

半導体事業への長期的な電力 安定性・経済性を達成するため の常用発電導入指針の提示

学籍番号 621D008

福原 成太 (JOTA FUKUHARA)

目次

1.	はじめに	2
1-1.	半導体業界の電力需要の特徴	2
1-2.	半導体業界における事業継続計画の重要性	2
1-3.	環境価値について	3
1-4.	過去の研究事例	4
1-5.	研究対象について	5
1-6.	本研究の目的について	5
2.	電力価格と発電原価の長期予測	6
2-1.	電力価格と発電原価の比較手法	6
2-2.	電力価格の予測手法	8
2-3.	常用発電原価予測	28
3.	結果と考察	35
3-1.	平均電力価格予測計算結果	35
3-2.	平均発電原価予測計算結果	43
3-3.	損益分岐点と常用発電導入に向けた境界条件の算出	52
3-3-1.	常用発電導入の指針	52
3-3-2.	為替レートおよび炭素税を変数とした場合の電力価格および発電原価の20年平均予測式の算出	54
3-3-3.	為替レートを変数とした場合の境界条件の算出	57
3-3-4.	炭素税を変数とした場合の境界条件の算出	67
3-4.	結果まとめ	76
4.	結論	78
	謝辞	80
	参考文献	81
	付録	85

1. はじめに

本章では、本研究の背景や目的について述べる。

1-1. 半導体業界の電力需要の特徴

半導体業界は、昼夜、休祝日また季節に関わらず電力需要の負荷率が高く、電力価格（電力会社から購入する買電力価格）の基本料金割合は相対的に小さく、電力量料金比率が高い特性がある。すなわち、電力需要自体が大きい。事業継続性を脅かすものとして、地震をはじめとする自然災害、サイバー攻撃や調達リスク、原材料価格高騰等があるが、その一つに電力価格高騰が挙げられる。近年ウクライナ危機をはじめとする地政学的なリスクにより、現在の日本では、化石燃料による発電割合が高く、燃料価格の高騰が電力価格高騰に大きく影響している。また、今後は再生可能エネルギーの導入が増加し、FIT 賦課金の高騰化や CO₂ 排出に伴う環境税の導入が予想されるなど、電力価格を取り巻く環境は大きく変化しつつある。したがって、安定的な電力供給先をどのように見つけていくか？ということとは大きな課題である。

1-2. 半導体業界における事業継続計画の重要性

半導体業界では、検査工程を除くほとんどの製造設備内でガス、薬液、熱、プラズマや光を用いて加工する工程でなりたっている。そのため、いったん停電が起こると製造設備内で処理中のウエハへのガス、薬液、熱、プラズマや光の供給が途絶え、一部を除いてほとんどのウエハが不良品となる。また、自動搬送設備を有し、高度にシステム化された半導体製造工場では、停電によりウエハがもつ情報と設備がもつ情報が途絶すると、それらを一致させるのに多くの時間がかかる。その作業が終了してウエハが回収されなければ、製造設備の復旧にとりかかることができず、またその製造設備台数も多いことから必然的に設備復旧にも時間がかかる。そして、半導体製造工程の一部には、特定工程の終了後、定められた待ち時間（Queuing-time）内に次工程の処理を開始しなければならない制約が存在する[1]。そのため、製造設備復旧に時間がかかることにより、装置内に待機していたウエハの中には、待ち時間を超えることによる不良が増大し、それらのウエハが不良品となる。

こうしたことから、半導体業界では電力が途絶えた場合の生産損失が大きい。東南海トラフ地震を想定した場合、東日本大震災での経験上、停電を予測せざるを得ない[2][3]。そのため、事業継続計画（BCP : Business Continuity Plan）は非常に重要である。

BCP の為の対策として、非常用発電、無停電電源装置（UPS：Uninterruptible Power Supply）、多機能変換機（MPC：Multiple Power Compensator）、太陽光発電、蓄電池のほかにも常用発電設備（以下、常用発電）が導入されており[4][5]、これらは半導体業界以外でも導入事例[6][7][8]がある。文献[9]によると、東日本大震災時に「発電用ガスを送るための中圧導管（溶接接合による鋼管）は、地震による被害はなかった」とある。常用発電の導入により、地震発生時でも安定的な電力供給源確保が期待できる。これらのうち、蓄電池および常用発電以外の対策は、弊社では導入済である。蓄電池については、家庭用などで導入事例を多く見受けられる。これは、昼間に太陽光発電をした余剰の電気を夜間に活用する等、発電した電気を有効利用するためである。しかし、半導体業界においては、仮に半導体製造建屋の屋上すべてに太陽光発電をとりつけたとしても、その発電量は、全電力需要に対して数 %程度であり、十分な電力を供給することはできない。そこで本研究では、常用発電の導入を検討する。

常用発電を導入することにより、BCP の視点から見たメリットが考えられる。これを BCP 価値と呼ぶことにする。BCP 価値は 2 つある。価値の 1 つは、常用発電により不要となる UPS 等のバックアップ電源設備費用である。また、常用発電導入により重要負荷へ電力が供給された結果、前述の生産損失が軽減できることがもう 1 つの価値である。

1－3． 環境価値について

日本政府は 2050 年 Net Zero Carbon を表明している。そして企業にとっては、Net Zero Carbon に寄与していることや環境に配慮していることがより重要である。企業にとっての顧客側も、それらを要求するようになってきている。環境に重きをおくことは、企業にとって価値があることだと考えられる。これを環境価値とよぶことにする。今後、企業は環境価値を創出していく必要がある。そのための手段の一つとして、Net Zero Carbon の実現を検討することが挙げられる。Net Zero Carbon を実現するには、企業は PPA を活用することができる。PPA とは、“Power Purchase Agreement（電力販売契約）”の略称で、施設所有者が提供する敷地や屋根などのスペースに太陽光発電設備の所有、管理を行う会社（PPA 事業者）が設置した太陽光発電システムなどで発電された電力をその施設の電力使用者へ有償提供する仕組みである。

オンサイト PPA は、電力使用者が PPA 事業者であり、電力使用者の拠点に発電設備がある発電事業であり、送電設備は電力使用者が自走線を敷設する。

オフサイト PPA は、PPA 事業者は電力使用者とは異なる事業者であり、需要家の土地からはなれた PPA 事業者が有する太陽光発電設備などから電力の供給を受け、電力小売業者を通して、上記電力を購入する。このとき、需要家の土地からはなれた発電設備は電力使用者と異なる上、送電設備は、通常電力会社の送電設備を活用する（この時、託送料金を支払うことになる）。したがって、オフサイト PPA を活用した場合、大規模地震の発生に伴う停電が発生した場合に、送電設備が電力会社の送電設備であるオフサイト PPA は、安定的な電源とは言えない。したがって、本研究では、電源の安定性を考慮し、オンサイト PPA である常用発電導入を研究対象としている。

1-4. 過去の研究事例

電力消費量の多い半導体事業者が常用発電を導入する場合、電力会社からの供給電力が遮断されても重要な生産・動力設備に常用発電から電気が供給される。このため事業者は、電力価格と常用発電機器の BCP 価値を加味した常用発電原価（以下、発電原価）を比較し、経済合理性の観点から常用発電導入の可否や規模を判断しなければならない。

一方、事業継続性を考慮したコージェネ機器導入計画の最適化手法については長尾ら[10]が、そして経済性・環境性・レジリエンス性を考慮した分散型電源機器導入決定のための多目的最適化ツールの開発を上道ら[11]が行っているが、これらは共に電力価格と発電原価の比較は行っていない。青木ら[12]は、燃料電池と火力発電のコスト比較を行っているが、家庭用であるため BCP は考慮していない。友藤ら[13]は、ガスエンジンコージェネ導入による省エネと BCP の両立について、病院や物販店舗では両立できるとしているが、電力価格と発電原価の比較は行っていない。

CO₂ 削減賦課金（本研究における炭素税と同義）と蓄電池導入効果のエネルギーチェーンによる経済性・環境性評価を矢部ら[14][15]がおこなっている。賦課金が一定額を超えると、石炭火力が減らした方が経済的となるが、発電原価（年間経費）は上昇する、としているが、発電構成比率や燃料費の変動には触れられていない。岡林らは、2050 年最適電源構成の検討[16][17]の中で、「電気事業者の発送電コスト最小」と「日本経済全体が目指す実質 GDP 最大化」の最適解が異なる、と述べており、マクロ経済影響を加味した定量分析を行っているが、どのような電源構成が望ましいか、の議論をおこなっているが、発電価格との比較は行っていない。

筆者らは前報[18]で、電力価格に対する火力発電比率と燃料価格の変化、および発電原

価に対する燃料価格の変化についてモデル化したが、2030 年単年での検討であった。また、長期的な予測を行った[19]が、水素、アンモニア発電、CCS や、常用発電導入の方向性の議論は行っていなかった。

1－5． 研究対象について

Carbon Free 発電機導入は、1－3．でのべたように、BCP のみならず、環境価値の創出の対策の一つである。そのため、常用発電として現在の主流は都市ガス専焼であるが、NH₃ 専焼、H₂ 専焼についても研究対象とする。

また本研究の対象常用発電機器を、ガスエンジンコージェネと燃料電池とする。ガスタービンも選択肢となりうるが、ガスタービンについては、1 基あたりの発電量が大きく（ガスエンジンコージェネは 1 Mkw 程度に対して数 10 MW）、故障時には大きな電圧降下が起きるため、設備への電力供給が滞り電力瞬低（1 sec 以下の電圧低下）により設備停止が起き、生産被害が生じる可能性がある。また、半導体事業にとっては非常に重要なスペース効率が悪い（対ガスエンジンコージェネで約 1.5 倍程度）ことから、研究対象からは外した。

ここで、燃料電池は、燃料ガスの化学反応を用いて発電するため、“〇〇専焼”という表現は正確ではないが、本研究では“〇〇専焼”という表現を用いることにする。

また、電力価格と発電原価が同一となる点を、損益分岐点と定義する。そして、変数として為替レートおよび炭素税を挙げ、これらを変数とすることで、損益分岐点の議論を行う。

1－6． 本研究の目的について

BCP を考慮した、長期的に安定的な電源を確保する、という課題に対して、常用発電導入は一つの手段となる。

電力消費量の多い半導体事業者が常用発電を導入する場合、系統電源が遮断しても重要な生産・動力設備に常用発電から電気が供給される。このため事業者は、電力価格と常用発電機器の BCP 価値を加味した発電原価を比較し、経済合理性の観点から常用発電導入の可否や規模を判断しなければならない。常用発電設備導入の際には、常用発電設備のみならず、自走線や免震構造建屋等多くのインフラを必要とし、事業判断が極めて困難である。このような背景から、半導体事業における BCP 投資判断に向けた指針の提示が必要である。

本研究は、電力価格と発電原価の将来予測モデルを提案し、電力価格と BCP 価値を考慮した発電原価を 2031 年から 2050 年までの 20 年間の長期にわたって比較することで、半導体業界において常用発電導入を検討する事業者への導入の方向性を示し、常用発電導入判断指針を提示することを目的としている。

2. 電力価格と発電原価の長期予測

2-1. 電力価格と発電原価の比較手法

本章では、電力価格と発電原価の予測方法について述べる。本節では、まず電力価格と発電原価の計算手法を説明する。

電力価格と発電原価の計算手法を図 2-1 に示す。電力価格の算出は、2022 年を基準とし、2030 年以降の燃料価格、火力発電比率、 H_2 または NH_3 発電比率、および非火力発電比率の各変動を考慮して FIT 賦課金および炭素税による価格上昇分を加算する。2031 年から 2050 年までの 20 年間の平均値を求める。2031 年を開始年としているのは、現在から検討を開始し、環境アセス等を経て導入できる現実的な時期と考えたからである。これらの手順を図 2-1 の Step A-1～Step A-6 に示す。発電原価の算出は、2022 年電力価格と発電原価を同等と仮定し、2030 年以降の燃料価格変動を考慮の上、炭素税による原価上昇分を加算する。2031 年から 2050 年までの 20 年間の平均値を求める。これらの手順を図 2-1 の Step B-1～Step B-5 に示す。最後に、為替レート、ならびに炭素税を変数とし、電力価格と発電原価を比較し、半導体業界として常用発電導入のための境界条件を算出する。

“20 年間”という数値は、導入する燃料電池やガスエンジンコージェネの設備の想定される寿命である。したがって、事業者が常用発電を導入する判断をおこなうためには、20 年間にわたる予測値を算出し、それを平均化して電力価格と発電原価を比較する必要がある。

また、筆者が所属する企業は中部地方にあり、実際に半導体事業者は、その土地での電力価格を予測する必要があるため、諸元値（電力構成比率、電力価格やガス価格など）は中部地方の値を用いる。各数値の有効数字は、計算を小数点以下二桁まで行い、一桁で表記する。このため、一部合計値が一致しない場合がある。

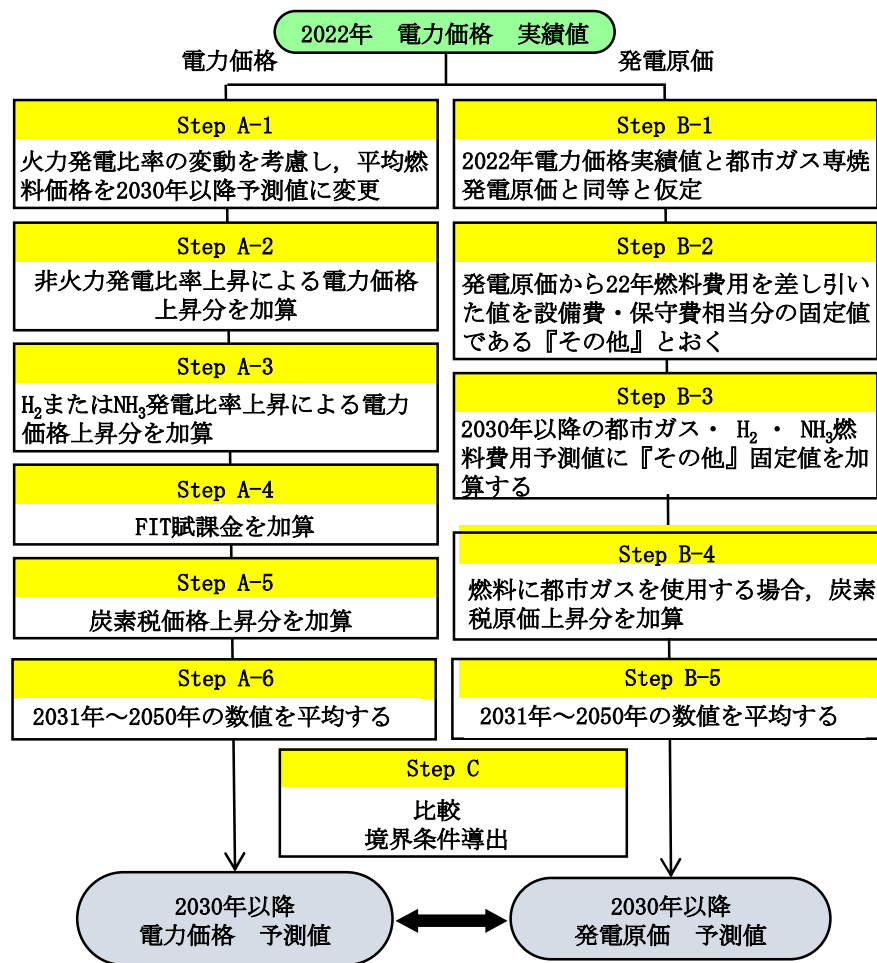


図 2-1 電力価格と発電原価の比較手法

ここで、半導体業界における常用発電稼働率について述べる。通常の常用発電運転では、図 2-2(a)に示すように、運転時間の中で出力が昼は 100 %だが、夜中は稼働率が下がる。そのためガスエンジンコージェネでは、利用率向上のため電気優先か、熱優先で運転されることが多く、その運転制御の方法が研究対象になりやすい。その負荷率は約 50～80 %である。しかし半導体業界では、図 2-2(b)に示すとおり、昼夜・季節を問わず電力需要がほぼ一定であり、電力負荷も非常に大きいため、長期メンテナンスの場合を除き、負荷率 100 %で運転でき、稼働率も（長期メンテナンスの場合を除き）年間を通じて 100 %である。これらは本研究が従来の研究と異なる点の一つである。

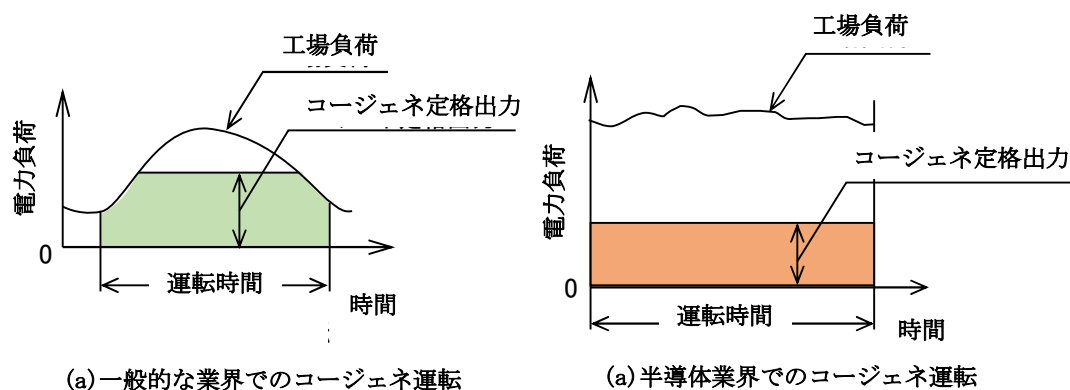


図 2-2 コージェネ運転負荷率の業界による差異

2-2. 電力価格の予測手法

本節では、電力価格の予測手法の詳細について述べる。

各月の中部地方特別高圧電力販売価格[21]は、各月の平均燃料価格（以下、平均燃料価格）と相関がある。各月の平均燃料価格 X_{31} （千円/kℓ）の算出式は、式(1)と共に公表されている[20]。ここで、LNG は液化天然ガスを指し、気体天然ガス（以下、天然ガス）と区別している。

$$X_{31} = \alpha X_{01} + \beta X_{11} + \gamma X_{21} \quad (1)$$

X_{01} ：各月の原油燃料価格（千円/kℓ）

X_{11} ：各月の LNG 燃料価格（千円/t）

X_{21} ：各月の石炭燃料価格（千円/t）

$$\alpha = 0.0275$$

$$\beta = 0.4792 \text{ t/kℓ}$$

$$\gamma = 0.4275 \text{ t/kℓ}$$

各月の電力価格 X_{41} （円/kWh）と、平均燃料価格 X_{31} については、(Data が存在している)2016 年 4 月から 2023 年 3 月までの Data を付録表 1 に記載し、それらの相関を、図 2-3 と式(2)に示す。

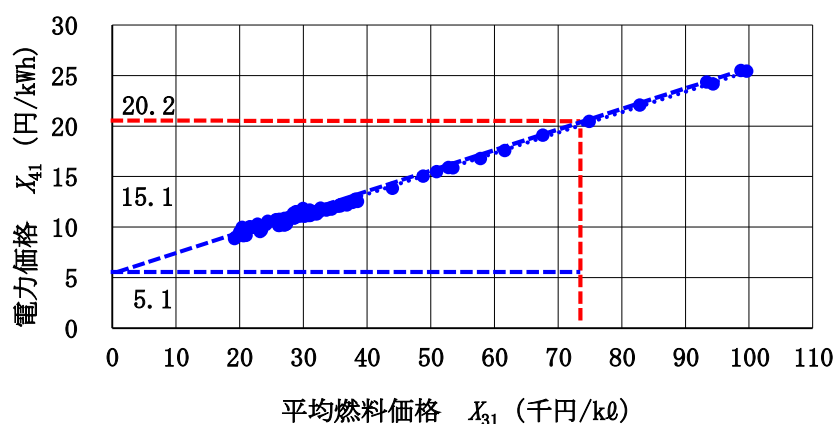


図 2-3 電力価格 X_{41} に対する平均燃料価格 X_{31} (千円/kℓ)

$$X_{41} = 0.203 X_{31} + 5.140 \quad (2)$$

2016 年以降の Data を活用しているのは、文献[21]に 2016 年以降の Data が掲載されていたことと、式(2)の $R^2=0.9944$ と極めて高い数値であったため、十分に信頼に値する関係式が得られると考えた。また、 $R^2=0.9944$ と極めて高い数値であるのは、電力会社が平均燃料価格に対して忠実に料金反映しているため、と考えている。

2022 年の電力価格は 20.2 円/kWh であった[21]。ここに、FIT 賦課金として 3.5 円/kWh が付加され[21]、2022 年電力価格は 23.7 円/kWh となる。

ここで、FIT 賦課金について説明する。再生可能エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取ることを国が約束する。これを「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」という。固定価格買取制度で、再生可能エネルギー電気の買い取りに要した費用をまかなう必要がある。FIT 賦課金は、そのために電気の使用者が支払う代金のことである。

図 2-3 に示す 15.1 円/kWh は、2022 年燃料費用（電力価格や発電原価のうち、燃料価格相当分）である。これは、2022 年 FIT 賦課金付加前の電力価格 20.2 円/kWh から、式(2)の切片である固定費成分（以下、「その他」と表現する）5.1 円/kWh を引いた値である。燃料価格と燃料費用を区別している。なお、式(2)は付録表 1 に示す、各月の数値同士の関係式である。

2030 年、2040 年の燃料価格の将来予測については、IEA (International Energy Agency) が予測した以下の 4 つのシナリオ（新政策、現行政策、450、低油価）がある[21]。

- ・新政策シナリオ：各国で採用されようとしている確度の高いエネルギー・環境政策の実施を前提としたシナリオ
 - ・現行政策シナリオ：今までのトレンドに大きな変化を織り込まないシナリオ
 - ・450 シナリオ：温室効果ガスの大気中濃度を 450 ppm 以下にするシナリオ
 - ・低油価シナリオ：石油価格は 10 年代まで 50 \$/バレル前後の水準にとどまり、その後徐々に上昇に転じ、2040 年に 85 \$/バレルとなるシナリオ
- 現行政策シナリオ：今までのトレンドに大きな変化を織り込まないシナリオ

表 2-1 に IEA が予測した 4 つのシナリオによる原料燃料価格[21]の 2030 年、2040 年予測値を示す。それぞれの燃料の左側の列にドル建て、右側にそれらを円換算した値を右側示す。1 バレル = 159 ℓ、1 MBtu = 17.9 kg-天然ガスとし、2030 年以降為替としては、年平均の為替レートとして最も高かった、2022 年平均 131.4 円/\$を採用した。

表 2-1 IEA が予測した 2030 年、2040 年シナリオの燃料価格

	原油				天然ガス				石炭			
	2030 年		2040 年		2030 年		2040 年		2030 年		2040 年	
	(\$/bb) (千円/kℓ)	K_{02} (千円/kℓ)	(\$/bb) (千円/kℓ)	K_{02} (千円/kℓ)	(\$/MBtu) (千円/t)	K_{12} (千円/t)	(\$/MBtu) (千円/t)	K_{12} (千円/t)	(\$/t) (千円/t)	K_{22} (千円/t)	(\$/t) (千円/t)	K_{22} (千円/t)
新政策	113	93.4	128	105.8	13.0	95.4	14.1	103.4	102	13.4	108	14.2
現行政策	130	107.4	150	123.9	14.9	109.4	16	117.4	115	15.1	123	16.2
450	97	80.2	95	78.5	11.8	86.6	11	81.5	79	10.4	77	10.1
低油価	70	57.8	85	70.2	10.7	78.5	12	91.0	97	12.7	102	13.4

2030 年の電力価格を予測するために、2-1. で述べた Step A-1～A-6 を行う。2030 年以降の電力価格 I_{51} の算出式を式(3)に示す。以下、注釈が無ければ、単位は(円/kWh)である。

$$Y_{51} = X_{51} + a_{50} + a_{51} + a_{52} + a_{53} + a_{54} \quad (3)$$

X_{51} : 2030 年以降電力価格(火力発電比率変化のみを考慮)

a_{50} : 非火力発電比率上昇による電力価格上昇分

a_{51} : H_2 または NH_3 専焼発電比率上昇による電力価格上昇分

a_{52} : FIT 賦課金

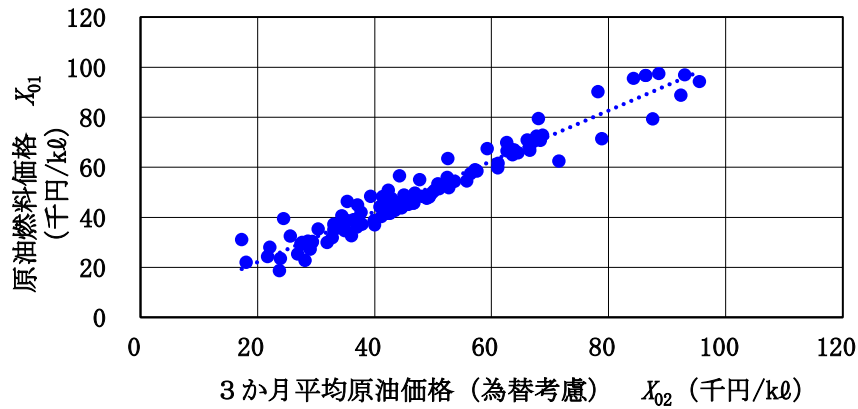
a_{53} : 炭素税による電力価格上昇分

a_{54} : CCS 火力による電力価格上昇分 (CCS については、後述する)

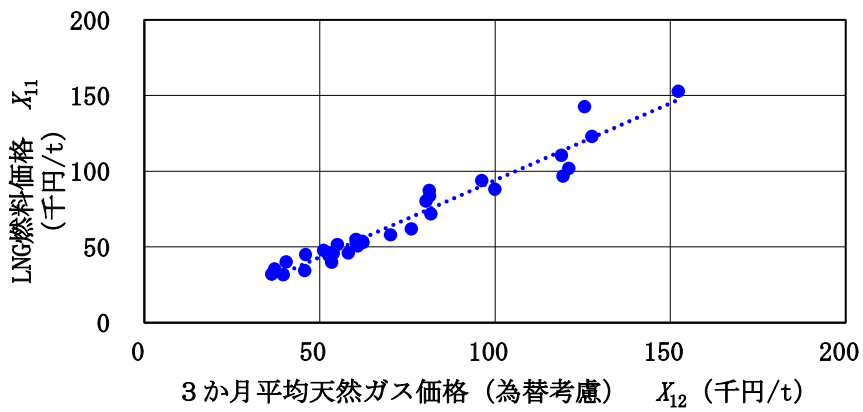
(1) Step A-1 の算出

Step A-1「火力発電比率の変動を考慮し、平均燃料価格を 2030 年以降予測値に変更」を行う。

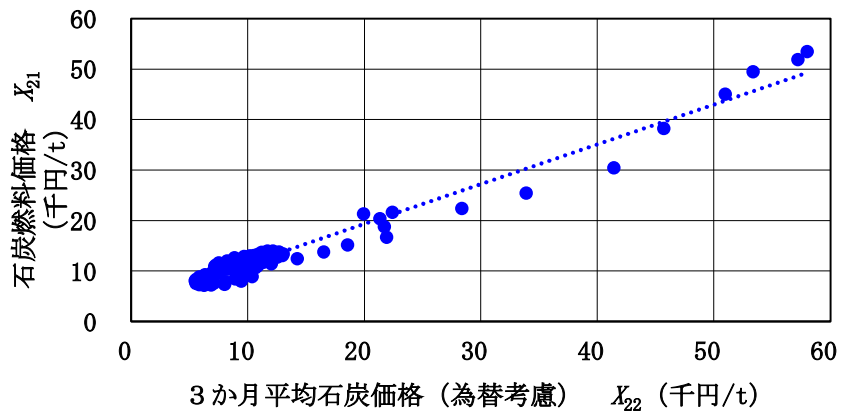
各月の原油、LNG、石炭の各燃料価格 X_{01} 、 X_{11} 、 X_{21} と、為替レートを考慮した各燃料(原油、天然ガス、石炭)価格 X_{00} (千円/k ℓ)、 X_{10} (千円/t)、 X_{20} (千円/t)および、為替レートを考慮した各燃料(原油、天然ガス、石炭)価格の 6 か月前から 4 か月前までの 3 か月平均値 X_{02} (千円/k ℓ)、 X_{12} (千円/t)、 X_{22} (千円/t)の Data を付録表 2(a)～(c)に示す。たとえば 2016 年 4 月の 3 か月平均値とは、2015 年 11 月から 2016 年 1 月までの 3 か月平均値を示す。また、 X_{01} と X_{02} 、 X_{11} と X_{12} 、 X_{21} と X_{22} の相関をそれぞれ図 2-4(a)～(c)と式(4)～(6)に示す。数値は、平均燃料価格を算出する上で必要な各要素であることを考慮し、付録表 1 の Data と同様に 2016 年 4 月から 2023 年 3 月までの数値を採用した。式(4)～(6)の関係式は、月ごとの価格同士の関係式であるが、IEA が予測した価格は年単位の数値である。2030 年以降の価格を各式に適用することができるようにするため、本研究では、IEA が予測した 2030 年燃料価格が月ごとの価格同士の関係式である式(4)～(6)を満たす (2030 年燃料価格を決める、 X_{00} 、 X_{10} と X_{20} 、3 か月平均燃料価格 X_{02} 、 X_{12} と X_{22} は、2030 年燃料価格と 1 年間同じ値である)と仮定する。それにより、2030 年以降の燃料価格を各式に適用することができる。



(a) 原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ) に対する原油価格(為替考慮) X_{02} (千円/kℓ)



(b) LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t) に対する天然ガス価格(為替考慮) X_{12} (千円/t)



(c) 石炭燃料価格 X_{21} (千円/t) に対する石炭価格(為替考慮) X_{22} (千円/t)

図 2-4 為替を考慮する燃料価格に対する各燃料価格

$$X_{01}=0.985 \quad X_{02}+2.169 \quad (4)$$

$$X_{11}=0.894 \quad X_{12}-0.680 \quad (5)$$

$$X_{21}=0.851 \quad X_{22}+2.625 \quad (6)$$

まず、2030 年電力価格の試算を行う。火力発電比率は、短期的には燃料価格高騰により、また長期的には第 6 次エネルギー基本計画に基づく政府目標[22]により変動する。

2020～22 年の発電比率を表 2-2 に示す。表 2-2(a)に電力会社の発電比率を示す。2021 年、2022 年は LNG 火力が減り、石炭火力が増えている。これは、LNG 価格高騰などを受けて、比較的安価な石炭火力を稼働させていると推測できる。したがって、電力会社の火力発電比率として、2020～22 年の平均値を採用する[23][24][25]。

ここで、2020～22 年平均 18.3 %を占める卸電力の扱いについて述べる。卸電力とは他社から買ってくる電力を指す。2020～22 年の日本の発電比率と、その平均値を表 2-2(b)に示す。この 18.3 %を表 2-2(b)に示す日本の発電比率の平均値[26]の比率で分配し、その結果を表 2-2(b)「18.3 %分配比率」に示す。表 2-2(a)の 2020～22 年平均発電比率に、18.3 %分配比率を加算した結果を表 2-2(a)「加算結果」として示す。

表 2-2 2020～22 年の発電比率

(a) 電力会社 2020～22 年発電比率と平均値

電源		2020 年 (%)	2021 年 (%)	2022 年 (%)	平均 (%)	加算結果 (%)
火力 発電	石油	1	1	0	0.7	1.1
	LNG	54	42	42	45.7	53.1
	石炭	15	21	22	19.3	25.7
非火力 発電	水力	5	5	5	5.0	6.8
	再エネ	11	11	11	11.0	12.2
	原子力	0	0	0	0.0	1.1
卸電力等		14	21	20	18.3	—

(b) 2020～22 年の日本の発電比率と平均値

電源		2020 年 (%)	2021 年 (%)	2022 年 (%)	平均 (%)	18.3 %分配比率 (%)
発電 構成 比率	石油	1.7	2.4	2.3	2.2	0.4
	LNG	41.9	37.0	36.3	38.4	7.4
	石炭	32.5	32.7	33.7	33.0	6.4
	水力	10.0	9.9	10.0	10.0	1.8
	再エネ	5.7	6.3	7.2	6.4	1.2
	原子力	4.4	7.9	6.4	6.2	1.1

本研究では 2030 年の各発電比率を、火力 58.1 % (石油火力は 0 %)、原子力 13.2 %、再生可能エネルギー (水力を含む) 28.7 % とし、水素またはアンモニア発電は 0 % とした。また、CO₂ 総排出量 3,273 万 t-CO₂ とおいた[27]。

