



システム研究グループ



グループリーダー・
主席研究員

秋元 圭吾

【コアメンバー】

主席研究員	友田 利正	研究員	林 礼美
主任研究員	和田 謙一	研究員	有野 洋輔
主任研究員	長島美由紀	研究員	ショアイ・テラニ・ピアンカ
主任研究員	本間 隆嗣	研究員	魏 啓為
主任研究員	佐野 史典		
主任研究員	小田潤一郎		
主任研究員	山川 浩延		
主任研究員	中神 保秀 (企画調査グループ兼務)		

システム研究グループの研究活動報告

システム研究グループは、システム的な思考、システム的な分析を通して、地球温暖化やエネルギー対応に関する有用なる情報提供を国内外に行っている。以下に、2016年に当グループが取り組んだ研究の中から3つのテーマを紹介する。1つ目は、パリ協定で言及がなされた1.5℃目標に関する分析である。2つ目は、CO₂削減とPM2.5削減のコベネフィット分析を含む排出削減戦略の評価である。米国や中国等での温暖化対策としてPM2.5削減とのコベネフィットが強調されることが多くなっており、定量的な分析を実施した。3つ目は、炭素価格の不確実性、変動性を踏まえたときの温暖化対策の合理的な投資行動の分析、評価である（CCSを例に分析）。このような分析、評価を通して、より良い温暖化対策・政策立案に貢献してきている。

1. 1.5℃目標の排出経路と削減費用の評価

2015年12月に合意され、2016年11月に発効したパリ協定では、長期目標として、全球平均気温上昇を産業革命前に比べ2℃未満に十分に（“well below”）抑える。また1.5℃に抑えるような努力を追求する、とした。そして、COPの要請に応じて、気候変動に関する政府間パネルIPCCは、1.5℃目標の影響と排出経路に関する特別報告書を2018年までに策定することとなった。そのような背景の下、1.5℃目標の排出経路と削減費用の分析、評価を行った。

1.1. 気温目標に関する各種不確実性と1.5℃目標の気温経路の想定

パリ協定では1.5℃目標に言及がなされたが、政治文書であるパリ協定の曖昧さに加え、そもそも気温上昇推計に大きな科学的な不確実性が存在している。例えば1.5℃未満をいつの時点で達成することが求められているのか。1.5℃未満をどの程度の確率で達成することが求められるのか。もしくは、期待値として1.5℃をどの程度下回るようにすることが求められるのか。そもそも気候感度（大気中温室効果ガス倍増時の気温上昇の程度）が不確実であるとともに、その確率密度分布関数自体が不確実である。

本研究では、表1のように気温経路として3種類を、気候感度についても3種類を想定した。IPCC第4次評価報告書（2007年）では平衡気候感度は2.0～4.5℃がありそうな範囲で、最良推定値は3.0℃とされていた（このとき3.4℃程度が66%以上で対象とする気温目標を達成できる水準とおおよそ見込まれる）。第5次評価報告書（2013年）では1.5～4.5℃がありそうな範囲で、最良推定値は合意できないとした（第3次評価報告書（2001年）以前は同じく1.5～4.5℃がありそうな範囲としており、このときは最良推定値は2.5℃としていた）。これらを参考に表1のように平衡気候感度の水準を想定した。

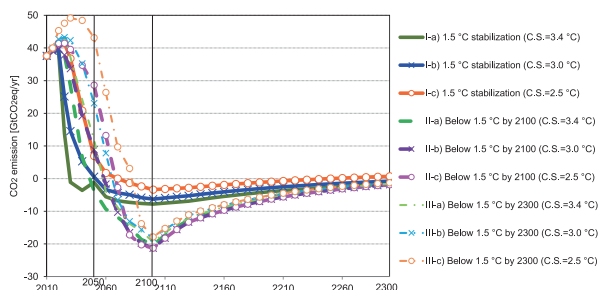
表1 1.5°C目標に関する分析のシナリオ想定

気温経路	平衡気候感度		
	a) 3.4°C	b) 3.0°C	c) 2.5°C
I) 1.5°C安定化 (全期間で1.5°Cを下回る)	I-a	I-b	I-c
II) 2100年までに1.5°C未満 (気温のオーバーシュート有; ピーク気温: 約 1.75°C)	II-a	II-b	II-c
III) 2300年までに1.5°C未満 (気温のオーバーシュート有; ピーク気温: 約 2.0°C)	III-a	III-b	III-c

