ラテンアメリカ等の新興国も、同じ道筋を辿るのだろうか。本章のリサーチクエスションは、次の通りである。

「RQ3. 電力ネットワークが十分でない場合、変動再生可能エネルギー活用のための柔軟性を補完する手段として、既存ネットワークの拡張とエネルギー貯蔵のどちらが優れているか。」

本章では、電力ネットワークが未完成的な場合に、柔軟性を補完する手段として、従来型のネットワークを拡張するのがよいか、エネルギー貯蔵という代替手段がよいか、具体的に議論したい。

未来型の柔軟性と従来型の容量市場とは、正反対の性質があると考えられる。容量市場は、大型発電と長距離送電を前提にした硬直的な電力ネットワークの象徴であり、柔軟でスマートな電力ネットワークでは不要なものである。後者の鍵となるのが、エネルギー貯蔵である。IEA(2014)は、「エネルギー貯蔵」を「任意の時刻において電気エネルギーを吸収でき、後に電気エネルギーとして戻すことができる全ての技術を包含する」と定義した。これは、本章の冒頭で述べた電気の特徴「発生と消費の同時・等量性」を打ち消し、いつでも信頼に足る電気を取り出せるという点で、従来型の容量価値を代替するものである。

太陽光や風力の変動再生可能エネルギーは潤沢に存在し、近年は、性能向上と費用低下によって普及が促進された。従来のように、電力が中央から末端の一方向に配給されるのではなく、分散型電源と地域送電網をハブとして、消費者も双方向に参加する形態が予想されている(Rifkin,2015)。欧米の金融機関を中心に、石炭火力への投融資を控えるなど、世界も従来型から脱却する方向に向かっている。一方、既存の業態の人々は、従来型の資本投下型エネルギーに対峙する限界費用ゼロの新エネルギーの出現を前に、自らの存在意義を守ろうとして抵抗することが予想される(Rifkin,2015)。この代表例は、次のようなものである。1つは、「再生可能エネルギーには、電力システムの供給信頼性を維持するための”容量価値”がない」(The Economist, ”Wind and solar power are disrupting electricity systems”, 2017.2.25)。2つ目は、「石炭火力を基幹電源と位置づける日本は、海外に輸出できる技術を維持するため、高効率な石炭火力を国内に維持するべきであり、同時に原発の再稼働も欠かせないと考えられる」(読売新聞解説記事「石炭火力発電 岐路に」, 2019年1月19日)。

上記の意見は、旧来の産業形態や規模を守ることを念頭に、一時的な業界縮小に抵抗していると思われる。日本国内では、現時点で旧来の声が依然として強いと考えられる。

なお、未来型の分散型電力供給システムでは、既にリスク分散されており、エネルギーセキュリティの点でも、従来型システムより強靱で優れていると考えられる。個々の拠点が強靱なだけでなく、1つの事故が全体に波及するリスクが小さい。

一方で、分散型の欠点は、各地点が完全に独立した場合に、地点毎に利用できるエネルギー源にバラつきが生じ、格差が生じることである。長期的には、地点毎の特徴に応じて人口や産業が移動し、再調整が行われると考えることもできる。しかし、地点間を繋いで共有資源をシェアする意義は大きい。将来は、分散型でリスク分散を図りつつ、地点間を繋ぐことでリソースもシェアする構図も想定される。

## 6.2 本章の先行研究と評価

Sioshansi (2010) は、電気料金が時間で変化することに着目し、電気料金が安い時に蓄電システムに電気を貯め、高い時に電力市場に売る裁定取引による社会厚生をシミュレーション分析し、これに基づき、蓄電のインセンティブ設定を提案した。Li, Gao と Ruan (2018) は、日本の九州地方を例に、太陽光発電と家庭用蓄電システムを電力系統に繋いだ場合について、電気の自己供給比率と、自家消費比率の関係について論じると共に、各種ケースについてシミュレーションを行った上で、Feed-in Tariff (FIT) 収入も含めた採算性を示した。Sioshansi, Denholm, Jenkin と Weiss (2009) は、米国の Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM) エリアにて、蓄電による裁定取引のシミュレーション結果を示した。その経済効果を、消費者余剰の増加分と生産者余剰の減少分で示し、最終的には消費者余剰の方が大きくなることを、定量的に示した。Deichmann et al. (2011) は、サブサハラ・アフリカにおいて、再生可能エネルギーによる電化の経済性を、電源から送電線までのコスト試算により評価した。具体的に、送電線敷設単価も見積っており、本論の分析でも引用している。Staffell と Rustomji (2016) は、蓄電の評価に当たり、タイプ別の蓄電の導入単価と、サイクル効率のデータについて、過去の文献から見積っており、本研究でも参照した。Pleßmann et al. (2014) は、世界中の国々が再生可能エネルギーのみによる電力供給を行った場合に、必要となる蓄電容量とコストを試算した。Komiyama et al. (2015) は、日本の電力システムにおいて、水素製造によるエネルギー貯蔵を変動再生可能エネルギーと組み合わせ、出力抑制の頻度を下げることによる CO<sub>2</sub> 排出量削減効果をシミュレーションした。Otsuki, Isa と Samuelson (2016) は、北東アジアから日本列島を縦断しながら結ぶ北東アジアスーパーグリッドを前提に、建設コスト、季節毎の負荷カーブ、電源構成等を詳細にシミュレーションした。Otsuki (2017) は、同様にユーラシア大陸と日本列島を結ぶスーパーグリッドを想定し、コストシミュレーション等を行った。

過去のエネルギー貯蔵にかかる研究は、①変動再生可能エネルギーの変動吸収の目的と、②時間変化する電力価格を利用して価格差から利益を得ようとする目的があった。本章の分析では、連系線の電力取引を補完するエネルギー貯蔵の経済効果と、求められる容量価値とを比較し、この代替性についても示すものである。

## 6.3 分析の方法と対象とするデータ

### (1) 分析モデルとケース設定

前章では、連系線制約により電力取引が制限され、本来の効用を損なっている事例が、特に日本の北海道ー東北や九州ー中国などで見られた。本章では、投資によりこの制約を排除した場合、これに見合う便益が得られるか分析する。分析モデルを次のように考える。

設備投資を  $K$ 、電力取引の便益を  $T$ 、変動再生可能エネルギーの均平化による便益を  $C$ 、総合便益を  $B$  とする。RQ.3「既存ネットワークの拡張かエネルギー貯蔵のどちらが優れているか。」に答えるため、次の3ケースを考える。



### ① 連系線容量の拡充ケース

連系線の容量不足分につき、連系線拡張により制約を無くした総合便益  $B_1$  を考える。

$$-K_T + T = B_1$$

(ただし、 $K_T$  は連系線拡充への投資額を表す。)

ここで、 $B_1 > 0$  なら投資効果がある。

### ② 蓄電による連系線補完ケース

連系線の容量不足分につき、蓄電で補って制約を無くした総合便益  $B_2$  を考える。

$$-K_{B1} + T = B_2$$

(ただし、 $K_{B1}$  は連系線を補完する蓄電への投資額を表す。)

ここで、 $B_2 > 0$  なら投資効果がある。

### ③ 蓄電により変動再生可能エネルギーを均平化するケース

変動再生可能エネルギーの変動を均平化し、かつ連系線を蓄電で補完し制約を無くした総合便益  $B_3$  を考える。

$$-K_{B2} + T + C = B_3$$

(ただし、 $K_{B2}$  は変動再生可能エネルギーを均平化する蓄電への投資額を表す。)

ここで、 $B_3 > 0$  なら投資効果がある。

また、①～③を比較するに当たり、前章と同様、変動再生可能エネルギー維持に必要な容量コストに対する比率を用いる。ここで、必要な容量コストを比較基準として 1 とする。この時の総合効用の容量コスト比率を数値で表す。符号のマイナスは、負の便益を表す。

## (2) 投資と便益の計算方法

分析にあたり、前節  $K_{B1}$  と  $K_{B2}$  にあたるエネルギー貯蔵のサイズ見積方法を以下に示す。Li, Gao と Ruan (2018) は、家庭用太陽光発電と蓄電のシステムにおいて、自己消費率（自分で発電した電気のうち自ら消費する比率）または自給率（自分の電力需要のうち自家発電で賄う比率）とバッテリーの相対的容量 [kWh/kW<sub>p</sub>] との関係で表した。

本論文における、連系線の機能を補完する蓄電の設置個所は、エリア間連系線の近傍を想定しており、消費設備とは直接接続されるものではない。蓄電の用途は、家庭用のような電力価格の変動による裁定の利益獲得ではないため、単純に、出力変動の吸収を目的とした。図 90 より、貯蔵サイズを表す式は次の通りとなる。

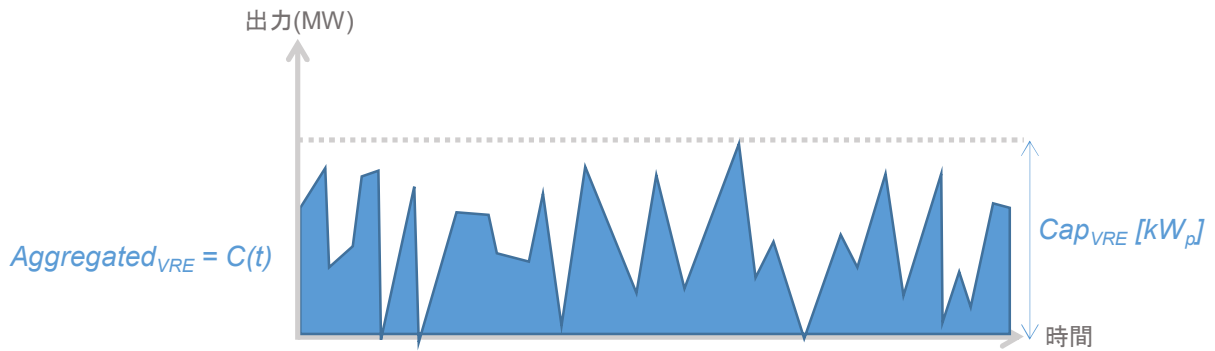
$C(t)$  = (変動再生可能エネルギーを集約した出力)

$$\int C(t) dt < \text{Battery size} = \eta_{RE} * \text{Cap}_{VRE} * 10h \quad (6.1)$$

$$\text{Battery size} : \text{蓄電システムのサイズ [kWh]} \quad (6.2)$$

$$\eta_{\text{battery}} : \text{蓄電の充放電にかかる循環効率 [%]} \quad (6.3)$$

$$\text{Cap}_{VRE} : \text{変動再生可能エネルギーを基準にした蓄電容量 [kW<sub>p</sub>]} \quad (6.4)$$



$$\int C(t) dt < \text{Battery size [kWh]}$$

$$\eta_{RE} * Cap_{VRE} * 10h = \text{Battery size [kWh]}$$

図 90 : 蓄電システムのサイズ決定モデル

蓄電システムのサイズを、(効率\*容量\*10 時間)とした理由は、太陽光発電の場合は、日の出～日没まで発電し、夜間に放電すると考えられる。また、風力発電の場合、IEA (2019)によれば、OECD 全体の年間利用率が 1990～2017 年にかけて 20～30%の間である。10 時間分の容量は、変動再生可能エネルギーの 100%の容量で想定している。実際には、太陽光や風力の利用率は 20～30%と低いため、実質的な容量としては 30 時間分以上あることになる。Blakers et al. (2017) などの先行研究における 20 時間前後の蓄電容量と比較しても、十分に余裕があると考えられる。

次に、蓄電が連系線をどのように補完するか、充電と放電のタイミングより説明する。図 91 において、縦軸がエリア A からエリア B へ流れる連系線潮流、横軸が時間と置く。エリア AB 間の連系線潮流は時間と共に変化する。 $f_{cap\_A}$ がエリア B→エリア A の潮流における連系線容量の上限で、 $f_{cap\_B}$ はエリア A→エリア B の潮流にかかる連系線容量の上限とする。図の実線は実際の連系線潮流を示し、点線は前章(5.2)式によるエリア AB の価格均衡が実現する理論潮流である。

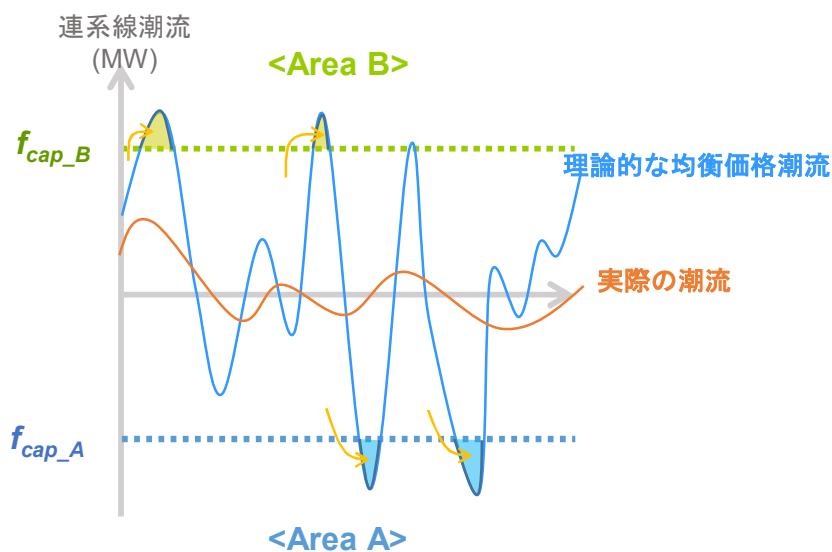


図 91 : 連系線潮流と蓄電による補完の考え方

理論潮流は、時として連系線容量の上限を超える。しかし、容量制限以上の潮流は流れない。両エリアにエネルギー貯蔵システムを設置し、必要な時に充放電することで、理論的な価格均衡状態を達成できると考える。

例えば、エリア B で、潮流の向きがエリア B→エリア A の時間帯、または容量制限に余裕がある時間帯に充電し、エリア A→エリア B の理論潮流が上限を超える時間帯に放電する運用を行う。これによって、疑似的に連系線容量が増えたと思わせることができる。

エリア B の需給状態に余裕がある時間に充電すると考えると、この時間帯では、多少の供給力を犠牲にして充電していることになる。従って、大きな連系線容量によって必要な時に必要なだけ取引する場合よりも、若干総余剰は減少する。しかし、連系線容量を超えるほど電力取引が必要になる場合は、需給が逼迫した状態であり、容量市場によるバックアップが必要とされる場合と考えられる。十分に充電された蓄電システムが電力システムに接続された状態は、容量市場と同等のバックアップがあることを意味するため、計算値以上の便益があると考えられる。こうして、連系線容量の代替としてのエネルギー貯蔵は、効果的であると考えられる。

次に、変動再生可能エネルギーの全ての変動をエネルギー貯蔵で均平化すると考える。例えば、エリア A の変動再生可能エネルギー出力が、平均値  $\hat{a}$  を中心に変動幅が  $a(t) - \hat{a}$  で変動しているとするとする。ある時点では、 $a(t) - \hat{a}$  は正から負に転換する。次の時点では、負から正に転じる。このように、年間を通じて正負の転換を繰り返している。出力が正に転じた時間帯に累積した電力量の年間最大値と、負に転じた時間帯に累積した電力量の年間最大値のどちらか大きい方を、必要なサイズとする。年間の  $a(t) - \hat{a}$  の値が正か負の持続時間の最大値を放電時間に設定し、蓄電システム容量を決定する (図 92)。

但し、 $a, b, \hat{a}, \hat{b}$  の定義は次の通りである。

$a = \text{Max}(G_{\text{VRE\_A}})$ : エリア A の変動再生可能エネルギー発電量の最大値

$b = \text{Max}(G_{\text{VRE\_B}})$ : エリア B の変動再生可能エネルギー発電量の最大値

$\hat{a} = \text{Average}(G_{\text{VRE\_A}})$ : エリア A の変動再生可能エネルギー発電量の平均値

$\hat{b} = \text{Average}(G_{\text{VRE\_B}})$ : エリア B の変動再生可能エネルギー発電量の平均値

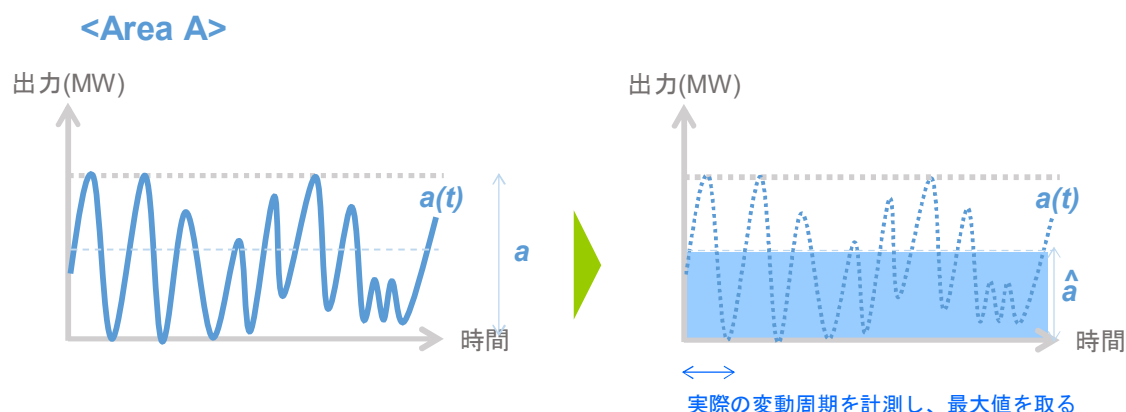


図 92 : 蓄電による変動再生エネルギー(VRE) 出力均平化の考え方

(1) で設定した①～③の 3 ケースについて、投資と便益を比較する。電気の同時・等量性により、通常は単純なコストと便益の比較はできない。しかし、本章では、本来の電力取引等の便益を蓄電で貯めておく想定しており、いつでも取り出して利用できる便益である。よって、コストと便益の金額的な比較ができると考えた。ただし、①の連系線容量の拡充のケースは、参考までにコストと便益を比較した。

比較する単位は、US\$/時間である。この理由は、各種余剰が US\$/時間で求められているため、コストの単位もこれに合わせた。設備償却期間を 20 年とし、年間の 8760 時間で割って比較している。各種計算式は、次の①～③の通りである。なお、計算式の定数の値や根拠を、(3)に記載している。

### ① 連系線容量の拡充ケース

$$\text{(連系線容量の拡充投資 } K_T) = \{ \text{(連系線容量の不足分の年間最大値)} \times \text{Transmission Cost} \\ \times \text{Distance} + \text{Substation Cost} \} / 8760 / \text{Depreciation year} \quad (6.5)$$

$$\text{(連系線拡充による便益 } T) = \text{(連系線制約がない状態の取引による最大余剰)} - \text{(実際の電力取引の総余剰)} \quad [\text{第 5 章の定義における ④}] \quad (6.6)$$

$$\text{(総合便益 } B_1) = T - K_T = (6.6) - (6.5)$$

### ② 蓄電による連系線補完ケース

$$\text{(蓄電の投資 } K_{B1}) = (B\text{-Cap}_A + B\text{-Cap}_B) \times \text{Battery cost} / 8760 / \text{Depreciation year} \quad (6.7)$$

$$B\text{-Cap}_A \quad (\text{蓄電容量 A}) = \text{(エリア A の連系線容量を継続して超過した理論潮流の累計値の年間最大)} / \text{Attenuation}_A / \eta_{\text{battery}} \quad (6.8)$$

$$B\text{-Cap}_B \quad (\text{蓄電容量 B}) = \text{(エリア B の連系線容量を継続して超過した理論潮流の累計値の年間最大)} / \text{Attenuation}_B / \eta_{\text{battery}} \quad (6.9)$$

$$\text{Attenuation}_A = \text{(エリア A の理論潮流が連系線容量を超える継続時間の年間最大)} \quad (6.10)$$

$$\text{Attenuation}_B = \text{(エリア B の理論潮流が連系線容量を超える継続時間の年間最大)} \quad (6.11)$$

$$\text{(蓄電による便益 } T) = \text{(連系線制約がない状態の取引による最大余剰)} - \text{(実際の電力取引の総余剰)} \quad [\text{第 5 章の定義における ④}] \quad (6.6)$$

$$\text{(総合便益 } B_2) = T - K_{B1} = (6.6) - (6.7)$$

### ③ 蓄電により変動再生可能エネルギーを均平化するケース

$$\text{(蓄電の投資 } K_{B2}) = (B\text{-Cap}_{A\_null} + B\text{-Cap}_{B\_null}) \times \text{Battery cost} / 8760 / \text{Depreciation year} \quad (6.12)$$

$$B\text{-Cap}_{A\_null} = \text{(エリア A の VRE 出力が平均値を継続して超過した累計電力量の年間最大)} \\ / \text{Attenuation}_{A\_VRE} / \eta_{\text{battery}} \quad (6.13)$$

$$B\text{-Cap}_{B\_null} = \text{(エリア B の VRE 出力が平均値を継続して超過した累計電力量の年間最大)} \\ / \text{Attenuation}_{B\_VRE} / \eta_{\text{battery}} \quad (6.14)$$

$$\text{Attenuation}_{A\_VRE} = \text{(エリア A の VRE 出力が平均値を超える継続時間の年間最大)} \quad (6.15)$$

$$\text{Attenuation}_{B\_VRE} = \text{(エリア B の VRE 出力が平均値を超える継続時間の年間最大)} \quad (6.16)$$

$$\text{(蓄電による便益)} = \text{(VRE を蓄電で均平化した総余剰 C)} \quad [\text{図 92 の計算値}] + T \quad (6.17)$$

$$\text{(総合便益 } B_3) = C + T - K_{B2} = (6.17) - (6.12)$$

なお、①～③の計算結果のまとめは、図 93 のようなウォーターフォール図で表す。

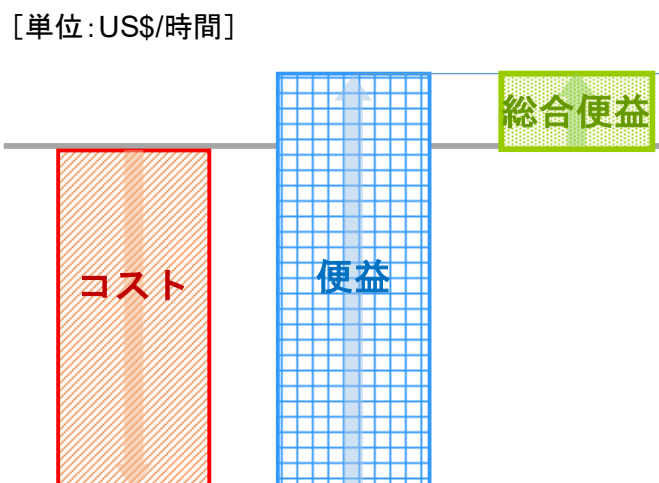


図 93 : 総合便益を表すウォーターフォール図

### (3) データおよび計算式の定数

データについては、第 5 章の経済効果の分析で使用したデータを基にしている。また、計算式の定数について、根拠を以下に記載した。

- $\eta_{\text{battery}} = 0.8$  (充放電効率) : Staffell と Rustomji (2016) より、一般的な 0.8 の値を採用。
- Transmission cost = 2,400 US\$ / (km\*MW) : Otsuki (2017) と Otsuki et al. (2016) による、高圧直流連系線 (架空線) 4.2 million US\$/km (3GW), 高圧直流連系線 (海底ケーブル) 7.2 million US\$/km (3GW) より、海底ケーブルの値を採用し、7.2 million / 3000 として計算した。
- Battery cost = 100,000 US\$/MW : Staffell と Rustomji (2016) は、系統連系用蓄電池 (kW) と家庭用蓄電池 (kWh) の価格帯の図より、系統連系用蓄電池は、US\$100~5,000/kW と推定した。また、IEA (2018b) は、2030 年までに家庭用蓄電池の価格が US\$100/kWh になると予想しており、Staffell と Rustomji (2016) の図の対応関係から、系統連系用蓄電池も US\$100/kW と推定した。
- Substation cost = 720 million US\$ : Otsuki et al. (2016) より、連系線の増設に伴う、変電設備と交流直流変換設備のコストを想定した。変電設備(3GW)を 240 million US\$とし、交流直流変換装置(3GW)を 480 million US\$ と推定した。
- Distances : 地図を参考に、以下のように推定した。  
デンマーク-ドイツ : 150km  
東北-東京 : 20km  
北海道-東北 : 120km  
九州-中国 : 50km
- Depreciation year = 20 : 電力設備の償却年数を 20 年とおいた。

## 6.4 分析の結果

### (1) デンマーク・ドイツ (2018年)

図 94 はデンマーク・ドイツ (2018年) の計算結果である。

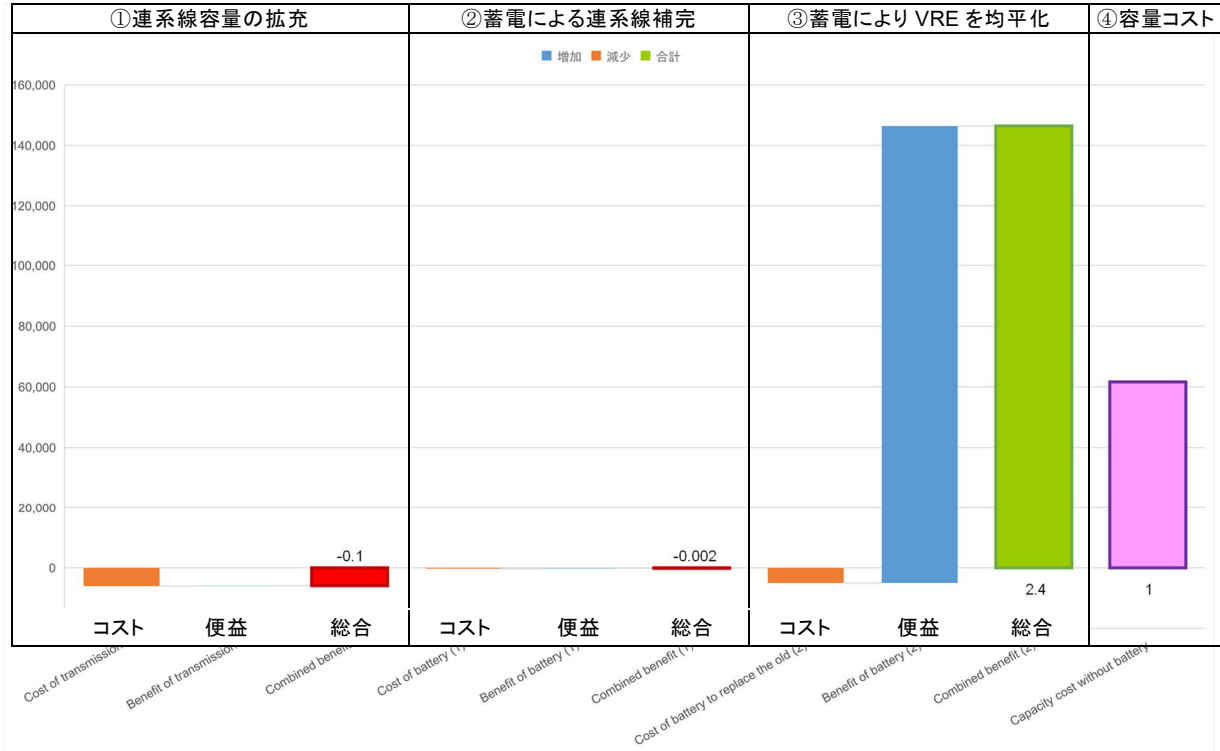


図 94 : デンマーク・ドイツ (2018年) の計算結果

この結果、次のことが分かる。

- ① 連系線拡充投資をしても便益は得られず、総合効用はマイナスになる。
- ② 少額の蓄電への投資で得られる便益も、若干マイナスである。
- ③ 蓄電による VRE 均平化で得られる便益は容量コストの 2.4 倍であり最も効果が高い。

### デンマーク・ドイツ (2006年)

図 95 は、デンマーク・ドイツ (2006年) の計算結果である。

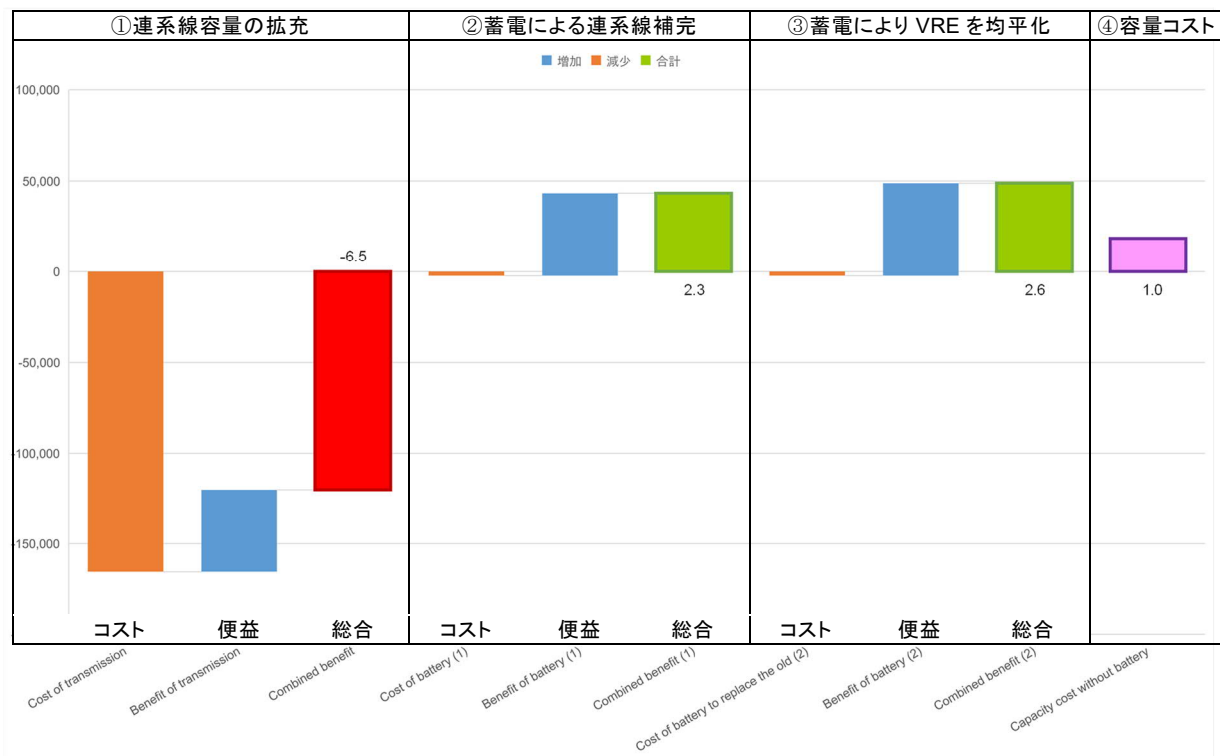


図 95 : デンマークドイツ (2006 年) の計算結果

この結果、次のことが言える。

- ① 連系線容量の拡充によりある程度の便益は得られるが、それ以上にコストがかかり、総合効用がマイナスになる。
- ② ③ 蓄電によって電力取引を補完し、VRE を均平化する便益が大きく、総合効用は容量コストの 2.6 倍となった。

## (2) 東京－東北 (2018 年)

図 96 は東京－東北 (2018 年) の計算結果である。

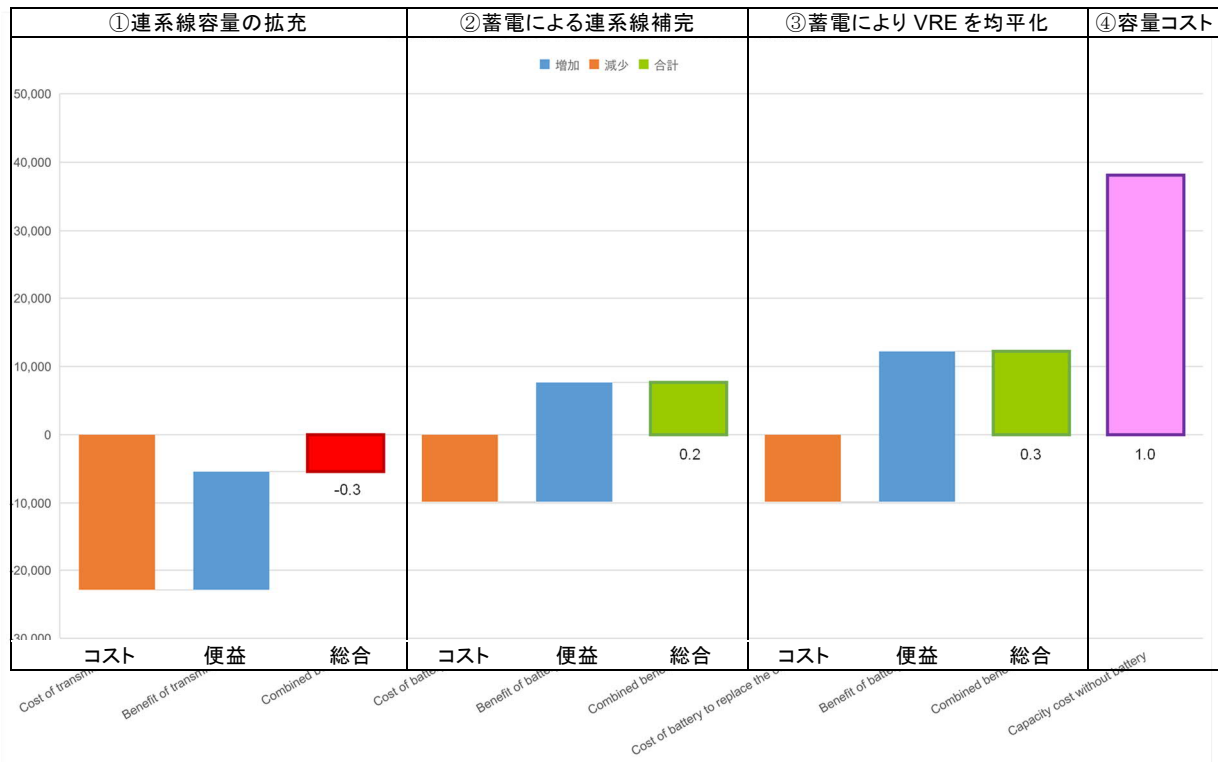


図 96：東京－東北（2018 年）の計算結果

この結果、次のことが分かる。

- ① 連系線拡充で一定の便益が得られるが、コストが大きく総合効用はマイナスになる。
- ② 蓄電で容量を補う方法はコストよりも便益が大きく、総合効用がプラスになる。
- ③ 蓄電により VRE を均平化すればプラスの効用が得られるが、容量コストを賄うほどではない。

#### 北海道－東北（2018 年）

図 97 は北海道－東北（2018 年）の計算結果である。



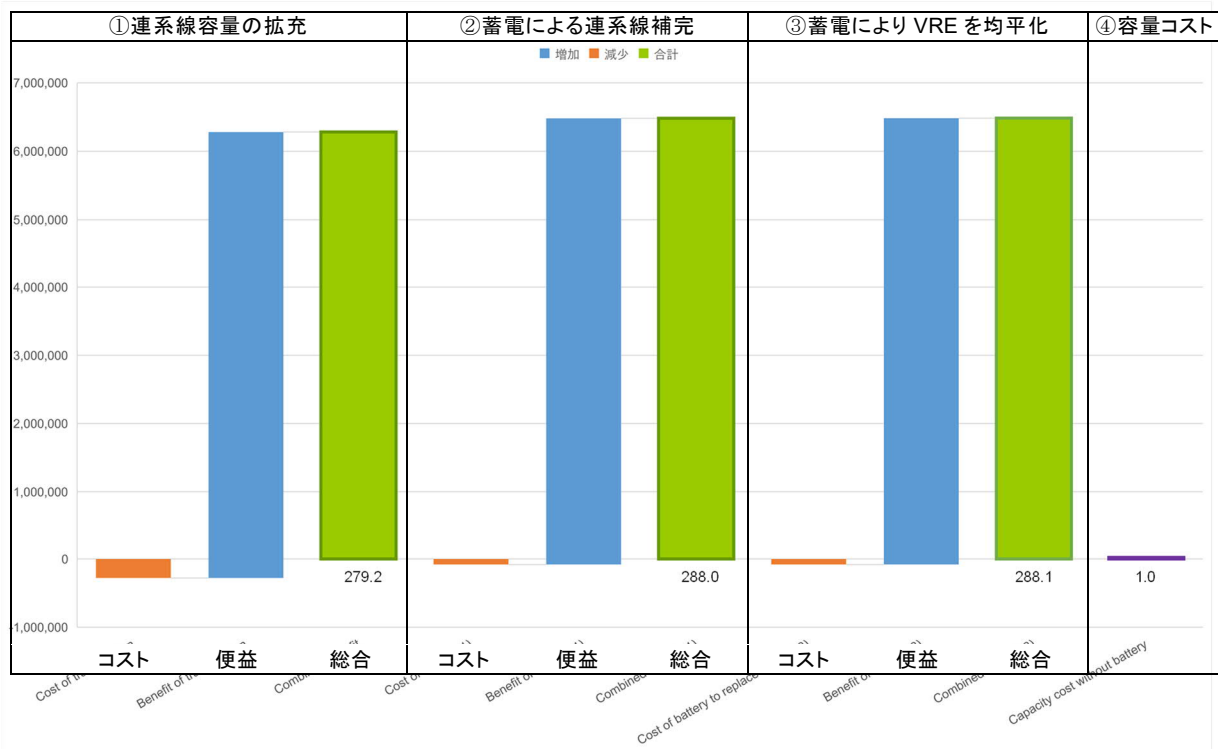


図 97：北海道－東北（2018 年）の計算結果

この結果、次のことが言える。

- ① 連系線拡充の便益が、容量コストの数百倍と非常に大きい。
- ② 蓄電で連系線容量を補う方法でも①と同様に便益が大きい。
- ③ VRE を均平化するまで蓄電容量を増やしても便益の増加は僅かである。

このように、電力取引制限の影響が桁違いに大きいため、これが効用を阻害する最大の要因であると言える。

## 九州－中国（2018年）

図 98 は九州－中国（2018年）の計算結果である。

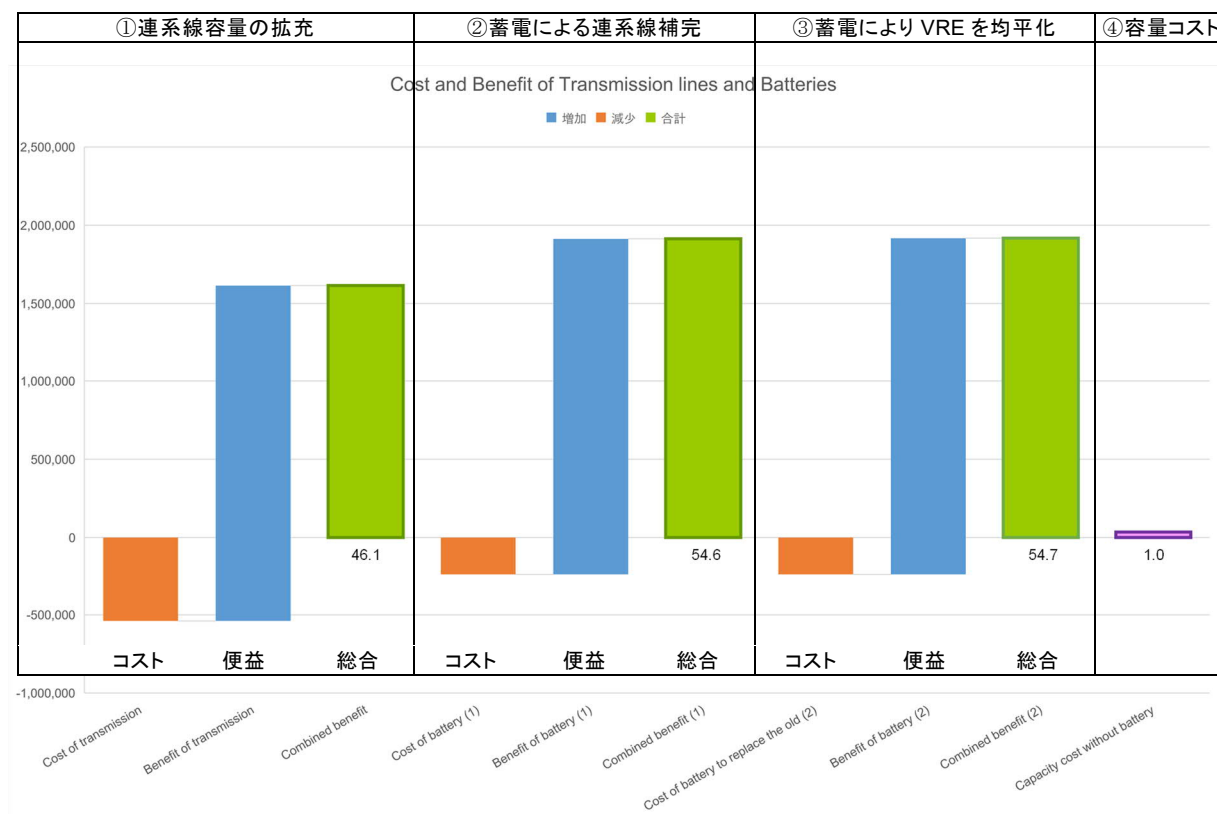


図 98：九州－中国（2018年）の計算結果

この結果、次のことが分かる。

- ① 連系線拡充の総合便益が、容量コストの数十倍と非常に大きい。
- ② 蓄電で容量を補う方法では、①より便益が上がる。
- ③ VRE を均平化しても、②と比べて総合便益に与える影響が小さい。

## 6.5 結論と考察・日本への示唆

本章のリサーチクエスションは、「RQ3. 電力ネットワークが十分でない場合、変動再生可能エネルギー活用のための柔軟性を補完する手段として、既存ネットワークの拡張とエネルギー貯蔵のどちらが優れているか。」であった。ここで、5章および6章の分析結果を総括すると、次の通りとなる。

デンマークドイツ(2018年)の結果を総括すると、連系線取引は十分なレベルであり、これ以上の拡充は必要ない。蓄電でVREを均平化する総合便益が更に大きい。

デンマーク―ドイツ（2006年）の総括は、連系線取引を促進させることで一定の便益が得られる。しかし、総合便益をプラスにするには投資額を抑える必要がある。蓄電によるVREの均平化は、総合便益でプラスの効果がある。

東京―東北（2018年）の総括は、現状のままでも、VREと電力取引で容量コストを賄う便益が得られている。若干の連系線制約はあるが、これを解消する拡張投資の総合便益はむしろマイナスになる。蓄電でVREを均平化する方がプラスの総合便益が得られる。現状は、変動再生可能エネルギーと電力取引のバランスがとれた状態である。一方で、現状は完成型に近く、これ以上に変動再生可能エネルギーを増やすためには、このバランスを一旦崩す必要があるという課題の裏返しでもある。

北海道―東北（2018年）の総括は、連系線容量の制約のため、本来あるべき電力取引の大部分が制限されており、総合便益の大部分が損なわれている。このため、容量拡充投資の効用が非常に大きい。また、蓄電における多少の投資額の節約が余り影響しない。

九州―中国（2018年）の総括は、連系線制約のため、本来の電力取引の便益の大部分が損なわれている。しかし、VREの便益は余り大きな比率を占めていない。このため、VREを均平化しても大きな効用が得られない。この地域における変動再生可能エネルギーの比率は余り高くなく、連系線制約の問題の方がむしろ顕著になっている。

これらの結果から得られる示唆は、連系線容量の制約が比較的少なく、電力取引を活発に行っているデンマーク―ドイツ（2018年）、デンマーク―ドイツ（2006年）、東京―東北（2018年）等では、変動再生可能エネルギーの効用も大きい。また、エネルギー貯蔵によって変動再生可能エネルギーを均平化すれば、更に大きな効用がある。一方で、連系線制約が顕著になっている北海道―東北（2018年）や九州―中国（2018年）の場合は、現状の変動再生可能エネルギーの効用よりも、連系線拡充で得られる電力取引の効用が格段に大きい。九州―中国では、変動再生可能エネルギーそのものが問題なのではなく、連系線制約の問題の方が大きいことが明らかになった。

もう1つ考慮すべき点は、変動再生可能エネルギー浸透率である。九州―中国、北海道―東北の変動再生可能エネルギー浸透率は、デンマーク―ドイツと比較すると依然として低く、得られる効用も限られている。よって、連系線制約の問題が顕在化している。

RQ3. 連系線拡充かエネルギー貯蔵のどちらが効果的かの問いへの答えは、連系線制約による電力取引制限の程度に依存する。しかし、エネルギー貯蔵により電力取引と同じ効果が得られれば、こちらの方が優れている。なお、変動再生可能エネルギー浸透率が高い場合は、連系線制約の問題が相対的に小さい。

次に、日本とデンマークの電力にかかる近年の政策と現状との整合性を考える。

デンマークは、2006年から2018年の間に、連系線の利用に関して多くの改革を行った。その一つが、連系線の開放である。2000年代前半は物理的送電権のみ与えられたが、後の改革で、よりフレキシブルな間接的送電権が利用可能となった。また、税制優遇により、電気ボイラやヒートポンプなど、柔軟な需要を多く取り入れた。再生可能エネルギーへの補助をFITからFIPに移行することにより、電気料金への負担も抑制された。こうして、連系線による電力取引、エネルギー貯蔵、変動再生可能エネルギーの普及がバランスよく実施された。これは、本論文の分析結果とも整合している。

日本における整合性と示唆について述べる。東京－東北連系線において、現在、連系線拡張計画が進行中である。しかし、連系線の利用状況は、現状は比較的バランスのとれた状態である。拡張した連系線の経済効果を上げるためには、変動再生可能エネルギーの拡大を同時に行う必要がある。第4章の分析では、変動再生可能エネルギーの変動吸収を、東京エリアの規模の大きさと東北の揚水に頼っていることが明らかになった。変動再生可能エネルギーを更に伸ばすには、中部エリアとの連系線の活用や、エネルギー貯蔵を含む柔軟な需要の開拓を併せて行うことが必要である。

北海道－東北連系線は非常に重要性が高い。第4章の分析で、変動再生可能エネルギーの変動に2エリアの結びつきの強さで対応していることが明らかになった。現在、北海道－本州連系線増強計画が進行中である。これは、連系線制約を解消する目的があり合理的であるが、必要な拡張の規模は現行計画の300MW規模より数十～数百倍大きいと考えられる。よって、連系線拡張のみによる解決は現実的でない。今後は、変動再生可能エネルギーの拡大とエネルギー貯蔵等、柔軟な需要をいかに増やすことができるかが重要なポイントである。この点は、3.3.2(5)の北海道の問題解決にも直結する。

九州－中国連系線であるが、北海道と同様に、連系線制約による電力取引制限が問題である。第4章の分析では、柔軟性要素のうち中央発電、電力取引、柔軟な需要が作用しているが、九州－中国連系線は変動再生可能エネルギーに対応していないことが分かった。つまり、九州と中国は分断された状態であることが明らかになった。問題の解決策として、連系線の拡張かエネルギー貯蔵等の柔軟な需要の両方が挙げられる。どちらも、3.3.2(4)九州の問題解決に貢献する。現状の変動再生可能エネルギー浸透度は小さいため、解決策は将来の変動再生可能エネルギー導入計画と整合させる必要がある。

## 第7章 アジア諸国の持続可能なエネルギー供給に向けた示唆

### 7.1 アジア諸国のエネルギーセキュリティの現状と課題

世界の電力需要は 2040 年まで堅調に伸びている。特に、アジア太平洋地域の世界シェアは急伸しており、その中でも東南アジアの伸びは著しい(図 99) (International Energy Agency (IEA) 2018b)。発電出力の伸びは、その大部分を石炭火力が担っている(IEA 2018b)。経済成長が著しい国々の中で、フィリピンは堅実な伸び率を示しているが、東南アジアの国々の中では平均的である。フィリピンの停電頻度は、送変電設備のロスと同様に比較的高い(IEA 2017c)。同国は、東南アジアで最初に再生可能エネルギーの包括的な法律を可決した国でもある (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2017)。本章で、アジア諸国のうちフィリピンを研究対象に選んだ理由は、高い電気料金 (他のアジア諸国と比べて)、高い停電頻度、高い再生可能エネルギー浸透率によって、将来の電力供給において、潜在的な問題を含むと思われるからである。

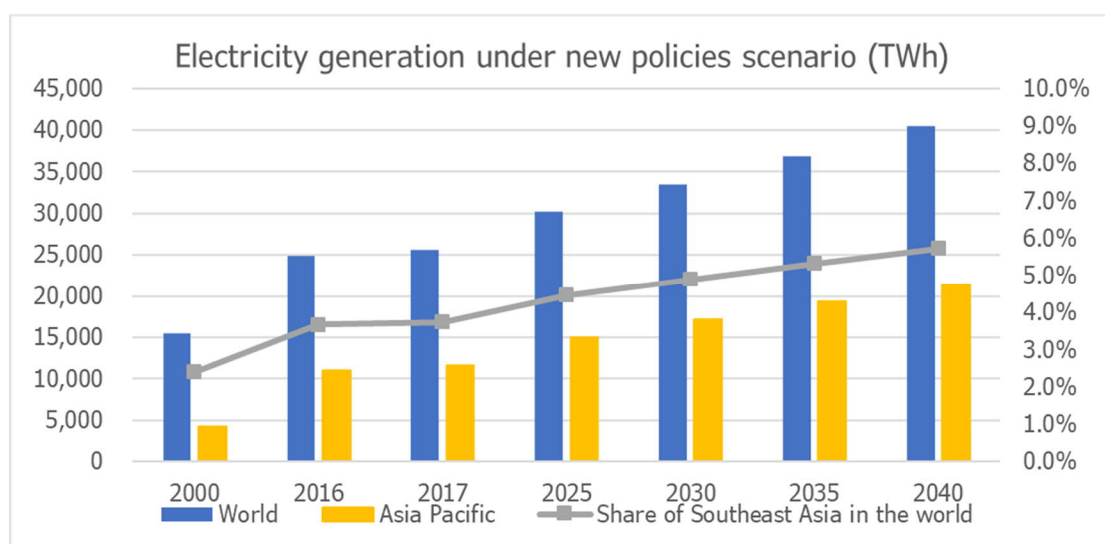


図 99 : 世界とアジアの発電量推移  
(IEA 2018)

フィリピンは、3つのエネルギーセキュリティの問題を抱えている。それらは、①電力需要が急速に伸びている、②電力供給が需要より不足する事態が生じている、③都市部と地方部の電化率に大きなギャップがあることである。

まず、問題①について、フィリピンは発電容量を 2040 年までに 2017 年レベルの約 3 倍に増やす計画である (Department of Energy (DOE) Philippines 2017a) (図 100)。国家の電力供給源は、石炭に強く依存している。人口と電力需要は着実に伸びており、電力の予備率は低い。電力需要の伸びを補う新規電源も、大部分を石炭に頼っている。同国の石炭発電容量は世界の脱石炭の潮流に逆行し、2040 年までに 2017 年レベルの 2 倍以上になると予想されている。

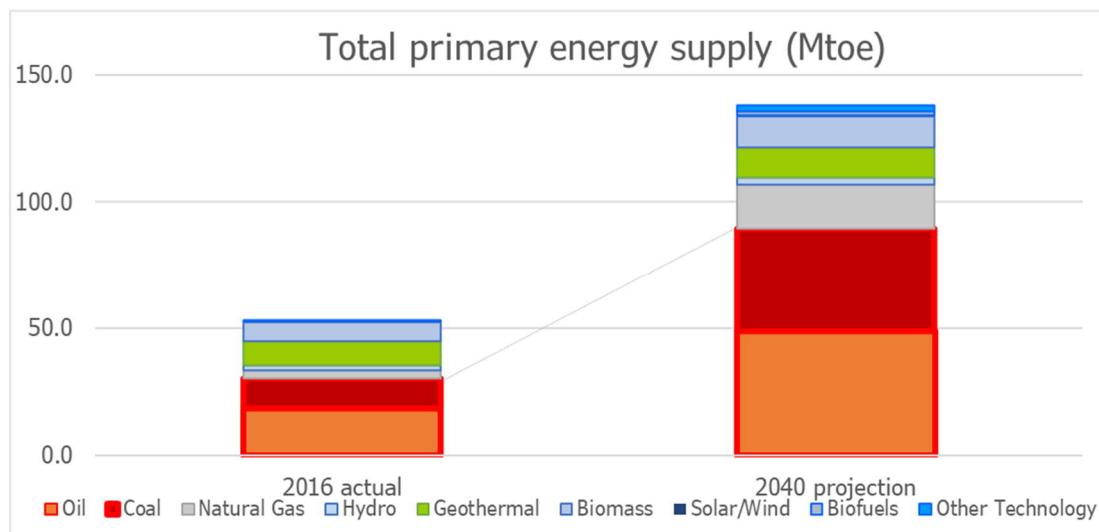


図 100 : フィリピンの一次エネルギー供給量  
(Aquino 2017)

問題②について、DOE Philippines (2017b) も報告している通り、電力網が行き届く地域では、予備率の低下による非常事態が頻繁に発生している。また、電力網が届かない地域では、電力供給不足（1日に4～12時間）の問題に直面している (IRENA 2017)。

問題③については、農村部で、安価な電気が手に入らない事情がある。消費者向けの電気の採算性が悪いため、電気料金は高止まりしている (IRENA 2017)。国全体の電化率は、2016年には90%に達しているものの、地方部では依然として平均85%と低く、ミンダナオでは77%に留まっている (World Bank 2018; Philippine Statics Authority 2018)。フィリピンは1000以上の島嶼からなる島国で、必ずしも電力網が行き渡っている訳ではない。遠隔地域の多くは、コストの高いディーゼル発電に頼っており、高い電気料金と大気汚染の問題がある (IRENA 2017; IEA 2017c)。

同国は、これまで大規模集中発電と長距離送電による国の電力システムを開発してきたため、国全体の電気料金は非常に高くなり、地方の低所得層の人々にとって、電気は非日常的に高く、手の届かない商品となっている。地方の電力網が届いていないエリアでは、電気をディーゼル発電に頼っているが、外国からの高い輸入燃料を用いているため、発電コストも非常に高い。地方部の電気料金は、都市部の電気料金よりも高い。このように、電気の利用可能性と購買可能性の点において、都市部と地方部では著しいギャップがある。

こうした都市部と地方部の大きなギャップのため、大部分の人口と商業活動はマニラに集中している。マニラでは、人口過密、貧富の格差拡大、大気汚染等、様々な都市問題が発生している。1人当たりのエネルギー消費率 (Energy Consumption Rate per capita: ECR [kW/person]) マップを7.4に示したが、電気供給における地域間のギャップが明確である。

フィリピンの農村部の電化プロジェクトは、1960年代前半から始まった。そのゴールは、2001年までに90%の電化率を達成することであった。後に、このゴールを達成する時期が2017年に再設定された。その後、フィリピン政府は、開発系の世界銀行や国連開発プログラム等のパートナーの補助の下に、慈善的な電化開発計画を実行した。この計画の下、様々