2030 年火力発電量=784.4 億 kWh

石炭火力 CO₂ 排出係数=930 g-CO₂/kWh

LNG 火力 CO₂ 排出係数=296 g-CO₂/kWh

また、火力発電比率 58.1 % のうちの石炭火力発電比率を a_{55} とおくと、石炭火力発電と LNG 火力発電から排出される CO₂ 量の関係式(7)より $a_{55} = 0.191$ を得る。すなわち、2030 年火力発電比率 58.1 % のうち、LNG 火力発電比率は 47.0 %、石炭火力発電比率は 11.1 % となる。

$$7,844 \{0.930 a_{55} + 0.296 (1 - a_{55})\} = 3,273 \quad (7)$$

表 2-2(a) より、石油火力、LNG 火力と石炭火力の各発電比率は、2020～22 年平均それぞれ 1.1 %、53.1 % と 25.7 % であり、2030 年はそれぞれ 0 %、47.0 % と 11.1 % である。2030 年以降の平均燃料価格 X_{61} (千円/kℓ) を式(8) で算出する。ここで発電比率に比例して式(9)、式(10)にて β' 、 γ' を算出して式(8) に反映させる。

$$X_{61} = \alpha' X_{62} + \beta' X_{63} + \gamma' X_{64} \quad (8)$$

X_{62} : 2030 年以降予測原油燃料価格 (千円/kℓ)

X_{63} : 2030 年以降予測 LNG 燃料価格 (千円/t)

X_{64} : 2030 年以降予測石炭燃料価格 (千円/t)

$$\alpha' = 0$$

$$\beta' = \beta X_{65}/53.1 \text{ t/kℓ} \quad (9)$$

$$\gamma' = \gamma X_{66}/25.7 \text{ t/kℓ} \quad (10)$$

X_{65} : 2030 年以降の LNG 火力発電比率

X_{66} : 2030 年以降の石炭火力発電比率

式(8)を用い、表 2-1 に記す 4 つのシナリオについて 2030 年平均燃料価格 X_{61} を算出し、その後式(2)と同様に式(11)を用いて 2030 年電力価格 (火力発電比率変化のみを考慮) X_{51} (円/kWh) を算出した。その結果を表 2-3 に示す。

$$X_{51} = 0.203 X_{61} + 5.140 \quad (11)$$

表 2-3 2030 年火力発電比率を考慮した電力価格

年	シナリオ	平均燃料価格 X_{61} (千円/kℓ)	電力価格 X_{51} (円/kWh)
2030	新政策	38.5	13.0
	現行政策	44.0	14.1
	450	34.7	12.2
	低油価	32.0	11.6

上述の 4 つのシナリオのうち、電力価格の最高値は現行政策シナリオ、電力価格の最安値は低油価シナリオであるため、以降はこの 2 つのシナリオについて検討を進める。

(2) Step A-2 の算出

Step A-2「非火力発電比率の上昇による電力価格上昇分を加算」を行う。 a_{50} の算出式を、式(12)に示す。

$$a_{50} = a_{56} + a_{57} \quad (12)$$

a_{56} : 再生可能エネルギー発電比率の上昇による電力価格上昇分

a_{57} : 原子力発電比率の上昇による電力価格上昇分

また a_{56} の算出式を、式(13)に示す。

ここで、電力構成比率が 1 % 上下するごとの電力価格変化を感度と呼ぶ。

$$a_{56} = \sum a_{58} a_{59} \quad (13)$$

a_{58} : 再生可能エネルギー各電源の発電比率変化

a_{59} : 再生可能エネルギー各電源の感度

2030 年の電力会社の発電比率について、今後 2030 年まで水力発電の建設計画がほぼ変わらない[28]ことから、出力は 2030 年以降でも 6.8 %が維持されることとした。Step A-1 で述べたように、水力を含む再生可能エネルギー発電比率は 28.7 %なので、水力発電比率を除く残りの 21.9 %を、地熱、バイオマス、風力と太陽光で構成される再生可能エネルギー発電比率と FIT 電気比率の和とした。また、この比率は 2020～22 年平均で 12.2 %であることから、新たに構築される再生可能エネルギー発電の比率は、9.7 %である。以上の結果を表 2-4 に示す。

表 2-4 2020～22 年平均と 2030 年の電力会社発電比率

電源		平均（その他配分後）(%)	2030 年 (%)	発電比率変化 (%)
発電	石油	1.1	0.0	▲1.1
	LNG	53.1	47.0	▲6.1
	石炭	25.7	11.1	▲14.6
	水力	6.8	6.8	0.0
	再エネ	12.2	21.9	9.7
	FIT 電気			
	原子力	1.1	13.2	12.1

一方、2030 年の水力以外の再生可能エネルギー発電比率とその電力価格 a_{59} を表 2-5 に示す[29]。

表 2-5 2030 年再生可能エネルギー発電比率と電力価格

電源	再エネ発電比率(%)		電力価格 a_{59} (円/kWh)	
	最小値	最大値	最安値	最高値
地熱	1		17.4	
バイオマス	5		14.1	29.8
風力	5		9.9	26.1
太陽光	14	16	8.2	11.8

表 2-5 に示す再生可能エネルギー発電比率を元に、上述の 9.7 %を分配する。表 2-5 で太陽光発電比率が 14～16 %に変化すると、4 つの再生可能エネルギー発電比率合計は 25～27 %となる。これより、表 2-5 で太陽光発電が 14 %ならば、太陽光発電比率は $14/25=0.56$ となる。9.7 %をこの比率で分配すると、太陽光発電比率 a_{58} は 5.4 %となる。

同様に表 2-5 の太陽光発電比率を変化させながら、各再生可能エネルギー発電比率を求め、式(13)の a_{59} に表 2-5 の最安値、最高値の値を代入する。これより、再生可能エネルギー発電比率上昇による電力価格上昇分 a_{56} は、非火力発電比率の変化 Σa_{58} に対して、%ごとの感度として最安値では 0.0995 円/kWh %、最高値では 0.185 円/kWh %と計算できおり、式(14) (15)でそれぞれ算出できる。

$$a_{56}=0.0995 \Sigma a_{58} \quad (14)$$

$$a_{56}=0.185 \Sigma a_{58} \quad (15)$$

次に、原子力発電比率の上昇による電力価格上昇分 a_{57} の算出式を、式(16)に示す。

$$a_{57}=a_{60} a_{61} \quad (16)$$

a_{60} ：原子力発電の比率変化

a_{61} ：原子力発電再稼働時の感度

原子力発電比率変化 a_{60} は表 2-4 に示すとおり、12.1 %である。2030 年原子力発電の電力価格は 11.7 円/kWh である[29]が、東海地方の電力会社は原子力発電所を保有しているため、原子力発電所建設費用は不要である。したがって、原子力発電所建設に伴う電力価格を a_{62} (円/kWh)とすると、原子力発電再稼働時の電力価格（感度 a_{61} の 100 倍）の算出式は、式(17)となる。

$$100 \ a_{61} = 11.7 - a_{62} \quad (17)$$

a_{62} の算出式を、(18)に示す。

$$a_{62} = a_{63} / (8,760 \ a_{64} \ a_{65}) \quad (18)$$

a_{63} : 原子力発電所建設費 (円/kW)

a_{64} : 原子力発電所稼働年数 (年)

a_{65} : 原子力発電所稼働率

8,760 は、1 年間の時間数である。原子力発電所建設費 a_{63} は 420 千円/kW 、稼働年数 a_{64} は 60 年[17]、稼働率 a_{65} は 0.7 と仮定する[29]と、原子力発電所建設に伴う電力価格 a_{62} = 1.1 円/kWh となる。

したがって、原子力発電の再稼働時の電力価格 a_{61} は、式(17)により $100 \ a_{61} = 10.6$ 円/kWh となる。また、原子力発電比率上昇に伴う電力価格上昇分 a_{57} は、式(16)により、2030 年 $a_{57} = 1.3$ 円/kWh となる。原子力発電比率上昇に伴う 2030 年以降の a_{57} は、式(16)と a_{61} の計算結果により、式(19)により算出できる。

$$a_{57} = 0.106 \ a_{60} \quad (19)$$

(3) Step A-3 の算出

Step A-4 「H₂またはNH₃発電比率の上昇による電力価格上昇分を加算」を行う。2030 年については、H₂またはNH₃発電比率=0 %である[27]。

2050 年には H₂または NH₃ 発電比率がシナリオによるが、最大 18 %の予測がある。そのため、H₂または NH₃ 発電比率に応じた、H₂または NH₃ 発電比率上昇に伴う電力価格 a_{51} を算出

する式が必要である。ここで、 H_2 発電電力価格を a_{661} 、 H_2 発電比率を a_{681} 、 NH_3 発電電力価格を a_{662} 、 NH_3 発電比率を a_{682} とする。

政府が述べている、 H_2 発電における H_2 発電電力価格 a_{661} と、 H_2 燃料価格 a_{671} との関係について、表 2-6 にまとめた[30]。そこから、式(20)が算出される。そして H_2 発電比率上昇に伴う電力価格 a_{511} は、 H_2 発電電力価格 a_{661} と H_2 発電比率 a_{681} の積、式(21)で算出される。

表 2-6 H_2 発電電力価格と H_2 燃料価格の関係

H_2 燃料価格 a_{671} (円/ Nm^3-H_2)	H_2 発電電力価格 a_{661} (円/kWh)
100	57
30	17
20	12

$$a_{661} = 0.4997 a_{671} + 2.040 \quad (20)$$

$$a_{511} = a_{661} a_{681} \quad (21)$$

NH_3 発電についても、上記式(20) (21)において、 NH_3 燃料費 a_{672} を a_{671} に、 NH_3 発電電力価格 a_{662} を a_{661} に、そして、 NH_3 発電比率 a_{682} を a_{681} に代入することで、同様に NH_3 発電比率上昇に伴う電力価格 a_{512} を計算できる。 H_2 発電と NH_3 発電の発電比率の割合は明確ではないため、最安値は全量 NH_3 発電の場合、最高値は全量 H_2 発電の場合とする。

(4) Step A-4 の算出

Step A-4 「FIT 賦課金 a_{52} を加算」を行う。FIT 賦課金については、図 2-5 に示されるような傾向にある（[21]の Data に基づき作成）。

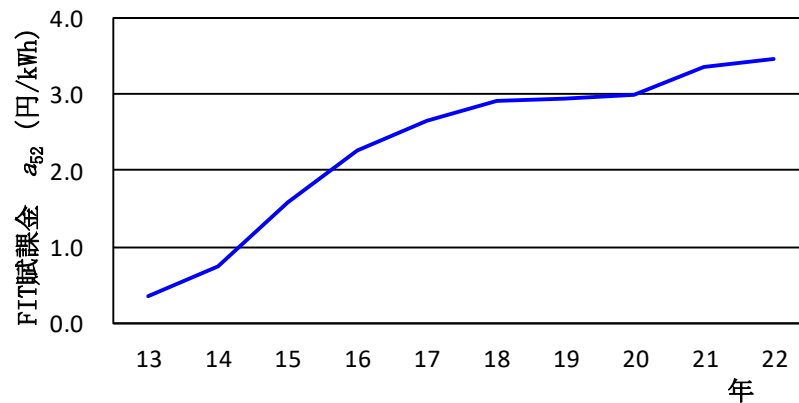


図 2-5 年別 FIT 賦課金

FIT 賦課金の 2030 年予測値 a_{52} については、電力中央研究所が予測した、3.5～4.1 円/kWh を引用する[31]。

(5) Step A-5 の算出

Step A-5 「炭素税による電力価格上昇分 a_{53} を加算」を行う。 a_{53} (円/kWh) の算出式を、式(22)に示す。

$$a_{53} = (a_{71} - 0.289) a_{69} / a_{70} \quad (22)$$

a_{69} : 年間 CO₂ 排出量 (t-CO₂/年)

a_{70} : 年間総発電量 (kWh/年)

a_{71} : 炭素税 (千円/t-CO₂)

2022 年の炭素税は 0.289 千円/t-CO₂ であり、2050 年を目指した炭素税 a_{71} は 7.7 千円/t-CO₂ である[32]。炭素税については、2030 年最安値では 0.289 千円/t-CO₂、最高値は 7.7 千円/t-CO₂ とした。2030 年～50 年の考え方は Step A-6 にて詳述する。2030 年に炭素税 a_{71} が 7.7 千円/t-CO₂ の場合、予測される年間総発電量 a_{70} は 1,350 億 kWh、CO₂ 排出量 a_{69} は 3,273 万 t である[27]ことから、式(22)により $a_{53}=1.8$ 円/kWh となる。

・ CCS 火力

「CCS」とは、「Carbon dioxide Capture and Storage」の略で、「二酸化炭素回収・貯留」技術と呼ばれる。発電所や化学工場などから排出された CO₂ を、ほかの気体から分離して

集め、地中深くに貯留・圧入する技術である。2050 年 Net Zero Carbon を達成しようとする
と、火力発電で発生する CO₂ は CCS 技術を用いて Net Zero Carbon 化されることを前提
と考える。

内閣府の、令和2年1月開催の統合イノベーション戦略推進会議決定資料[34]によると、
CCS の費用として、2030 年には 2.0 千円/t-CO₂、2050 年には 1.0 千円/t-CO₂を目指す、と
いう目標値があるので、それを適用した。この数値も 2030 年から 50 年の間は線形に変化
すると仮定する。

CCS による電力価格増加分 a_{54} は CCS 費用 a_{72} (千円/t-CO₂)、CCS 火力適用比率 a_{73} を用い
て、式(23)により算出できる。CCS 火力適用比率 a_{73} については後述する。

$$a_{54} = a_{73} \cdot a_{68} / a_{69} \quad (23)$$

(6) Step A-6 の算出

以上、2030 年について、各数値の算出を行った。実際には、2031 年から 50 年までの 20
年間の数値を平均化する必要がある。そこで、まず 2050 年での各数値について整理を行
う。

・電源構成比率：これについては複数のシナリオが提示されている[33]。各シナリオに
ついて表 2-7 にまとめる。

表 2-7 各シナリオによる 2050 年電源構成比率

	RITE	国立 環境 研究所	自然エネ ルギー財団	デロイト トーマツ	日本 エネルギー 経済研究所
再エネ(%)	54	74-76(75)	100	70	50
原子力(%)	10	8-9(8.7)	0	10	13
CCS 火力(%)	23	9-10(9.7)	0	20	19
H ₂ ・NH ₃ (%)	13	5-7(6.7)	0	0	18

本研究では、上記 5 つのシナリオについて検討する。国立環境研究所シナリオについて

は、合計が 100 %になるように()内の数値にて検討を行う。

このとき、2030 年電源構成比は表 2-2 で示した電力会社の数値を用い、2031 年～50 年の各年の数値は、線形に変化すると仮定する。

・燃料価格

燃料価格については、表 2-1 で示されるように IEA が予測しているが、2030 年、2040 年までしか提示されていない。2050 年の予測値は、2030 年、2040 年の値から外挿する。

また、 H_2 、 NH_3 の燃料価格については、日本エネルギー経済研究所の予測値[35]を用いた。その数値については、計算に必要な諸元として表 2-8 にて後述する。

一方、 H_2 、 NH_3 の燃料価格については、値差補填[36]有・無を考慮する必要がある。値差補填とは、燃料転換を進めるために、現状は非常に高い H_2 や NH_3 価格を抑えるため、 H_2 は LNG、 NH_3 は石炭のパリティ価格と同等とする、というものである。パリティ価格とは、 H_2 と比較して、同じ熱量もしくは仕事を得るのに必要な燃料の市場価格である。 H_2 については、2022 年 9 月の LNG 販売価格 164.9 千円/t をもとに、39 円/ Nm^3 - H_2 、 NH_3 については、2022 年 9 月の一般炭販売価格 53.3 千円/t をもとに 26 円/ Nm^3 - H_2 とされている。販売価格に応じて価格が変動する。また、値差補填は 15 年である[34]。すなわち、値差補填有の場合、20 年間のうち、15 年間は燃料費の価格高騰が抑えられることになる。

LNG 販売価格 X_{13} と、為替考慮天然ガス燃料費 X_{10} の 2016 年 4 月から 2023 年 3 月までの Data を付録表 3(a) に、相関を図 2-6(a)、式(24)に示す。また、値差補填ありの場合の H_2 燃料価格 a_{741} (円/ Nm^3 - H_2) の算出式を式(25)に示す。一般炭販売価格 X_{23} と、為替考慮石炭燃料費 X_{20} の Data を付録表 3(b) に、相関を図 2-6(b)、式(26)に示す。値差補填ありの場合の NH_3 燃料価格 a_{742} (円/ Nm^3 - H_2) の算出式を式(27)に示す。

$$X_{13}=0.8428 X_{10}+1.7251 \quad (24)$$

$$a_{741}=39 \left(X_{13}/164.9 \right) \quad (25)$$

$$X_{23}=0.9357 X_{20}-1.3309 \quad (26)$$

$$a_{742}=26 \left(X_{23}/53.3 \right) \quad (27)$$

これら、 a_{741} や、 a_{742} を式(20)に代入することで式(21)により、 H_2 または NH_3 発電による価格上昇分 a_{51} を計算することができる。

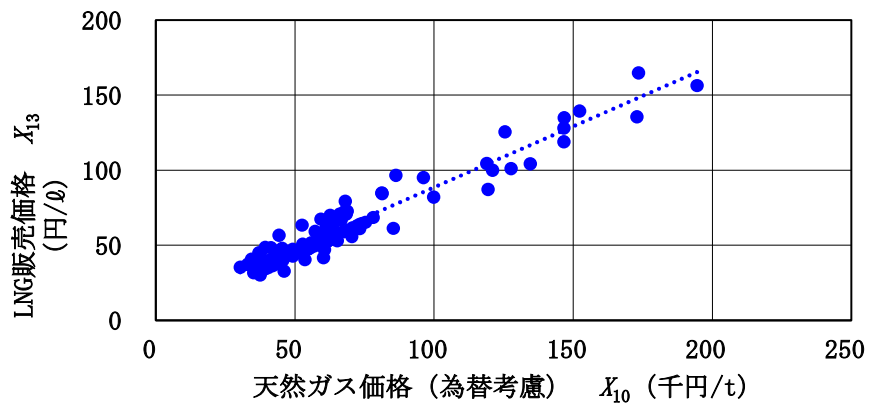


図 2-6 (a) LNG 販売価格に対する X_{13} 為替考慮天然ガス燃料価格 X_{10}

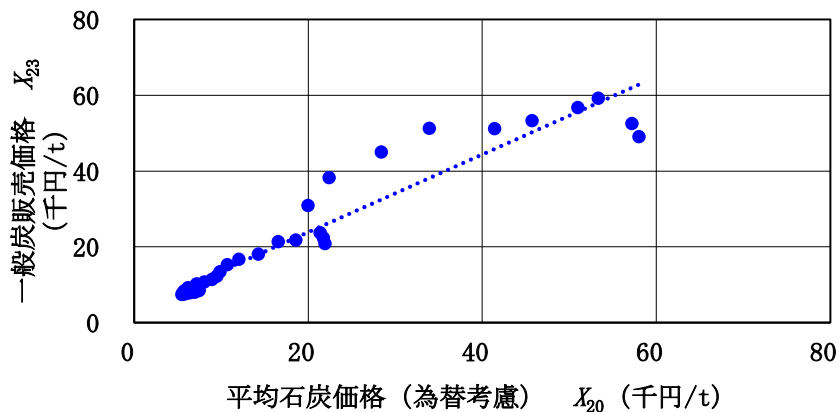


図 2-6 (b) 一般炭販売価格 X_{23} に対する 為替考慮石炭燃料価格 X_{20}

・ FIT 賦課金

2030 年以降について、電力中央研究所は「2030 年以降、FIT 導入当初に認定された設備の買取期間が順次終了することで、買取総額の低下が見込まれる。しかし、現時点で割高な洋上風力の導入とコストダウンの動向が不明確であること等もあり、2030 年以降、買取総額が低下するとは限らない」と述べている[31]。そのため、本研究では、最高値については、2030 年から 2050 年にかけて、4.1 円/kWh を維持するケースとした。また、2013 年環境省の「2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書（本編 5 章）」によると、2030 年をピークに 20 年間にわたり、FIT 金額を 0 にする、となっている[37]ことから、最安値としては、2030 年 3.5 円/kWh から 20 年間をかけて 0 円/kWh とするケースを適用することとした。

・炭素税と CCS :

炭素税については、負荷を徐々にあげることも想定される[38]。最安値では 2030 年は 0.289 千円/t-CO₂、2050 年を 7.7 千円/t-CO₂ とした。また、最高値は 2030 年～50 年を 7.7 千円/t-CO₂ とした。

ここで、CCS 火力に注目しなければならない。CCS 火力の比率が上がれば、結果的に排出 CO₂ は減少するため、炭素税による価格上昇分 a_{53} は、2030 年は(22)式で算出できるが、2031 年以降は CCS 火力適用比率 a_{73} を用いて、式(28)で算出できる。

$$a_{53} = (a_{71} - 289) (1 - a_{73}) a_{69} / a_{70} \quad (28)$$

CCS 適用割合 a_{73} が増加すると、炭素税は減少する。シミュレーションを行った結果、CCS と炭素税の最安値は、2031～50 年 CCS 適合割合 $a_{73}=1$ で、炭素税が 0 の場合である。最高値は CCS 適合割合 a_{73} が 2031～49 年までは $a_{73}=0$ で、2050 年で $a_{73}=1$ となる場合である。

・電力価格算出に必要な諸元

2030 年、2040 年、2050 年で電力価格の算出に必要ないくつかの諸元を表 2-8 にしてまとめる。

表 2-8 電力価格算出に必要な諸元

(a) 共通の諸元

年			2030	2040	2050
最 安 値	燃料費	3 か月平均 LNG (千円/t) X_{11}	69.5	80.6	91.8
		3 か月平均石炭 (千円/t) X_{21}	13.5	14.0	14.6
		補填有 NH_3 (円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$) a_{742}	6.8	7.1	14.5
		補填無 NH_3 (円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$) a_{672}	32.2	33.2	34.5
	電力 価格	CCS (千円/t- CO_2) a_{72}	2.0	1.5	1.0
		CCS 適用割合 a_{73}	1	1	1
		FIT 賦課金 (円/kWh) a_{52}	3.5	1.8	0
		炭素税 (千円/t- CO_2) a_{71}	0.289	4.0	7.7
最 高 値	燃料費	3 か月平均 LNG (千円/t) X_{11}	97.0	104.3	111.5
		3 か月平均石炭 (千円/t) X_{21}	15.5	16.4	17.3
		補填有 H_2 (円/ $\text{Nm}^3\text{-NH}_3$) a_{741}	22.3	23.9	39.4
		補填無 H_2 (円/ $\text{Nm}^3\text{-H}_2$) a_{671}	61.7	49.9	39.4
	電力 価格	CCS (千円/t- CO_2) a_{72}	2.0	1.5	1.0
		CCS 適用割合 a_{73}	0	0	1
		FIT 賦課金 (円/kWh) a_{52}	4.1	4.1	4.1
		炭素税 (千円/t- CO_2) a_{71}	7.7	7.7	7.7

(b)RITE シナリオ

年		2030	2040	2050
電源構成 比率 (%)	(CCS)火力発電比率	58.1	40.6	23.0
	再生可能エネルギー発電比率(含水力)	28.7	41.4	54.0
	原子力発電比率	13.2	11.6	10.0
	H ₂ ・NH ₃ 発電比率	0.0	6.5	13.0
	β ‘	0.4242	0.2960	0.1679
	γ ‘	0.1846	0.1285	0.0724
最安値	平均燃料価格(千円/kℓ) X_{31}	32.0	25.7	16.5
最高値		44.0	33.0	20.0

(c)国立環境研究所シナリオ

年		2030	2040	2050
電源構成 比率 (%)	(CCS)火力発電比率	58.1	33.9	9.7
	再生可能エネルギー発電比率(含水力)	28.7	51.9	75.0
	原子力発電比率	13.2	10.9	8.7
	H ₂ ・NH ₃ 発電比率	0	3.3	6.7
	β ‘	0.4242	0.2474	0.0706
	γ ‘	0.1846	0.1075	0.0304
最安値	平均燃料価格(千円/kℓ) X_{31}	32.0	21.5	6.9
最高値		44.0	27.6	8.4

(d) 自然エネルギー財団シナリオ

年		2030	2040	2050
電源構成 比率 (%)	(CCS)火力発電比率	58.1	29.1	0.0
	再生可能エネルギー発電比率(含水力)	28.7	64.4	100
	原子力発電比率	13.2	6.6	0.0
	H ₂ ・NH ₃ 発電比率	0.0	0.0	0.0
	β ‘	0.4242	0.2121	0.0
	γ ‘	0.1846	0.0923	0.0
最安値	平均燃料価格(千円/kℓ) X_{31}	32.0	18.4	0.0
最高値		44.0	23.6	0.0

(e) デロイトトーマツシナリオ

年		2030	2040	2050
電源構成 比率 (%)	(CCS)火力発電比率	58.1	39.1	20.0
	再生可能エネルギー発電比率(含水力)	28.7	49.4	70.0
	原子力発電比率	13.2	11.6	10.0
	H ₂ ・NH ₃ 発電比率	0.0	0.0	0.0
	β ‘	0.4242	0.2851	0.1460
	γ ‘	0.1846	0.1238	0.0630
最安値	平均燃料価格(千円/kℓ) X_{31}	32.0	24.7	14.3
最高値		44.0	31.8	17.4

(f) 日本エネルギー経済研究所シナリオ

年		2030	2040	2050
電源構成 比率 (%)	(CCS)火力発電比率	58.1	38.6	19.0
	再生可能エネルギー発電比率(含水力)	28.7	39.4	50.0
	原子力発電比率	13.2	13.1	13.0
	H ₂ ・NH ₃ 発電比率	0.0	9.0	18.0
	β ‘	0.4242	0.2814	0.1387
	γ ‘	0.1846	0.1222	0.0598
最安値	平均燃料価格(千円/kℓ) X_{31}	32.0	24.4	13.6
最高値		44.0	31.3	16.5

2-3. 常用発電原価予測

本節では、常用発電原価の予測方法について詳細を述べる。

ガス会社の LNG 平均燃料価格公表値[39]と、中部・北陸地方工業用都市ガス販売価格(以下、都市ガス価格)[21]を用いる。Data が存在する 2017 年 4 月から 2023 年 3 月までの都市ガス価格 X_{71} (円/㎥)と LNG 平均燃料価格 X_{31} の Data を付録表 4 に、それらの相関を図 2-7 と式(29)に示す。2017 年以降の Data を活用しているのは、文献[21]に 2017 年以降の Data が掲載されていたことと、式(29)の $R^2=0.9489$ と高い数値であったため、十分に信頼に値する関係式が得られると考えた。また、 $R^2=0.9489$ と高い数値であるのは、ガス会社が平均燃料価格に対して忠実に料金反映しているため、と考えている。

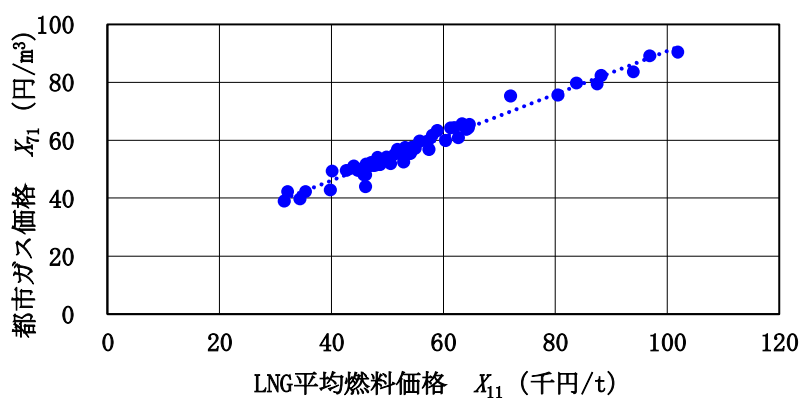


図 2-7 都市ガス価格 X_{71} (円/㎥)に対する LNG 平均燃料価格 X_{31} (千円/t)

$$X_{71}=0.673 X_{11}+20.2 \quad (29)$$

常用発電の種類については、ガスエンジンコージェネおよび燃料電池を採用する。また、それぞれの常用発電の燃料ガス種について、都市ガス専焼、NH₃ 専焼と H₂ 専焼の 3 種類を検討する。

都市ガス専焼の場合のガスエンジンコージェネおよび燃料電池の発電原価 K_{811} (円/kWh) の算出式を、式(30)に示す。

$$K_{811}=X_{81}+a_{81}+a_{82}-a_{83} \quad (30)$$

X_{81} : 燃料費用

a_{81} : 固定費

a_{82} : 炭素税による発電原価上昇分

a_{83} : (ガスエンジンコージェネの場合)省エネによる炭素税減少分

その他 a_{81} の要素と算出式を、式(31)に示す。

$$a_{81}=a_{84}+a_{85}-a_{86}-a_{87} \quad (31)$$

a_{84} : 減価償却費 (稼働率によって変化する)

a_{85} : メンテ費 (人件費含む)

a_{86} : 基本料金削減分

a_{87} : (ガスエンジンコージェネの場合)電気料金削減分

燃料費用 X_{81} の算出式を、式(32)に示す。

$$X_{81}=0.0902 X_{71}/a_{88} \quad (32)$$

a_{88} : 発電効率 発電効率 a_{88} は補機 (ガスエンジンコージェネ 3 %、燃料電池 1 %)を含む数値

ここで 0.0903 m³/kWh は、1 kWh のエネルギーと同等の熱量を有する都市ガス量である。

H₂またはNH₃ 専焼の場合のガスエンジンコージェネおよび燃料電池の発電原価を K_{812} (円

/kWh)とすると、発電原価 Y_{812} の算出式を、式(33)に示す。

$$Y_{812} = X_{81} + a_{81} - a_{83} \quad (33)$$

X_{81} : 燃料費用

a_{81} : 固定費 (常用発電の稼働率はこの数値に反映される)

a_{83} : (ガスエンジンコージェネの場合)省エネによる炭素税減少分

次に、2030 年の発電原価を予測するため、2-1. で述べた Step B-1～B-5 を行う。

(1) Step B-1、Step B-2 の実行

Step B-1 と Step B-2 を行う。2022 年都市ガス価格は 98.0 円/m³ であり [21]、表 2-9 の発電効率 a_{88} と式(21)を用いると、2022 年燃料費用 X_{81} を計算できる。ガスエンジンコージェネと燃料電池の (補機を含む) 発電効率は、現時点で最も高い性能の値を用いた。表 2-9 に示すように、2022 年燃料費用 X_{81} は、都市ガス専焼のガスエンジンコージェネで 18.4 円/kWh、および燃料電池で 15.9 円/kWh となる。2022 年の電力価格は 23.7 円/kWh である。そして、Step B-1 : 「2022 年電力価格実績値と都市ガス専焼発電原価が同等と仮定」し、Step B-2 : 「発電原価から 2022 年燃料費用 X_{81} を差し引いた値を設備費・保守費相当分の固定値である『その他 a_{81} 』とおく」。それらの結果を表 2-9 に示す。

「2022 年電力価格実績値と都市ガス専焼発電原価が同等と仮定」する理由を説明する。本研究はあくまで Kioxia 単体というよりも半導体事業者のための研究である、という背景を有する。固定費に当たるその他 a_{81} を、実際の数値で計算することは可能である。しかしながら、実際に常用発電電機を導入する場合、減価償却費 a_{84} の内容としては、発電機、発電機を覆う建物 (BCP 電源として考える場合、免震構造や精神構造等、大地震でも耐える構造を有することが要求される)、自送線 (BCP 電源として考える場合は、系統電力送電線ではなく、別に発電機から事業所内の変電所まで送電できる自前の送電線)、および必要な事業所内燃料ガス配管整備費などである。こうしたファシリティ施設の整備は当然、事業所や事業形態によって異なり、したがってその設備費用の変動も大きいことが想定される。一方、その他 a_{81} を表 2-9 に示す数値で仮に置いたとしても、2022 年電力価格と発電原価を同等とおくことで、2022 年より投資が行いやすいかどうかを判断しやすくするためである。これらの理由により、「発電原価から 2022 年燃料費用 X_{81} を差し引いた値を設備費・保守費相当分の固定値である『その他 a_{81} 』とおく」という Step を設けた。

