

# DEA による新エネルギーの評価と導入シミュレーション

An evaluation of new energy by means of DEA and its introduction simulation

北海学園大学工学部社会環境工学科 ○学生員 勝山浩邦 (Hirokuni Katsuyama)  
北海学園大学工学部生命工学科 正会員 鈴木聡士 (Soushi Suzuki)

## 1. 研究の背景と目的

東日本大震災による福島第一原発事故をきっかけとして、原子力発電所の安全性が再評価されており、北海道電力の泊原子力発電所も、活断層の有無に関連した再評価が行われており、現時点においては再稼働の目途は立っていない。

北海道では震災以前、原子力発電に約 44%の電力供給を依存していたが、現在は石炭・石油火力発電で代替している。これに伴う燃料費の高騰等の理由により、2013 年 9 月 1 日から、平均 7.73%の電気料金の値上げが行われた。

一方、北海道電力は石狩湾新港に LNG 火力発電所の導入を決定している<sup>1)</sup>。2015 年着工、2019 年に 1 号機の運転を予定しており、老朽化した火力発電施設の代替や、発電コスト削減および CO<sub>2</sub> 排出削減などが期待されている。

また原発事故後、新エネルギーについても、2012 年 7 月から固定価格買取制度が実施された。発電コストや送電網の増強など、様々な問題はあがるが、国を挙げた普及が促進されつつある。

ここで八田ら<sup>2)</sup>は、CVM によって脱原発に対する住民支払意思額を明らかにし、その金額を基に新エネルギー導入シミュレーションを行っている。しかし、新エネルギーの稼働率やコスト等の総合的な評価は行われておらず、これらを加味したシミュレーションにはなっていない。また、2013 年から実施された値上げ分の考慮や、CO<sub>2</sub> 排出削減に着目した新エネルギーの導入シミュレーションについて新たに分析し、知見を得る必要がある。

そこで本研究は、新エネルギー全 8 方式を評価対象として設定し、包絡分析法( DEA : Data Envelopment Analysis)<sup>3)</sup>を用いて、各新エネルギーの効率性を分析する。この評価に基づき、既存の石油火力発電から LNG 火力発電に代替しつつ、CO<sub>2</sub> 排出が多い石炭火力発電から代替させる方式で、各新エネルギーを順次導入させていき、電力構成比を時系列的にシミュレーションする。また、各フェーズにおける CO<sub>2</sub> 排出量についても分析する。これらの分析結果から、今後の北海道における電力政策の在り方に関する示唆を得ることを本研究の目的とする。

## 2. DEA による新エネルギーの評価

### 2-1 DEA による新エネルギー評価の概要

新エネルギー導入に対するデメリットは、コスト高であることに加えて、特に指摘されている問題点は、その稼働率の低さである。すなわち風力や太陽光は天候等に

左右されることから、発電の出力変動が大きい点が問題点である。一方、地熱発電や小水力等は出力が安定しており、ベース電源としての代替性に優れている。加えてバイオマス等も同様に、木質チップやバイオガスの貯蔵が可能であることから、出力が安定している点が優れている。また、新エネルギーには CO<sub>2</sub> 排出量やエネルギーペイバックタイム(エネルギー生産設備の建設時に投入されたエネルギーを、その設備が生産するエネルギーによって回収できるまでの運転期間であり、短いほど評価が高くなる性能指標値)等、多項目の評価要因があるが、これらを総合的に評価している例はあまり見られない。新エネルギー導入の割合等を考える場合、これらの観点から評価が求められる。そこで本研究では、事業体の活動に関する効率性を多入力・多出力の比を用いて、比率尺度で総合的に測定することが可能な DEA を用いて、各新エネルギーを評価する。また、新エネルギーの各方式はコスト等検証委員会報告書<sup>4)</sup>に明記されている、住宅用太陽光発電・メガソーラー・地熱発電・木質専焼バイオマス発電・小中規模水力発電・陸上風力発電・洋上風力発電に、北海道鹿追町等で実績のある廃棄物系バイオガス発電<sup>5)</sup>を加えた全 8 種類を分析対象とする。本研究では、入出力項目は図-1 に示すとおり、2 入力 2 出力項目を設定した。