な活動が組み込まれ、農村部の電化率の改善に大きく改善した。主要な送電網を延伸することができない場所では、公的・民間の取り組みが採用された(IRENA 2017)。また、National Economic and Development Authority (NEDA) (2017) は、電化サービスの将来計画において、島、遠隔地、最果ての村等、未電化の送電網から取り残された場所を優先する方針の下、2022年までに完全な電化を達成する目標を掲げた(IEA 2017c)。同国は、順調に家庭用の平均電化率を改善しており、1990年には62%であったところ、2016年には91%に改善している(図101)。しかし、農村部の電化率においても不平等性が残っており、地方レベルのECRの面でも、同様に格差が存在する。

本章の目的は、風力発電と太陽光発電による電力供給の可能性を検討することである。風力発電と太陽光発電は、変動再生可能エネルギー(VRE)であるが、新興アジア諸国の電化において、中心的な役割を果たすことができる。具体的な目的は次の通りである。

- 1) VRE浸透率を高め、石炭火力発電への依存を減らし、温暖化ガスを削減する
- 2) 農村部の電化率をVREの普及で高め、都市部と農村部の格差を緩和する

フィリピンのエネルギーセキュリティの問題解決には、いくつかの障壁が存在する。第1は、石炭火力は確立された技術であり、比較的短期間で大きな発電出力を確実に得ることができるため、電力需要の伸びを補う手段として、安易に選択されやすいことがある。第2に、変動再生可能エネルギーを主力電源として活用するためには、変動と不確実性に対応するために、電力システムの計画と運用の変革が求められることである(U.S. Agency for International Development (USAID) 2018)。本研究の「電力システムの柔軟性」によって、同国でもコスト競争力のある変動再生可能エネルギーを活用できるようになる(IEA 2017a; Schneider and Froggatt 2018)。IRENA (2017) も同様に、再生可能エネルギーのコスト競争力に着目している。なお、変動再生可能エネルギーの浸透率が高くなると、発電出力の変動も大きくなる。従来型の対応は、バックアップのための火力発電によって急激な変動を吸収することであった。利用できる火力発電の量に応じて、受入れられる変動再生可能エネルギーの容量に制限を設け、コントロール可能な範囲内に抑えていた。

地域間の連系線を活用することが、変動再生可能エネルギーを利用するための「柔軟性」を与える鍵になる。先進的な北欧モデルから得られた示唆は、非常に重要な意味を持つ。本論文では、「柔軟性」の構造的な働きを第4章で、また経済効果について第5章と第6章で述べた。本章のリサーチクエスションは、次の通りである。

**RQ4.** アジアの新興国において、再生可能エネルギー中心の持続可能なエネルギー供給を実現するために、電力ネットワークの柔軟性をどのように開発すべきか。

電力ネットワークの柔軟性に従来型と未来型があることを考慮し、これをサブ・リサーチクエスションに展開すると次の通りとなる。

**SQ 4-1.** フィリピンにおける既存の電力ネットワークは、変動再生可能エネルギーのポテンシャルの上限まで活用する場合に、取り扱うのに十分か。

SQ 4-2. フィリピンにおける現在の再生可能エネルギー開発プログラムは、化石燃料への依存を減らしつつ、農村部の電化率を改善するために効果的か。ネットワークが未完成な場合は、従来通りにネットワークを増強するのがよいか、それとも分散型がよいか。

7.3 では、フィリピンの3つの主要な島を結ぶ連系線と経済効果を分析する。7.4 の前半では、連系線の増強と蓄電の経済性、石炭火力を中心とする従来型電力システムと分散型システムの経済効果について分析する。7.4 の後半では、都市部と農村部の電化率の改善について分析する。

全体の流れは、7.1 で導入を述べ、7.2 では先行研究と評価、7.3 でフィリピンにおける既存の電力ネットワークの評価、7.4 でフィリピンにおける分散型ネットワークの潜在力、7.5 で分析結果に基づく結論と考察について述べる。

## 7.2 先行研究と評価

### (1) アジア太平洋地域および東南アジアのエネルギーセキュリティ

「エネルギーセキュリティ」の定義は、「エネルギー源を、合理的な値段で、滞りなく継続的に利用できること」(IEA 2019c) である。これは、長期的と短期的なエネルギーセキュリティが含まれる。長期的エネルギーセキュリティは、エネルギーを供給するために、経済開発と持続可能な環境のニーズに合わせて、タイムリーな投資を行うこととされる。短期的エネルギーセキュリティとは、突然の需給バランスの変動があっても、エネルギーシステムが即座に対応する能力を指す (IEA 2019c)。

長期的エネルギーセキュリティを確保するためには、長期的な需給バランスの予測、エネルギー価格、排出ガスについて、考慮する必要がある。フィリピンの長期的エネルギーセキュリティには潜在的なリスクがあり、次節で詳しく述べる。短期的エネルギーセキュリティの面では、システムの信頼性と損失率が、主な懸念事項となっている。

### (2) フィリピンのエネルギーセキュリティ

フィリピンのエネルギー消費総量は年率平均 4.3%の伸び率で上昇し、2016 年における石油換算 33.1 百万トン (million tons of oil equivalent: MTOE) から、2040 年の 91.0MTOE になると予想されている。電気は、同国の最終エネルギー消費の 21.8%を占め、2040 年まで年率 5.5%の伸び率で上昇し、2016 年ベースの3倍になると予想されている(DOE Philippines 2018a)。発電容量の計画では、2016 年の 21.4GW (DOE Philippines 2016a)から 2040 年の 62.3GW(Aquino 2017) に伸びると考えられている。しかし、現在の伸び率は計画より遅いため、実現可能か見極める必要がある。

エネルギー自給率は、同国の利用可能なエネルギー賦存量を反映したものでもある。2016 年は、自国由来のエネルギーが 1 次エネルギー消費量の 55.3%に達していた。残りは輸入エネルギーであり、33.5%が石油、10.8%が石炭、0.3%がバイオ燃料である (DOE Philippines 2018a)。およそ半分のエネルギー供給を外国に頼っているため、潜在的なエネルギー利用可能性のリスクがあることを示唆している。



消費者レベルでは、フィリピンの進歩は著しい。政府の野心的な目標と努力によって、電化率は過去数十年で劇的に改善し、2017年には90%に達した (DOE Philippines 2018b)。現在は、東南アジアの中で、家庭向けの電化率が最も進んでいる国の一つである (図 101)。しかし、都市と比べて、農村部の電化率は大きく遅れており、首都圏では 98%であるが、ミンダナオでは 40.9%に過ぎず、地域間で格差がある (DOE Philippines 2018b)。この点について、7.4 で詳述する。

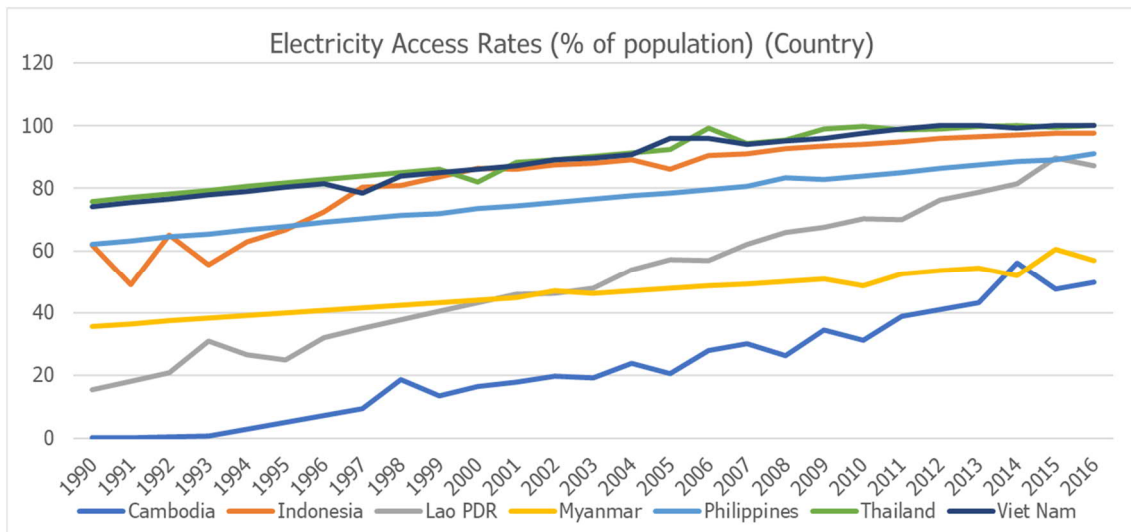


図 101 : 東南アジア諸国の電化率の推移  
(World Bank 2018)

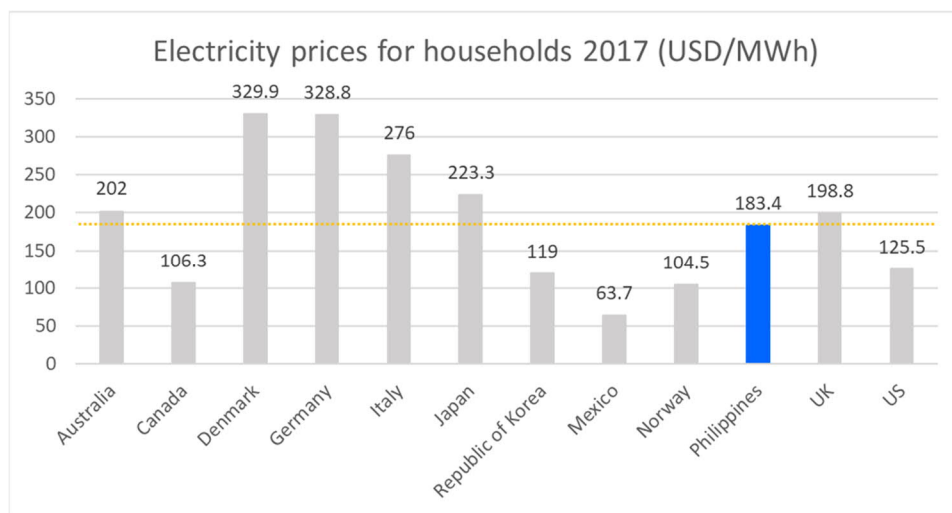


図 102 : 家庭用電気料金の比較  
(IEA 2017d, DOE Philippines 2017a)

フィリピンでは、安定したエネルギーインフラの整備と、安価なエネルギー供給を両立する目標は、未だ達成できていない。同国の電気料金は東南アジアで最も高い部類に入り、1人当たり国内総生産 (GDP) はまだ改善の余地があるにも関わらず、電気料金の高さは既に先進国に匹敵している (図 102)。

フィリピンは、資本費の高いインフラ整備に偏った結果、地球環境に与える影響は深刻である。例えば、DOE Philippines (2018a) によれば、国の CO2 排出は、2040 年に今の 4 倍になると想定されている。

短期的なエネルギーセキュリティは、様々な報告が指摘しているように、国が優先して取り組むべき事項である。DOE Philippines (2016a, 2016b, 2017a, 2017b, 2018a, 2018c) は、2040 年と最新の電力事情を報告しており、電力の需給バランスが危機的であると指摘した。

National Grid Corporation of Philippines (NGCP) (2015, 2016a, 2016b) は、現在の電力網の状況や将来のオプションを報告している。報告内容は、ルソン島ービサヤスを結ぶ海底連系線から、将来のミンダナオ島ービサヤス連系線まで幅広い。NEDA (2017) は、電化率や他の社会インフラにかかる政府の開発目標を宣言している。DOE Philippines (2017b) は、2001 年から継続する産業改革の一環として、電力マーケットの状況について評価し、また、Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) (2017a, 2017b) も電力マーケットについて詳細情報を提供している。

IEA (2017a) は、フィリピンの電力の信頼性の問題について指摘している。国内で停電を経験したことがある企業は約 40%に上り、2015 年の送配電ロスが 10%近くまで上昇した。これは、東南アジアでも一番高い部類である。

### (3) アジアとフィリピンにおける再生可能エネルギーの状況

IRENA (2017) は、フィリピンの歴史的な状況や再生可能エネルギーと農村部の電化について詳述している。社会的な見地から、制度の変遷にかかる短い歴史や全体の評価を報告している。USAID (2018) は、再生可能エネルギー導入にかかる見通しを地理的に紹介している。ルソン島とビサヤス地区を検討対象にしているが、ミンダナオ島は対象外とされた。また、再生可能エネルギーの浸透度レベル毎に設定したシナリオに基づき、太陽光発電と風力発電の出力が電力需要を超えた際の出力抑制について、シミュレーションした。

フィリピン政府は、エネルギー自給率向上のために、再生可能エネルギーの容量を 2 倍に増やす目標を立てた (DOE Philippines 2016a, 2018a)。2008 年に再生可能エネルギー法を成立させ、東南アジアで最初の包括的な再生可能エネルギーの立法措置となった。目的は、エネルギー自給率を高め、気候変動に対応し、農村部の社会経済的發展を促すことであった (IRENA 2017)。同法では、再生可能エネルギーの開発と利用について定め、必要なインフラや FIT 等の制度について規定している。この野心的な政策によって、同国の再生可能エネルギーの利用は、過去 40 年間に渡って伸びている。現在の再生可能エネルギー浸透率（水力発電を除く）は、約 15%である（図 103）。発電量全体に占める水力発電のシェアは、2015 年に 10.5%であったので、国の再生可能エネルギーのシェアは全体で、約 25%である。将来、再生可能エネルギーをより増やすには、更に多くの風力発電と太陽光発電を導入する必要がある。その他の再生可能エネルギー（地熱発電や水力発電等）のポテンシャルは、限られているからである。USAID (2018) は、フィリピンが豊富な太陽光発電や風力発電に恵まれ、未開発の風力発電や太陽光発電の候補地と潜在容量が多いと報告している。現在の太陽光発電と風力発電の容量が合計で 1%と低い数値であるが、潜在的には 20%以上まで上昇できることが、DOE Philippines (2018b) と筆者の計算から明らかになった（後述）。

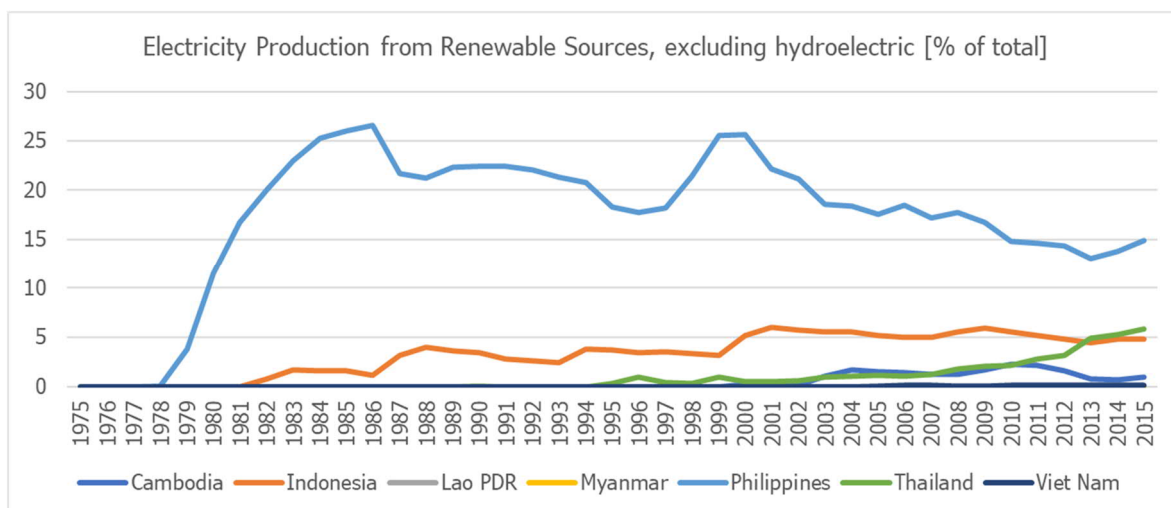


図 103 : 東南アジアの再生可能エネルギー（水力発電除く）比率  
(World Bank 2018)

#### (4) 北欧モデルの研究

第4章で述べたように、IEAとDEAは、電力システムの柔軟性を与える地域間連系線について研究してきた。IEA(2014, 2017a)は、変動再生可能エネルギーの集約効果について報告している。イタリアを例に、様々な地点の太陽光発電を集約した場合に、個々の変動が全体として緩和された集約効果の例を示した(IEA 2014)。また、IEA(2017a)は、需給のバランスエリアのサイズが重要であると指摘した。北欧の例では、2つのエリア同士を連系線によって結び付けた場合に、連系線はより大きなバランスエリアを形成して、変動再生可能エネルギーの変動を緩和する媒体として働いた。Danish Energy Agency(IEA)(2015)は、デンマーク西とドイツの2014年の取引を分析し、風力発電の80%の変動が連系線取引によって補われていたことを明らかにした。Ea Energy Analyses(2015)は、ノルウェーの水力発電容量、デンマークの風力発電容量とピーク需要、連系線容量を比較することにより、電力取引のトレンド分析を行った。Wang et al.(2017)は、特定期間のデータを用いて、デンマークの電力システムが風力発電に柔軟に対応し、利用する様子を表した。

連系線取引以外では、バーチャルパワープラント(Virtual Power Plants: VPP)が、同様に変動再生可能エネルギーを操る手段として研究されている。Pudjianto, RamsayとStrbac(2007)は、VPPのためのアルゴリズムを提供している。Shabanzadeh, Sheikh-El-EslamiとHashifam(2016)は、イベリア半島のデータを用いて、VPPを運用するモデルをデモンストレーションした。

#### (5) 経済分析(余剰分析)

Hogan(1992), BushnellとStoft(1996), Verhoef(2000)は、送電線混雑による社会コストや価格効果について分析した。Belyaev(2011)は、2つのエリア間の電力取引の効果について論じた。Borenstein, JaskeとRosenfeld(2002)は、電力取引の社会厚生について示した。Felder(2011)は、再生可能エネルギーが電力システムに接続された場合に、生産者余剰から消費者余

剰へ余剰が移管される価格抑制効果について定義し、環境抑制効果や価格上昇効果も含む総合的アプローチを取るべきで、特定の効果だけを評価するのは避けるべきと提唱した。

## (6) 農村部の電化効果

Herrin (1979) は、フィリピン南部の農村部の電化による効果について論じ、フィールドスタディーに基づく概念的な関連性を述べた。Frederiksen (1981) は、フィリピンの 1970 年と 1975 年における農村部の電化率と人口密度の関係を分析し、この 2 つの変数間に正の相関があることを示した。Kanagawa と Nakata (2007, 2008) は、電化によって生活の質が改善される概念的メカニズムを示した。Moner-Girona (2009) は、農村部の電化の効果について論じ、分散型再生可能エネルギーが地域経済を活性化することを示した。Pereira et al. (2011) は、南アフリカ、中国、インド、ブラジルを分析対象として、電化による効果を評価した。Hong と Abe (2012) は、再生可能エネルギーをフィリピン農村部の電化に用いた実証研究を行い、電化の効果を確認した。Pasten と Santamarina (2012) は、電化率と生活の質の関係について、118 ヶ国からデータをとって分析し、この 2 要素間の定量的な関係性を簡潔に示した。Roxas and Santiago (2016) は、再生可能エネルギーを農村部に普及させる方法を論じた。Nadimi と Tokimatsu (2018) は、112 ヶ国における 2005～2013 年の 1 人当たり電力消費量と生活の質との関係を表すモデルを構築した。

## 7.3 フィリピンにおける既存の電力ネットワークの評価

### 7.3.1 電力ネットワークの経済効果の分析方法

本章では、フィリピンの電力ネットワークは、変動再生可能エネルギーのポテンシャルを活用する上で十分か、という視点で分析を行う。同国を例に、持続可能性の鍵となる、変動再生可能エネルギーと電力ネットワーク柔軟性にかかる経済効果の分析を行う。

北欧と日本の比較から得られた示唆は、電力システムで変動再生可能エネルギーの高い浸透率を達成する上で、地域間連系線が有効な手段であった。変動再生可能エネルギー、連系線、補助的手段（地域分散ヒートポンプ、柔軟な需要、直流連系線等）の利用が密接に関連していることが特徴的であった。変動再生可能エネルギーの浸透率が高くなると、特に連系線の役割が重要になる。連系線を積極的に活用することによって、デンマークのように化石燃料への依存を減らすことができる。また、連系線と柔軟な需要の合計容量は、変動再生可能エネルギー容量と同等以上であることが必要だった。

以上の示唆を踏まえ、フィリピンの電力ネットワークについて、第 4 章の予備分析、第 5 章の経済効果の分析、第 6 章のエネルギー貯蔵による分散型ネットワークの経済効果と同様の分析を行い、リサーチクエスションに答えるための示唆を得る。なお、第 4 章の主成分分析は、必要な時系列データの全ては公開されていないことから実施していない。

分析の前提となる、フィリピン電力網の構成を図 104 に示す。現在、フィリピンの地域間連系は、ルソンービサヤスのみである。この 2 エリアは、高圧直流送電線で接続され、送電容量は、ビサヤスルソン方向は 440MW であり、ルソンービサヤス方向は 250MW で

ある。なお、ビサヤスーミンダナオ間の連系線は計画中であり、図 104 中の点線は、将来の連系ルートの候補である (NGCP 2015, 2016a, 2016b)。

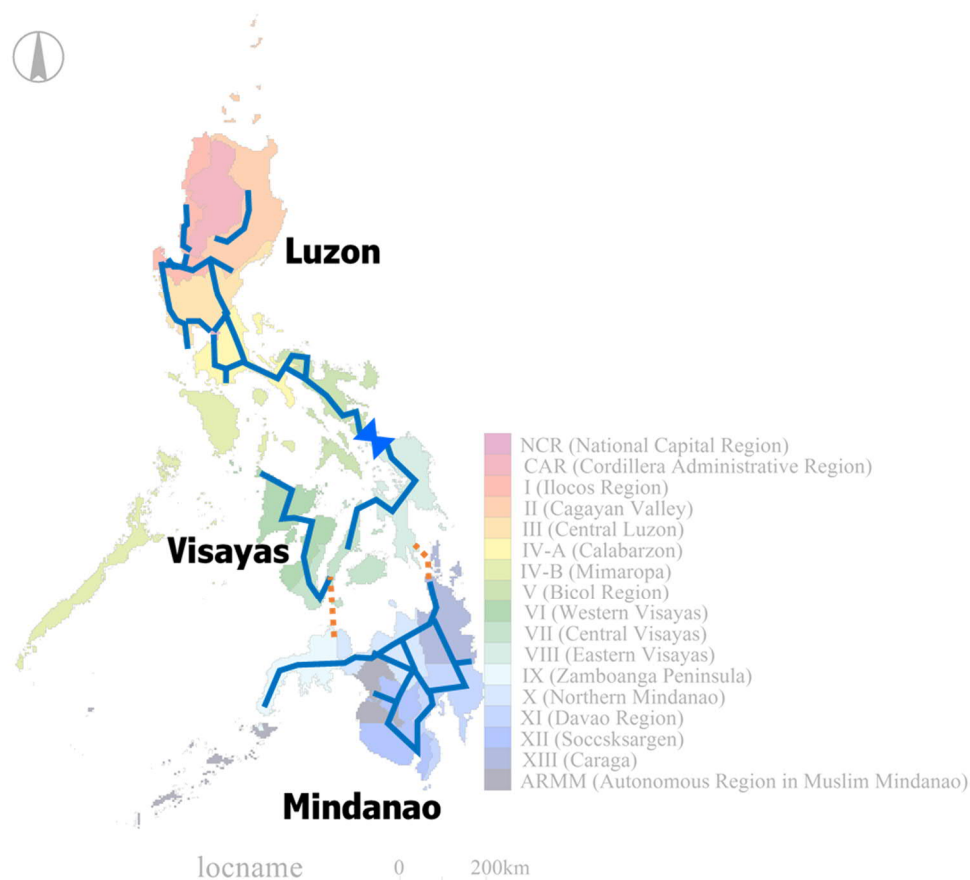


図 104 : フィリピンの主要な電力網の構成  
(Mandara ソフトにて筆者作成)

7.3.2 予備分析として、連系線容量の一貫性について分析し、7.3.3 での本分析は、次のステップを踏襲する。

### (1) 3 エリア (ルソン、ビサヤス、ミンダナオ) における供給曲線の作成

ルソン、ビサヤス、ミンダナオの3地域の限界費用曲線を作成する。それには、各電源の発電容量と限界費用のデータを入手する必要がある。発電出力は DOE Philippines (2016a) から発電容量のデータを入手し、卸電力市場 (Wholesale Electricity Spot Market: WESM) のウェブページの公表データ (例: “Marginal Plants”) から推定する。

電源の限界費用については、WESM のウェブページより、それぞれのタイムスロットにおける電力市場の落札価格と電源の情報を得ることができる。生情報は、異常に高い入札価格も示しており、市場参加者が高い価格で入札した痕跡でもある。これらの外れ値は、度数分布や中央値の採用等、統計処理によって除外する。表 22 は、供給曲線の作成で参照した出典一覧である。

各電源容量を限界費用の安い順に並べることによって、供給曲線を推定できる。なお、ミンダナオ島は WESM の傘下外であり、価格データが得られなかった。よって、ミンダナオの価格については、発電容量データとビサヤスの価格データから推定した供給曲線と、ピーク需要との交点から推定した。

表 22：フィリピンの供給曲線推定にかかる出典一覧

データ種類	出所	資料名
電源種別ごとの発電容量	DOE Philippines (2016a)	Philippine Power Situation Report
電源ごとの価格(限界費用)	WESM ウェブページ	Marginal Plants
電力市場の価格	PEMC (2017b)	Annual Market Assessment Report 2017
ピーク需要	PEMC (2017b)	Annual Market Assessment Report 2017
VRE 設備容量(現状)	DOE Philippines (2016a)	Philippine Power Situation Report
VRE 利用率(現状)	PEMC (2017b)	Annual Market Assessment Report 2017
VRE 設備容量(将来計画)	DOE Philippines (2016a)	Philippine Power Situation Report
VRE 設備容量(最大)	USAID (2018)	GREENING THE GRID: Solar and Wind Grid Integration Study for the Luzon-Visayas System of the Philippines
地域間連系線容量・潮流	PEMC (2017b)	Annual Market Assessment Report 2017

## (2) 供給曲線の価格弾力性の推定

次に、供給曲線の価格弾力性を推定する。第 5 章と同様に、横軸を価格の自然対数、縦軸を累積容量の自然対数として、散布図の回帰直線を取ると、この傾きが供給曲線の価格弾力性（相対値） $\beta$  を示している。

電力取引による価格効果は、需要曲線と供給曲線が交わる特定の横軸範囲における局所的な傾きに依存する。例えば、変動再生可能エネルギーが導入された場合、供給曲線がその分だけ右に移動するが、この幅は、出力変動と同じだけ変動する。本章では、移動量として、変動再生可能エネルギー容量に稼働率の期待値を乗じたものを採用する。供給曲線から、この移動分を除いた後、x 軸と y 軸の両方の値の自然対数の比を取ることによって、経済計算で使用する価格弾力性（相対値） $\beta$  を求める。

## (3) 変動再生可能エネルギーと電力取引の経済効果

次に、第 5 章と同様に、変動再生可能エネルギーと電力取引の経済効果を求める。2 つのエリア間における均衡価格を実現する電力潮流の式(5.2) に基づいて、理想の連系線潮流が  $f+f^*$  ( $=\{\varepsilon_A * \varepsilon_B / (\varepsilon_A + \varepsilon_B)\} * (P_{B1} - P_{A1})$ ) で表される。これは、各エリアの価格と供給曲線の価格弾力性が分かれば得られるものである。ルソンとビサヤスにおいては、価格は PEMC (2017a, 2018) から得られ、価格弾力性は(2)の手順で得ることができる。ミンダナオの場合は、価格弾力性は(2)と同じ手順で得られるが、価格のみ、(1)で記載したように、供給曲線とピーク需要からの推定で求めている。

### 7.3.2 予備分析：容量の一貫性

予備分析として、ルソン～ビサヤスの容量一貫性について調べた。図 105 は、ルソン島の変動再生可能エネルギー容量、連系線の容量+柔軟な需要の合成連系線容量、ビサヤスの変動再生可能エネルギー容量の一貫性について調べたものである。

なお、変動再生可能エネルギー容量は、USAID (2018) の報告結果におけるフィリピンの最大ポテンシャルを指す。

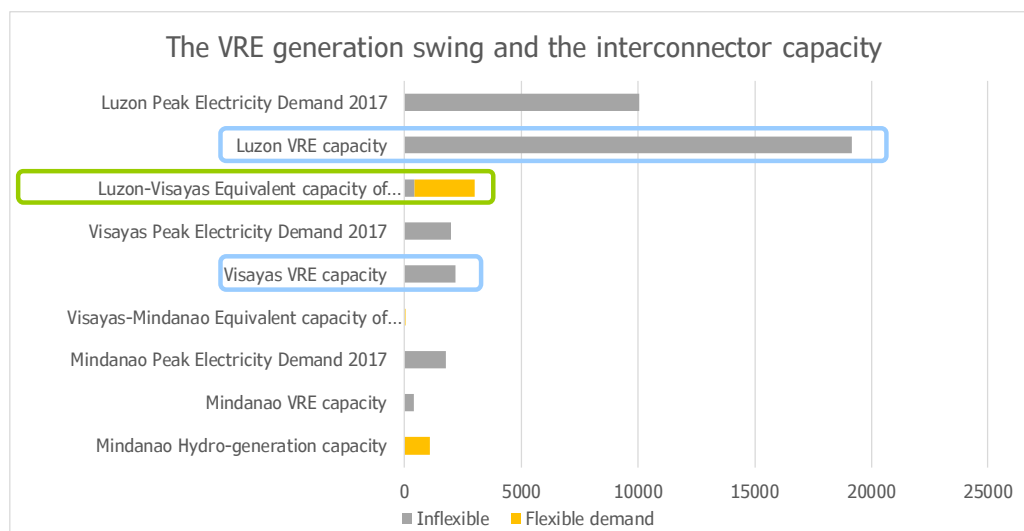


図 105：ルソン～ビサヤスの容量一貫性の評価結果

図 105 より、ビサヤス側から見ると、ルソン～ビサヤスの合成連系線容量は、ビサヤスの変動再生可能エネルギー容量よりも十分に大きいことが分かる。しかし、ルソン島側から見ると、将来の連系線容量と柔軟な需要は、大幅に不足すると見込まれる。

### 7.3.3 本分析の結果

#### (1) 供給曲線の作成

各電源の価格を推定するに当たり、WESM で公開される 3 ヶ月間 (2018 年 8 月～11 月) に渡る 1 時間毎のマージナルユニット一覧から、電源種別毎に分類し、それぞれ中央値をとって価格を求めた。大部分の電源は、中央値に近い価格に集中したが、一部で投機的に高い入札価格 (特に水力発電) が見られた。また、確実に給電指令を得るために価格ゼロで入札する電源 (水力発電や地熱発電等) が、時間帯によっては、市場決済価格になってしまう場合も見られた。この様な、本来の限界価格と異なる入札行動を取り除き、正しいと推定される発電原価を求めた。例えば、ルソン島の地熱発電の場合は、ゼロ価格入札と投機的な高額の入札価格の 2 通りしかなく、本来の価格に近いと考えられる中間値が得られなかったため、推定不可能であった。ビサヤス地区では、同様にゼロ価格入札が殆どで、投機的な入札も見られたが、数コマのみ中間値入札があり、これを採用した。石炭火力は、確実に給電指令を得るためにマイナス価格で入札するコマがあったので、これらを除外した。この様に推定した価格を、表 23 に示す。なお、推定に用いた生のデータの散布図を、APPENDIX-F.1 に載せた。

表 23 : ルソン島・ビサヤス地区の発電原価推定結果

地区	電源	推定価格 [PhP]	除外した異常値
ルソン島	地熱発電	推定不可	ゼロ入札、投機的入札のみ(中間値なし)
	水力発電	186.2	ゼロ入札、投機的入札
	石炭火力	2672.8	マイナス価格入札
	ガス火力	3515.2	投機的入札
	石油火力	7501.1	投機的入札
ビサヤス地区	地熱発電	299.2	ゼロ入札、投機的入札
	石炭火力	3201.0	マイナス価格入札
	石油火力	7760.2	ゼロ入札、投機的入札

表 23 の電源別の発電原価と、DOE Philippines (2016a) の発電容量を組み合わせることで、供給曲線を作成した。表中にない価格は、ルソン島の地熱発電（ビサヤスの地熱発電を援用）の他、ビサヤス地区の水力発電（ルソン島の水力発電を援用）、ミンダナオ島の水力発電、地熱発電、石炭火力、ガス火力、石油火力（ビサヤス地区の価格を援用）があり、これらにビサヤス地区の価格等を援用している。

まず、ルソン島の供給曲線を作成した（図 106）。ルソン島は、最も電力システムの規模が大きく、電源の容量も大きいことが分かる。

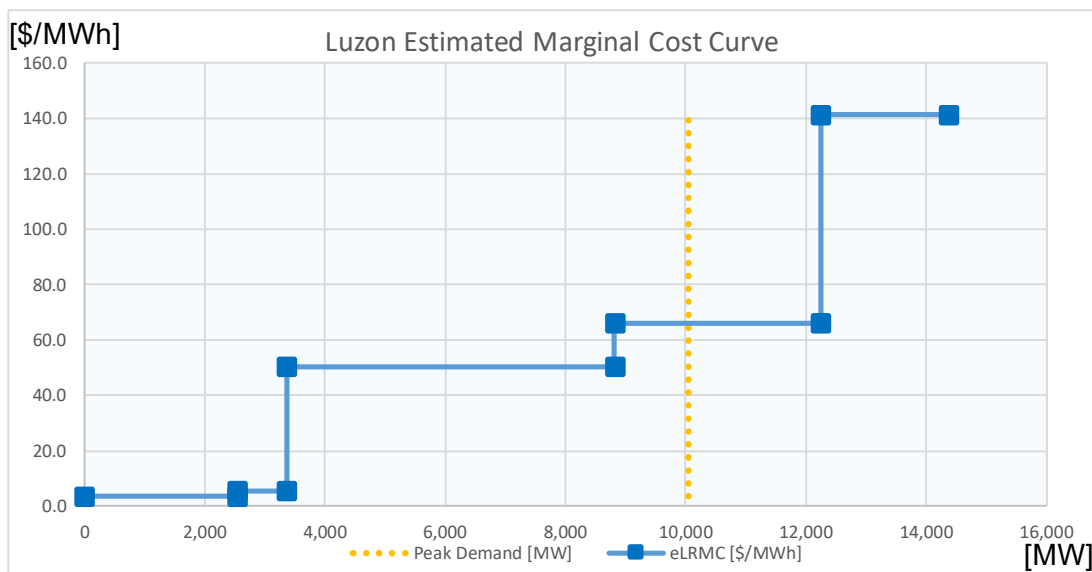


図 106 : ルソン島の供給曲線推定結果

図 107 は、ビサヤス地区の供給曲線である。ビサヤス地区は、多くの島から成り立っているが、全体の規模は、ルソン島の 4 分の 1 程度である。



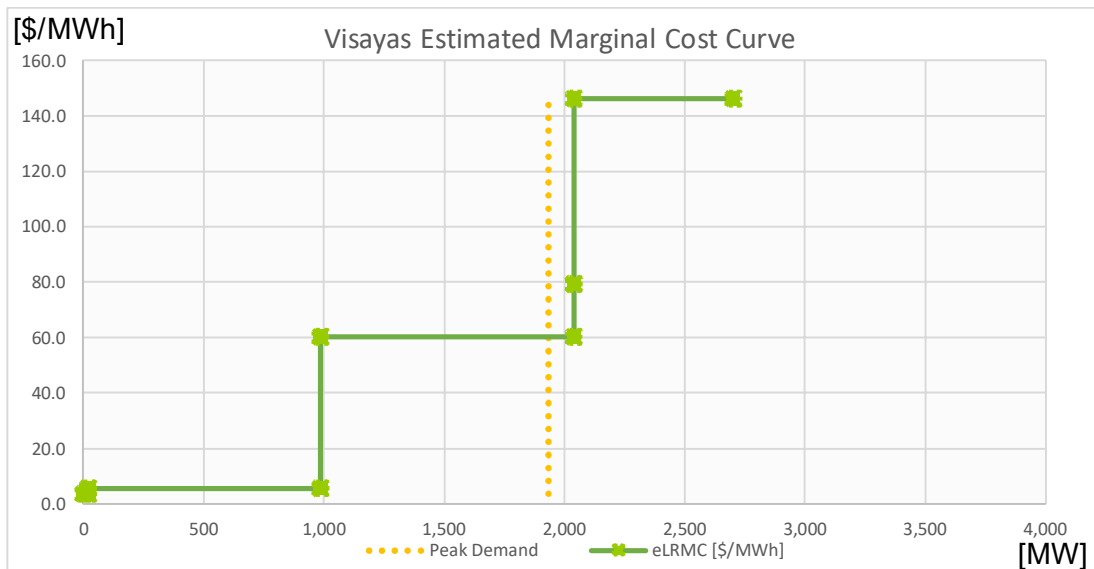


図 107 : ビサヤス地区の供給曲線推定結果

図 108 は、ミンダナオ島の供給曲線である。島全体の規模は、ビサヤス地区と同等レベルであることが分かる。

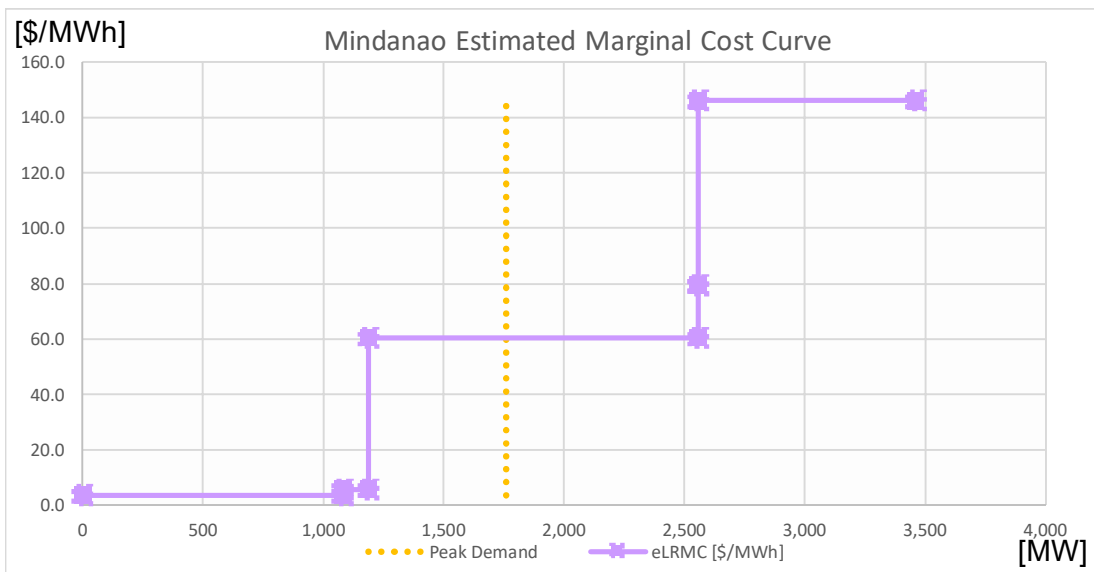


図 108 : ミンダナオ島の供給曲線推定結果

図 106～108 には、参考までにピーク需要の線を記載している。需要の値は、PEMC (2017b) より得ている。需要曲線と供給曲線の交点が、マーケットのレファレンス価格に近いものである。なお、マーケットの入札価格は、本来は SRMC であると言われるが、入札時には固定費の回収も考慮しているので、5.1.2 (2) の理由から、LRMC と読み替えている。

## (2) 供給曲線の価格弾力線の推定

前節で作成した供給曲線から、弾力性を求める。横軸の価格と縦軸の積み上げ発電容量の両方の自然対数を取り、単回帰分析した結果を APPENDIX-F.2 に載せた。ここで、ルソン島、ビサヤス地区、ミンダナオ島の価格弾力性（相対値）をそれぞれ  $\beta_{LZ}$ 、 $\beta_{VS}$ 、 $\beta_{MD}$  とすると、 $\beta_{LZ} = 1.176$ 、 $\beta_{VS} = 1.463$ 、 $\beta_{MD} = 0.884$  と求められる。

### ルソン島の供給曲線の価格弾力性

x 軸、y 軸の値についてそれぞれ自然対数を取り、求めた単回帰式は以下の通りである。

$$Y = 4.065 + 1.176 * X \quad (\text{APPENDIX-F.2})$$

ここから、価格弾力性（絶対値） $\epsilon_{LZ}$  を求めると、次のようになる。

$$\epsilon_{LZ} \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_{LZ} \times Q / P = 1.176 \times (14,378 - 0) / (141.4 - 3.5) = \underline{\underline{122.66}}$$

なお、価格は US\$ に、2018 年 12 月時点の 1US\$ = 53.06 PhP のレートで換算している。

### ビサヤス地区の供給曲線の価格弾力性

x 軸、y 軸のそれぞれの値の自然対数を取り、求めた単回帰式は、

$$Y = 0.995 + 1.463 * X \quad (\text{APPENDIX-F.2})$$

価格弾力性（絶対値） $\epsilon_{VS}$  は、次のようになる。

$$\epsilon_{VS} \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_{VS} \times Q / P = 1.463 \times (2,703 - 0) / (146.2 - 3.5) = \underline{\underline{27.71}}$$

### ミンダナオ島の供給曲線の価格弾力性

同様に、x 軸、y 軸のそれぞれの値の自然対数を取り、求めた単回帰式は、

$$Y = 3.853 + 0.884 * X \quad (\text{APPENDIX-F.2})$$

価格弾力性（絶対値） $\epsilon_{MD}$  は、次のようになる。

$$\epsilon_{MD} \equiv \Delta Q / \Delta P = \beta_{MD} \times Q / P = 0.884 \times (3,464 - 0) / (146.2 - 3.5) = \underline{\underline{21.45}}$$

## (3) 変動再生可能エネルギーと電力取引の経済効果

最後に、第 5 章と同じ手順で経済効果を求めた。単位は、1 時間あたりのエリア全体の総余剰を US\$ 換算した [US\$/時間] である。入力変数は APPENDIX-F.3 に載せた。なお、本章の分析データは、時系列データでなく、年間平均値である。

## ルソン島ービサヤス地区

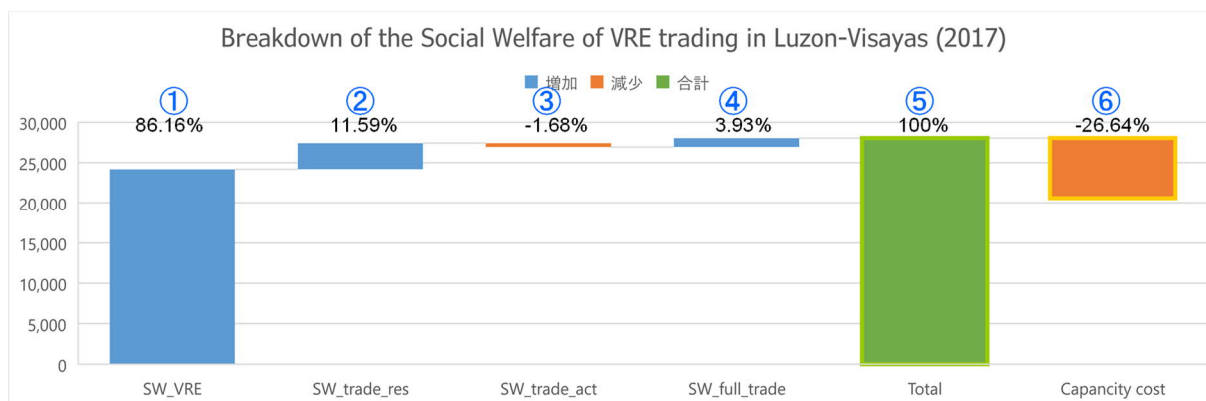


図 109：ルソン島ービサヤス地区の変動再生可能エネルギーの導入が現状ベース

- ① 変動再生可能エネルギーの総余剰
- ② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰
- ③ ②と実際の電力取引の総余剰の差
- ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰と実際の電力取引の総余剰の差
- ⑤ ①～④の合計による最大余剰
- ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

図 109 では、①変動再生可能エネルギーの総余剰が大きく、全体⑤の 86%を占めている。②も④に比べて大きいいため、連系線制約による電力取引の制限は比較的少ない。①だけでも十分に⑥容量コストを上回る効用がある。

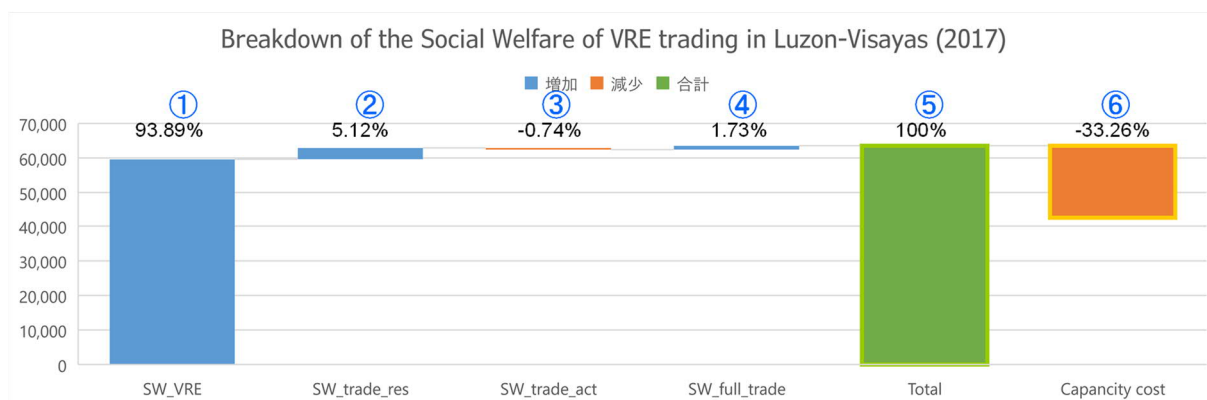


図 110：ルソン島ービサヤス地区の変動再生可能エネルギーの将来計画ベース

図 109 と同様の傾向を示している。連系線容量の制約にも余り直面しない。①だけで⑥容量コストの 3 倍近くあり、変動再生可能エネルギーの十分な効用がある。

## ビサヤス地区－ミンダナオ島

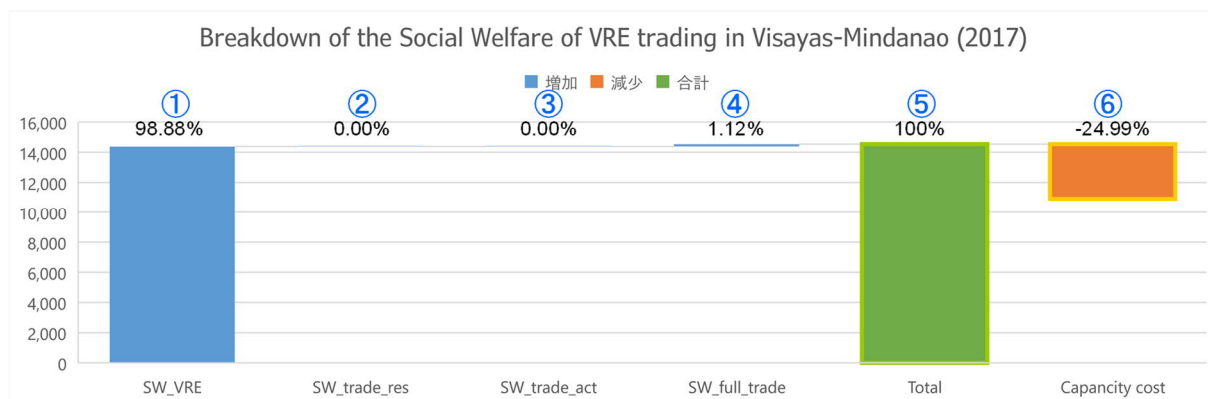


図 111：ビサヤス地区－ミンダナオ島の変動再生可能エネルギーの導入が現状ベース

- ① 変動再生可能エネルギーの総余剰
- ② 連系線容量上限まで活用した電力取引の総余剰
- ③ ②と実際の電力取引の総余剰の差
- ④ 連系線制限がない電力取引の最大余剰と実際の電力取引の総余剰の差
- ⑤ ①～④の合計による最大余剰
- ⑥ 変動再生可能エネルギー維持のために電力システムが必要とする容量コスト

図 111 はビサヤス－ミンダナオの計算結果だが、現状は連系線が繋がっていないため、②と③はゼロである。①変動再生可能エネルギーが非常に大きく、全体⑤の 99%を占めている。④の便益もわずかである。①は⑥容量コストの 4 倍程度ある。

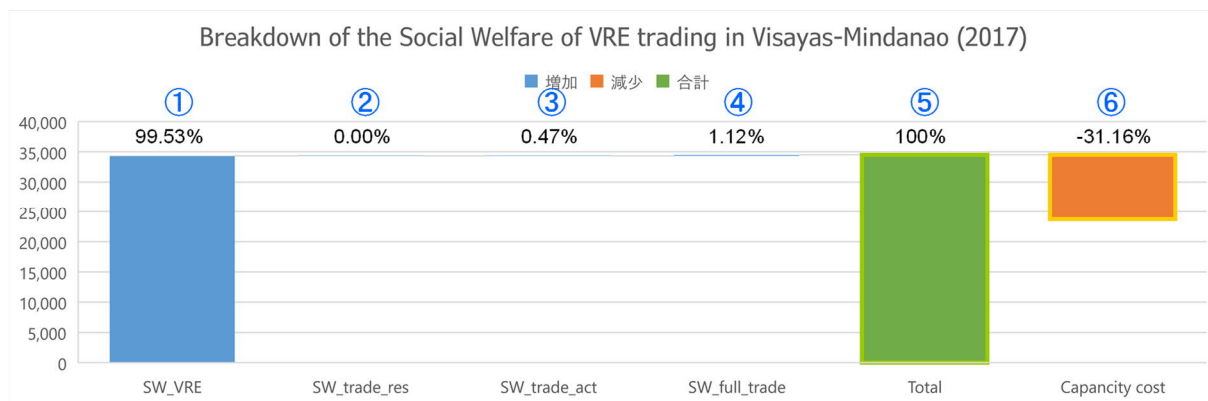


図 112：ビサヤス地区－ミンダナオ島の変動再生可能エネルギーの将来計画ベース

図 112 はビサヤス－ミンダナオの将来計画における計算結果を示す。ここでは、エリア間の連系線が繋がった状態を前提にした。結果は、図 111 とほぼ同様の傾向を示している。⑥必要な容量コストが少し増加している。

### 7.3.4 分析結果のまとめ

本節の分析結果を総括すると、最大需要のルソン島と小規模のビサヤスを結ぶ連系線は、比較的電力取引に活用されている。将来、変動再生可能エネルギーが容量比で 5 割を超える計画だが、変動再生可能エネルギーによる便益は容量コストを十分に上回ると想定される。

一方、ビサヤス地区とミンダナオ島の間は、現在、連系線が繋がっていないが、将来は接続される計画である。接続後の電力取引の便益は非常に小さいと想定される。ビサヤス地区とミンダナオ島は同等レベルの電力需要があるが、変動再生可能エネルギー導入計画に大きな隔たりがあるため、容量コストの変化はほぼビサヤスの変化によるものである。

## 7.4. フィリピンにおける分散型ネットワークの潜在力

### 7.4.1 現状の地域格差（人口分布・電化率分布）

以上の連系線モデルでは、送電線がユニバーサルに行き渡っている状態を想定している。しかし、電力網が十分に普及していない場所では、このモデルは必ずしも適切ではない。フィリピンでは、再生可能エネルギーの進捗が場所によって様々であることや、1人当たりエネルギー消費率（ECR）の分布が一様でないこと等が依然として課題であり、連系線モデルが必ずしも当てはまる訳ではない。

図 113 は、フィリピンの人口分布と家庭の電化率分布を示している。なお、人口分布の入力値、電化率分布の計算値については、APPENDIX-F.6 に記載している。

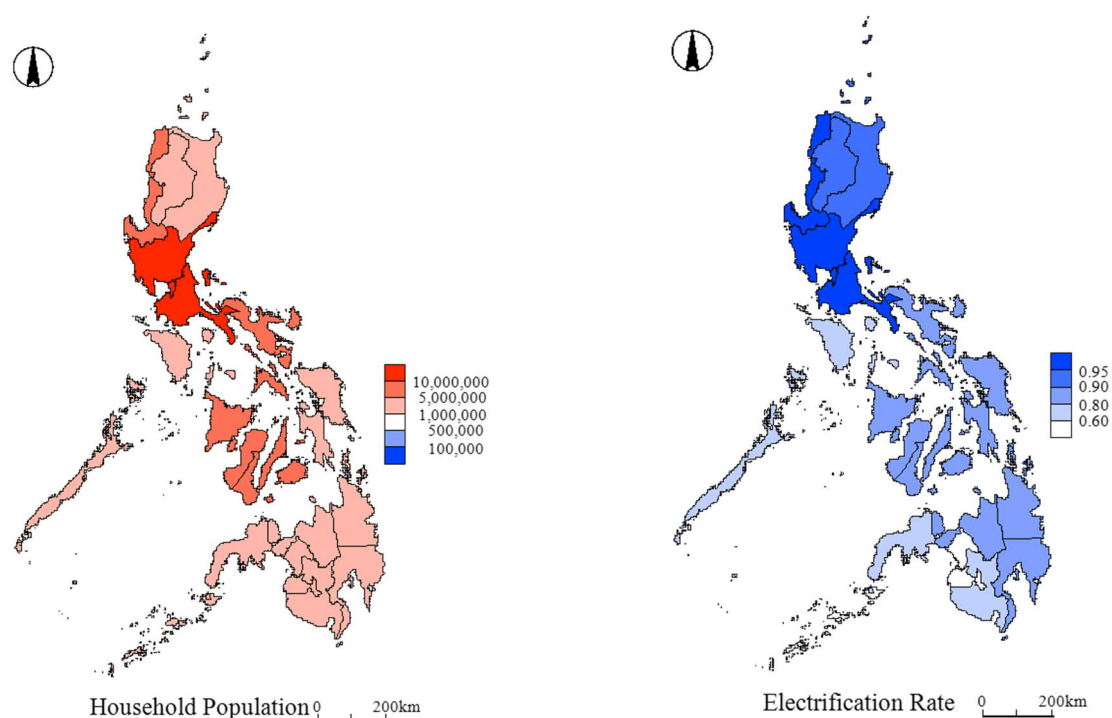


図 113 : フィリピンの人口分布（左図）と電化率分布（右図）  
（Mandara ソフトにて筆者作成）

同国の電化率は、2016年には91%（図 101）に達したものの、地域毎の明らかな格差が存在する（図 113）。

## 7.4.2 ECR と生活の質にかかる先行研究

Pasten と Santamarina (2012) は、ECR と生活の質 (Quality of Life: QoL) の対数線形関係を、トレンド分析によって立証した。ECR が 1.0~5.0 の間では、QoL とその他指標 (1 人当たり国民総収入等) が線形関係にあったが、ECR が 5.0 を超えた場合は、QoL が飽和することを示した。