1.2. 1.5°C目標実現のための排出経路

表1で想定した気温推移と気候感度より、1.5°C目標実現が期待できる世界のCO₂排出経路について、IPCC等でよく活用されている簡易気候変動モデルMAGICCと、RITE開発の世界エネルギー・温暖化対策モデルDNE21+によって導出した(図1)。図1のように、すべてのケースで世界での正味負排出が必要である。とりわけ気温のオーバーシュートシナリオの場合(シナリオII、III)、いずれのシナリオでも2100年には年間約20 GtCO₂もの負排出が必要となる。なお、1.5°Cに限らないが、気温安定化のためにはいずれのケースでも長期的にほぼCO₂ゼロ排出が必要である。

なお、GHG排出量で見ても、最も厳しいI-aシナリオでは、2030年時点において世界の排出量を2010年比で85%も削減する必要がある。一方、最も緩いIII-bシナリオでは、2030年までのGHG排出経路は、既に各国が提出した排出削減目標(約束草案)と整合的な水準にあるが、2100年に向けて大幅な正味負排出が必要で、その後も2300年にかけて負排出を続ける必要があり、植林による吸収では世界の土地利用の制約上、実現不可能と見られる。


 図1 1.5°C目標のための世界のCO₂排出量推移

1.3. 1.5°C目標実現のための排出削減費用と対策

DNE21+モデルによって、世界の排出削減対策とそのときの費用を2050年までの期間について推計した。I-aおよびII-aシナリオ(いずれも気候感度3.4°C)

の場合、DNE21+モデルの分析において実行可能な解は存在しなかった。1.5°C目標の排出経路は気候感度が3.0°Cの場合(I-b、II-bシナリオ)、少なくとも2050年までは実行可能な解は存在するが、2100年に1.5°Cの場合(オーバーシュート)は2050年の限界削減費用は710 \$/tCO₂程度、1.5°C安定化の場合には5900 \$/tCO₂程度と推計される(いずれも世界全体で費用最小化の場合)。

図2に世界一次エネルギー供給量を示す。I-bシナリオでは、2030年時点で、石炭利用量は相当抑制、BECCSの導入も見られる。一方、I-c、III-b、III-cシナリオでは、2030年まではそれほど大きなエネルギー構成の変化は見られない。また、III-cシナリオでは2050年でもそれほど劇的な変化は見られない(ただし、このシナリオでは2050年以降、急激な排出削減が求められる)。

なお、発電電力量については、一次エネルギー供給量とは異なり、厳しい排出削減となるシナリオで、より大きな電力量となる傾向にある(脱炭素電源化の対策と一体化しての対策によって)。また、植林やCCSによるCO₂固定量は、2050年にそれぞれ年間10 GtCO₂程度もの量が必要と見込まれる。

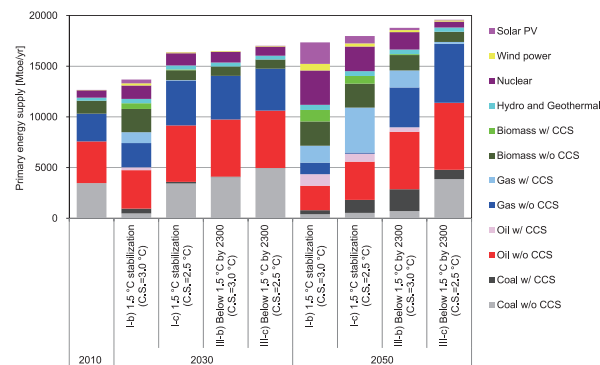


図2 1.5°C目標シナリオの世界一次エネルギー供給量

1.4. まとめ

パリ協定では、2°C目標に加え、1.5°C目標に言及がなされた。様々な不確実性があり、排出経路の可能性は幅広く存在する。しかし、不確実性を考慮したとしても、1.5°C目標の多くは2030年の約束草案とあまりに大きなギャップがある。約束草案とのギャップが小さいシナリオでも、21世紀後半から2300年にかけて、継続的に大きな正味負の排出が必要であり、実現性は極めて乏しいと考えられる。

2. 温室効果ガス排出削減と大気汚染対策との関連分析

2.1. はじめに

大気汚染物質である浮遊粒子状物質(例:PM2.5)についての健康影響被害が、途上国をはじめとし、先進国でも懸念されている。一方で、温室効果ガス排出削減も、世界的な重要課題とされている。このような背景の下、温室効果ガス排出削減に伴って、同時にPM2.5排出を抑制できるといったコベネフィットがあると期待されている。