本来は、発電機器の稼働率の議論もするべきだが、本研究の前述の仮定では固定費 a_{81} には、すでに発電機器の稼働率が含まれている。実際の計算では稼働率が固定費に影響する。

表 2-9 都市ガス専焼常用発電の各数値

	発電効率 a_{88}	2022 年燃料費用 X_{81} (円/kWh)	その他 a_{81} (円/kWh)	合計 (円/kWh)
ガスエンジン コージェネ	0.480	18.4	5.3	23.7
燃料電池	0.554	15.9	7.7	23.7

(2) Step B-2 の算出

都市ガス専焼の場合、表 2-1 に示した LNG 3 か月平均値 X_{11} 、式(29)と式(32)を用いて都市ガス専焼の 2030 年都市ガス燃料費用 X_{81} が計算できる。

H_2 または NH_3 専焼の場合、燃料価格は値差補填有では、式(22)から式(25)を用いて計算できる。燃料費用 X_{81} については、2-2. (6)で記したように、「 H_2 については、2022 年 9 月の LNG 販売価格 164.9 千円/t をもとに、39 円/ Nm^3 - H_2 、 NH_3 については、2022 年 9 月の一般炭販売価格 53.3 千円/t をもとに 26 円/ Nm^3 - H_2 とされている。」 H_2 については、熱量を 12.9 MJ/ Nm^3 とおいており、3,601 kJ=1 kWh のため、LNG 39 円/ Nm^3 - H_2 は 10.886 円/kWh と等価であり、石炭 26 円/ Nm^3 - H_2 は 7.258 円/kWh と等価である。したがって、 H_2 、 NH_3 の燃料費用 X_{81} は H_2 や NH_3 の燃料価格 a_{74} (円/ Nm^3 - H_2)を用いて、式(34)で算出できる。

$$X_{81}=0.279 \ a_{74}/a_{88} \quad (34)$$

ここで、0.279 は 10.886 円/kWh を 39 円/ Nm^3 - H_2 、または 7.258 円/kWh を 26 円/ Nm^3 - H_2 で割った数値である。

値差補填無しでは、表 2-8 の値を適用できるため、同じく式(34)を用いて算出できる。算出した結果を表 2-10 に示す。

表 2-10 常用発電燃料費用 X_{81}

		都市ガス専焼 (円/kWh)	NH ₃ 専焼 (円/kWh)	H ₂ 専焼 (円/kWh)
ガスエンジンコ ージェネ	最安値値差補填有	14.0	8.1	13.9
	最安値値差補填無		19.4	28.9
	最高値値差補填有	17.0	8.6	16.3
	最高値値差補填無		19.4	28.9
燃料電池	最安値値差補填有	12.2	7.0	12.0
	最安値値差補填無		16.8	25.0
	最高値値差補填有	14.7	7.4	14.1
	最高値値差補填無		16.8	25.0

(3) Step B-3 の算出

Step B-3「2030 年の都市ガス・NH₃ および H₂ 燃料費用予測値 X_{81} に『その他 a_{81} 』の固定値を加算」を行う。

(4) Step B-4 の算出

Step B-4「燃料に都市ガスを使用する場合、炭素税による発電原価上昇分 a_{82} を加算」を行う。都市ガス専焼ガスエンジンコージェネの CO₂ 排出係数(式(22)における、 a_{69}/a_{70})は、413 g-CO₂/kWh、また、都市ガス専焼燃料電池は 358 g-CO₂/kWh とした。CO₂ 排出係数は、NH₃ 混焼量増加に伴い減少する。炭素税による発電原価上昇分 a_{82} を、式(22)を用いて算出した結果を表 2-11 に示す。H₂ または NH₃ 専焼発電は CO₂ を排出しないため、 $a_{82}=0$ である。

表 2-11 常用発電炭素税による発電原価上昇分 a_{82}

		都市ガス専焼 (円/kWh)	NH ₃ 専焼 (円/kWh)	H ₂ 専焼 (円/kWh)
ガスエンジンコ ージェネ	最安値	1.6	0.0	0.0
	最高値	3.1		
燃料電池	最安値	1.4		
	最高値	2.7		

続いて、コージェネの場合、省エネによる炭素税減少分 a_{83} を算出する。

ここで、ガスエンジンコージェネの省エネについて触れておく。ガスエンジンコージェネのエネルギーの流れを図 2-8 に示す。仮にガスエンジンコージェネに都市ガスを 20,190 kW 入れたら、ガスエンジンコージェネは電気で 10,000 kW 出力する。この時、発電効率は $(10000/20190=)$ 49.5 % である。補機 3% を考慮すると、ガスエンジンコージェネの総発電量 10,000 kW のうち、補機動力が 300 kW だとして、9,700 kW が実質的な発電量となる。その場合、発電効率は $(9700/20190=)$ 48.0 % となる。ガスエンジンコージェネ運転では、ガスエンジンコージェネの温水と蒸気を回収して、冷水を製造している。冷水出力が、4,320 kW と 3,510 kW で併せて 7,830 kW の冷水を製造している。この 7830 kW を電気で作るとするとターボ冷凍機の COP (成績係数) から、1420kW かかる。即ち、ガスエンジンコージェネを運用する場合、電気を 1420 kW 削減できる。したがって、1420 kW 分の電気にかかる電気料金 (基本料金+従量料金) や、電気の製造にかかる炭素税を節約できる。

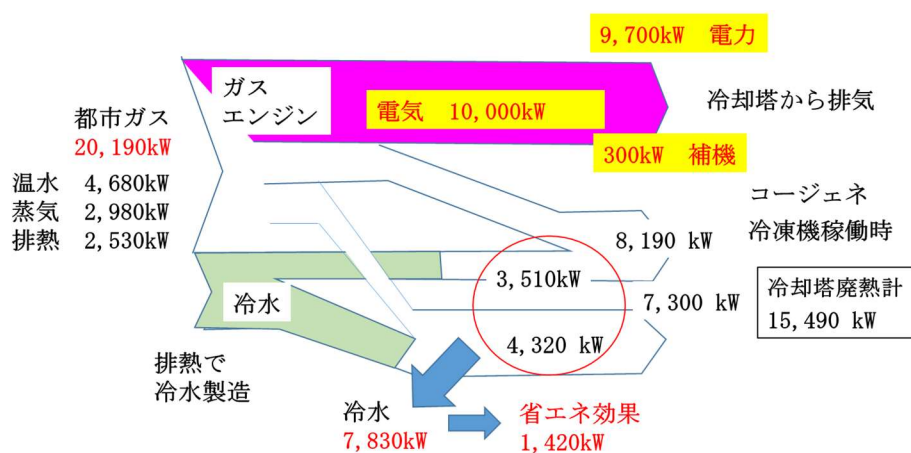


図 2-8 ガスエンジンコージェネの熱収支を示す図

したがって、省エネによる炭素税減少分 a_{83} は式(26)における a_{53} を用いて、式(35)により算出できる。

$$a_{83}=0.146 \ a_{53} \quad (35)$$

ここで、0.146 とは、省エネ効果である、1,420 kW を総発電量 9,700 kW で割った値である。

以上の議論により、式(28)および式(33)を用いて、都市ガス専焼の場合のガスエンジンコージェネおよび燃料電池の発電原価 I_{811} および、 H_2 または NH_3 専焼の場合のガスエンジンコージェネおよび燃料電池の発電原価を I_{812} が算出できる。

(5) Step B-5 の算出

以上、2030 年について各数値の算出を行った。実際には、2031 年から 50 年までの 20 年間の数値を平均化する必要がある。2050 年までの燃料費用算出に必要な諸元を表 2-12 にまとめた。

表 2-12 燃料費用に必要な諸元

		2030 年	2040 年	2050 年
都市ガス	最安値(円/㎥)	67.0	74.5	82.0
	最高値(円/㎥)	85.5	90.3	95.2
NH_3	補填有最安値(円/Nm ³ -H ₂)	6.8	7.1	34.5
	補填有最高値(円/Nm ³ -H ₂)	7.9	8.4	34.5
	補填無(円/Nm ³ -H ₂)	32.2	33.2	34.5
H_2	補填有最安値(円/Nm ³ -H ₂)	16.1	18.6	39.4
	補填有最高値(円/Nm ³ -H ₂)	22.2	23.9	39.4
	値差補填無(円/Nm ³ -H ₂)	61.7	49.9	39.4

3. 結果と考察

3-1. 平均電力価格予測計算結果

本章では平均電力価格予測計算の結果と考察、平均発電原価予測計算の結果と考察、および損益分岐点と常用発電導入に向けた境界条件の算出について述べる。本節では平均電力価格予測計算について結果と考察を述べる。

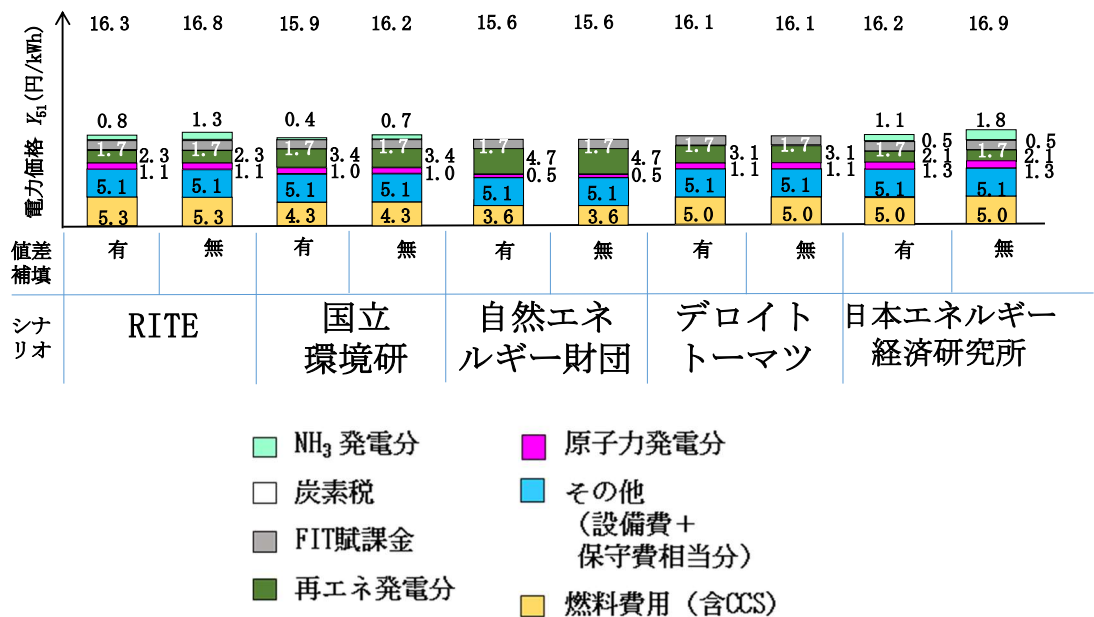
2-2. の Step A-1～A-6 を経て、2031 年～50 年までの平均電力価格を予測する。

5 つのシナリオごとの 2030 年、2040 年、2050 年および、平均予測電力価格の計算結果を付録表 5 に、全体まとめを表 3-1 に、5 つの各シナリオの平均予測電力価格の計算結果を図 3-1 にまとめる。

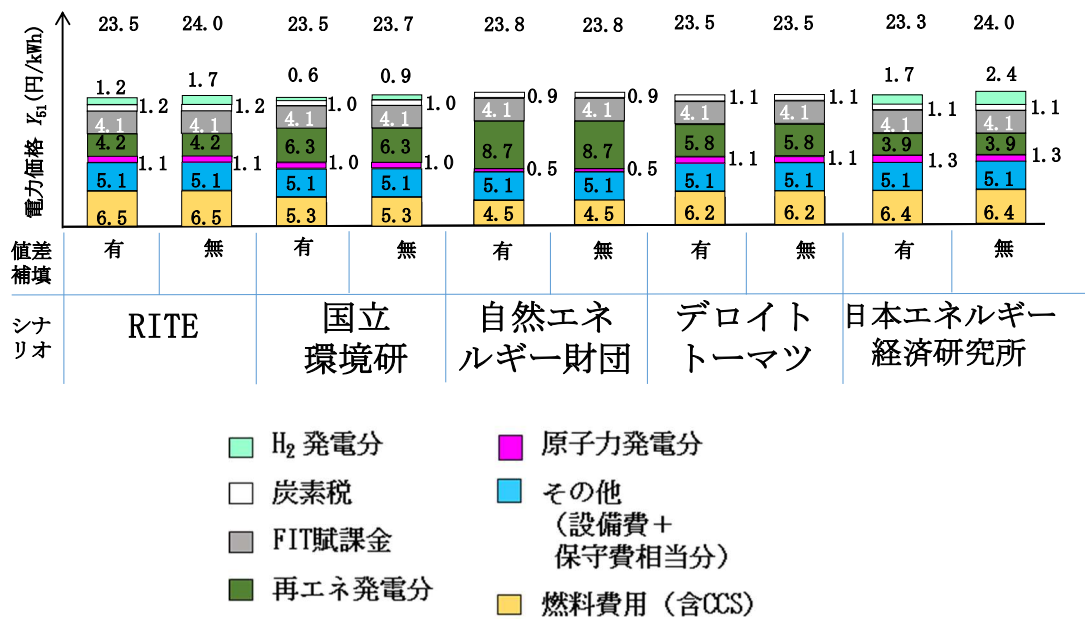
表 3-1 2030 年、2040 年、2050 年および、2031 年～50 年までの平均予測電力価格

算出結果まとめ

	シナリオ	RITE	国立 環境 研究所	自然エネ ルギー財団	デロイト トーマツ	日本 エネルギー 経済研究所
電源	再エネ	54	74-76 (75)	100	70	50
構成	原子力	10	8-9 (8.7)	0	10	13
比	CCS 火力	23	9-10 (9.7)	0	20	19
(%)	H ₂ ・NH ₃	13	5-7 (6.7)	0	0	18
電力 価格 (円 /kW h)	最安値 補填有	16.3	15.9	15.6	16.1	16.2
	最安値 補填無	16.8	16.2			16.9
	最高値 補填有	23.5	23.5	23.8	23.5	23.3
	最高値 補填無	24.0	23.7			24.0



(a) 最安値



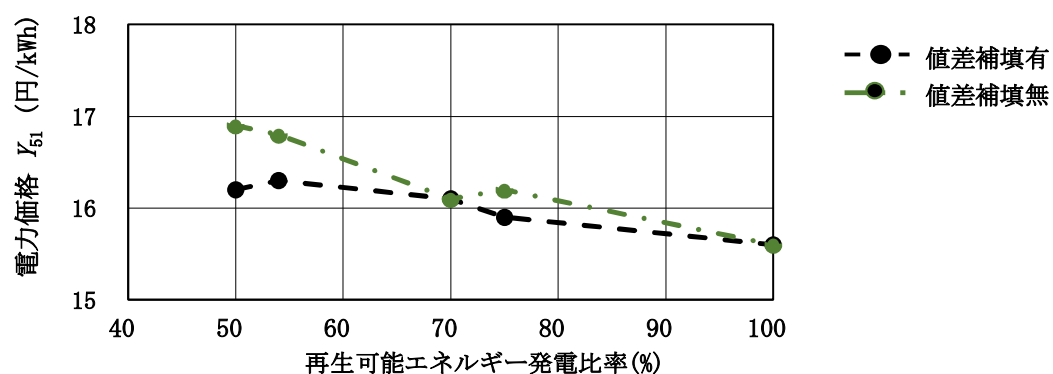
(b) 最高値

図 3-1 2031 年～50 年電力価格平均値予測結果

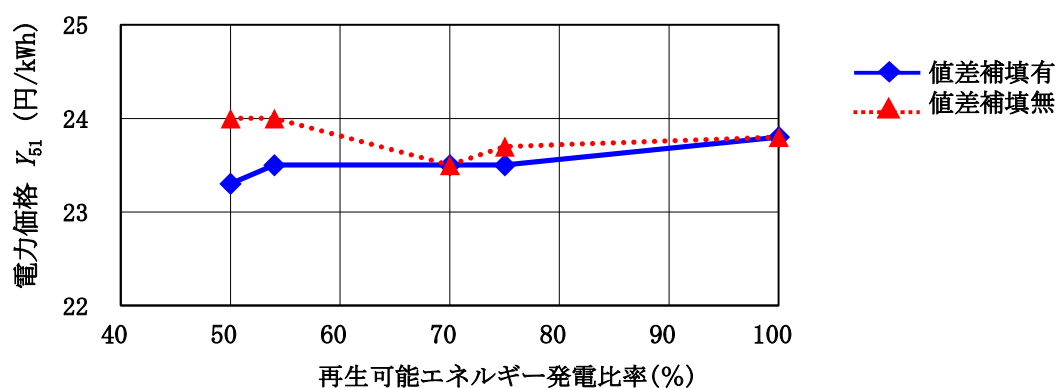
計算の結果、電力会社の 2031 年～50 年の平均予測電力価格を 15.6～24.0 円/kWh と予測した。図 3-1 に示されるように、最安値では、値差補填有では 15.6～16.3 円/kWh、値差

補填無では、15.6～16.9 円/kWh と算出された。また、最高値では、値差補填有では 23.3～23.8 円/kWh、値差補填無では、23.5～24.0 円/kWh となった。

今回のシナリオで、再生可能エネルギー発電の割合を横軸にとると、発電原価は図 3-2(a)と図 3-2(b)のように示される。



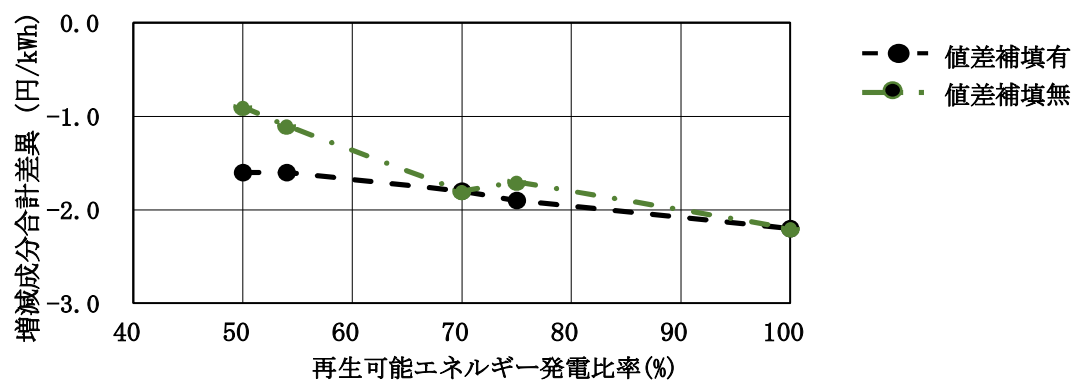
(a) 最安値



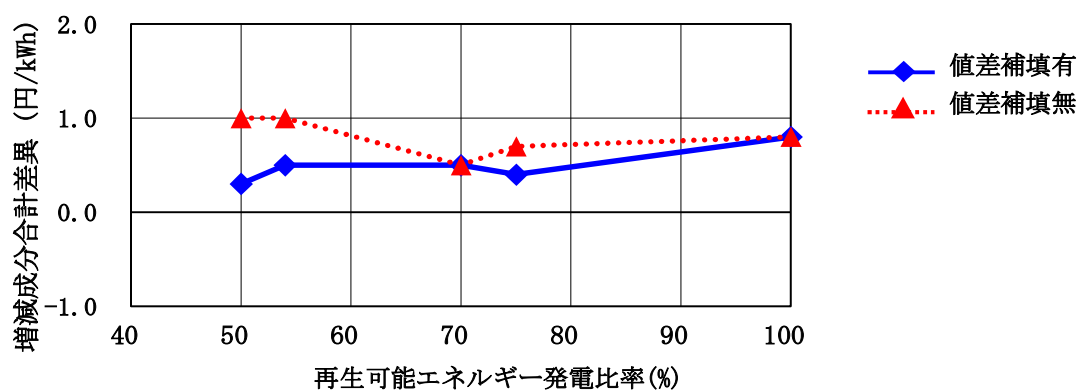
(b) 最高値

図 3-2 電力価格に対する再生可能エネルギー発電比率

ここで、電力価格のシナリオ間差異について考察する。表 2-8 での各シナリオの電源構成比率の変化に伴い、電力価格が変化していく結果が付録表 5 にまとめられている。20 年間の平均値と 2030 年での値の差異（ここでは、「増減成分合計差異」と呼ぶ）に対する再生可能エネルギー発電比率を、最安値は図 3-3(a)、最高値は図 3-3(b)に示す。2030 年の数値を用いるのは、2030 年電力価格が電力会社の 2030 年発電構成比率に基づいた計算値であり、シナリオによる差異がないからである。



(a) 最安値



(b) 最高値

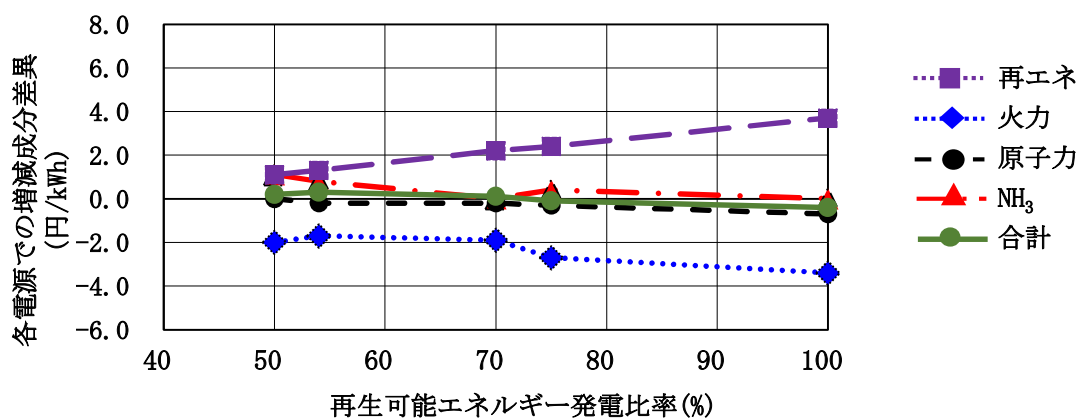
図 3-3 増減成分合計差異に対する再生可能エネルギー発電比率

図 3-2 のグラフの形と図 3-3 のグラフの形は同じである。増減成分としては、「増減成分合計差異」のほかに、FIT 賦課金、炭素税および CCS 火力があり、そのうち、FIT 賦課金は各シナリオに差異はなく、図 3-1 にしめされるように、炭素税におけるシナリオ間差異は最安値では無く、最高値では 0.3 円/kWh 程度である。つまり、これらの成分は、ほとんどグラフの形に影響を及ぼさない。そのため、図 3-2 と図 3-3 とのグラフの形がほぼ一致している。

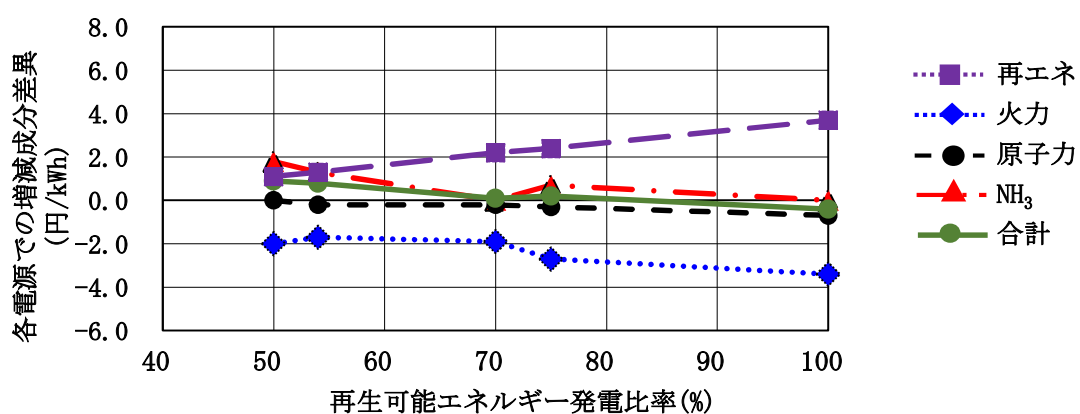
次に各電源における増減成分について考察する。

表 2-8 で、各シナリオの電源構成比率の変化に示す通り、増加成分としては再エネ発電比率上昇に伴う電力価格上昇分と、 $H_2 \cdot NH_3$ 発電比率上昇に伴う電力価格上昇分である。減少成分としては火力発電比率及び燃料費変化に伴う電力価格減少分と、原子力発電比率河口に伴う電力価格減少分である。これら「各電源での増減成分差異」に対する再生可能

エネルギー比率を、最安値は図 3-4(a) (b)に、最高値は図 3-4(c) (d)に示す。また発電比率変化と、各電源での増減成分差異(円/kWh)をシナリオ毎にまとめたものを最安値は表 3-2(a)に、最高値は表 3-2(b)に示す。



(a) 最安値・補填有



(b) 最安値・補填無

図 3-4 各電源での増減成分差異に対する再生可能エネルギー比率

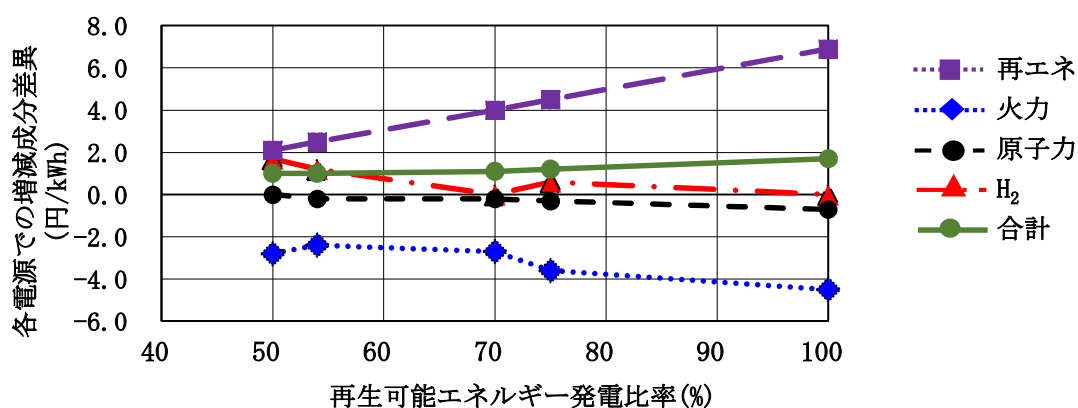
表 3-2 シナリオ毎の発電比率変化と各電源での増減成分の差異

(a) 最安値：()内は単位%あたりの変化量 (円/kWh %)

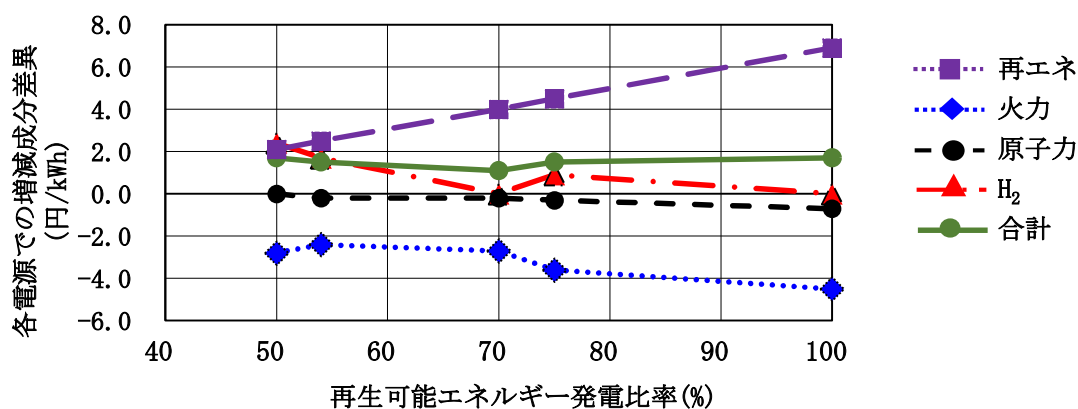
シナリオ		日本エネルギー経済研究所	RITE	デロイトトーマツ	国立環境研究所	自然エネルギー財団
再エネ発電比率(%)		50	54	70	75	100
再エネ発電比率変化(%)		+11.2	+13.3	+21.7	+24.3	+37.4
火力発電比率変化(%)		-20.5	-18.4	-20.0	-25.4	-30.5
原子力発電比率変化(%)		-0.1	-1.7	-1.7	-2.3	-6.9
H ₂ ・NH ₃ 発電比率変化(%)		+9.5	+6.8	±0.0	+3.5	±0.0
再エネ発電(円/kWh)		+1.1 (0.10)	+1.3 (0.10)	+2.2 (0.10)	+2.4 (0.10)	+3.7 (0.10)
火力発電(円/kWh)		-2.0 (-0.10)	-1.7 (-0.09)	-1.9 (-0.10)	-2.7 (-0.11)	-3.4 (-0.11)
再エネ発電+火力発電		-0.9	-0.4	+0.3	-0.2	+0.7
原子力発電(円/kWh)		±0.0 (0.11)	-0.2 (0.11)	-0.2 (0.11)	-0.3 (0.11)	-0.7 (0.11)
再エネ+火力+原子力		-0.9	-0.5	+0.1	-0.5	±0.0
NH ₃ 発電 (円/kWh)	NH ₃ 値差補填有 (最安値)	+1.1 (0.11)	+0.8 (0.11)	±0.0	0.4 (0.11)	±0.0
	NH ₃ 値差補填無 (最安値)	+1.8 (0.19)	+1.3 (0.19)	±0.0	0.7 (0.19)	±0.0
合計 (円/kWh)	最安値補填有	-1.6	-1.6	-1.8	-1.9	-1.6
	最安値補填無	-0.9	-1.1	-1.8	-1.7	-1.6

ここでは、まず最安値について考察する。図 3-4(a) (b)を見て気付くこととして、合計値緑色の線と NH₃ 発電の赤色の線がほとんど一緒であることである。表 3-2(a)で注目するのは、「再エネ発電+火力発電」の欄である。数値をみると、再エネ発電比率の上昇に伴い、数値が上昇している傾向がある。表中、再エネ発電と火力発電の()内の数値は1 %比率が

変化すると、どの程度発電原価の増減があるか？という感度を示している。感度はほとんど同一なので、発電比率の変化の差異で、この「再エネ発電+火力発電」の数値が決まる。再エネ発電比率が低い2つのシナリオはいずれも「火力発電比率減少値>再エネ発電比率上昇値」であり、再エネ率 100 %の自然エネルギー財団シナリオはその逆となっている。この値に原子力発電比率変化の数値を加えると、「再エネ発電+火力発電+原子力発電」の欄の数値である、各シナリオ間で-0.9~+0.1 円/kWh ほどの値となる。これが、0 近辺であることから、NH₃ 発電比率をもつ3つのシナリオの数値に伴い、図 3-3(a)、図 3-4(a) (b) のグラフになったと考えられる。



(c) 最高値・補填有



(d) 最高値・補填無

図 3-4 再生可能エネルギー比率 vs. 各電源での電力価格増減

表 3-2 シナリオ毎の発電比率変化と各電源での増減成分の差異

(b)最高値：()内は単位%あたりの変化量 (円/kWh %)

シナリオ		日本エネルギー経済研究所	RITE	デロイトトーマツ	国立環境研究所	自然エネルギー財団
再エネ発電比率変化(%)		+11.2	+13.3	+21.7	+24.3	+37.4
火力発電比率変化(%)		-20.5	-18.4	-20.0	-25.4	-30.5
原子力発電比率変化(%)		-0.1	-1.7	-1.7	-2.3	-6.9
H ₂ ・NH ₃ 発電比率変化(%)		+9.5	+6.8	±0.0	+3.5	±0.0
再エネ発電(円/kWh)		+2.1 (0.18)	+2.5 (0.18)	+4.0 (0.18)	+4.5 (0.18)	+6.9 (0.18)
火力発電(円/kWh)		-2.8 (-0.14)	-2.4 (-0.13)	-2.7 (-0.14)	-3.6 (-0.14)	-4.5 (-0.15)
再エネ発電+火力発電		-0.7	±0.0	+1.3	+0.8	+2.4
原子力発電(円/kWh)		±0.0 (0.11)	-0.2 (0.11)	-0.2 (0.11)	-0.3 (-0.11)	-0.7 (-0.11)
再エネ+火力+原子力		-0.7	-0.2	+1.1	+0.6	+1.7
H ₂ 発電 (円/kWh)	H ₂ 値差補填有 (最高値)	+1.7 (0.18)	+1.2 (0.18)	±0.0	+0.6 (0.18)	±0.0
	H ₂ 値差補填無 (最高値)	+2.4 (0.25)	+1.7 (0.25)	±0.0	+0.9 (0.25)	±0.0
合計 (円/kWh)	最高値補填有	+0.3	+0.5	+0.5	+0.4	0.8
	最高値補填無	+1.0	+1.0	+0.5	+0.7	0.8