Nadimi と Tokimatsu (2018) が提案するモデルによれば、ECR と QoL は S カーブを形成し、ECR 値の低い部分と高い部分は、どちらも飽和域にあるという。ECR 値が 2.5~4.0 の範囲では、直線関係にあり、ECR が 2.5 以下の範囲は発展前の国々と考えられるとのことである。

本ステップでは、ECR の地域毎の分布を導出し、VRE 導入プログラムと比較した上で、QoL の観点等も利用して、現在の再生可能エネルギー開発計画案の有効性を評価する。

## 7.4.3 分析方法

### (1) 電力ネットワーク柔軟性のために既存ネットワークを拡張する経済性

電力ネットワークの柔軟性を改善するために、既存と同様の電力ネットワークの拡張による従来型開発方式ではなく、分散型ネットワークの方が有効であることも考えられる。例えば、ミンダナオ島の電力系統は独立しているが、ビサヤスとミンダナオ島を連系線で接続する計画 (NGCP 2015;2016b) がある。この計画に、第 6 章の分析方法を応用し、従来式の連系線の拡充と、分散型ネットワークの経済効果を比較評価する。

分析対象は、ルソン島ービサヤス地区、およびビサヤス地区ーミンダナオ島の連系線とする。第 6 章と同様に、次の 3 つのケースについて、コスト、便益、総合便益を求めて比較する。それらは、①両地区を結ぶ連系線容量を増強する場合、②連系線容量の不足分を蓄電で補完する場合、③変動再生可能エネルギーの変動吸収を全て蓄電で賄った場合である。なお、コストや便益の単位は、1 時間当たりエリア全体の総余剰を US\$換算した [US\$/時間] である。

### (2) 新しい分散型ネットワークと従来の開発方式の経済性

次に、新しい分散型ネットワークと従来の開発方式の経済性を比較する。前節の考え方を 1 歩進めて考える。前節では、蓄電容量は、変動再生可能エネルギーを電力取引する際の変動が、連系線容量を超えた分を補うために必要な分と考えた。本節では、蓄電が電力システム柔軟性の全てを担うと想定する。変動再生可能エネルギーの変動の全てを蓄電で吸収する場合に、火力発電所の新設を回避できるので、この経済性を比較する。分析は、以下のように、蓄電設置コストと、石炭火力の新規建設回避の便益の比較によって行う。

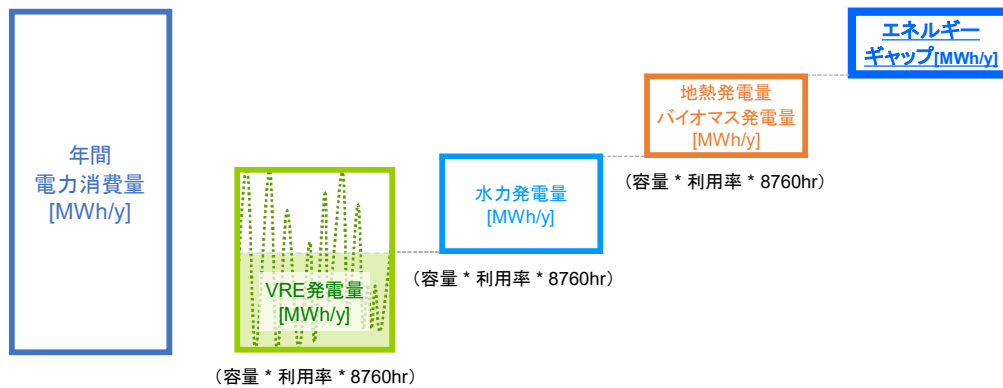


図 114：電力システムにおける VRE の供給力（量の面）

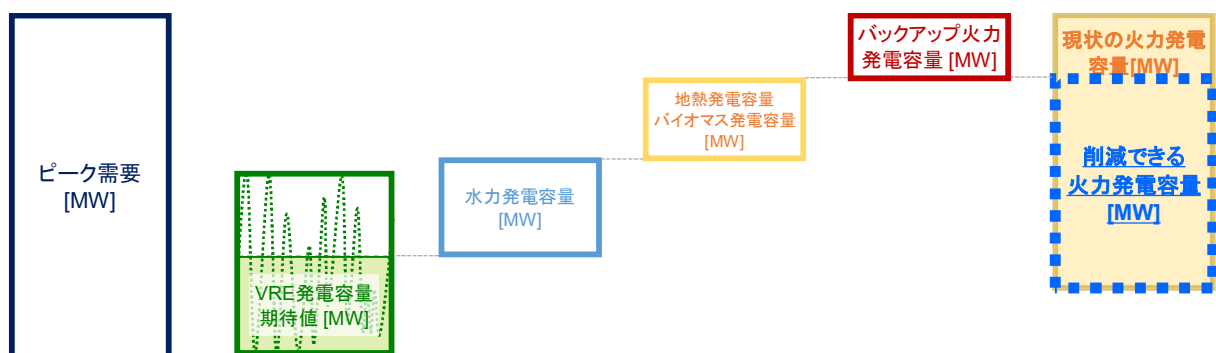


図 115：電力システムにおける VRE の供給力（大きさの面）

図 114 は、電力消費量の面での VRE の供給力を示す。将来計画を含む VRE をベースに、再生可能エネルギー電源によって電力消費量を賄うものとする。それでも不足する分を、エネルギーギャップとして算出する。

図 115 は、需要（大きさ）面での VRE 供給力を表す。VRE 発電量の期待値をベースに、再生可能エネルギー電源によってピーク需要を賄うものとする。それでも不足する分は、ピーク用火力発電で賄う。ピーク用火力発電容量と現状の火力発電容量を比較し、差分を削減できる火力発電容量とする。

経済性比較の方法は、基本的に、蓄電システムのコスト(7.4) を便益(7.5) が上回るか、ピーク用火力発電の利用率が一般的な値より低いかによって評価する。必要な蓄電サイズの考え方は、電力システムの安全サイドを取り、変動再生可能エネルギーの変動の全てを柔軟な水力発電で吸収すると考える。この容量の差分に時間を掛けた。計算式は、以下の通りである。具体的な入力値と出典は、APPENDIX-F.4 に記載している。なお、純粋に金額で比較し、単位は[million US\$]である。

$$(\text{将来需要に必要なバックアップ火力発電容量}) = (b) - (c) * (i) - (d) * (j) - (l) - (n) - (p) \quad (7.1)$$

$$(\text{電力需要と再生可能エネルギー発電量のギャップ [MW]}) = (a) - \{ (c) * (i) + (d) * (j) \} - (l) * (m) - (n) * (o) - (p) * (q) * 8760 \quad (7.2)$$

$$(\text{必要な蓄電システムのサイズ [MWh]}) = \{ (c) + (d) - (m) \} * (s) / (t) \quad (7.3)$$

$$\text{(蓄電システムのコスト [million US\$])} = (7.3) * (r) \quad (7.4)$$

$$\text{(蓄電システムの便益 [million US\$])} = \{(k) - (7.1)\} * (u) \quad (7.5)$$

$$\text{(バックアップ火力発電の利用率)} = (7.2) / (7.1) \quad (7.6)$$

- (a) 年間電力消費量 [GWh]
- (b) ピーク電力需要 (2016 年) [MW]
- (c) 最大の風力発電容量 [MW]
- (d) 最大の太陽光発電容量 [MW]
- (e) 風力発電容量の将来計画 [MW]
- (f) 太陽光発電容量の将来計画 [MW]
- (g) 現状の風力発電容量 [MW]
- (h) 現状の太陽光発電容量 [MW]
- (i) 現状の風力発電の年間利用率 [無次元]
- (j) 現状の太陽光発電の年間利用率 [無次元]
- (k) 現状の火力発電の設備容量 [MW]
- (l) 現状の水力発電の設備容量 [MW]
- (m) 現状の水力発電の利用率 [無次元]
- (n) 現状の地熱発電の設備容量 [MW]
- (o) 現状の地熱発電の利用率 [無次元]
- (p) 現状のバイオマス発電の設備容量 [MW]
- (q) 現状のバイオマス発電の利用率 [無次元]
- (r) 蓄電の設置単価 [US\$/MWh]
- (s) 蓄電システムの必要放電時間 [hr]
- (t) 蓄電システムの充放電サイクル効率 [無次元]
- (u) 石炭火力発電所の建設単価 [million US\$/MW]

#### 7.4.4 分析結果

##### (1) 既存の電力ネットワーク拡張の有効性評価の結果

###### a) ルソン島ービサヤス地区：現状の変動再生可能エネルギー導入量のケース

ルソン島ービサヤス地区における現状の変動再生可能エネルギーの導入状況において、電力ネットワーク柔軟性の不足分を補完する 3 つのケースの評価結果を図 116 に示す。



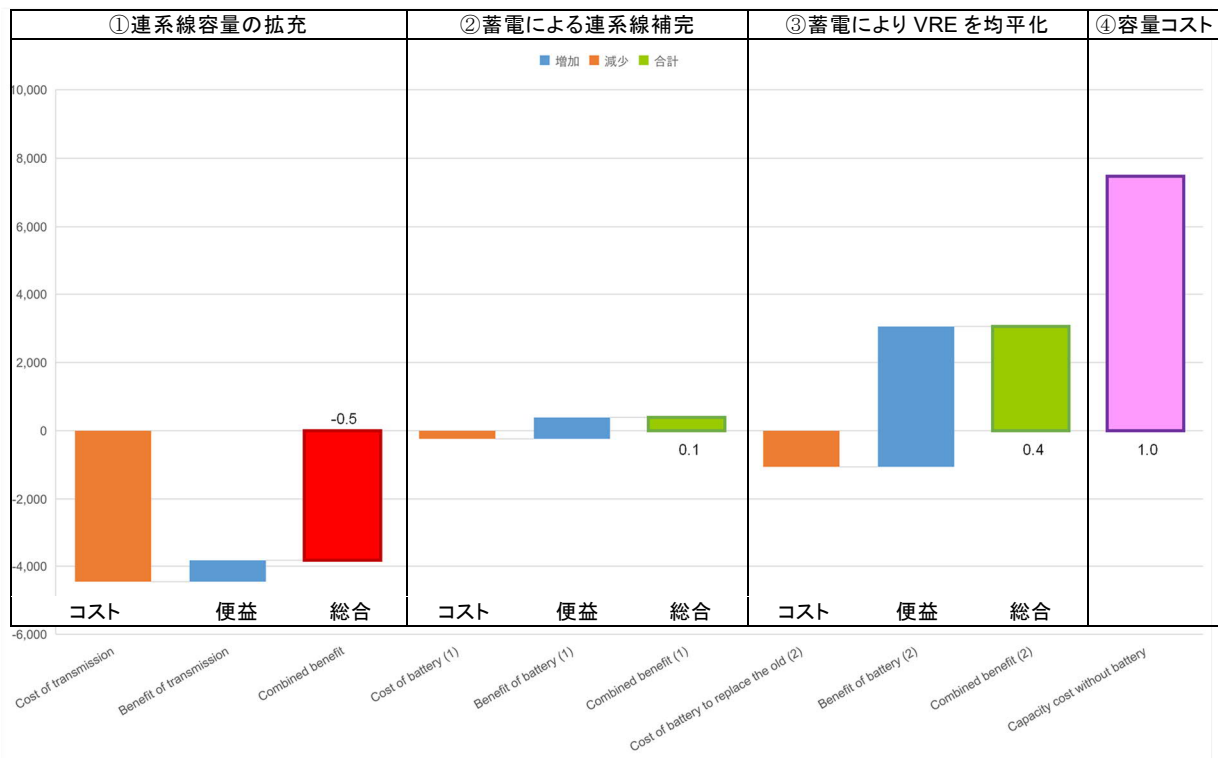
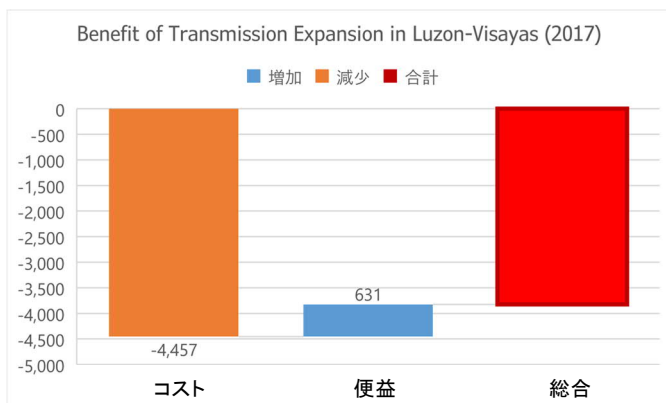
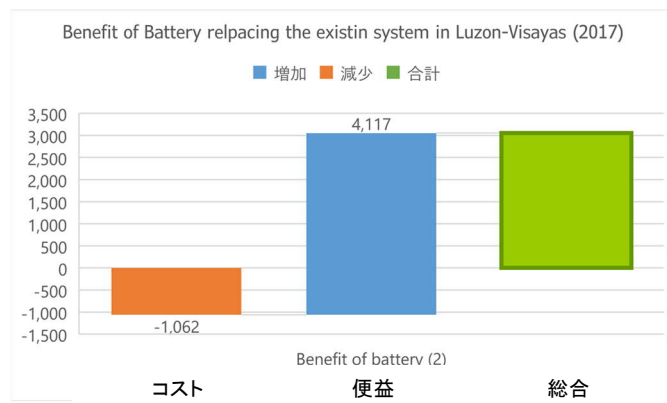


図 116 : ルソン島ービサヤス地区の現状シナリオ評価結果

- ① 連系線容量を増強しても便益は僅かで、総合効用ではマイナスになる。
  - ② 蓄電で容量を補えば、若干のプラスの総合効用となる。
  - ③ 蓄電で VRE を均平化すればプラスとなるが、容量コストの 0.4 倍程度しか賄えない。
- ①と③を拡大したものが図 117 である。蓄電による電力システム柔軟性の強化は、連系線拡充よりも効果的であることが分かる。



①連系線容量を拡充するケース



③蓄電により変動再生可能エネルギーを均平化

図 117 : ルソン島ービサヤス地区の現状シナリオ評価拡大図

b) ルソン島ービサヤス地区：将来の変動再生可能エネルギー導入後に期待される便益  
 ルソン島ービサヤス地区において、将来の変動再生可能エネルギー導入後の期待便益を  
 図 118 に示し、①と③を拡大したものが図 119 である。

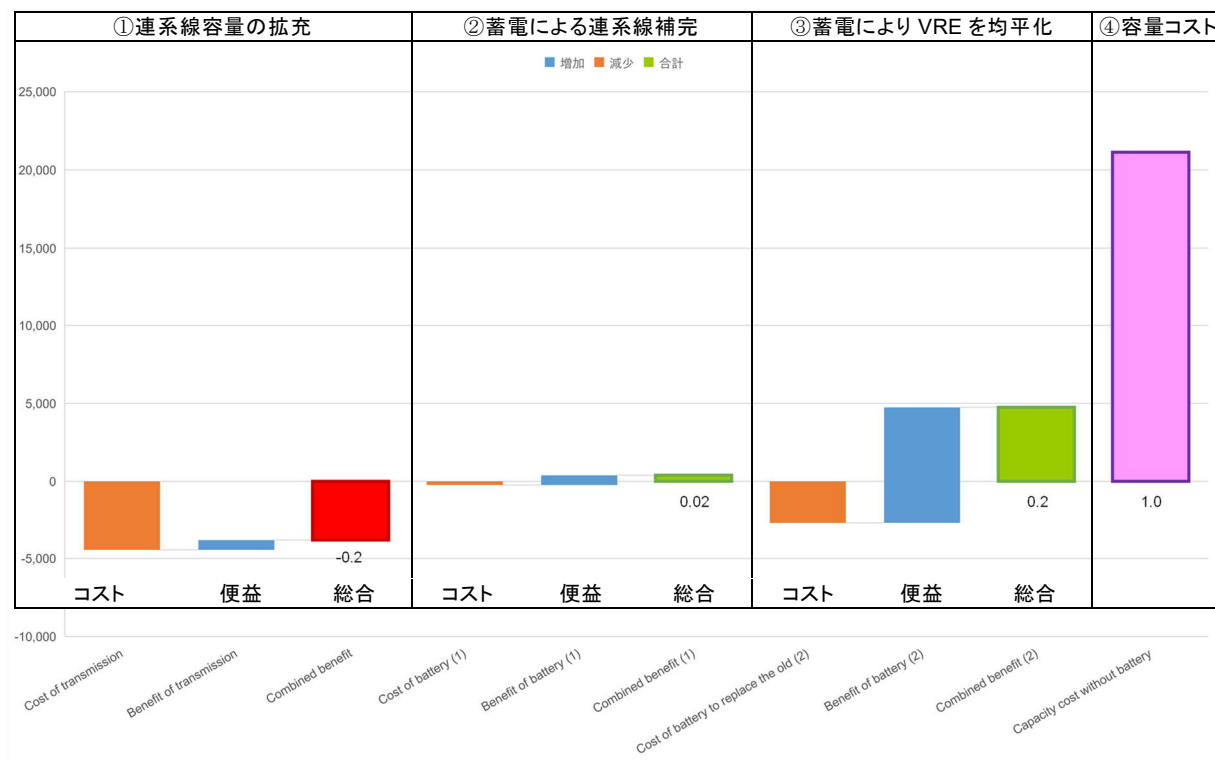


図 118：ルソン島ービサヤス地区の将来シナリオ評価結果

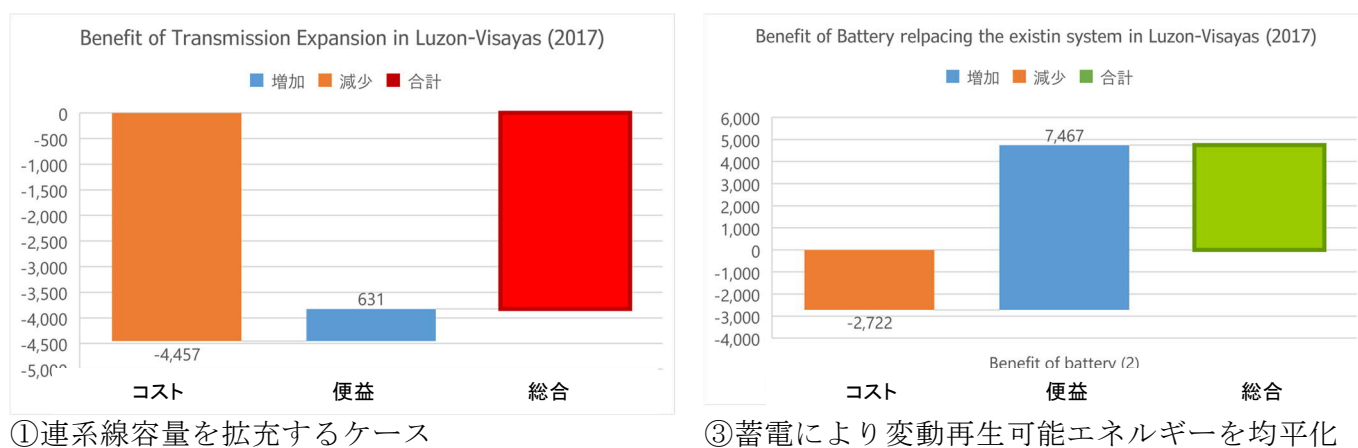


図 119：ルソン島ービサヤス地区の将来シナリオ評価結果拡大図

この傾向は、前節 a) の現状ケースと同様であるが、③の総合便益と④必要な容量コストとの格差が広がっている。

c) ミンダナオ島ービサヤス地区：現状の変動再生可能エネルギー導入量のケース  
 現在、ミンダナオ島ービサヤス地区は、電力網が繋がっておらず、将来、この2区間を  
 海底ケーブルで接続する計画がある（NGCP 2015, 2016b）。これを前提とした計算結果が、

図 120 である。このうち①と③を拡大したのが図 121 である。なお、再生可能エネルギーと連系線の二重の想定を避けるため、ここでは現状計画の分析に留めている。

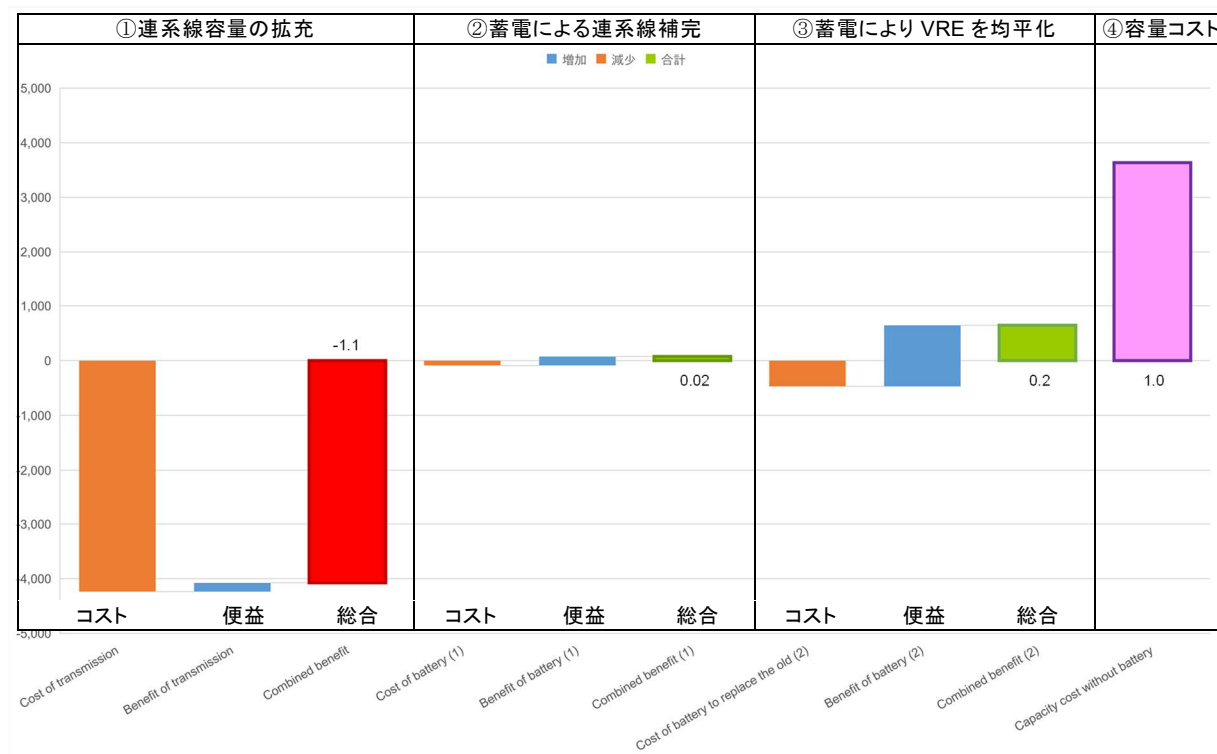
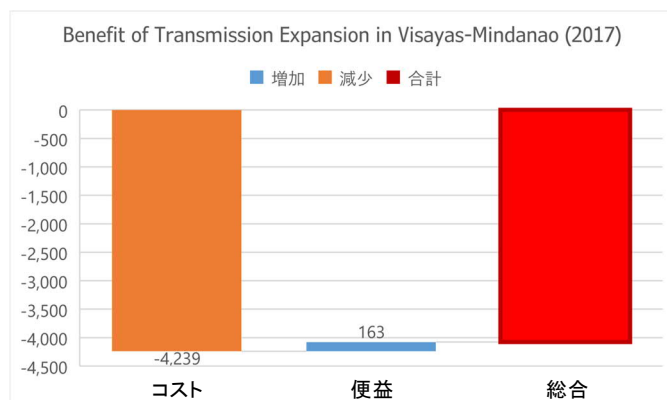
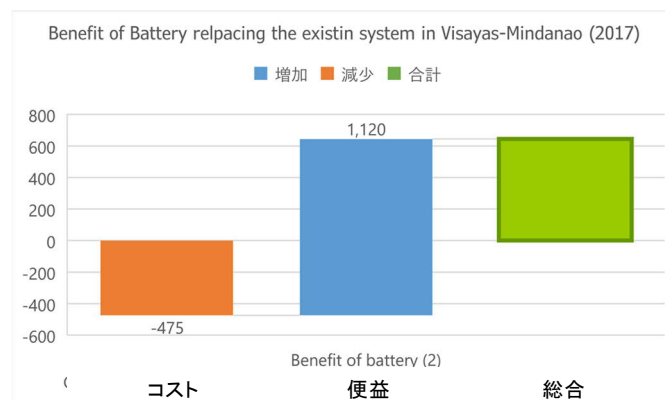


図 120 : ミンダナオ島ービサヤス地区の現状シナリオ評価結果



① 連系線容量を拡充するケース



③ 蓄電により変動再生可能エネルギーを均平化

図 121 : ミンダナオ島ービサヤス地区の現状シナリオ評価結果拡大図

- ① 連系線の拡充は、投資額に対して便益が非常に少なく、総合便益がマイナスである。
- ② 蓄電で連系線容量を補完する方法は、僅かにプラスの総合便益となる。
- ③ 蓄電で VRE を均平化する方法は最も効果があるが、必要な容量コストが増えるため、総合便益は容量コストの 0.2 倍である。

## (2) 新しい分散型ネットワークと既存開発方式の経済効果の比較

変動再生可能エネルギーによる分散型ネットワークと、既存の大容量火力発電と長距離送電による開発方式の経済効果の比較結果を表 24 と図 122 に示す。なお、変動再生可能エネルギーの分布は、USAID (2018) が提案する最大の計画と DOE Philippines (2018c) による既存電源の情報を基にしている。具体的な地域の分布状況は、APPENDIX-F.8 に示した。

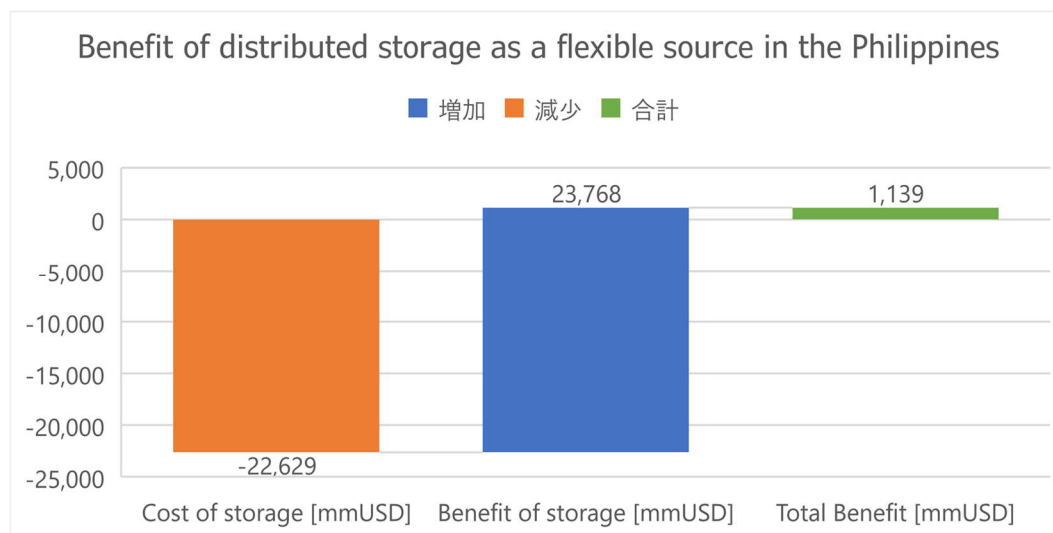


図 122：新しい分散型ネットワークと既存開発方式の経済効果比較結果

表 24：分散型ネットワーク形成のコストと便益の比較結果

地域	エネルギー消費量 (a) [GWh]	最大 VRE 導入量 (a)+(c) [MW]	バックアップ火力発電 (7.1) [MW]	需要と VRE のギャップ (7.2) [GWh]	蓄電コスト (7.4) [US\$ million]	蓄電の便益 (7.5) [US\$ million]	バックアップ火力利用率 (7.6)
Luzon	57,441	19,166	3,351	11,325			38.6%
Visayas	8,886	2,165	673	0			0%
Mindanao	9,495	410	576	4,038			80%
Philippines	75,822	21,741	4,600	13,005	22,629	23,768	32.3%

この試算結果から、最終需要と最大変動再生可能エネルギー導入時の想定発電量に 13TWh/年のギャップがあることが言える。なお、想定される変動再生可能エネルギー容量はピーク需要よりも大きいですが、実際の出力は蓄電により均平化され、合計の発電量は容量に利用率を乗じたものになると想定した。このギャップを埋めるための火力発電容量は 3.35GW が必要になると見積もった。これは、現在設置されている火力発電容量よりはるかに小さく、脱化石燃料化に大きく貢献すると考えられる。火力発電の新設回避による便益は US\$23.77 billion と見積もられ、これは将来想定される蓄電の設置コスト US\$22.63 billion より大きく、社会的に十分なプラスの便益がある (図 122)。これに加えて、前節(1)の結果より、蓄電の追加により電力ネットワークの柔軟性も強化されることが分っているため、新しい分散型ネットワークは、柔軟性の強化と経済効果の両面において有効である。

一方で、結果を地域毎に見て行くと、ルソン島はバックアップ火力の利用率が 38.6%と低いため、既存の石炭火力を止めて、全量ガス火力にすることも可能であると考えられる。

ビサヤス地区は、多くの島の集合であり、需要とのギャップもないことから、全量を再生可能エネルギーと蓄電による分散型システムにすることが考えられる。最後にミンダナオ島であるが、変動再生可能エネルギー開発見込量が小さく、需要とのギャップも大きい。この結果、バックアップ火力発電の利用率も 80%と高く、依然として化石燃料に依存しなければならない見通しとなっている。この原因は、変動再生可能エネルギーの開発見込量が非常に小さいことであり、ミンダナオ島が見積量の出所である USAID (2018) の調査対象外となっていたことによる。ミンダナオ島については、改めて再生可能エネルギー開発ポテンシャルの調査を行うことが必要であると考えられる。

#### 7.4.5 分析結果のまとめ

(1) の結果から、既に連系線で接続されているルソン島ービサヤス地区に関して、現状の変動再生可能エネルギー導入レベルでは、新たな連系線増強による便益は、かかるコストを上回ることはない。むしろ、蓄電システムによって柔軟性を強化した方が大きな便益が得られることが分かる。将来の変動再生可能エネルギー導入計画を前提にした場合も同様で、蓄電システムによる柔軟性の強化は、かかるコストを便益が上回る想定である。ミンダナオ島ービサヤス地区については、現時点で連系線が接続されていない。しかし、両エリアを接続しても効果が少なく、総合便益で大きなマイナスとなる。蓄電で連系線容量を補えば、微小にプラスの総合便益となり、VRE を蓄電で均平化する方法も、若干のプラスの総合便益がある。VRE に関する便益が小さいのは、VRE 自体がこのエリアで非常に少ないためである。

(2) の結果から、USAID (2018) が示す、最大の変動再生可能エネルギー導入ケースにおいて、必要とされる電力システムの柔軟性リソースとして、従来の火力発電ではなく、最大量の蓄電システムを導入したケースでは、火力発電の容量を大幅に削減できることとなり、コストに対する便益が上回る見通しである。この結果、需要の不足部分については、石炭火力を止めてガス火力に切り替えることが可能である。この様に、電力システムの脱化石燃料化に大きく前進することができると考えられる。

フィリピンの島国において、変動再生可能エネルギーと蓄電による分散型システムは、従来型の大規模集中発電と長距離送電の電力システムを延長した方式と比べて、同じ柔軟性を得る上での経済効果の点でも優れていることが分かった。

#### 7.4.6 考察：分散型ネットワークにより期待される効果

##### (1) 最大レベルの変動再生可能エネルギー導入分布図

分散型ネットワークを前提として、USAID (2018) による最大の変動再生可能エネルギー導入ケースを考える。図 123 は、USAID (2018) が設定した BR50 シナリオ提案に基づいて変動再生可能エネルギー発電容量の分布を推定したもの（左図）と、2016 年の総電力消費量に占める変動再生可能エネルギーの推定シェア（右図）である。

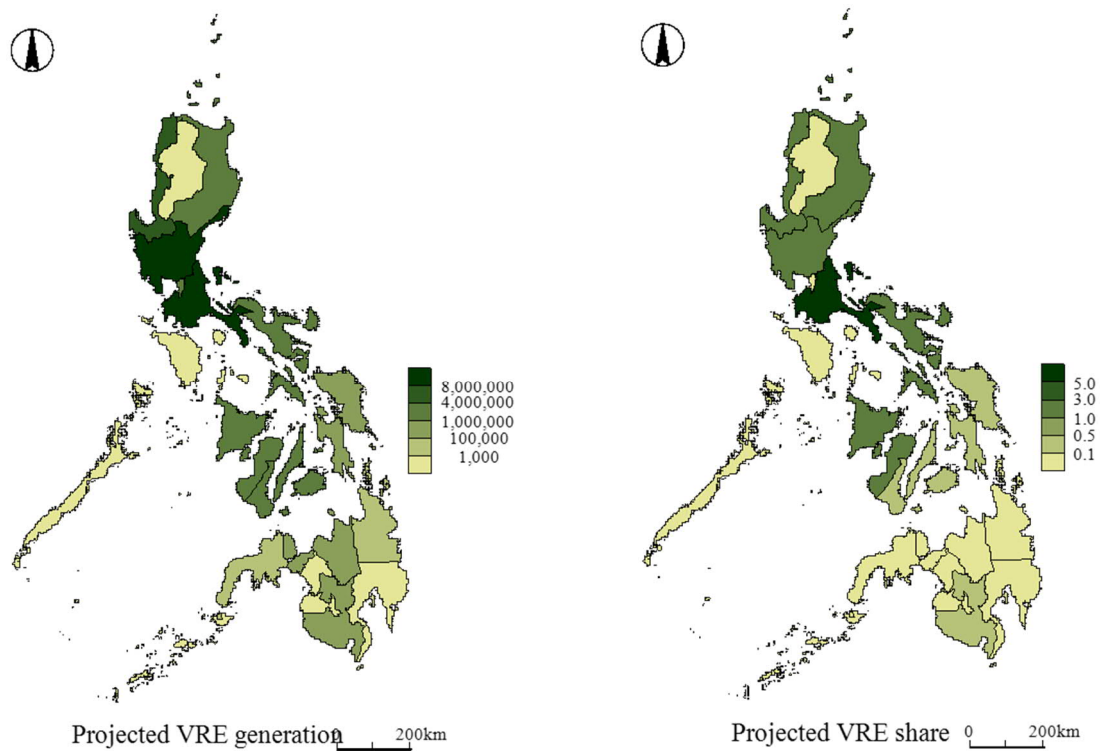


図 123 : 最大シナリオにおける VRE 容量の分布 (左図) と VRE シェア (右図)  
(Mandara ソフトにて筆者作成)

図 113 と図 123 を比べる限り、提案された VRE 発電容量とシェアの分布は、人口と電化率の分布とほぼ対応している。これは、都市部の人口は過密で、電気も行き届いており、かつ再生可能エネルギーの開発予定にも恵まれていることを表す。これに対して、農村部は、概して再生可能エネルギーの開発計画からも取り残されている。

## (2) 最大の VRE 導入後の ECR 分布と QoL

図 124 は、ECR の分布の計算結果である。図 124 を図 113 と比べると、電化率の分布と ECR の分布にもギャップがあることが分かる。電化率が高い地方県もあるものの、大部分の地方県では ECR は低い。ECR が高いのは首都圏のみである。この結果を先行研究と比較すると、大部分の地方県の ECR は 0.1 以下であり、7.4.2 に記載したように、発展前の国々と同等レベルの生活の質 (QoL) に相当する (Pasten and Santamarina 2012; Nadimi and Tokimatsu 2018)。最も高い首都圏の ECR でも、0.37 に過ぎない。

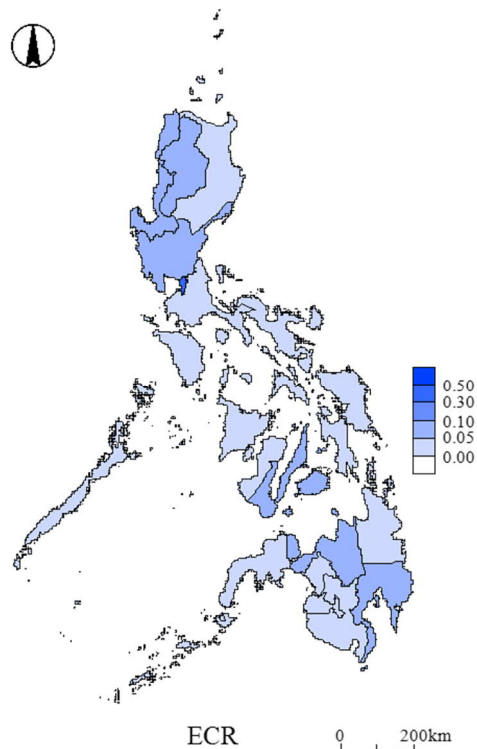


図 124 : フィリピンの現状の ECR 分布  
(Mandara ソフトにて筆者作成)

Moner-Girona (2009) は、再生可能エネルギーで構成されるミニグリッドは、収益を地域内部に留め、地域経済を活性化すると示唆している。特に、孤立した島や遠隔地では、バランスの取れた変動再生可能エネルギーの分散設置と、エネルギー生産サイクル、蓄電、配電、メンテナンス等の関連サービスを一式で確立させることが、ECR と QoL を改善する上で効果的であると考えられる。

### (3) 変動再生可能エネルギーの開発計画における示唆

最後に、VRE の分布から導かれる示唆について考察する。北欧モデルの示唆は、ミンダナオ島ービサヤスのように、連系線容量の増強が現実的でない場合は、柔軟な需要が有効になるということだった。柔軟な需要には、揚水発電、蓄電、電気ボイラ、地域ヒートポンプ等が含まれる。Roxas と Santiago (2016) は、これ以外の柔軟な需要のソースとして、飲料水製造機や水産物保存のための氷製造機等を挙げており、これらは熱帯の島嶼国では非常に効果的であると考えられている。

## 7.5 分析結果に基づく結論と考察

本章のリサーチクエスション「RQ4. アジアの新興国において、再生可能エネルギー中心の持続可能なエネルギー供給を実現するために、電力ネットワークの柔軟性をどのように開発すべきか。」への回答にあたり、北欧モデルは、アジア新興国のエネルギーセキュリティの問題においても、有用な示唆を与える。

北欧モデルの要点は、変動再生可能エネルギーと、電力ネットワークの柔軟性である。電力ネットワークの柔軟性とは、従来型の中央発電、電力トレーディング、柔軟な需要に大分類できる。VRE 浸透率が高くなるほど従来型の中央発電シェアが低くなり、電力トレーディングと柔軟な需要のシェアが高くなる。電力トレーディングと柔軟な需要（エネルギー貯蔵）は、現時点ではどちらが有効か判断することはできない。

なお、連系線拡充かエネルギー貯蔵のどちらが効果的かについては、連系線制約による電力取引の制限の程度に依存する。しかし、エネルギー貯蔵により電力取引と同じ効果が得られれば、こちらの方が優れている。VRE 浸透率が高い場合は、連系線制約の問題が相対的に小さいということだった。

フィリピンにおいて、現行のルソンービサヤス連系線は有効に活用されている。将来の変動再生可能エネルギー計画では、連系線ではなく、エネルギー貯蔵の総合便益が高く、有効な選択肢になると思われる。一方で、将来計画のビサヤスーミンダナオ連系線は、総合効用がマイナスとなるため、変動再生可能エネルギーとエネルギー貯蔵の比率を高める方が効果的であると考えられる。

供給曲線の想定のプロセスにおいて、電力市場への入札の投機的な動きがいくつか観察された。こうした行為も、電力市場の価格が高止まりする原因の1つであると推定される。電力システムの制度が完成していない構造的な課題に加え、遠隔地ではディーゼル発電が依然として主力電源であるという事情もあり、電気料金が非常に高い。

7.4の後半では、フィリピンの地域間格差について明示した。これは、従来型の電力システム開発による限界の反映でもある。従来型の電力システムの開発は、大規模集中発電、長距離高圧送電、中央需給制御による電力網を前提に成り立っている。フィリピンでは、このアプローチは効率的でなく、電気へのアクセスに対する格差が顕著になる結果となっている。従来型アプローチの踏襲はコストも莫大で非効率的であり、都市部と農村部の格差を拡大させると考えられる。地球温暖化への対応は喫緊の課題であり、このまま従来型のアプローチが採用され続けられれば、世界中のCO<sub>2</sub>排出が増え続け、地球温暖化への歯止めをかける機会を失うことになりかねない。この点からも化石燃料から再生可能エネルギーへの転換が必要であり、生活の質の改善や、エネルギーセキュリティの強化にも繋がると思われる。

サブ・リサーチクエスション 4-1 は、7.3 で回答されている。ルソンービサヤス連系線は、現在は有効に活用されているが、将来計画の変動再生可能エネルギーを前提にした場合、容量コストに相当する調整電源が不足する。このため、エネルギー貯蔵を活用することが考えられる。フィリピンが化石燃料から独立すると想定すると、将来計画されている変動再生可能エネルギー容量を扱うため、揚水発電、蓄電、飲料水や氷製造機等、柔軟な需要



が必要になる。また、連系線容量の決定においても、将来の変動再生可能エネルギーの量を正確に見積もることが必要である。

サブ・リサーチクエスション 4-2 については、7.4 で議論され、回答されている。結論として、最新の変動再生可能エネルギー開発計画は、化石燃料を削減するのに有効な量があると考えられる。しかし、その分布には偏りがあり、地域の電力需要や地域経済ニーズに対応していない可能性がある。ミンダナオ島等の地域レベルで、偏りのない再生可能エネルギーの開発計画を練り直し、農村部の ECR や地域経済の改善に役立てることができる。分散型のネットワークは、柔軟性の要素として、従来型の大型火力発電ではなく、地域に分散したエネルギー貯蔵や柔軟な需要を用いるもので、環境面・経済効果の面でも優れている。更に、地域格差の是正にも貢献すると考えられる。

本章の分析の限界として、変動再生可能エネルギーの分布、ECR 分布、地域経済の活性化の 3 点については定性的な議論に留まり、定量的検証までは至っていない。定量分析を行うためには、これらの要素にかかる相互関係について、更なる議論が必要である。

筆者の知る限り、本研究は、変動再生可能エネルギー浸透率が非常に高くなった場合の電力ネットワーク柔軟性の役割と経済効果を定量的に分析した最初の報告である。また、柔軟性要素がどのような場合に効果的か、経済効果の面から示している。

また、本分析に基づき、以下の政策的示唆が得られた。

- 1) 現行の再生可能エネルギー開発計画分布と望ましい地域経済振興ニーズは、必ずしも一貫していない。
- 2) 地域間連系線の適切な容量は、将来の再生可能エネルギー開発計画に依存する。変動再生可能エネルギーが現行レベルなら、連系線容量も現行のままでよいが、USAID (2018) 提案のレベルでは、柔軟な需要を拡大することが必要である。
- 3) 変動再生可能エネルギーの増強と柔軟な需要(揚水発電、蓄電、飲料水や氷製造機等)が、将来の化石発電への依存を減らすことに貢献する。前者と後者の双方に対する補助が、有効であると考えられる。

## 第8章 結論

---

### 8.1 各章のまとめと本研究の結論

#### 8.1.1 リサーチクエスションと回答

RQ. 日本のエネルギーミックスを変動再生可能エネルギー主導型とするために、北欧から得られる示唆は何か。特に、北欧で注目される電力ネットワークの柔軟性とは何か。柔軟性と経済性は両立するのか。これをアジア諸国の持続可能なエネルギー供給のためにどう活用できるか。

これを展開したサブ・リサーチクエスションが、次の通りであった。

RQ1. 変動再生可能エネルギー活用のための電力ネットワークの柔軟性はどのように定義できるか。変動再生可能エネルギーの浸透段階が進むと、柔軟性はどのように変化するか。

RQ2. 電力ネットワークの柔軟性は、経済効果と両立するか。具体的には、電力取引と変動再生可能エネルギーを組み合わせたら、経済効果は向上するか。

RQ3. 電力ネットワークが十分でない場合、変動再生可能エネルギー活用のための柔軟性を補完する手段として、既存ネットワークの拡張とエネルギー貯蔵のどちらが優れているか。

RQ4. アジアの新興国において、再生可能エネルギー中心の持続可能なエネルギー供給を実現するために、電力ネットワークの柔軟性をどのように開発すべきか。

RQ1. に対する回答は、第1に柔軟性の大分類として中央発電、電力取引、柔軟な需要が挙げられる。第2に変動再生可能エネルギーの浸透率が高くなるほど化石燃料依存度が低い。第3に連系線を電力取引に活用している電力システムほど変動再生可能エネルギー浸透度が高い。第4に柔軟な需要は、電力取引と同様に、変動再生可能エネルギー浸透度と関連性が見られた。要するに、電力ネットワークの柔軟性とは、変動再生可能エネルギーの変動に対応する従来型の中央発電、電力トレーディング、柔軟な需要に大分類できる。VRE浸透率が高くなるほど、従来型の中央発電シェアが低くなり、電力トレーディングと柔軟な需要のシェアが高くなる。電力トレーディングと柔軟な需要は、現時点ではどちらが有効か判断することはできない。よって、未来型の柔軟性と表現することができる。

デンマーク西ドイツ（2018年）の場合は、VREは電力価格を下げ、その変動対策には複数の電力取引と柔軟な需要が対応した。デンマーク西ドイツ（2006年）の場合、VREの変動にノルウェーやスウェーデンとの直流送電による取引で対応していた。

東京－東北（2018年）では、VREの変動には東北の揚水発電が対応した。日本で最もVREの導入が進んでいる九州－中国（2018年）の場合では、VREの変動に対して、九州においては同エリアの中央発電と揚水発電が対応し、中国では同エリアの中央発電と関西の揚水発電が対応した。一方、中国－九州の電力取引は全く関与していない。北海道－東

北（2018年）の場合は、VREの変動に対して、両エリアの揚水発電とエリア間の結びつきの強さで対応している。ここで、日本が変動再生可能エネルギー型エネルギーミックスを達成するには、トレーディング型の電力システム柔軟性を高めることが重要になる。

RQ2. の背景として、変動再生可能エネルギーに対して、しばしば2つの負の経済効果が指摘されることがある。1つは、3.3.3で述べたようなFIT賦課金による国民負担の増加である。もう1つが、5.1.1で述べた、メリットオーダー効果である。再生可能エネルギーと経済性は、トレードオフの関係にあると指摘されることがある。これを検証するために、変動再生可能エネルギーと電力システム柔軟性にかかる経済効果を分析した。

デンマークドイツ（2018年および2006年）および東京ー東北（2018年）では、変動再生可能エネルギーの総余剰が、電力システム維持に必要な容量コストを十分に上回っている。変動再生可能エネルギーの便益は容量コストを上回る必要があるが、北海道ー東北（2018年）と九州ー中国（2018年）では、連系線容量の制約により十分に電力取引が行われておらず、変動再生可能エネルギーの総余剰が非常に小さい。特に、九州ー中国（2018年）では、変動再生可能エネルギーの総余剰が容量コストを下回った。これは、電力取引の活発さが、変動再生可能エネルギーの経済効果と強い関係があることを示唆している。

RQ3. 連系線拡充かエネルギー貯蔵のどちらが効果的かの問いへの回答は、連系線制約による電力取引制限の程度に依存する。しかし、エネルギー貯蔵により電力取引と同じ効果が得られれば、こちらの方が優れている。なお、変動再生可能エネルギー浸透率が高い場合は、連系線制約の問題が相対的に小さい。

具体的には、連系線容量の制約が比較的少なく、電力取引を活発に行っているデンマークドイツ（2018年）、デンマークドイツ（2006年）、東京ー東北（2018年）等では、変動再生可能エネルギーの効用も大きい。エネルギー貯蔵により変動再生可能エネルギーを均平化すれば、更に大きな効用がある。一方で、連系線制約が顕著になっている北海道ー東北（2018年）や九州ー中国（2018年）の場合は、現状の変動再生可能エネルギーの効用より、連系線の拡充で得られる電力取引の効用が格段に大きい。九州ー中国では、変動再生可能エネルギーそのものが問題なのではなく、連系線制約の方が問題であることが明らかになった。

また、変動再生可能エネルギー浸透率も大きく影響する。九州ー中国、北海道ー東北の変動再生可能エネルギー浸透率は、デンマークドイツと比較して低く、得られる効用も限られている。このため、連系線制約の問題が顕在化しているとも言える。

なお、RQ1.~3.を通じて、次のような日本への示唆も得られた。

東京ー東北連系線の連系線拡張計画が進行中であるが、現在の連系線利用状況は比較的バランスのとれた状態である。連系線の経済効果を上げるには、変動再生可能エネルギーの拡大を同時に行う必要がある。現状の変動再生可能エネルギーへの対応は、東京エリアの規模の大きさと東北の揚水に頼っている。変動再生可能エネルギーを更に浸透させるためには、中部エリアとの連系線の活用や柔軟な需要の開拓を進めることが必要である。

北海道ー東北連系線は非常に重要性が高い。変動再生可能エネルギーの変動に2エリアの結びつきの強さで対応していることが分かった。現在、北海道ー本州連系線増強計画が進行中であり、連系線制約を解消する目的は合理的であるが、必要な拡張の規模は現行計

画の 300MW 規模より数十～数百倍大きい。よって、連系線拡張のみによる解決は現実的でない。今後は、変動再生可能エネルギーの拡大とエネルギー貯蔵など柔軟な需要をいかに増やすことができるかが重要なポイントである。

九州－中国連系線であるが、北海道と同様に、連系線制約による電力取引制限が問題である。柔軟性要素のうち、中央発電、電力取引、柔軟な需要が対応しているが、九州－中国連系線は変動再生可能エネルギーに対応していないことが分かった。つまり、九州と中国は分断された状態である。この解決策として、連系線の拡張かエネルギー貯蔵等の柔軟な需要の両方が挙げられる。現状の変動再生可能エネルギー浸透度は小さいため、解決策は将来の変動再生可能エネルギー導入計画と整合させる必要がある。

RQ4. の回答として、ピサヤスーミンダナオのように連系線増強が現実的な対策でない場合は、柔軟性を補うソースとして、エネルギー貯蔵が優れていることが示された。また、連系線増強の必要性は、変動再生可能エネルギーと電力取引の経済効果から判断できる。特に、地域間で変動再生可能エネルギーの導入状況に偏りがある場合は、連系線で接続するよりも、両エリアへ蓄電等の柔軟な需要を導入する経済効果が高い。また、エネルギー貯蔵による電力システム柔軟性は、従来型の中央発電による柔軟性よりも環境性・経済効果で優れている。また、分散型ネットワークは、農村部の生活指数の改善や地域間格差の是正にも貢献する。こうした未来型の電力ネットワーク柔軟性によって、新興国の持続可能なエネルギー供給システムに貢献できると考えられる。

### 8.1.2 結果の考察と示唆

電力ネットワークの柔軟性は、ヨーロッパや日本のように、電力網が完成している国で、変動再生可能エネルギー中心の供給システムに移行するために重要であると考えられる。デンマークとドイツの 2006 年と 2018 年、日本の 3 つの地域（東京－東北、北海道－東北、九州－中国）の分析から、電力ネットワーク柔軟性は、変動再生可能エネルギーの変動に対応する従来型の中央発電、電力トレーディング、柔軟な需要に大分類できる。VRE 浸透率が高くなるほど従来型の中央発電シェアが低く、電力トレーディングと柔軟な需要のシェアが高くなる。電力トレーディングと柔軟な需要は、未来型の柔軟性と言える。

変動再生可能エネルギー浸透率と電力ネットワーク柔軟性を高めることで、デンマークのように従来型の火力発電への依存度を下げ、エネルギーミックスの多様化を進めることができると考えられる。現時点では、電力トレーディングと柔軟な需要のどちらが柔軟性リソースとして優れているか判断はできない。しかし、今後、連系線制約が顕著となり、設備増強が現実的でない場合に、柔軟な需要が重要になる。柔軟な需要とは、地域分散型ヒートポンプ、電気ボイラ、揚水発電など分散型リソースである。日本では、小規模バイオマス発電やコジェネレーション等、電気と熱の複合利用の拡大が挙げられる。また、CO<sub>2</sub> 回収・産業利用や、水素製造等、未来型の分散化は、技術の発展や新しいビジネスモデルの開拓に有効である。アジア新興国では、熱需要よりも製氷や飲料水製造のニーズが重要であると想定される。これら分散型システム組合せによって、地域に適した柔軟な需要のモデルを形成することができると考えられる。

分散型の電力ネットワーク柔軟性の強化は、エネルギーミックスの多様化だけでなく、ネットワークも強靱化する。つまり、電力システムの変動への対応とエネルギーセキュリティに寄与する。更に、エネルギー貯蔵は電力システム信頼性にかかる容量価値を増加させる。つまり、化石燃料を中心とした従来型システムよりも強靱化する可能性がある。

日本でも電力取引を活発化するルールが整備されつつある。1つが連系線利用にかかる間接オークションであり、連系線利用者が地域間の電力価格の差を支払えば、誰でも利用できる仕組みである。軌道に乗れば、既存ネットワークを上限まで活用できる筈であり、変動再生可能エネルギーの接続拒否が減少すると考えられる。もう1つは、変動再生可能エネルギーにかかるコネクト&マネージである。変動再生可能エネルギー出力が需要量を超えた場合、出力抑制する前提で接続許可を出すもので、変動再生可能エネルギー導入を促進すると考えられる。今後、間接オークション制度を変動再生可能エネルギーにも適用することができれば、エリア間の取引が可能になると考えられる。現行は、間接オークション利用も事前届出制であり、計画と実績の一致が求められている。変動再生可能エネルギーはこの制度に対応できないため、事後精算で済むような条件整備が必要と考えられる。

また、再生可能エネルギー賦課金の増加による国民負担を軽減する方策として、便益に応じて価格を再設定することも考えられる。例えば、東京-東北（2018年）における変動再生可能エネルギーの便益は、平均で3.4円/kWh程度である。これをプレミアムとして、卸市場価格に上乗せして買取価格としても、現行の太陽光や風力の価格より大幅に安く、図9に示す近年の発電原価よりは高いので、事業投資の回収は可能である。このように、便益に基づくプレミアム価格の再設定によって、再生可能エネルギー賦課金の国民負担を軽減することが可能になると考えられる。