これらの関係を定量的に分析し、対策のあり方の示唆を得るため、2016年に火力発電所からのPM2.5起因物質であるSO₂、NO₂に焦点を当て、システム研究グループで開発してきている世界エネルギー・温暖化対策評価モデルDNE21+を用い、温室効果ガス排出削減と大気汚染対策との関連について分析を行った。

2.2. SO₂、NO₂排出削減対策のモデル化

火力発電所におけるSO₂、NO₂の排出削減対策については、数多く商用化されている技術として、SO₂対策としては、湿式法による排煙脱硫、NO₂対策としては、燃焼改善技術である低NO_xバーナー、排煙脱硝技術である乾式触媒選択還元法の3つが知られている。本研究では、DNE21+モデルを拡張し、これらSO₂、NO₂対策技術を明示的に考慮した。表2は、火力発電の技術別発電電力量当たりSO₂、NO₂排出量と、設備費の想定例である。

表2 火力発電の技術別発電電力量当たりSO₂、NO₂排出量と設備費の想定(2030年)

技術	発電効率	排出削減対策の有無 ^{*1}	SO ₂ 排出量 [gSO ₂ /kWh]	NO ₂ 排出量 [gNO ₂ /kWh]	設備費 [US\$/kW]
石炭火力	低効率	無し	9.88	4.39	600
		有り	0.24	0.44	970
	中効率	無し	5.97	2.65	1250
石油火力	低効率	有り	0.14	0.27	1470
		高効率 ^{*2}	有り	0.12	0.23
	ガス火力	低効率	無し	20.16	2.88
有り			0.86	0.29	620
中効率		無し	12.06	1.72	650
ガス火力	低効率	有り	0.52	0.17	870
		高効率 ^{*2}	有り	0.39	0.13
	ガス火力	低効率	無し	0.29	1.80
有り			0.29	0.18	360
中効率		無し	0.20	1.23	650
ガス火力	低効率 ^{*2}	有り	0.20	0.12	690
		有り	0.15	0.09	1100

*1 排出削減対策が有りの欄には、モデル化した3つの技術全てを導入した場合の想定を記載している。ただし、SO₂排出原単位の低いガス火力には、排煙脱硫技術の導入を考慮していない。

*2 高効率技術については、SO₂、NO₂排出削減対策が必ず導入されると想定している。

2.3. 分析ケースの想定

特段の温暖化対策を考慮せず、火力発電所からのSO₂とNO₂の排出原単位を2010年より悪化しないとするベースラインケースの他に、表3に示す分析ケースを想定した。CO₂削減優先ケースは、火力発電所からのSO₂、NO₂についてはベースラインケースと同じ制約とした上で、エネルギー起源CO₂の排出削減を行うケースである。排出削減レベルは、CP4.5:温室効果ガス濃度を650ppmCO₂eqに安定化するレベル、CP3.7:温室効果ガス濃度を550ppmCO₂eqに安定化するレベル、CP3.0:産業革命前比2℃未満が期待できるレベル、の3つを想定した。PM2.5削減優先ケースは、エネルギー起源CO₂排出量には特段の制約を課さず、火力発電所からのSO₂、NO₂排出をCO₂削減優先ケースの結果として得られた排出量まで削減するケースである(CO₂排出削減のことは考えず、最も費用効率的にSO₂、NO₂の排出削減を行う)。

表3 想定した分析ケース

		想定
CO ₂ 削減優先ケース	エネルギー起源CO ₂	エネルギー起源CO ₂ を世界全体で最も費用効率的に削減する。排出削減レベルは、CP4.5、CP3.7、CP3.0とする。
	SO ₂ 、NO ₂	地域別のSO ₂ 、NO ₂ 排出原単位は、2010年より悪化しないとする。
PM2.5削減優先ケース	エネルギー起源CO ₂	特段の温暖化対策を考慮しない。
	SO ₂ 、NO ₂	CO ₂ 削減優先ケースの結果として得られる、各CO ₂ 排出削減レベル下の地域別SO ₂ 、NO ₂ 排出量を排出制約とする。

2.4. 分析結果

図3に、各ケースにおける2030年の世界全体の電源構成を示す。CO₂削減優先ケースにおいては、CO₂排出削減策として、発電部門では石炭火力から、ガス火力や原子力発電、再生可能エネルギーへの転換が進むことがみとれる。また、電力需要部門での省電力も進み、総発電電力量も減少する。このようなCO₂排出削減策の導入に伴い、火力発電所からのSO₂、NO₂の排出削減も同時に進むこととなる。2030年における排出量は、CP4.5の下では2010年と同程度まで抑制され、CP3.7では2010年の60%程度、CP3.0では2010年の18%(SO₂)、26%(NO₂)まで減少しており、CO₂排出削減を進めることに依る大気汚染対策とのコベネフィットが存在することが定量的に示された。