続いて、最高値について考察する。図 3-4(c) (d)をみると、先ほどの最安値ケースとは異なり、緑の合計線は赤いH₂発電の線よりも上にある。表 3-2(b)で同様に「再エネ発電+火力発電」の欄を見ると、再エネ比率がたかければ高いほど数値が上がる傾向がより顕著である。表中 () 内で示した再エネ発電と火力発電の感度は、再エネ発電の方が高い。再エネ発電の場合、最安値と最高値の差は再エネ発電原価の差であり、約2倍程度あるのに

対して、火力発電の場合は最安値と最高値の差は燃料費に起因しているので、その差異が40～50 %程度にとどまっていることが原因である。原子力発電比率の減少は、再エネ比率が上がると減少比率が上がっているので、上述の傾向を打ち消す方向だが、数値が小さく、打ち消しきれていない。一方、H₂ 発電比率を持つ3つのシナリオでは、H₂ の価格が高いため、感度が高い。そのためH₂ 発電比率増加に伴い、発電原価が上昇する。値差有の場合は、燃料費(感度)が低いため、結果的に右肩上がりの傾向が残り、値差無の場合には、燃料費(感度)が高く、「再エネ発電+火力発電+原子力発電」での差異を打ち消す結果となっているため、図3-3(b)、図3-4(c)(d)の数値となったと考えている。デロイトトーマツシナリオで傾向が逆転しているのは、デロイトトーマツシナリオではH₂ 発電比率が0 %だからだと考えている。

3-2. 平均発電原価予測計算結果

本節では、平均発電原価予測計算の結果と考察について述べる。

2-3. の Step B-1～B-5 を経て、2031 年～50 年の平均発電原価を予測する。

算出結果を付録表6にまとめる。

電力価格と、式(29)で算出したガスエンジンコージェネおよび燃料電池の発電原価の、2031 年～50 年までの平均予測値比較を、最安値と最高値について、それぞれのシナリオごとに比較した結果は付録図1に示す。最安値は、ガスエンジンコージェネを図3-5(a)(b)、燃料電池を図3-6(a)(b)に示す自然エネルギー財団シナリオを用いて説明する。また最高値は、ガスエンジンコージェネを図3-7(a)(b)、燃料電池を図3-8(a)(b)に示す日本エネルギー経済研究所シナリオを用いて説明する。

最安値について、20年平均電力価格と20年平均ガスエンジンコージェネ発電原価の比較を図3-5(a)に、それぞれの2022年との比較を図3-5(b)に示す。

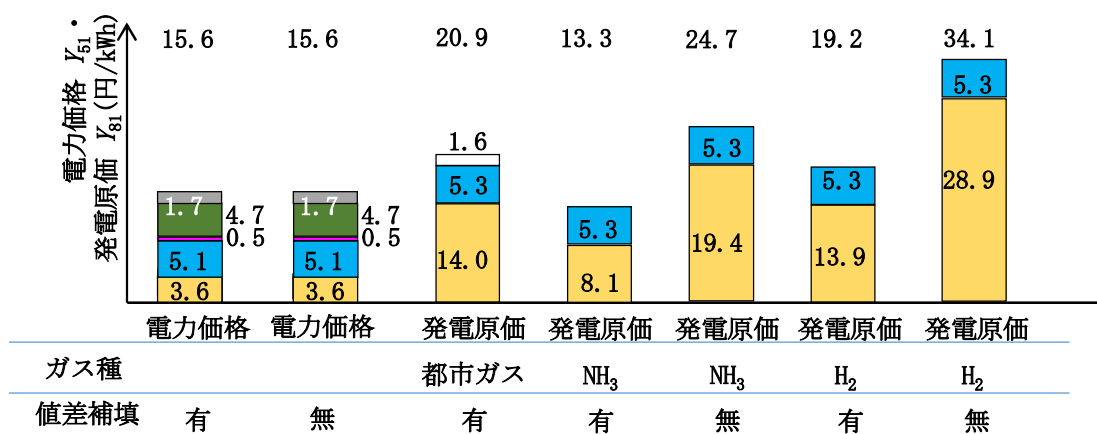


図3-5(a) 20年平均電力価格および20年平均ガスエンジンコージェネ発電原価の比較
(最安値：自然エネルギー財団シナリオ)

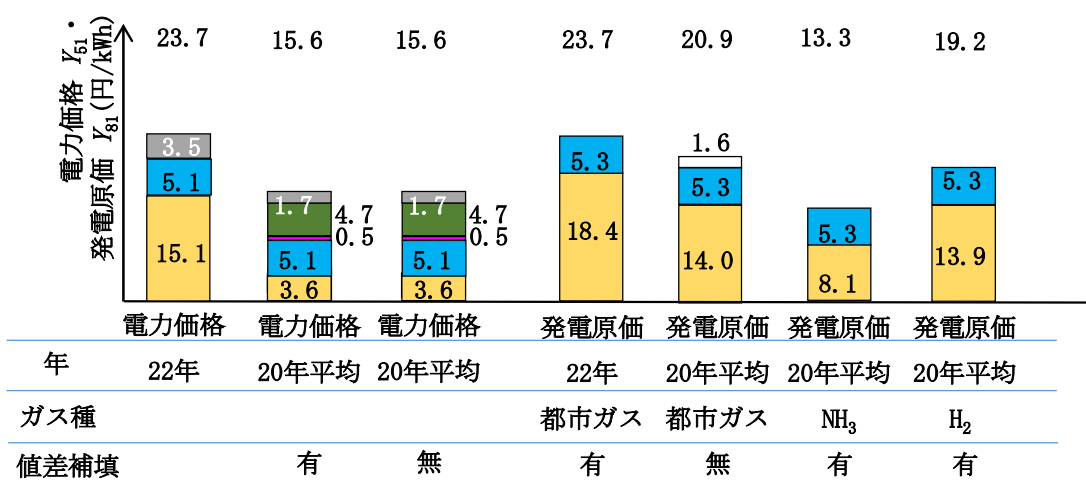


図3-5(b) 平均電力価格およびガスエンジンコージェネ発電原価2022年との比較
(最安値：自然エネルギー財団シナリオ)

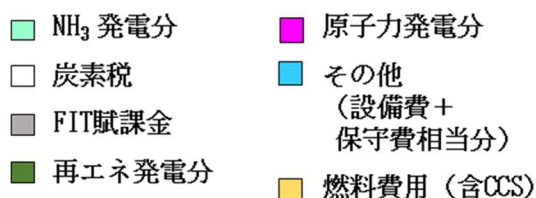


図3-5(a)に示される通り、価格は上から順番に、H₂専焼値差補填無>NH₃専焼値差補填

無＞都市ガス専焼＞H₂専焼値差補填有＞電力価格＞NH₃専焼値差補填有、という結果となった。図 3-5(b)に示される通り、電力価格は 2022 年と比べて減少している。減少の要因は燃料費の減少が 11.6(15.1→3.6) 円/kWh と大きい。これは火力発電比率が 79.9 %だったのが、20 年平均で、27.6 %と減少していることと、その火力発電比率の減少に伴って、平均燃料価格 X_{61} が 2022 年は 73.9 千円/kℓ から、20 年平均値は 16.8 千円/kℓ となっていることに起因している。また、FIT 賦課金は 3.5 円/kWh から 1.7 円/kWh となっている。増加要因は、原子力および再エネ発電比率上昇による 5.2 円/kWh だが、減少要因の方が大きいため、電力価格が 23.7→15.7 円/kWh まで減少している。

発電原価は、燃料費用が大きい。都市ガス専焼ガスエンジンコージェネの燃料費用は 2022 年と比べると減少しているが、減少額が 4.4(18.4→14.0) 円/kWh であり、炭素税 1.6 円/kWh の増加と合わせると、23.7 円→20.9 円/kWh となっている。また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填有で、燃料費が大きく減少(19.4→8.1 円/kWh)した結果、発電原価 13.3 円/kWh と電力価格を下回り、H₂専焼ガスエンジンコージェネは補填有で燃料費は大きく減少(28.9→13.9 円/kWh)するものの、発電原価は 19.2 円/kWh と電力価格より高い結果となった。

つづいて最安値について、20年平均電力価格と20年平均燃料電池発電原価の比較を図3-6(a)に、それぞれの2022年との比較を図3-6(b)に示す。

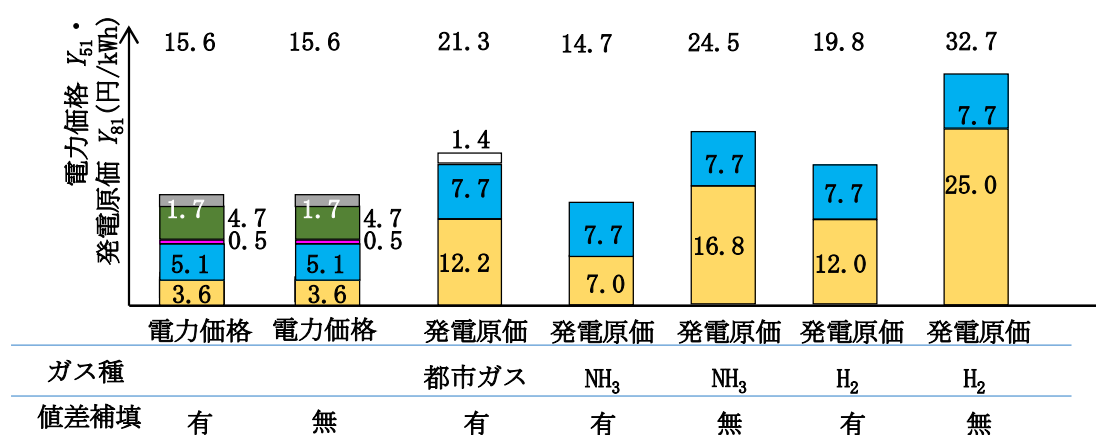


図 3-6(a) 20 年平均電力価格および 20 年平均燃料電池発電原価の比較
(最安値：自然エネルギー財団シナリオ)

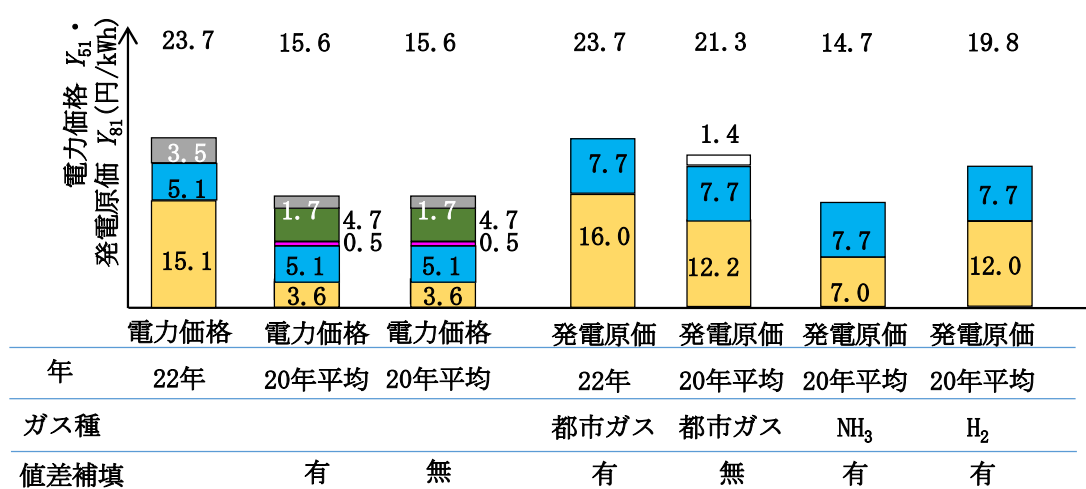
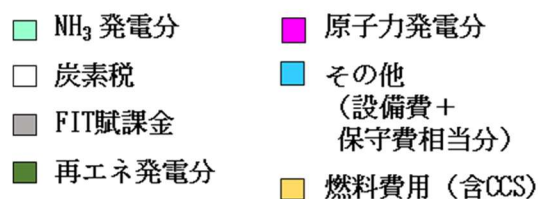


図 3-6(b) 平均電力価格および燃料電池発電原価 2022 年との比較
(最安値：自然エネルギー財団シナリオ)



価格の順位はガスエンジンコージェネの場合と同一であった。燃料電池の発電原価も、燃料費用が大きい、ガスエンジンコージェネよりは小さい。都市ガス専焼燃料電池の燃料費用の2022年と比較時の減少額は、ガスエンジンコージェネが4.4円/kWhに対して燃料電池は3.8(16.0→12.2)円/kWhとなっている。これは表2-9に示される通り、発電効率 a_{88} は燃料電池の方がガスエンジンコージェネと比べて高いため、同じ発電量であれば、燃料費用はガスエンジンコージェネよりも燃料電池が少なくなるためである。炭素税の増加は、ガスエンジンコージェネ1.6円/kWhに対して1.4円/kWhと小さい。これも発電効率に応じて、排出するCO₂量が少ないためである。それら増減の結果、23.7→21.3円/kWhとなっている。また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填有で、燃料費が大きく減少(16.8→7.0円/kWh)した結果、発電原価14.7円/kWhと電力価格を下回り、H₂専焼ガスエンジンコージェネは補填有で燃料費は大きく減少(25.0→12.0円/kWh)するものの、発電原価は19.8円/kWhと電力価格より高い結果となった。

最高値について、20年平均電力価格と20年平均ガスエンジンコージェネ発電原価の比較を図3-7(a)に、それぞれの2022年との比較を図3-7(b)に示す。

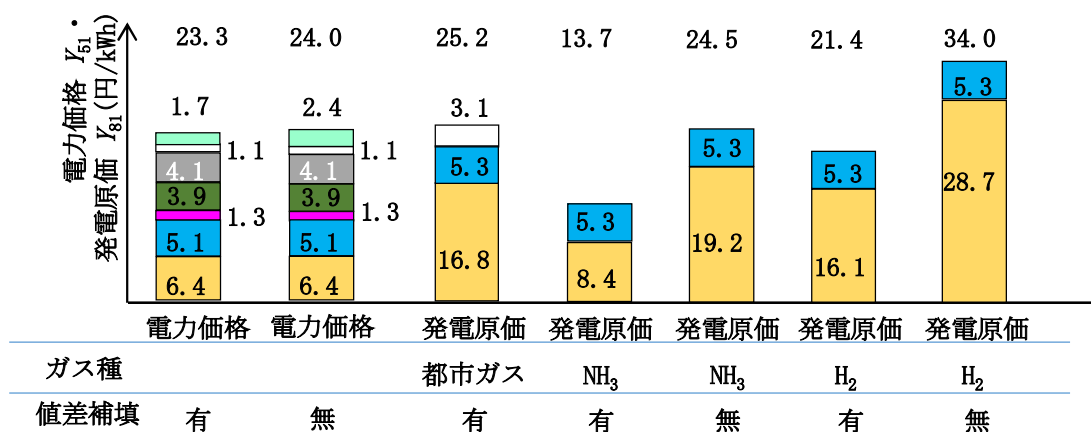


図3-7(a) 20年平均電力価格および20年平均ガスエンジンコージェネ発電原価の比較
(最高値：日本エネルギー経済研究所シナリオ)

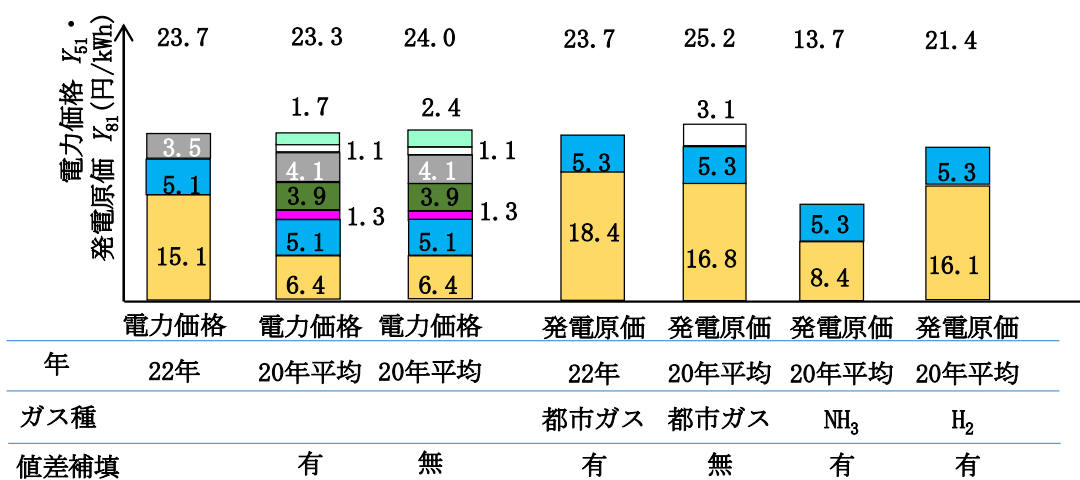


図3-7(b) 平均電力価格およびガスエンジンコージェネ発電原価2022年との比較
(最高値：日本エネルギー経済研究所シナリオ)

- H₂ 発電分
- 炭素税
- FIT賦課金
- 再エネ発電分
- 原子力発電分
- その他
(設備費+保守費相当分)
- 燃料費用(含CCS)

図3-7(a)に示される通り、価格は上から順番に、H₂専焼値差補填無>都市ガス専焼>

NH₃専焼値差補填無＞電力価格＞H₂専焼値差補填有＞NH₃専焼値差補填有、という結果となった。図 3-5(b)に示される通り、電力価格は値差補填有で 2022 年と比べてやや減少（23.7→23.3 円/kWh）、値差補填無でやや増加（23.7→24.0 円/kWh）である。減少の要因は燃料費の減少が 8.9(15.1→6.4) 円/kWh と大きい。これは火力発電比率が 79.9 %だったのが、20 年平均で、37.6 %と減少し、火力発電比率の減少に伴って、平均燃料価格 X_{61} も 2022 年は 73.9 千円/kℓ から、20 年平均値は 30.3 千円/kℓ となっているためである。しかし、いずれも最安値の場合(11.5 円/kWh の減少)とくらべると、減少額は小さくなっている。また、増加要因として、FIT 賦課金は 3.5 円/kWh から 4.1 円/kWh、再エネおよび原子力発電比率上昇による 5.2 円/kWh、炭素税 1.1/kWh 円および H₂ 発電が値差補填有(1.7 円/kWh)、無(2.4 円/kWh)で増加した結果である。

ガスエンジンコージェネの発電原価は、燃料費用が大きい。都市ガス専焼ガスエンジンコージェネの燃料費用は、2022 年と比べると減少しているが、減少額が 1.6(18.4→16.8) 円/kWh である。炭素税 3.1 円/kWh の増加と合わせると、23.7 円→25.2 円/kWh となっている。また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填有で、燃料費が大きく減少(19.2→8.4 円/kWh)した結果、発電原価 13.7 円/kWh と電力価格を下回り、H₂専焼ガスエンジンコージェネも補填有で燃料費は大きく減少(28.7→16.1 円/kWh)し、発電原価は 21.4 円/kWh と電力価格を下回った。また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填無でも、24.5 円/kWh と、電力価格値差補填無 24.0 円/kWh とは 0.5 円/kWh 差であり、3-3. で議論する、為替レートや炭素税の数値次第で、電力価格との差異が逆転する可能性がある。

つづいて最高値について、20年平均電力価格と20年平均燃料電池発電原価の比較を図3-8(a)に、それぞれの2022年との比較を図3-8(b)に示す。

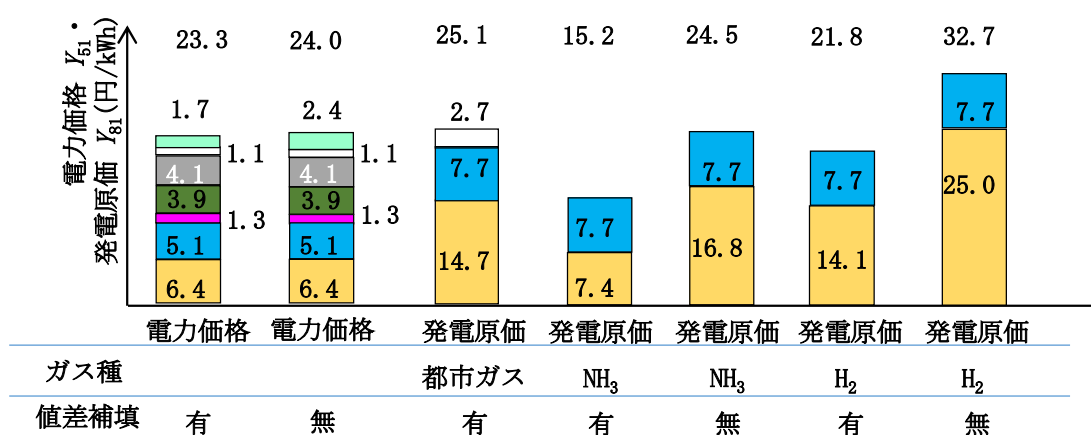


図 3-8(a) 20 年平均電力価格および 20 年平均燃料電池発電原価の比較
(最高値：日本エネルギー経済研究所シナリオ)

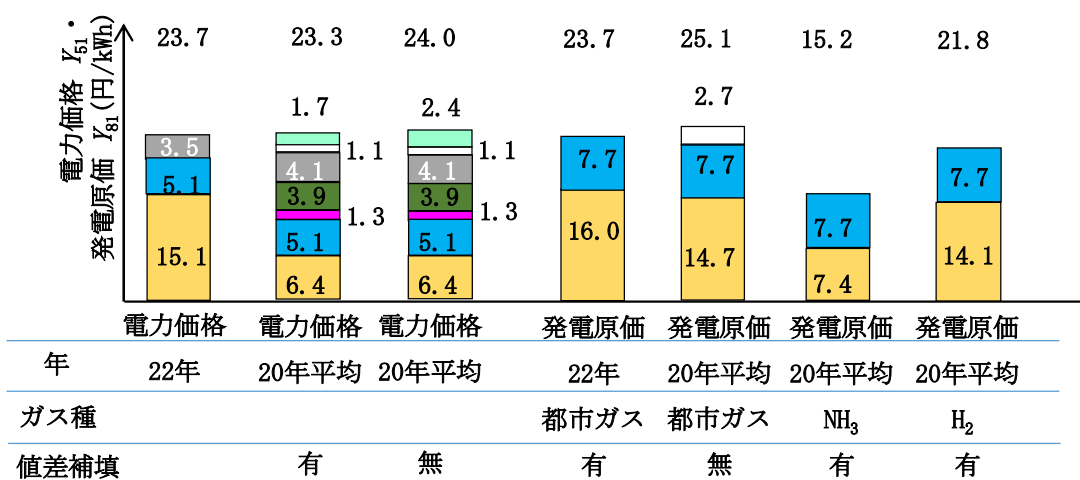
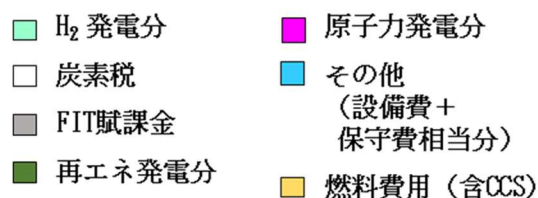


図 3-8(b) 平均電力価格および燃料電池発電原価 2022 年との比較
(最高値：日本エネルギー経済研究所シナリオ)



価格の順位はガスエンジンコージェネの場合と同一であった。都市ガス専焼燃料電池の

発電原価も、燃料費用が大きい。燃料費用の2022年と比較時の減少額は、ガスエンジンコージェネが1.4円/kWhに対して燃料電池は1.3(16.0→14.7)円/kWhとなっている。炭素税の増加は、ガスエンジンコージェネ3.1円/kWhに対して2.7円/kWhと小さい。合わせると、23.7円→25.1円/kWhとなっている。また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填有で、燃料費が大きく減少(16.8→6.8円/kWh)した結果、発電原価14.5円/kWhと電力価格を下回り、H₂専焼ガスエンジンコージェネもまた、補填有で燃料費は大きく減少(25.0→14.1円/kWh)、発電原価は21.8円/kWhと電力価格を下回った。

また、NH₃専焼ガスエンジンコージェネは補填無でも、発電原価は24.5円/kWhであり、電力価格値差補填無24.0円/kWhとは0.5円/kWh差であった。

3-3. 損益分岐点と常用発電導入に向けた境界条件の算出

3-3-1. 常用発電導入の指針

本節では、損益分岐点と常用発電導入に向けた境界条件の算出について述べる。

本項では、常用発電導入のための指針について述べる。

上述の計算の前提条件は、為替レート 131.4 円/\$、炭素税 7.7 千円/t-CO₂である。しかしながらこれらの値は変動するため、為替レートおよび炭素税が、電力価格と発電原価に与える影響を示す。そこで Step C として、為替レート、炭素税を変数とし、BCP 価値を加味した発電原価を電力価格と比較し、半導体業界として常用発電導入のための境界条件を算出する。

まず、電力価格と発電原価が同等となる損益分岐点を求める。ここで重要なのは BCP 価値である。1 章で述べたように、BCP 価値には 2 つある。UPS 等のバックアップ電源設備費用と生産損失の軽減である。これらの BCP 価値を加味した発電原価と電力価格を比較する。

図 3-9 に、電力価格と BCP 価値有・無での発電原価比較を示す。図 3-9(a) の場合、「電力価格 \geq 発電原価」でなければ、事業者は常用発電導入を判断できない。図 3-9(b) の場合、発電原価が電力価格を上回っていても BCP 価値が両者の差を上回れば、常用発電導入が優位性を持つ。すなわち、BCP 価値が電力価格と発電原価との差額よりも大きければ、「電力価格 \geq 正味の発電原価」となり、半導体事業者は常用発電導入の可否や規模の判断を進めることができる。これが常用発電導入の指針となる。

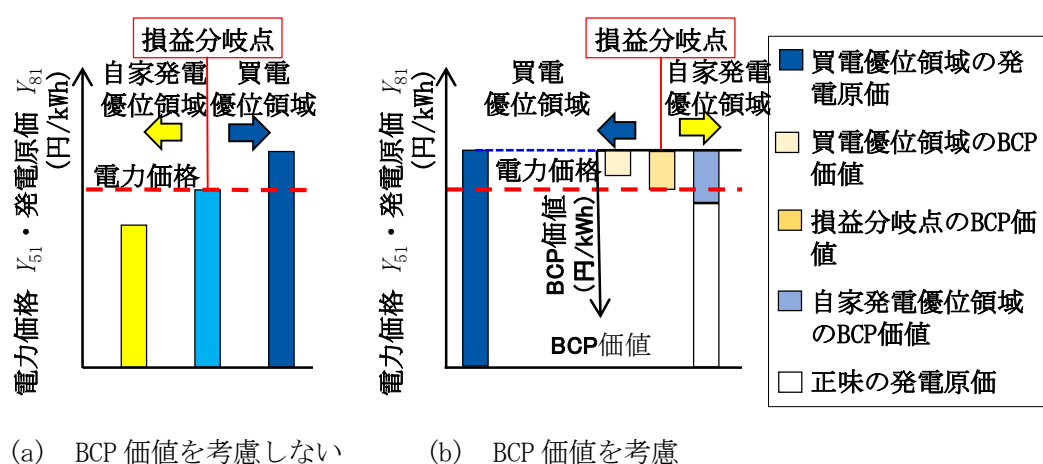


図 3-9 BCP 価値有・無での電力価格と発電原価比較

電力価格 I_{51} (円/kWh)、発電原価 I_{81} (円/kWh)およびBCP 価値 I_{91} (円/kWh)に関し、発電設備導入に関する指針を式(36)に示す。

$$I_{91} \geq I_{81} - I_{51} \quad (36)$$

ここでBCP 価値 I_{91} の算出式を、式(37)に示す。

$$I_{91} = a_{90} / (a_{91} \cdot a_{96}) + (a_{92} - a_{93}) \cdot a_{94} / (a_{95} \cdot a_{96}) \quad (37)$$

a_{90} : UPS 等バックアップ電源設備費用 (円)

a_{91} : UPS 等バックアップ電源設備耐用年数 (年)

a_{92} : 対策導入前の損害額 (円)

a_{93} : 対策導入後の損害額 (円)

a_{94} : 災害発生確率(発電設備の稼働時期である 2031～50 年までの)

a_{95} : 常用発電耐用年数 (年)

a_{96} : 常用発電の年間発電量 (kWh/年)

ここでBCP 価値について考察する。この時、1 円/kWh のBCP 価値は、10 MW の発電機あたりで20年間行った場合の効果額である17.5億円(正確には17.5億×稼働率)程度と等価である。東南海地震の発生確率が今後30年間で70～80%を考慮に入れると、21.9億円(正確には21.9億円×稼働率)程度と等価である。仮に工場での10 MWあたりの生産額が月当たり10億から50億円/月程度であったと仮定する。この値は企業の規模、形態や景気によって大きく変化する。大規模地震に伴う停電により、1月生産が停止した場合、この10億～50億円が損害となる。10 MWの電源により、この損害額を0にできれば、BCP 価値は10～50億円である。電源をフルカバーができていてとすると、月当たりこの10億～50億円程度をカバーできる。過去、地震からの復旧にかかった事例を参考に、仮に復旧に4か月程度かかるとし、0～100%まで日ごとに復旧が進むと仮定すると、実際の損害額と、常用発電導入によるBCP 価値は20億～100億円となる。このBCP 価値は、上記21.9億円との割り算によって、0.9～4.6 円/kWhのBCP 価値に相当する。これはあくまでフルカバーした場合であり、実際には1章でのべたように、重要負荷を10～20%程度カバーした場合は、よりBCP 価値は低くなることが想定される。設備は動力がなければ動かない。重要

負荷の中には設備を動かすために必要な動力が含まれるため、重要負荷を 10～20 %カバーした場合でも、重要な設備は 10～20 %以下しかカバーできないからである。また、バックアップ電源機器で 10 MW 相当での設置金額が 9 億円、寿命が 20 年間とすると、上述と同様の議論で、電源代替えによる効果額は約 0.7 円/kWh となる。したがって、本研究では、BCP 価値として 5.1 円/kWh 以上の値については議論をしていない。

次に、式(36)を元に、為替レートや炭素税を変数として、常用発電導入の為の境界条件を算出する。

3-3-2. 為替レートおよび炭素税を変数とした場合の電力価格および 発電原価の 20 年平均予測式の算出

本項では為替レートおよび炭素税を変数とした場合の検討範囲、予測式の算出結果および 3-3-3. 以降のグラフの見方について説明する。

今回の研究では、為替レート 100～150 円/\$ の範囲で検討を行った。過去の為替レートを調査したが、長期平均では 2008 年～2023 年までの 106.0 円/\$ が最低であり、また近年の円安傾向の中で、150 円/\$ で政府は為替介入を実施するケースが見受けられることから、上限を 150 円/\$ とした。

炭素税については、0.298 千円/t-CO₂ が現行の値であり、15.6 千円/t-CO₂ は、現行最も高いとされる、スウェーデンと同等の炭素税の値である。

また、値差補填有・無、最安値・最高値に 5 つのシナリオ、とケースが多い一方で、5 つのシナリオの間で最大でも差異が 1.2 円/kWh と、電力価格約 23～24 円と比較すると 5 %程度と差異が小さい。そのため、以降では、この数多いケースの中で、値差補填有最安値・値差補填無最安値・値差補填有最高値・値差補填無最高値の 4 つのケースにしばって議論を行う。値差補填有は、今後想定されるケースであり、値差補填有無の比較を行う。最安値は電力価格が最も低かった自然エネルギー財団の値を、最高値は電力価格が最も高かった日本エネルギー経済研究所シナリオの値を用いる。

2031 年以降 20 年平均の電力価格 I_{51} 、発電原価（ガスエンジンコージェネ都市ガス専焼 K_{8111} 、NH₃ 専焼 K_{8121} 、H₂ 専焼 K_{8122} 、および燃料電池都市ガス専焼 K_{8112} 、NH₃ 専焼 K_{8123} 、H₂ 専焼 K_{8124} ）と為替レート X_1 (円/\$) および炭素税 X_2 (千円/t-CO₂) に関する相関式を上記 4 つのケースで算出する。算出した結果を式(38)から式(65)に示す。