### 8.1.3 結論

日本のエネルギーミックスを変動再生可能エネルギー主導型とするために、北欧から得られる示唆として、電力ネットワークの柔軟性の重要性が挙げられる。電力ネットワークの柔軟性とは、発電・需要双方における長期的・突発的な変動や不確実性に対応する能力を指し、変動再生可能エネルギーの変動においては従来型の中央発電、電力トレーディング、柔軟な需要に大分類できる。変動再生可能エネルギーの浸透率が高くなるほど、従来型の中央発電シェアが低く、電力トレーディングと柔軟な需要のシェアが高くなる。電力トレーディングと柔軟な需要は、現時点ではどちらが有効か判断することはできない。両者は、未来型の柔軟性と表現することができる。

電力システム柔軟性の経済効果については、従来型の中央発電よりも未来型のトレーディング型柔軟性の方が便益は大きい。ただし、連系線による電力取引かエネルギー貯蔵のどちらが効果的かについては電力取引制限の程度による。しかし、エネルギー貯蔵により電力取引と同じ効果が得られれば、こちらの方が優れている。ヨーロッパや日本のような成熟した電力システムが変動再生可能エネルギー型に移行する場合に、未来型の柔軟性は、機能面でも経済効果の面でも重要である。

アジア諸国では、電力システムが未成熟の場合が多い。多くは、エネルギーセキュリティが優先課題であり、従来型の中央発電と長距離送電による電力ネットワーク拡張を目

指すケースがある。分散型電力ネットワークは、従来型に代わる有力な選択肢である。後者は、脱化石燃料と地域格差の改善に寄与する。変動再生可能エネルギーを中心にした分散型ネットワークは、従来型より経済効果の点でも優れている。

電力ネットワーク柔軟性は、ヨーロッパや日本など成熟した電力システムで、化石燃料に頼らない再生可能型エネルギーミックスへの変革に貢献する。また、アジアの未成熟な電力システムでも、再生可能型エネルギーミックスを実現するモデルケースを提示した。本研究の成果を広く応用することで、世界の温暖化ガス排出を削減し、気温上昇の抑制に貢献できると考えられる。

## 8.2 本研究の意義

### 8.2.1 学問的意義

本研究は、再生可能型エネルギーミックスの鍵となる電力ネットワーク柔軟性の要素として、①従来型の中央発電、②電力取引、③柔軟な需要を5つの電力システムの組（デンマーク・ドイツ(2018・2006年)、東京-東北、北海道-東北、九州-中国）の主成分分析から洗い出し、構造的な役割を明らかにした。従来は、①～③が並列であったが、本研究では変動再生可能エネルギー浸透率の進展との関連性を論じた（図125）。先行研究では、定量的には風力発電と連系線潮流の2変数の回帰分析、定性的には機器システム図で働きを解説したものであった。本研究では、柔軟性を構造的に表し、デンマークと日本の電力システムをモデルに役割を導出すると共に、動的变化について論じた最初の研究である。

また、②電力取引と③柔軟な需要にかかる経済効果を総余剰から総合評価する方法を提案した最初の研究でもある。加えて、日本およびフィリピンの電力システムに向けた重要な示唆が得られた。更に、未成熟なフィリピンの電力システムにも、再生可能型エネルギーミックスが応用できるモデルケースを示した。

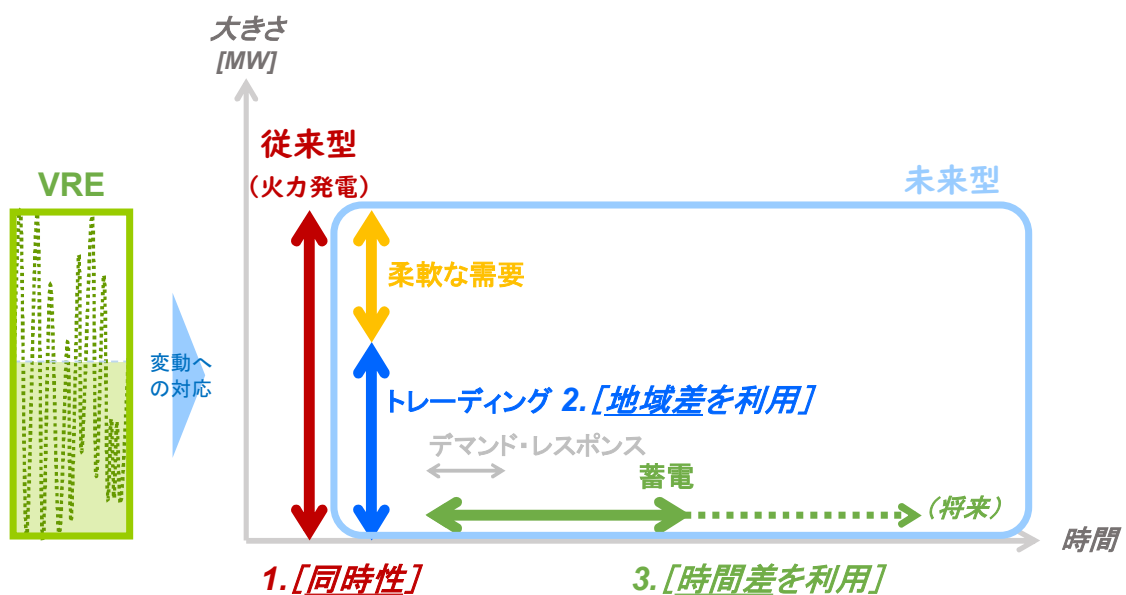


図 125 : 電力ネットワーク柔軟性 3 要素の関係

## 8.2.2 社会的意義

変動再生可能エネルギーは、限界費用がゼロで地域の制約もなく豊富に存在するため、化石燃料の代替として国のエネルギーセキュリティに資する。本研究は、変動再生可能エネルギーの普及によりエネルギーミックス多様化を進め、地球温暖化防止とエネルギーセキュリティ強化に貢献するものである。

日本をはじめ、世界でも変動再生可能エネルギーへの抵抗感が根強い。電力システムの柔軟性の役割と経済効果を明らかにすることにより、合理的な変動再生可能エネルギーの統合に向けた示唆を与える。

また、柔軟性の役割と経済効果の分析から、日本の電力システム整備に向けて、重要な示唆を与えた。更に、フィリピンの電力システムにおいて、エネルギーセキュリティに資する再生可能型エネルギーミックスに向けて重要な提言を行った。

## 8.3 今後の研究課題

### 8.3.1 分析手法にかかる課題

第4章の主成分分析では、5つの電力システムを対象としたが、これはデータセットが5つあることを意味する。この結果、得られる主成分もそれぞれ異なる。これらの比較に当たり、共通する物差しがないことが課題であった。本研究では、主成分の解釈を詳細に行い、VRE変動への対応にフォーカスした分類を行ったため、最後は定性的な解釈に頼ることとなった。今後は、共通するパネルデータが作成できれば、改善できる可能性がある。

また、本研究では変動再生可能エネルギー浸透度と連系線利用の因果関係までは、踏み込んでいない。そのためには、更に多くの国のパネルデータや、詳細な電力システムの運用データまで分析する必要がある。今回は、公開データを用いていたため、限界があった。

第5章の供給曲線の価格弾力性を求めるにあたり、1次式で近似したが、2次式で近似した方が、より正確な値が得られる。しかし、得られる式の次数が高くなるだけでなく、価格弾力性が需要にも依存するようになり相当複雑になるが、かける手間に比べ、得られる結果の精度がそれほど高くないので、本研究では1次式を採用した。

第5章、第6章において、変動再生可能エネルギーの集約効果は、定量化できておらず、経済評価から除いている。このため、評価結果が保守的になっている。今後は、シミュレーションなどの結果を用いて経済評価に含めることも考えられる。

第7章では、公開データのみを基本としたため、入手できるデータにかなり制約があり、分析データの粒度が荒くなっている。もし、電力システムにかかる詳細データが入手できれば、精度の高い分析ができると考えられる。

また、VREの分布、ECR分布、地域活性化については、定性的な議論に留まり、定量的な検証までには至っていない。定量分析を行うためには、継続的な現地調査によるアプローチなど更なる検討が必要である。

### 8.3.2 今後の研究分野にかかる課題

本研究では、2つの電力システム間の関係にフォーカスして分析を行った。実際には、電力システムが隣り合っている相手は一つ以上である。3以上の電力システムの柔軟性の評価方法は今後の課題である。例えば、3電力システムがループ状に結合するデルタ型と、あるノードを起点にスター型に結合する場合は、考慮すべき条件が異なる。デルタ型の場合は、それぞれの潮流のトータルがゼロでなければならず、分析に制約が加わる。更に、潮流が循環する流れができると無限ループになり、電流が際限なく流れるループフロー問題も生じる。一方、スター型の場合は合計がゼロにならず、組み合わせで拡張できることが前提であり、オープン型であると言える。この中心点をハブとして、エネルギー貯蔵を設置することで、第6章で考えたような、連系線を補う機能を担うことができる可能性がある。こうした基本モデルを想定し、組み合わせるアプローチも考えられる。

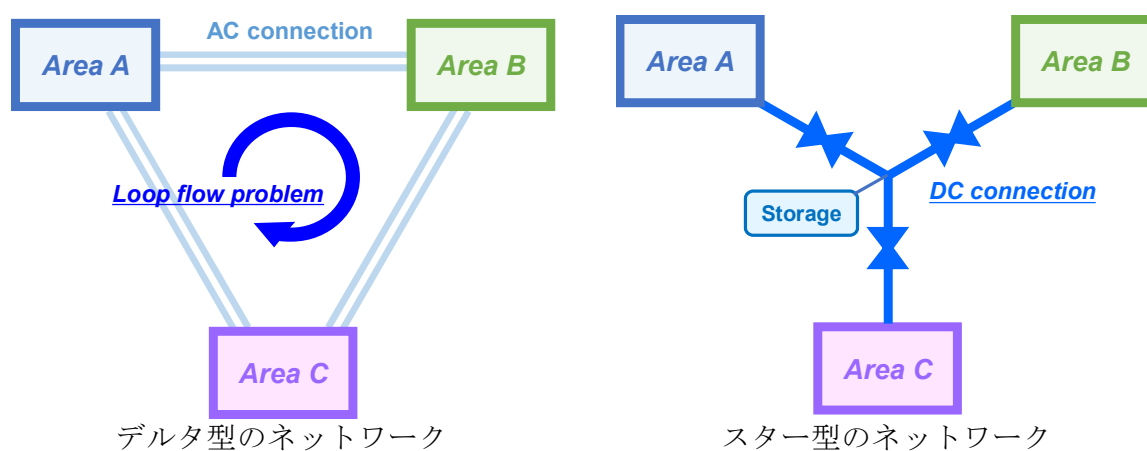


図 126：複数のエリアを接続するアプローチ

また、分析対象の電力システムはエリア単位の大きなものであるが、今後はローカルな地域電力網も対象とすることが考えられる。将来、分散型電力システムが普及した場合、主役となるのは、マイクロの地域電力網であると考えられる。地域単位のマイクロな電力網においても、独立分散電源と需要を図 126 の右図のようなスター型に組み合わせることで、強靱で環境調和性の高い電力システムを形成できる可能性がある。

更に、電力システムの様々な要素の便益が動的に明らかになれば、各種料金設定も容易になり、経済価値や環境価値の算出にも応用できると考えられる。国境を超えた環境価値算出への応用も考えられ、将来、環境価値取引の活性化に役立つことも期待できる。



## 参考文献

---

- Alomoush I.M, Shahidehpour M.S. (1999).** Fixed Transmission Rights for zonal congestion management. IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 146, No.5, pp471-472.
- Antweiler Werner. (2016).** Cross-border trade in electricity. Journal of International Economics 101. doi:10.1016/j.jinteco.2016.03.007
- Apergis Nicholas, et al. (2010).** On the causal dynamics between emissions, nuclear energy, renewable energy, and economic growth. Ecological Economics 69.
- Apergis Nicholas, Payne E James. (2010).** Renewable energy consumption and economic growth: Evidence from a panel of OECD countries. Energy Policy 38.
- Aquino T. Patrick. (2017).** Philippine Energy Plan 2017-2040.: [https://c.ymcdn.com/sites/psme.site-ym.com/resource/resmgr/technical/REVIEW\\_ON\\_ENERGY/Dir\\_Aquino\\_PEP\\_2017-2040.pdf](https://c.ymcdn.com/sites/psme.site-ym.com/resource/resmgr/technical/REVIEW_ON_ENERGY/Dir_Aquino_PEP_2017-2040.pdf)
- Bahar Heymi, Sauvage Jehan. (2013).** Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe. OECD Trade and Environment Working Papers.
- Bartholomew Emily, Siddiqui Afzal, Marnay Chris. (2003).** The New York Transmission Congestion Contract Market. The Electricity Journal, 16 (9) pp14-22.
- Belyaev S. Lev. (2011).** Electricity Market Reforms - Economics and Policy Challenges. Springer, pp167-168.
- Biegel B., Andersen P., Stoustrup J., Bendtsen J. (2012).** Congestion Management in a Smart Grid via Shadow Prices. IFAC Vol.45, issue 21, pp518-523.
- Bushnell J. (1999).** Transmission Rights and Market Power. The Electricity Journal, Vol.12, 78-84.
- Bushnell James, Stoft Steven. (1996).** Transmission and Generation Investment in a Competitive Electric Power Industry. University of California Energy Institute, working paper for POWER, 3-13.
- Cludius Johanna, Hermann Hauke, Matthes Chr. Felix, Graichen Verena. (2014).** The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: Estimation and distributional implications. Energy Economics 44, 302-313.
- Costa-Campi Teresa Maria, Trujillo-Baute Elisa. (2015).** Retail price effects of feed-in tariff regulation. Energy Economics 51.
- Critz D.Karl, Busche Sarah, Connors Stephen. (2013).** Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii. Energy Conversion and Management 76, 609-619. doi:10.1016/j.enconman.2013.07.056
- Danish Energy Agency (DEA). (2015).** Flexibility in the Power System - Danish and European experiences. Danish Energy Agency, pp7-9, 13-16, 19-23.
- Danish Energy Regulatory Authority. (2015).** National Report 2015 Denmark.:  
2015 National Report To the European Commission Denmark:  
[http://forsyningstilsynet.dk/fileadmin/Filer/Information/Diverse\\_publicationer\\_og\\_artikler/National\\_Report\\_2015\\_Denmark.pdf](http://forsyningstilsynet.dk/fileadmin/Filer/Information/Diverse_publicationer_og_artikler/National_Report_2015_Denmark.pdf)

- Deichmann Uwe, Meisner Craig, Murray Siobhan, Wheeler David. (2011).** The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa. Energy Policy 39, 215-227.
- Dillig Marius, Jung Manuel, Karl Jürgen. (2016).** The impact of renewables on electricity prices in Germany - An estimation based on historic spot prices in the years 2011-2013. Renewable and Sustainable Energy Reviews 57, 7-15.
- DOE Philippines. (2016a).** 2016 Philippine Power Situation Report.: 2018 年 7 月 17 日,,:  
Republic of the Philippines Department Of Energy:  
<https://www.doe.gov.ph/electric-power/2016-philippine-power-situation-report>
- DOE Philippines. (2016b).** Philippine Energy Plan 2016-2030.: 2018 年 12 月 27 日,,:  
Republic of the Philippines Department Of Energy:  
<https://www.doe.gov.ph/pep/philippine-energy-plan-2016-2030>
- DOE Philippines. (2017a).** 30th Electric Power Industry Reform Act (EPIRA) Implementation Status Report.: 2018 年 7 月 17 日,,: Republic of the Philippines Department Of Energy:  
<https://www.doe.gov.ph/electric-power/30th-status-report-epira-implementation>
- DOE Philippines. (2017b).** Power Supply and Demand Highlights (January-June 2017).: 2018 年 7 月 17 日,,: Republic of the Philippines Department Of Energy:  
<https://www.doe.gov.ph/electric-power/power-supply-and-demand-highlights-january-june-2017>
- DOE Philippines. (2018a).** 2017 POWER DEMAND AND SUPPLY HIGHLIGHTS.: 2018 年 12 月 21 日,,: Republic of the Philippines Department Of Energy:  
[https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/electric\\_power/2017-power-demand-and-supply-highlights.pdf](https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/electric_power/2017-power-demand-and-supply-highlights.pdf)
- DOE Philippines. (2018b).** Energy Demand & Supply Outlook 2017-2040.: 2018 年 12 月 28 日,,:  
Republic of the Philippines: <https://www.doe.gov.ph/pep/philippine-energy-plan-2017-2040>
- DOE Philippines. (2018c).** Sectoral Plans and Roadmaps 2017-2040. Department of Energy Philippines.:  
[https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/pep/pep\\_volume\\_2\\_sectoral\\_plans\\_and\\_roadmaps.pdf](https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/pep/pep_volume_2_sectoral_plans_and_roadmaps.pdf)
- Doukas Haris, Papadopoulou Alexandra, Savvakis Nikolaos, Tsoutsos Theocharis, Psarras John. (2012).** Assessing energy sustainability of rural communities using Principal Component Analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 1949-1957.
- Ea. (2015).** The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy: Lessons learned and options for improvement. Agora Energiewende, pp20-29, 39-43.
- Endo Kuniyoshi. (2015).** For the cross-regional operation of the power grid. Journal of JWEA 39(3), 354-357 (in Japanese). doi:[https://doi.org/10.11333/jwea.39.3\\_354](https://doi.org/10.11333/jwea.39.3_354)
- Energinet. (2018).** Energy Data.: 2017-2019 年 10-2 月,,: Market Data:  
[http://osp.energinet.dk/\\_layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx?language=en](http://osp.energinet.dk/_layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx?language=en)
- ENTSO-E. (2018).** ENTSO-E Transparency Platform.: 2018 年 5 月 25 日,,:  
<https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>
- EPEX. (2020 年 5 月 2 日).** EPEX Spot, Market Data.: Capacity Auction, FR:  
[https://www.epexspot.com/en/market-data?market\\_area=&trading\\_date=0&delivery\\_date=&underlying\\_year=0&modality=Capacity&sub\\_modality=&product=&data\\_mode=table&period=](https://www.epexspot.com/en/market-data?market_area=&trading_date=0&delivery_date=&underlying_year=0&modality=Capacity&sub_modality=&product=&data_mode=table&period=)

- Felder A. Frank. (2011).** Examining Electricity Price Suppression Due to Renewable Resources and Other Grid Investments. The Electricity Journal. doi:10.1016/j.tej.2011.04.001
- Frederiksen C. Peter. (1981).** Further Evidence on the Relationship between Population Density and Infrastructure: The Philippines and Electrification. Economic Development and Cultural Change, Vol.29, No.4, 749-758 .
- Gottwalt Sebastian, Ketter Wolfgang, Block Carsten, Collins John, Weinhardt Christof. (2011).** Demand sidemanagement—A simulation of household behavior under variable prices. Energy Policy 39, 8163-8174.
- Herrin N. Alejandro. (1979).** Rural Electrification and Fertility Change in the Southern Philippines. Population and Development Review, Vol.5, No.1, 61-86 .
- Hogan W William. (1992).** Contract Networks for Electric Power Transmission. Journal of Regulatory Economics; 4, Kluwer Academic Publishers, 220-222.
- Hogan W. William. (2005).** ON AN “ENERGY ONLY” ELECTRICITY MARKET DESIGN FOR RESOURCE ADEQUACY. Cambridge, Massachusetts: Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hong William George, Abe Naoya. (2012).** Sustainability assessment of renewable energy projects for off-grid rural electrification: The Pangan-an Island case in the Philippines. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16. doi:10.1016/j.rser.2011.07.136
- Huenteler Joern, Schmidt S Tobias, Kanie Norichika. (2012).** Japan's post-Fukushima challenge - implications from the German experience on renewable energy policy. Energy Policy 45.
- International Energy Agency (IEA). (2007).** Energy Policies of IEA Countries: Germany 2007 review. International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2017a).** Status of Power System Transformation 2017. IEA, pp34-38, 46-48, 61, 66, 96-98.
- IEA. (2017b).** Energy Policies of IEA countries Denmark 2017 Review. IEA, pp73-94, 135-167.
- IEA. (2017c).** Southeast Asia Energy Outlook 2017. International Energy Agency.
- IEA. (2017d).** Energy prices and taxes. International Energy Agency.
- International Energy Agency (IEA). (2018a).** Status of Power System Transformation 2018. International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2018b).** World Energy Outlook 2018. International Energy Agency. doi:10.1787/20725302
- IEA. (2018c).** Electricity Information (2018 edition). International Energy Agency. doi:10.1787/20783442
- International Energy Agency (IEA). (2019a).** Electricity Information (2019 edition). International Energy Agency (IEA).
- International Energy Agency (IEA). (2019b).** Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility. International Energy Agency (IEA).
- IEA. (2019c).** What is energy security?: 2019 年 6 月 29 日, : <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2019).** Global warming of 1.5° C . Intergovernmental Panel on Climate Change.

- IRENA. (2017).** Renewables Readiness Assessment: The Philippines.: 2018 年 12 月 25 日,;  
International Renewable Energy Agency:  
<https://www.irena.org/publications/2017/Mar/Renewables-Readiness-Assessment-The-Philippines>
- IRENA-GWEC. (2013 年 1 月).** 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets - Denmark.: 2018 年 7 月 4 日,; IRENA:  
<http://www.irena.org/publications/2013/Jan/30-Years-of-Policies-for-Wind-Energy-Lessons-from-12-Wind-Energy-Markets>
- Jacobson Z Mark et al. (2017).** 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. Joule 1, 108-121.
- JEPX. (2018).** Japan Electric Power Exchange.: Trading Information:  
<http://www.jepx.org/english/market/index.html>
- JEPX. (2016).** JEPX 取引概要.: 日本卸電力取引所取引ガイド:  
[http://jepx.org/outline/pdf/Guide\\_2.00.pdf](http://jepx.org/outline/pdf/Guide_2.00.pdf)
- Joskow J Paul. (2008).** Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery.
- Joskow L Paul, Schmalensee Richard. (1983).** Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation. The MIT Press.
- Joskow P., Tirole J. (2000).** Transmission rights and market power on electric power networks. The RAND Journal of Economics, Vol.31, No.3, 450-475.
- Kanagawa Makoto, Nakata Toshihiko. (2007).** Analysis of the energy access improvement and its socio-economic impacts in rural areas of developing countries. Ecological Economics 62. doi:10.1016/j.ecolecon.2006.06.005
- Kanagawa Makoto, Nakata Toshihiko. (2008).** Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries. Energy Policy 36. doi:10.1016/j.enpol.2008.01.041
- Keles Dogan et al. (2013).** A combined modeling approach for wind power feed-in and electricity spot prices. Energy Policy 59.
- Keppler Horst Jan. (2014).** First Principles, Market Failures and Endogenous Obsolescence: The Dynamic Approach to Capacity Mechanisms. Chaire European Electricity Markets (CEEM).
- Ketter Wolfgang, Collins John, Reddy Prashant. (2013).** Power TAC: A competitive economic simulation of the smart grid. Energy Economics 39, 262-270.
- Komiyama Ryoichi, Fujii Yasumasa. (2017).** Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nationwide power grid. Energy Policy 101. doi:10.1016/j.enpol.2016.11.006
- Komiyama Ryoichi, Otsuki Takashi, Fujii Yasumasa. (2015).** Energy modeling and analysis for optimal grid integration of large-scale variable renewables using hydrogen storage in Japan. Energy 81. doi:10.1016/j.energy.2014.12.069
- Lazard. (2019).**: Selected Historical Mean Unsubsidized LCOE Values:  
<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

**Li Yanxue, Gao Weijun, Ruan Yingjun. (2018).** Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan. *Renewable Energy* 127. doi:10.1016/j.renene.2018.04.074

**Mainali Brijesh, Silveira Semida. (2015).** Using a sustainability index to assess energy technologies for rural electrification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, 1351-1365.

**Ma Juan, Silva Vera, Belhomme Régine, Kirschen S. Daniel, Ochoa F. Luis. (2013).** Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.

**Matevosyan Julija, Söder Lennart. (2007).** Short-term Hydropower Planning Coordinated with Wind Power in Areas with Congestion Problems. *Wind Energ.* 10, 195-208.

**Matsuo Yuhji, Endo Seiya, Nagatomi Yu, Shibata Yoshiaki, Komiyama Ryoichi, Fujii Yasumasa. (2018).** A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO2-free hydrogen. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2018.09.187

**Ma X., Sun D., Ott A. (2002).** Implementation of PJM financial transmission rights auction market system. Chicago, IL.: IEEE PES, Summer Meeting, July 21-25, pp1361-1364.

**Menyaha Kojo, Wolde-Rufael Yemane. (2010).** CO2 emissions, nuclear energy, renewable energy and economic growth in the US. *Energy Policy* 38.

**Ministry of Economy, Trade and Industry. (2015a 年 6 月 24 日).**

再生可能エネルギーの導入促進 に向けた制度の現状と課題.: 第 12 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会:

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/pdf/012\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/pdf/012_02_00.pdf)

**METI. (2015b 年 5 月).** A Report on the Verification of Generation Costs.:

Agency for Natural Resources and Energy:

[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/007/](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/007/)

**Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). (2017a 年 5 月 25 日).**

再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題について.: 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会 (第 1 回) :

[https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/saisei\\_dounyu/pdf/001\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/saisei_dounyu/pdf/001_03_00.pdf)

**Ministry of Economy and Industry (METI) Trade. (2018 年 3 月 26 日).**

2030 年エネルギーミックス実現へ に向けた対応について~全体整理~.:

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第 25 回会合) :

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/025/pdf/025\\_008.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/025/pdf/025_008.pdf)

**Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). (2019a).** 平成 30 年度 エネルギーに関する年次報告. 経済産業省.

**Ministry of Economy and Industry (METI) Trade. (2019b 年 11 月 8 日).** 電力システムのレジリエンス強化 に向けた背景.: 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 持続可能な電力システム構築小委員会 (第 1 回) :

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/system\\_kouchiku/001/pdf/001\\_007.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/system_kouchiku/001/pdf/001_007.pdf)

**METI. (2019c 年 4 月 24 日).** METI.: なるほど! グリッド:

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/grid/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/)

- Moner-Girona Magda. (2009).** A new tailored scheme for the support of renewable energies in developing countries. Energy Policy 37. doi:10.1016/j.enpol.2008.11.024
- Munksgaard Jesper, Morthorst Erik Poul. (2008).** Wind power in the Danish liberalised power market—Policy measures, price impact and investor incentives. Energy Policy 36, 3940–3947.
- Nadimi Reza, Tokimatsu Koji. (2018).** Modeling of quality of life in terms of energy and electricity consumption. Applied Energy 212.: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.006>
- NEDA. (2017).** Philippine Development Plan 2017-2022.: 2019年1月1日,: Republic of the Philippines National Economic and Development Authority:  
[http://www.neda.gov.ph/wp-content/uploads/2017/12/Abridged-PDP-2017-2022\\_Final.pdf](http://www.neda.gov.ph/wp-content/uploads/2017/12/Abridged-PDP-2017-2022_Final.pdf)
- NGCP. (2015).** Procedures and Requirements for Energy Projects & Transmission Development Plans Mindanao.: 2018年11月4日,: [hopkins.addu.edu.ph/moda/wp-content/uploads/2016/03/03\\_ngcps\\_procedures\\_and\\_requirements\\_for\\_energy\\_projects\\_and\\_transmission\\_development\\_plan\\_for\\_mindanao.pdf](http://hopkins.addu.edu.ph/moda/wp-content/uploads/2016/03/03_ngcps_procedures_and_requirements_for_energy_projects_and_transmission_development_plan_for_mindanao.pdf)
- NGCP. (2016a年6月6日).** Experiences with Grid Integration of Wind Power in the Philippines.: 2018年11月4日,: Asia Clean Energy Forum 2016: [https://dljikt90t87hr.cloudfront.net/449/wp-content/uploads/sites/2/2016/03/15Loria\\_Experiences\\_Wind\\_Grid\\_Integration-NGCP.pdf](https://dljikt90t87hr.cloudfront.net/449/wp-content/uploads/sites/2/2016/03/15Loria_Experiences_Wind_Grid_Integration-NGCP.pdf)
- NGCP. (2016b年7月28日).** National Grid Corporation's Transmission Plans & Programs in Mindanao Region.: 2018年11月4日,: Republic of the Philippines Department Of Energy:  
[https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/e\\_ipo/2016\\_meif\\_ngcp\\_transmission\\_plans\\_programs\\_mindanao\\_region\\_2.pdf](https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/e_ipo/2016_meif_ngcp_transmission_plans_programs_mindanao_region_2.pdf)
- Nord Pool. (2018).** Nord Pool.: Market Data: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/table>
- Nord REG. (2014).** Nordic Energy Regulators.: 2018年3月31日,: Nordic Market Report: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2014/06/Nordic-Market-Report-2014.pdf>
- 電力広域的運営推進委員会 (OCCTO). (2018a年12月19日).** 平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 最終報告 (概要) .: 平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会: [https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido\\_kensho/](https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/)
- OCCTO. (2018b年10月).** Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, Japan.: Power Grid Protocol: [https://www.occto.or.jp/article/files/shishin1810\\_3.pdf](https://www.occto.or.jp/article/files/shishin1810_3.pdf)
- OCCTO. (2019年2月19日).** 電力広域的運営推進機関ホームページ.: 電力広域的運営推進機関: <https://www.occto.or.jp/>
- 電力広域的運営推進機関 (OCCTO). (2019a年3月29日).** 2019年度供給計画の取りまとめ.: 2019年度供給計画の取りまとめについて:  
[https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/190329\\_kyokyukeikaku\\_torimatome.html](https://www.occto.or.jp/pressrelease/2018/190329_kyokyukeikaku_torimatome.html)
- 電力広域的運営推進機関 (OCCTO). (2019b年3月27日).** 九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果.: 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果:  
<https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>
- OECD. (1999).** Country Studies.: 2018年7月3日,: Denmark - Regulatory Reform in Electricity: <http://www.oecd.org/denmark/2497351.pdf>

- Otsuki Takashi. (2017).** Costs and benefits of large-scale deployment of wind turbines and solar PV in Mongolia for international power exports. *Renewable Energy* 108. doi:10.1016/j.renene.2017.02.018
- Otsuki Takashi, Isa A.B. Mohd, Samuelson R.D. (2016).** Electric power grid interconnections in Northeast Asia: A quantitative analysis of opportunities and challenges. *Energy Policy* 89. doi:10.1016/j.enpol.2015.11.021
- Pasten Cesar, Santamarina CarlosJuan. (2012).** Energy and quality of life. *Energy Policy* 49.: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.051>
- Payne E James. (2009).** On the dynamics of energy consumption and output in the US. *Applied Energy* 86.
- PEMC. (2017a).** Annual Market Assessment Report.: 2018 年 11 月 27 日,: Philippine Electricity Market Corporation: [http://www.wesm.ph/inner.php/downloads/annual\\_market\\_assessment\\_reports](http://www.wesm.ph/inner.php/downloads/annual_market_assessment_reports)
- PEMC. (2017b).** Market Surveillance Committee 2017 Annual Report.: 2018 年 11 月 27 日,: Philippine Electricity Market Corporation: [http://www.wesm.ph/inner.php/downloads/msc\\_reports/page/2](http://www.wesm.ph/inner.php/downloads/msc_reports/page/2)
- PEMC. (2018 年 12 月 14 日).** WESM Download Center.: 2018 年 11 月 27 日,: <http://www.wesm.ph/inner.php/downloads>
- Pereira Giannini Marcio, Sena AntonioJ osé, Freitas Vasconcelos Marcos Aurélio, da Silva Fidelis Neilton. (2011).** Evaluation of the impact of access to electricity: A comparative analysis of South Africa, China, India and Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15. doi:10.1016/j.rser.2010.11.005
- Philippine Statics Authority. (2018 年 12 月 9 日).** Housing Characteristics in the Philippines (Results of the 2015 Census of Population).: Population and Housing: <http://www.psa.gov.ph/content/housing-characteristics-philippines-results-2015-census-population>
- PJM. (2020 年 1 月 20 日).** Markets & Operations, System Operations.:PJM: <https://www.pjm.com/markets-and-operations.aspx>
- PJM State & Member Training Dept. (2015).** Dispatch Signal & Locational Marginal Pricing (LMP), pp16, 19-20.: PJM: <http://www.pjm.com>
- Pleßmann Guido, Erdmann Matthias, Hlusiak Markus, Breyer Christian. (2014).** Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply. *Energy Procedia* 46, 22-31.
- Pudjianto D., Strbac G. (2007).** Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renew. Power Gener.*, 1, (1), 10-16.
- Rifkin Jeremy. (2015).** 限界費用ゼロ社会 <モノのインターネット>と共有型経済の台頭. NHK 出版.
- Roldan-Fernandez Juan-Manuel et al.. (2016).** The Merit-Order Effect of Energy Efficiency. *Energy Procedia* 106.
- Roxas Fernando, Santiagob Andrea. (2016).** Alternative framework for renewable energy planning in the Philippines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59.: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.084>
- Saini A., Saxena A. K. (2010).** Optimal Power Flow based Congestion Management. *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, Vol.2, No.1, 73-75.

- Schneider Mycle, Froggatt Antony. (2018).** The World Nuclear Industry Status Report 2018. Paris, London,: World Nuclear Industry Status Report.: 2018 年 9 月 30 日, :  
<https://www.worldnuclearreport.org/-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2018-.html>
- Schweppe C Fred, Caramanis C Michael, Tabors D Richard, Bohn ER oger. (1988).** Spot Pricing of Electricity. Kluwer, Norwell, MA.
- Sebria Maamar, Ben-Salha Ousama. (2014).** On the causal dynamics between economic growth, renewable energy consumption, CO2 emissions and trade openness: Fresh evidence from BRICS countries. Renewable and Sustainable Energy Reviews 39.
- Sensfuß Frank, Ragwitz Mario, Genoese Massimo. (2008).** The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 36, 3086- 3094.
- Shabanzadeh Morteza, Sheikh-El-Eslami Mohammad-Kazem, Haghifam Mahmoud-Reza. (2016).** A medium-term coalition-forming model of heterogeneous DERs for a commercial virtual power plant. Applied Energy 169, pp663-681.
- Sioshansi Ramteen. (2010).** Welfare Impacts of Electricity Storage and the Implications of Ownership Structure. The Electricity Journal; 31,2.
- Sioshansi Ramteen, Denholm Paul, Jenkin Thomas, Weiss Jurgen. (2009).** Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. Energy Economics 31, 269-277.
- Staffell Iain, Rustomji Mazda. (2016).** Maximising the value of electricity storage. Journal of Energy Storage 8, 212-225.
- Stoft Steven. (2002).** Power System Economics Designing Markets for Electricity. IEEE Press & WILEY-INTERSCIENCE.
- Sugiyama Masahiro, Fujimori Shinichiro, Wada Kenichi, Endo Seiva, Fujii Yasumasa, Komiyama Ryoichi, Shiraki Hiroto. (2019).** Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges. Energy 167. doi:10.1016/j.energy.2018.10.091
- Sveca Julija, Söder Lennart. (2003).** Wind Power Integration in Power Systems with Bottleneck Problems. IEEE Bologna PowerTech Conference.
- TenneT. (2019).** Transparency Germany.: TenneT:  
<https://www.tennet.eu/electricity-market/transparency-pages/transparency-germany/>
- TENPES. (2011).** A list of thermal and nuclear power stations in Japan. Thermal and Nuclear Power Engineering Society.
- The Economist. (2017).** Wind and solar power are disrupting electricity systems. The Economist.
- U.S. Energy Information Administration (US eia). (2015).** Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040. U.S. Department of Energy.
- U.S. Energy Information Administration (US eia). (2016).** Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. U.S. Department of Energy.
- USAID. (2018 年 1 月).** GREENING THE GRID: Solar and Wind Grid Integration Study for the Luzon-Visayas System of the Philippines.: 2018 年 11 月 4 日, :  
 NREL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68594.pdf>



- Wang Jiawei, Zong Yi, You Shi, Traholt Chresten. (2017).** A review of Danish integrated multi-energy system flexibility options for high wind power penetration. National Institute of Clean-and-Low-Carbon Energy.
- Wood J Allen, Wollenberg F Bruce. (1996).** Power Generation, Operation, and Control. Wiley Interscience.
- Worldbank. (2018).** Access to electricity (% of population).: 2018年12月28日,:  
<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>
- Yoon Yong, Ilic Marija, Collison Ken. (2001).** Practical Implementation of congestion cluster pricing method. Proceedings of IEEE PES, Summer Meeting, Vol.3, July 15-19, 1630-1636.
- 安田陽. (2018a).** 送電線は行列のできるガラガラのそば屋さん? インプレス R&D.
- 安田陽. (2018b).** 世界の再生可能エネルギーと電力システム. インプレス R&D.
- 関西電力送配電. (2019年2月19日).** 関西エリアの需給実績の公表.: エリア需給実績:  
<https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html>
- 金本良嗣. (2020年5月25日).** 政策研究大学院大学.: 電力市場設計の経済学: メモ:  
<http://www3.grips.ac.jp/~kanemoto/PowerMkt.pdf>
- 九州電力送配電. (2019年2月19日).** 系統情報の公開.: エリア需給実績:  
[https://www.kyuden.co.jp/td\\_service\\_wheeling\\_rule-document\\_disclosure.html](https://www.kyuden.co.jp/td_service_wheeling_rule-document_disclosure.html)
- 四国電力送配電. (2019年2月19日).** 需給関連情報(需給実績)の公表について.: 需給実績:  
[https://www.yonden.co.jp/nw/renewable\\_energy/data/supply\\_demand.html](https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html)
- 中国電力ネットワーク. (2019年2月19日).** 中国電力ネットワーク.: 供給区域の需給実績:  
<https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/data/area/index.html>
- 中部電力パワーグリッド. (2019年2月19日).** 中部エリアの電力需給(送電端)のお知らせ.:  
 電力使用状況データ: <https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/>
- 東京電力パワーグリッド. (2019年2月19日).** でんき予報.: データのダウンロード:  
<https://www.tepco.co.jp/forecast/>
- 東北電力ネットワーク. (2019年2月19日).** 東北6県・新潟エリアでんき予報.:  
 過去実績データのダウンロード: <https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html>
- 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ). (2015).** アジア/世界エネルギーアウトルック 2015.  
 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ).
- 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ). (2017).** IEEJ アウトルック 2018 - 2050年に向けた展望  
 と課題 -. 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ).
- 北海道電力ネットワーク株式会社. (2019年2月19日).** ほくでんネットワーク.:  
 北海道エリアの需給実績:  
[https://www.hepco.co.jp/network/renewable\\_energy/fixedprice\\_purchase/supply\\_demand\\_results.html](https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html)
- 読売新聞. (2019年1月19日).** 石炭火力発電 岐路に. 解説スペシャル.

## 使用ソフトウェア

日本科学技術研修所, 統計解析業務パッケージ JUSE-StatWorks/ V5 総合編 with SEM

## APPENDIX-A.1

1960 年～2014 年の累積 CO2 排出量における世界の上位 20 ヶ国

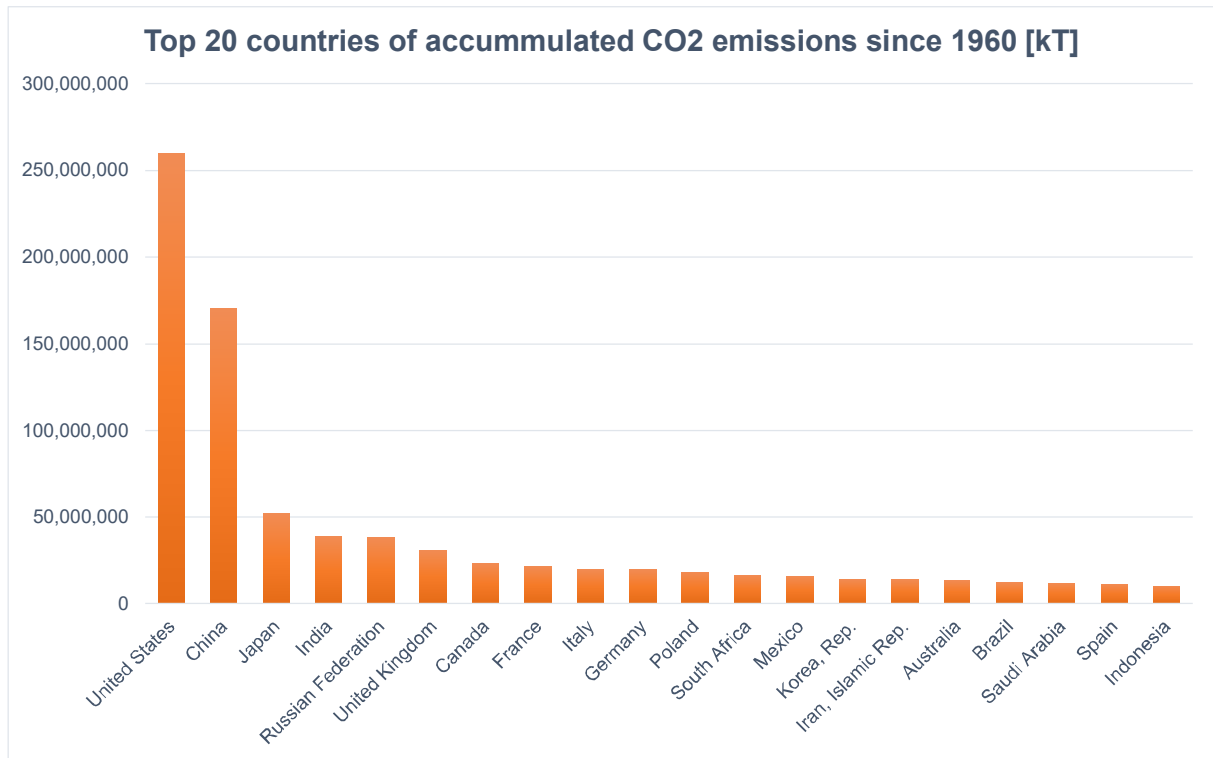


図 127 : 1960 年以降の累積 CO2 排出量の上位 20 ヶ国  
(出所 : World Bank 2020)

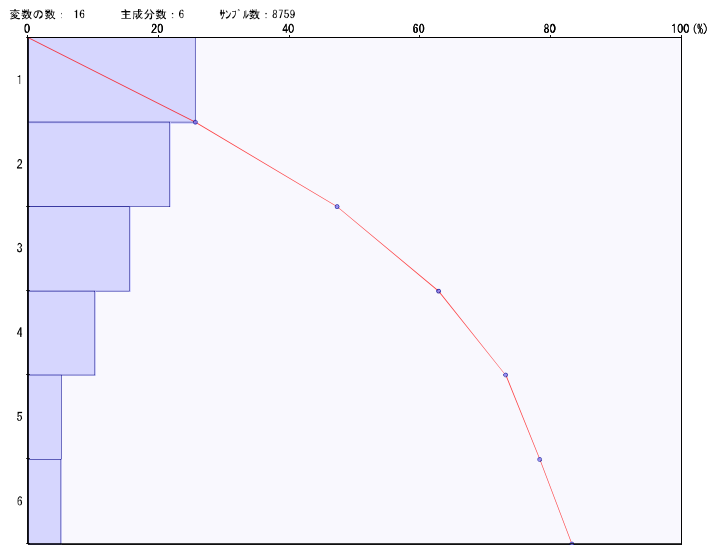
## APPENDIX-B.1

OECD+BRICS 諸国のエネルギー自給率、変動再生可能エネルギー、および再エネポテンシャル

	Energy self-sufficiency in 2017 [%]	Electricity production from renewable sources excluding hydroelectric in 2015	Projected Wind/Water/Solar generation for end-use power in OECD and BRICS countries in 2050 (GW)
Norway	717	1.884354	29.7
Australia	319	8.341658	118.9
Russian Federation	195	0.091027	473.3
Canada	176	6.267257	240.3
South Africa	120	1.930403	142.4
Estonia	101	14.15955	3.6
Brazil	101	12.11841	315.9
Denmark	92	65.44374	16.8
Mexico	92	5.490168	173.2
United States	92	7.386955	1291.4
Iceland	88	26.67163	3.4
China	80	4.857004	3291.6
New Zealand	77	24.57867	17.6
Sweden	73	16.75405	39.2
United Kingdom	68	22.97031	140.4
Czech Republic	64	9.231868	27.6
India	63	5.361011	996
Poland	62	12.68764	68.9
Latvia	59	16.55521	5.3
Netherlands	56	12.35759	63.3
Finland	55	20.05336	29.9
France	53	6.196517	158
Slovenia	53	3.691705	4.6
Switzerland	47	4.316383	20.5
Hungary	43	9.811482	16.8
Israel	39	1.852832	15.9
Slovak Republic	38	8.163112	12.4
Germany	37	26.27109	226.3
Ireland	36	25.09342	8.7
Austria	36	16.49369	29.8
Chile	34	11.92646	37.3
Greece	31	16.88858	19.3
Belgium	27	20.34278	37.6
Lithuania	27	31.21184	7.1
Spain	27	24.82001	93.2
Turkey	25	6.307132	82.2
Portugal	23	30.63903	16.8
Italy	22	22.50588	134.9
Korea	17	1.503935	193.9
Japan	10	7.755688	250.8
Luxembourg	5	24.94365	2.9

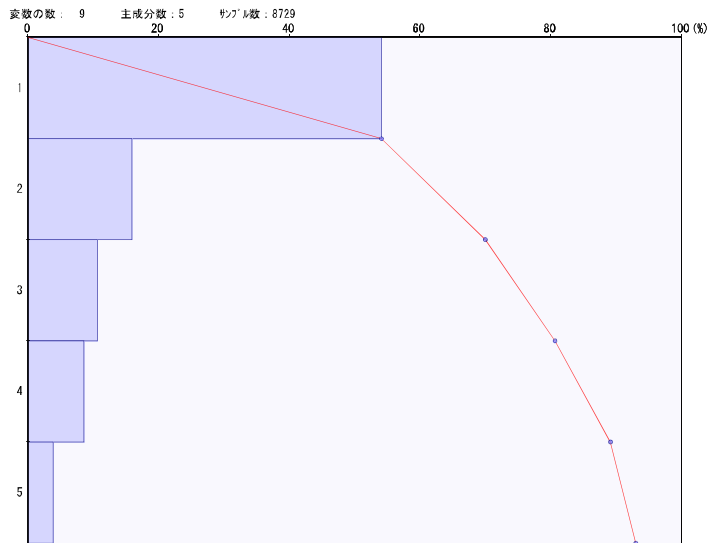
## APPENDIX-C.1

### デンマークドイツ（2018年）の固有ベクトルの累積寄与率



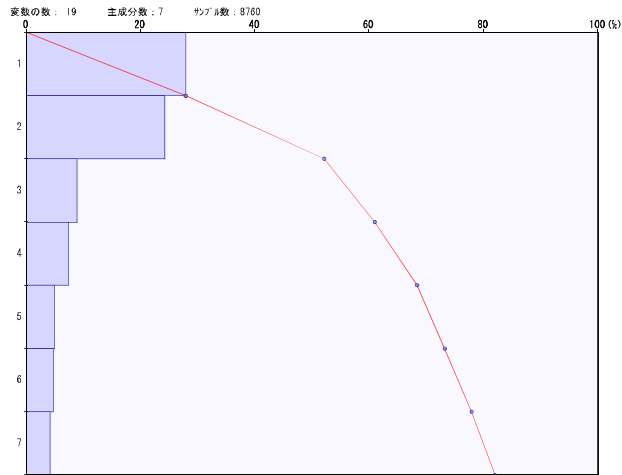
No	固有値	寄与率	累積寄与率
1	4.102	0.256	0.256
2	3.472	0.217	0.473
3	2.481	0.155	0.628
4	1.645	0.103	0.731
5	0.824	0.052	0.783
6	0.802	0.050	0.833
7	0.602	0.038	0.870
8	0.517	0.032	0.903
9	0.469	0.029	0.932
10	0.354	0.022	0.954
11	0.285	0.018	0.972
12	0.181	0.011	0.983
13	0.162	0.010	0.994
14	0.058	0.004	0.997
15	0.044	0.003	1.000
16	0.001	0.000	1.000

### デンマークドイツ（2006年）の固有ベクトルの累積寄与率



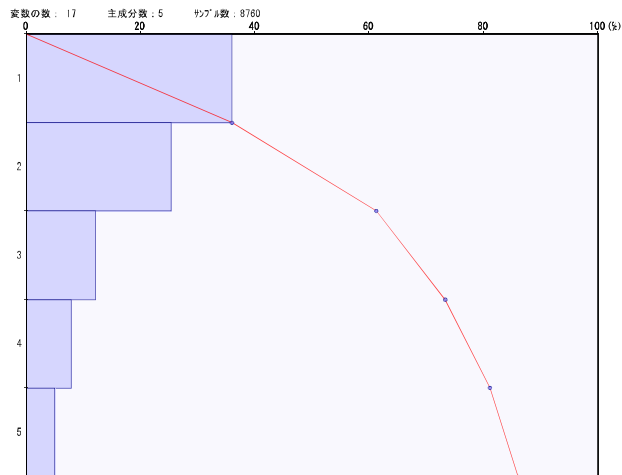
No	固有値	寄与率	累積寄与率
1	4.870	0.541	0.541
2	1.430	0.159	0.700
3	0.954	0.106	0.806
4	0.771	0.086	0.892
5	0.347	0.039	0.930
6	0.302	0.034	0.964
7	0.261	0.029	0.993
8	0.064	0.007	1.000

### 東京ー東北（2018年）の固有ベクトルの累積寄与率



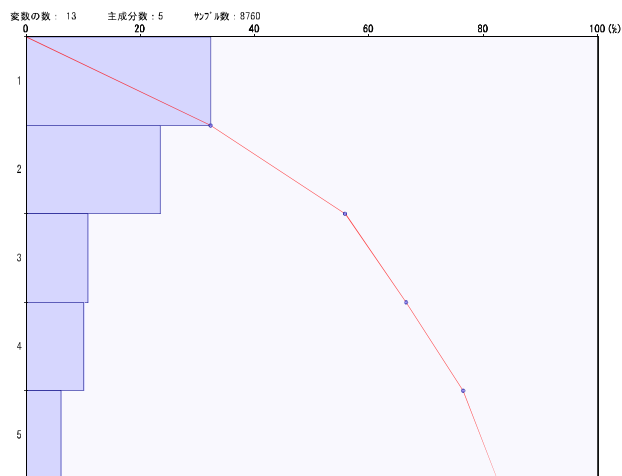
No	固有値	寄与率	累積寄与率
1	5.296	0.279	0.279
2	4.697	0.242	0.521
3	1.675	0.088	0.609
4	1.493	0.078	0.683
5	0.922	0.048	0.732
6	0.889	0.047	0.779
7	0.778	0.041	0.819
8	0.672	0.035	0.855
9	0.639	0.032	0.889
10	0.555	0.029	0.917
11	0.453	0.024	0.941
12	0.318	0.017	0.958
13	0.257	0.014	0.971
14	0.239	0.013	0.984
15	0.152	0.008	0.992
16	0.102	0.005	0.997
17	0.047	0.002	1.000
18	0.003	0.000	1.000
19	0.000	0.000	1.000

### 九州ー中国（2018年）の固有ベクトルの累積寄与率



No	固有値	寄与率	累積寄与率
1	6.111	0.359	0.359
2	4.295	0.253	0.612
3	2.059	0.121	0.733
4	1.324	0.078	0.811
5	0.844	0.050	0.860
6	0.591	0.029	0.890
7	0.442	0.026	0.916
8	0.372	0.022	0.938
9	0.351	0.021	0.958
10	0.281	0.017	0.975
11	0.159	0.009	0.984
12	0.114	0.007	0.990
13	0.062	0.004	0.994
14	0.047	0.003	0.997
15	0.031	0.002	0.999
16	0.022	0.001	1.000
17	0.002	0.000	1.000

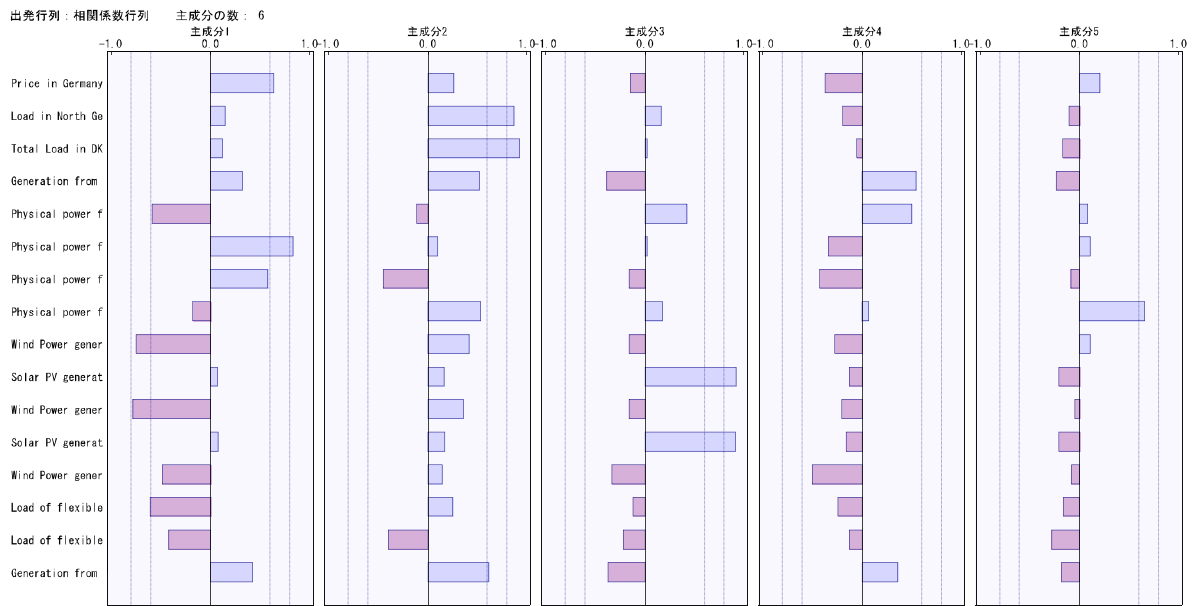
### 北海道ー東北（2018年）の固有ベクトルの累積寄与率



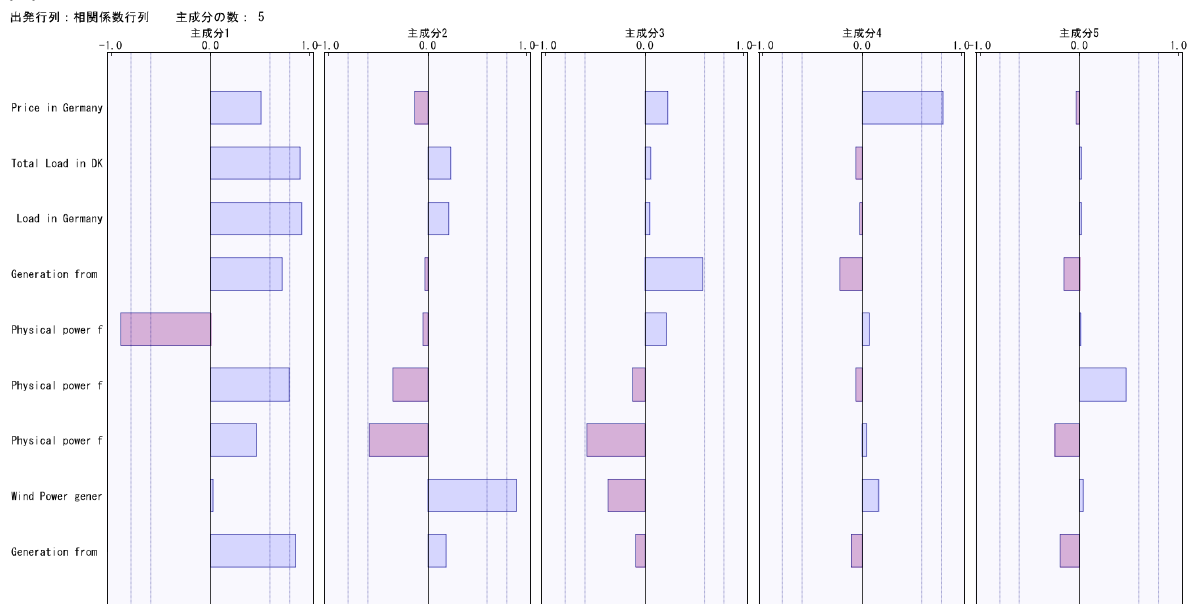
No	固有値	寄与率	累積寄与率
1	4.192	0.322	0.322
2	3.048	0.234	0.557
3	1.395	0.107	0.664
4	1.293	0.099	0.764
5	0.785	0.060	0.824
6	0.671	0.052	0.876
7	0.624	0.048	0.924
8	0.496	0.038	0.962
9	0.226	0.017	0.979
10	0.176	0.014	0.993
11	0.069	0.007	1.000
12	0.003	0.000	1.000
13	0.001	0.000	1.000