一方、CO₂削減優先ケースと同じSO₂、NO₂排出量

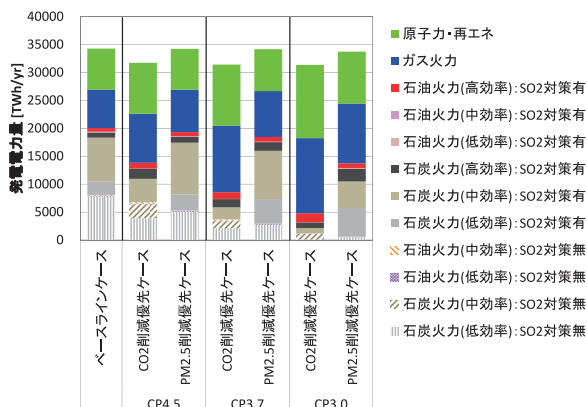


図3 2030年における世界全体の電源構成

まで抑制するために最も費用効率的な対策をとるPM2.5削減優先ケースにおいては、CO₂削減優先ケースに比べ、SO₂対策を導入した石炭火力をより多く利用する結果となっている。PM2.5の削減を優先するならば、電源構成そのものを変えるよりも、いわゆるエンド・オブ・パイプの対策技術を導入する方が費用効率的であるとの結果である。

このように、SO₂、NO₂の排出削減手段がケースによって異なる状況について、各ガス排出の要因分解を茅恒等式に基づいて行った。図4は、CP3.7におけるSO₂、CO₂の要因分解をCO₂削減優先ケース、PM2.5削減優先ケースそれぞれについて示している。なお、NO₂の要因分解は紙面の都合上割愛したが、SO₂の要因分解と似通った結果となっている。

特に、短中期(2015~2030年)において、SO₂排出削減対策の内容が、CO₂削減優先ケースとPM2.5削減優先ケースで大きく異なる。CO₂削減優先ケースでは、短中期における費用対効果の高い対策としては省エネ(エネルギー消費量/発電電力量の改善)がまず選

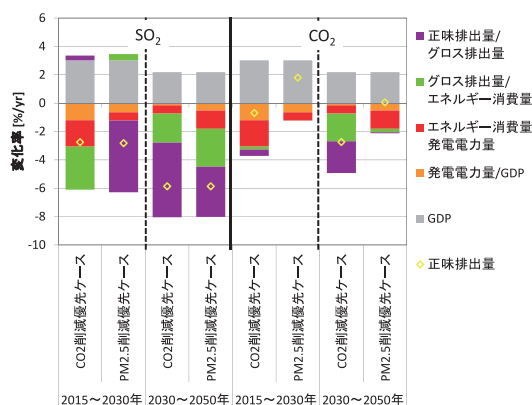


図4 SO₂、CO₂排出の要因分解(世界全体、CP3.7)

択され、削減が厳しくなるに伴って、燃料転換(エネルギー消費量/発電電力量やGross排出量/エネルギー消費量の改善)、CCS(正味排出量/Gross排出量の改善)といった対策が導入される。一方、PM2.5削減優先ケースでは、短中期における費用対効果の高い対策としては、脱硫・脱硝対策(正味排出量/Gross排出量の改善)が大きく貢献している。このように、費用対効果の高い対策の順序が異なるため、先に述べたように、同じSO₂、NO₂排出量の下でも電源構成に差異が生じる結果となっている。

それぞれのケースの費用について、2000~2050年における累積エネルギーシステムコスト(割引率は5%/年)のベースラインケース比増分で見ると、CO₂削減優先ケースでは、0.8 Trillion US\$ (CP4.5)~5.3 Trillion US\$ (CP3.0)と評価されている。一方、PM2.5削減優先ケースにおけるその費用は、0.1 Trillion US\$(CP4.5)~0.8 Trillion US\$ (CP3.0)であり、その差は非常に大きい。当然ながら温室効果ガス排出削減は重要であり、CO₂排出削減対策はとられるべきである。しかし、仮にPM2.5による健康影響被害が大きい一方、ここで示されたようにSO₂やNO₂の削減費用が相対的に小さいならば、PM2.5削減が進んでいない途上国等で、これまでに日本等が行ってきたと同様に、CO₂の大幅な削減よりもまずは安価な脱硫、脱硝等の対策を進めることが合理的な戦略と考えられる。