(1) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ）

$$K_{51}=0.026 \quad X_1+12.2 \quad (38)$$

$$K_{8111}=0.079 \quad X_1+0.217 \quad X_2+8.9 \quad (39)$$

$$K_{8121}=0.057 \quad X_1+5.8 \quad (40)$$

$$K_{8122}=0.104 \quad X_1+5.4 \quad (41)$$

$$K_{8112}=0.068 \quad X_1+0.188 \quad X_2+10.9 \quad (42)$$

$$K_{8123}=0.050 \quad X_1+8.2 \quad (43)$$

$$K_{8124}=0.091 \quad X_1+7.9 \quad (44)$$

(2) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ）

$$K_{51}=0.026 \quad X_1+12.2 \quad (45)$$

$$K_{8111}=0.079 \quad X_1+0.217 \quad X_2+8.9 \quad (46)$$

$$K_{8121}=0.148 \quad X_1+5.3 \quad (47)$$

$$K_{8122}=0.220 \quad X_1+5.3 \quad (48)$$

$$K_{8112}=0.068 \quad X_1+0.188 \quad X_2+10.9 \quad (49)$$

$$K_{8123}=0.128 \quad X_1+7.7 \quad (50)$$

$$K_{8124}=0.191 \quad X_1+7.7 \quad (51)$$

(3) 値差補填有・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ）

$$K_{51}=0.058 \quad X_1+0.183 \quad X_2+14.3 \quad (52)$$

$$K_{8111}=0.096 \quad X_1+0.434 \quad X_2+9.2 \quad (53)$$

$$K_{8121}=0.061 \quad X_1-0.022 \quad X_2+5.8 \quad (54)$$

$$K_{8122}=0.122 \quad X_1-0.022 \quad X_2+5.5 \quad (55)$$

$$K_{8112}=0.088 \quad X_1+0.358 \quad X_2+10.8 \quad (56)$$

$$K_{8123}=0.053 \quad X_1+8.2 \quad (57)$$

$$K_{8124}=0.106 \quad X_1+7.9 \quad (58)$$

(4) 値差補填無・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ）

$$Y_{51}=0.063 X_1+0.183X_2+14.3 \quad (59)$$

$$Y_{8111}=0.096 X_1+0.434 X_2+9.2 \quad (60)$$

$$Y_{8121}=0.148 X_1-0.022 X_2+5.3 \quad (61)$$

$$Y_{8122}=0.219 X_1-0.022 X_2+5.3 \quad (62)$$

$$Y_{8112}=0.088 X_1+0.358 X_2+10.8 \quad (63)$$

$$Y_{8123}=0.128 X_1+7.7 \quad (64)$$

$$Y_{8124}=0.191 X_1+7.7 \quad (65)$$

ここでまず、 X_1 の傾きに関して考察する。ここでは(1)値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ）で説明する。式(39)と式(42)の傾きの数値について、詳述する。

まずは式(39)と式(42)の傾きの数値を算出する。もともと天然ガスの 20 年予測平均値 12.5\$/Mbtu=0.697 \$/kg-天然ガスである。ここに為替 X_1 がかかるので、為替考慮天然ガス価格 $X_{12}=0.697 X_1$ となる。そして、燃料費は、天然ガス価格と式(5)、式(29)および式(32)により決定される。したがって、式(39)(42)の傾きは

$$\begin{aligned} \text{式(39)(42) } X_1 \text{ の傾き} &= 0.697 \times 0.894 \times 0.673 \times 0.0903 / \text{発電効率 } a_{88} \\ &= 0.0378 / \text{発電効率 } a_{88} \end{aligned} \quad (64)$$

となる。したがって、式(64)から式(39)の傾きは 0.079、式(42)の傾きは 0.068 と算出できる。

傾きの値は、それらの値の算出式の係数を掛け合わせるにより、算出が可能である。

X_2 に関しては、電力価格と都市ガス専焼が+、NH₃ 専焼と H₂ 専焼は、燃料電池で傾きが 0、そしてガスエンジンコージェネーとなっている。電力価格については、最安値では CCS 適用割合 $a_{73}=1$ としているので、炭素税は 0 であり、傾きも 0 となる。最高値では CCS が 2050 年まで適用されておらず、炭素税がかかっているため、傾きは+である。都市ガス専焼は CO₂ を排出しているため炭素税がかかるため傾きは+である。燃料電池の場合、NH₃ 専焼と H₂ 専焼は、CO₂ を排出しないため傾きは 0 である。そしてガスエンジンコージェネの場合、NH₃ 専焼と H₂ 専焼は CO₂ を排出しない上、最高値では図 2-8 で詳述した省エネ効果があるため、傾きは-となる。ガスエンジンコージェネの傾きが、NH₃ 専焼と H₂ 専焼と変わ

らないのは、省エネ効果が同一であるからである。また、最安値と最高値との傾きの差異は、表 2-8(a) で示されたように、最安値では炭素税が 2030 年から 50 年にかけて 0.289～7.7 千円/t-CO₂ であるのに対して、最高値では炭素税が 7.7 千円/t-CO₂ 一定であるためである。その具体的な値については、先に述べた X_1 の傾きと同様に算出できる。

3-3-3. 為替レートを変数とした場合の損益分岐点と境界条件の算出

本項では、値差補填有・無、最安値、最高値、およびガスエンジンコージェネ、燃料電池の場合につき、為替レートを変数とした場合の損益分岐点と境界条件の算出について述べる。

ここでこれ以降のグラフの見方について述べる。

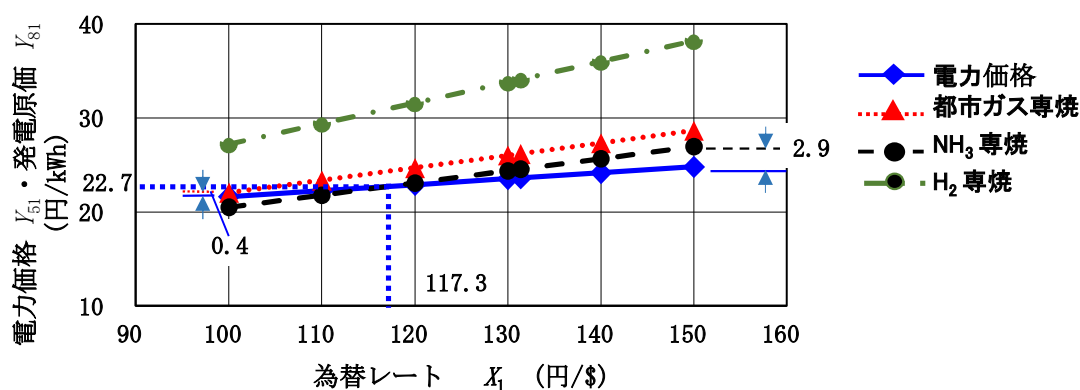


図 3-10 損益分岐点の説明図

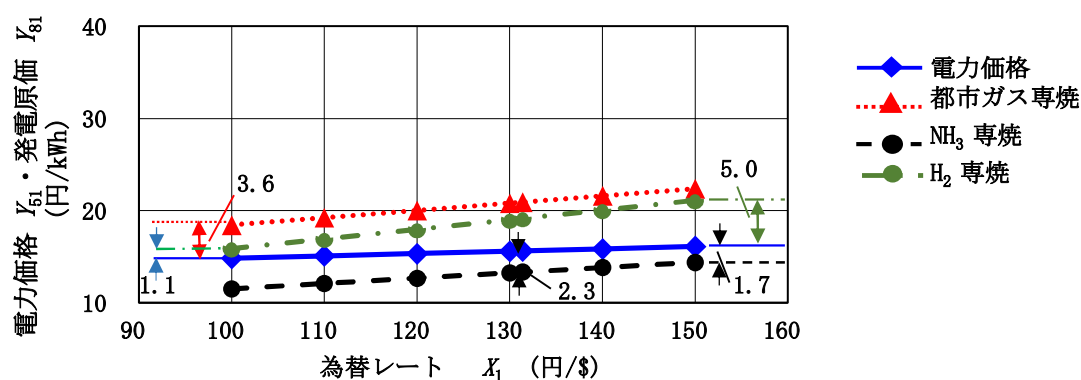
図 3-10 は、縦軸が電力単価および発電原価(円/kWh)、横軸が為替レート(円/\$)である。図中の電力価格が青色の実線である。青色の実線よりも上側にある緑の線は、為替レートにかかわらず、青い実線より上にある。すなわち、この図の H₂ 専焼発電原価は常に電力価格より高いため、この条件を採用することはできない。また、黒い点線の NH₃ 専焼発電原価については、為替レート 117.3 円/\$を境に、為替レートが低ければ電力価格より安く、為替レートが高ければ、電力価格より高くなる。すなわち、為替レートが 117.3 円/\$をより高い場合には、NH₃ 専焼発電原価 > 電力価格となり、この条件を採用することはできない。ここで重要になるのが BCP 価値である。事業者が為替レート 150 円/\$までのリスクは考慮した上で事業判断をすると仮定する。その場合、150 円/\$での NH₃ 専焼発電原価と電力価格の差は図 3-10 中では 2.9 円/kWh である。すなわち、図 3-9 の説明と式(36)により、BCP 価

値が 2.9 円/kWh 以上あれば、式(36)により、BCP 価値を考慮した NH₃ 専焼発電原価 ≤ 電力価格となり、常用発電導入の判断が可能となる。本研究は横軸を為替レート(円/\$)の場合と、炭素税(千円/t-CO₂)の場合とで議論を行う。

また、発電原価と電力価格との Z 円/kWh の差異を表現する場合、電力価格が下であれば、「損益分岐点を (X 軸の値) とするには Z 円/kWh の BCP 価値を必要とする」と表現し、電力価格が上であれば、「電力価格との差異は Z 円/kWh である」と表現する。また、以降、「都市ガス専焼発電原価」、「NH₃ 専焼発電原価」「H₂ 専焼発電原価」をそれぞれ「都市ガス専焼」「NH₃ 専焼」「H₂ 専焼」と呼ぶ。

(1) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：
ガスエンジンコージェネ）

図 3-11 より、この 100～150 円/\$ の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。NH₃ 専焼では常に電力価格より安く、H₂ 専焼と都市ガス専焼の場合は常に高い。H₂ 専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$ とするには、1.1 円/kWh の BCP 価値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$ とするには、5.0 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(38)と式(41)の X_1 の傾きの差は 0.078 \$/kWh である。1.1 円/kWh と 5.0 円/kWh の差異は、100 円/\$ から 150 円/\$ までの変化で、3.9 円/kWh 差が広がることで説明ができる。NH₃ 専焼では常に電力価格より安い。図 3-11 に示すように、為替レートを変数としたとき、発電原価の勾配が電力価格のそれより大きい。そのため、為替レートが上がると、電力価格と NH₃ 専焼発電原価との差異は縮まる。為替レート 131.4 円/\$ の時、その差異が 2.3 円/kWh である。為替レート 150 円/\$ の場合、電力価格との差異は 1.7 円/kWh である。式(38)と式(40)の X_1 の傾きの差は 0.031 \$/kWh である。2.3 円/kWh と 1.7 円/kWh との差異は、131.4 円/\$ から 150 円/\$ までの変化で、0.6 円/kWh 差が縮まった結果である。



値差補填有・最安値

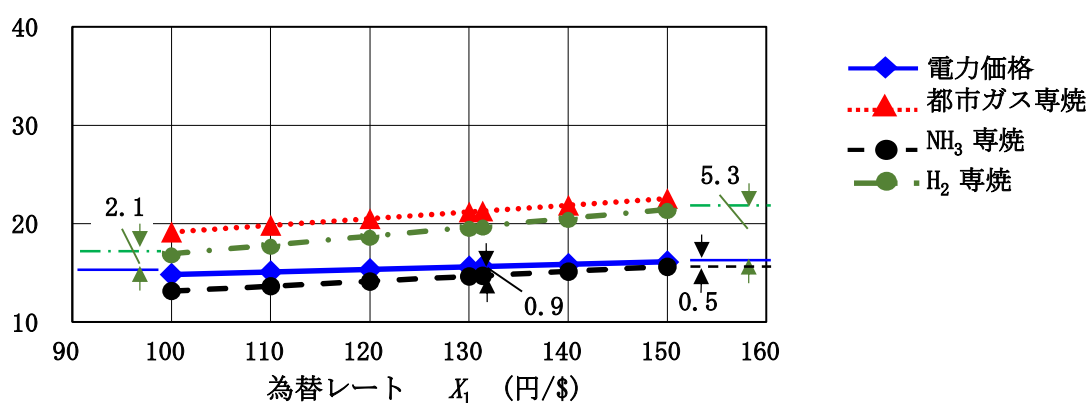
電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-11 電力価格と発電原価に対する為替レート

(2) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池）

図 3-12 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。NH₃ 専焼では常に電力価格より安く、都市ガス専焼、H₂ 専焼の場合は常に高い。H₂ 専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、2.1 円/kWh の BCP 価値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$とするには、5.3 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(38)と式(44)の X_1 の傾きの差は 0.065 \$/kWh である。2.1 円/kWh と 5.3 円/kWh との差異は、100 円/\$から 150 円/\$までの変化で、3.3 円/kWh 差が広がることで説明ができる。NH₃ 専焼では常に電力価格より安い、為替レート 150 円/\$の場合、電力価格との差異は 0.5 円/kWh となる。為替レート 131.4 円/\$の時、電力価格との差異は 0.9 円/kWh だった。式(38)と式(43)の X_1 の傾きの差 0.024 \$/kWh であった。0.9 円/kWh と 0.5 円/kWh との差異は、131.4 円/\$から 150 円/\$までの変化で、0.4 円/kWh 差が縮まった結果である。

(1)(2)の場合ともに、3-2. で議論した通り値差補填により NH₃ 燃料価格が下がり、NH₃ 発電原価は電力価格を常に下回っている。



値差補填有・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池

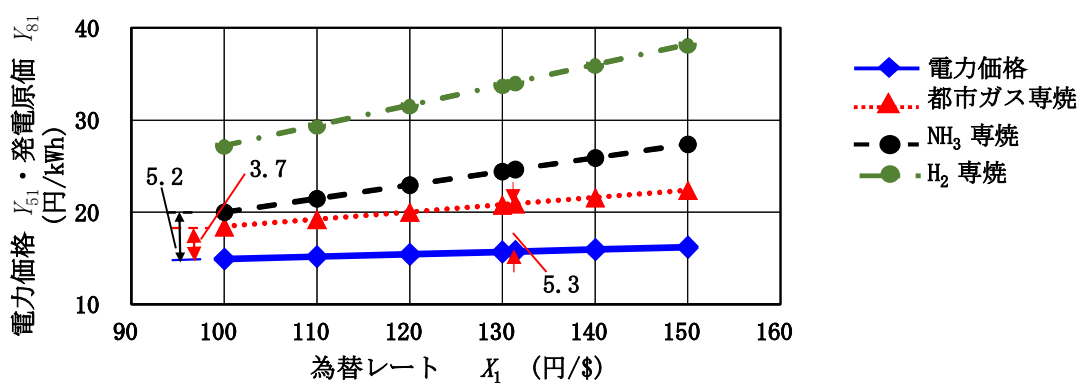
図 3-12 電力価格と発電原価に対する為替レート

(3) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：

ガスエンジンコージェネ）

図 3-13 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。都市ガス専焼、NH₃ 専焼、H₂ 専焼ともに、電力価格と比較して常に高い。

都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、3.7 円/kWh の BCP 値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 131.4 円/\$とするには、5.3 円/kWh の BCP 値が必要である。式(45)と式(46)の X_1 の傾きの差異は 0.053 \$/kWh である。5.3 円/kWh と 3.7 円/kWh との差異は、131.4 円/\$から 100 円/\$への変化で、1.7 円/kWh の差が縮まった結果である。



値差補填無・最安値

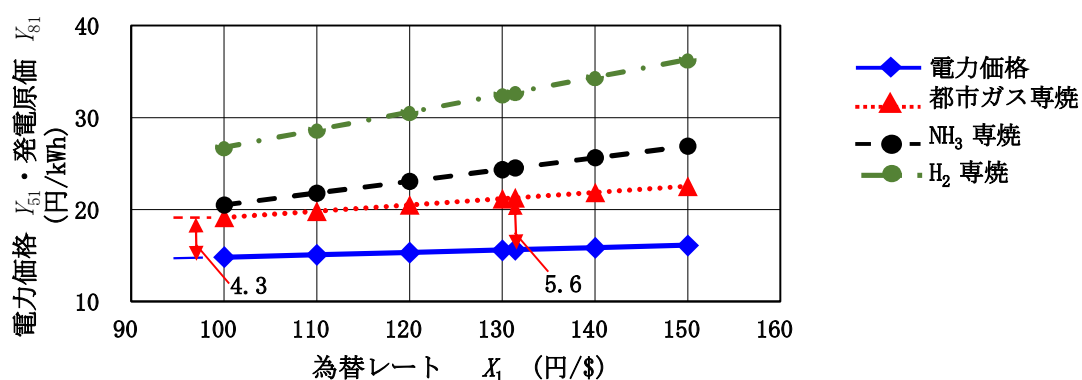
電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-13 電力価格と発電原価に対する為替レート

(4) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池）

図 3-14 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。

都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、4.3 円/kWh の BCP 値が必要である。また、為替レートでの損益分岐点を 131.4 円/\$とするには、5.6 円/kWh の BCP 値が必要である。式(45)と式(49)の X_1 の傾きの差異は 0.042 \$/kWh である。5.6 円/kWh と 4.3 円/kWh の差異は、131.4 円/\$から 100 円/\$への変化で、1.3 円/kWh の差が縮まった結果である。(3)(4)の場合、3－2. で議論した通り、都市ガス専焼、 NH_3 専焼、 H_2 専焼ともに、電力価格と比較して常に高い。



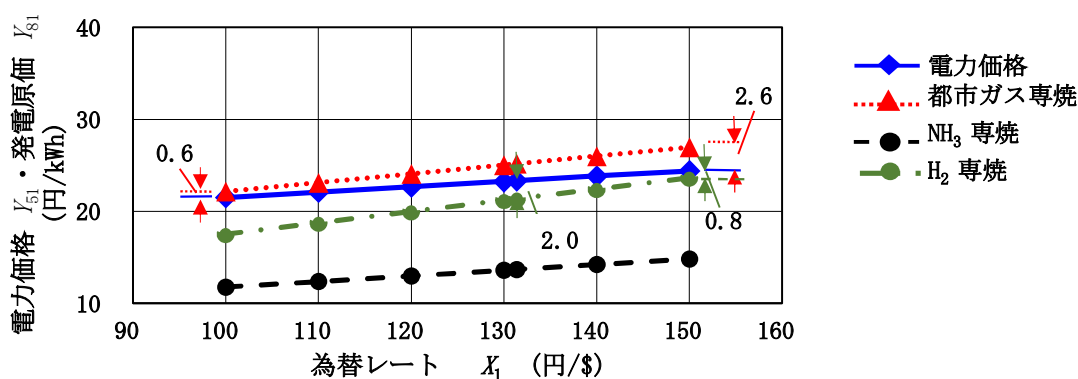
値差補填無・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池

図 3-14 電力価格と発電原価に対する為替レート

(5) 値差補填有・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所/常用発電：
ガスエンジンコージェネ）

図 3-15 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。NH₃ 専焼と、H₂ 専焼では常に電力価格より安く、都市ガス専焼ガス専焼の場合は常に高い。都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、0.6 円/kWh の BCP 価値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$とするには、2.6 円/kWh の BCP 価値が必要である。0.6 円/kWh と 2.6 円/kWh との差異は、式(52)と式(53)の X_1 の傾きの差が 0.038 \$/kWh であるため、100 円/\$から 150 円/\$までの変化で、1.9 円/kWh 差が広がることで説明ができる。また、電力価格と H₂ 専焼との差異は為替レート 131.4 円/\$の時、2.0 円/kWh である。為替レート 150 円/\$の時、0.8 円/kWh である。式(52)と式(55)の X_1 の傾きの差 0.064 \$/kWh である。2.0 円/kWh と 0.8 円/kWh との差異は、131.4 円/\$から 150 円/\$までの変化で、1.2 円/kWh 差が縮まった結果である。



値差補填有・最高値

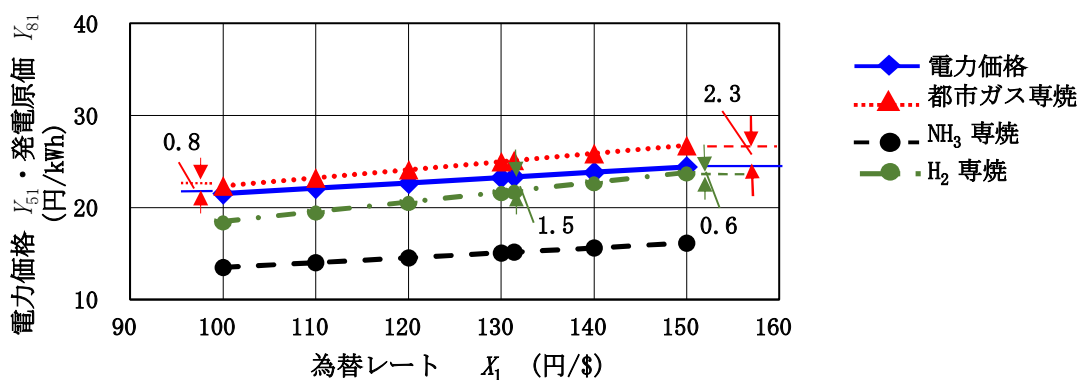
電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-15 電力価格と発電原価に対する為替レート

(6) 値差補填有・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所/常用発電：

ガスエンジンコージェネ)

図 3-16 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は存在しない。都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、0.8 円/kWh の BCP 価値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$とするには、2.3 円/kWh の BCP 価値が必要である。0.8 円/kWh と 2.3 円/kWh との差異は、式(52)と式(56)の X_1 の傾きの差が 0.030 \$/kWh であるため、100 円/\$から 150 円/\$までの変化で、1.5 円/kWh 差が広がることで説明ができる。また、電力価格と H_2 専焼発電原価の差異は、為替レート 131.4 円/\$の時、1.5 円/kWh である。為替レート 150 円/\$の時、0.6 円/kWh である。1.5 円/kWh と 0.6 円/kWh との差異は、式(52)と式(58)の X_1 の傾きの差 0.048 \$/kWh で、131.4 円/\$から 150 円/\$までの変化で、0.9 円/kWh 差が縮まった結果である。



値差補填有・最高値

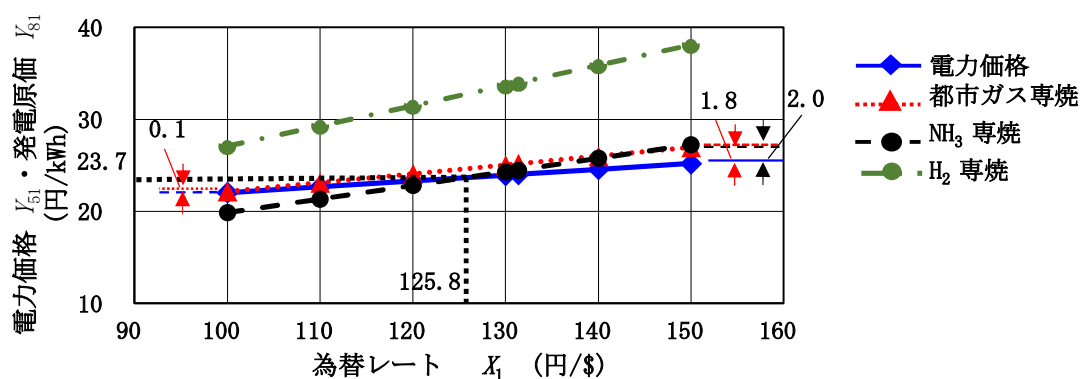
電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：燃料電池

図 3-16 電力価格と発電原価に対する為替レート

(7) 値差補填無・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/

常用発電：ガスエンジンコージェネ）

図 3-17 より、この 100～150 円/\$の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は H_2 専焼と都市ガス専焼では存在せず、電力価格と比較して常に高い。都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$とするには、0.1 円/kWh の BCP 価値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$とするには、1.8 円/kWh の BCP 価値が必要である。0.1 円/kWh と 1.8 円/kWh との差異は、式(59)と式(60)の X_1 の傾きの差が 0.033 \$/kWh であるため、100 円/\$から 150 円/\$までの変化で、1.7 円/kWh 差が広がることで説明ができる。また、 NH_3 専焼の場合、為替レート 125.8 円/\$が損益分岐点である。損益分岐点は、式(59)と式(61)の交点である。また為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$とするには、2.0 円/kWh の BCP 価値が必要である。これは、式(59)と式(61)の X_1 の傾きの差が 0.084 \$/kWh であり、為替レート 125.8→150 円/\$への変化で、2.0 円/kWh の差が広がった結果である。



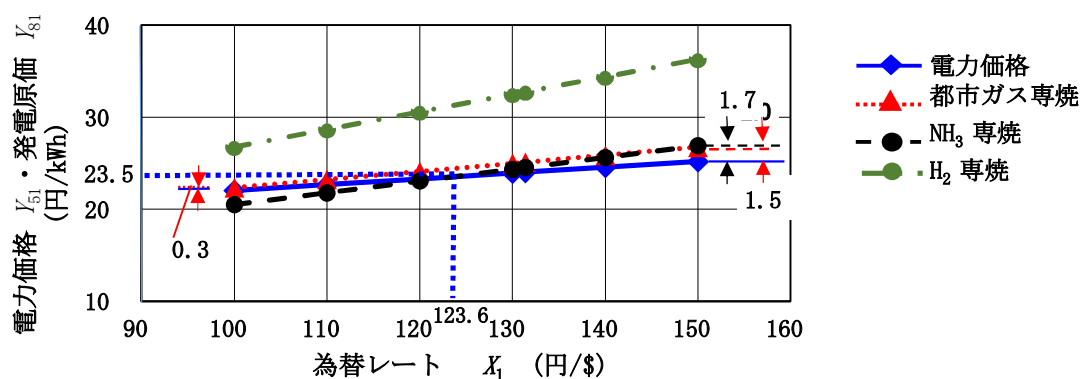
値差補填無・最高値

電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-17 電力価格と発電原価に対する為替レート

(8) 値差補填無・最高値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所 E シナリオ/
常用発電：燃料電池）

図 3-18 より、この 100～150 円/\$ の為替レートの範囲では、電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は H_2 専焼と都市ガス専焼では存在せず、電力価格と比較して常に高い。都市ガス専焼の場合では、為替レートでの損益分岐点を 100 円/\$ とするには、0.3 円/kWh の BCP 値が必要である。為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$ とするには、1.5 円/kWh の BCP 値が必要である。0.3 円/kWh と 1.5 円/kWh との差異は、式(59)と式(63)の X_1 の傾きの差が 0.025 \$/kWh であるため、100 円/\$ から 150 円/\$ までの変化で、約 1.3 円/kWh 差が広がることで説明ができる。また、 NH_3 専焼の場合、為替レート 123.6 円/\$ が損益分岐点である。損益分岐点は、式(59)と式(64)の交点である。また為替レートでの損益分岐点を 150 円/\$ とするには、約 1.7 円/kWh の BCP 値が必要である。これは、式(59)と式(64)の X_1 の傾きの差が 0.065 \$/kWh なので、為替レート 123.6 から 150 円/\$ への変化で、1.7 円/kWh の差が広がった結果である。



値差補填無・最高値

電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：燃料電池

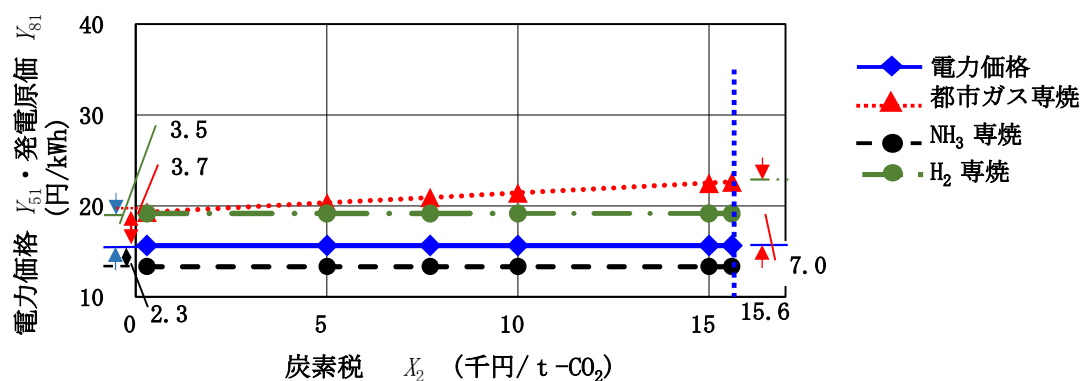
図 3-18 電力価格と発電原価に対する為替レート

3-3-4. 炭素税を変数とした場合の損益分岐点と境界条件の算出

本項では、値差補填有・無、および最安値、最高値の場合につき、為替レートを変数とした場合の損益分岐点と境界条件の算出について述べる。

(1) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ）

図 3-19 より、0.289～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、存在しない。ここで 15.6 千円/t-CO₂ は、最も高いとされる、スウェーデンと同等の炭素税の値である。電力価格と比較して、NH₃ 専焼は常に安く、都市ガス専焼、H₂ 専焼は常に高い。H₂ 専焼では炭素税値にかかわらず、損益分岐点に到達するには、3.5 円/kWh の BCP 価値が必要である。また、都市ガス専焼は炭素税 0.289 千円/t-CO₂ の場合の電力価格との差は 3.7 円/kWh である。炭素税 15.6 千円/t-CO₂ のときに電力価格との差は、7.0 円/kWh である。式(38)と式(37)の X_2 の傾きの差は 0.217 t-CO₂/MWh である。3.7 円/kWh と 7.0 円/kWh との差異は、0.289 から 15.6 千円/t-CO₂ までの変化の結果、3.3 円/kWh 差が広がったためである。3-3-2. でのべたように、ガスエンジンコージェネでは、NH₃ 専焼、H₂ 専焼は、Carbon Free で、省エネ効果はあるものの、電力価格も炭素税がかかっていないため、 X_2 の傾きは 0 である。



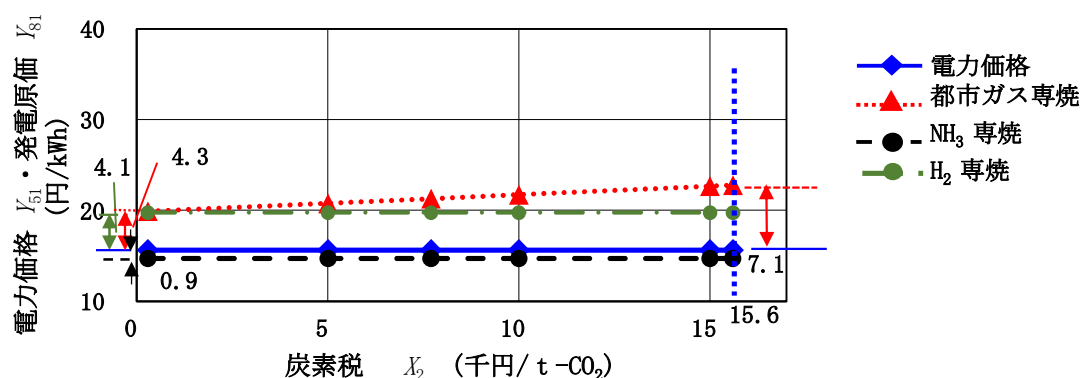
値差補填有・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-19 電力価格と発電原価に対する炭素税

(2) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池）

図 3-20 より、0.289～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、存在しない。電力価格と比較して、NH₃ 専焼は常に安く、都市ガス専焼、H₂ 専焼は常に高い。H₂ 専焼では炭素税値にかかわらず、損益分岐点に到達する、4.3 円/kWh の BCP 価値が必要である。また、都市ガス専焼は炭素税 0.289 千円/t-CO₂ のときに電力価格との差は、4.1 円/kWh である。炭素税 15.6 千円/t-CO₂ の場合の電力価格との差は 7.1 円/kWh である。式(38)と式(40)の X_2 の傾きの差は 0.188 t-CO₂/MWh である。4.1 円/kWh と 7.1 円/kWh との差異は、0.289 から 15.6 千円/t-CO₂ までの変化の結果、2.9 円/kWh 差が広がったためである。