## APPENDIX-C.2

### (1) デンマークードイツ（2018年）の因子負荷量グラフ

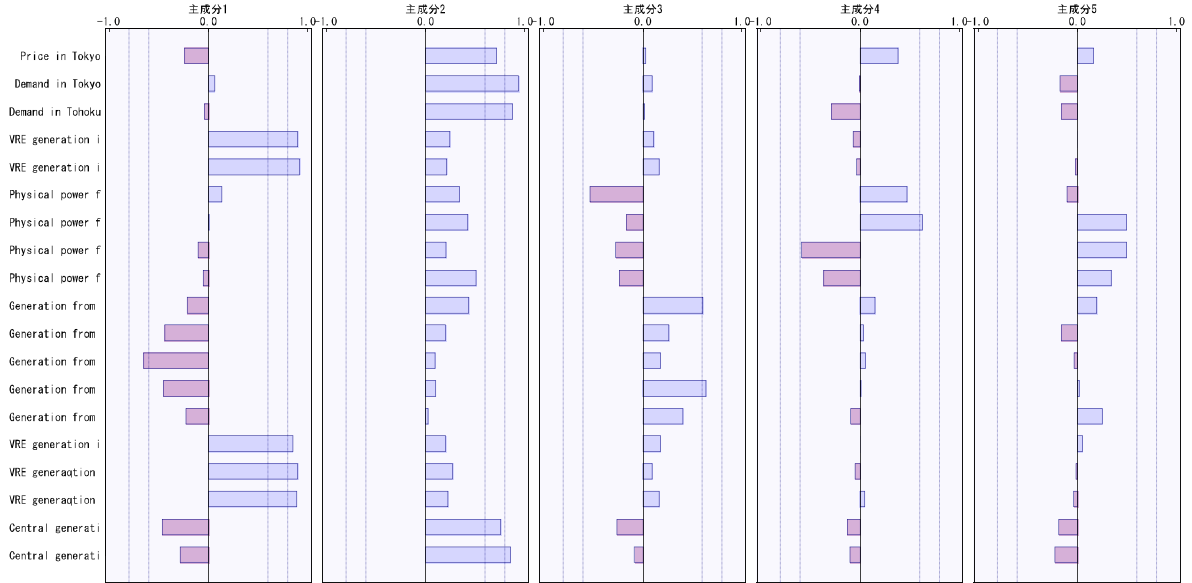


### (2) デンマークードイツ（2006年）の因子負荷量グラフ



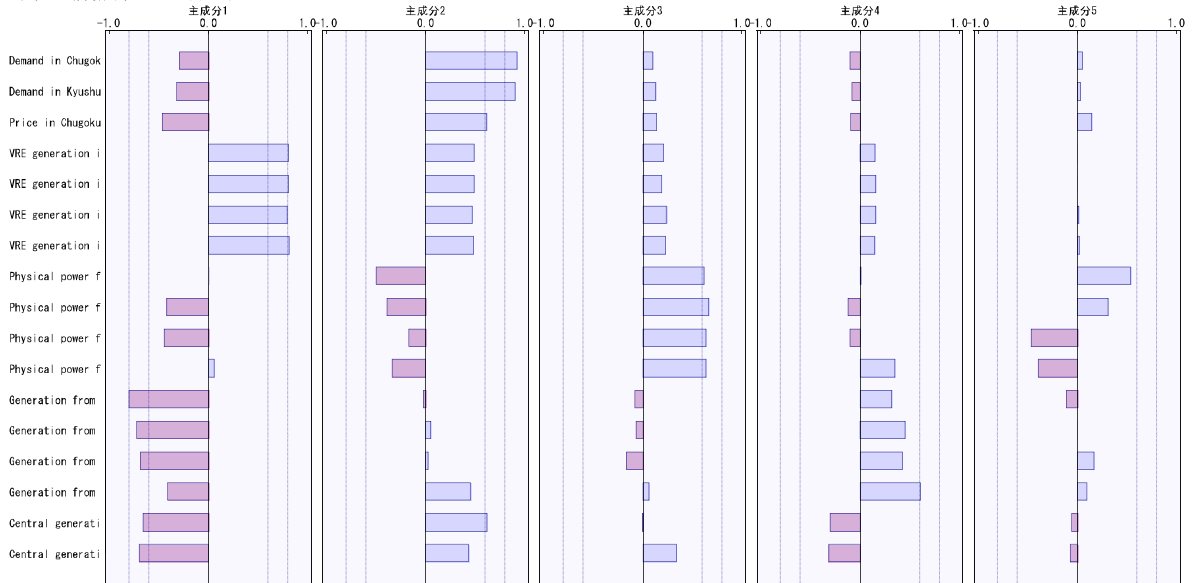
### (3) 東京ー東北（2018年）の因子負荷量グラフ

出発行列：相関係数行列 主成分の数：7



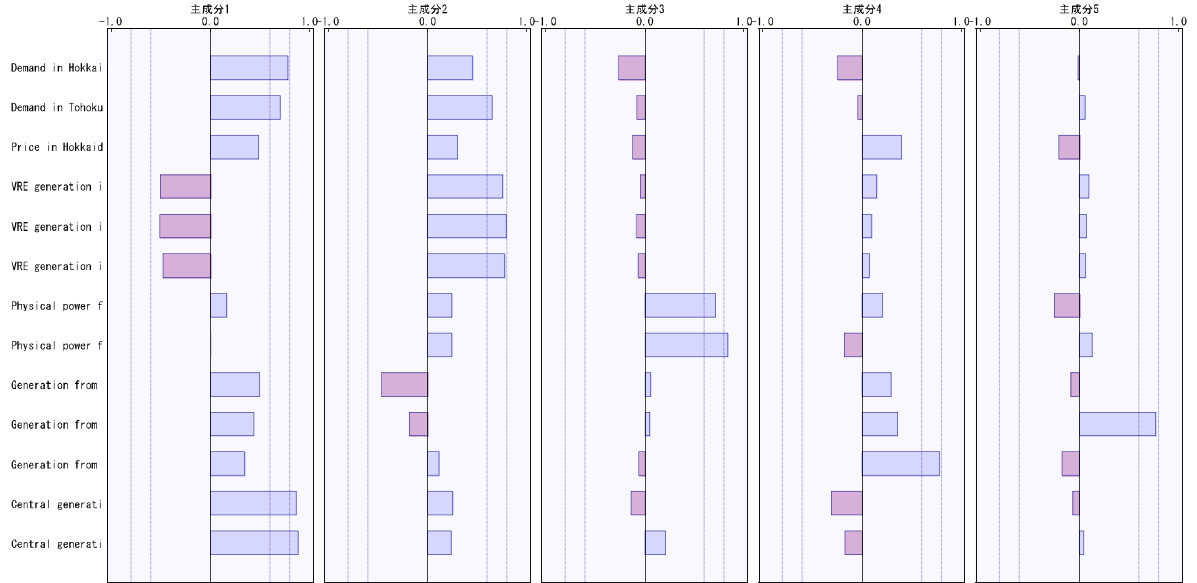
### (4) 九州ー中国（2018年）の因子負荷量グラフ

出発行列：相関係数行列 主成分の数：5



### (5) 北海道ー東北（2018年）の因子負荷量グラフ

出発行列：相関係数行列 主成分の数：5





## APPENDIX-D.1

### 電力取引による最適状態の導出

本研究では、電力取引によって総余剰が最大となる状態を最適状態であると導出した。

#### (1) 2 エリア間の電力取引の詳細な考え方

エリア A からエリア B への電力取引についてより詳しく考える。図 128 において、エリア A のマージナル電源である  $g_7$  と次に価格の安い（給電指令順位が高い）電源  $g_6$  がエリア B に取引されるものとする（図 128 左図）。 $g_6$  と  $g_7$  は、エリア B において、経済的優先指令の原則により、 $g_6$  と同価格ライン上の  $G_3$  と、 $g_8$  と同価格ライン上の  $G_4$  との間に組み込まれることになる（図 128 右図）。見かけ上、エリア B の供給曲線は、 $G_3$  から  $G_4$  の間で  $G_3$  の右端の点を起点として、 $g_6$  と  $g_7$  の合計容量の幅だけ右方向に伸びる形となり、 $G_4$  の左端より、元の供給曲線が繋がる形となる（図 128 右図）。

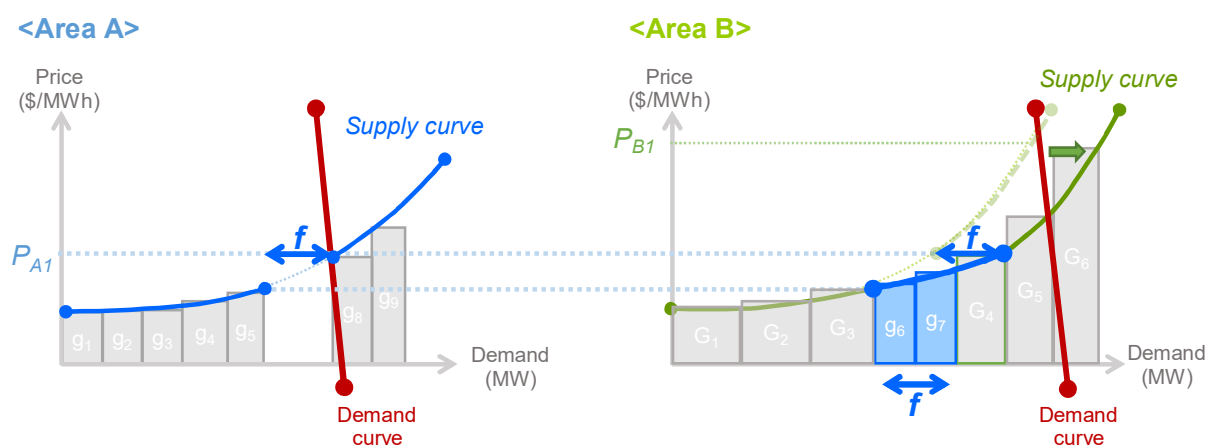


図 128：電力取引による供給曲線の部分的移行

エリア A では、電源  $g_6$  と  $g_7$  が抜けた形となり、 $g_5$  の次に優先順位の高い電源が  $g_8$  となるため、供給曲線は不連続に繋ぎ合わされた曲線となる（図 129 左図）。この結果、エリア A と B において、 $g_6$  と  $g_7$  の合計の幅、つまり合計容量の分だけ、供給曲線の切断と再接続が行われる。この幅は、取引される電力潮流  $f$  を表している（図 128, 129）。

なお、取引される電源は、エリア A の均衡点（価格  $P_{A1}$ ）より左側であると考えられる。なぜなら、均衡点より右側の電源は起動スタンバイ中の電源であり、セキュリティ上、取引できないと考えられる。また、均衡点を通らない左端の電源（ $g_1$ ,  $g_2$  など）でもない。この理由は、エリア A の余った電気が連系線取引に回るが、エリア内で使用される電源には経済的優先指令の原則がある。従って、一般にマージナル電源が取引対象であると考えられている。

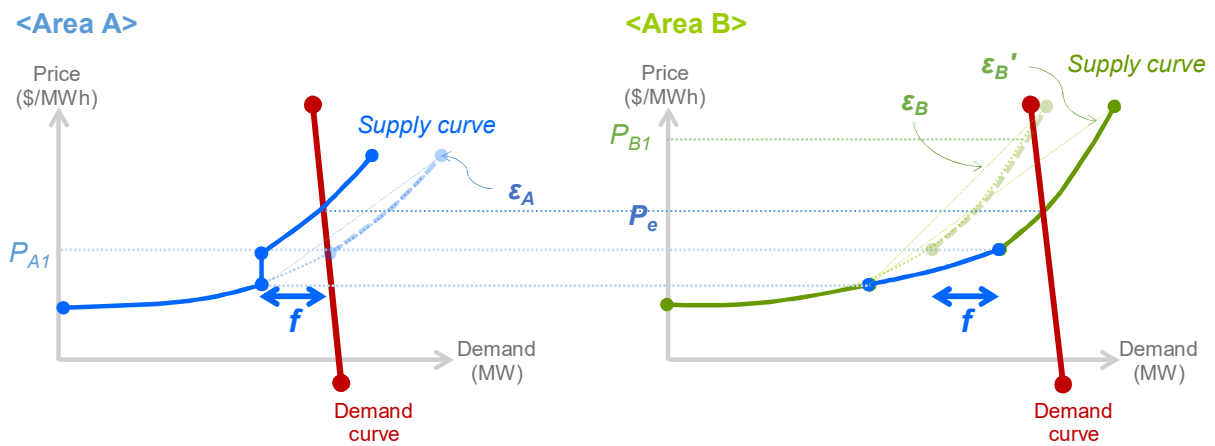


図 129：電力取引による 2 エリアの供給曲線の変化

ここで、総余剰の計算で用いる供給曲線の価格弾力性は、厳密には一定ではないため、どの値を採用すべきか考える。具体的には、供給曲線の低需要域よりも高需要域の方が、価格弾力性が小さい (Felder 2011)。よって、本研究では、電力取引で中心的影響を受ける、均衡点周辺の中需要～高需要域の弾力性を採用した (5.3.2)。図 129 左図のように、エリア A では弾力性  $\epsilon_A$  をそのまま用いることができる。一方で、エリア B では、電力取引で供給曲線が再接続された分だけ、旧弾力性  $\epsilon_B$  と新弾力性  $\epsilon_{B'}$  は同じ値でなくなっている。そこで、総余剰の計算で面積を求める際、エリア B では注意を要する。

## (2) 電力取引による価格均衡の総余剰

2 エリア間において価格差がある場合は、電力取引の動機が発生する。従って、2 エリアの価格が等しくなる価格均衡状態まで、電力取引されるケースを考える。

まず、供給曲線と需要曲線両方の弾力性を考慮した余剰の式を求める。図 130 では、電力取引量  $f$ 、供給曲線の弾力性  $\epsilon$ 、需要曲線の弾力性  $\gamma$ 、求める三角形の高さを  $x$  とした。

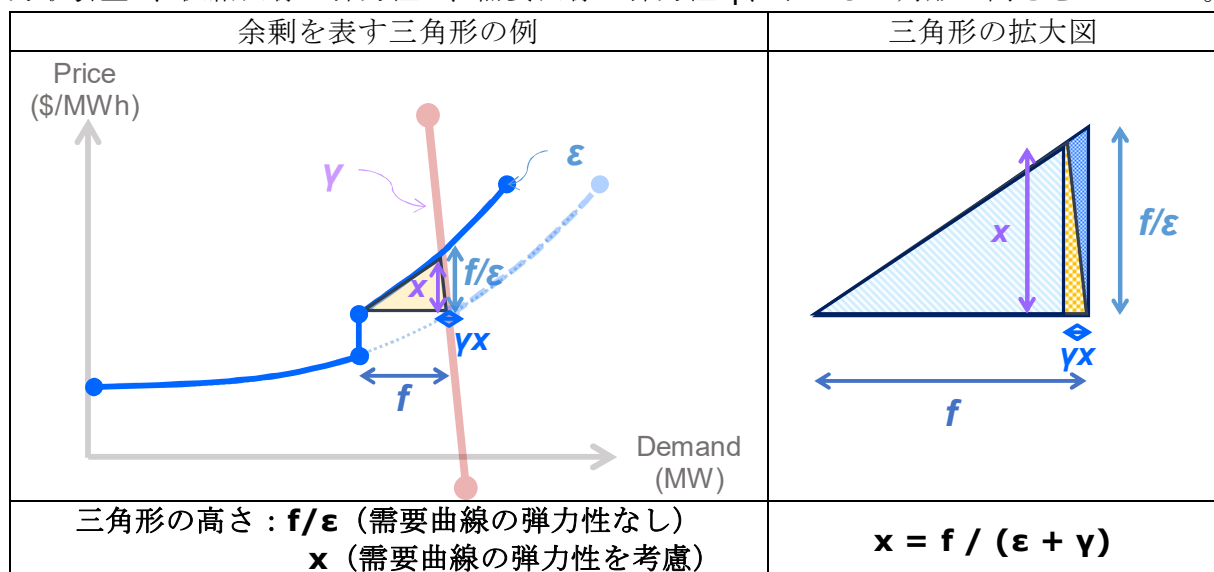


図 130：供給曲線と需要曲線両方の弾力性を考慮した三角形とその高さ

三角形の相似性により、次の式が成り立つ。

$$\begin{aligned}
 f : f - \gamma x &= f/\varepsilon : x \\
 \therefore fx &= f^2/\varepsilon - fx\gamma/\varepsilon \\
 \therefore (\varepsilon + \gamma) fx &= f^2 \\
 \therefore \underline{x = f / (\varepsilon + \gamma)} & \qquad \qquad \qquad (D.1.1)
 \end{aligned}$$

次に、総余剰の変化を図 131 に示す。図 131 左図のエリア A では、着色部分の面積が総余剰の減少を表す。図 131 右図のエリア B では、着色部分が総余剰の増加を示している。図 131 の左右における橙色の部分の面積は等しく、互いに相殺される。

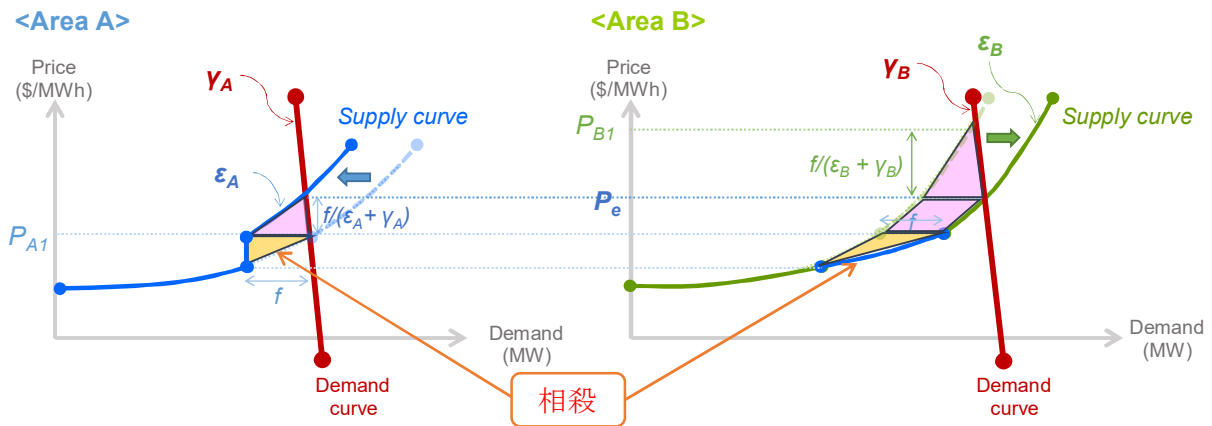


図 131 : 電力取引による価格均衡と総余剰

電力取引  $f$  によって、エリア A, B の均衡価格  $P_e$  が達成されるとする。このときの  $f$  と  $P_e$  を求める。式(D.1.1)を応用して両エリアの  $f$  を求めると、両者が等しいことから、

$$\begin{aligned}
 f &= (\varepsilon_A + \gamma_A) * \Delta P_A = (\varepsilon_B + \gamma_B) * \Delta P_B \\
 &= (\varepsilon_A + \gamma_A) * (P_e - P_{A1}) = (\varepsilon_B + \gamma_B) * (P_{B1} - P_e)
 \end{aligned}$$

ここから、 $P_e$  と  $f$  が求まり、

$$P_e = \{(\varepsilon_A + \gamma_A) * P_{A1} + (\varepsilon_B + \gamma_B) * P_{B1}\} / \{(\varepsilon_A + \gamma_A) + (\varepsilon_B + \gamma_B)\} \qquad (D.1.2)$$

$$f = [(\varepsilon_A + \gamma_A) * (\varepsilon_B + \gamma_B) / \{(\varepsilon_A + \gamma_A) + (\varepsilon_B + \gamma_B)\}] * (P_{B1} - P_{A1}) \qquad (D.1.3)$$

このときの式(D.1.3)の  $f$  を、 $f_e$  とおく。

電力取引による総余剰の変化を **Social Welfare** とすると、これはエリア B の赤く着色された三角形と平行四辺形からエリア A の上側の三角形を引いた面積で、次式で表される。

$$\begin{aligned}
 \text{Social Welfare (SW}_{\text{even}}) &= -f_e^2/2/(\varepsilon_A + \gamma_A) + f_e^2/2/(\varepsilon_B + \gamma_B) + f_e * (P_e - P_{A1}) \\
 &= (1/2) * [(\varepsilon_A + \gamma_A) * (\varepsilon_B + \gamma_B) / \{(\varepsilon_A + \gamma_A) + (\varepsilon_B + \gamma_B)\}] * (P_{B1} - P_{A1})^2 \\
 &= (1/2) * [\{(\varepsilon_A + \gamma_A) + (\varepsilon_B + \gamma_B)\} / (\varepsilon_A + \gamma_A) * (\varepsilon_B + \gamma_B)] * f_e^2 \\
 &= (1/2) * [\{1 / (\varepsilon_B + \gamma_B)\} + \{1 / (\varepsilon_A + \gamma_A)\}] * f_e^2 \qquad (D.1.4)
 \end{aligned}$$

### (3) 最大まで電力取引が行われた総余剰

前節の関係式は、2 エリアの価格がどれだけ近づいても変わらない。図 132 のように、 $P_{A1}$  と  $P_{B1}$  がどれ程近づいても、必ず前節のような面積関係や均衡価格  $P_e$  が発現する。

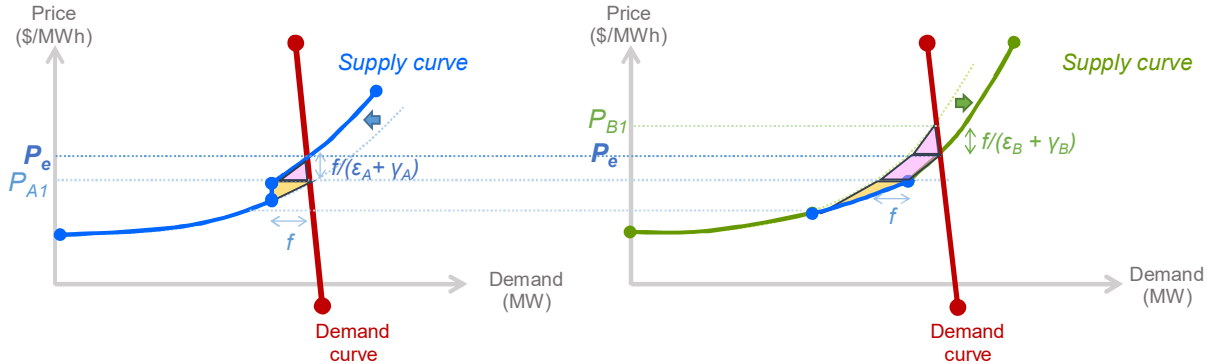


図 132 : 2 エリアの価格が非常に近い場合の電力取引と総余剰

では、価格均衡しない電力取引がよいのはどのような場合だろうか。考えられるのは、エリア A が自己犠牲して、均衡価格以上の電力をエリア B に提供する場合である(図 133)。

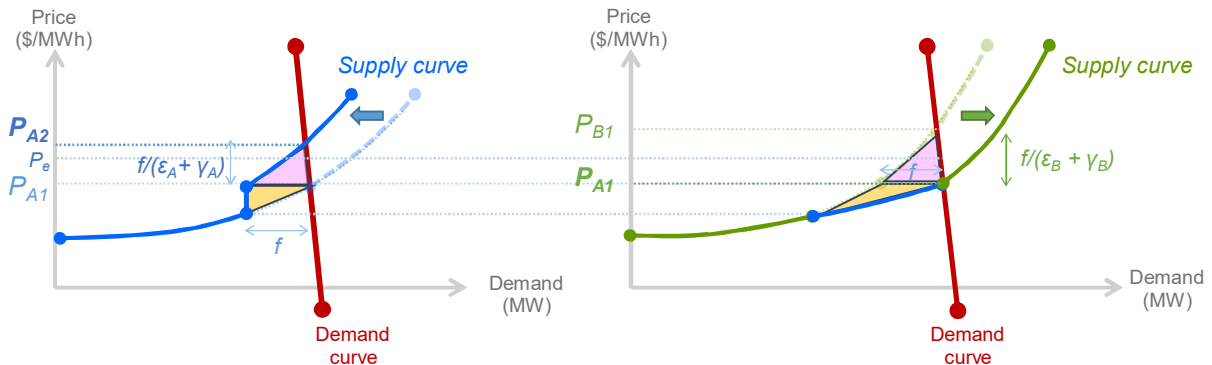


図 133 : 最大取引状態における総余剰

エリア A は均衡価格  $P_e$  を越える程の電力をエリア B に提供し、エリア B は均衡価格  $P_e$  以下になる程の電力の提供を受けるとする。エリア A では、均衡価格  $P_e$  を越えて  $P_{A2}$  まで上昇する。しかし、エリア B の価格はエリア A の元の価格  $P_{A1}$  未満にはならない。この理由は、次の通りである。電力潮流  $f$  の右端点は、電気の需給同時性の原則から、必ず需要曲線と供給曲線の交点となる。もし、図 133 右図で価格  $P_{A1}$  未満になるほど潮流  $f$  が流れたなら、取引される最高値の電源(価格  $P_{A1}$ )は、エリア B の需要曲線の右側に組み入れられる。ところが、需要曲線の右側は給電指令待ちのスタンバイ電源であり、エリア A が受け渡す  $f$  と実際に使われる電源が一致せず、矛盾する。従って、最大の取引  $f$  が行われた場合に、エリア B の価格は  $P_{A1}$  となる。

この最大取引のときの電力潮流  $f$  を  $f_0$  とおくと、図 133 右図の関係性より、

$$f_0 = (P_{B1} - P_{A1}) * (\epsilon_B + \gamma_B) \quad (D.1.5)$$

このときの総余剰の変化を  $SW_{over}$  とすると、次の通りに求められる。

$$SW_{over} = (1/2) * \{ [1 / (\epsilon_B + \gamma_B)] - [1 / (\epsilon_A + \gamma_A)] \} * f_0^2 \quad (D.1.6)$$

#### (4) 最大取引と価格均衡のどちらが最適か？

価格均衡と最大取引状態における Social Welfare を比較し、どちらが最適か評価する。

$A = \varepsilon_A + \gamma_A$ ,  $B = \varepsilon_B + \gamma_B$  とすると、式(D.1.3), (D.1.4), (D.1.5), (D.1.6)より、

$$\begin{aligned}
 & SW_{\text{even}} - SW_{\text{over}} \\
 &= (1/2) * (1/B - 1/A) * (P_{B1} - P_{A1})^2 * [\{AB/(A+B)\}^2 - B^2] + (1/2) * (1/A) * \{AB/(A+B)\}^2 * (P_{B1} - P_{A1})^2 \\
 &= (1/2) * (P_{B1} - P_{A1})^2 * \{-B^3 * (B+2A) / (A+B)^2 * (A-B)/(AB)\} + AB^2 / (A+B)^2 \\
 &= (1/2) * (P_{B1} - P_{A1})^2 * \{AB^2 / (A+B)^2\} * \{(B/A)^2 + (B/A) - 1\} \\
 &= (1/2) * (P_{B1} - P_{A1})^2 * \{AB^2 / (A+B)^2\} * (X^2 + X - 1) \quad (X = B/A, 0 < X) \quad (D.1.7)
 \end{aligned}$$

式(D.1.7) の符号が正のときは、 $SW_{\text{even}} > SW_{\text{over}}$  となって、価格均衡が最適となる。

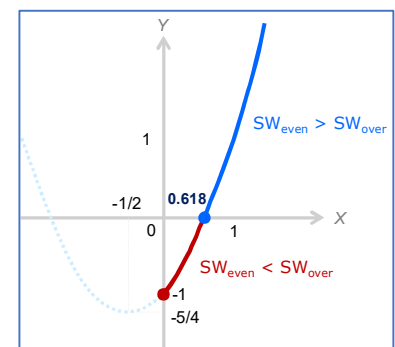
なお、式(D.1.7)の符号は、 $Y = X^2 + X - 1$  ( $0 < X$ ) の符号を調べれば十分である。

$Y = X^2 + X - 1 = (X + 1/2)^2 - 5/4$  であるから、 $(\sqrt{5} - 1) / 2 \doteq 0.618$  より、

$0 < X < 0.618$  のとき、 $SW_{\text{even}} < SW_{\text{over}}$  (最大取引が最適)

$X = 0.618$  のとき、 $SW_{\text{even}} = SW_{\text{over}}$  (両者が同等)

$0.618 < X$  のとき、 $SW_{\text{even}} > SW_{\text{over}}$  (価格均衡が最適)



#### (5) 本研究の最適状態にかかる前提について

前節(4)の結果より、エリア B の供給曲線と需要曲線の価格弾力性の合計と、エリア A の同合計の比  $X$  について、 $X$  が  $0.618$  より小さい場合は最大取引状態が最適であり、 $0.618$  より大きい場合は価格均衡が最適である。

ここで、本研究で取り上げた、デンマーク、日本、およびフィリピンにおける合計 7 つのケーススタディーについて、 $X$  の値を求める。ケーススタディーは、1 時間値の変動を 1 年間など一定期間とったものであるため、価格弾力性も短期であると考えられる。従って、需要曲線の価格弾力性は供給曲線の価格弾力性に比べて微小であり、無視できる。

デンマークードイツ (2018 年) :  $X = B/A = 55.81/13.15 = 4.244$

デンマークードイツ (2006 年) :  $X = B/A = 113.59/32.01 = 3.549$

北海道ー東北 (2018 年) :  $X = B/A = 80.92/118.45 = 0.683$

東京ー東北 (2018 年) :  $X = B/A = 490.91/118.45 = 4.144$

九州ー中国 (2018 年) :  $X = B/A = 249.40/355.98 = 0.701$

ルソンービサヤス (2017 年) :  $X = B/A = 122.66/27.71 = 4.427$

ミンダナオービサヤス (2017 年) :  $X = B/A = 21.45/27.71 = 0.774$

以上のように、全てのケースにおいて、 $X$  は  $0.618$  より大きい。従って、本研究で取り上げたケースでは、価格均衡が最適状態である。

## APPENDIX-D.2

日本の発電原価想定に用いた入力値一覧を以下に示す。

事業者	エリア	種別	燃料	発電所	ユニット	出力 (MW)	電源タイプ	運転年	ライフ (年)	熱効率 %	所内率 %	稼働率 %
北海道電力	北海道	原子力		泊	1	579	11:原子力	1989	40		4	60
北海道電力	北海道	原子力		泊	2	579	11:原子力	1991	40		4	60
北海道電力	北海道	原子力		泊	3	579	11:原子力	2009	40		4	60
北海道電力	北海道	火力	石炭	奈井江	1	175	1:石炭(中)	1968	60	37	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	奈井江	2	175	1:石炭(中)	1970	60	37	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	砂川	3	125	1:石炭(中)	1977	60	37	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	砂川	4	125	1:石炭(中)	1982	60	37	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	苫東厚真	1	350	1:石炭(中)	1980	60	39	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	苫東厚真	2	600	1:石炭(中)	1985	60	40	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石炭	苫東厚真	4	700	2:石炭(大)	2002	60	42	6.4	90
北海道電力	北海道	火力	石油	苫小牧	1	250	9:石油	1973	60	39	4.8	40
北海道電力	北海道	火力	石油	伊達	1	350	9:石油	1978	60	39	4.8	40
北海道電力	北海道	火力	石油	伊達	2	350	9:石油	1980	60	39	4.8	40
北海道電力	北海道	火力	石油	知内	1	350	9:石油	1983	60	39	4.8	40
北海道電力	北海道	火力	石油	知内	2	350	9:石油	1988	60	39	4.8	40
北海道電力	北海道	火力	LNG	音別	1	74	5:GT-E	1978	60	39	2	20
北海道電力	北海道	火力	LNG	音別	2	74	5:GT-E	1978	60	39	2	20
新日鐵	北海道	火力	高炉ガス		5	100	10:副生ガス	2001	60	38	4.8	90
日本製紙	北海道	火力	石炭	釧路工場		80	1:石炭(中)	2004	60	38	4.8	90
共同火力	北海道	火力		北海道パワー 苫小牧共同	3	250	9:石油	1974	60	38	4.8	40
自家発	北海道	火力				225	9:石油	1980	60	35	6.4	85
北海道電力	北海道	水力		瀬戸瀬		25	16:水力	1980	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		大雪		20	16:水力	1975	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		層雲峡		25	16:水力	1954	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		真勲別		18	16:水力	1941	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		上川		12	16:水力	1929	110		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		安足間		12	16:水力	1927	110		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		江卸		14	16:水力	1945	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		新忠別		10	16:水力	2006	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		滝里		57	16:水力	1999	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		野花南		30	16:水力	1971	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		芦別		10	16:水力	1953	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		比羅夫		12	16:水力	1940	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		豊平峡		52	16:水力	1972	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		砥山		10	16:水力	1972	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		藻岩		13	16:水力	1936	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		然別第一		14	16:水力	1953	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		富村		40	16:水力	1978	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		上岩松		30	16:水力	1953	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		十勝		40	16:水力	1980	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		岩松		13	16:水力	1942	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		奥沙流		15	16:水力	1994	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		右左府		25	16:水力	1961	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		岩知志		14	16:水力	1958	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		奥新冠		44	16:水力	1963	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		下新冠		20	16:水力	1969	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		岩清水		15	16:水力	1959	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		春別		27	16:水力	1963	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		東の沢		20	16:水力	1987	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		静内		46	16:水力	1966	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		七飯		10	16:水力	1965	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		雨竜		51	16:水力	1943	90		0.4	45

北海道電力	北海道	水力		金山		25	16:水力	1967	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		幌加		10	16:水力	1965	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		糠平		42	16:水力	1956	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		芽登第一		27	16:水力	1958	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		芽登第二		28	16:水力	1958	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		足寄		40	16:水力	1955	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		本別		25	16:水力	1962	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		熊牛		15	16:水力	1987	90		0.4	45
電源開発	北海道	水力		桂沢		15	16:水力	1957	90		0.4	45
北海道企業局	北海道	水力		滝下		17	16:水力	1992	90		0.4	45
北海道企業局	北海道	水力		岩尾内		13	16:水力	1970	90		0.4	45
北海道企業局	北海道	水力		ポンテシオ		11	16:水力	1983	90		0.4	45
ほくでんエコエナジー	北海道	水力		虻田		20	16:水力	1939	90		0.4	45
その他	北海道	水力				70	16:水力	1960	90		0.4	45
北海道電力	北海道	水力		新冠	1	100	17:揚水	1974	90		0.4	
北海道電力	北海道	水力		新冠	2	100	17:揚水	1974	90		0.4	
北海道電力	北海道	水力		高見	1	100	17:揚水	1983	90		0.4	
北海道電力	北海道	水力		高見	2	100	17:揚水	1993	90		0.4	
北海道電力	北海道	水力		京極	1	200	17:揚水	2014	90		0.4	
北海道電力	北海道	地熱		森		25	13:地熱フラッシュ	1982	50		11	83
東北電力	東北	原子力		女川	1	524	11:原子力	1984	40		4	60
東北電力	東北	原子力		女川	2	825	11:原子力	1995	40		4	60
東北電力	東北	原子力		女川	3	825	11:原子力	2002	40		4	60
東北電力	東北	原子力		東通	1	1100	11:原子力	2005	40		4	60
日本原電	東北	原子力		東海第二		220	11:原子力	1978	40		4	60
東北電力	東北	火力	石炭	能代	1	600	1:石炭(中)	1993	60	40	6.4	90
東北電力	東北	火力	石炭	能代	2	600	1:石炭(中)	1994	60	40	6.4	90
東北電力	東北	火力	石炭	原町	1	1000	2:石炭(大)	1997	60	41	6.4	90
東北電力	東北	火力	石炭	原町	2	1000	2:石炭(大)	1998	60	41	6.4	90
東北電力	東北	火力	LNG	仙台	4	446	6:GT-F	2010	60	35	2	20
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	1	600	8:ガスコンベ	1977	60	38	4.8	60
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	2	600	8:ガスコンベ	1983	60	38	4.8	60
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	3	1210	3:ACC	1984	60	48	2	70
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	4	1700	3:ACC	1999	60	48	2	70
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	5	339	4:MACC	2012	60	52	2	70
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	港1	350	8:ガスコンベ	1972	60	38	4.8	60
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	港2	350	8:ガスコンベ	1975	60	38	4.8	60
東北電力	東北	火力	LNG	新潟	4	250	8:ガスコンベ	1969	60	38	4.8	60
東北電力	東北	火力	LNG	新潟	5	109	5:GT-E	2011	60	33	2	20
東北電力	東北	火力	石油	八戸	3	250	9:石油	1968	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	軽油	八戸	5	394	9:石油	2014	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	石油	秋田	2	350	9:石油	1972	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	石油	秋田	3	350	9:石油	1974	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	石油	秋田	4	600	9:石油	1980	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	重油	新仙台	1	350	9:石油	1971	60	39	4.8	40
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	港3	54	5:GT-E	1984	60	33	2	20
東北電力	東北	火力	LNG	東新潟	5	339	6:GT-F	2012	60	35	2	20
東北電力	東北	火力	LNG	新潟	6	34	5:GT-E	1969	60	33	2	20
東北電力	東北	火力	軽油	秋田	5	333	6:GT-F	2012	60	35	2	20
常磐共同火力	東京	火力	石炭	勿来	7	250	1:石炭(中)	1970	60	39	6.4	90
常磐共同火力	東京	火力	石炭	勿来	8	600	1:石炭(中)	1983	60	39	6.4	90
常磐共同火力	東京	火力	石炭	勿来	9	600	1:石炭(中)	1983	60	39	6.4	90
相馬共同火力	東京	火力	石炭	新地	1	1000	2:石炭(大)	1994	60	41	6.4	90
相馬共同火力	東京	火力	石炭	新地	2	1000	2:石炭(大)	1995	60	41	6.4	90
酒田共同火力	東北	火力	石炭	酒田	1	350	1:石炭(中)	1977	60	38	6.4	90
酒田共同火力	東北	火力	石炭	酒田	2	350	1:石炭(中)	1978	60	38	6.4	90
新日鐵住金	東北	火力	石炭	釜石		136	1:石炭(中)	2000	60	37	6.4	90

糸魚川発電	東北	火力	石炭	糸魚川		134	1:石炭(中)	2001	60	37	6.4	90
太平洋エネ	東北	火力		北沼		44	1:石炭(中)	2012	60	37	6.4	90
自家発電	東北	火力				145	9:石油	1970	60	36	6.4	85
東北電力	東北	水力		大池第二		11	16:水力	1956	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		浅瀬石川		17	16:水力	1988	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		岩木川第一	1,2	11	16:水力	1960	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		葛根田第一		11	16:水力	1954	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		腹帯	1,2	11	16:水力	1939	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		森吉		11	16:水力	2011	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		郷内	1,2	13	16:水力	1940	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		鳴子		19	16:水力	1957	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		日向川		14	16:水力	1963	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		立矢沢川第一	1,2,3	12	16:水力	1938	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		立矢沢川第二	1,2	11	16:水力	1938	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		上郷		15	16:水力	1962	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		柳瀬		12	16:水力	1962	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		本道寺		75	16:水力	1990	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		八九和	1,2	60	16:水力	1958	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		新落合		20	16:水力	1958	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		蓬莱	1,2,3	39	16:水力	1938	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		大笹生		11	16:水力	1991	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		木戸川第二	1,2,3	14	16:水力	1936	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		伊南川		19	16:水力	1938	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		宮下	1,2,3,4,5	94	16:水力	1946	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		柳津	1,2,3	75	16:水力	1953	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		片門	1,2,3	57	16:水力	1953	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		新郷	1,2,3,4	52	16:水力	1939	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二新郷		39	16:水力	1984	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		山郷	1,2,3	46	16:水力	1943	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		上野尻	1,2,3	52	16:水力	1958	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二上野尻		14	16:水力	1958	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		豊実	1,2	62	16:水力	2013	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二豊実		57	16:水力	1975	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二鹿瀬		55	16:水力	1973	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		揚川	1,2	54	16:水力	1963	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		大川		21	16:水力	1986	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		鷹ノ巣	1,2	16	16:水力	2001	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		加治川		17	16:水力	1962	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		五十沢第一		11	16:水力	1967	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		鳥坂	1,2,3	29	16:水力	1926	110		0.4	45
東北電力	東北	水力		高沢	1,2,3,4,5	19	16:水力	1906	110		0.4	45
東北電力	東北	水力		大谷第二	1,2	13	16:水力	1937	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		大所川第一		14	16:水力	1962	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		大所川第二		27	16:水力	1962	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		その他		395	16:水力	1960	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		鳥海川第三		20	16:水力	1980	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二山郷		23	16:水力	1992	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		本名	1,2,3	78	16:水力	1954	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		上田	1,2,3	64	16:水力	1954	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		鹿瀬	1,2,3,4,5,6	50	16:水力	1928	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		十和田	1,2,3	31	16:水力	1940	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		立石	1,2,3	11	16:水力	1939	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		法量		7	16:水力	1955	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		生保内	1,2,3	32	16:水力	1943	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		夏瀬	1,2	20	16:水力	1953	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		神代	1,2	20	16:水力	1940	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		東和	1,2	27	16:水力	1954	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		胆沢第一	1,2	14	16:水力	2014	90		0.4	45



電源開発	東北	水力		黒谷	1,2	20	16:水力	1994	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		黒又川第一	1,2	62	16:水力	1958	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		黒又川第二		17	16:水力	1964	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		奥只見	1,2,3,4	141	16:水力	1960	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		大鳥	1,2	46	16:水力	1963	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		田子倉	1,2,3,4	100	16:水力	1959	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		只見	1,2	16	16:水力	1989	90		0.4	45
電源開発	東北	水力		滝	1,2	23	16:水力	1961	90		0.4	45
岩手県	東北	水力		仙人	1,2	38	16:水力	1964	90		0.4	45
岩手県	東北	水力		四十四田	1,2	15	16:水力	1967	90		0.4	45
岩手県	東北	水力		御所		13	16:水力	1981	90		0.4	45
岩手県	東北	水力		岩洞第一	1,2	41	16:水力	1960	90		0.4	45
秋田県	東北	水力		鎧畑	1,2	16	16:水力	1956	90		0.4	45
秋田県	東北	水力		杉沢		16	16:水力	1966	90		0.4	45
秋田県	東北	水力		玉川		24	16:水力	1990	90		0.4	45
山形県	東北	水力		新野川第一		10	16:水力	2010	90		0.4	45
山形県	東北	水力		倉沢	1,2	14	16:水力	1956	90		0.4	45
新潟県	東北	水力		三面	1,2	30	16:水力	1952	90		0.4	45
新潟県	東北	水力		奥三面		35	16:水力	2001	90		0.4	45
新潟県	東北	水力		猿田	1,2	22	16:水力	1955	90		0.4	45
新潟県	東北	水力		胎内第一		11	16:水力	1962	90		0.4	45
新潟県	東北	水力		高田		12	16:水力	1968	90		0.4	45
東星興業	東北	水力		玉川		10	16:水力	1990	90		0.4	45
東星興業	東北	水力		新下平		18	16:水力	2002	90		0.4	45
東星興業	東北	水力		新小荒		11	16:水力	2003	90		0.4	45
東北水力地熱	東北	水力		石羽根	1,2	11	16:水力	1954	90		0.4	45
東北水力地熱	東北	水力		和賀川		16	16:水力	1963	90		0.4	45
東北水力地熱	東北	水力		長者原		12	16:水力	1963	90		0.4	45
東北電力	東北	水力		第二沼沢	1	230	17:揚水	1982	90		0.4	
東北電力	東北	水力		第二沼沢	2	230	17:揚水	1982	90		0.4	
電源開発	東北	水力		下郷	1	250	17:揚水	1988	90		0.4	
電源開発	東北	水力		下郷	2	250	17:揚水	1988	90		0.4	
電源開発	東北	水力		下郷	3	250	17:揚水	1988	90		0.4	
電源開発	東北	水力		下郷	4	250	17:揚水	1988	90		0.4	
東北電力	東北	地熱		葛根田	1	50	13:地熱フラッシュ	1978	50		11	83
東北電力	東北	地熱		葛根田	2	30	13:地熱フラッシュ	1996	50		11	83
東北電力	東北	地熱		上の岱	1	29	13:地熱フラッシュ	1994	50		11	83
東北電力	東北	地熱		澄川	1	50	13:地熱フラッシュ	1995	50		11	83
東北電力	東北	地熱		柳津西川	1	65	13:地熱フラッシュ	1995	50		11	83
電源開発	東北	地熱		鬼首		15	13:地熱フラッシュ	1975	50		11	83
東北水力地熱	東北	地熱		松川地熱		24	13:地熱フラッシュ	1966	50		11	83
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	1	1100	11:原子力	1985	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	2	1100	11:原子力	1990	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	3	1100	11:原子力	1993	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	4	1100	11:原子力	1994	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	5	1100	11:原子力	1990	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	6	1356	11:原子力	1996	40		4	60
東京電力	東京	原子力		柏崎刈羽	7	1356	11:原子力	1997	40		4	60
日本原電	東京	原子力		東海第二		880	11:原子力	1978	40		4	60
東京電力	東京	火力	石炭	広野	5	600	1:石炭(中)	2004	60	41	6.4	90
東京電力	東京	火力	石炭	広野	6	600	1:石炭(中)	2013	60	41	6.4	90
東京電力	東京	火力	石炭	常陸那珂	1	1000	2:石炭(大)	2003	60	42	6.4	90
東京電力	東京	火力	石炭	常陸那珂	2	1000	2:石炭(大)	2013	60	42	6.4	90
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	1-1	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	1-2	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	1-3	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	1-4	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	2-1	360	3:ACC	2000	60	48	2	70

東京電力	東京	火力	LNG	千葉	2-2	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	2-3	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	2-4	360	3:ACC	2000	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	3-1	500	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	3-2	500	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	千葉	3-3	500	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	品川	1-1	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	品川	1-2	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	品川	1-3	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	川崎	1-1	500	3:ACC	2009	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	川崎	1-2	500	3:ACC	2009	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	川崎	1-3	500	3:ACC	2009	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	川崎	2-1	500	4:MACC	2013	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	5	175	8:ガスコンベ	1964	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	6	350	8:ガスコンベ	1968	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	7-1	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	7-2	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	7-3	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	7-4	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	8-1	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	8-2	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	8-3	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	横浜	8-4	350	3:ACC	1998	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	五井	1	265	8:ガスコンベ	1963	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	五井	2	265	8:ガスコンベ	1964	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	五井	3	265	8:ガスコンベ	1965	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	五井	4	265	8:ガスコンベ	1966	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	五井	5	350	8:ガスコンベ	1968	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	五井	6	476	8:ガスコンベ	1968	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	1	600	8:ガスコンベ	1967	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	2	600	8:ガスコンベ	1969	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	3	600	8:ガスコンベ	1971	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	4	600	8:ガスコンベ	1972	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	5	600	8:ガスコンベ	1977	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	姉崎	6	600	8:ガスコンベ	1979	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	袖ヶ浦	1	600	8:ガスコンベ	1974	60	39	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	袖ヶ浦	2	1000	8:ガスコンベ	1975	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	袖ヶ浦	3	1000	8:ガスコンベ	1977	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	袖ヶ浦	4	1000	8:ガスコンベ	1979	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-1	1000	8:ガスコンベ	1986	60	42	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-2			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-3			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-4			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-5			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-6			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	1-7			1986	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-1	1000	8:ガスコンベ	1988	60	42	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-2			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-3			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-4			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-5			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-6			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	2-7			1988	60			70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	3-1	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	3-2	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	3-3	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	3-4	380	3:ACC	2003	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	4-1	507	4:MACC	2010	60	52	2	70

東京電力	東京	火力	LNG	富津	4-2	507	4:MACC	2010	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	富津	4-3	507	4:MACC	2010	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	東扇島	1	1000	8:ガスコンベ	1987	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	東扇島	2	1000	8:ガスコンベ	1991	60	40	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	南横浜	1	350	8:ガスコンベ	1970	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	南横浜	2	350	8:ガスコンベ	1970	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	南横浜	3	350	8:ガスコンベ	1973	60	38	4.8	60
東京電力	東京	火力	LNG	鹿島	7-1	420	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	鹿島	7-2	420	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	鹿島	7-3	420	4:MACC	2014	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	1	600	9:石油	1971	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	2	600	9:石油	1971	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	3	600	9:石油	1972	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	4	600	9:石油	1974	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	5	1000	9:石油	1974	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	鹿島	6	1000	9:石油	1975	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	大井	1	350	9:石油	1971	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	大井	2	350	9:石油	1972	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	大井	3	350	9:石油	1973	60	39	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	3	350	9:石油	1964	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	4	350	9:石油	1964	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	5	350	9:石油	1966	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	6	350	9:石油	1967	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	7	350	9:石油	1969	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	8	350	9:石油	1970	60	38	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	広野	1	600	9:石油	1980	60	40	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	広野	2	600	9:石油	1980	60	40	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	広野	3	1000	9:石油	1989	60	40	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	広野	4	1000	9:石油	1993	60	40	4.8	40
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	1GT	30	9:石油	1971	60	33	4.8	20
東京電力	東京	火力	石油	横須賀	2GT	144	9:石油	2007	60	33	4.8	20
電源開発	東京	火力	石炭	磯子	1	600	1:石炭(中)	2002	60	41	6.4	90
電源開発	東京	火力	石炭	磯子	2	562	1:石炭(中)	2009	60	41	6.4	90
常盤共同火力	東京	火力	石炭	勿来	7	250	1:石炭(中)	1970	60	37	6.4	90
常盤共同火力	東京	火力	石炭	勿来	8	600	1:石炭(中)	1983	60	38	6.4	90
常盤共同火力	東京	火力	石炭	勿来	9	600	1:石炭(中)	1983	60	38	6.4	90
常盤共同火力	東京	火力	石炭	勿来	10	250	7:IGCC	2013	60	42	8	50
君津共同火力	東京	火力	高炉ガス		3	350	10:副生ガス	1970	60	38	4.8	90
君津共同火力	東京	火力	高炉ガス		4	350	10:副生ガス	1971	60	38	4.8	90
君津共同火力	東京	火力	高炉ガス		5	300	10:副生ガス	2004	60	38	4.8	90
君津共同火力	東京	火力	高炉ガス		6	153	10:副生ガス	2012	60	37	4.8	90
鹿島共同火力	東京	火力	石油	鹿島共同火力	3	350	9:石油	1982	60	39	4.8	70
鹿島共同火力	東京	火力	石油	鹿島共同火力	4	350	9:石油	1982	60	39	4.8	70
鹿島共同火力	東京	火力	石油	鹿島共同火力	5	300	9:石油	2013	60	39	4.8	70
新地	東京	火力	石炭	新地	1	1000	2:石炭(大)	1994	60	41	6.4	90
新地	東京	火力	石炭	新地	2	1000	2:石炭(大)	1995	60	41	6.4	90
群馬県	東京	火力				25	8:ガスコンベ	1980	60	35	6.4	85
JX日鉱日石	東京	火力		横浜		2270	9:石油	1964	60	36	6.4	85
JX日鉱日石	東京	火力		根岸				1964				
日立製作所	東京	火力										
日立製作所	東京	火力										
日立造船	東京	火力										
ポリプラスチックス	東京	火力										
JFEスチール	東京	火力						1976				
ジェネックス	東京	火力										
東京ガス横須賀パワー	東京	火力										

新日鐵住金	東京	火力									
自家発	東京	火力			488	10:副生ガス	1970	60	35	4.8	60
東京電力	東京	水力	小松		14	16:水力	1922	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	岩本		30	16:水力	1949	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	白根		10	16:水力	1954	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	金井		14	16:水力	1922	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	鹿留		18	16:水力	1914	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	谷村		15	16:水力	1920	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	駒橋		22	16:水力	1907	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	田代川第一		17	16:水力	1927	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	早川第三		27	16:水力	1926	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	大町		13	16:水力	1985	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	湯沢		16	16:水力	1923	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	川俣		27	16:水力	1963	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	栗山		42	16:水力	1944	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	鬼怒川		127	16:水力	1963	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	須田貝		46	16:水力	1955	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	藤原		22	16:水力	1956	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	水上		19	16:水力	1953	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	上牧		32	16:水力	1958	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	佐久		78	16:水力	1928	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	一ノ瀬		11	16:水力	1937	100		0.4	45
東京電力	東京	水力	鎌田		12	16:水力	1954	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	岩室		20	16:水力	1915	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	上久屋		19	16:水力	1925	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	伏田		13	16:水力	1926	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	西窪		19	16:水力	1933	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	羽根尾		13	16:水力	1925	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	川中		15	16:水力	1940	100		0.4	45
東京電力	東京	水力	松谷		25	16:水力	1929	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	原町		28	16:水力	1937	100		0.4	45
東京電力	東京	水力	箱島		25	16:水力	1951	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	八ツ沢		42	16:水力	1912	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	田代川第二		23	16:水力	1928	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	早川第一		51	16:水力	1923	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	小諸		16	16:水力	1927	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	島川原		16	16:水力	1930	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	霞沢		39	16:水力	1928	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	竜島		32	16:水力	1969	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	中の沢		42	16:水力	1980	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	生坂		21	16:水力	1964	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	平		16	16:水力	1957	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	水内		32	16:水力	1943	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	笹平		15	16:水力	1954	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	小田切		17	16:水力	1954	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	切明		20	16:水力	1955	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	湯川		17	16:水力	1997	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	中津川第一		127	16:水力	1924	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	中津川第二		23	16:水力	1922	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	信濃川		169	16:水力	1939	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	清津川		16	16:水力	1958	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	その他		320	16:水力	1950	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	小野川		34	16:水力	1937	100		0.4	45
東京電力	東京	水力	秋元		108	16:水力	1940	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	沼ノ倉		19	16:水力	1946	90		0.4	45
東京電力	東京	水力	猪苗代第一		63	16:水力	1914	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	猪苗代第二		38	16:水力	1919	110		0.4	45
東京電力	東京	水力	猪苗代第三		23	16:水力	1926	110		0.4	45