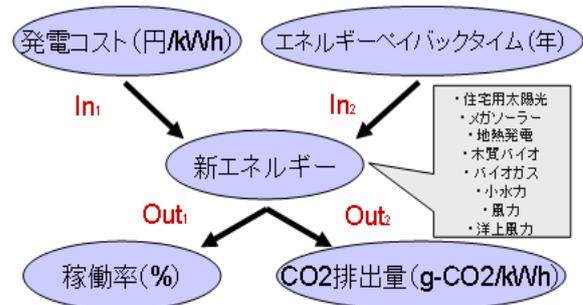


図-1 各新エネルギーの入・出力項目

本研究では、Cooper らによって提案された CCR(Charnes-Cooper-Rhodes)モデル<sup>3)</sup>を採用する。

### 2-2 入出力項目の設定

#### 【入力①発電コスト】

この発電コストには資本費・運転維持費・燃料費等が含まれており、地熱発電には調査費用も考慮されている。住宅用太陽光・メガソーラー・木質バイオ・小水力・風力・洋上風力については、コスト等検証委員会報告書から引用<sup>4)</sup>した。技術革新の見込める太陽光発電と風力発電については、シミュレーションの最終フェーズ予想年度にもっとも近い、2030 年モデルの発電コスト<sup>4)</sup>を

用いた。

また、地熱発電については、日本地熱開発企業協議会報告書<sup>9)</sup>から引用した。さらに、バイオガスについては、鹿追町バイオガスパラントをモデルプラントとして設定し、それらの売上金額構造<sup>7)</sup>に基づき、発電のみのコストを算出した。すなわち、カスケード利用されている熱利用や液肥などのコストを分離して、発電コストのみを推計した。

**[入力②エネルギーペイバックタイム]**

住宅用太陽光・メガソーラーについては、みずほ情報総研(株)のデータ<sup>8)</sup>を引用した。地熱発電・木質バイオ・小水力・風力・洋上風力については、産総研太陽光発電工学研究センターのデータ<sup>9)</sup>を引用した。バイオガスについては、菱沼の研究結果<sup>10)</sup>からデータを引用した。

**[出力①二酸化炭素排出量(逆数を設定)]**

CO<sub>2</sub>排出量は、建設から運転維持、施設廃棄までの総排出量を考慮している。住宅用太陽光・メガソーラーについては、電力中央研究所のデータ<sup>11)</sup>を引用した。地熱発電・木質バイオ・小水力・風力・洋上風力については、産総研太陽光発電工学研究センターのデータ<sup>12)</sup>を引用した。バイオガスについては、北海道公式 web よりデータを引用<sup>13)</sup>し算出した。

**[出力②稼働率]**

住宅用太陽光・メガソーラー・地熱発電・小水力・木質バイオ・風力・洋上風力については、コスト等検証委員会報告書から引用<sup>3)</sup>した。バイオガスについては、イタリア BTS 社バイオマス発電システムのデータを引用<sup>14)15)</sup>した。

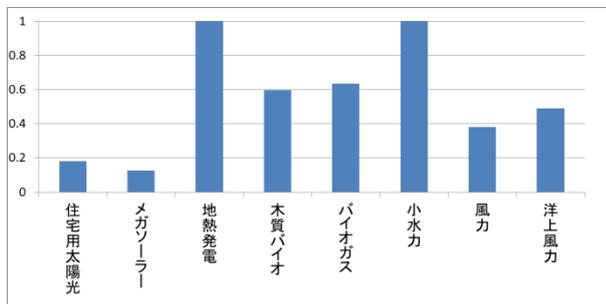
これらのデータを表-1に示す。

**表-1 入出力データ一覧**

	住宅用太陽光	メガソーラー	地熱発電	木質バイオ	バイオガス	小水力	風力	洋上風力
発電コスト(円/kWh)	18.70	22.10	14.80	24.80	26.29	20.55	13.05	15.95
エネルギーペイバックタイム(年)	2.20	2.58	0.97	3.80	3.40	0.60	0.68	0.68
CO <sub>2</sub> 排出量(g-CO <sub>2</sub> /kWh)	0.03	0.02	0.07	0.02	0.02	0.18	0.03	0.03
稼働率(%)	12	12	80	80	90	60	20	30