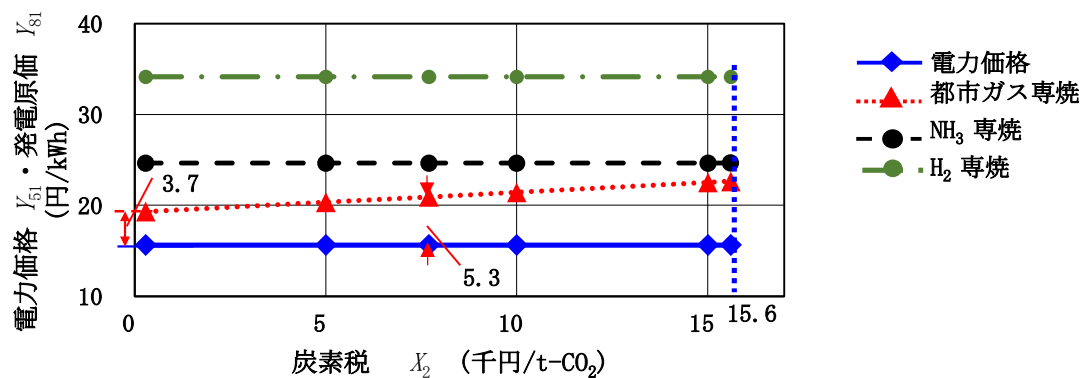
値差補填有・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池

図 3-20 電力価格と発電原価に対する炭素税

(3) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ）

図 3-21 より、0.289～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、存在しない。都市ガス専焼ガス、NH₃専焼、H₂専焼の場合は常に高い。都市ガス専焼では、炭素税 0.289 千円/t-CO₂ のとき電力価格との差異が 3.7 円/kWh、炭素税 7.7 千円/t-CO₂ のとき電力価格との差異が 5.3 円/kWh である。式(45)と式(46)の x_2 の傾きの差は 0.217 t-CO₂/MWh である。3.7 円/kWh と 5.3 円/kWh との差異は、炭素税が 0.289 から 7.7 千円/t-CO₂ の変化により、1.6 円/kWh の差が広がった結果である。



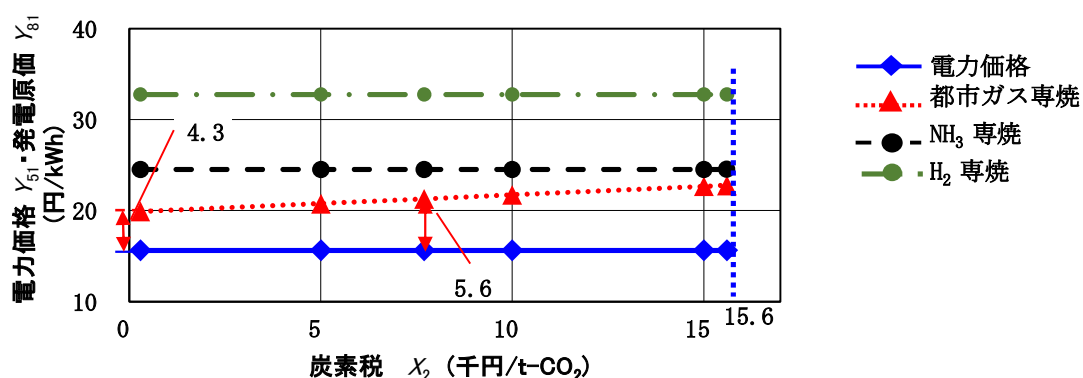
値差補填無・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-21 電力価格と発電原価に対する炭素税

(4) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池）

図 3-22 より、0.298～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、存在しない。都市ガス専焼ガス、NH₃ 専焼、H₂ 専焼の場合は常に高い。都市ガス専焼では、炭素税 0.289 千円/t-CO₂ のとき電力価格との差異が 4.3 円/kWh、炭素税 7.7 千円/t-CO₂ のとき電力価格との差異が 5.6 円/kWh である。式(45)と式(49)の x_2 の傾きの差は 0.188 t-CO₂/MWh である。4.3 円/kWh と 5.6 円/kWh との差異は、炭素税が 0.289 から 7.7 千円/t-CO₂ の変化により、1.4 円/kWh の差が広がった結果である。(3)(4)の場合は、3－2. で議論した通り、都市ガス専焼ガス、NH₃ 専焼、H₂ 専焼の場合は常に電力価格より高い。



値差補填無・最安値

電力価格：自然エネルギー財団シナリオ/常用発電：燃料電池

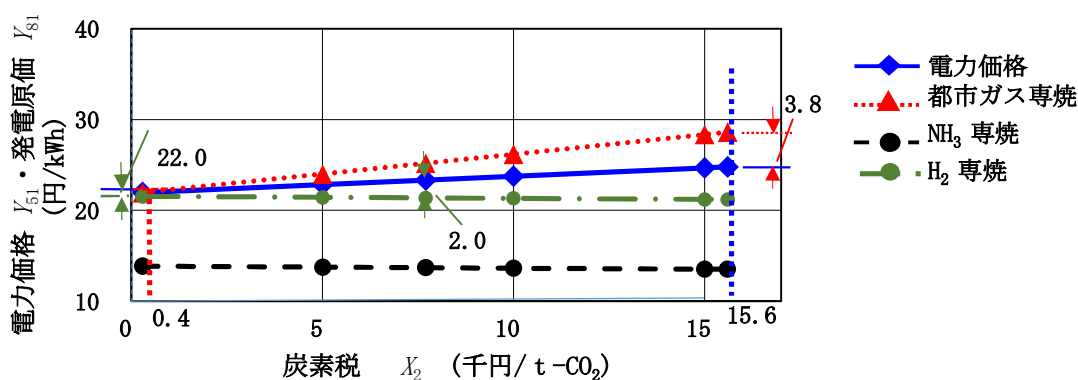
図 3-22 電力価格と発電原価に対する炭素税

(5) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/

常用発電：ガスエンジンコージェネ）

図 3-23 より、0.298～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、H₂ 専焼と NH₃ 専焼では存在せず、電力価格と比較して常に低い。都市ガス専焼との損益分岐点は、0.4 千円/t-CO₂ である。これは式(52)と式(53)との交点である。炭素税 15.6 千円/t-CO₂ を損益分岐点とするには、3.8 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(52)と式(53)の λ_2 の傾きの差は 0.251 t-CO₂/MWh である。3.8 円/kWh の差異は、炭素税 0.4 から 15.6 千円/t-CO₂ の変化により、3.8 円/kWh の差が広がった結果である。

H₂ 専焼では炭素税 0.289 千円/t-CO₂ の時、差異は 0.4 円/kWh である。炭素税 7.7 千円/t-CO₂ の時、差異は、2.0 円/kWh である。式(52)と式(55)の λ_2 の傾きの差は 0.205 t-CO₂/MWh である。0.4 円/kWh と 2.0 円/kWh との差異は、炭素税 0.289 から 7.7 千円/t-CO₂ の変化により、1.5 円/kWh の差が広がった結果である。



値差補填有・最高値

電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

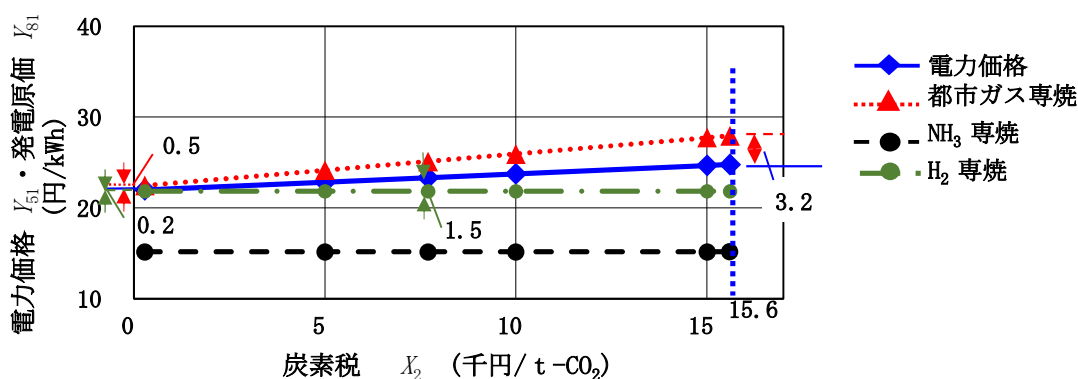
図 3-23 電力価格と発電原価に対する炭素税

(6) 値差補填有・最安値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/

常用発電：燃料電池）

図 3-24 より、0.298～15.6 千円/t-CO₂ の範囲の炭素税を変数とするときの損益分岐点は、存在しない。都市ガス専焼では、炭素税 0.289 千円/t-CO₂ を損益分岐点とするには、0.5 円/kWh の BCP 価値が必要である。炭素税 15.6 千円/t-CO₂ を損益分岐点とするには、3.2 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(52)と式(56)の X_2 の傾きの差は 0.175 t-CO₂/MWh である。0.5 円/kWh と 3.2 円/kWh の差異は、炭素税 0.289 から 15.6 千円/t-CO₂ の変化により、2.7 円/kWh の差が広がった結果である。

H₂ 専焼では炭素税 0.289 千円/t-CO₂ の時、差異は 0.2 円/kWh、炭素税 7.7 千円/t-CO₂ の時、差異は 1.5 円/kWh である。式(52)と式(58)の X_2 の傾きの差は 0.183 t-CO₂/MWh である。0.2 円/kWh と 1.5 円/kWh との差異は、炭素税 0.289 から 7.7 千円/t-CO₂ の変化により、1.3 円/kWh の差が広がった結果である。(5)(6)では、3－2. で議論した通り、H₂ 専焼と NH₃ 専焼では電力価格と比較して常に低く、都市ガス専焼では常に高かった。



値差補填有・最高値

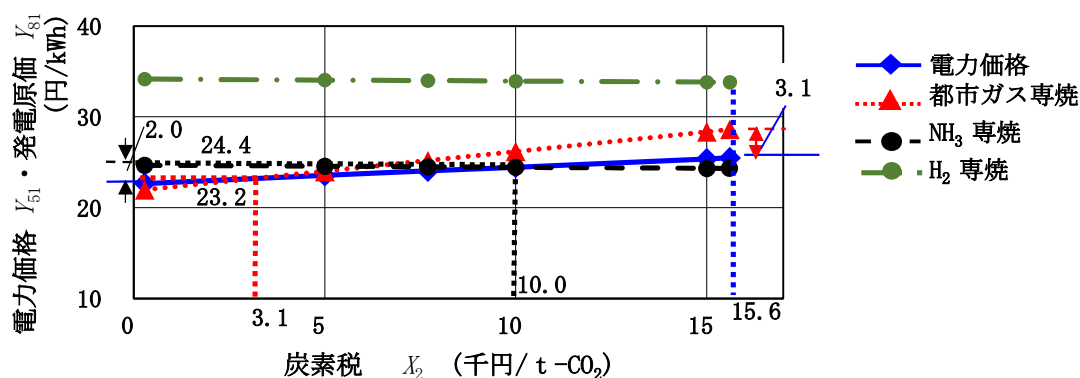
電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：燃料電池

図 3-24 電力価格と発電原価に対する炭素税

(7) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/

常用発電：ガスエンジンコージェネ）

図 3-25 より、炭素税を変数とするときの損益分岐点は、都市ガス専焼との間で 3.1 千円/t-CO₂である。これは式(59)と式(60)との交点である。また炭素税 15.6 千円/t-CO₂を損益分岐点とするには、3.1 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(59)と式(60)の x_2 の傾きの差異は 0.251 t-CO₂/MWh である。3.1 円/kWh の差異は、3.1 から 15.6 千円/t-CO₂ への変化により、3.1 円/kWh の差が広がったためである。また NH₃ 専焼について損益分岐点は、10.0 千円/t-CO₂ である。炭素税 0.289 千円/t-CO₂ を損益分岐点とするには、2.0 円/kWh の BCP 価値が必要である。これは式(59)と式(61)との交点である。式(59)と式(61)の x_2 の傾きの差異は 0.205 t-CO₂/MWh である。2.0 円/kWh との差異は、炭素税 10.0 から 0.289 千円/t-CO₂ への変化により、2.0 円/kWh の差が広がったためである。



値差補填無・最高値

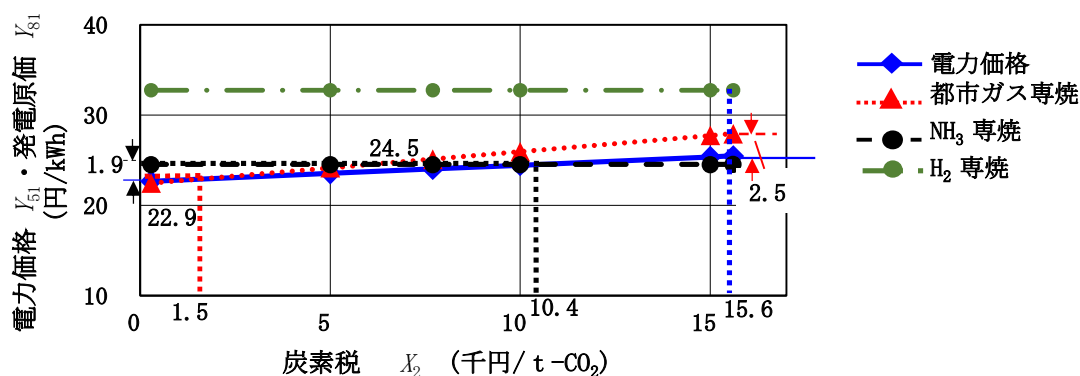
電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：ガスエンジンコージェネ

図 3-25 電力価格と発電原価に対する炭素税

(8) 値差補填無・最安値の場合（電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/

常用発電：燃料電池）

図 3-26 より、電力価格と比較して、 H_2 専焼は常に高い。炭素税を変数とするときの損益分岐点は、都市ガス専焼との間で 1.5 千円/t- CO_2 である。これは式(59)と式(63)との交点である。また炭素税 15.6 千円/t- CO_2 を損益分岐点とするには、2.5 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(59)と式(63)の X_2 の傾きの差異は 0.175 t- CO_2 /MWh である。2.5 円/kWh の差異は、1.5 から 15.6 千円/t- CO_2 への変化により、2.5 円/kWh の差が広がったためである。また NH_3 専焼については、損益分岐点は、10.4 千円/t- CO_2 である。これは式(59)と式(64)との交点である。炭素税 0.289 千円/t- CO_2 を損益分岐点とするには、1.9 円/kWh の BCP 価値が必要である。式(59)と式(64)の X_2 の傾きの差異は 0.183 t- CO_2 /MWh である。1.9 円/kWh の差異は、炭素税 10.4 から 0.289 千円/t- CO_2 への変化により、1.9 円/kWh の差が広がったためである。



値差補填無・最高値

電力価格：日本エネルギー経済研究所シナリオ/常用発電：燃料電池

図 3-26 電力価格と発電原価に対する炭素税

電力価格と比べて発電原価は燃料費用の割合が高いため、燃料価格の変動が発電原価に大きく影響する。前報[18]では、常に電力価格が優位な結果であったが、本研究では、値差補填無・最高値では、都市ガス専焼ガスエンジンコージェネと燃料電池（為替レート変動による評価）において、損益分岐点が存在する結果が得られた。その要因として、以下が挙げられる。

・前報はガスエンジン単体（ガスエンジンコージェネではなかった）での評価であり、

発電原価が安くなるコージェネ導入の効果が示された。

- 非火力発電比率ならびに、 H_2 、 NH_3 発電比率が上昇し、再生可能エネルギー発電や H_2 、 NH_3 発電由来の電力価格増加分を計算に取り込んだ。その結果、特に最高値において、燃料費の削減以上に電力価格が増加し、全体的に電力価格が上昇している。
- 値差補填がある場合、発電原価で大きな割合を占める H_2 、 NH_3 価格が下がり、電力価格を下回るケースがあった。
- 最高値での FIT 賦課金が 4.1 円/kWh としており、前報[18]の 3.0 円/kWh より増えている。

3-4. 結果まとめ

本節では、以上の議論により得られた結果をまとめる。

Step A-1～Cに基づき、将来の電力価格や発電原価の算出手法をモデル化し、両者を比較した。本研究の前提条件を元に、IEAが予測した2030年以降の燃料価格を適用して得られた結果は、以下の通りである。

- 1) 電力会社の2031年～50年の平均予測電力価格を15.6～24.0円/kWhと予測した。
シナリオによって、最安値値差補填有では15.6～16.3円/kWh、値差補填無では、15.6～16.9円/kWhと算出された。また、最高値値差補填有では23.3～23.8円/kWh、値差補填無では、23.5～24.0円/kWhとなった。5つのシナリオ間での数値の差異は、0.5～1.3円/kWhと大きくないことがわかり、さまざまな電源構成比率の変化に対応して電力価格予測が可能であることがわかった。
- 2) 2031年～50年の平均発電原価について、ガスエンジンコージェネ都市ガス専焼では20.9～25.2円/kWh、NH₃専焼は13.3～24.5円/kWh、H₂専焼は19.2～34.1円/kWhと算出された。燃料電池都市ガス専焼では21.3～25.1円/kWh、NH₃専焼は14.7～24.5円/kWh、H₂専焼は19.8～32.7円/kWhと算出された。
- 3) 為替レートを変数とした場合：
 - ・最安値・値差補填有：NH₃専焼は電力価格より安い。ガスエンジンコージェネでは、H₂専焼で5.0円/kWhのBCP価値があれば、電力価格より安くなる。燃料電池では、H₂専焼で5.3円/kWhのBCP価値があれば、電力価格より安くなる。
 - ・最安値・値差補填無：電力価格が常に電力価格より安い。
 - ・最高値・値差補填有：ガスエンジンコージェネ、燃料電池ともに、H₂専焼、NH₃専焼が電力価格より安く、また、都市ガス専焼でも、ガスエンジンコージェネで2.6円/kWh、燃料電池2.3円/kWhのBCP価値があれば、電力価格より安くなる。
 - ・最高値・値差補填無：電力価格と発電原価が同一となる損益分岐点は、NH₃専焼ガスエンジンコージェネの場合は125.8円/\$であった。このとき2.0円/kWhのBCP価値があれば電力価格より安くなる。都市ガス専焼の場合、損益分岐点は存在しないが1.8円/kWhのBCP価値があれば、電力価格よりも安くなる。燃料電池では、NH₃専焼の損益分岐点が123.6円/\$であった。このとき1.7円/kWhのBCP価値があれば電力より安くなった。都市ガス専焼の場合、損益分岐点は存在しないが1.5円/kWhのBCP価値があれば、電力価格よりも安くなる。

4) 炭素税を変数とした場合：

- ・最安値・値差補填有：NH₃ 専焼は電力価格より安い。ガスエンジンコージェネ H₂ 専焼は、3.6 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。燃料電池の場合、H₂ 専焼は、4.1 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。
- ・最安値・値差補填無：電力価格が常に安くなる。
- ・最高値・値差補填有：都市ガス専焼ガスエンジンコージェネで損益分岐点は、0.4 千円/t-CO₂ で、3.8 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。H₂ 専焼、NH₃ 専焼は損益分岐点が存在せず、電力価格よりも安かった。燃料電池では、都市ガス専焼では損益分岐点が存在せず、3.2 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。H₂ 専焼、NH₃ 専焼は損益分岐点が存在せず、電力価格よりも安かった。
- ・最高値・値差補填無：ガスエンジンコージェネ都市ガス専焼の損益分岐点は、3.1 千円/t-CO₂ であり、3.1 円/kWh の BCP 価値があれば電力価格より安くなる。NH₃ 専焼の損益分岐点は、10.0 千円/t-CO₂ であり、2.0 円/kWh の BCP 価値があれば電力価格より安くなる。燃料電池都市ガス専焼の損益分岐点は、1.5 千円/t-CO₂ であり、2.5 円/kWh の BCP 価値があれば電力価格より安くなる。NH₃ 専焼損益分岐点は、10.4 千円/t-CO₂ であり、1.9 円/kWh の BCP 価値があれば電力価格より安くなる。

5) 3)4)の結果をまとめると、今回の検討範囲（為替レート：100～150 円/\$、炭素税：0.289～15.6 千円/t-CO₂）では、次のことがいえる。

- ・最安値・値差補填有：ガスエンジンコージェネ H₂ 専焼は、5.0 円/kWh、燃料電池では 5.3 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。NH₃ 専焼は常に電力価格より安い。
- ・最安値・値差補填無：常に電力価格が安い
- ・最高値・値差補填有：H₂ 専焼、NH₃ 専焼は常に電力価格より安い。都市ガス専焼は、ガスエンジンコージェネで 3.8 円/kWh、燃料電池で 3.2 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。
- ・最高値・値差補填無：NH₃ 専焼では、ガスエンジンコージェネは、2.0 円/kWh、燃料電池では 1.9 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。また都市ガス専焼ではガスエンジンコージェネは、3.1 円/kWh、燃料電池では 2.5 円/kWh の BCP 価値があれば、電力価格より安くなる。
- ・以上をまとめると、最安値・値差補填無以外では、NH₃ 専焼発電が最も有望であること

がわかった。

4. 結論

本研究では電力価格と発電原価を将来予測する手法をモデル化し、分析を行った。本章で論文を通して得た結論を述べる。

2030 年以降の電力価格と発電原価を推定し、電力価格と BCP 価値を加味した発電原価を比較した。この結果、「バックアップ電源を代替し、災害時の生産被害を軽減する BCP 価値が電力価格と発電原価との差額より大きければ、事業者は常用発電導入を進めることができる」という導入判断指針を示すとともに、「値差補填によって、NH₃ 専焼発電原価、および BCP 価値次第では H₂ 専焼発電原価が電力価格を下回り、経済性安定性を考慮した常用発電の導入が可能となる」ことを明らかにした。これは、BCP を重要視する事業者が常用発電導入判断の方向性を判断するために有用である。

値差補填制度を活用する場合、Kioxia 1 社で実施する事業が値差補填制度を活用できる事業として認められるのか、についてはより詳細に検討しなければならない。例えば有事の際には、近隣住民へも電力を供給して地域貢献する、あるいは周辺企業と連携する等の施策を考えていかなければならない。

四日市のコンビナートは、今後 NH₃ や H₂ の基地となるべく、業態変更を検討している。本研究では値差補填が適用されるのであれば、常用発電は、発電原価的に魅力的であることを示してきた。それは、我々に、オンサイト PPA でなくても、オフサイト PPA のような形（すなわち、四日市コンビナートで、H₂ や NH₃ を用いた、Carbon Free 発電を導入して、電力小売業者を通じて Kioxia 社がその電気を買う）という選択肢も与えている。ただし、オフサイト PPA の場合は、Carbon Free ではあるものの、送電網を既存のものに頼るため、BCP 電源として用いることはできない。その意味でも、四日市市にある企業として、今後の技術動向を見極めながら、オンサイト PPA を用いた NH₃ 専焼発電を導入することが望ましいと考えられる。ただし、オンサイト PPA を用いることは、事業所への通電を自らの運営で保証することが必要となるため、それが課題の一つであると言える。

また、別の課題はインフラ整備である。都市ガス専焼の発電機を導入する場合であれば、都市ガスの中圧導管はすでに存在するので、新たな整備は不要であるが、仮に NH₃ 発電を工場主体で導入する場合、NH₃ の中圧導管の整備が必要となる。また、発電機が地震でも止まらないようにするための免振あるいは制振構造を有する建屋や、自送線（事業所内で、

発電機から事業所内変電所までつなぐための送電線)の整備が必要となる。これらの課題に対して、国は補助をするべきであり、またそのことにより、より広範囲での Carbon Free が進んでいくことが国にとっても望ましいといえる。

今後、更に再生可能エネルギー発電の導入が進んだ場合、電力価格が FIT 賦課金や基本料金の上昇という形で本研究の試算の通りに反映されるかは明らかでないため、今後の電力価格の決定方法を追跡し続けなければならない。

また、燃料価格の変動のさらなる精緻化は今後の課題であり、NH₃ 専焼や、H₂ 専焼発電の発電効率の変化、およびそれを支える技術動向についても着目し続けなければならない。

地政学的な状況がかつてないほどめまぐるしく変わる中で、半導体産業には、変化の状況を正しく捉えて未来の電源供給手法の予測に繋げることができるのかが問われており、本研究成果は、企業の判断を支える意味で有用であると考ええる。

謝辞

指導教員の三宅秀人先生には、常に学生の方をむいていただき、研究論文の書き方をはじめ、真摯にご指導をいただきました。本研究はKioxiaと三重大大学との共同研究の一環、という形をとらせていただいたおかげで、研究する時間を有効に紡ぎだすことができました。また近年、弊社の採用活動をはじめとして、さまざまな部分で弊社との関係深耕化にもご尽力いただき、その点につきましても、この場をお借りして心より感謝申し上げます。

研究R&D教員の丸山直樹先生には、研究論文の書き方、作図、作表などに対して、一かちご指導いただき、まだまだ未熟者ながら、研究論文を執筆する、という意味合いを徹底的に、また納得性高く教授いただきました。ここに感謝申し上げます。

また、2022年3月までの研究R&D教員であった坂内正明先生には、“エネルギー”という小生にとっては未知の分野に携わるにあたって、電源の基礎から省エネにわたるまで、さまざまな専門的なご指導をいただきました。素人だった私をその深い知識や知見でお導きいただき、改めて感謝を申し上げます。

PM教員の八神先生には、社会学の西村先生とともに、初期においてさまざまな議論を行っていただきました。そのことによって、「解析手法自体に新規性があるのではないか？」という論文の骨子部分の形成をなすことができたと考えており、ここに感謝を申し上げます。

参考文献

- [1] 三木秀敏, 黒瀬伸二, 乾口雅弘: 半導体製造工程における待ち時間制御に関する研究
自動制御連合講演会 49 (2006) general (アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.jstage.jst.go.jp/article/jacc/49/0/49_0_533/_pdf/-char/ja
- [2] 湯山 安由美, 梶谷 義雄: 2011 年東日本大震災のデータに基づく火力発電所の被害・復旧関数の推計: 土木学会論文集 A1 (構造・地震工学) 70-4 (2016), pp. 664-667.
- [3] 青山光正, 山野辺宏, 持舘靖典, 小林克夫: 東日本大震災による当社火力発電所の被災状況と今後に向けた対策, 火力原子力発電, 63-11 (2012), pp. 19-24.
- [4] SK ハイニックス (伊川) スマートエネルギーセンター建設プロジェクト 環境影響評価案 (アクセス日 2023. 9. 15)
<https://m.blog.naver.com/ganseum1/221538327363>
- [5] 川崎重工業社プレスリリース (アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www.khi.co.jp/pressrelease/>
/オンサイト熱電併給事業用コンバインドサイクル発電設備を受注 (対広島日本電気)
- [6] 菅野伸国, 真鍋洋一郎, 藤尾明久, 長山展, 久山誠二: 神鋼加古川発電所におけるガスタービン・コンバインドサイクル発電設備の導入, R&D 神戸製鋼技報 Research and development, Kobe Steel engineering reports 64 1 (2014), pp. 33-38.
- [7] コージェネ財団: コージェネ導入事例検索: (アクセス日 2023. 9. 15) https://www.ace.or.jp/web/introductory/index.php?Kiji_List
- [8] 三重大学コージェネ事例: 平成 26 年度省エネ大賞」表彰式で最高賞「経済産業大臣賞」 (アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www.mie-u.ac.jp/topics/kohoblog/2015/01/26-24.html>
- [9] 仙台市ガス局 ホームページ: <https://www.gas.city.sendai.jp/top/info/2013/05/001936.php> (アクセス日 2023. 9. 15)
- [10] 長尾浩志, 上道茜, 八木正彰, 山崎由大, 金子成彦: 災害時の事業継続性を考慮したコージェネ機器導入計画最適化手法の提案, エネルギー・資源学会, 38-4 (2017), pp. 10-23.
- [11] 上道茜, 八木正彰, 山崎由大, 金子成彦: 経済性・環境性・レジリエンス性を考慮し

- た分散型電源機器導入量決定のための多目的最適化ツールの開発, エネルギー・資源学会, 39-6(2018), pp. 6-18.
- [12] 青木拓也, 下田吉之; 家庭用燃料電池の火力発電代替ポテンシャル評価, エネルギー・資源学会, 42-5(2021), pp. 305-314.
- [13] 友藤大輔, 秋澤淳; 地域特性を考慮した非住宅建築物におけるガスエンジンコージェネ導入効果, エネルギー・資源学会, 39-5(2018), pp. 1-10.
- [14] 矢部邦明, 林泰弘; CO₂削減賦課金と蓄電池導入効果のエネルギーチェーンによる経済性・環境性評価, エネルギー・資源学会, 41-1(2019), pp. 29-37.
- [15] 矢部邦明, 林泰弘; CO₂削減賦課金と蓄電池の導入が石炭火力の利用率と CO₂排出量に及ぼす影響の評価, エネルギー・資源学会, 42-3(2020), pp. 166-174.
- [16] 岡林秀明, 柴田智文, 松尾雄司; 2050 年に向けた最適電源構成の検討—マクロ経済影響を加味した定量分析—, エネルギー・資源学会論文誌, 42-4(2021), pp. 215-223.
- [17] 岡林秀明, 太田啓介, 松尾雄司; 2050 年に向けた最適電源構成の検討—原子力と H₂ 価格のマクロ経済影響を加味した定量分析—, エネルギー・資源学会論文誌, 43-5(2022), pp. 197-205.
- [18] 福原成太, 坂内正明, 三宅秀人; 半導体業界における常用発電導入に関する考察, イノベーション融合ジャーナル, 7-1(2022), pp. 13-22.
- [19] Jota Fukuhara, Masaaki Bannai, Naoki Maruyama, Hideto Miyake ;International Workshop on Regional Innovation Studies, Tsu, Mie, Japan, (2023), pp47-50
- [20] 中部電力; プレスリリース(アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www.chuden.co.jp/publicity/press/>
- [21] 新電力ネット(アクセス日 2023. 9. 15) <https://pps-net.org/>
- [22] 経産省; 第 6 次エネルギー基本計画(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/
- [23] 2020 年第三四半期投資家向け IR 資料(アクセス日 2023. 9. 15)
www.chuden.co.jp/ir/ir_siryo/kessan/_icsFiles/afieldfile/2021/01/29/2020toushikamuke_3qua_1.pdf
- [24] 2021 年第三四半期投資家向け IR 資料(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.chuden.co.jp/ir/ir_siryo/kessan/_icsFiles/afieldfile/2022/01/28/2021toushikamuke_3qua_1.pdf

- [25] 2022 年度決算説明会資料(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.chuden.co.jp/ir/ir_siryu/kessan/__icsFiles/afieldfile/2023/04/28/2022setsumeikaishiryu_4qua.pdf
- [26] 経済産業省エネルギー庁・電力調査統計表 過去のデータ(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results_archive.html#r04
- [27] 中部電力グループ 経営ビジョン 2.0(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.chuden.co.jp/publicity/press/__icsFiles/afieldfile/2022/02/18/211124b.pdf
- [28] 中部電力グループ統合報告書 2020 (アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.chuden.co.jp/resource/csr/csr_report/csr_bk_report_2020.pdf
- [29] 経済産業省資源エネルギー庁；発電コスト検証ワーキンググループ “発電コスト検証に関する取り纏め(案)” (アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/2021/data/08_05.pdf
- [30] 水素・燃料電池戦略ロードマップの達成に向けた対応状況(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/roadmap_hyoka_wg/
- [31] 電力中央研究所；研究資料：2030 年における再生可能エネルギー導入量と買い取り総額の推計(アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www.denken.or.jp/jp/serc/source/pdf/Y19514.pdf>
- [32] 環境省；工場・事業場における先導的な脱炭素化取組推進事業(SHIFT 事業)(アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www.env.go.jp/content/000085076.pdf>
- [33] 経済産業省資源エネルギー庁；2050 年シナリオ分析の結果比較(アクセス日 2023. 9. 15)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/045/045_004.pdf
- [34] 内閣府；革新的環境イノベーション戦略(アクセス日 2023. 9. 15)
<https://www8.cao.go.jp/cstp/siryu/haihui048/siryu6-2.pdf>

- [35] 日本エネルギー経済研究所：日本におけるアンモニアのエネルギー利用について
(アクセス日 2023. 9. 15) <https://eneken.ieej.or.jp/data/7440.pd>
- [36] 経済産業省資源エネルギー庁；水素政策小委員会/アンモニア等脱炭素燃料
政策小委員会 合同会議 中間整理(アクセス日 2023. 9. 15)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230104_1.pdf
- [37] 環境省；2030 年までの導入量に対する賦課金単価の推移 平成 25 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討報告書(本編 5 章) (アクセス日 2023. 9. 15) <https://www.env.go.jp/earth/report/h26-01/>
- [38] 環境省；炭素税について(アクセス日 2023. 9. 15)