東京電力	東京	水力		日橋川		11	16:水力	1912	110		0.4	45
東京電力	東京	水力		猪苗代第四		37	16:水力	1926	110		0.4	45
東京電力	東京	水力		金川		7	16:水力	1919	110		0.4	45
電源開発	東京	水力		佐久間、秋葉		175	16:水力	1956	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		船明		16	16:水力	1977	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		佐久間第二		16	16:水力	1982	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		大津峡		29	16:水力	1968	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		奥只見		422	16:水力	1960	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		大鳥		137	16:水力	1963	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		田子倉		300	16:水力	1959	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		只見		49	16:水力	1989	90		0.4	45
電源開発	東京	水力		滝		69	16:水力	1961	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		中之条		11	16:水力	1960	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		白沢		27	16:水力	1964	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		下久保		15	16:水力	1968	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		東		20	16:水力	1976	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		小平		36	16:水力	1976	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		沢入		11	16:水力	1981	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		奈良俣		13	16:水力	1989	90		0.4	45
群馬県	東京	水力		その他		88	16:水力	1980	90		0.4	45
栃木県	東京	水力		川治第一		15	16:水力	1956	90		0.4	45
栃木県	東京	水力		風見		10	16:水力	1964	90		0.4	45
栃木県	東京	水力		板室		16	16:水力	1973	90		0.4	45
栃木県	東京	水力		足尾		10	16:水力	1985	90		0.4	45
栃木県	東京	水力		その他		9	16:水力		90		0.4	45
神奈川県	東京	水力		相模		31	16:水力	1945	90		0.4	45
神奈川県	東京	水力		津久井		25	16:水力	1943	90		0.4	45
神奈川県	東京	水力		道志第一		11	16:水力	1944	90		0.4	45
神奈川県	東京	水力		愛川第一		24	16:水力	1944	90		0.4	45
神奈川県	東京	水力		その他		14	16:水力	1944	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		野呂川		20	16:水力	1963	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		奈良田第一		27	16:水力	1961	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		西山		19	16:水力	1957	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		天科		13	16:水力	1975	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		袖木		18	16:水力	1975	90		0.4	45
山梨県	東京	水力		その他		23	16:水力	1975	90		0.4	45
東京発電	東京	水力		姫川第七		43	16:水力	1955	90		0.4	45
東京発電	東京	水力		雨畑川		12	16:水力	1977	90		0.4	45
東京発電	東京	水力		大洞第一		12	16:水力	1960	90		0.4	45
東京発電	東京	水力		その他		115	16:水力	1909	110		0.4	45
東京電力	東京	水力		今市	1	350	17:揚水	1988	90		0.4	
東京電力	東京	水力		今市	2	350	17:揚水	1988	90		0.4	
東京電力	東京	水力		今市	3	350	17:揚水	1988	90		0.4	
東京電力	東京	水力		矢木沢	1	80	17:揚水	1965	90		0.4	
東京電力	東京	水力		矢木沢	2	80	17:揚水	1965	90		0.4	
東京電力	東京	水力		矢木沢	3	80	17:揚水	1965	90		0.4	
東京電力	東京	水力		玉原	1	300	17:揚水	1982	90		0.4	
東京電力	東京	水力		玉原	2	300	17:揚水	1982	90		0.4	
東京電力	東京	水力		玉原	3	300	17:揚水	1982	90		0.4	
東京電力	東京	水力		玉原	4	300	17:揚水	1982	90		0.4	
東京電力	東京	水力		塩原	1	300	17:揚水	1994	90		0.4	
東京電力	東京	水力		塩原	2	300	17:揚水	1994	90		0.4	
東京電力	東京	水力		塩原	3	300	17:揚水	1994	90		0.4	
東京電力	東京	水力		安曇	1	106	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		安曇	2	106	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		安曇	3	103	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		安曇	4	103	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		安曇	5	103	17:揚水	1969	90		0.4	

東京電力	東京	水力		安曇	6	103	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		水殿	1	62	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		水殿	2	61	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		水殿	3	62	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		水殿	4	61	17:揚水	1969	90		0.4	
東京電力	東京	水力		新高瀨川	1	320	17:揚水	1979	90		0.4	
東京電力	東京	水力		新高瀨川	2	320	17:揚水	1979	90		0.4	
東京電力	東京	水力		新高瀨川	3	320	17:揚水	1979	90		0.4	
東京電力	東京	水力		新高瀨川	4	320	17:揚水	1979	90		0.4	
東京電力	東京	水力		神流川	1	470	17:揚水	2005	90		0.4	
東京電力	東京	水力		神流川	2	470	17:揚水	2005	90		0.4	
東京電力	東京	水力		葛野川	1	400	17:揚水	1999	90		0.4	
東京電力	東京	水力		葛野川	2	400	17:揚水	1999	90		0.4	
東京電力	東京	水力		葛野川	4	400	17:揚水	1999	90		0.4	
電源開発	東京	水力		沼原	1,2,3	675	17:揚水	1973	90		0.4	
電源開発	東京	水力		下郷	1,2,3,4	750	17:揚水	1988	90		0.4	
電源開発	東京	水力		奥清津	1,2,3,4	1000	17:揚水	1978	90		0.4	
電源開発	東京	水力		奥清津第二	1,2	600	17:揚水	1996	90		0.4	
電源開発	東京	水力		新豊根	1,5	450	17:揚水	1972	90		0.4	
城山	東京	水力		城山	1,2,3,4	250	17:揚水	1965	90		0.4	
東京電力	東京	太陽光		扇島		13	18:その他	2011				
東京電力	東京	太陽光		米倉山		10	18:その他	2012				
その他	東京	風力				22	18:その他					
中部電力	中部	原子力		浜岡	3	1100	11:原子力	1987	40		4	60
中部電力	中部	原子力		浜岡	4	1137	11:原子力	1993	40		4	60
中部電力	中部	原子力		浜岡	5	1380	11:原子力	2005	40		4	60
日本原電	中部	原子力		敦賀	1	357	11:原子力	1970	40		4	60
日本原電	中部	原子力		敦賀	2	1160	11:原子力	1987	40		4	60
中部電力	中部	火力	石炭	碧南	1	700	2:石炭(大)	1991	60	41	6.4	90
中部電力	中部	火力	石炭	碧南	2	700	2:石炭(大)	1992	60	41	6.4	90
中部電力	中部	火力	石炭	碧南	3	700	2:石炭(大)	1993	60	41	6.4	90
中部電力	中部	火力	石炭	碧南	4	1000	2:石炭(大)	2001	60	42	6.4	90
中部電力	中部	火力	石炭	碧南	5	1000	2:石炭(大)	2002	60	42	6.4	90
中部電力	中部	火力	LNG	知多	1	529	8:ガスコンベ	1966	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多	2	529	8:ガスコンベ	1967	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多	3	500	8:ガスコンベ	1968	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多	4	700	8:ガスコンベ	1974	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多	5	854	8:ガスコンベ	1978	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多	6	854	8:ガスコンベ	1974	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多第二	1	854	8:ガスコンベ	1983	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	知多第二	2	854	8:ガスコンベ	1983	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	四日市	1	220	8:ガスコンベ	1963	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	四日市	2	220	8:ガスコンベ	1963	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	四日市	3	220	8:ガスコンベ	1963	60	38	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	四日市	4系	585	3:ACC	1988	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	川越	1	700	8:ガスコンベ	1989	60	39	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	川越	2	700	8:ガスコンベ	1990	60	39	4.8	60
中部電力	中部	火力	LNG	川越	3系	1701	3:ACC	1996	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	川越	4系	1701	3:ACC	1997	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	新名古屋	7系	1458	3:ACC	1998	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	新名古屋	8系	1600	3:ACC	2009	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	上越	1系	1151	4:MACC	2012	60	52	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	上越	2系	1151	4:MACC	2013	60	52	2	70
中部電力	中部	火力	石油	渥美	1	500	9:石油	1971	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	渥美	3	700	9:石油	1981	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	渥美	4	700	9:石油	1981	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	尾鷲	1	375	9:石油	1964	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	尾鷲	3	500	9:石油	1987	60	39	4.8	40

中部電力	中部	火力	石油	武豊	2	375	9:石油	1972	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	武豊	3	375	9:石油	1972	60	39	4.8	40
中部電力	中部	火力	石油	武豊	4	375	9:石油	1972	60	39	4.8	40
電源開発	中部	火力	石炭	高砂	1,2	500	1:石炭(中)	1968	60	39	6.4	90
中山名古屋共同発電	中部	火力	石炭	名古屋	1	149	1:石炭(中)	2000	60	38	6.4	90
明海発電	中部	火力		豊橋	1	147	9:石油	2000	60	38	4.8	40
出光興産	中部	火力		愛知製油所		319	1:石炭(中)	1975	60	38	6.4	90
コスモ石油	中部	火力		四日市霞		223	9:石油	2003	60	38	4.8	40
その他	中部	火力		その他		200	9:石油	1990	60	36	4.8	40
中部電力	中部	水力		平岡		101	16:水力	1952	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		奥泉		92	16:水力	1956	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		畑薙第二		87	16:水力	1961	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		横山		70	16:水力	1964	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		大井川		68	16:水力	1936	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		馬瀬川第二		66	16:水力	1976	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		井川		62	16:水力	1957	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		新上麻生		61	16:水力	1987	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		矢作第一		61	16:水力	1970	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		川口		58	16:水力	1960	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		泰阜		53	16:水力	1936	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		小坂		49	16:水力	1930	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		赤石		41	16:水力	1990	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		久々野		38	16:水力	1962	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		東上田		35	16:水力	1954	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		久野脇		32	16:水力	1944	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		矢作第二		32	16:水力	1971	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		川辺		30	16:水力	1937	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		瀬戸		49	16:水力	1924	100		0.4	45
中部電力	中部	水力		宮川第二		29	16:水力	1958	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		上麻生		27	16:水力	1926	100		0.4	45
中部電力	中部	水力		南向		27	16:水力	1929	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		高根第二		26	16:水力	1969	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		二軒小屋		26	16:水力	1995	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		宮川第一		26	16:水力	1957	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		北又渡		24	16:水力	1991	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		徳山		22	16:水力	2014	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		湯山		22	16:水力	1935	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		下原		22	16:水力	1938	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		名倉		22	16:水力	1936	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		小坂川		21	16:水力	1983	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		朝日		21	16:水力	1953	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		生田		21	16:水力	1940	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		新七宗		20	16:水力	1982	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		赤石沢		19	16:水力	1995	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		久瀬		17	16:水力	1953	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		大間		17	16:水力	1938	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		烏川第三		16	16:水力	1985	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		松川		15	16:水力	1985	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		豊		15	16:水力	1936	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		姫川第二		14	16:水力	1935	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		新大田切		14	16:水力	1958	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		中呂		13	16:水力	1978	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		飯島		13	16:水力	1947	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		姫川第三		12	16:水力	1955	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		平穩第一		11	16:水力	1926	100		0.4	45
中部電力	中部	水力		洞戸		11	16:水力	1940	90		0.4	45
中部電力	中部	水力		根方		11	16:水力	1958	90		0.4	45

中部電力	中部	水力		中御所	10	16:水力	1980	90		0.4	45	
中部電力	中部	水力		西平	10	16:水力	1940	90		0.4	45	
中部電力	中部	水力		その他	294	16:水力		90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		水窪	50	16:水力	1969	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		早木戸	11	16:水力	1985	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		佐久間	350	16:水力	1956	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		佐久間第二	16	16:水力	1982	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		秋葉第一	45	16:水力	1958	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		秋葉第二	35	16:水力	1958	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		秋葉第三	47	16:水力	1991	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		船明	16	16:水力	1977	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		湯上	54	16:水力	1968	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		尾鷲第一	40	16:水力	1962	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		尾鷲第二	25	16:水力	1961	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		七色	41	16:水力	1965	90		0.4	45	
電源開発	中部	水力		小森	15	16:水力	1965	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		宮川第三	12	16:水力	1962	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		三瀬谷	11	16:水力	1967	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		大鹿	10	16:水力	1990	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		裾花	15	16:水力	1969	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		春近	24	16:水力	1958	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		美和	12	16:水力	1958	90		0.4	45	
公営水力	中部	水力		その他	50	16:水力		90		0.4	45	
中部電力	中部	水力		畑薙第一	137	17:揚水	1961	90		0.4		
中部電力	中部	水力		高根第一	340	17:揚水	1961	90		0.4		
中部電力	中部	水力		馬瀬川第一	288	17:揚水	1976	90		0.4		
中部電力	中部	水力		奥矢作第一	323	17:揚水	1980	90		0.4		
中部電力	中部	水力		奥矢作第二	780	17:揚水	1980	90		0.4		
中部電力	中部	水力		奥美濃	1500	17:揚水	1995	90		0.4		
電源開発	中部	水力		池原	350	17:揚水	1964	90		0.4		
電源開発	中部	水力		長野	220	17:揚水	1988	90		0.4		
電源開発	中部	水力		新豊根	1125	17:揚水	1972	90		0.4		
中部電力	中部	太陽光		メガソーラーいいだ	1	18:その他	2011					
中部電力	中部	太陽光		メガソーラーたけとよ	8	18:その他	2011					
中部電力	中部	風力		御前崎	22	18:その他	2010					
その他	中部	太陽光		その他	76	18:その他						
関西電力	関西	原子力		美浜	1	340	11:原子力	1970	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		美浜	2	500	11:原子力	1972	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		美浜	3	826	11:原子力	1976	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		高浜	1	826	11:原子力	1974	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		高浜	2	826	11:原子力	1975	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		高浜	3	870	11:原子力	1985	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		高浜	4	870	11:原子力	1985	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		大飯	1	1175	11:原子力	1979	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		大飯	2	1175	11:原子力	1979	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		大飯	3	1180	11:原子力	1991	40	4	60	
関西電力	関西	原子力		大飯	4	1180	11:原子力	1993	40	4	60	
日本原電	関西	原子力		敦賀	1	357	11:原子力	1970	40	4	60	
日本原電	関西	原子力		敦賀	2	1160	11:原子力	1987	40	4	60	
関西電力	関西	火力	石炭	舞鶴	1	900	2:石炭(大)	2004	60	42	6.4	90
関西電力	関西	火力	石炭	舞鶴	2	900	2:石炭(大)	2010	60	42	6.4	90
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	1	487	4:MACC	2013	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	2	487	4:MACC	2013	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	3	487	4:MACC	2014	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	4	487	4:MACC	2014	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	5	487	4:MACC	2014	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	6	486	4:MACC	2015	60	52	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	既設5	600	8:ガスコンベ	1973	60	38	4.8	60



関西電力	関西	火力	LNG	姫路第二	既設6	600	8:ガスコンベ	1973	60	38	4.8	60
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第一	5	729	3:ACC	1995	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第一	6	713	3:ACC	1996	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	南港	1	600	8:ガスコンベ	1990	60	39	4.8	60
関西電力	関西	火力	LNG	南港	2	600	8:ガスコンベ	1991	60	39	4.8	60
関西電力	関西	火力	LNG	南港	3	600	8:ガスコンベ	1991	60	39	4.8	60
関西電力	関西	火力	LNG	境港	1	400	3:ACC	2009	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	境港	2	400	3:ACC	2009	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	境港	3	400	3:ACC	2009	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	境港	4	400	3:ACC	2010	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	LNG	境港	5	400	3:ACC	2010	60	48	2	70
関西電力	関西	火力	石油	赤穂	1	600	9:石油	1987	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	赤穂	2	600	9:石油	1987	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	相生	1	375	9:石油	1982	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	相生	2	375	9:石油	1982	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	相生	3	375	9:石油	1983	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	宮津エネルギー 一研究所	1	375	9:石油	1989	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	宮津エネルギー 一研究所	2	375	9:石油	1989	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	多奈川第二	1	600	9:石油	1977	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	多奈川第二	2	600	9:石油	1977	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	海南	1	450	9:石油	1970	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	海南	2	450	9:石油	1970	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	海南	3	600	9:石油	1974	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	海南	4	600	9:石油	1973	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	御坊	1	600	9:石油	1984	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	御坊	2	600	9:石油	1984	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	石油	御坊	3	600	9:石油	1985	60	39	4.8	40
関西電力	関西	火力	LNG	関空エネルギー センター	1	20	5:GT-E	1993	60	33	2	20
関西電力	関西	火力	LNG	関空エネルギー センター	2	20	5:GT-E	1993	60	33	2	20
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第一	GT1	33	6:GT-F	2012	60	35	2	20
関西電力	関西	火力	LNG	姫路第一	GT2	33	6:GT-F	2012	60	35	2	20
電源開発	関西	火力	石炭	高砂1,2	1,2	500	1:石炭(中)	1968	60	39	6.4	90
電源開発	関西	火力	石炭	橋湾1,2	1,2	2100	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
新日鉄住金	関西	火力		広畑		374	1:石炭(中)	1989	60	39	6.4	90
神戸製鋼所	関西	火力		神鋼神戸		665	10:副生ガス	1970	60	38	4.8	90
神戸製鋼所	関西	火力		神鋼神戸		1400	2:石炭(大)	2002	60	41	6.4	90
ガス&パワー	関西	火力		西島		150	8:ガスコンベ	2002	60	38	4.8	60
和歌山共同火力	関西	火力		和歌山共同 火力		378	10:副生ガス	1963	60	38	4.8	90
JX日鉱日石	中国	火力		麻里布		211	9:石油	1997	60	39	4.8	40
自家発	関西	火力		その他		784	8:ガスコンベ	1980	60	36	4.8	70
関西電力	関西	水力		天ヶ瀬		92	16:水力	1964	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		宇治		33	16:水力	1913	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		大滝		11	16:水力	2003	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		岩倉		11	16:水力	1967	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		美山		11	16:水力	1988	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		殿山		15	16:水力	1957	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新高津尾		15	16:水力	1918	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		矢田川		11	16:水力	1958	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		寝覚		35	16:水力	1938	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		桃山		26	16:水力	1923	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		須原		11	16:水力	1922	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		木曾		116	16:水力	1968	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		大桑		13	16:水力	1921	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		読書		119	16:水力	1923	110		0.4	45

関西電力	関西	水力		賤母	16	16:水力	1919	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		山口	42	16:水力	1957	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		落合	15	16:水力	1926	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		新落合	19	16:水力	1980	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		伊奈川	41	16:水力	1977	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		伊奈川第二	22	16:水力	1986	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		御岳	69	16:水力	1945	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		常盤	15	16:水力	1941	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		大井	52	16:水力	1924	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		笠置	42	16:水力	1936	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新丸山	63	16:水力	1971	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		丸山	138	16:水力	1954	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		兼山	39	16:水力	1943	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		今渡	20	16:水力	1939	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新大井	32	16:水力	1983	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		美濃川合	23	16:水力	1995	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新柳河原	41	16:水力	1927	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		愛本	31	16:水力	1936	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		黒部川第二	72	16:水力	1936	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新黒部川第二	74	16:水力	1966	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新黒部川第三	108	16:水力	1963	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		黒部川第三	86	16:水力	1940	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		音沢	124	16:水力	1985	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		宇奈月	20	16:水力	2000	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		平瀬	11	16:水力	1926	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		鳩谷	40	16:水力	1956	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		椿原	40	16:水力	1954	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		成出	35	16:水力	1951	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		小原	46	16:水力	1942	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新椿原	63	16:水力	1975	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新成出	58	16:水力	1975	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		赤尾	33	16:水力	1978	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新小原	45	16:水力	1980	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		境川	24	16:水力	1993	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		荒谷	11	16:水力	1999	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		小牧	86	16:水力	1930	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		雄神	14	16:水力	1967	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		利賀川第一	15	16:水力	1973	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		利賀川第二	32	16:水力	1973	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		祖山	54	16:水力	1930	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		新祖山	68	16:水力	1967	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		大牧	16	16:水力	1944	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		市荒川	47	16:水力	1944	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		角川	23	16:水力	1955	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		打保	25	16:水力	1954	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		蟹寺	51	16:水力	1925	110		0.4	45
関西電力	関西	水力		万波	12	16:水力	1987	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		川原樋川	11	16:水力	1986	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		長殿	15	16:水力	1937	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		その他	193	16:水力	1950	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		三浦・滝越	37	16:水力	1945	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		三尾	36	16:水力	1963	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		黒部川第四	335	16:水力	1961	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		下小鳥	142	16:水力	1973	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		尾上郷	20	16:水力	1971	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		御母衣第二	59	16:水力	1963	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		御母衣	215	16:水力	1961	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		七色	41	16:水力	1965	90		0.4	45

電源開発	関西	水力		小森		15	16:水力	1965	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		十津川第一		75	16:水力	1960	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		十津川第二		58	16:水力	1962	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		西吉野第一		33	16:水力	1956	90		0.4	45
電源開発	関西	水力		西吉野第二		13	16:水力	1955	90		0.4	45
京都府	関西	水力		公営大野		11	16:水力	1961	90		0.4	45
関西電力	関西	水力		喜撰山	1	233	17:揚水	1970	90		0.4	
関西電力	関西	水力		喜撰山	2	233	17:揚水	1970	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	1	303	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	2	303	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	3	303	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	4	303	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	5	360	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥多々良木	6	360	17:揚水	1974	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	1	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	2	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	3	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	4	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	5	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		奥吉野	6	201	17:揚水	1978	90		0.4	
関西電力	関西	水力		大河内	1	320	17:揚水	1992	90		0.4	
関西電力	関西	水力		大河内	2	320	17:揚水	1992	90		0.4	
関西電力	関西	水力		大河内	3	320	17:揚水	1992	90		0.4	
関西電力	関西	水力		大河内	4	320	17:揚水	1992	90		0.4	
電源開発	関西	水力		池原		350	17:揚水	1964	90		0.4	
関西電力	関西	太陽光		堺太陽光		10	18:その他	2011				
関西電力	関西	太陽光		若狭おおい太陽光		1	18:その他	2013				
関西電力	関西	太陽光		若狭高浜太陽光		1	18:その他	2014				
その他	関西	太陽光		その他		541	18:その他					
その他	関西	風力		その他		4	18:その他					
北陸電力	北陸	原子力		志賀	1	540	11:原子力	1993	40		4	60
北陸電力	北陸	原子力		志賀	2	1206	11:原子力	2006	40		4	60
日本原電	北陸	原子力		敦賀	1	357	11:原子力	1970	40		4	60
日本原電	北陸	原子力		敦賀	2	1160	11:原子力	1987	40		4	60
北陸電力	北陸	火力	石炭	富山新港	石炭1	250	1:石炭(中)	1971	60	38	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石炭	富山新港	石炭2	250	1:石炭(中)	1972	60	38	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石炭	七尾		1	1:石炭(中)	1995	60	40	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石炭	七尾		2	2:石炭(大)	1998	60	41	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石炭	敦賀		1	1:石炭(中)	1991	60	40	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石炭	敦賀		2	2:石炭(大)	2000	60	41	6.4	90
北陸電力	北陸	火力	石油	富山		4	9:石油	1971	60	39	4.8	40
北陸電力	北陸	火力	石油	富山新港		1	9:石油	1974	60	39	4.8	40
北陸電力	北陸	火力	石油	富山新港		2	9:石油	1981	60	39	4.8	40
北陸電力	北陸	火力	石油	福井	三国1	250	9:石油	1978	60	39	4.8	40
電源開発	北陸	火力	石炭	高砂	1,2	500	1:石炭(中)	1968	60	38	6.4	90
北陸電力	北陸	水力		黒東第二		10	16:水力	1926	100		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		朝日小川第一		43	16:水力	1986	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		朝日小川第二		14	16:水力	1990	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		片貝第四		17	16:水力	1940	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		伊折		18	16:水力	1953	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		馬場島		22	16:水力	1963	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		小見		15	16:水力	1932	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		真川		34	16:水力	1930	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		小口川第三		15	16:水力	1931	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		上滝		10	16:水力	1924	100		0.4	45

北陸電力	北陸	水力		神通川第二		44	16:水力	1954	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		神通川第一		82	16:水力	1954	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		庵谷		50	16:水力	1976	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		奥山		10	16:水力	1940	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		猪谷		24	16:水力	1929	100		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		新猪谷		35	16:水力	1964	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		牧		41	16:水力	1942	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		東町		32	16:水力	1942	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		栃尾		16	16:水力	1957	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		中崎		11	16:水力	1958	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		吉野谷		13	16:水力	1926	100		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		白峰		14	16:水力	1956	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		尾口		18	16:水力	1938	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		三ツ又第一		13	16:水力	1961	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		尾添		31	16:水力	1984	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		大日川第二		15	16:水力	1968	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		西勝原第一		11	16:水力	1923	100		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		上打波		10	16:水力	1958	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		五条方		18	16:水力	1953	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		富田		19	16:水力	1958	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		壁倉		26	16:水力	1958	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		中島		18	16:水力	1957	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		滝波川第一		13	16:水力	1965	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		真名川		14	16:水力	1977	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		その他		286	16:水力	1960	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		有峰第二		120	16:水力	1981	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		有峰第三		20	16:水力	1981	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		新中地山		74	16:水力	1959	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		有峰第一		265	16:水力	1981	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		和田川第一		27	16:水力	1959	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		和田川第二		122	16:水力	1959	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		小俣		33	16:水力	1960	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		手取川第二		87	16:水力	1979	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		手取川第三		30	16:水力	1979	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		西勝原第三		48	16:水力	1968	90		0.4	45
北陸電力	北陸	水力		その他		16	16:水力	1970	90		0.4	45
電源開発	北陸	水力		手取第一		250	16:水力	1979	90		0.4	45
電源開発	北陸	水力		湯上		27	16:水力	1968	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		大長谷第二		10	16:水力	1962	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		仁歩		11	16:水力	1962	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		室牧		22	16:水力	1961	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		小矢部川第一		13	16:水力	1966	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		小矢部川第二		11	16:水力	1965	90		0.4	45
富山県	北陸	水力		庄東第一		24	16:水力	1968	90		0.4	45
金沢市	北陸	水力		上寺津		16	16:水力	1966	90		0.4	45
黒部川電力	北陸	水力		姫川第六		13	16:水力	1934	90		0.4	45
富山共同自家発	北陸	水力		見座		13	16:水力	1954	90		0.4	45
富山共同自家発	北陸	水力		葛山		13	16:水力	1954	90		0.4	45
その他	北陸	水力		その他		114	16:水力	1970	90		0.4	45
電源開発	北陸	水力		長野		110	16:水力	1968	90		0.4	45
北陸電力	北陸	太陽光		その他		4	18:その他	2011				
北陸電力	北陸	風力		その他		4	18:その他	2000				
中国電力	中国	原子力		島根原子力	1	460	11:原子力	1974	40		4	60
中国電力	中国	原子力		島根原子力	2	820	11:原子力	1989	40		4	60
中国電力	中国	火力	石炭	三隅	1	1000	2:石炭(大)	1998	60	42	6.4	90
中国電力	中国	火力	LNG	水島	2	156	8:ガスコンベ	1963	60	38	6.4	60
中国電力	中国	火力	石炭	大崎	1-1	259	7:IGCC	2000		42		

中国電力	中国	火力	石油	新小野田	1	500	9:石油	1986	60	40	6.4	40
中国電力	中国	火力	石油	新小野田	2	500	9:石油	1987	60	40	6.4	40
中国電力	中国	火力	石油	下関	1	175	9:石油	1967	60	39	6.4	40
中国電力	中国	火力	LNG	水島	1	285	8:ガスコンベ	1961	60	38	4.8	60
中国電力	中国	火力	LNG	水島	3	340	8:ガスコンベ	1973	60	37	4.8	60
中国電力	中国	火力	石油	玉島	1	350	9:石油	1971	60	38	4.8	40
中国電力	中国	火力	LNG	柳井	1系	1400	3:ACC	1992	60	48	4.8	70
中国電力	中国	火力	LNG	柳井	2系		3:ACC	1996	60	48	4.8	70
中国電力	中国	火力	石油	玉島	2	350	9:石油	1972	60	39	4.8	40
中国電力	中国	火力	石油	玉島	3	500	9:石油	1974	60	39	4.8	40
中国電力	中国	火力	石油	岩国	2	350	9:石油	1972	60	39	4.8	40
中国電力	中国	火力	石油	岩国	3	500	9:石油	1981	60	39	4.8	40
中国電力	中国	火力	石油	下松	3	700	9:石油	1979	60	39	4.8	40
中国電力	中国	火力	石油	下関	2	400	9:石油	1977	60	39	4.8	40
電源開発	中国	火力	石炭	竹原	1,3	950	2:石炭(大)	1967	60	39	6.4	90
電源開発	中国	火力	石炭	松島	1,2	1000	2:石炭(大)	1981	60	40	6.4	90
電源開発	中国	火力	石炭	松浦	1,2	2000	2:石炭(大)	1990	60	41	6.4	90
電源開発	中国	火力	石炭	橘湾	1,2	2100	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
宇部興産	中国	火力		宇部興産	1	195	1:石炭(中)	1968	60	37	6.4	90
三菱レイヨン	中国	火力		三菱レイヨン 大竹	1	40	9:石油	1964	60	37	4.8	40
瀬戸内共同火力	中国	火力		福山	1~6	844	10:副生ガス	1967	60	38	4.8	90
瀬戸内共同火力	中国	火力		倉敷	1,3,4,5	613	10:副生ガス	1970	60	38	4.8	90
自家発	中国	火力				142	9:石油	1980	60	37	4.8	40
中国電力	中国	水力		新大呂		13	16:水力	1985	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		用瀬		10	16:水力	1981	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		新川平		14	16:水力	1979	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		潮	1	18	16:水力	1956	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		潮	2	18	16:水力	1956	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		明塚	1	13	16:水力	1953	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		明塚	2	13	16:水力	1953	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		奥津第二		15	16:水力	2002	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		湯原第一	1	13	16:水力	1954	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		湯原第一	2	13	16:水力	1954	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		湯原第二	1	13	16:水力	1954	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		湯原第二	2	13	16:水力	1954	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		田原		22	16:水力	1968	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		府中		12	16:水力	1963	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		椋梨川		23	16:水力	1969	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		玖波	1	10	16:水力	1956	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		玖波	2	10	16:水力	1956	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		新帝釈川		11	16:水力	2006	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		神野瀬	1	10	16:水力	1945	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		神野瀬	2	10	16:水力	1945	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		新能見		23	16:水力	1995	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		柴木川第一		24	16:水力	1957	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		滝山川		52	16:水力	1959	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		加計		16	16:水力	1930	100		0.4	45
中国電力	中国	水力		間野平		15	16:水力	1925	100		0.4	45
中国電力	中国	水力		太田川		16	16:水力	1961	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		可部		38	16:水力	1975	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		佐々並川		14	16:水力	1959	90		0.4	45
中国電力	中国	水力		その他		313	16:水力	1970	90		0.4	45
県営水力	中国	水力		奈半利系		45	16:水力	1960	90		0.4	45
県営水力	中国	水力		新見		11	16:水力	1963	90		0.4	45
県営水力	中国	水力		加茂		14	16:水力	1967	90		0.4	45
県営水力	中国	水力		菅野		15	16:水力	1965	90		0.4	45
県営水力	中国	水力		新阿武川		20	16:水力	1975	90		0.4	45

県営水力	中国	水力		その他		120	16:水力		90		0.4	45
中国電力	中国	水力		俣野川	1	300	17:揚水	1986	90		0.4	
中国電力	中国	水力		俣野川	2	300	17:揚水	1986	90		0.4	
中国電力	中国	水力		俣野川	3	300	17:揚水	1986	90		0.4	
中国電力	中国	水力		俣野川	4	300	17:揚水	1986	90		0.4	
中国電力	中国	水力		南原	1	310	17:揚水	1976	90		0.4	
中国電力	中国	水力		南原	2	310	17:揚水	1976	90		0.4	
中国電力	中国	水力		新成羽川	1	77	17:揚水	1968	90		0.4	
中国電力	中国	水力		新成羽川	2	76	17:揚水	1968	90		0.4	
中国電力	中国	水力		新成羽川	3	76	17:揚水	1968	90		0.4	
中国電力	中国	水力		新成羽川	4	76	17:揚水	1968	90		0.4	
中国電力	中国	太陽光		福山太陽光		3	18:その他	2011				
中国電力	中国	太陽光		宇部太陽光		3	18:その他	2014				
その他	中国	太陽光		その他		312	18:その他					
その他	中国	風力		その他		2	18:その他					
四国電力	四国	原子力		伊方	1	566	11:原子力	1977	40		4	60
四国電力	四国	原子力		伊方	2	566	11:原子力	1982	40		4	60
四国電力	四国	原子力		伊方	3	890	11:原子力	1994	40		4	60
四国電力	四国	火力	石炭	橘湾	1	700	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
四国電力	四国	火力	石炭	西条	1	156	1:石炭(中)	1965	60	38	6.4	90
四国電力	四国	火力	石炭	西条	2	250	1:石炭(中)	1970	60	38	6.4	90
四国電力	四国	火力	LNG	坂出	1	296	3:ACC	2010	60	48	2	70
四国電力	四国	火力	LNG	坂出	4	350	3:ACC	2010	60	48	2	70
四国電力	四国	火力	石油	坂出	2	350	9:石油	1972	60	39	4.8	40
四国電力	四国	火力	石油	坂出	3	450	9:石油	1973	60	39	4.8	40
四国電力	四国	火力	石油	阿南	1	125	9:石油	1963	60	38	4.8	40
四国電力	四国	火力	石油	阿南	2	220	9:石油	1969	60	38	4.8	40
四国電力	四国	火力	石油	阿南	3	450	9:石油	1975	60	39	4.8	40
四国電力	四国	火力	石油	阿南	4	450	9:石油	1976	60	39	4.8	40
電源開発	四国	火力	石炭	電発松島	1,2	1000	2:石炭(大)	1981	60	40	6.4	90
電源開発	四国	火力	石炭	電発松浦	1,2	2000	2:石炭(大)	1981	60	40	6.4	90
電源開発	四国	火力	石炭	電発橘湾	1,2	2100	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
住友共同電力	四国	火力	石炭	新居浜東	2,3,4,5	29.6	1:石炭(中)	1970	60	37	6.4	90
住友共同電力	四国	火力	石炭	新居浜西	1,2,3	300	1:石炭(中)	1959	70	36	6.4	90
住友共同電力	四国	火力	石炭	壬生川火力		250	1:石炭(中)	1975	60	37	6.4	90
土佐発電	四国	火力		土佐発電所		150	1:石炭(中)	2005	60	38	6.4	90
住友大阪セメント	四国	火力		高知工場第一		65	1:石炭(中)	2005	60	37	6.4	90
四国電力	四国	水力		広野		36	16:水力	1960	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		天神		12	16:水力	1978	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		大渡		33	16:水力	1981	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		仁淀川第三		10	16:水力	1958	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		津賀		19	16:水力	1944	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		佐賀		16	16:水力	1937	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		柳谷		24	16:水力	1989	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		面河第三		22	16:水力	1984	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		その他		134	16:水力	1980	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		松尾川第一、二		42	16:水力	1953	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		平山		42	16:水力	1963	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		分水第1~4		53	16:水力	1940	90		0.4	45
四国電力	四国	水力		その他		14	16:水力		90		0.4	45
電源開発	四国	水力		魚梁瀬		36	16:水力	1965	90		0.4	45
電源開発	四国	水力		二又		72	16:水力	1963	90		0.4	45
電源開発	四国	水力		長山		37	16:水力	1960	90		0.4	45
電源開発	四国	水力		早明浦		42	16:水力	1972	90		0.4	45
徳島県	四国	水力		日野谷		62	16:水力	1955	90		0.4	45
徳島県	四国	水力		川口		12	16:水力	1960	90		0.4	45
徳島県	四国	水力		勝浦		11	16:水力	1977	90		0.4	45

高知県	四国	水力		永瀬		23	16:水力	1955	90		0.4	45
高知県	四国	水力		杉田		12	16:水力	1959	90		0.4	45
愛媛県	四国	水力		道前道後第1~3		25	16:水力	1964	90		0.4	45
愛媛県	四国	水力		肱川		10	16:水力	1958	90		0.4	45
愛媛県	四国	水力		銅山川第1~3		29	16:水力	1953	90		0.4	45
愛媛県	四国	水力		その他		10	16:水力		90		0.4	45
四国電力	四国	水力		大森川		12	17:揚水	1959	90		0.4	
四国電力	四国	水力		穴内川		13	17:揚水	1964	90		0.4	
四国電力	四国	水力		蔭平		47	17:揚水	1968	90		0.4	
四国電力	四国	水力		本川		615	17:揚水	1982	90		0.4	
四国電力	四国	太陽光		松山太陽光		2	18:その他	1996				
四国電力	四国	風力		室戸風力		0	18:その他	1994				
その他	四国	太陽光		その他		168	18:その他					
その他	四国	風力		その他		7	18:その他					
九州電力	九州	原子力		玄海	1	559	11:原子力	1975	40		4	60
九州電力	九州	原子力		玄海	2	559	11:原子力	1981	40		4	60
九州電力	九州	原子力		玄海	3	1180	11:原子力	1994	40		4	60
九州電力	九州	原子力		玄海	4	1180	11:原子力	1997	40		4	60
九州電力	九州	原子力		川内	1	890	11:原子力	1984	40		4	60
九州電力	九州	原子力		川内	2	890	11:原子力	1985	40		4	60
九州電力	九州	火力	石炭	松浦	1	700	2:石炭(大)	1989	60	40	6.4	90
九州電力	九州	火力	石炭	苅北	1	700	2:石炭(大)	1995	60	41	6.4	90
九州電力	九州	火力	石炭	苅北	2	700	2:石炭(大)	2003	60	42	6.4	90
九州電力	九州	火力	石炭	苅田	新1	360	1:石炭(中)	2001	60	41	6.4	90
九州電力	九州	火力	LNG	新小倉	3	600	8:ガスコンベ	1978	60	38	4.8	60
九州電力	九州	火力	LNG	新小倉	4	600	8:ガスコンベ	1979	60	38	4.8	60
九州電力	九州	火力	LNG	新小倉	5	600	8:ガスコンベ	1983	60	38	4.8	60
九州電力	九州	火力	LNG	新大分	1系	690	3:ACC	1991	60	48	2	70
九州電力	九州	火力	LNG	新大分	2系	870	3:ACC	1994	60	48	2	70
九州電力	九州	火力	LNG	新大分	3系	735	3:ACC	1998	60	48	2	70
九州電力	九州	火力	石油	唐津	2	375	9:石油	1971	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	唐津	3	500	9:石油	1973	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	相浦	1	375	9:石油	1973	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	相浦	2	500	9:石油	1976	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	豊前	1	500	9:石油	1977	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	豊前	2	500	9:石油	1980	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	川内	1	500	9:石油	1974	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	川内	2	500	9:石油	1985	60	39	4.8	40
九州電力	九州	火力	石油	苅田	新2	375	9:石油	1972	60	39	4.8	40
電源開発	九州	火力	石炭	松浦	1	1000	2:石炭(大)	1990	60	40	6.4	90
電源開発	九州	火力	石炭	松浦	2	1000	2:石炭(大)	1997	60	41	6.4	90
電源開発	九州	火力	石炭	松島	1	500	1:石炭(中)	1981	60	39	6.4	90
電源開発	九州	火力	石炭	松島	2	500	1:石炭(中)	1981	60	39	6.4	90
電源開発	九州	火力	石炭	橘湾	1	1050	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
電源開発	九州	火力	石炭	橘湾	2	1050	2:石炭(大)	2000	60	42	6.4	90
戸畑共同火力	九州	火力		戸畑	3	250	10:副生ガス	1972	60	38	6.4	90
戸畑共同火力	九州	火力		戸畑	4	375	10:副生ガス	1978	60	38	6.4	90
戸畑共同火力	九州	火力		戸畑	6	149	10:副生ガス	1999	60	38	6.4	90
大分共同火力	九州	火力		大分	1	255	10:副生ガス	1972	60	38	6.4	90
大分共同火力	九州	火力		大分	2	255	10:副生ガス	1973	60	38	6.4	90
新日本製綱	九州	火力		大分	9	550	10:副生ガス	1972	60	38	6.4	90
自家発電	九州	火力		その他		73	9:石油	1970	60	37	4.8	40
九州電力	九州	水力		大淀川第二		71	16:水力	1932	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		柳又		64	16:水力	1973	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		塚原		63	16:水力	1938	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		大淀川第一		56	16:水力	1926	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		岩屋戸		51	16:水力	1942	90		0.4	45

九州電力	九州	水力		松原		51	16:水力	1971	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		諸塚		50	16:水力	1961	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		黒川第一		42	16:水力	1914	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		山須原		41	16:水力	1932	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		女子畑		30	16:水力	1913	110		0.4	45
九州電力	九州	水力		西郷		27	16:水力	1929	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		川原		22	16:水力	1940	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		石河内第二		18	16:水力	1943	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		鮎の瀬		18	16:水力	1940	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		湯山		18	16:水力	1923	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		大内原		16	16:水力	1956	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		五木川		15	16:水力	1940	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		下釜		15	16:水力	1969	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		五家荘		14	16:水力	1984	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		軸丸		13	16:水力	1920	100		0.4	45
九州電力	九州	水力		夜明		12	16:水力	1954	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		大河内		12	16:水力	1986	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		杉安		12	16:水力	1963	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		榎之口		10	16:水力	1940	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		古屋敷		10	16:水力	1982	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		梶原		10	16:水力	1950	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		一ツ瀬		180	16:水力	1963	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		上椎葉		93	16:水力	1955	90		0.4	45
九州電力	九州	水力		小丸川		1200	17:揚水	2007	90		0.4	
九州電力	九州	水力		大平		500	17:揚水	1975	90		0.4	
九州電力	九州	水力		天山		600	17:揚水	1986	90		0.4	
九州電力	九州	地熱		八丁原	1	55	14:地熱バイナリ	1977	60		11	83
九州電力	九州	地熱		八丁原	2	55	14:地熱バイナリ	1990	60		11	83
九州電力	九州	地熱		大岳		13	13:地熱フラッシュ	1967	60		11	83
九州電力	九州	地熱		山川		30	13:地熱フラッシュ	1995	60		11	83
九州電力	九州	地熱		大霧		30	13:地熱フラッシュ	1996	60		11	83
九州電力	九州	地熱		滝上		28	13:地熱フラッシュ	1996	60		11	83
九州電力	九州	地熱		その他		2	13:地熱フラッシュ	2006	60		11	83
九州電力	九州	太陽光		その他		3	18:その他	2010				
九州電力	九州	太陽光		その他		3	18:その他	2003				
その他	九州	風力		その他		12	18:その他					
MHPS	関西	火力	LNG	MHPS高砂		120	4:MACC	2016	60	52	2	70
西部ガス	九州	火力	LNG	ひびき天然ガス発電所		1600	3:ACC	2020	60	48	2	70
中部電力	中部	火力	LNG	西名古屋火力		1126	4:MACC	2018	60	52	2	70
神戸製鋼	東京	火力	LNG	神鋼真岡発電所		1400	3:ACC	2019	60	48	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	五井火力		980	4:MACC	2020	60	52	2	70
東京電力	東京	火力	LNG	川崎火力		1420	4:MACC	2020	60	52	2	70
JAPEX	東北	火力	LNG	相馬港天然ガス		1200	3:ACC	2020	60	48	2	70
北陸電力	北陸	火力	LNG	富山新港		175	4:MACC	2020	60	52	2	70
北日本パイプライン	北海道	火力	LNG	名寄天然ガス		315	3:ACC	2020	60	48	2	70
北海道電力	北海道	火力	LNG	石狩湾神鋼		1708	4:MACC	2020	60	52	2	70
神戸製鋼	関西	火力	石炭	神戸製鋼火力		1300	2:石炭(大)	2021	60	42	6.4	90
電源開発	関西	火力	LNG	高砂火力	1,2	700	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
大分共同	九州	火力	副生	大分共同発電所	3	145	10:副生ガス	2019	60	40	4.8	90
住友共同	四国	火力	石炭	新居浜東第二	1	250	1:石炭(中)	2020	60	42	6.4	90
住友共同	四国	火力	石炭	新居浜北火力		150	1:石炭(中)	2020	60	42	6.4	90
大崎クールジェン	中国	火力	石炭	酸素吹きIGCC		170	7:IGCC	2020	40	44		50
トクヤマ	中国	火力	石炭	徳山製造所東	3	300	1:石炭(中)	2020	60	42	6.4	90
中部電力・東電	東京	火力	石炭	常陸那珂共同	1	600	1:石炭(中)	2020	60	42	6.4	90



新日鉄住金	東京	火力	石炭	鹿島火力	2	650	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
JFE	東京	火力	副生	JFE扇島			10:副生ガス	2020	60	40	4.8	90
JFE	東京	火力	副生	JFE千葉西			10:副生ガス	2020	60	40	4.8	90
鹿島共同	東京	火力	副生	鹿島共同	5	-30	10:副生ガス	2017	60	39	4.8	90
鹿島共同	東京	火力	副生	鹿島共同	6	15	10:副生ガス	2018	60	40	4.8	90
中国電力・JFE・東ガス	東京	火力	石炭	JFE構内		1000	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
関電・東燃ゼネ	東京	火力	石炭	東燃ゼネ構内		1000	2:石炭(大)	2024	60	42	6.4	90
九電・出光・東ガス	東京	火力	石炭	出光構内		2000	2:石炭(大)	2024	60	42	6.4	90
関電・丸紅	東北	火力	石炭	秋田市		1300	2:石炭(大)	2023	60	42	6.4	90
東電・中部電	東京	火力	石炭	相馬3号	3	1000	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
電発・宇部興・大ガス	中国	火力	石炭	宇部山口		1200	2:石炭(大)	2023	60	42	6.4	90
中部電力	中部	火力	石炭	武豊		1070	2:石炭(大)	2021	60	42	6.4	90
大阪ガス・出光	関西	火力	LNG	姫路	1	1000	4:MACC	2025	60	52	2	70
大阪ガス・出光	関西	火力	LNG	姫路	2	800	4:MACC	2029	60	52	2	70
日本製紙・三菱商事	東京	火力	石炭	石巻市		149	1:石炭(中)	2018	60	39	4.8	80
関西電力・三菱商事	関西	火力	石炭	倉敷市		110	1:石炭(中)	2017	60	39	4.8	80
北海道ガス	北海道	火力	LNG	石狩市		100	3:ACC	2019	60	48	2	70
東燃ゼネ・静岡ガス	東京	火力	LNG	清水市		2000	3:ACC	2021	60	48	2	70
JX・東ガス	東京	火力	LNG	川崎市		800	3:ACC	2020	60	48	2	70
九州電力	九州	火力	石炭	松浦		940	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
東電・J-Power	東京	火力	石炭	横須賀		1000	2:石炭(大)	2020	60	42	6.4	90
AW小名浜	東京	火力	バイオ	AW小名浜		75	12:バイオFB	2020	40	41	4.8	90
AW小名浜	東京	火力	バイオ	AW小名浜-2		75	1:石炭(中)	2020	40	41	4.8	90

## APPEIDIX-D.3

### 日本の発電原価における燃料価格の想定値

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
		1990	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	単位																					
石炭	\$/t		98	95	92	89	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97.2	98.4	99.6	100.8	102
	¥/Mcal	1.2																				
	¥/MJ	0.287	0.423	0.41	0.397	0.384	0.371	0.375	0.38	0.384	0.388	0.393	0.397	0.401	0.406	0.41	0.414	0.419	0.424	0.43	0.435	0.44
LNG	\$/MBTU		7.5	7.875	8.25	8.625	9	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.9	10	10.2	10.4	10.6	10.8	11
	¥/Mcal																					
	¥/MJ		0.751	0.788	0.826	0.863	0.901	0.911	0.921	0.931	0.941	0.951	0.961	0.971	0.981	0.991	1.001	1.021	1.041	1.061	1.081	1.101
原油	\$/bbl		50	58.4	59.0	59.0	60.0	61.0	62.0	63.0	64.0	65.0	66.0	67.0	68.0	69.0	70.0	71.0	72.0	73.0	74.0	75.0
	¥/Mcal																					
	¥/MJ		0.894	1.045	1.055	1.055	1.073	1.091	1.109	1.126	1.144	1.162	1.18	1.198	1.216	1.234	1.252	1.269	1.287	1.305	1.323	1.341
高炉ガス	¥/km <sup>3</sup>	2300																				
	MJ/Nm <sup>3</sup>																					
	¥/MJ	0.674	0.995	0.964	0.934	0.904	0.873	0.883	0.893	0.904	0.914	0.924	0.934	0.944	0.954	0.964	0.975	0.987	0.999	1.011	1.023	1.035
核燃料																						
	¥/kWh		1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54
バイオマス	kcal/kg	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
	\$/t	110	115	115	120	125	130	130	130	130	130	130	140	140	140	140	150	150	150	150	150	150
	¥/MJ	0.796	0.832	0.832	0.868	0.904	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	1.013	1.013	1.013	1.013	1.085	1.085	1.085	1.085	1.085	1.085

## APPENDIX-D.4

日本の発電原価の計算式を以下に示す。

### (1) 資本費

$$(\text{建設費}) [\text{円}] = (\text{出力}) [\text{kW}] \times (\text{建設単価}) [\text{円/kW}] \quad (\text{D.4.1})$$

(建設単価) [円/kW]: 「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告—参考資料」(METI 2015)より (D.4.2)

$$(\text{n 年目の資本費: } X_n) [\text{円}] = \{ (\text{建設費の初期投資: } a_1) + \sum_{i=n}^{\text{Life}} (\text{借入返済額: } b_i) + \sum_{i=n}^{\text{Life}} (\text{利息: } c_i) + \sum_{i=n}^{\text{Life}} (\text{固定資産税: } d_i) + (\text{除却費: } e_{\text{Life}}) \} / (\text{Life}-n) \quad (\text{D.4.3})$$

ただし、Life: 電源の事業期間 [年]

### (2) 燃料費

$$(i \text{ 年目の発電原価の燃料費相当分: } y_i) [\text{円/kWh}] = (\text{燃料の単価}) [\text{円/MJ}] \times 3.6 [\text{MJ/kWh}] \times 1 / (\text{熱効率}) \quad (\text{D.4.4})$$

$$(i \text{ 年目の発電電力量: } G_i) [\text{kWh}] = (\text{定格容量}) [\text{kW}] \times (\text{稼働率}) \times 1 / (1 - \text{所内率}) \quad (\text{D.4.5})$$

ただし、所内率とは、全発電電力[kW]のうち自家消費する電力[kW]の比率

$$(\text{n 年目の燃料費 } Y_n) = \sum_{i=n}^{\text{Life}} (y_i \times G_i) / (\text{Life}-n) \quad (\text{D.4.6})$$

### (3) 運転保守 (Operation & Maintenance: O&M) 費

$$(\text{人件費}) [\text{円/年}]: \text{基準値 (METI 2015)} \quad (\text{D.4.7})$$

$$(\text{修繕費}) [\text{円/年}]: \text{基準率 (METI 2015)} \times (\text{建設費}) \quad (\text{D.3.1}) \quad (\text{D.4.8})$$

$$(\text{諸費}) [\text{円/年}]: \text{基準率 (METI 2015)} \times (\text{建設費}) \quad (\text{D.3.1}) \quad (\text{D.4.9})$$

$$(\text{一般管理費}) [\text{円/年}]: \text{基準率 (METI 2015)} \times \{ (\text{D.3.7}) + (\text{D.3.8}) + (\text{D.3.9}) \} \quad (\text{D.4.10})$$

$$(\text{n 年目の運転保守費: } Z_n) = (\text{D.3.6}) + (\text{D.3.7}) + (\text{D.3.8}) + (\text{D.3.9}) + (\text{D.3.10}) \quad (\text{D.4.11})$$

### (4) 発電原価

$$(\text{n 年目の長期発電原価 LRMC: } W_n) = X_n + Y_n + Z_n \quad (\text{D.4.12})$$

$$(\text{n 年目の短期発電原価 SRMC: } V_n) = Y_n + Z_n \times r \quad (\text{D.4.13})$$

ただし、r: O&M 費のうち変動費の割合 (“Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”, Analysis & Projects, US eia (2016)を参照)

## APPENDIX-D.5

電源ユニットの並び替え結果 (LRMC 優先)

エリア	事業者	発電所	出力 (MW)	累計出力 (MW)	SRMC ¥/kWh	LRMC ¥/kWh
東京	電源開発	奥只見	422	422	0.55	2.11
東北	東北電力	その他	395	817	0.55	2.11
中部	電源開発	佐久間	350	1,167	0.55	2.11
関西	関西電力	黒部川第四	335	1,502	0.55	2.11
東京	東京電力	その他	320	1,822	0.55	2.11
中国	中国電力	その他	313	2,135	0.55	2.11
東京	電源開発	田子倉	300	2,435	0.55	2.11
北陸	北陸電力	その他	286	2,721	0.55	2.11
北陸	北陸電力	有峰第一	265	2,986	0.55	2.11
北陸	電源開発	手取第一	250	3,236	0.55	2.11
関西	電源開発	御母衣	215	3,451	0.55	2.12
関西	関西電力	その他	193	3,644	0.55	2.12
九州	九州電力	一ツ瀬	180	3,824	0.55	2.12
東京	電源開発	佐久間、秋葉	175	3,999	0.55	2.12
東京	東京電力	信濃川	169	4,168	0.55	2.13
関西	関西電力	下小島	142	4,310	0.56	2.13
東北	電源開発	奥只見	141	4,451	0.56	2.13
関西	関西電力	丸山	138	4,589	0.56	2.13
東京	電源開発	大鳥	137	4,726	0.56	2.13
四国	四国電力	その他	134	4,860	0.56	2.13
東京	東京電力	中津川第一	127	4,987	0.56	2.14
東京	東京電力	鬼怒川	127	5,114	0.56	2.14
関西	関西電力	音沢	124	5,238	0.56	2.14
北陸	北陸電力	和田川第二	122	5,360	0.56	2.14
北陸	北陸電力	有峰第二	120	5,480	0.56	2.14
関西	関西電力	読書	119	5,599	0.56	2.14
関西	関西電力	木曾	116	5,715	0.56	2.14
東京	東京発電	その他	115	5,830	0.56	2.14
北陸	その他	その他	114	5,944	0.56	2.14
北陸	電源開発	長野	110	6,054	0.56	2.14
関西	関西電力	新黒部川第三	108	6,162	0.56	2.14
東京	東京電力	秋元	108	6,270	0.56	2.14
中部	中部電力	平岡	101	6,371	0.56	2.15
東北	電源開発	田子倉	100	6,471	0.56	2.15
東北	東北電力	宮下	94	6,565	0.56	2.15
九州	九州電力	上椎葉	93	6,658	0.56	2.15
関西	関西電力	天ヶ瀬	92	6,750	0.56	2.15
中部	中部電力	奥泉	92	6,842	0.56	2.15
東京	群馬県	その他	88	6,930	0.56	2.16
北陸	北陸電力	手取川第二	87	7,017	0.56	2.16
中部	中部電力	畑薙第二	87	7,104	0.56	2.16
関西	関西電力	黒部川第三	86	7,190	0.56	2.16
関西	関西電力	小牧	86	7,276	0.56	2.16
北陸	北陸電力	神通川第一	82	7,358	0.56	2.16
東北	東北電力	本名	78	7,436	0.57	2.17
東京	東京電力	佐久	78	7,514	0.57	2.17
東北	東北電力	柳津	75	7,589	0.57	2.17
関西	電源開発	十津川第一	75	7,664	0.57	2.17
東北	東北電力	本道寺	75	7,739	0.57	2.17
関西	関西電力	新黒部川第二	74	7,813	0.57	2.17