**2-3 DEA による新エネルギー導入比率の設定**

DEA による分析結果のスコアを図-2に示す。



**図-2 各新エネルギーの DEA スコア**

図-2 より、稼働率が高かった地熱発電、小水力発電が最も高い評価となり、逆に各太陽光、各風力発電が低評価であることがわかった。

ここで得られた各スコアの合計値に対する各新エネルギーの評価値の割合を導入割合として設定し、その数値割合をシミュレーションに用いる。

**3. 新エネルギー普及による電力構成シミュレーション**

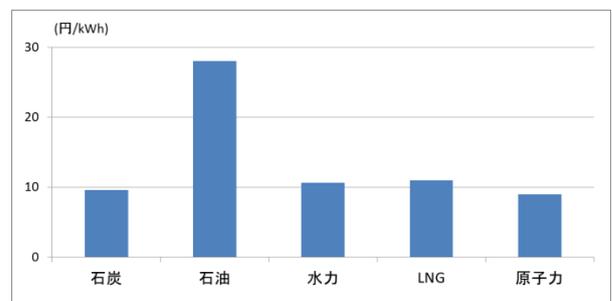
**3-1 シミュレーションの概要**

北海道の 2012 年時点の電力構成比は、原子力発電の停止に対応するため、CO<sub>2</sub>排出量の多い石炭火力発電と、発電コストが高い石油火力発電の 2 種類で約 8 割を占めている。北海道電力では、既設火力発電所の老朽化に対応するとともに、発電源の多様化、電源の分散化を図り、将来的な電力の安定供給を確実なものとするため、LNG 火力発電所を 2028 年度までに計 3 基、約 171 万 kW 導入することを決定している<sup>1)</sup>。これは、泊原発 3 基合計 207 万 kW と同程度の規模である。

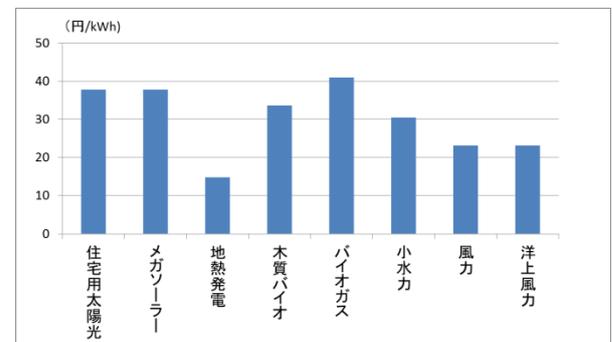
本研究は、高額な発電コストの石油火力発電による発電割合を LNG 火力発電で代替しつつ、それによって生じたコスト削減額と、2013 年 9 月 1 日に認可された電気料金値上げによる増収 508 億円を合わせて、2-3 節の DEA で設定した比率に基づき、可能な限り新エネルギーを導入する。導入した新エネルギーにより、CO<sub>2</sub>排出量の多い石炭火力発電の発電割合を代替させ、将来の電力構成比をシミュレーションする。その際の制約条件は、2012 年度の発電コスト+508 億円の総額 6159 億円を一定とし、かつ、2012 年の総発電量 349 億 kWh を発電するものとした。

シミュレーションにおいて、化石燃料費の変動によるコストの増減や、新エネルギーの普及に伴う買い取り価格の下落(ドイツでは太陽光発電の増加により、買い取り価格が下落)による総コストの増減、省エネ・節電による電力需要量の減少が考えられるが、これらの値は予測が困難であるため、全て一定に設定した。

図-3 と図-4 に、本シミュレーションで使用する既存発電源コスト(2030 年モデル)および新エネルギーの買い取り価格(2013 年度)を示す。



**図-3 各既存エネルギーの発電コスト(円/kWh)**



**図-4 各新エネルギーの買い取り価格(円/kWh)**

ここで、地熱発電は他の新エネルギーよりも長期間の建設期間(リードタイム)が問題になる。現時点ですで

に、北海道の各地で多くの調査が進められているが、本研究では 2012 年度を基準年と設定し、発電可能年度を 11 年後以降と設定する。すなわち、LNG3 号機が稼働する 2028 年から新規地熱発電の稼働を開始させることとした。この際、発電コストには資本金（建設コスト、調査費等）が含まれているので、2012 年以降、コストとして計上してシミュレーションを行う。すなわち、地熱発電に対して、コストは支出するものの、建設期間を考慮して、2028 年までは現在稼働している森発電所からの発電量のみを考慮して分析を行う。

### 3-2 シミュレーションの各フェーズ

#### 3-2-1 第 1 フェーズ (2012 年度)

2012 年現在の電力割合は、北海道電力 Web サイト<sup>1)</sup>から、表-2 となる。発電量は、総発電量に対する電力割合から求めた。総コストの算出においては、既存の発電方式は図-3 の発電コストと発電量を乗じたもの、新エネルギーについては図-4 の買い取り価格と発電量を乗じたものをコストとして計上し合計した。

表-2 現状の電力構成比 (2012 年)

2012年	総電力	石炭	石油	水力	LNG	原子力	新エネ
電力割合 (%)	100.0	45.0	34.0	15.0	1.0	2.0	3.0
発電量 (億kWh)	349.4	157.2	118.8	52.4	3.5	7.0	10.5
総コスト (億円)	5650.6	1509.3	3326.1	555.5	38.4	62.9	158.3