<https://www.env.go.jp/council/06earth/%E7%82%AD%E7%B4%A0%E7%A8%8E%E3%81%AB%E3%81%A4%E3%81%84%E3%81%A6.pdf>
- [39] 東邦ガス；プレスリリース(アクセス日 2023. 9. 15)

<https://www.tohogas.co.jp/corporate-n/press/>

付録

付録表 1 平均燃料価格 X_{31} と、各月の電力価格 X_{41} (円/kWh)Data

2016 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{31} (千円/kℓ)	29.9	28.4	26.2	24.4	22.1	20.4	20	20.3	20.9	21.6	22.8	24.1
電力価格 X_{41} (円/kWh)	11.8	11.4	10.8	10.6	10.0	10.0	9.5	9.7	9.8	10.0	10.3	10.3

2017 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{31} (千円/kℓ)	25.7	27.0	27.6	27.8	28.3	28.8	29.0	28.6	28.3	28.1	28.1	28.5
電力価格 X_{41} (円/kWh)	10.7	10.9	10.9	10.9	11.0	11.5	11.1	11.1	11.0	11.0	11.1	10.9

2018 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{31} (千円/kℓ)	29.4	30.2	31.0	31.3	31.9	32.7	33.6	34.5	35.4	36.8	37.9	38.5
電力価格 X_{41} (円/kWh)	11.1	11.1	11.2	11.3	11.3	11.9	11.7	11.9	12.1	12.3	12.7	12.5

2019 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{31} (千円/kℓ)	38.2	37.7	36.8	35.8	34.4	32.8	32.1	32.2	31.9	31.7	31.1	31.1
電力価格 X_{41} (円/kWh)	12.6	12.5	12.2	12.1	11.8	11.7	11.3	11.5	11.5	11.5	11.3	11.2

2020 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	31.1	31	30.9	30.6	30.1	28.6	26.2	23.2	20.6	19.2	19.4	21
電力価格 X_{41} (円/kWh)	11.5	11.7	11.6	11.1	11.1	10.9	10.2	9.6	9.1	8.9	9.0	9.2

2021 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	23.4	26.1	27.0	27.3	26.8	29.0	31.4	33.6	35.7	38.2	44.0	48.8
電力価格 X_{41} (円/kWh)	9.7	10.2	10.2	10.3	10.5	11.2	11.4	11.8	12.2	12.8	13.8	15.0

2022 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	50.9	52.8	53.5	57.8	61.6	67.6	74.9	82.8	93.3	98.7	99.6	94.3
電力価格 X_{41} (円/kWh)	15.5	15.9	15.9	16.8	17.6	19.1	20.5	22.1	24.4	25.5	25.4	24.2

付録表2 各月の原油、LNG、石炭の各燃料価格 X_{01} 、 X_{11} 、 X_{21} と、為替レートを考慮した各燃料（原油、天然ガス、石炭）価格 X_{00} (千円/kℓ)、 X_{10} (千円/t)、 X_{20} (千円/t) および為替レートを考慮した各燃料（原油、天然ガス、石炭）価格の6か月前から4か月前までの3か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)、 X_{12} (千円/t)、 X_{22} (千円/t) のData

(a)原油

2015 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)								31.2	25.8	19.7	20.8	24.6
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)												
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)												

2016 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	26.2	29.6	30.4	27.9	27.5	27.5	31.3	29.3	37.7	37.8	38.0	35.8
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	25.6	22.1	21.7	23.9	26.8	28.7	29.3	28.6	27.6	28.7	29.3	32.7
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	32.5	28.0	24.2	23.5	25.3	28.3	29.9	30.4	29.9	29.3	30.3	31.8

2017 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	35.5	34.7	31.5	33.2	34.3	37.2	39.4	43.2	44.1	46.6	43.1	42.5
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	34.9	37.8	37.2	36.4	35.3	33.9	33.1	33.0	34.9	37.0	39.9	42.2
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	34.9	37.1	39.6	39.1	38.6	37.3	36.0	34.8	34.6	36.0	38.5	41.5

2018 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	46.3	51.1	50.7	51.3	50.5	54.3	56.3	46.6	40.3	40.2	44.1	46.4
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	44.6	44.6	44.1	44.0	46.6	49.4	51.0	50.8	52.1	53.7	52.4	47.7
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	43.7	45.5	45.7	45.3	45.7	48.1	51.5	53.4	53.5	54.4	55.9	55.0

2019 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	49.7	48.3	42.8	44.0	39.8	42.1	40.7	43.1	45.6	44.8	38.4	22.9
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	42.4	41.5	43.6	46.7	48.2	46.9	45.0	42.2	42.0	40.9	42.0	43.2
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	50.9	45.8	44.0	45.8	48.3	49.7	48.8	46.9	44.8	44.2	43.9	44.9

2020 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	12.0	17.0	25.1	29.2	30.1	27.6	26.5	28.0	32.1	35.5	40.5	44.1
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	44.5	42.9	35.3	24.4	17.3	18.0	23.7	28.1	29.0	28.1	27.4	28.9
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	46.2	47.6	46.3	39.4	31.0	21.9	18.7	22.8	27.2	29.8	29.4	28.9

2021 年	4 月	5 月										
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	43.4	45.9	49.8	51.0	48.6	51.2	58.4	57.7	53.3	61.7	68.3	84.6
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	31.9	36.0	40.0	42.7	44.5	46.4	48.9	49.8	50.3	52.7	55.8	56.5
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	29.9	32.6	36.9	41.5	44.0	46.0	47.6	49.7	50.7	51.9	54.5	57.4

2022 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 原油価格 X_{00} (千円/kℓ)	83.7	94.3	99.1	93.3	86.7	85.8	86.6	80.4	67.6			
為替考慮 原油価格 3 か月平均値 X_{02} (千円/kℓ)	57.5	61.1	71.5	78.9	87.5	92.4	95.5	93.0	88.6	86.3	84.3	78.2
原油燃料価格 X_{01} (千円/kℓ)	58.5	59.7	62.4	71.3	79.3	88.7	94.3	96.9	97.5	96.6	95.5	90.1

(b) 天然ガス・LNG

2015 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}								65.1	61.8	55.5	55.1	48.9
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)												
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)												

2016 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	41.9	38.2	37.7	39.2	40.4	42.9	44.4	45.7	49.2	51.6	53.2	52.1
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	60.8	57.5	53.2	48.6	43.0	39.3	38.4	39.1	40.9	42.6	44.3	46.4
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	52.8	50.0	46.0	42.5	38.0	34.2	33.4	34.1	35.5	36.9	38.7	40.6

2017 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	53.9	57.0	55.0	55.6	54.7	53.5	52.5	53.3	54.6	57.8	59.2	59.9
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	48.8	51.3	52.3	53.0	54.3	55.3	55.9	55.1	54.6	53.6	53.1	53.5
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	42.6	44.7	45.4	46.0	47.0	48.1	48.6	48.0	47.6	46.6	46.2	46.6

2018 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	60.6	62.8	64.2	65.0	67.5	70.7	73.5	74.1	75.4	73.1	72.8	73.3
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	55.2	57.2	59.0	59.9	61.1	62.5	64.0	65.6	67.7	70.5	72.8	74.3
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	48.2	49.8	51.3	52.1	53.1	54.4	55.7	57.2	58.8	61.2	63.3	64.6

2019 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	70.5	60.8	59.8	60.7	60.1	65.2	61.3	60.7	61.3	61.6	60.8	59.3
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	74.2	73.8	73.1	72.2	68.2	63.7	60.5	60.2	62.0	62.2	62.4	61.1
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	64.5	64.1	62.7	60.4	57.4	54.3	53.4	54.1	54.1	53.8	52.9	53.0

2020 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	61.6	60.3	60.5	53.5	46.1	37.5	35.1	36.2	40.1	44.9	52.8	60.3
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	61.2	61.2	60.5	60.5	60.4	60.8	58.1	53.4	45.7	39.6	36.3	37.1
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	53.0	52.9	52.9	52.9	52.8	50.5	46.0	39.8	34.4	31.5	32.1	35.3

2021 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	48.5	49.2	55.7	60.4	64.9	85.3	78.2	81.4	81.2	99.9	96.2	119.4
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	40.4	45.9	52.6	53.9	52.6	51.1	55.1	60.3	70.2	76.1	81.6	80.3
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	40.1	45.0	46.1	45.8	44.0	47.7	51.7	55.0	58.0	61.9	72.0	80.4

2022 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス価格 (千円/t) X_{10}	120.9	118.9	127.7	125.5	152.3	173.5	194.6	173.0	146.8			
為替考慮 天然ガス価格 3 か月平均値 X_{12} (千円/t)	87.5	92.4	105.1	112.2	119.7	122.5	124.0	135.1	150.4	173.5	180.4	171.4
LNG 燃料価格 X_{11} (千円/t)	83.8	87.4	88.2	93.9	96.9	101.8	110.7	123.0	142.8	152.8	152.0	141.7

(c) 石炭

2015 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)								6.4	6.4	5.8	5.8	5.9
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)												
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)												

2016 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	5.6	5.6	5.6	6.4	6.8	7.4	9.8	11.1	10.2	9.6	9.0	9.1
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	6.2	6.0	5.8	5.8	5.7	5.6	5.8	6.3	6.9	8.0	9.4	10.4
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	8.7	8.5	8.1	7.9	7.6	7.5	7.3	7.2	7.2	7.4	8.0	8.9

2017 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	9.2	8.4	9.0	9.8	10.8	10.8	11.0	10.9	11.4	11.8	11.4	10.2
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	10.3	9.6	9.3	9.1	8.9	8.9	9.1	9.9	10.5	10.9	10.9	11.1
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	10.1	10.8	11.1	10.9	10.9	11.1	11.0	10.9	10.7	11.1	11.4	11.7

2018 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	10.0	11.7	12.6	13.3	13.0	12.8	12.3	11.4	11.4	10.7	10.5	10.4
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	11.4	11.5	11.1	10.5	10.6	11.4	12.5	13.0	13.0	12.7	12.2	11.7
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	11.8	11.9	11.9	12.0	12.2	12.5	12.8	13.1	13.5	13.8	14.0	14.0

2019 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	9.7	9.0	7.8	7.8	7.0	7.1	7.5	7.3	7.2	7.7	7.4	7.1
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	11.2	10.9	10.5	10.2	9.7	8.9	8.2	7.5	7.3	7.2	7.3	7.3
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	13.7	13.3	13.1	13.0	12.9	12.7	12.0	11.7	11.2	11.0	10.7	10.5

2020 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	6.3	5.6	5.6	5.5	5.3	5.8	6.1	6.6	8.6	9.0	9.1	10.3
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	7.4	7.5	7.4	6.9	6.3	5.9	5.6	5.5	5.5	5.8	6.2	7.1
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	10.3	10.1	9.9	9.7	9.3	8.9	8.4	8.1	7.8	7.6	7.5	7.6

2021 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	10.1	11.7	14.3	16.8	18.5	20.5	26.8	18.0	19.3	22.6	25.3	37.2
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	8.1	8.9	9.5	9.8	10.7	12.0	14.3	16.5	18.6	21.9	21.7	21.4
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	7.9	8.5	9.1	9.9	10.7	11.5	12.5	13.8	15.2	16.7	18.8	20.4

2022 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭価格 X_{20} (千円/t)	39.2	47.9	50.1	55.0	55.0	61.7	57.3	48.7	51.2			
為替考慮 石炭価格 3 か月平均値 X_{22} (千円/t)	20.0	22.4	28.4	33.9	41.4	45.7	51.0	53.4	57.2	58.0	55.9	52.4
石炭燃料価格 X_{21} (千円/t)	21.3	21.7	22.4	25.4	30.4	38.2	45.1	49.5	51.9	53.5	56.3	55.9

付録表 3 為替考慮燃料価格と販売価格

(a) 為替考慮天然ガス燃料価格 X_{10} (円/t) と LNG 販売価格 X_{13} (円/t)

2016	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス燃料 価格 X_{10} (円/t)	41.9	38.2	37.7	39.2	40.4	42.9	44.4	45.7	49.2	51.6	53.2	52.1
LNG 販売価格 X_{13} (円/t)	36.3	33.3	32.9	34.2	35.1	37.4	38.6	39.9	42.8	45.0	46.2	45.3

2017 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス燃料 価格 X_{10} (円/t)	53.9	57.0	55.0	55.6	54.7	53.5	52.5	53.3	54.6	57.8	59.2	59.9
LNG 販売価格 X_{13} (円/t)	46.9	49.6	47.9	48.4	47.6	46.5	45.6	46.3	47.5	50.6	51.7	52.2

2018 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮 天然ガス燃料 価格 X_{10} (円/t)	60.6	62.8	64.2	65.0	67.5	70.7	73.5	74.1	75.4	73.1	72.8	73.3
LNG 販売価格 X_{13} (円/t)	52.8	54.7	56.0	56.7	58.9	61.6	63.9	64.4	65.4	62.9	63.3	61.0

2019 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮												
天然ガス燃料 価格 X_{i0} (円/t)	70.5	60.8	59.8	60.7	60.1	65.2	61.3	60.7	61.3	61.6	60.8	59.3
LNG 販売価格 X_{i3} (円/t)	55.7	54.3	52.7	53.3	56.1	53.0	52.5	53.2	53.3	52.6	52.9	53.4

2020 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮												
天然ガス燃料 価格 X_{i0} (円/t)	61.6	60.3	60.5	53.5	46.1	37.5	35.1	36.2	40.1	44.9	52.8	60.3
LNG 販売価格 X_{i3} (円/t)	52.4	52.5	46.9	40.4	32.7	30.3	31.8	34.8	38.6	45.4	50.6	41.7

2021 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮												
天然ガス燃料 価格 X_{i0} (円/t)	48.5	49.2	55.7	60.4	64.9	85.3	78.2	81.4	81.2	99.9	96.2	119.4
LNG 販売価格 X_{i3} (円/t)	43.9	47.3	51.5	55.5	57.6	61.2	68.6	84.5	84.9	82.0	95.1	87.1

2022 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮												
天然ガス燃料 価格 X_{i0} (円/t)	120.9	118.9	127.7	125.5	152.3	173.5	194.6	173.0	146.8	146.6	146.6	134.6
LNG 販売価格 X_{i3} (円/t)	100.0	104.4	101.1	125.5	139.4	164.9	156.3	135.4	134.9	128.0	118.9	104.2

(b) 為替考慮石炭燃料価格 X_{20} (千円/t) と一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)

2016	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	6.2	6.0	5.8	5.8	5.7	5.6	5.8	6.3	6.9	8.0	9.4	10.4
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	7.7	7.5	7.4	7.2	7.2	7.5	7.8	9.0	10.3	11.0	11.1	11.0

2017 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	10.3	9.6	9.3	9.1	8.9	8.9	9.1	9.9	10.5	10.9	10.9	11.1
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	10.4	11.3	11.1	10.6	10.9	11.0	11.6	11.8	11.9	12.0	12.3	11.9

2018 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	11.4	11.5	11.1	10.5	10.6	11.4	12.5	13.0	13.0	12.7	12.2	11.7
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	12.2	12.8	12.8	13.2	13.6	13.9	14.2	14.0	13.9	13.3	12.9	13.1

2019 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	11.2	10.9	10.5	10.2	9.7	8.9	8.2	7.5	7.3	7.2	7.3	7.3
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	13.2	12.5	12.3	11.5	11.3	10.8	10.8	10.6	10.2	10.2	10.1	9.6

2020 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	7.4	7.5	7.4	6.9	6.3	5.9	5.6	5.5	5.5	5.8	6.2	7.1
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	9.5	8.6	8.5	8.1	7.8	7.6	7.5	7.5	7.8	8.4	9.2	9.9

2021 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭 燃料価格 X_{20} (千円/t)	8.1	8.9	9.5	9.8	10.7	12.0	14.3	16.5	18.6	21.9	21.7	21.4
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	10.8	11.4	12.3	13.5	15.3	16.8	18.1	21.4	21.8	20.9	22.4	23.7

2022 年	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
為替考慮石炭燃 料価格 X_{20} (千円/t)	20.0	22.4	28.4	33.9	41.4	45.7	51.0	53.4	57.2	58.0	55.9	52.4
一般炭販売価格 X_{23} (千円/t)	30.9	38.3	45.0	51.3	51.2	53.3	56.8	59.2	52.6	49.0	47.1	44.2

付録表 4 LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t) と都市ガス価格 X_{71} (円/m³)

2017 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	42.7	44.7	45.4	46.0	47.0	48.1	48.6	48.0	47.6	46.7	46.2	46.6
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	49.5	49.5	50.1	50.5	52.3	52.3	51.5	51.5	51.2	51.0	51.7	51.4

2018 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	48.2	49.8	51.3	52.1	53.1	54.4	55.7	57.2	58.9	61.2	63.3	64.6
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	54.0	54.1	55.2	55.6	57.4	57.6	59.7	59.6	63.3	64.2	65.6	65.4

2019 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	64.5	64.1	62.7	60.4	57.4	54.3	53.4	54.1	54.1	53.8	52.9	53.0
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	64.2	63.8	60.8	59.9	56.8	56.3	56.4	56.2	55.4	55.3	55.7	55.6

2020 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	53.0	52.9	52.9	53.0	52.8	50.5	46.1	39.8	34.4	31.5	32.1	35.3
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	55.5	55.4	55.6	55.1	52.4	51.9	44.0	42.8	39.7	38.9	42.3	42.3

2021 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	40.1	45.0	46.1	45.8	44.0	47.7	51.7	55.0	58.0	61.9	72.0	80.4
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	49.3	49.6	48.1	48.1	51.0	51.6	56.8	57.2	61.7	64.3	75.2	75.5

2022 年度	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
LNG 平均燃料価格 X_{11} (千円/t)	83.8	87.4	88.2	93.9	96.9	101.8	110.7	123.0	142.8	152.8	152.0	141.7
都市ガス価格 X_{71} (円/m ³)	79.7	79.5	82.3	83.6	89.1	90.4	106.3	108.9	123.4	126.2	103.5	102.1

付録表 5 各シナリオ電力価格算出結果まとめ (30 年、40 年、50 年、平均値)

(a)RITE シナリオ

年		30	40	50	平均
最安値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	11.6	10.4	8.5	10.2
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.1	0.9	1.1
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.0	2.2	3.5	2.3
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.4	2.5	0.8
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填無	0.0	1.2	2.5	1.3
	FIT 賦課金 a_{52}	3.5	1.8	0.0	1.7
	炭素税 a_{53}	0.0	0.0	0.0	0.2
	CCS 火力 a_{54}	0.5	0.3	0.1	0.3
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	17.9	16.1	15.5	16.3
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	17.9	16.9	15.5	16.8
最高値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	14.1	11.8	9.2	11.6
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.1	0.9	1.1
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.8	4.1	6.5	4.2
	H ₂ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.9	2.8	1.2
	H ₂ 発電 a_{51} 補填無	0.0	1.7	2.8	1.7
	FIT 賦課金 a_{52}	4.1	4.1	4.1	4.1
	炭素税 a_{53}	1.8	1.3	0.0	1.2
	CCS 火力 a_{54}	0.0	0.0	0.1	0.0
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	23.0	23.3	23.6	23.5
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	23.0	24.2	23.6	24.0

(b) 国立環境研究所シナリオ

年		30	40	50	平均
最安値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{41}	11.6	9.5	6.5	9.2
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.0	0.8	1.0
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.0	3.3	5.6	3.4
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.2	1.3	0.4
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.6	1.3	0.7
	FIT 賦課金 a_{52}	3.5	1.8	0.0	1.7
	炭素税 a_{53}	0.0	0.0	0.0	0.0
	CCS 火力 a_{54}	0.5	0.2	0.0	0.2
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	17.9	16.0	14.2	15.9
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	17.9	16.4	14.2	16.2
最高値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	14.1	10.7	6.8	10.5
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.0	0.8	1.0
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.8	6.1	10.4	6.3
	H ₂ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.5	1.4	0.6
	H ₂ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.9	1.4	0.9
	FIT 賦課金 a_{52}	4.1	4.1	4.1	4.1
	炭素税 a_{53}	1.8	1.0	0.0	1.0
	CCS 火力 a_{54}	0.0	0.0	0.0	0.0
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	23.0	23.5	23.6	23.5
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	23.0	23.9	23.6	23.8

(c) 自然エネルギー財団シナリオ

年		30	40	50	平均
最安値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{41}	11.6	8.9	5.1	8.5
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	0.6	-0.1	0.5
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.0	4.5	8.1	4.7
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.0	0.0	0.0
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.0	0.0	0.0
	FIT 賦課金 a_{52}	3.5	1.8	0.0	1.7
	炭素税 a_{53}	0.0	0.0	0.0	0.0
	CCS 火力 a_{54}	0.5	0.2	0.0	0.2
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	17.9	15.9	13.1	15.6
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	17.9	15.9	13.1	15.6
最高値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	14.1	9.9	5.1	9.6
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	0.6	-0.1	0.5
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.8	8.4	15.0	8.7
	H ₂ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.0	0.0	0.0
	H ₂ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.0	0.0	0.0
	FIT 賦課金 a_{52}	4.1	4.1	4.1	4.1
	炭素税 a_{53}	1.8	0.9	0.0	0.9
	CCS 火力 a_{54}	0.0	0.1	0.0	0.1
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	23.0	23.9	24.1	23.8
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	23.0	23.9	24.1	23.8

(d) デロイトトーマツシナリオ

年		30	40	50	平均
最安値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{41}	11.6	10.2	8.0	10.0
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.1	0.9	1.1
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.0	3.0	5.1	3.1
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.0	0.0	0.0
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.0	0.0	0.0
	FIT 賦課金 a_{52}	3.5	1.8	0.0	1.7
	炭素税 a_{53}	0.0	0.0	0.0	0.0
	CCS 火力 a_{54}	0.5	0.2	0.1	0.2
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	17.9	16.3	14.1	16.1
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	17.9	16.3	14.1	16.1
最高値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	14.1	11.6	8.7	11.4
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.1	0.9	1.1
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.8	5.6	9.4	5.8
	H ₂ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.0	0.0	0.0
	H ₂ 発電 a_{51} 補填無	0.0	0.0	0.0	0.0
	FIT 賦課金 a_{52}	4.1	4.1	4.1	4.1
	炭素税 a_{53}	1.8	1.2	0.0	1.1
	CCS 火力 a_{54}	0.0	0.0	0.1	0.0
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	23.0	23.6	23.2	23.5
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	23.0	23.6	23.2	23.5

(e) 日本エネルギー経済研究所シナリオ

年		30	40	50	平均
最安値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{41}	11.6	10.1	7.9	9.9
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.3	1.3	1.3
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.0	2.0	3.1	2.1
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填有	0.0	0.5	3.5	1.1
	NH ₃ 発電 a_{51} 補填無	0.0	1.7	3.5	1.8
	FIT 賦課金 a_{52}	3.5	1.8	0.0	1.7
	炭素税 a_{53}	0.0	0.0	0.0	0.0
	CCS 火力 a_{54}	0.5	0.2	0.1	0.2
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	17.9	15.9	15.8	16.2
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	17.9	17.1	15.8	16.9
最高値	固定費＋燃料費(火力発電比率考慮) X_{51}	14.1	11.5	8.5	11.3
	原子力比率上昇分 a_{57}	1.3	1.3	1.3	1.3
	再エネ発電比率上昇分 a_{56}	1.8	3.8	5.7	3.9
	H ₂ 発電 a_{51} 補填有	0.0	1.3	3.9	1.7
	H ₂ 発電 a_{51} 補填無	0.0	2.4	3.9	2.4
	FIT 賦課金 a_{52}	4.1	4.1	4.1	4.1
	炭素税 a_{53}	1.8	1.2	0.0	0.7
	CCS 火力 a_{54}	0.0	0.0	0.1	0.0
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填有	23.0	23.1	23.6	23.3
	30 年以降電力価格 I_{51} 補填無	23.0	24.2	23.6	24.0

付録表 6 30 年、40 年、50 年および、31 年～50 年までの平均予測発電原価

(a) ガスエンジンコージェネ最安値

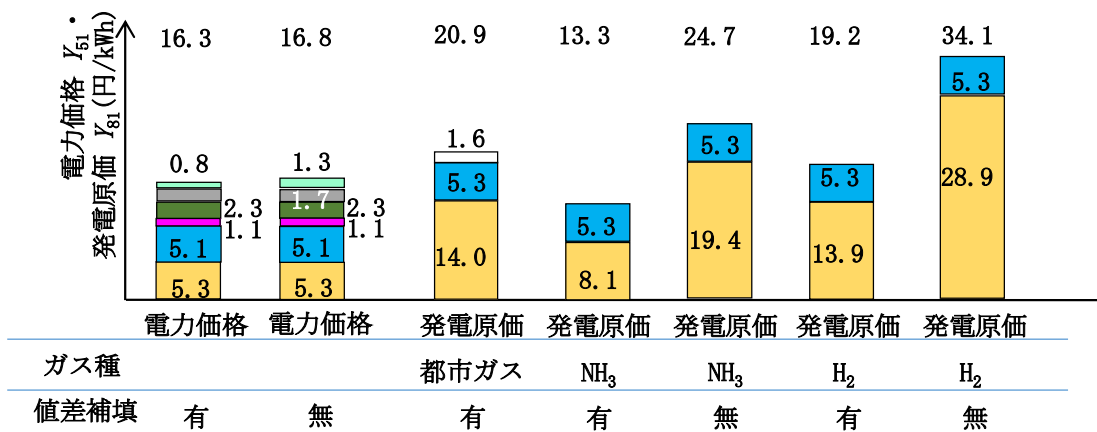
年		30	40	50	平均	
共通		固定費 a_{82}				
		5.3				
最安 値	都市ガス 専焼	燃料費 K_{81}	12.6	14.0	15.4	14.0
		炭素税による発電原価上昇分 a_{82}	0.0	1.5	3.1	1.6
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.0	0.0	0.0	0.0
		発電原価 I_{811}	17.8	20.8	23.7	20.9
	NH ₃ 専焼	値差補填有燃料費 K_{81}	4.0	4.1	20.1	8.1
		値差補填無燃料費 K_{81}	18.7	19.3	20.1	19.4
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.0	0.0	0.0	0.0
		値差補填有発電原価 I_{812}	9.2	9.4	25.3	13.3
		値差補填無発電原価 I_{812}	24.0	24.5	25.3	24.7
	H ₂ 専焼	値差補填有燃料費 K_{81}	9.3	10.8	22.9	13.9
		値差補填無燃料費 K_{81}	35.9	29.0	22.9	28.9
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.0	0.0	0.0	0.0
		値差補填有発電原価 I_{812}	14.6	16.0	28.2	19.2
		値差補填無発電原価 I_{812}	41.1	34.3	28.2	34.1

(b) ガスエンジンコージェネ(最高値)

年		30	40	50	平均				
共通		固定費 a_{82}				5.3			
最高 値	都市ガス 専焼	燃料費 X_{81}	16.1	17.0	17.9	17.0			
		炭素税による発電原価上昇分 a_{82}	3.1	3.1	3.1	3.1			
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.3	0.2	0.0	0.			
		発電原価 I_{811}	24.1	25.1	26.2	25.2			
	NH ₃ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	4.6	4.9	20.1	8.6			
		値差補填無燃料費 X_{81}	18.7	19.2	20.1	19.4			
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.3	0.2	0.0	0.2			
		値差補填有発電原価 I_{812}	9.6	10.0	25.3	13.7			
		値差補填無発電原価 I_{812}	23.7	24.4	25.3	24.5			
	H ₂ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	12.9	13.8	22.9	16.1			
		値差補填無燃料費 X_{81}	35.9	28.8	22.9	28.7			
		省エネによる炭素税減少分 a_{83}	0.3	0.2	0.0	0.2			
		値差補填有発電原価 I_{812}	17.9	18.9	28.2	21.4			
		値差補填無発電原価 I_{812}	40.9	34.1	28.2	34.0			

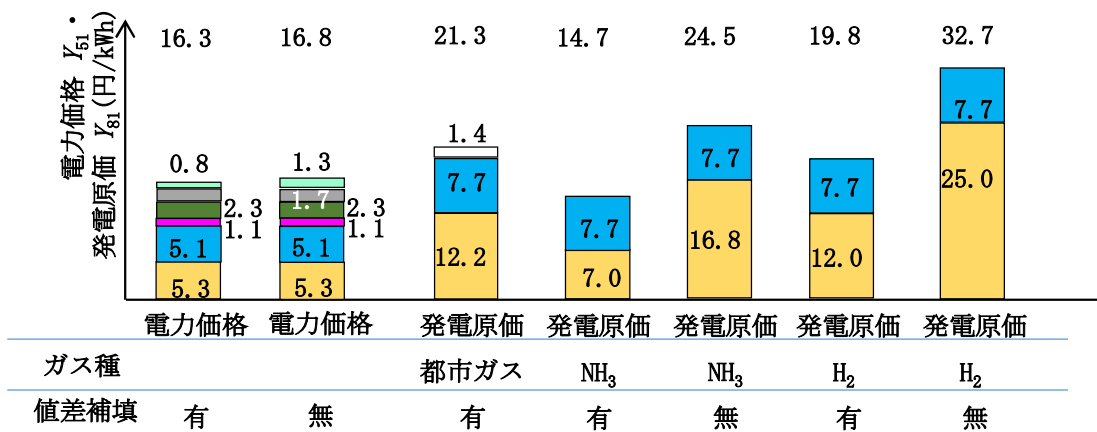
(c) 燃料電池

年			30	40	50	平均
共通		固定費 a_{82}	7.7			
最安値	都市ガス 専焼	燃料費 X_{81}	10.9	12.1	13.3	12.2
		炭素税による発電原価上昇分 a_{82}	0.0	1.3	2.7	1.4
		発電原価 K_{811}	18.6	21.2	23.7	21.3
	NH ₃ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	3.5	3.6	17.4	7.0
		値差補填無燃料費 X_{81}	16.2	16.7	17.4	16.8
		値差補填有発電原価 I_{812}	11.2	11.3	25.1	14.1
		値差補填無発電原価 I_{812}	23.9	24.5	25.1	24.5
	H ₂ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	8.1	9.3	19.9	12.0
		値差補填無燃料費 X_{81}	31.1	25.2	19.9	25.0
		値差補填有発電原価 I_{812}	15.8	17.1	27.6	19.8
		値差補填無発電原価 I_{812}	38.8	32.9	27.6	32.7
最高値	都市ガス 専焼	燃料費 X_{81}	13.9	14.7	15.5	14.7
		炭素税による発電原価上昇分 a_{82}	2.7	2.7	2.7	2.7
		発電原価 K_{811}	24.3	25.1	25.9	25.1
	NH ₃ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	4.0	4.2	17.4	7.4
		値差補填無燃料費 X_{81}	16.2	16.7	17.4	16.8
		値差補填有発電原価 I_{812}	11.7	11.9	25.1	15.2
		値差補填無発電原価 I_{812}	23.9	24.5	25.1	24.5
	H ₂ 専焼	値差補填有燃料費 X_{81}	11.2	12.0	19.9	14.1
		値差補填無燃料費 X_{81}	31.1	25.2	19.9	25.0
		値差補填有発電原価 I_{812}	18.9	19.7	27.6	21.8
		値差補填無発電原価 I_{812}	38.8	32.9	27.6	32.7