北陸	北陸電力	新中地山	74	7,887	0.57	2.17
四国	電源開発	二又	72	7,959	0.57	2.17
関西	関西電力	黒部川第二	72	8,031	0.57	2.17
九州	九州電力	大淀川第二	71	8,102	0.57	2.17
北海道	その他		70	8,172	0.57	2.17
中部	中部電力	横山	70	8,242	0.57	2.17
関西	関西電力	御岳	69	8,311	0.57	2.18
東京	電源開発	滝	69	8,380	0.57	2.18
関西	関西電力	新祖山	68	8,448	0.57	2.18
中部	中部電力	大井川	68	8,516	0.57	2.18
中部	中部電力	馬瀬川第二	66	8,582	0.57	2.18
東北	東北電力	上田	64	8,646	0.57	2.18
九州	九州電力	柳又	64	8,710	0.57	2.18
関西	関西電力	新丸山	63	8,773	0.57	2.18
関西	関西電力	新椿原	63	8,836	0.57	2.18
東京	東京電力	猪苗代第一	63	8,899	0.57	2.18
九州	九州電力	塚原	63	8,962	0.57	2.18
東北	電源開発	黒又川第一	62	9,024	0.57	2.18
中部	中部電力	井川	62	9,086	0.57	2.18
四国	徳島県	日野谷	62	9,148	0.57	2.18
中部	中部電力	新上麻生	61	9,209	0.57	2.19
中部	中部電力	矢作第一	61	9,270	0.57	2.19
東北	東北電力	八九和	60	9,330	0.57	2.19
関西	電源開発	御母衣第二	59	9,389	0.57	2.19
中部	中部電力	川口	58	9,447	0.57	2.19
関西	電源開発	十津川第二	58	9,505	0.57	2.19
関西	関西電力	新成出	58	9,563	0.57	2.19
東北	東北電力	第二豊実	57	9,620	0.57	2.19
北海道	北海道電力	滝里	57	9,677	0.57	2.19
東北	東北電力	片門	57	9,734	0.57	2.19
九州	九州電力	大淀川第一	56	9,790	0.57	2.19
東北	東北電力	第二鹿瀬	55	9,845	0.57	2.20
東北	東北電力	揚川	54	9,899	0.57	2.20
中部	電源開発	湯上	54	9,953	0.57	2.20
関西	関西電力	祖山	54	10,007	0.57	2.20
中部	中部電力	泰阜	53	10,060	0.58	2.20
四国	四国電力	分水第1~4	53	10,113	0.58	2.20
東北	東北電力	新郷	52	10,165	0.58	2.20
東北	東北電力	上野尻	52	10,217	0.58	2.20
関西	関西電力	大井	52	10,269	0.58	2.20
中国	中国電力	滝山川	52	10,321	0.58	2.20
北海道	北海道電力	豊平峡	52	10,373	0.58	2.20
北海道	北海道電力	雨竜	51	10,424	0.58	2.20
九州	九州電力	岩屋戸	51	10,475	0.58	2.20
東京	東京電力	早川第一	51	10,526	0.58	2.20
関西	関西電力	蟹寺	51	10,577	0.58	2.20
九州	九州電力	松原	51	10,628	0.58	2.20
北陸	北陸電力	庵谷	50	10,678	0.58	2.21
東北	東北電力	鹿瀬	50	10,728	0.58	2.21
中部	電源開発	水窪	50	10,778	0.58	2.21
九州	九州電力	諸塚	50	10,828	0.58	2.21
東京	電源開発	只見	49	10,877	0.58	2.21
中部	中部電力	小坂	49	10,926	0.58	2.21
中部	中部電力	瀬戸	49	10,975	0.58	2.21
北陸	北陸電力	西勝原第三	48	11,023	0.58	2.21

中部	電源開発	秋葉第三	47	11,070	0.58	2.21
関西	関西電力	市荒川	47	11,117	0.58	2.21
北海道	北海道電力	静内	46	11,163	0.58	2.22
東北	電源開発	大鳥	46	11,209	0.58	2.22
東京	東京電力	須田貝	46	11,255	0.58	2.22
東北	東北電力	山郷	46	11,301	0.58	2.22
関西	関西電力	小原	46	11,347	0.58	2.22
中国	県営水力	奈半利系	45	11,392	0.58	2.22
中部	電源開発	秋葉第一	45	11,437	0.58	2.22
関西	関西電力	新小原	45	11,482	0.58	2.22
北陸	北陸電力	神通川第二	44	11,526	0.58	2.22
北海道	北海道電力	奥新冠	44	11,570	0.58	2.22
東京	東京発電	姫川第七	43	11,613	0.58	2.23
北陸	北陸電力	朝日小川第一	43	11,656	0.58	2.23
北海道	電源開発	糠平	42	11,698	0.58	2.23
東京	東京電力	栗山	42	11,740	0.58	2.23
東京	東京電力	八ツ沢	42	11,782	0.58	2.23
関西	関西電力	山口	42	11,824	0.58	2.23
関西	関西電力	笠置	42	11,866	0.58	2.23
四国	四国電力	松尾川第一、二	42	11,908	0.58	2.23
四国	四国電力	平山	42	11,950	0.58	2.23
四国	電源開発	早明浦	42	11,992	0.58	2.23
東京	東京電力	中の沢	42	12,034	0.58	2.23
中部	中部電力	赤石	41	12,075	0.58	2.23
関西	関西電力	新柳河原	41	12,116	0.58	2.23
北陸	北陸電力	牧	41	12,157	0.58	2.23
関西	関西電力	伊奈川	41	12,198	0.58	2.23
九州	九州電力	山須原	41	12,239	0.58	2.23
中部	電源開発	七色	41	12,280	0.58	2.23
関西	電源開発	七色	41	12,321	0.58	2.23
東北	岩手県	岩洞第一	41	12,362	0.58	2.23
中部	電源開発	尾鷲第一	40	12,402	0.59	2.24
北海道	北海道電力	富村	40	12,442	0.59	2.24
関西	関西電力	椿原	40	12,482	0.59	2.24
北海道	北海道電力	十勝	40	12,522	0.59	2.24
北海道	電源開発	足寄	40	12,562	0.59	2.24
関西	関西電力	鳩谷	40	12,602	0.59	2.24
東北	東北電力	第二新郷	39	12,641	0.59	2.24
東京	東京電力	霞沢	39	12,680	0.59	2.24
東北	東北電力	蓬萊	39	12,719	0.59	2.24
関西	関西電力	兼山	39	12,758	0.59	2.24
東京	東京電力	猪苗代第二	38	12,796	0.59	2.24
東北	岩手県	仙人	38	12,834	0.59	2.24
中部	中部電力	久々野	38	12,872	0.59	2.24
中国	中国電力	可部	38	12,910	0.59	2.24
四国	電源開発	長山	37	12,947	0.59	2.25
東京	東京電力	猪苗代第四	37	12,984	0.59	2.25
関西	関西電力	三浦・滝越	37	13,021	0.59	2.25
関西	関西電力	三尾	36	13,057	0.59	2.25
四国	四国電力	広野	36	13,093	0.59	2.25
四国	電源開発	魚梁瀬	36	13,129	0.59	2.25
東京	群馬県	小平	36	13,165	0.59	2.25
東北	新潟県	奥三面	35	13,200	0.59	2.26
中部	中部電力	東上田	35	13,235	0.59	2.26
関西	関西電力	成出	35	13,270	0.59	2.26

中部	電源開発	秋葉第二	35	13,305	0.59	2.26
関西	関西電力	寝覚	35	13,340	0.59	2.26
北陸	北陸電力	新猪谷	35	13,375	0.59	2.26
東京	東京電力	小野川	34	13,409	0.59	2.26
北陸	北陸電力	真川	34	13,443	0.59	2.26
北陸	北陸電力	小俣	33	13,476	0.59	2.27
関西	関西電力	宇治	33	13,509	0.59	2.27
関西	電源開発	西吉野第一	33	13,542	0.59	2.27
関西	関西電力	赤尾	33	13,575	0.59	2.27
四国	四国電力	大渡	33	13,608	0.59	2.27
東北	東北電力	生保内	32	13,640	0.60	2.27
東京	東京電力	水内	32	13,672	0.60	2.27
中部	中部電力	久野脇	32	13,704	0.60	2.27
北陸	北陸電力	東町	32	13,736	0.60	2.27
関西	関西電力	新大井	32	13,768	0.60	2.27
東京	東京電力	上牧	32	13,800	0.60	2.27
東京	東京電力	竜島	32	13,832	0.60	2.27
中部	中部電力	矢作第二	32	13,864	0.60	2.27
関西	関西電力	利賀川第二	32	13,896	0.60	2.27
北陸	北陸電力	尾添	31	13,927	0.60	2.28
東北	東北電力	十和田	31	13,958	0.60	2.28
東京	神奈川県	相模	31	13,989	0.60	2.28
関西	関西電力	愛本	31	14,020	0.60	2.28
北海道	北海道電力	上岩松	30	14,050	0.60	2.28
東北	新潟県	三面	30	14,080	0.60	2.28
中部	中部電力	川辺	30	14,110	0.60	2.28
東京	東京電力	岩本	30	14,140	0.60	2.28
九州	九州電力	女子畑	30	14,170	0.60	2.28
北海道	北海道電力	野花南	30	14,200	0.60	2.28
北陸	北陸電力	手取川第三	30	14,230	0.60	2.28
東京	電源開発	大津峡	29	14,259	0.60	2.29
東北	東北電力	鳥坂	29	14,288	0.60	2.29
中部	中部電力	宮川第二	29	14,317	0.60	2.29
四国	愛媛県	銅山川第1~3	29	14,346	0.60	2.29
東京	東京電力	原町	28	14,374	0.60	2.30
北海道	電源開発	芽登第二	28	14,402	0.60	2.30
北海道	北海道電力	春別	27	14,429	0.61	2.31
東京	東京電力	川俣	27	14,456	0.61	2.31
東京	群馬県	白沢	27	14,483	0.61	2.31
東京	山梨県	奈良田第一	27	14,510	0.61	2.31
北陸	北陸電力	和田川第一	27	14,537	0.61	2.31
北海道	電源開発	芽登第一	27	14,564	0.61	2.31
東北	東北電力	大所川第二	27	14,591	0.61	2.31
東北	電源開発	東和	27	14,618	0.61	2.31
北陸	電源開発	湯上	27	14,645	0.61	2.31
東京	東京電力	早川第三	27	14,672	0.61	2.31
中部	中部電力	上麻生	27	14,699	0.61	2.31
中部	中部電力	南向	27	14,726	0.61	2.31
九州	九州電力	西郷	27	14,753	0.61	2.31
中部	中部電力	宮川第一	26	14,779	0.61	2.31
関西	関西電力	桃山	26	14,805	0.61	2.31
中部	中部電力	二軒小屋	26	14,831	0.61	2.31
北陸	北陸電力	壁倉	26	14,857	0.61	2.31
中部	中部電力	高根第二	26	14,883	0.61	2.31
北海道	北海道電力	瀬戸瀬	25	14,908	0.61	2.32

北海道	北海道電力	層雲峡	25	14,933	0.61	2.32
北海道	北海道電力	金山	25	14,958	0.61	2.32
北海道	電源開発	本別	25	14,983	0.61	2.32
東京	東京電力	箱島	25	15,008	0.61	2.32
関西	関西電力	打保	25	15,033	0.61	2.32
北海道	北海道電力	右左府	25	15,058	0.61	2.32
東京	東京電力	松谷	25	15,083	0.61	2.32
東京	神奈川県	津久井	25	15,108	0.61	2.32
中部	電源開発	尾鷲第二	25	15,133	0.61	2.32
四国	愛媛県	道前道後第1~3	25	15,158	0.61	2.32
東北	秋田県	玉川	24	15,182	0.61	2.33
四国	四国電力	柳谷	24	15,206	0.61	2.33
中部	中部電力	北又渡	24	15,230	0.61	2.33
関西	関西電力	境川	24	15,254	0.61	2.33
北陸	富山県	庄東第一	24	15,278	0.61	2.33
東京	神奈川県	愛川第一	24	15,302	0.61	2.33
中部	公営水力	春近	24	15,326	0.61	2.33
北陸	北陸電力	猪谷	24	15,350	0.61	2.33
中国	中国電力	柴木川第一	24	15,374	0.61	2.33
東京	東京電力	田代川第二	23	15,397	0.62	2.34
東京	東京電力	中津川第二	23	15,420	0.62	2.34
東京	東京電力	猪苗代第三	23	15,443	0.62	2.34
関西	関西電力	角川	23	15,466	0.62	2.34
四国	高知県	永瀬	23	15,489	0.62	2.34
東北	電源開発	滝	23	15,512	0.62	2.34
東北	東北電力	第二山郷	23	15,535	0.62	2.34
関西	関西電力	美濃川合	23	15,558	0.62	2.34
中国	中国電力	新能見	23	15,581	0.62	2.34
東京	山梨県	その他	23	15,604	0.62	2.34
中国	中国電力	棕梨川	23	15,627	0.62	2.34
東京	東京電力	藤原	22	15,649	0.62	2.35
東北	新潟県	猿田	22	15,671	0.62	2.35
東京	東京電力	駒橋	22	15,693	0.62	2.35
中部	中部電力	湯山	22	15,715	0.62	2.35
中部	中部電力	下原	22	15,737	0.62	2.35
中部	中部電力	名倉	22	15,759	0.62	2.35
北陸	北陸電力	馬場島	22	15,781	0.62	2.35
北陸	富山県	室牧	22	15,803	0.62	2.35
九州	九州電力	川原	22	15,825	0.62	2.35
関西	関西電力	伊奈川第二	22	15,847	0.62	2.35
中国	中国電力	田原	22	15,869	0.62	2.35
四国	四国電力	面河第三	22	15,891	0.62	2.35
東京	東京電力	生坂	21	15,912	0.62	2.37
中部	中部電力	朝日	21	15,933	0.62	2.37
中部	中部電力	生田	21	15,954	0.62	2.37
東北	東北電力	大川	21	15,975	0.62	2.37
中部	中部電力	小坂川	21	15,996	0.62	2.37
東京	群馬県	東	20	16,016	0.63	2.38
関西	関西電力	宇奈月	20	16,036	0.63	2.38
北陸	北陸電力	有峰第三	20	16,056	0.63	2.38
北海道	北海道電力	大雪	20	16,076	0.63	2.38
北海道	北海道電力	下新冠	20	16,096	0.63	2.38
北海道	北海道電力	東の沢	20	16,116	0.63	2.38
北海道	ほくでんエコエナジー	虻田	20	16,136	0.63	2.38
東北	東北電力	鳥海川第三	20	16,156	0.63	2.38



東北	東北電力	夏瀬	20	16,176	0.63	2.38
東北	東北電力	神代	20	16,196	0.63	2.38
東京	東京電力	岩室	20	16,216	0.63	2.38
中部	中部電力	新七宗	20	16,236	0.63	2.38
関西	関西電力	今渡	20	16,256	0.63	2.38
関西	電源開発	尾上郷	20	16,276	0.63	2.38
中国	県営水力	新阿武川	20	16,296	0.63	2.38
東北	東北電力	新落合	20	16,316	0.63	2.38
東北	電源開発	黒谷	20	16,336	0.63	2.38
東京	東京電力	切明	20	16,356	0.63	2.38
東京	山梨県	野呂川	20	16,376	0.63	2.38
関西	関西電力	新落合	19	16,395	0.63	2.40
中部	中部電力	赤石沢	19	16,414	0.63	2.40
東北	東北電力	伊南川	19	16,433	0.63	2.40
東京	東京電力	水上	19	16,452	0.63	2.40
東京	東京電力	沼ノ倉	19	16,471	0.63	2.40
四国	四国電力	津賀	19	16,490	0.63	2.40
東京	東京電力	上久屋	19	16,509	0.63	2.40
東京	東京電力	西窪	19	16,528	0.63	2.40
東北	東北電力	鳴子	19	16,547	0.63	2.40
東京	山梨県	西山	19	16,566	0.63	2.40
北陸	北陸電力	富田	19	16,585	0.63	2.40
東京	山梨県	柚木	18	16,603	0.64	2.41
北陸	北陸電力	伊折	18	16,621	0.64	2.41
北陸	北陸電力	五条方	18	16,639	0.64	2.41
北陸	北陸電力	中島	18	16,657	0.64	2.41
中国	中国電力	潮	18	16,675	0.64	2.41
中国	中国電力	潮	18	16,693	0.64	2.41
北海道	北海道電力	真勲別	18	16,711	0.64	2.41
東京	東京電力	鹿留	18	16,729	0.64	2.41
北陸	北陸電力	尾口	18	16,747	0.64	2.41
九州	九州電力	石河内第二	18	16,765	0.64	2.41
九州	九州電力	鮎の瀬	18	16,783	0.64	2.41
九州	九州電力	湯山	18	16,801	0.64	2.41
東京	東京電力	湯川	17	16,818	0.64	2.43
北海道	北海道企業局	滝下	17	16,835	0.64	2.43
東北	東北電力	加治川	17	16,852	0.64	2.43
東京	東京電力	小田切	17	16,869	0.64	2.43
東北	東北電力	浅瀬石川	17	16,886	0.64	2.43
東北	電源開発	黒又川第二	17	16,903	0.64	2.43
中部	中部電力	久瀬	17	16,920	0.64	2.43
東京	東京電力	田代川第一	17	16,937	0.64	2.43
中部	中部電力	大間	17	16,954	0.64	2.43
北陸	北陸電力	片貝第四	17	16,971	0.64	2.43
東北	東星興業	新下平	18	16,989	0.64	2.44
東北	東北電力	鷹ノ巣	16	17,005	0.65	2.45
東北	電源開発	只見	16	17,021	0.65	2.45
東京	電源開発	佐久間第二	16	17,037	0.65	2.45
中部	中部電力	烏川第三	16	17,053	0.65	2.45
中部	電源開発	佐久間第二	16	17,069	0.65	2.45
東京	東京電力	湯沢	16	17,085	0.65	2.45
東京	東京電力	小諸	16	17,101	0.65	2.45
東京	東京電力	島川原	16	17,117	0.65	2.45
東京	電源開発	船明	16	17,133	0.65	2.45
中部	電源開発	船明	16	17,149	0.65	2.45

関西	関西電力	賤母	16	17,165	0.65	2.45
関西	関西電力	大牧	16	17,181	0.65	2.45
中国	中国電力	加計	16	17,197	0.65	2.45
四国	四国電力	佐賀	16	17,213	0.65	2.45
東北	秋田県	鎧畑	16	17,229	0.65	2.45
東北	秋田県	杉沢	16	17,245	0.65	2.45
東北	東北水力地熱	和賀川	16	17,261	0.65	2.45
東京	東京電力	清津川	16	17,277	0.65	2.45
北陸	金沢市	上寺津	16	17,293	0.65	2.45
中国	中国電力	太田川	16	17,309	0.65	2.45
九州	九州電力	大内原	16	17,325	0.65	2.45
東京	東京電力	平	16	17,341	0.65	2.45
東京	栃木県	板室	16	17,357	0.65	2.45
北陸	北陸電力	栃尾	16	17,373	0.65	2.45
北陸	北陸電力	その他	16	17,389	0.65	2.45
北海道	北海道電力	奥沙流	15	17,404	0.66	2.48
北海道	電源開発	熊牛	15	17,419	0.66	2.48
中部	中部電力	松川	15	17,434	0.66	2.48
北海道	北海道電力	岩清水	15	17,449	0.66	2.48
北海道	電源開発	桂沢	15	17,464	0.66	2.48
東北	岩手県	四十四田	15	17,479	0.66	2.48
東京	栃木県	川治第一	15	17,494	0.66	2.48
中部	公営水力	裾花	15	17,509	0.66	2.48
関西	関西電力	殿山	15	17,524	0.66	2.48
九州	九州電力	下釜	15	17,539	0.66	2.48
東北	東北電力	上郷	15	17,554	0.66	2.48
東京	東京電力	谷村	15	17,569	0.66	2.48
東京	東京電力	川中	15	17,584	0.66	2.48
東京	東京電力	笹平	15	17,599	0.66	2.48
東京	群馬県	下久保	15	17,614	0.66	2.48
中部	中部電力	豊	15	17,629	0.66	2.48
中部	電源開発	小森	15	17,644	0.66	2.48
関西	関西電力	新高津尾	15	17,659	0.66	2.48
関西	関西電力	落合	15	17,674	0.66	2.48
関西	関西電力	常盤	15	17,689	0.66	2.48
関西	関西電力	利賀川第一	15	17,704	0.66	2.48
関西	関西電力	長殿	15	17,719	0.66	2.48
関西	電源開発	小森	15	17,734	0.66	2.48
北陸	北陸電力	小見	15	17,749	0.66	2.48
北陸	北陸電力	小口川第三	15	17,764	0.66	2.48
北陸	北陸電力	大日川第二	15	17,779	0.66	2.48
中国	中国電力	間野平	15	17,794	0.66	2.48
中国	県営水力	菅野	15	17,809	0.66	2.48
九州	九州電力	五木川	15	17,824	0.66	2.48
中国	中国電力	奥津第二	15	17,839	0.66	2.50
東北	東北電力	日向川	14	17,853	0.66	2.50
東北	東北電力	大所川第一	14	17,867	0.66	2.50
中国	中国電力	佐々並川	14	17,881	0.66	2.50
北海道	北海道電力	岩知志	14	17,895	0.66	2.50
東北	東北電力	第二上野尻	14	17,909	0.66	2.50
中部	中部電力	新大田切	14	17,923	0.66	2.50
北海道	北海道電力	江卸	14	17,937	0.66	2.50
東北	東北電力	木戸川第二	14	17,951	0.66	2.50
東京	東京電力	小松	14	17,965	0.66	2.50
東京	東京電力	金井	14	17,979	0.66	2.50

東京	神奈川県	その他	14	17,993	0.66	2.50
中部	中部電力	姫川第二	14	18,007	0.66	2.50
関西	関西電力	雄神	14	18,021	0.66	2.50
中国	県営水力	加茂	14	18,035	0.66	2.50
東北	山形県	倉沢	14	18,049	0.66	2.50
北陸	北陸電力	白峰	14	18,063	0.66	2.50
北海道	北海道電力	然別第一	14	18,077	0.66	2.50
北陸	北陸電力	真名川	14	18,091	0.66	2.50
中国	中国電力	新川平	14	18,105	0.66	2.50
九州	九州電力	五家荘	14	18,119	0.66	2.50
北陸	北陸電力	朝日小川第二	14	18,133	0.66	2.50
関西	電源開発	西吉野第二	13	18,146	0.67	2.54
北陸	北陸電力	吉野谷	13	18,159	0.67	2.54
北陸	北陸電力	滝波川第一	13	18,172	0.67	2.54
九州	九州電力	軸丸	13	18,185	0.67	2.54
北海道	北海道電力	藻岩	13	18,198	0.67	2.54
北海道	北海道電力	岩松	13	18,211	0.67	2.54
東北	東北電力	郷内	13	18,224	0.67	2.54
東北	東北電力	大谷第二	13	18,237	0.67	2.54
東京	東京電力	伏田	13	18,250	0.67	2.54
東京	東京電力	羽根尾	13	18,263	0.67	2.54
中部	中部電力	飯島	13	18,276	0.67	2.54
関西	関西電力	大桑	13	18,289	0.67	2.54
北陸	富山県	小矢部川第一	13	18,302	0.67	2.54
北陸	黒部川電力	姫川第六	13	18,315	0.67	2.54
北陸	富山共同自家発	見座	13	18,328	0.67	2.54
北陸	富山共同自家発	葛山	13	18,341	0.67	2.54
中国	中国電力	明塚	13	18,354	0.67	2.54
中国	中国電力	明塚	13	18,367	0.67	2.54
中国	中国電力	湯原第一	13	18,380	0.67	2.54
中国	中国電力	湯原第一	13	18,393	0.67	2.54
中国	中国電力	湯原第二	13	18,406	0.67	2.54
中国	中国電力	湯原第二	13	18,419	0.67	2.54
北海道	北海道企業局	岩尾内	13	18,432	0.67	2.54
東京	群馬県	奈良俣	13	18,445	0.67	2.54
北陸	北陸電力	三ツ又第一	13	18,458	0.67	2.54
東京	山梨県	天科	13	18,471	0.67	2.54
東京	東京電力	大町	13	18,484	0.67	2.54
中部	中部電力	中呂	13	18,497	0.67	2.54
中国	中国電力	新大呂	13	18,510	0.67	2.54
東北	岩手県	御所	13	18,523	0.67	2.54
九州	九州電力	大河内	12	18,535	0.68	2.57
関西	関西電力	万波	12	18,547	0.68	2.57
東京	東京発電	雨畑川	12	18,559	0.68	2.57
四国	四国電力	天神	12	18,571	0.68	2.57
北海道	北海道電力	上川	12	18,583	0.68	2.57
北海道	北海道電力	安足間	12	18,595	0.68	2.57
北海道	北海道電力	比羅夫	12	18,607	0.68	2.57
東北	東北電力	立矢沢川第一	12	18,619	0.68	2.57
東北	新潟県	高田	12	18,631	0.68	2.57
東京	東京電力	鎌田	12	18,643	0.68	2.57
中部	中部電力	姫川第三	12	18,655	0.68	2.57
中部	公営水力	美和	12	18,667	0.68	2.57
九州	九州電力	夜明	12	18,679	0.68	2.57
東北	東北電力	柳瀨	12	18,691	0.68	2.57

東北	東北水力地熱	長者原	12	18,703	0.68	2.57
東京	東京発電	大洞第一	12	18,715	0.68	2.57
中部	公営水力	宮川第三	12	18,727	0.68	2.57
中国	中国電力	府中	12	18,739	0.68	2.57
四国	徳島県	川口	12	18,751	0.68	2.57
四国	高知県	杉田	12	18,763	0.68	2.57
九州	九州電力	杉安	12	18,775	0.68	2.57
東北	東北電力	葛根田第一	11	18,786	0.70	2.62
東北	新潟県	胎内第一	11	18,797	0.70	2.62
東北	東北水力地熱	石羽根	11	18,808	0.70	2.62
中部	中部電力	根方	11	18,819	0.70	2.62
関西	関西電力	矢田川	11	18,830	0.70	2.62
関西	京都府	公営大野	11	18,841	0.70	2.62
北陸	北陸電力	中崎	11	18,852	0.70	2.62
北陸	富山県	仁歩	11	18,863	0.70	2.62
北海道	北海道企業局	ポンテシオ	11	18,874	0.70	2.62
東北	東北電力	大池第二	11	18,885	0.70	2.62
東北	東北電力	岩木川第一	11	18,896	0.70	2.62
東北	東北電力	腹帯	11	18,907	0.70	2.62
東北	東北電力	立矢沢川第二	11	18,918	0.70	2.62
東北	東北電力	大笹生	11	18,929	0.70	2.62
東北	東北電力	立石	11	18,940	0.70	2.62
東京	東京電力	一ノ瀬	11	18,951	0.70	2.62
東京	東京電力	日橋川	11	18,962	0.70	2.62
東京	群馬県	中之条	11	18,973	0.70	2.62
東京	群馬県	沢入	11	18,984	0.70	2.62
東京	神奈川県	道志第一	11	18,995	0.70	2.62
中部	中部電力	平穩第一	11	19,006	0.70	2.62
中部	中部電力	洞戸	11	19,017	0.70	2.62
関西	関西電力	美山	11	19,028	0.70	2.62
関西	関西電力	須原	11	19,039	0.70	2.62
関西	関西電力	平瀬	11	19,050	0.70	2.62
関西	関西電力	川原樋川	11	19,061	0.70	2.62
北陸	北陸電力	常願寺川第一	11	19,072	0.70	2.62
北陸	北陸電力	西勝原第一	11	19,083	0.70	2.62
北陸	富山県	小矢部川第二	11	19,094	0.70	2.62
中国	県営水力	新見	11	19,105	0.70	2.62
東北	東北電力	五十沢第一	11	19,116	0.70	2.62
中部	電源開発	早木戸	11	19,127	0.70	2.62
中部	公営水力	三瀬谷	11	19,138	0.70	2.62
関西	関西電力	岩倉	11	19,149	0.70	2.62
関西	関西電力	荒谷	11	19,160	0.70	2.62
四国	徳島県	勝浦	11	19,171	0.70	2.62
東北	東星興業	新小荒	11	19,182	0.70	2.65
関西	関西電力	大滝	11	19,193	0.70	2.65
東北	東星興業	玉川	10	19,203	0.71	2.67
東京	栃木県	足尾	10	19,213	0.71	2.67
中部	公営水力	大鹿	10	19,223	0.71	2.67
九州	九州電力	古屋敷	10	19,233	0.71	2.67
中部	中部電力	中御所	10	19,243	0.71	2.67
中国	中国電力	用瀬	10	19,253	0.71	2.67
北海道	北海道電力	砥山	10	19,263	0.71	2.67
北海道	北海道電力	七飯	10	19,273	0.71	2.67
北海道	電源開発	幌加	10	19,283	0.71	2.67
東京	栃木県	風見	10	19,293	0.71	2.67

北陸	富山県	大長谷第二	10	19,303	0.71	2.67
九州	九州電力	梶原	10	19,313	0.71	2.67
北海道	北海道電力	芦別	10	19,323	0.71	2.67
中部	中部電力	西平	10	19,333	0.71	2.67
北陸	北陸電力	黒東第二	10	19,343	0.71	2.67
北陸	北陸電力	上滝	10	19,353	0.71	2.67
北陸	北陸電力	奥山	10	19,363	0.71	2.67
北陸	北陸電力	上打波	10	19,373	0.71	2.67
中国	中国電力	神野瀬	10	19,383	0.71	2.67
中国	中国電力	神野瀬	10	19,393	0.71	2.67
四国	四国電力	仁淀川第三	10	19,403	0.71	2.67
四国	愛媛県	肱川	10	19,413	0.71	2.67
九州	九州電力	槇之口	10	19,423	0.71	2.67
東京	東京電力	白根	10	19,433	0.71	2.67
中国	中国電力	玖波	10	19,443	0.71	2.67
中国	中国電力	玖波	10	19,453	0.71	2.67
中国	中国電力	新帝釈川	11	19,464	0.70	2.73
北海道	北海道電力	新忠別	10	19,474	0.71	2.76
東北	山形県	新野川第一	10	19,484	0.71	2.87
東京	東京電力	金川	7	19,491	0.79	2.92
東北	東北電力	法量	7	19,498	0.79	2.92
東北	東北電力	森吉	11	19,509	0.70	2.92
東北	電源開発	胆沢第一	14	19,523	0.66	3.26
東北	東北電力	豊実	62	19,585	0.57	3.37
中部	中部電力	徳山	22	19,607	0.62	3.44
九州	九州電力	その他	2	19,609	1.70	4.84
中部	出光興産	愛知製油所	319	19,928	4.55	5.03
関西	電源開発	橘湾1,2	2100	22,028	4.25	5.39
中国	電源開発	橘湾	2100	24,128	4.25	5.39
四国	電源開発	電発橘湾	2100	26,228	4.25	5.39
中国	電源開発	竹原	950	27,178	4.56	5.40
四国	電源開発	電発松浦	2000	29,178	4.45	5.41
中国	中国電力	三隅	1000	30,178	4.26	5.41
九州	電源開発	橘湾	1050	31,228	4.26	5.42
九州	電源開発	橘湾	1050	32,278	4.26	5.42
中国	電源開発	松浦	2000	34,278	4.35	5.42
中部	中部電力	碧南	1000	35,278	4.26	5.43
九州	九州電力	大霧	30	35,308	1.70	5.44
九州	九州電力	滝上	28	35,336	1.70	5.44
中国	電源開発	松島	1000	36,336	4.45	5.44
四国	電源開発	電発松島	1000	37,336	4.45	5.44
中部	中部電力	碧南	1000	38,336	4.26	5.44
九州	九州電力	山川	30	38,366	1.70	5.44
四国	四国電力	橘湾	700	39,066	4.27	5.44
東京	東京電力	常陸那珂	1000	40,066	4.26	5.45
九州	九州電力	八丁原	55	40,121	1.70	5.46
北海道	北海道電力	苫東厚真	700	40,821	4.27	5.46
関西	関西電力	舞鶴	900	41,721	4.26	5.48
九州	九州電力	荅北	700	42,421	4.27	5.48
東京	相馬共同火力	新地	1000	43,421	4.35	5.48
東京	新地	新地	1000	44,421	4.35	5.48
中部	中部電力	碧南	700	45,121	4.36	5.48
東北	東北電力	葛根田	30	45,151	1.70	5.49
東京	相馬共同火力	新地	1000	46,151	4.35	5.49
東京	新地	新地	1000	47,151	4.35	5.49

中部	中部電力	碧南	700	47,851	4.36	5.49
東北	東北電力	柳津西川	65	47,916	1.70	5.49
東北	東北電力	澄川	50	47,966	1.70	5.49
中部	中部電力	碧南	700	48,666	4.36	5.50
東北	東北電力	上の岱	29	48,695	1.70	5.50
東北	東北電力	原町	1000	49,695	4.35	5.50
九州	電源開発	松浦	1000	50,695	4.35	5.50
東北	東北電力	原町	1000	51,695	4.35	5.51
九州	九州電力	荅北	700	52,395	4.36	5.51
北陸	北陸電力	七尾	700	53,095	4.36	5.53
北陸	北陸電力	敦賀	700	53,795	4.36	5.54
九州	電源開発	松浦	1000	54,795	4.45	5.55
九州	九州電力	松浦	700	55,495	4.46	5.56
九州	九州電力	八丁原	55	55,550	1.70	5.57
中部	電源開発	高砂	500	56,050	4.61	5.60
関西	電源開発	高砂1,2	500	56,550	4.61	5.60
関西	関西電力	舞鶴	900	57,450	4.26	5.64
北海道	北海道電力	森	25	57,475	1.70	5.66
北海道	北海道電力	苫東厚真	600	58,075	4.50	5.68
北陸	電源開発	高砂	500	58,575	4.72	5.70
東京	常磐共同火力	勿来	250	58,825	4.65	5.71
東京	電源開発	磯子	600	59,425	4.41	5.72
九州	電源開発	松島	500	59,925	4.61	5.74
九州	電源開発	松島	500	60,425	4.61	5.74
東京	東京電力	広野	600	61,025	4.41	5.75
東京	常磐共同火力	勿来	600	61,625	4.61	5.76
東京	常磐共同火力	勿来	600	62,225	4.61	5.76
東北	東北電力	能代	600	62,825	4.50	5.76
北陸	北陸電力	敦賀	500	63,325	4.51	5.76
東北	東北電力	能代	600	63,925	4.50	5.77
九州	九州電力	苅田	360	64,285	4.42	5.77
北海道	北海道電力	苫東厚真	350	64,635	4.63	5.77
北陸	北陸電力	七尾	500	65,135	4.51	5.79
東北	東北電力	葛根田	50	65,185	1.70	5.79
東京	東京電力	常陸那珂	1000	66,185	4.26	5.79
四国	住友共同電力	新居浜西	300	66,485	4.98	5.80
東北	酒田共同火力	酒田	350	66,835	4.74	5.80
四国	四国電力	西条	250	67,085	4.76	5.82
北陸	北陸電力	富山新港	250	67,335	4.76	5.82
北陸	北陸電力	富山新港	250	67,585	4.76	5.83
九州	九州電力	大岳	13	67,598	1.70	5.84
東北	酒田共同火力	酒田	350	67,948	4.74	5.85
東京	常磐共同火力	勿来	600	68,548	4.72	5.86
東京	常磐共同火力	勿来	600	69,148	4.72	5.86
東京	電源開発	磯子	562	69,710	4.41	5.89
四国	住友共同電力	壬生川火力	250	69,960	4.87	5.92
東京	常磐共同火力	勿来	250	70,210	4.87	5.92
中国	宇部興産	宇部興産	195	70,405	4.89	5.93
東北	電源開発	鬼首	15	70,420	1.70	5.96
四国	四国電力	西条	156	70,576	4.80	5.98
北海道	北海道電力	奈井江	175	70,751	4.90	6.02
北海道	北海道電力	奈井江	175	70,926	4.90	6.02
東京	東京電力	広野	600	71,526	4.41	6.11
関西	新日鉄住金	広畑	374	71,900	4.62	6.18
関西	神戸製鋼所	神鋼神戸	1400	73,300	4.35	6.22

北海道	北海道電力	砂川	125	73,425	4.94	6.23
四国	土佐発電	土佐発電所	150	73,575	4.58	6.29
北海道	北海道電力	砂川	125	73,700	4.94	6.32
四国	四国電力	伊方	890	74,590	2.69	6.51
四国	住友大阪セメント	高知工場第一	65	74,655	4.77	6.66
東北	新日鐵住金	釜石	136	74,791	4.93	7.18
中部	中山名古屋共同発電	名古屋	149	74,940	4.80	7.19
東北	糸魚川発電	糸魚川	134	75,074	4.93	7.39
九州	九州電力	川内	890	75,964	2.69	7.40
関西	関西電力	高浜	870	76,834	2.70	7.45
関西	関西電力	高浜	870	77,704	2.70	7.45
北海道	日本製紙	釧路工場	80	77,784	4.81	7.47
四国	住友共同電力	新居浜東	29.6	77,814	5.36	7.53
九州	九州電力	川内	890	78,704	2.69	7.62
東北	東北電力	東新潟	1210	79,914	5.96	8.60
中部	中部電力	上越	1151	81,065	5.48	8.65
東京	東京電力	富津	507	81,572	5.52	8.69
東京	東京電力	富津	507	82,079	5.52	8.69
東京	東京電力	富津	507	82,586	5.52	8.69
中部	中部電力	上越	1151	83,737	5.48	8.69
東北	太平洋エネ	北沼	44	83,781	5.18	8.74
東京	東京電力	川崎	500	84,281	5.52	8.82
関西	関西電力	姫路第二	487	84,768	5.52	8.82
関西	関西電力	姫路第二	487	85,255	5.52	8.82
東京	東京電力	千葉	500	85,755	5.52	8.87
東京	東京電力	千葉	500	86,255	5.52	8.87
東京	東京電力	千葉	500	86,755	5.52	8.87
中部	中部電力	四日市	585	87,340	5.99	8.87
関西	関西電力	姫路第二	487	87,827	5.52	8.87
関西	関西電力	姫路第二	487	88,314	5.52	8.87
関西	関西電力	姫路第二	487	88,801	5.52	8.87
東北	東北電力	東新潟	339	89,140	5.55	8.88
東京	東京電力	鹿島	420	89,560	5.53	8.91
東京	東京電力	鹿島	420	89,980	5.53	8.91
東京	東京電力	鹿島	420	90,400	5.53	8.91
関西	関西電力	姫路第二	486	90,886	5.52	8.93
九州	九州電力	新大分	690	91,576	5.98	8.94
中部	中部電力	川越	1701	93,277	5.96	8.98
九州	九州電力	新大分	870	94,147	5.97	9.00
中部	中部電力	川越	1701	95,848	5.96	9.01
中部	中部電力	新名古屋	1458	97,306	5.96	9.04
関西	関西電力	姫路第一	729	98,035	5.98	9.05
東北	東北電力	東新潟	1700	99,735	5.96	9.05
関西	関西電力	姫路第一	713	100,448	5.98	9.08
九州	九州電力	新大分	735	101,183	5.98	9.12
東京	東京電力	横浜	350	101,533	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	101,883	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	102,233	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	102,583	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	102,933	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	103,283	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	103,633	6.03	9.29
東京	東京電力	横浜	350	103,983	6.03	9.29
東京	東京電力	千葉	360	104,343	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	104,703	6.03	9.32

東京	東京電力	千葉	360	105,063	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	105,423	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	105,783	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	106,143	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	106,503	6.03	9.32
東京	東京電力	千葉	360	106,863	6.03	9.32
中部	中部電力	新名古屋	1600	108,463	5.96	9.32
東京	東京電力	品川	380	108,843	6.02	9.37
東京	東京電力	品川	380	109,223	6.02	9.37
東京	東京電力	品川	380	109,603	6.02	9.37
東京	東京電力	富津	380	109,983	6.02	9.37
東京	東京電力	富津	380	110,363	6.02	9.37
東京	東京電力	富津	380	110,743	6.02	9.37
東京	東京電力	富津	380	111,123	6.02	9.37
中国	中国電力	柳井	1400	112,523	6.23	9.45
東京	東京電力	川崎	500	113,023	6.00	9.48
東京	東京電力	川崎	500	113,523	6.00	9.48
東京	東京電力	川崎	500	114,023	6.00	9.48
関西	関西電力	境港	400	114,423	6.02	9.53
関西	関西電力	境港	400	114,823	6.02	9.53
関西	関西電力	境港	400	115,223	6.02	9.53
関西	関西電力	境港	400	115,623	6.02	9.57
関西	関西電力	境港	400	116,023	6.02	9.57
四国	四国電力	坂出	350	116,373	6.03	9.61
四国	四国電力	坂出	296	116,669	6.05	9.67
東京	東京電力	五井	476	117,145	7.48	9.93
中国	中国電力	水島	285	117,430	7.87	10.00
東京	東京電力	姉崎	600	118,030	7.66	10.08
中国	瀬戸内共同火力	福山	844	118,874	10.15	10.10
東京	東京電力	富津	1000	119,874	6.88	10.10
関西	神戸製鋼所	神鋼神戸	665	120,539	10.15	10.15
関西	MHPS	MHPS高砂	120	120,659	5.73	10.15
東京	東京電力	五井	265	120,924	7.88	10.15
中国	瀬戸内共同火力	倉敷	613	121,537	10.15	10.16
東京	東京電力	姉崎	600	122,137	7.66	10.18
中部	中部電力	四日市	220	122,357	7.89	10.19
中部	中部電力	四日市	220	122,577	7.89	10.19
中部	中部電力	四日市	220	122,797	7.89	10.19
東京	東京電力	富津	1000	123,797	6.88	10.19
関西	和歌山共同火力	和歌山共同火力	378	124,175	10.16	10.21
東京	東京電力	五井	265	124,440	7.88	10.22
東京	君津共同火力	君津共同火力	350	124,790	10.16	10.23
東京	君津共同火力	君津共同火力	350	125,140	10.16	10.25
中部	中部電力	知多	529	125,669	7.85	10.26
東京	東京電力	五井	265	125,934	7.88	10.28
東京	東京電力	袖ヶ浦	1000	126,934	7.47	10.29
東京	東京電力	姉崎	600	127,534	7.66	10.29
東京	東京電力	横浜	175	127,709	7.90	10.30
中部	中部電力	知多	529	128,238	7.85	10.31
東京	東京電力	五井	265	128,503	7.88	10.34
東京	東京電力	姉崎	600	129,103	7.66	10.35
中部	中部電力	知多	500	129,603	7.85	10.37
九州	新日本製鋼	大分	550	130,153	10.33	10.39
東京	東京電力	横浜	350	130,503	7.87	10.41
東京	東京電力	五井	350	130,853	7.87	10.41



東京	東京電力	袖ヶ浦	1000	131,853	7.47	10.43
中国	中国電力	水島	156	132,009	8.05	10.44
九州	大分共同火力	大分	255	132,264	10.35	10.45
九州	戸畑共同火力	戸畑	250	132,514	10.35	10.45
東京	東京電力	袖ヶ浦	600	133,114	7.66	10.47
九州	大分共同火力	大分	255	133,369	10.35	10.48
東北	東北電力	新潟	250	133,619	7.88	10.51
東京	東京電力	南横浜	350	133,969	7.87	10.52
東京	東京電力	南横浜	350	134,319	7.87	10.52
東京	東京電力	袖ヶ浦	1000	135,319	7.47	10.58
東北	東北電力	東新潟	350	135,669	7.87	10.63
関西	関西電力	姫路第二	600	136,269	7.85	10.64
関西	関西電力	姫路第二	600	136,869	7.85	10.64
東京	東京電力	姉崎	600	137,469	7.66	10.69
中部	中部電力	知多	854	138,323	7.84	10.69
東京	東京電力	南横浜	350	138,673	7.87	10.69
中部	中部電力	知多	700	139,373	7.85	10.70
九州	戸畑共同火力	戸畑	375	139,748	10.34	10.71
東北	東北電力	東新潟	350	140,098	7.87	10.83
東京	東京電力	姉崎	600	140,698	7.66	10.84
東北	東北電力	東新潟	600	141,298	7.85	10.93
中国	中国電力	水島	340	141,638	8.07	10.95
中部	中部電力	知多	854	142,492	7.84	10.99
九州	九州電力	新小倉	600	143,092	7.85	11.01
九州	九州電力	新小倉	600	143,692	7.85	11.09
東京	東京電力	東扇島	1000	144,692	7.47	11.10
東京	君津共同火力	君津共同火力	300	144,992	10.17	11.25
東京	東京電力	東扇島	1000	145,992	7.47	11.28
中部	中部電力	知多第二	854	146,846	7.84	11.39
中部	中部電力	知多第二	854	147,700	7.84	11.39
東北	東北電力	東新潟	600	148,300	7.85	11.41
九州	九州電力	新小倉	600	148,900	7.85	11.41
東京	自家発電		488	149,388	11.13	11.43
中部	中部電力	川越	700	150,088	7.66	11.47
中部	中部電力	川越	700	150,788	7.66	11.51
関西	関西電力	南港	600	151,388	7.66	11.52
関西	関西電力	南港	600	151,988	7.66	11.56
関西	関西電力	南港	600	152,588	7.66	11.56
関西	自家発電	その他	784	153,372	8.21	11.59
東京	君津共同火力	君津共同火力	153	153,525	10.46	11.86
北海道	新日鐵	新日鐵室蘭製鉄所中央	100	153,625	10.22	11.91
九州	戸畑共同火力	戸畑	149	153,774	10.37	11.99
東京	JX日鉱日石	横浜	2270	156,044	9.81	12.32
中部	中部電力	尾鷲	375	156,419	9.26	12.64
東京	東京電力	横須賀	350	156,769	9.49	12.92
東京	東京電力	横須賀	350	157,119	9.49	12.92
東北	東北電力	八戸	250	157,369	9.28	12.97
関西	関西電力	海南	450	157,819	9.25	13.00
関西	関西電力	海南	450	158,269	9.25	13.00
東京	東京電力	横須賀	350	158,619	9.49	13.04
東京	東京電力	鹿島	600	159,219	9.24	13.04
東京	東京電力	鹿島	600	159,819	9.24	13.04
東北	自家発電		145	159,964	9.87	13.04
中部	中部電力	渥美	500	160,464	9.25	13.06
東京	鹿島共同火力	鹿島共同火力	350	160,814	9.01	13.07

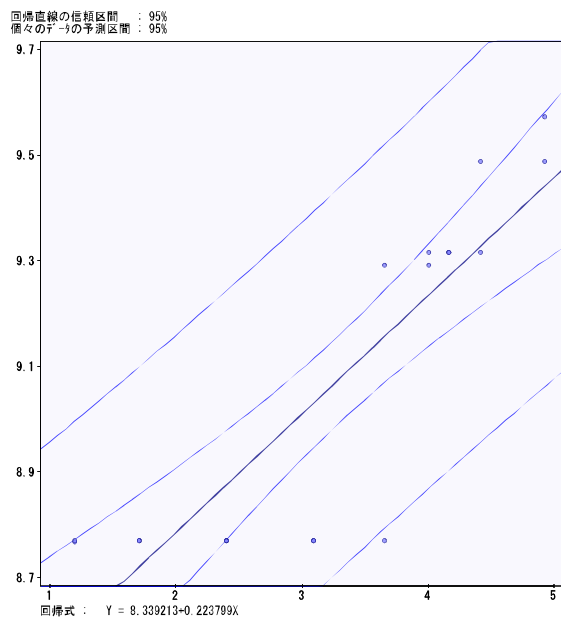
東京	鹿島共同火力	鹿島共同火力	350	161,164	9.01	13.07
東京	東京電力	横須賀	350	161,514	9.49	13.11
九州	九州電力	唐津	375	161,889	9.26	13.11
東北	東北電力	新仙台	350	162,239	9.26	13.12
東京	東京電力	大井	350	162,589	9.26	13.12
東京	東京電力	鹿島	600	163,189	9.24	13.12
中部	中部電力	武豊	375	163,564	9.26	13.18
中部	中部電力	武豊	375	163,939	9.26	13.18
中部	中部電力	武豊	375	164,314	9.26	13.18
九州	九州電力	苅田	375	164,689	9.26	13.18
北陸	北陸電力	富山	250	164,939	9.28	13.19
四国	四国電力	阿南	125	165,064	9.59	13.19
東北	東北電力	秋田	350	165,414	9.26	13.19
東京	東京電力	大井	350	165,764	9.26	13.19
中国	中国電力	玉島	350	166,114	9.26	13.19
中国	中国電力	岩国	350	166,464	9.26	13.19
四国	四国電力	坂出	350	166,814	9.26	13.19
関西	関西電力	海南	600	167,414	9.24	13.20
九州	九州電力	唐津	500	167,914	9.25	13.22
中国	中国電力	下関	175	168,089	9.48	13.23
四国	四国電力	坂出	450	168,539	9.25	13.23
東京	東京電力	鹿島	1000	169,539	9.23	13.24
東京	東京電力	横須賀	350	169,889	9.49	13.25
九州	九州電力	相浦	375	170,264	9.26	13.26
東京	東京電力	大井	350	170,614	9.26	13.27
東北	東北電力	仙台	446	171,060	8.29	13.27
東京	東京電力	鹿島	600	171,660	9.24	13.28
関西	関西電力	海南	600	172,260	9.24	13.28
北陸	北陸電力	富山新港	500	172,760	9.25	13.30
中国	中国電力	玉島	500	173,260	9.25	13.30
九州	九州電力	川内	500	173,760	9.25	13.30
東京	東京電力	鹿島	1000	174,760	9.23	13.32
東京	東京電力	横須賀	350	175,110	9.49	13.33
北海道	北海道電力	苫小牧	250	175,360	9.28	13.34
東北	東北電力	秋田	350	175,710	9.26	13.35
四国	四国電力	阿南	220	175,930	9.52	13.36
四国	四国電力	阿南	450	176,380	9.25	13.39
中国	中国電力	玉島	350	176,730	9.49	13.40
関西	ガス&パワー	西島	150	176,880	7.91	13.41
九州	九州電力	相浦	500	177,380	9.25	13.46
四国	四国電力	阿南	450	177,830	9.25	13.47
東京	東京電力	広野	600	178,430	9.02	13.47
東京	東京電力	広野	600	179,030	9.02	13.47
関西	関西電力	多奈川第二	600	179,630	9.24	13.52
関西	関西電力	多奈川第二	600	180,230	9.24	13.52
九州	九州電力	豊前	500	180,730	9.25	13.54
中国	中国電力	下関	400	181,130	9.26	13.57
東北	東北電力	東新潟	339	181,469	8.34	13.60
東北	東北電力	秋田	333	181,802	8.35	13.62
北海道	共同火力	北海道パワー苫小牧共同	250	182,052	9.51	13.63
中国	中国電力	下松	700	182,752	9.23	13.67
北海道	北海道電力	伊達	350	183,102	9.26	13.67
北陸	北陸電力	福井	250	183,352	9.28	13.75
東北	東北電力	秋田	600	183,952	9.24	13.76
九州	九州電力	豊前	500	184,452	9.25	13.78

中部	中部電力	渥美	700	185,152	9.23	13.83
中部	中部電力	渥美	700	185,852	9.23	13.83
北海道	北海道電力	伊達	350	186,202	9.26	13.84
北陸	北陸電力	富山新港	500	186,702	9.25	13.87
中国	中国電力	岩国	500	187,202	9.25	13.87
北海道	北海道電力	音別	74	187,276	8.46	13.92
北海道	北海道電力	音別	74	187,350	8.46	13.92
東京	東京電力	広野	1000	188,350	9.01	13.98
関西	関西電力	相生	375	188,725	9.26	13.99
関西	関西電力	相生	375	189,100	9.26	13.99
関西	関西電力	相生	375	189,475	9.26	14.06
関西	関西電力	御坊	600	190,075	9.24	14.06
関西	関西電力	御坊	600	190,675	9.24	14.06
北海道	北海道電力	知内	350	191,025	9.26	14.07
関西	関西電力	御坊	600	191,625	9.24	14.12
中国	中国電力	新小野田	500	192,125	9.18	14.13
東京	東京電力	広野	1000	193,125	9.01	14.14
九州	九州電力	川内	500	193,625	9.25	14.14
中国	中国電力	新小野田	500	194,125	9.18	14.19
九州	自家発電	その他	73	194,198	9.94	14.21
関西	関西電力	赤穂	600	194,798	9.24	14.23
関西	関西電力	赤穂	600	195,398	9.24	14.23
中部	中部電力	尾鷲	500	195,898	9.25	14.25
北海道	北海道電力	知内	350	196,248	9.26	14.36
北海道	自家発電		225	196,473	10.12	14.39
関西	関西電力	宮津エネルギー研究所	375	196,848	9.26	14.39
関西	関西電力	宮津エネルギー研究所	375	197,223	9.26	14.39
東京	鹿島共同火力	鹿島共同火力	300	197,523	9.01	14.46
中国	三菱レイヨン	三菱レイヨン大竹	40	197,563	10.15	14.49
中国	自家発電		142	197,705	9.81	14.88
東北	東北電力	八戸	394	198,099	9.26	15.70
中国	JX日鉱日石	麻里布	211	198,310	9.30	15.90
東北	東北電力	新潟	109	198,419	9.41	16.30
中部	その他	その他	200	198,619	10.02	16.31
中部	コスモ石油	四日市霞	223	198,842	9.52	16.75
中部	明海発電	豊橋	147	198,989	9.56	16.76
東北	東北電力	東新潟	54	199,043	10.13	17.36
東京	東京電力	横須賀	144	199,187	11.15	18.47
東北	東北電力	新潟	34	199,221	10.98	19.00
関西	関西電力	姫路第一	33	199,254	10.47	20.35
関西	関西電力	姫路第一	33	199,287	10.47	20.35
東京	東京電力	横須賀	30	199,317	13.26	23.11
関西	関西電力	関空エネルギーセンター	20	199,337	12.58	25.88
関西	関西電力	関空エネルギーセンター	20	199,357	12.58	25.88