#### 3-2-2 第 2 フェーズ (LNG 火力 1 号機稼働予定年度)

石狩市新港の LNG 火力発電施設は、稼働率を 80% と設定した際、一基で北海道の年間総発電量の 11% を発電可能と計画されている。シミュレーションの第 1 フェーズで原子力発電が 2% 発電しているの、その分との差 9% を、石油火力発電から代替する。その上で、総コスト 6159 億円 (2012 年総コスト 5651 億円+値上げ分 508 億円) を一定とし、石炭火力発電から可能な限り新エネルギーに代替させた。その結果を表-3 に示す。

表-3 2019 年度の新エネルギー導入後電力構成比

2019年	総電力	石炭	石油	水力	LNG	原子力	新エネ
電力割合 (%)	100.0	33.5	25.0	15.0	12.0	0.0	14.5
発電量 (億kWh)	349.4	116.9	87.3	52.4	41.9	0.0	50.8
総コスト (億円)	6,158.6	1,122.0	2,445.7	555.5	461.2	0.0	1,574.2

#### 3-2-3 第 3 フェーズ (LNG 火力 2 号機稼働予定年度)

LNG 火力発電 2 号機が運転を開始し、前フェーズ同様、石油火力発電を LNG 火力発電で代替する。その上で、総コスト 6159 億円を一定とし、石炭火力発電から可能な限り新エネルギーに代替させた。その結果を表-4 に示す。

表-4 2021 年度の新エネルギー導入後電力構成比

2021年	総電力	石炭	石油	水力	LNG	原子力	新エネ
電力割合 (%)	100.0	26.1	14.0	15.0	23.0	0.0	21.9
発電量 (億kWh)	349.4	91.2	48.9	52.4	80.4	0.0	76.5
総コスト (億円)	6158.6	876.0	1369.6	555.5	883.9	0.0	2473.6

#### 3-2-4 2028 年 (LNG 火力 3 号機稼働予定年度)

LNG 火力発電 3 号機が運転を開始し、前フェーズ同様、石油火力発電を LNG 火力発電で代替する。その上で、総コスト 6159 億円を一定とし、石炭火力発電から可能な限り新エネルギーに代替させた。その結果を表-5 に示す。

表-5 2028 年度の新エネルギー導入後電力構成比

2028年	総電力	石炭	石油	水力	LNG	原子力	新エネ
電力割合 (%)	100.0	8.5	3.0	15.0	34.0	0.0	39.5
発電量 (億kWh)	349.4	29.6	10.5	52.4	118.8	0.0	138.1
総コスト (億円)	6158.6	284.0	293.5	555.5	1306.7	0.0	3718.9

### 3-3 各フェーズにおける電力割合一覧

各フェーズでの電力構成比を図-5 に示す。



図-5 各年度での電力構成比 (%)

図-5 より、石油火力発電を LNG 火力発電で代替した際の余剰コストと、値上げで生じた差額の合計を用いて、DEA で求めた割合に基づき、石炭火力から代替させる形式で新エネルギーの導入を進めた結果、LNG 火力 3 号機が運転開始する 2028 年度において、新エネルギーを 39.5% 導入できることが分かった。

図-6 に、各フェーズにおける各新エネルギーの導入割合を示す。



図-6 各年度の新エネルギーの割合 (%)

#### 4. CO<sub>2</sub>削減量の推計

図-7 に、各年度の CO<sub>2</sub> 排出量を示す。図-7 から、以下のことが考察される。

- ①最終フェーズである 2028 年度には、現状フェーズに比べ CO<sub>2</sub> 排出量を半減以下にすることが可能である。
- ②CO<sub>2</sub> 排出量の多い石炭火力から、排出量の少ない新エネルギーへの代替は、高い効果が得られる。
- ③高排出の石油火力発電から、比較的排出の LNG 火力発電への代替は、高い効果が得られる。

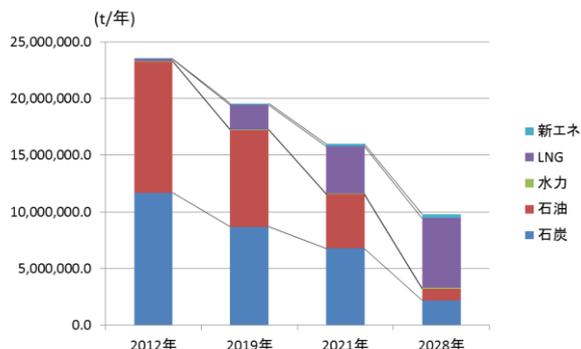


図-7 各年度の CO<sub>2</sub> 排出量

#### 5. 適正利潤状態を想定した上での総コストの算出

シミュレーションにおいては、新エネルギーの普及に伴う買い取り価格の下落を考慮していない。しかし、現実においては、ドイツのように買い取り価格の下落設定が可能となる。また、国内においても、2013 年度から 2015 年度の 2 年間で、太陽光発電の買い取り価格を 2 割以上引き下げる案も示されている<sup>16)</sup>。