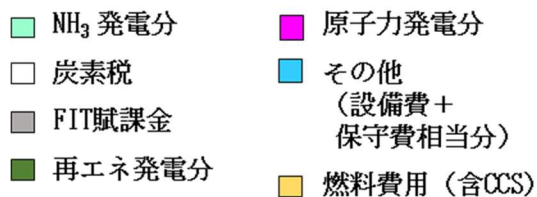
(a) 最安値・ガスエンジンコージェネ

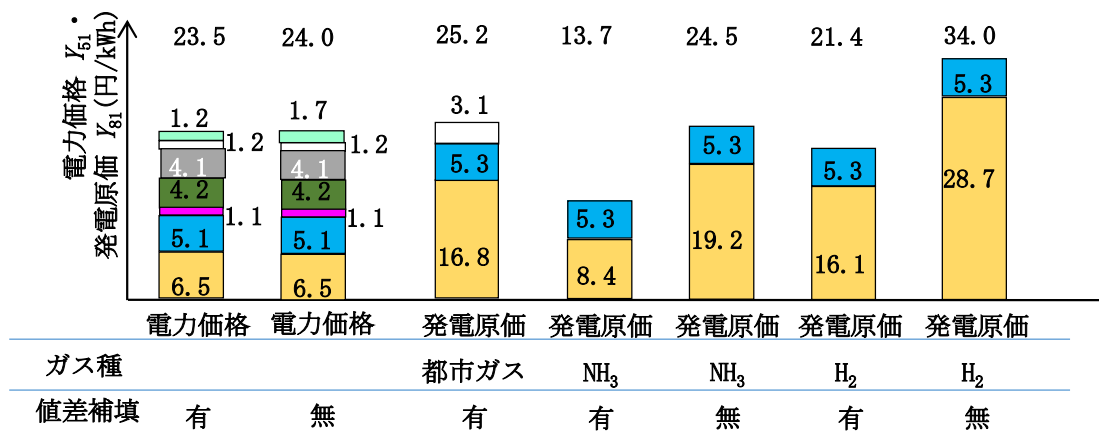
付録図 1-1 RITE シナリオ 電力価格と発電原価比較



(b) 最安値・燃料電池

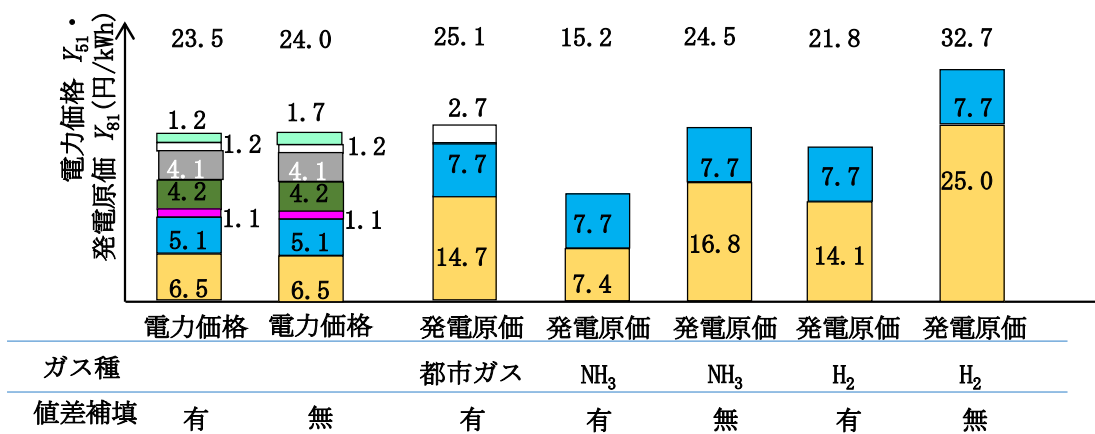
付録図 1-1 RITE シナリオ 電力価格と発電原価比較





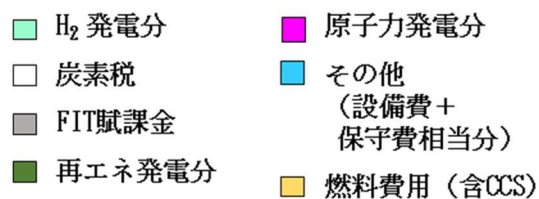
(c) 最高値・ガスエンジンコージェネ

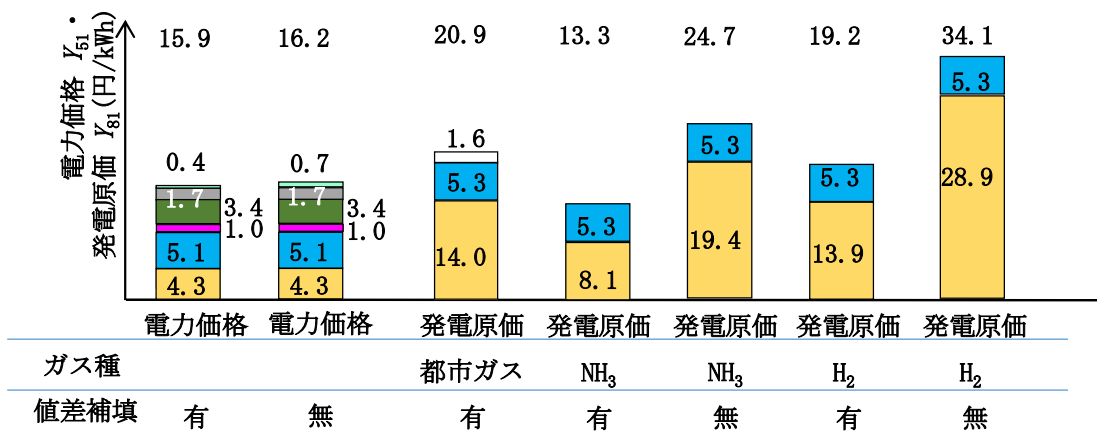
付録図 1-1 RITE シナリオ 電力価格と発電原価比較



(d) 最高値・燃料電池

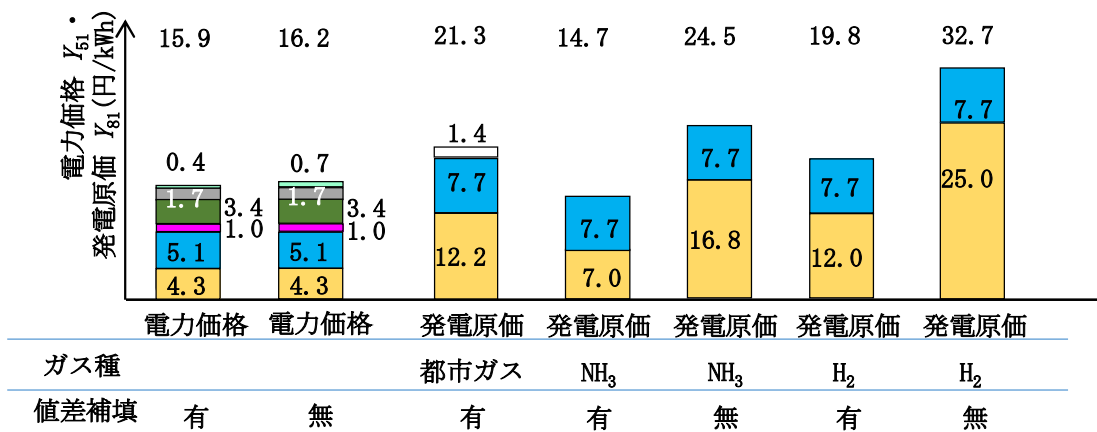
付録図 1-1 RITE シナリオ 電力価格と発電原価比較





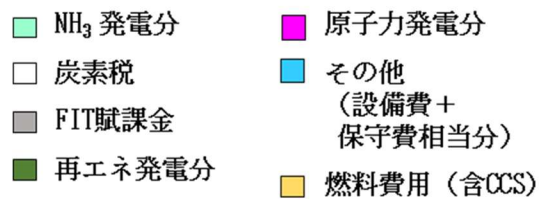
(a) 最安値・ガスエンジンコージェネ

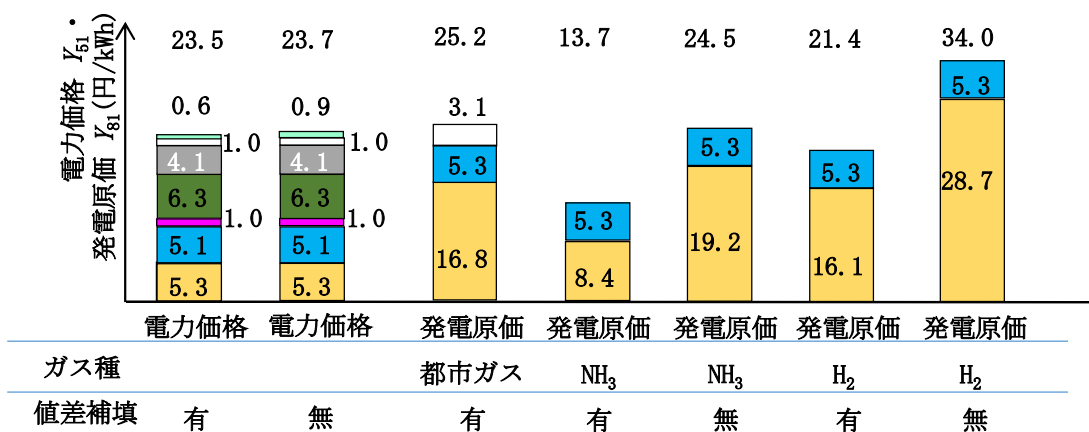
付録図 1-2 国立環境研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較



(b) 最安値・燃料電池

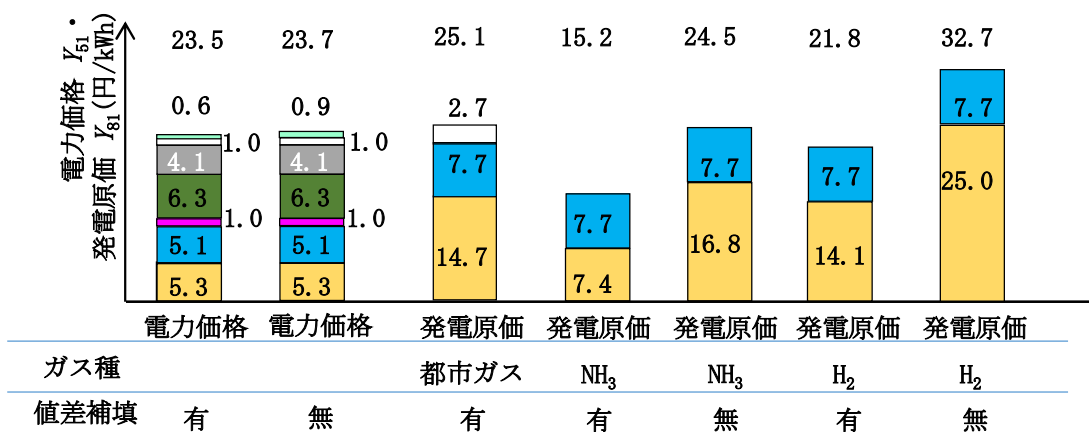
付録図 1-2 国立環境研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較





(c) 最高値・ガスエンジンコージェネ

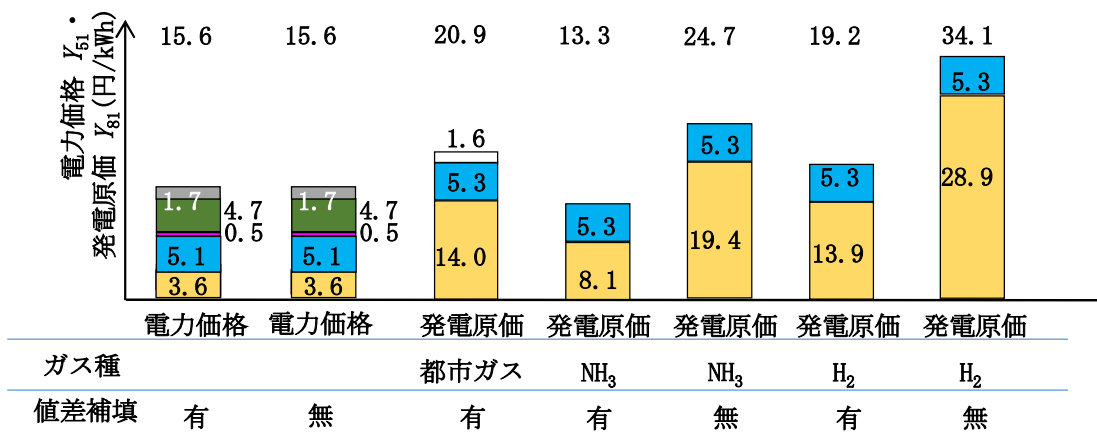
付録図 1-2 国立環境研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較



(d) 最高値・燃料電池

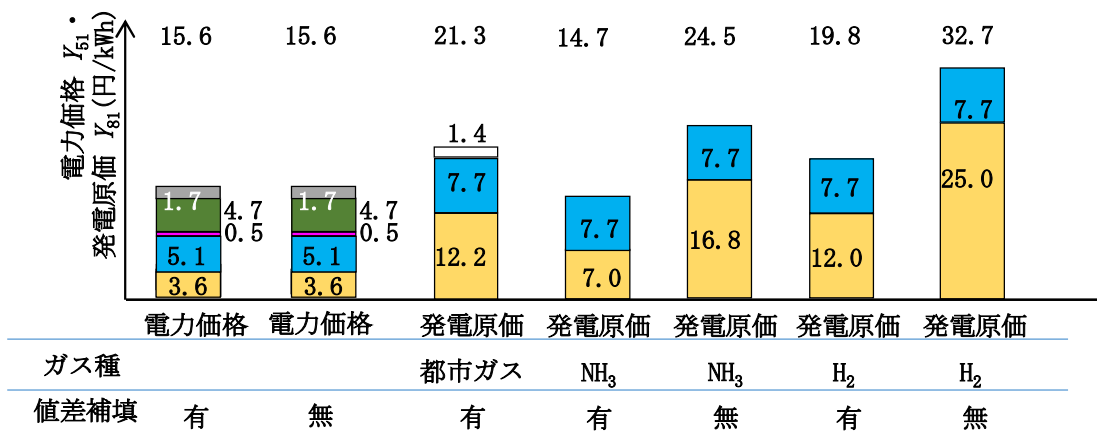
付録図 1-2 国立環境研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較





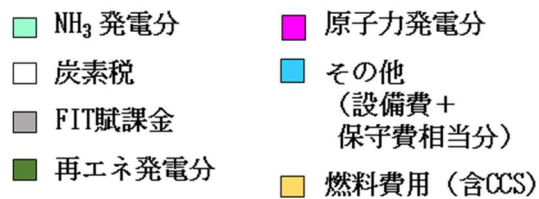
(a) 最安値・ガスエンジンコージェネ

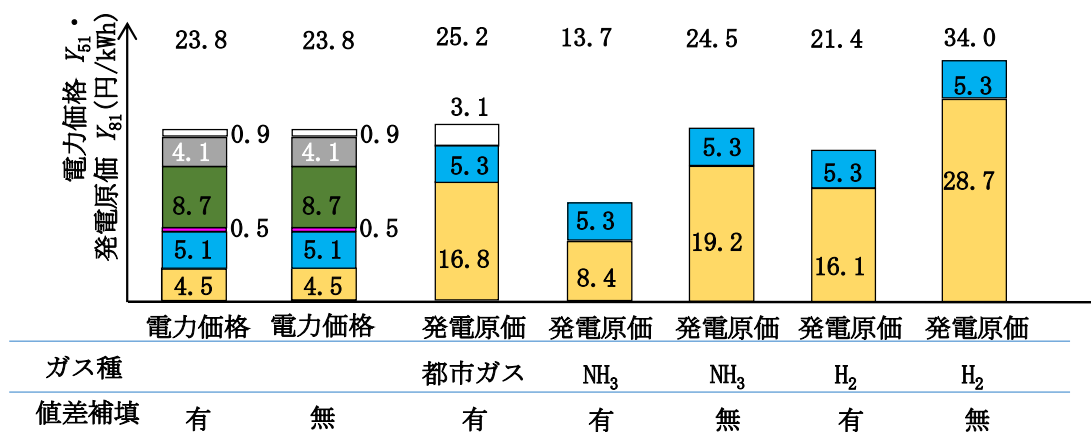
付録図 1-3 自然エネルギー財団シナリオ 電力価格と発電原価比較



(b) 最安値・燃料電池

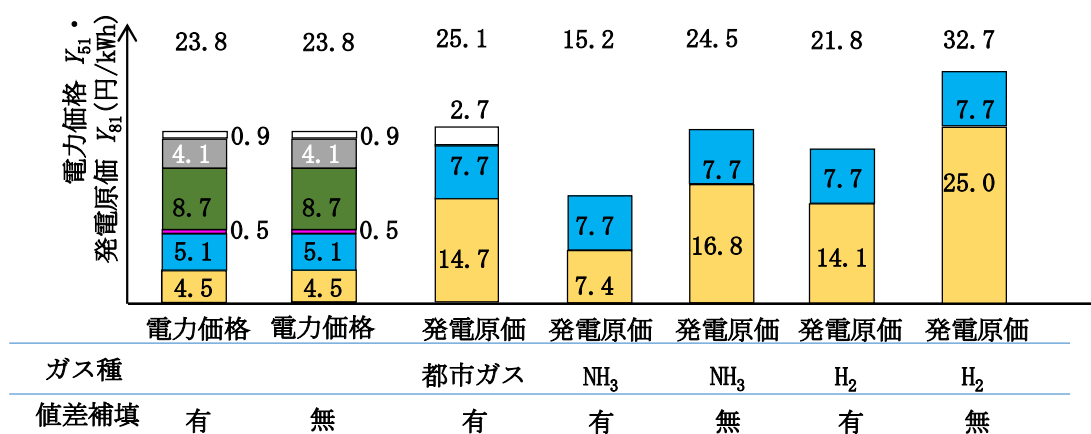
付録図 1-3 自然エネルギー財団シナリオ 電力価格と発電原価比較





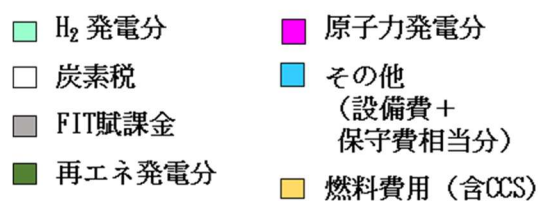
(c) 最高値・ガスエンジンコージェネ

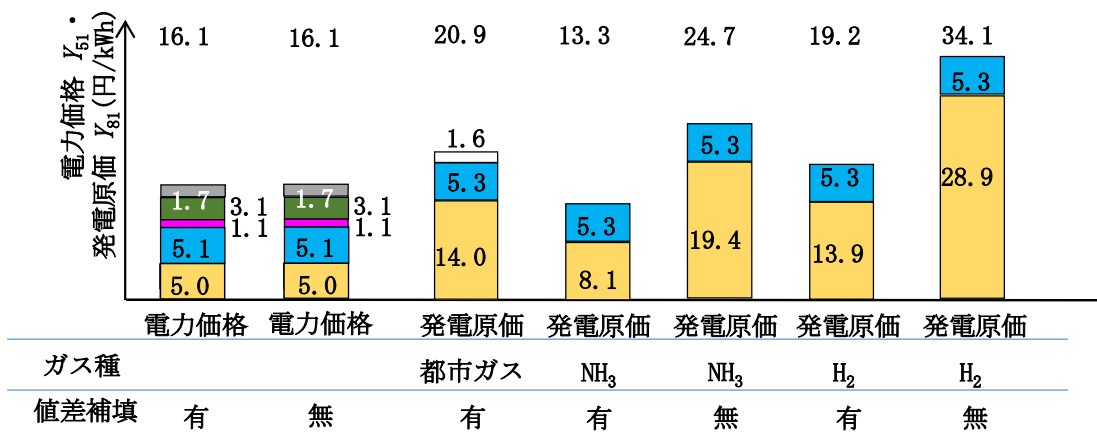
付録図 1-3 自然エネルギー財団シナリオ 電力価格と発電原価比較



(d) 最高値・燃料電池

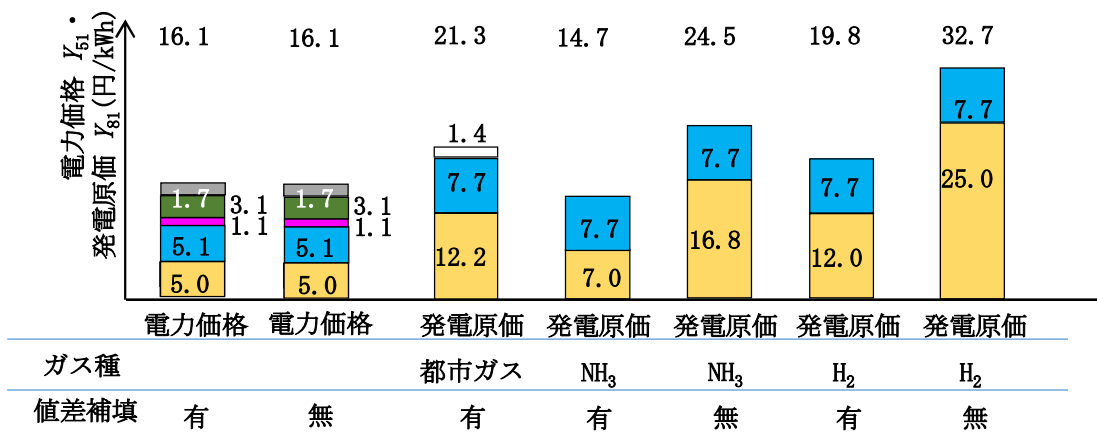
付録図 1-3 自然エネルギー財団シナリオ 電力価格と発電原価比較





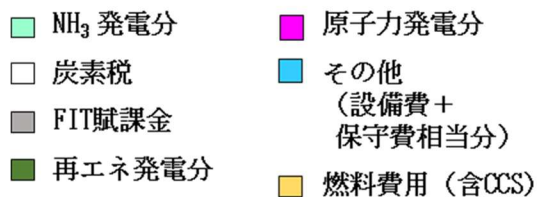
(a) 最安値・ガスエンジンコージェネ

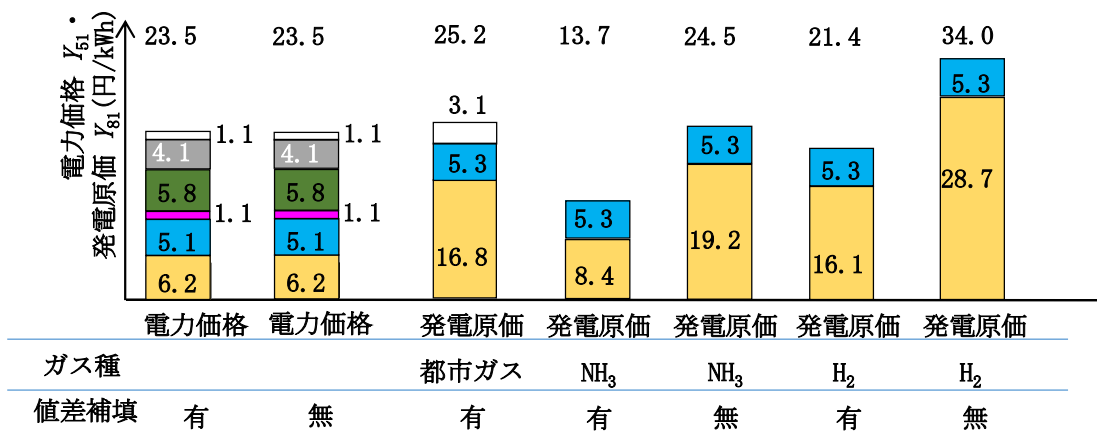
付録図 1-4 デロイトトーマツシナリオ 電力価格と発電原価比較



(b) 最安値・燃料電池

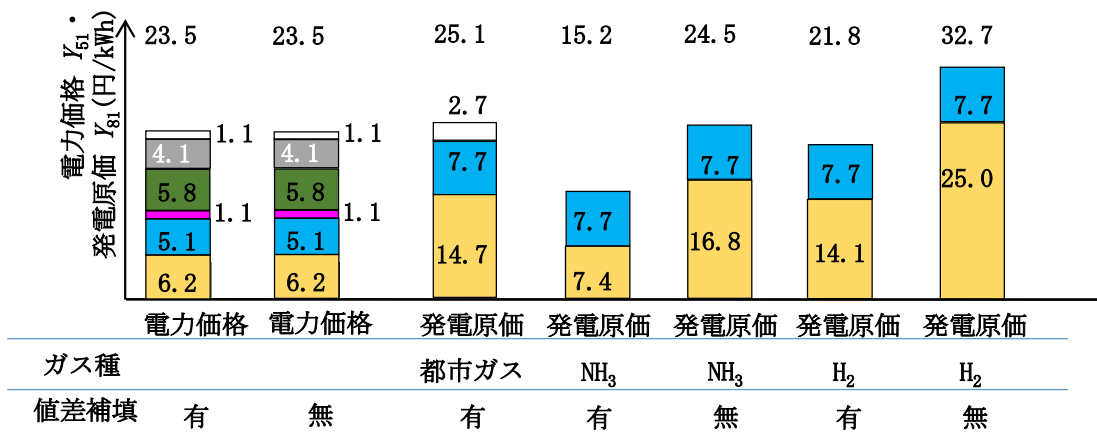
付録図 1-4 デロイトトーマツシナリオ 電力価格と発電原価比較





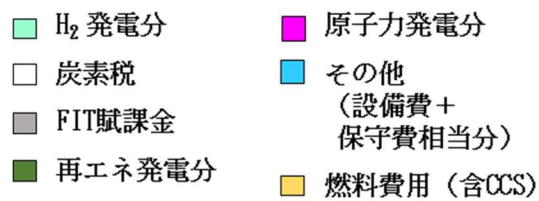
(c) 最高値・ガスエンジンコージェネ

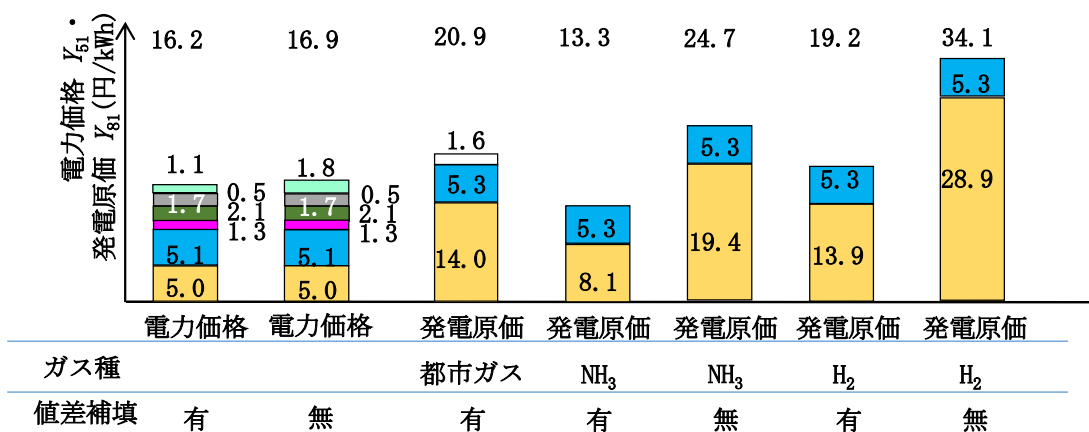
付録図 1-4 デロイトトーマツシナリオ 電力価格と発電原価比較



(d) 最高値・燃料電池

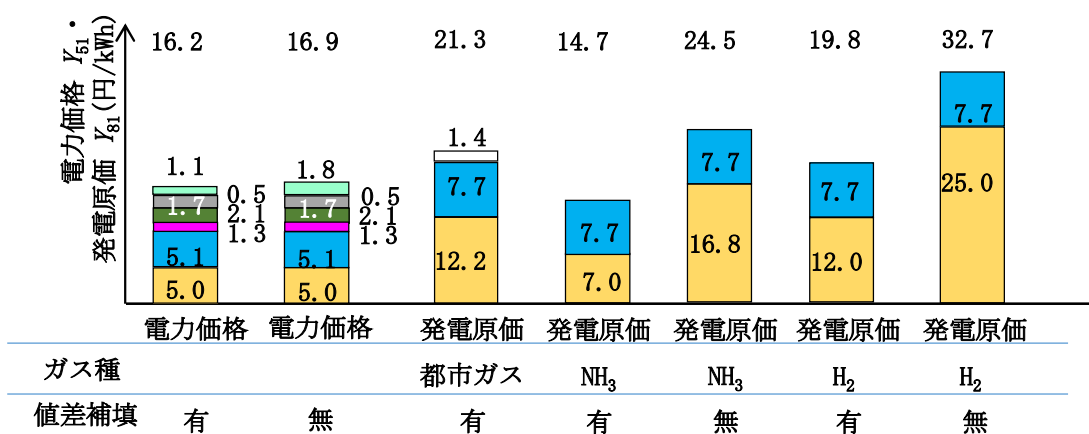
付録図 1-4 デロイトトーマツシナリオ 電力価格と発電原価比較





(a) 最安値・ガスエンジンコージェネ

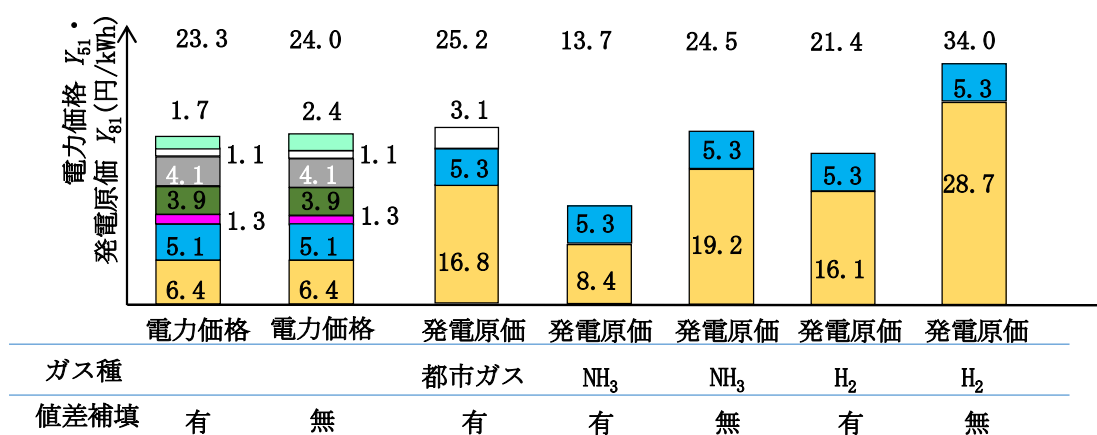
付録図 1-5 日本エネルギー経済研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較



(b) 最安値・燃料電池

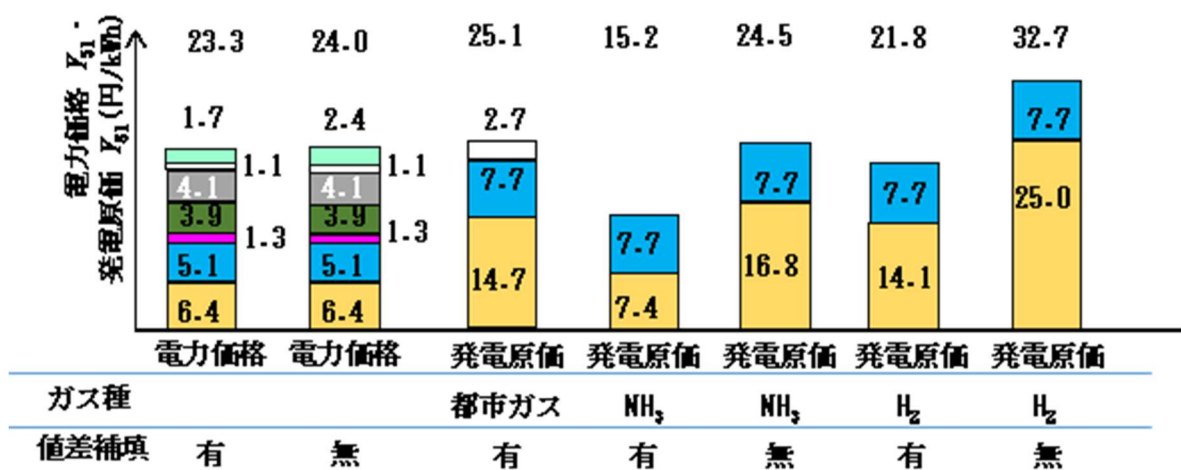
付録図 1-5 日本エネルギー経済研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較





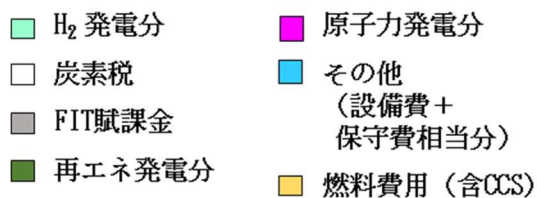
(c) 最高値・ガスエンジンコージェネ

付録図 1-5 日本エネルギー経済研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較



(d) 最高値・燃料電池

付録図 1-5 日本エネルギー経済研究所シナリオ 電力価格と発電原価比較



付録図 1 各シナリオにおける 20 年平均値電力価格と 20 年平均値発電原価比較