## APPENDIX-D.6

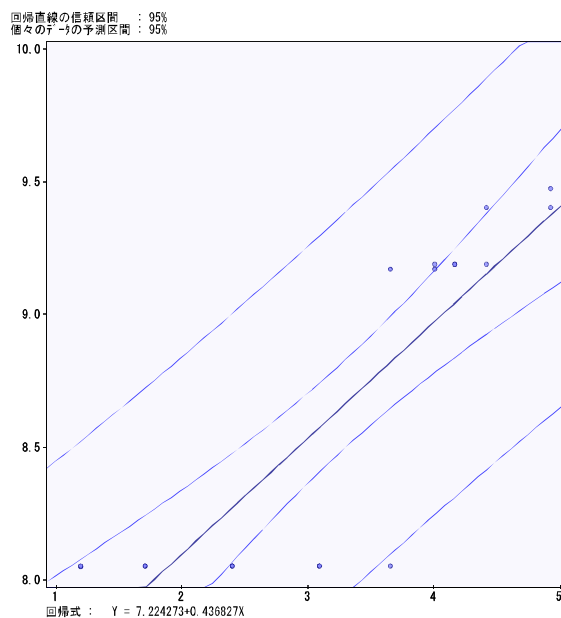
デンマーク・ドイツ・日本の供給曲線の価格弾力性  $\beta$  の算出にかかる回帰分析結果を、以下に示す。

### デンマーク(2017年)



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	Ln(eSRMC)	Ln(Qum-W)
データ数	18	18
最小値	1.193922468	8.768729817
最大値	4.923623917	9.572897979
平均値	3.2826694592	9.0738714168
標準偏差	1.24030119321	0.32111821270
相関係数	0.864	
回帰定数 $\beta_0$	8.339	
回帰係数1次 $\beta_1$	0.224	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	6.877	
F値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

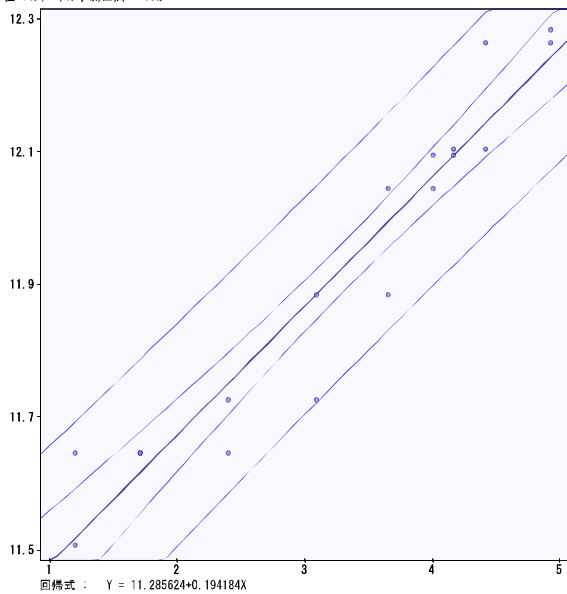
### デンマーク(2005年)



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	Ln(eSRMC)	Ln(Qum-W)
データ数	18	18
最小値	1.193922468	8.048788284
最大値	4.923623917	9.475776835
平均値	3.2826694592	8.6582302554
標準偏差	1.24030119321	0.63003465103
相関係数	0.860	
回帰定数 $\beta_0$	7.224	
回帰係数1次 $\beta_1$	0.437	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	6.740	
F値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

## ドイツ(2018年)

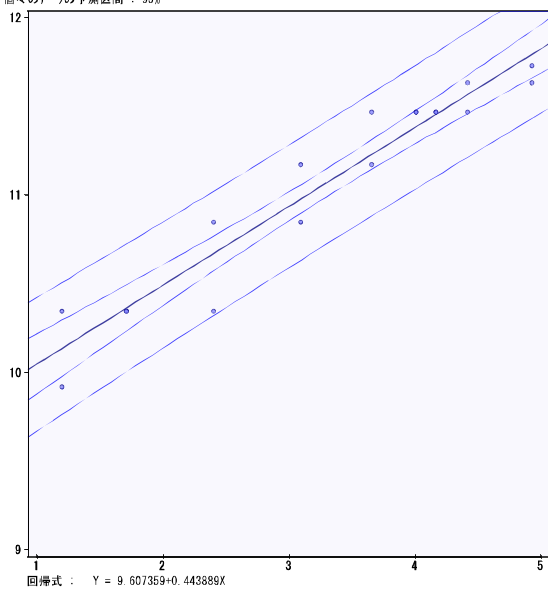
回帰直線の信頼区間 : 95%  
個々のデータの予測区間 : 95%



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	Ln(eSRMC)	Ln(Cum-MW)
データ数	18	18
最小値	1.193922468	11.50771190
最大値	4.923623917	12.28419042
平均値	3.2826694592	11.923067453
標準偏差	1.24030119321	0.2515866016
相関係数	0.957	
回帰定数 $\beta_0$	11.286	
回帰係数1次 $\beta_1$	0.194	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	13.248	
P値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

## ドイツ(2005年)

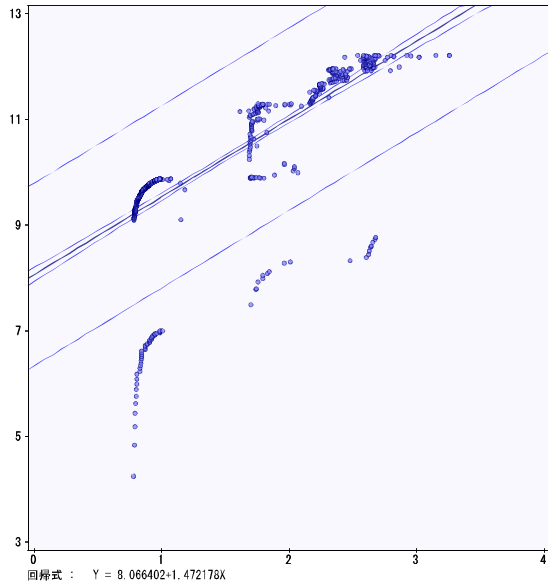
回帰直線の信頼区間 : 95%  
個々のデータの予測区間 : 95%



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	Ln(eSRMC)	Ln(Cum-MW)
データ数	18	18
最小値	1.193922468	9.918868655
最大値	4.923623917	11.729245790
平均値	3.2826694592	11.064500825
標準偏差	1.24030119321	0.57162161381
相関係数	0.963	
回帰定数 $\beta_0$	9.607	
回帰係数1次 $\beta_1$	0.444	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	14.323	
P値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

## 北海道エリア(2017年)

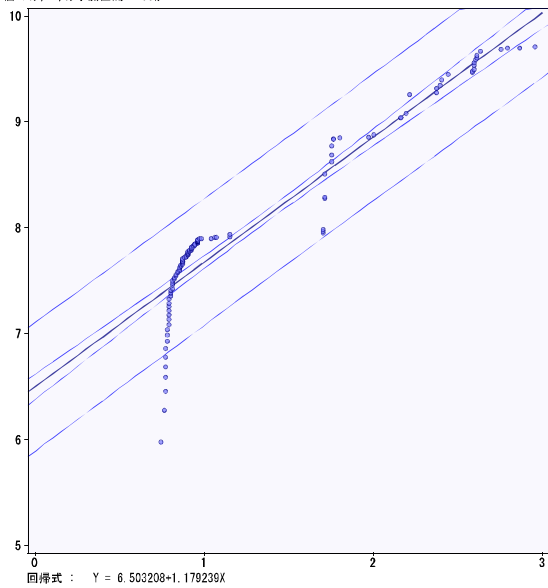
回帰直線の信頼区間 : 95%  
個々のデータの予測区間 : 95%



項目	横軸	縦軸
変数番号	2	1
変数名	エリアLRMC	累計出力
データ数	867	867
最小値	0.776	4.248
最大値	3.257	12.212
平均値	1.4726	10.2343
標準偏差	0.72527	1.38216
相関係数	0.773	
回帰定数 $\beta_0$	8.066	
回帰係数1次 $\beta_1$	1.472	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	35.780	
F値 ( $\beta_1$ 両側)	0.000	

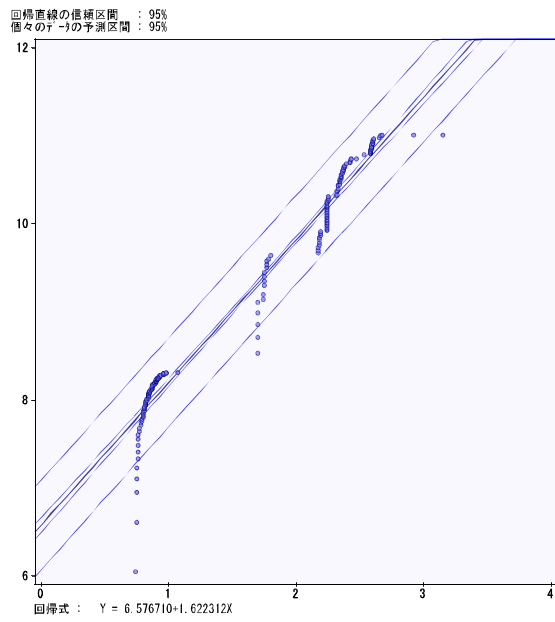
## 東北エリア(2017年)

回帰直線の信頼区間 : 95%  
個々のデータの予測区間 : 95%



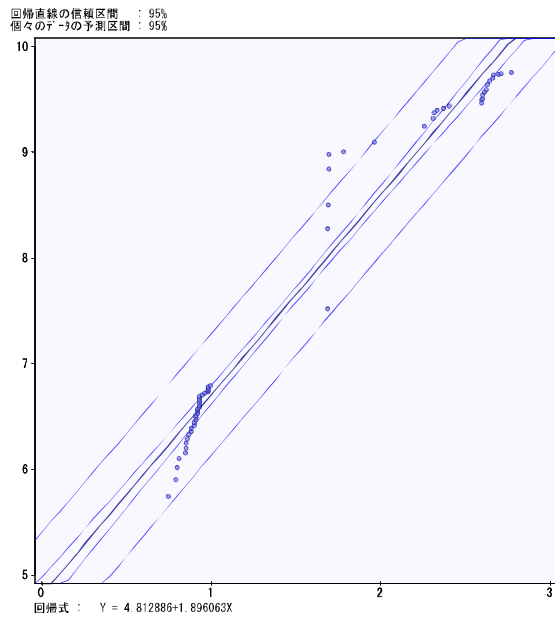
項目	横軸	縦軸
変数番号	2	1
変数名	エリアLRMC	累計出力
データ数	118	118
最小値	0.740	5.980
最大値	2.950	9.710
平均値	1.2918	8.0265
標準偏差	0.66612	0.84046
相関係数	0.935	
回帰定数 $\beta_0$	6.503	
回帰係数1次 $\beta_1$	1.179	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	28.206	
F値 ( $\beta_1$ 両側)	0.000	

## 東京エリア(2017年)



項目	横軸	縦軸
変数番号	2	1
変数名	エリアLRMC	累計出力
データ数	202	202
最小値	0.740	6.050
最大値	3.150	11.010
平均値	1.6238	9.2110
標準偏差	0.74391	1.23332
相関係数	0.979	
回帰定数 $\beta_0$	6.577	
回帰係数1次 $\beta_1$	1.622	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	67.147	
P値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

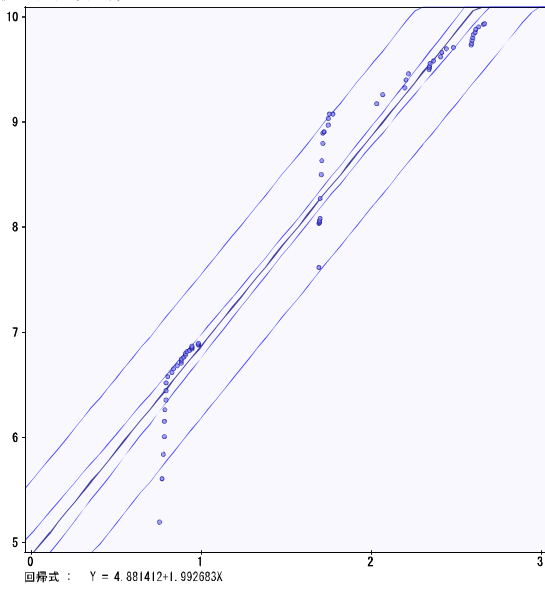
## 中国エリア(2017年)



項目	横軸	縦軸
変数番号	2	1
変数名	エリアLRMC	累計出力
データ数	60	60
最小値	0.746597006	5.746203191
最大値	2.768615633	9.759097417
平均値	1.5212770174	7.6973238159
標準偏差	0.75649576341	1.45171156769
相関係数	0.961	
回帰定数 $\beta_0$	4.813	
回帰係数1次 $\beta_1$	1.896	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	38.816	
P値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	

# 九州エリア(2017年)

回帰直線の信頼区間 : 95%  
 個々の $\hat{y}$ の予測区間 : 95%



項目	横軸	縦軸
表数番号	2	1
表数名	エリアLRWC	累計出力
データ数	68	68
最小値	0.753033914	5.192956851
最大値	2.667174076	9.936535407
平均値	1.6300702755	8.1296244018
標準偏差	0.69538408378	1.42564454295
相関係数	0.972	
回帰定数 $\beta_0$	4.881	
回帰係数1次 $\beta_1$	1.993	
t値 ( $\beta_1=0.000$ )	33.567	
P値 ( $\beta_1$ , 両側)	0.000	



## APPENDIX-D.7

第5章 5.4.2 の各グラフの元となる数値について、下表に示す。

### (1) デンマークおよびドイツ (2018年)

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	636,043	48,839	-454	649	685,076	-61,662
累積	636,043	684,882	684,427	685,076		
比率	92.84%	7.13%	-0.07%	0.09%	100.00%	-9.00%

### デンマークおよびドイツ (2006年)

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	118,727	30,631	-2,761	48,317	194,915	-18,461
累積	118,727	149,359	146,598	194,915		
比率	60.91%	15.72%	-1.42%	24.79%	100.00%	-9.47%

### (2) 東京－東北 (2018年)

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	89,136	51,255	-4,726	22,213	157,878	-38,102
累積	89,136	140,391	135,664	157,878	157,878	
比率	56.46%	32.46%	-2.99%	14.07%	100.00%	-24.13%

### 北海道－東北 (2018年)

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	35,993	208,628	-161,634	6,723,013	6,806,001	-22,500
累積	35,993	244,622	82,988	6,806,001	6,806,001	
比率	0.53%	3.07%	-2.37%	98.78%	100.00%	-0.33%

### 九州－中国 (2018年)

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	19,029	128,673	-3,683	2,158,650	2,302,669	-35,039
累積	19,029	147,702	144,019	2,302,669	2,302,669	
比率	0.83%	5.59%	-0.16%	93.75%	100.00%	-1.52%

## APPENDIX-E

第6章 6.4 の各種グラフの元となる計算値について、下表に示す。

### (1) デンマークードイツ (2018年)

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-6,075	194	5,880	-340	194	146	-5,058	151,502	146,444	61,662
-0.1	0.0	0.1	-0.0	0.0	0.002	-0.1	2.5	2.4	1.0

### デンマークードイツ (2006年)

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-165,612	45,556	-120,056	-2,272	45,556	43,284	-2,272	51,120	48,847	18,461
-9.0	2.5	-6.5	-0.1	2.5	2.3	-0.1	2.8	2.6	1.0

### (2) 東京ー東北 (2018年)

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-22,891	17,487	-5,403	-9,831	17,487	7,657	-9,831	22,047	12,216	38,102
-0.6	0.5	-0.1	-0.3	0.5	0.2	-0.3	0.6	0.3	1.0

### 北海道ー東北 (2018年)

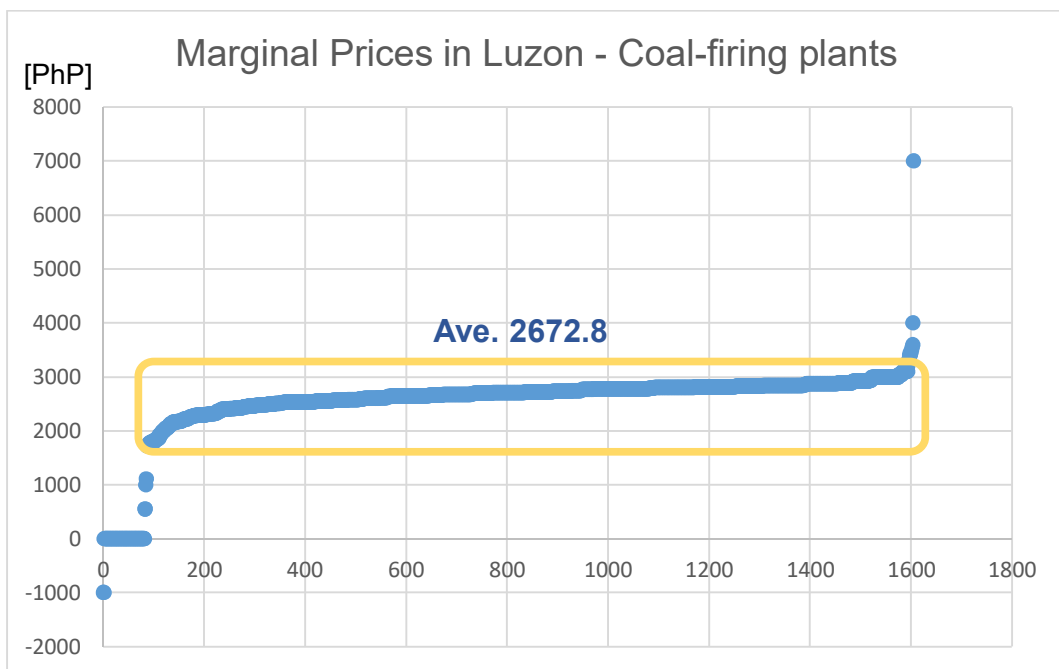
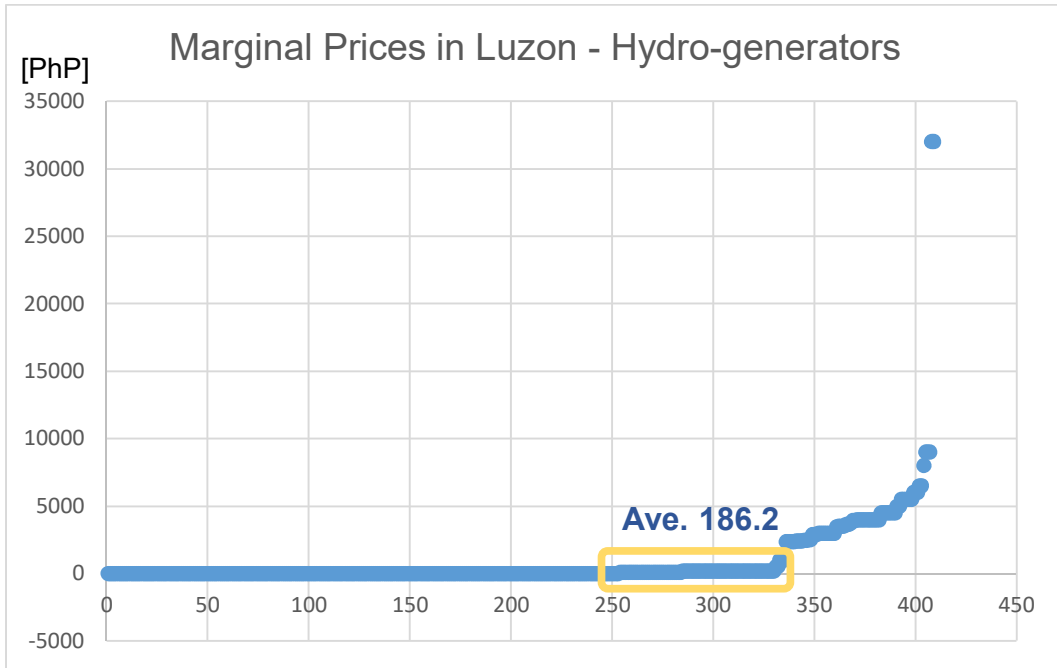
①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-279,882	6,561,379	6,281,496	-81,424	6,561,379	6,479,955	-81,424	6,564,300	6,482,877	22,500
-12.4	291.6	279.2	-3.6	291.6	288.0	-3.6	291.7	288.1	1.0

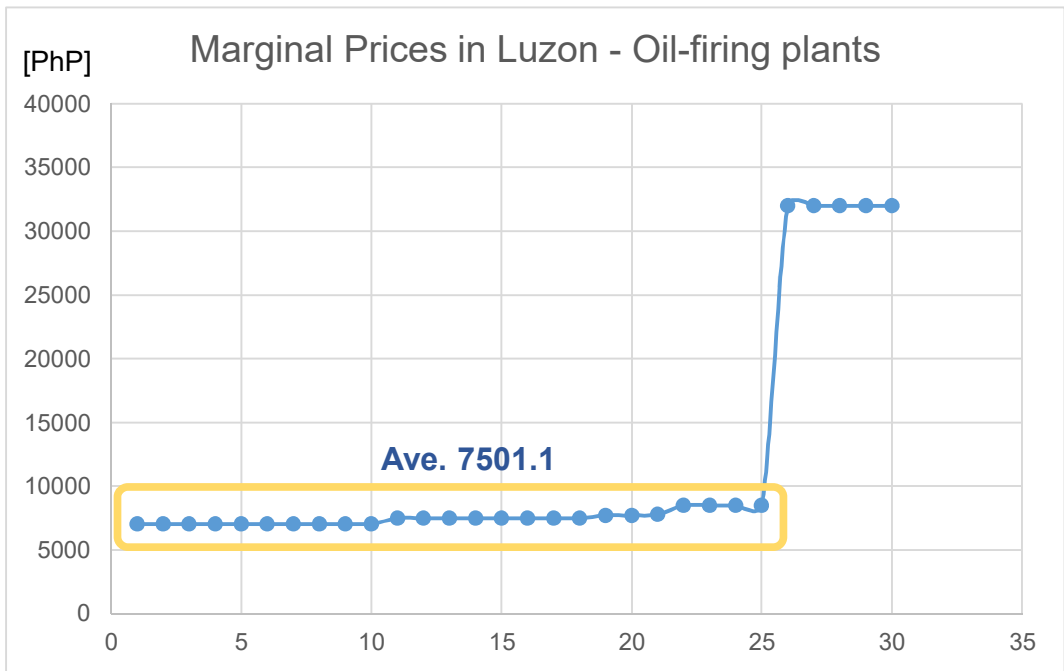
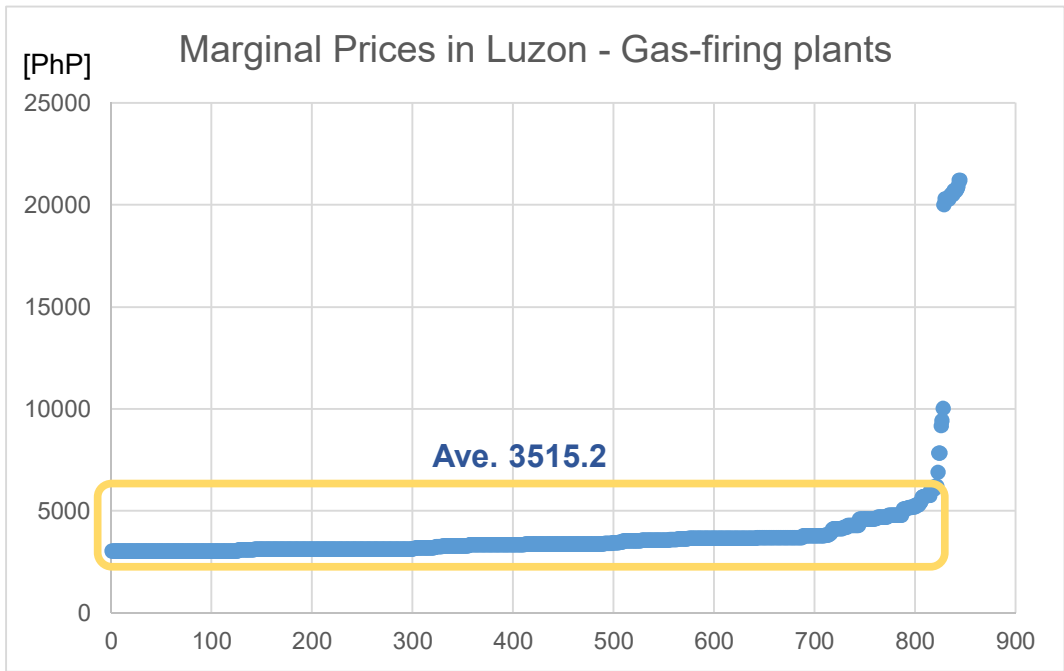
### 九州ー中国 (2018年)

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-539,271	2,154,967	1,615,696	-241,783	2,154,967	1,913,184	-241,783	2,159,034	1,917,250	35,039
-15.4	61.5	46.1	-6.9	61.5	54.6	-6.9	61.6	54.7	1.0

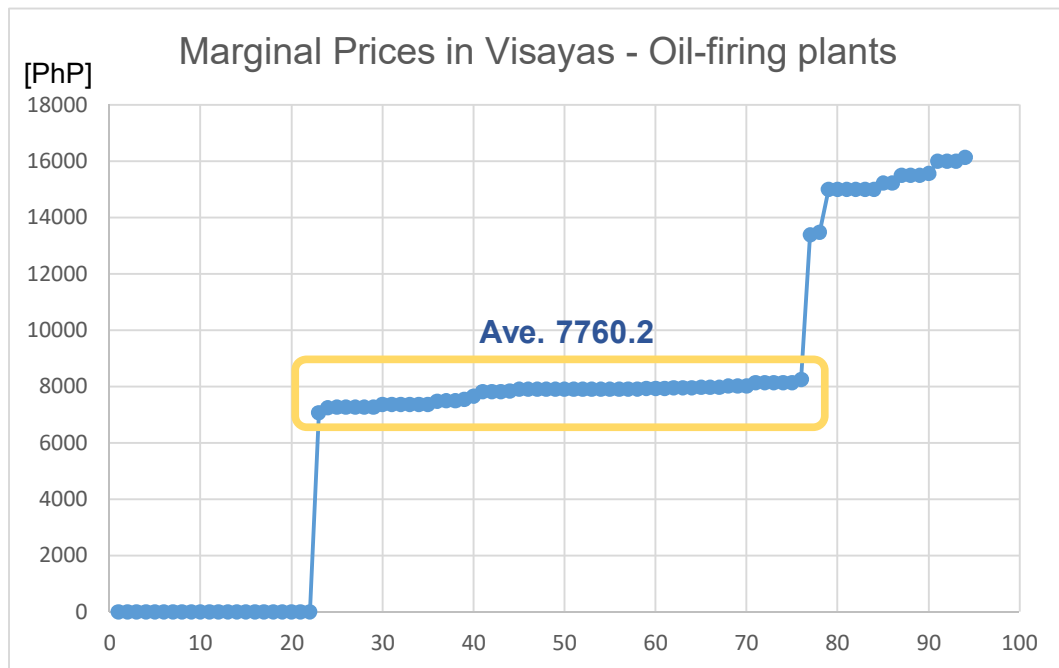
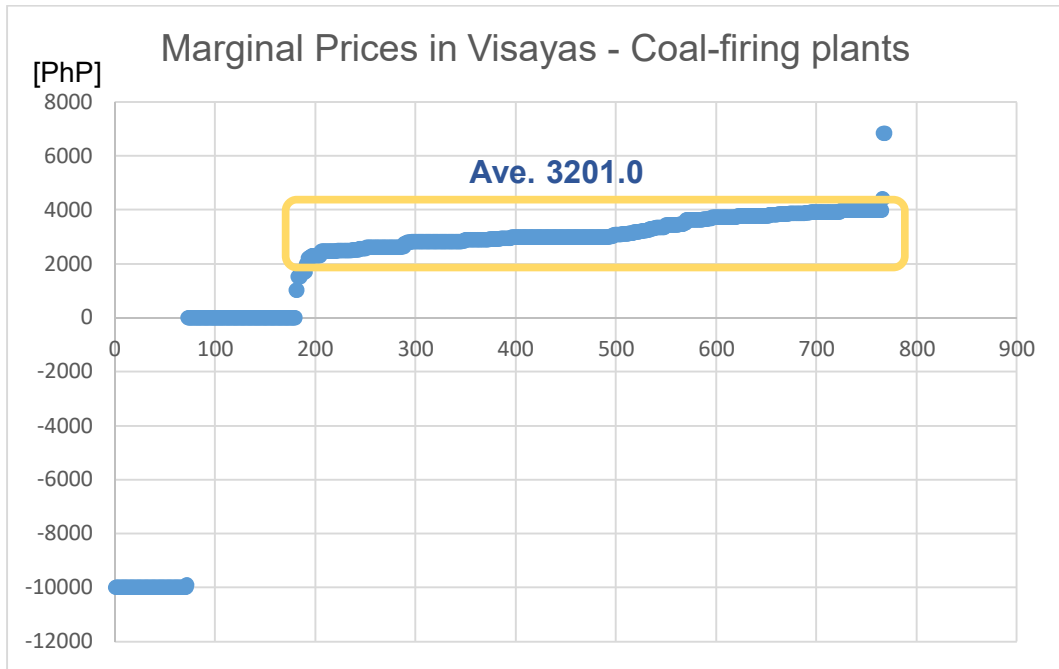
# APPENDIX-F.1

ルソン島の WESM 決済価格 (2018 年 8 月 27 日 ~ 11 月 26 日)



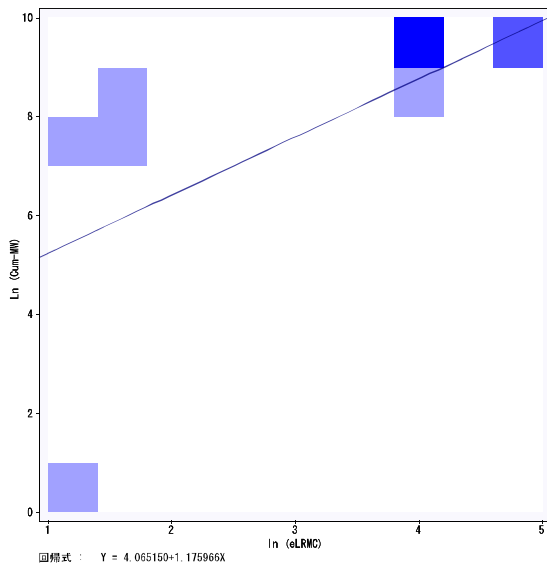


ビサヤス地区の WESM 決済価格 (2018 年 8 月 27 日~11 月 26 日)



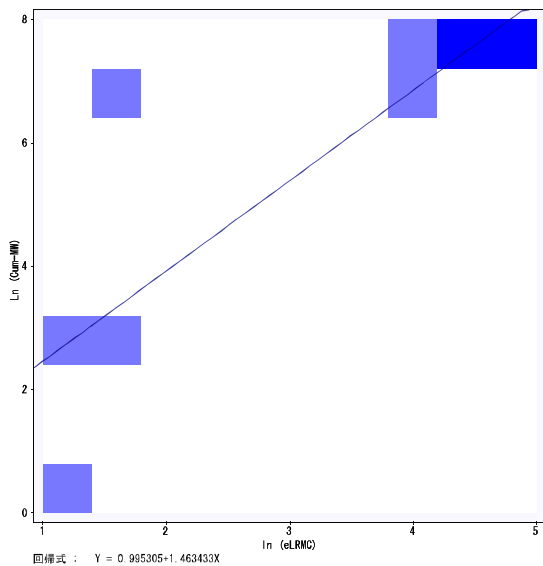
## APPENDIX-F.2

### ルソン島の供給曲線の価格弾力性 $\beta_{Lz}$



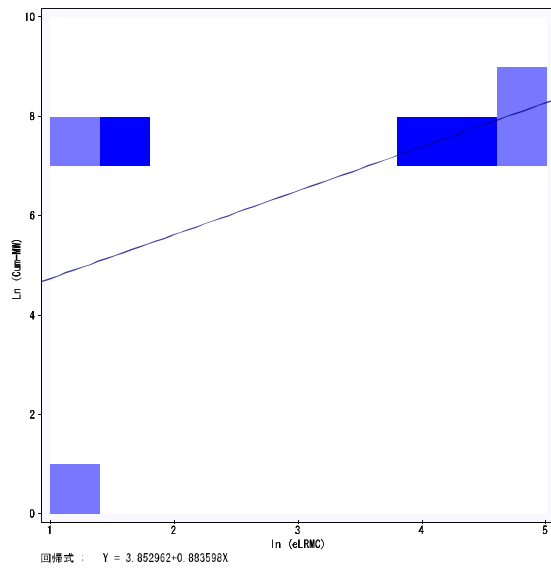
項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	ln (eLRMC)	ln (Cum-MW)
データ数	10	10
最小値	1.28	0.0
最大値	4.95	9.6
平均値	3.210	7.84
標準偏差	1.5264	2.843
相関係数	0.631	
回帰定数	4.065	
回帰係数1次	1.176	
t値	2.303	
F値 (両側)	0.050	

### ビサヤス地区の供給曲線の価格弾力性 $\beta_{Vs}$



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	ln (eLRMC)	ln (Cum-MW)
データ数	10	10
最小値	1.26	0.0
最大値	4.99	7.9
平均値	3.290	5.81
標準偏差	1.5823	2.771
相関係数	0.836	
回帰定数	0.995	
回帰係数1次	1.463	
t値	4.303	
F値 (両側)	0.003	

# ミンダナオ島の供給曲線の価格弾力性 $\beta_{MD}$



項目	横軸	縦軸
変数番号	3	2
変数名	ln (eLRMC)	Ln (Cum-M)
子一変数	10	10
最小値	1.26	0.0
最大値	4.99	8.2
平均値	3.290	6.76
標準偏差	1.5823	2.414
相関係数	0.579	
回帰定数	3.853	
回帰係数1次	0.884	
t値	2.010	
F値 (両側)	0.079	

## APPENDIX-F.3

### 7.3.3 (3) の入力値一覧

地域	項目	単位	入力値	計算式	出所
ルソン島	価格	[\$/MWh]	64.7		PEMC (2017b)
	需要	[MW]	7,569		PEMC (2017b)
	VRE 容量(現在)	[MW]	1,267	= (1) + (4)	
	VRE 容量(計画)	[MW]	2,853	= (2) + (5)	
	風力容量(現在)	[MW] (1)	532		DOE Ph. (2017)
	風力容量(計画)	[MW] (2)	1,280		DOE Ph. (2017)
	風力稼働率	[%] (3)	30.13		PEMC (2017b)
	太陽光容量(現在)	[MW] (4)	735		DOE Ph. (2017)
	太陽光容量(計画)	[MW] (5)	1,573		DOE Ph. (2017)
	太陽光稼働率	[%] (6)	19.58		PEMC (2017b)
	VRE 出力(現在)	[MW]	304.2	= (1) * (3) + (4) * (6)	
	VRE 出力(計画)	[MW]	693.6	= (2) * (3) + (5) * (6)	
ルソンービスヤス 連系線	容量	[MW]	250		PEMC (2017b)
	実潮流	[MW]	195.7	= $(222*6517-73*638)$ / $(6517+638)$ 潮流の発生頻度から年間平均	PEMC (2017b)
ビスヤス地区	価格	[\$/MWh]	54.8		PEMC (2017b)
	需要	[MW]	1,413		PEMC (2017b)
	VRE 容量(現在)	[MW]	644	= (7) + (10)	
	VRE 容量(計画)	[MW]	2,093	= (8) + (11)	
	風力容量(現在)	[MW] (7)	140		DOE Ph. (2017)
	風力容量(計画)	[MW] (8)	1,239		DOE Ph. (2017)
	風力稼働率	[%] (9)	23.56		PEMC (2017b)
	太陽光容量(現在)	[MW] (10)	504		DOE Ph. (2017)
	太陽光容量(計画)	[MW] (11)	854		DOE Ph. (2017)
	太陽光稼働率	[%] (12)	16.91		PEMC (2017b)
	VRE 出力(現在)	[MW]	118.2	= (7) * (9) + (10) * (12)	
	VRE 出力(計画)	[MW]	436.3	= (8) * (9) + (11) * (12)	
ビスヤスー ミンダナオ	計画中				NGCP (2016b)
ミンダナオ	価格	[\$/MWh]	60		PEMC (2017b)
	需要	[MW]	7,569		PEMC (2017b)
	VRE 容量(現在)	[MW]	164	= (13) + (16)	
	VRE 容量(計画)	[MW]	296	= (14) + (17)	
	風力容量(現在)	[MW] (13)	0		DOE Ph. (2017)
	風力容量(計画)	[MW] (14)	0		DOE Ph. (2017)
	風力稼働率	[%] (15)	0		PEMC (2017b)
	太陽光容量(現在)	[MW] (16)	164		DOE Ph. (2017)
	太陽光容量(計画)	[MW] (17)	296		DOE Ph. (2017)
	太陽光稼働率	[%] (18)	14.9		PEMC (2017b)
	VRE 出力(現在)	[MW]	24.4	= (13) * (15) + (16) * (18)	
	VRE 出力(計画)	[MW]	44.1	= (14) * (15) + (17) * (18)	



## APPENDIX-F.4

第7章 7.3.3 (3) の各グラフの元となる数値について、下表に示す。

### a) ルソン島ービサヤス地区（現状の VRE ケース）

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	24,171	3,251	-471	1,102	28,053	-7,475
累積	24,171	27,422	26,951	28,053	28,053	
比率	86.16%	11.59%	-1.68%	3.93%	100.00%	-26.64%

### b) ルソン島ービサヤス地区（将来計画の VRE ケース）

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	59,652	3,251	-471	1,102	63,534	-21,129
累積	59,652	62,903	62,432	63,534	63,534	
比率	93.89%	5.12%	-0.74%	1.73%	100.00%	-33.26%

### c) ミンダナオ島ービサヤス地区（現状の VRE ケース）

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	14,384	0	0	163	14,547	-3,636
累積	14,384	14,384	14,384	14,547	14,547	
比率	98.88%	0.00%	0.00%	1.12%	100.00%	-24.99%

### d) ミンダナオ島ービサヤス地区（将来計画の VRE ケース）

	①	②	③	④	⑤	⑥
	SW_VRE	SW_trade_res	SW_trade_act	SW_full_trade	Total	Capacity Cost
	34,329	0	0	163	34,493	-10,749
累積	34,329	34,329	34,329	34,493	34,493	
比率	99.53%	0.00%	0.00%	0.47%	100.00%	-31.16%

## APPENDIX-F.5

第7章 7.4.4 (1) の各種グラフの元となる計算値について、下表に示す。

### a) ルソン島ービサヤス地区（現状の VRE ケース）

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-4,457	631	-3,826	-241	631	390	-1,062	4,117	3,055	7,475
-0.6	0.1	-0.5	-0.0	0.1	0.1	-0.1	0.6	0.4	1.0

### b) ルソン島ービサヤス地区（将来計画の VRE ケース）

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-4,457	631	-3,826	-241	631	390	-2,722	7,467	4,744	21,129
-0.2	0.0	-0.2	-0.0	0.0	0.02	-0.1	0.4	0.2	1.0

### c) ミンダナオ島ービサヤス地区（現状の VRE ケース）

①送電線増強			②蓄電による連系線補完			③蓄電でVREを均平化			④蓄電なしの容量コスト
コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	コスト	便益	総合便益	
-4,239	163	-4,075	-90	163	74	-475	1,120	645	3,636
-1.2	0.0	-1.1	-0.0	0.0	0.02	-0.1	0.3	0.2	1.0

## APPENDIX-F.6

### フィリピンの地域区分と人口・電化率・ECR 分布

	(a)	(b)	(c)	(b)/(a)	(d)	1000*(d)/(c)/ 8760
地区	戸数	電化戸数	家庭人口	電化率	電気使用量 [MWh]	ECR
<b>Philippines</b>	<b>22,969,666</b>	<b>20,320,665</b>	<b>100,543,973</b>	<b>0.88</b>	<b>75,822,347</b>	<b>0.09</b>
<b>NCR</b>	<b>3,095,484</b>	<b>3,047,198</b>	<b>12,786,611</b>	<b>0.98</b>	<b>41,288,982</b>	<b>0.37</b>
<b>Total Provincial (Non-Meralco)</b>	<b>10,212,794</b>	<b>9,427,903</b>	<b>44,447,762</b>	<b>0.92</b>	<b>16,151,840</b>	<b>0.04</b>
<b>Luzon</b>	<b>13,308,278</b>	<b>12,475,101</b>	<b>57,234,373</b>	<b>0.94</b>	<b>57,440,822</b>	<b>0.11</b>
CAR (Cordillera Administrative Region)	395,748	360,533	1,713,625	0.91	1,102,046	0.07
REGION 1 (Ilocos Region)	1,151,629	1,102,034	5,014,622	0.96	2,481,955	0.06
REGION 2 (Cagayan Valley)	804,524	737,953	3,443,493	0.92	1,321,516	0.04
REGION 3 (Central Luzon)	2,566,524	2,477,370	11,183,928	0.97	7,343,972	0.07
<b>North Luzon</b>	<b>4,918,425</b>	<b>4,677,890</b>	<b>21,355,668</b>	<b>0.95</b>	<b>12,249,488</b>	<b>0.07</b>
REGION IV-A (CALABARZON)	3,395,332	3,232,948	14,364,868	0.95	2,426,626	0.02
REGION IV-B (MIMAROPA)	682,668	507,417	2,946,505	0.74		0.00
REGION V (BICOL REGION)	1,216,369	1,009,648	5,780,721	0.83	1,475,727	0.03
<b>South Luzon</b>	<b>5,294,369</b>	<b>4,750,013</b>	<b>23,092,094</b>	<b>0.90</b>	<b>3,902,352</b>	<b>0.02</b>
REGION VI (WESTERN VISAYAS)	1,716,307	1,504,278	7,514,261	0.88	1,194,439	0.02
REGION VII (CENTRAL VISAYAS)	1,699,058	1,455,330	7,359,496	0.86	4,564,937	0.07
REGION VIII (EASTERN VISAYAS)	985,418	826,736	4,422,868	0.84	1,432,484	0.04
NIR (Negros Island Region)					1,694,707	
<b>Visayas</b>	<b>4,400,783</b>	<b>3,786,344</b>	<b>19,296,625</b>	<b>0.86</b>	<b>8,886,567</b>	<b>0.05</b>
REGION IX (ZAMBOANGA PENINSULA)	795,345	602,971	3,594,331	0.76	1,243,949	0.04
REGION X (NORTHERN MINDANAO)	1,042,814	855,628	4,662,591	0.82	2,436,840	0.06
REGION XI (DAVAO REGION)	1,177,409	965,251	4,866,957	0.82	3,063,862	0.07
REGION XII (Soccskargen)	1,050,654	820,294	4,531,521	0.78	1,733,198	0.04
REGION XIII (CARAGA)	573,998	488,249	2,586,326	0.85	895,924	0.04
ARMM (Autonomous Region in Muslim Mindanao)	620,385	326,827	3,771,249	0.53	121,185	0.00
<b>Mindanao</b>	<b>5,260,605</b>	<b>4,059,220</b>	<b>24,012,975</b>	<b>0.77</b>	<b>9,494,957</b>	<b>0.05</b>
データベース名	Housing Tables by City_ Municipality	Housing Tables by City_ Municipality	Housing Tables by City_ Municipality		Energy Delivery Per Region 2016	

# フィリピンの地区名称

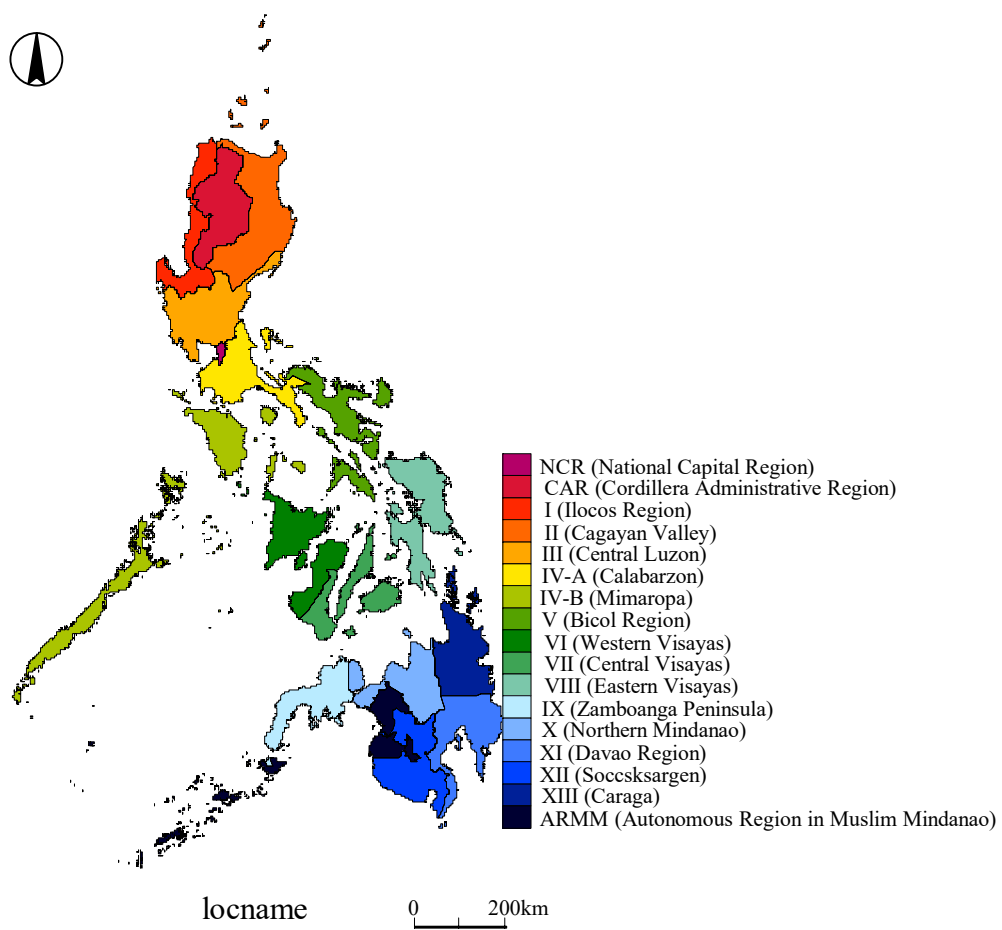


図 134 : フィリピンの地区名称  
(Mandara を使用して筆者作成)

## APPENDIX-F.7

地域	記号	項目	単位	入力値	計算式/根拠	出所
ルソン島	(a)	年間電力消費量	[GWh]	57,441	Energy Delivery Per Region 2016	Philippine Statistics Authority (2018)
	(b)	ピーク電力需要 (2016 年)	[MW]	9,726		DOE Philippines (2017b)
	(c)	最大の風力発電容量	[MW]	2,366		USAID (2018)
	(d)	最大の太陽光発電容量	[MW]	16,800		USAID (2018)
	(e)	風力発電容量の将来計画	[MW]	1,280		DOE Philippines (2018c)
	(f)	太陽光発電容量の将来計画	[MW]	1,573		DOE Philippines (2018c)
	(g)	現状の風力発電容量	[MW]	532		DOE Philippines (2017a)
	(h)	現状の太陽光発電容量	[MW]	735		DOE Philippines (2017a)
	(i)	現状の風力発電の年間利用率	[無次元]	0.313		PEMC (2017a)
	(j)	現状の太陽光発電の年間利用率	[無次元]	0.1958		PEMC (2017a)
	(k)	現状の火力発電の設備容量	[MW]	11,007		DOE Philippines (2017a)
	(l)	現状の水力発電の設備容量	[MW]	2,538		DOE Philippines (2017a)
	(m)	現状の水力発電の利用率	[無次元]	0.234		PEMC (2017a)
	(n)	現状の地熱発電の設備容量	[MW]	833		DOE Philippines (2017a)
	(o)	現状の地熱発電の利用率	[無次元]	0.713		PEMC (2017a)
	(p)	現状のバイオマス発電の設備容量	[MW]	87		DOE Philippines (2017a)
	(q)	現状のバイオマス発電の利用率	[無次元]	0.85		PEMC (2017a)
ビサヤス地区	(a)	年間電力消費量	[GWh]	8,887	Energy Delivery Per Region 2016	Philippine Statistics Authority (2018)
	(b)	ピーク電力需要 (2016 年)	[MW]	1,893		DOE Philippines (2017b)
	(c)	最大の風力発電容量	[MW]	1,565		USAID (2018)
	(d)	最大の太陽光発電容量	[MW]	600		USAID (2018)
	(e)	風力発電容量の将来計画	[MW]	1,239		DOE Philippines (2018c)
	(f)	太陽光発電容量の将来計画	[MW]	854		DOE Philippines (2018c)
	(g)	現状の風力発電容量	[MW]	140		DOE Philippines (2017a)
	(h)	現状の太陽光発電容量	[MW]	504		DOE Philippines (2017a)
	(i)	現状の風力発電の年間利用率	[無次元]	0.2356		PEMC (2017a)
	(j)	現状の太陽光発電の年間利用率	[無次元]	0.1691		PEMC (2017a)
	(k)	現状の火力発電の設備容量	[MW]	1,718		DOE Philippines (2017a)
	(l)	現状の水力発電の設備容量	[MW]	20		DOE Philippines (2017a)
	(m)	現状の水力発電の利用率	[無次元]	0.795		PEMC (2017a)
	(n)	現状の地熱発電の設備容量	[MW]	965		DOE Philippines (2017a)
	(o)	現状の地熱発電の利用率	[無次元]	0.725		PEMC (2017a)
	(p)	現状のバイオマス発電の設備容量	[MW]	101		DOE Philippines (2017a)
	(q)	現状のバイオマス発電の利用率	[無次元]	0.85	ルソン島(q)を援用	PEMC (2017a)
ミンダナオ島	(a)	年間電力消費量	[GWh]	9,495	Energy Delivery Per Region 2016	Philippine Statistics Authority (2018)
	(b)	ピーク電力需要 (2016 年)	[MW]	1,653		DOE Philippines (2017b)
	(c)	最大の風力発電容量	[MW]	0		USAID (2018)
	(d)	最大の太陽光発電容量	[MW]	410		USAID (2018)
	(e)	風力発電容量の将来計画	[MW]	0		DOE Philippines (2018c)
	(f)	太陽光発電容量の将来計画	[MW]	296		DOE Philippines (2018c)
	(g)	現状の風力発電容量	[MW]	0		DOE Philippines (2017a)
	(h)	現状の太陽光発電容量	[MW]	164		DOE Philippines (2017a)
	(i)	現状の風力発電の年間利用率	[無次元]	0		PEMC (2017a)
	(j)	現状の太陽光発電の年間利用率	[無次元]	0.149		PEMC (2017a)
	(k)	現状の火力発電の設備容量	[MW]	1,858		DOE Philippines (2017a)
	(l)	現状の水力発電の設備容量	[MW]	1,080		DOE Philippines (2017a)
	(m)	現状の水力発電の利用率	[無次元]	0.415		PEMC (2017a)
	(n)	現状の地熱発電の設備容量	[MW]	108		DOE Philippines (2017a)
	(o)	現状の地熱発電の利用率	[無次元]	0.765		PEMC (2017a)
	(p)	現状のバイオマス発電の設備容量	[MW]	36		DOE Philippines (2017a)
	(q)	現状のバイオマス発電の利用率	[無次元]	0.85	ルソン島(q)を援用	PEMC (2017a)

共通	(r)	蓄電の設置単価	[US\$/MWh]	100,000	2030年のIEA予想	IEA (2018)
	(s)	蓄電システムの必要放電時間	hr	10	日中の放電時間	第6章
	(t)	蓄電システムの充放電サイクル効率	[無次元]	0.8	一般値	第6章
	(u)	石炭火力発電所の建設単価	[mmUS\$/MW]	2.38	420MWのPagbilao 石炭火力の建設費 用1,000mmUS\$より	DOE Philippines (2017b)

## APPENDIX-F.8

フィリピンの変動再生可能エネルギー最大導入量の推定分布  
(USAID (2018) BR50 シナリオを基にエリア別に推定)

Region	Target Wind power [MW]	Target Solar PV [MW]	Target VRE [MW]
Data source	USAID (2018), GREENING THE GRID: Solar and Wind Grid Integration Study for the Luzon-Visayas System of the Philippines, BR50		
<b>Philippines</b>	<b>3,931</b>	<b>17,810</b>	<b>21,741</b>
<b>NCR</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>600</b>
<b>Total Provincial (Non-Meralco)</b>	<b>2,366</b>	<b>16,200</b>	<b>18,566</b>
<b>Luzon</b>	<b>2,366</b>	<b>16,800</b>	<b>19,166</b>
CAR (Cordillera Administrative Region)	0	0	0
REGION 1 (Ilocos Region)	179	3,900	4,079
REGION 2 (Cagayan Valley)	9	1,800	1,809
REGION 3 (Central Luzon)	92	4,800	4,892
<b>North Luzon</b>	<b>280</b>	<b>10,500</b>	<b>10,780</b>
REGION IV-A (CALABARZON)	1,777	4,500	6,277
REGION IV-B (MIMAROPA)			0
REGION V (BICOL REGION)	309	1,200	1,509
<b>South Luzon</b>	<b>2,086</b>	<b>5,700</b>	<b>7,786</b>
REGION VI (WESTERN VISAYAS)	569	600	1,169
REGION VII (CENTRAL VISAYAS)	674	0	674
REGION VIII (EASTERN VISAYAS)	322	0	322
NIR (Negros Island Region)			0
<b>Visayas</b>	<b>1,565</b>	<b>600</b>	<b>2,165</b>
REGION IX (ZAMBOANGA PENINSULA)	0	30	0
REGION X (NORTHERN MINDANAO)	0	114	0
REGION XI (DAVAO REGION)	0	0	0
REGION XII (Soccskargen)	0	256	0
REGION XIII (CARAGA)	0	10	0
ARMM (Autonomous Region in Muslim Mindanao)	0	0	0
<b>Mindanao</b>	<b>0</b>	<b>410*</b>	<b>410</b>
		* Philippines DOE (2017), Indicative capacity	