そこで、2030 年度の新エネルギーのコスト予測値<sup>4)</sup>に、電力会社の利益を考慮した報酬率<sup>17)</sup>2.9%を加味して、コスト削減を考慮した。2028 年度の総コストの試算結果を、表-6 に示す。

表-6 2028 年度の報酬率を考慮した総コスト

2028年	総電力	石炭	石油	水力	LNG	原子力	新エネ
電力割合 (%)	100.0	8.5	3.0	15.0	34.0	0.0	39.5
発電量 (億kWh)	349.4	29.6	10.5	52.4	118.8	0.0	138.1
総コスト (億円)	5155.4	284.0	293.5	555.5	1306.7	0.0	2715.7

表-5 の総コストと比べると、6159 億円-5155 億円 =1004 億円/年のコスト削減が可能であることが示唆された。

#### 6. 結論

本研究の結論を以下に示す。

- ① DEA による分析結果から、各新エネルギーの評価は、稼働率が高い地熱発電と小水力発電が高評価であることが分かった。また、太陽光や風力よりもバイオマスのほうが高評価であることがわかった。
- ② シミュレーションの結果、2028 年度には北海道の電力構成比の 39.5%を新エネルギーで発電できる可能性があることがわかった。
- ③ LNG と新エネルギー導入による CO<sub>2</sub> 削減効果は大きく、現状から 2028 年時点で 13,697,224(t)の削減が可能であることがわかった。これは、一般家庭の

年間 CO<sub>2</sub> 排出量に換算して、約 270 万世帯分の排出量削減となる。

- ④ 適正利潤を考慮した発電コストで総コストを求めた場合、1004 億円の削減が可能であることが示唆された。これは値上げ前の 2012 年度の総コストを下回ることが分かった。

また、今後の課題を以下に示す。

- ①現状の北海道の送電網は脆弱であることから、その増強に伴うコストを考慮する必要がある。
- ②新エネルギーを導入する際、低い稼働率を補うことが可能な蓄電技術が同時に導入され始めていることから、これを加味した評価が必要になると考えられる。また、太陽光発電や風力発電の地域的な分散配置によって、出力変動を平常化（ならし効果）させることも可能であることから、この要因も考慮する必要がある。

#### 参考文献

- 1) 北海道電力 Web サイト：  
(<http://www.hepco.co.jp/index.html>)
- 2)八田竜太郎他：CVM による脱原発の支払意思額分析、土木学会北海道支部平成 22 年度論文報告集,第 67 号
- 3) 刀根薫：経営効率性の測定と改善一包括分析法 DEA による一,日科技連,1993
- 4)内閣官房国家戦略室エネルギー・環境会議コスト等検証委員会：コスト等検証委員会報告書,2011  
([http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02\\_hoku.html](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_hoku.html))
- 5)北海道鹿追町 Web サイト：  
(<http://www.town.shikaoui.lg.jp/>)
- 6) 日本地熱開発企業協議会：「地熱発電の買取価格についての要望」,2012
- 7) 吉田文和：再生可能エネルギーの現場（下）バイオガス編,2012  
(<http://astand.asahi.com/magazine/wrscience/2012062800009.html>)
- 8) みずほ情報総研(株)：「太陽光発電システムのライフサイクル評価に関する調査研」,2009
- 9) 産総研太陽光発電工学研究センター：各種エネルギー源のエネルギーペイバックタイムの比較,2008
- 10) 菱沼竜男：「ライフサイクル的思考による家畜ふん尿処理・利用システムの環境影響評価」,酪農学園大学,2008
- 11) 電力中央研究所：「メガソーラー発電技術のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量評価」,2013
- 12) 産総研太陽光発電工学研究センター：各種エネルギー源の温暖化ガス排出量の比較,2008
- 13) 北海道庁 web：「事業モデルとケーススタディ (LCA)」
- 14) BTS 社 web：(<http://bts.jp.com/>)
- 15)鹿児島建設新聞：2013 年 4 月 20 日
- 16)日本経済新聞：2013 年 11 月 18 日
- 17) 北海道電力株式会社：設備投資関連費用,2013