2.5. まとめ

火力発電所を対象としてSO₂、NO₂排出削減対策をDNE21+モデルで明示的に考慮した上で、温室効果ガス排出削減とPM2.5対策との関連について分析を行った。温室効果ガス排出削減を進めることにより、PM2.5の削減が進むといったコベネフィットが存在する一方、PM2.5の削減を優先するのであれば、より安価な対応戦略があることを定量的に示した。温室効果ガス排出削減やPM2.5削減によって得られる便益の算定は困難なところもあるが、仮に後者の便益が大きければ、費用の高い温室効果ガス排出削減に先んじて、より安価なPM2.5削減を進める方が費用効率良くリスク低減につながる可能性もあると示唆される。今後、火力発電以外の対策も含め、より包括的にPM2.5削減と温室効果ガス排出削減の分析を進め、総合的な対策のあり方を提示する予定である。

3. リアル・オプション分析によるCCS投資分析

3.1. はじめに

CO₂回収貯留 (CO₂ capture and storage; CCS) 技術は、大幅なCO₂排出削減を実現するために有望かつ不可欠な技術とされている。ただしCCSが実際にCO₂排出削減に寄与するためにはCCSの普及、即ち事業者がCCSへ投資を行うことが可能な環境が少なくとも必要である。

CCSへの投資を阻害する要因としていくつか考えられるが、本研究ではその阻害要因の一つと考えられるLNG価格と炭素価格の不確実性、変動性を取り上げた。そして、これら価格の不確実性の下で、CCSに直ちに投資を行うか、その時点で投資せず待機するのが費用効率的かについて、リアル・オプション法を用いて分析を行った。リアル・オプション法とは、もともと金融の分野で用いられていたオプション評価法を実物資産に関する分析へ応用・拡張した手法である。

より具体的には、LNG価格、炭素価格が不確実な状況下で電源種 (石炭火力+CCS、ガス火力+CCSなど) とそのタイミングについて柔軟な意思決定が可能であるケースに着目した。即ち、どの電源種 (CCS含む) を選択するか直ちに決定せず待機することが可能であり、待機することで将来時点で電源選択のオプションを残すことができる。待機することは既存石炭火力をより長い期間に渡り保有・稼働することを本研究では意味する。逆に、例えば石炭火力+CCSへ投資することを決定した場合、その決定後に炭素価格が大幅に低下しても、その決定を取り消すことはできないとした。このように意思決定の柔軟性 (オプションを残すこと) の価値や不可逆性を明示的に考慮することは、リアル・オプション法の特徴の一つである。

なお、CCSは想定した圧入レートでCO₂を圧入可能か、許認可や地元合意を含め安定的稼働が可能か、といった不確実性にさらされている。ただしこれらパラメータの特定が困難であったため、これらの不確実性は扱わなかった。

3.2. 分析フレーム

分析対象の事業者は次の状況にあるとする。

- ・石炭火力を保有・運用してきたが、10年以内にその既存石炭火力を停止・廃棄し新規電源へ更新 (リプレース) する必要がある。
- ・リプレース先の候補は、石炭、石炭+CCS、ガス、ガス+CCSの4種とした (表4)。これらは許認可な

表4 発電設備、CO₂回収設備の想定

	既存石炭火力	新規石炭火力：USC		新規ガス火力：コンバインドサイクル	
		CO ₂ 回収なし	CO ₂ 回収あり	CO ₂ 回収なし	CO ₂ 回収あり
発電効率(%、送電端、LHV基準)	32.9	41.1	34.0	56.8	48.8
資本費 (US ₂₀₀₇ \$/kW _{net})	-	2,719	5,005	1,549	2,926
リードタイム (年)	-	5	5	3	3

どの手続きが終了しており短い工期 (リードタイム) で運開可能と想定した。

- ・事業者はLNG価格と炭素価格の不確実性にさらされている中、ベースロード用の電源に関して今後40年間に渡る期待費用を最小化するものと想定した (割引率5%/年)。

また、CCS付きとした場合、CO₂輸送費用は23.3 US₂₀₀₇\$/tCO₂輸送、CO₂貯留費用は24.8 US₂₀₀₇\$/tCO₂貯留をそれぞれ想定した。

LNG価格、炭素価格は代表的な確率過程の一つである幾何ブラウン運動に従うとする。炭素価格の期待値 (初期値を30 US₂₀₀₇\$/tCO₂とした場合) とその価格変動のいくつかの例を図5に示す。LNG価格のボラティリティは日本のCIF価格を基に0.24、炭素価格のボラティリティは欧州排出量取引制度 (EU ETS) を参照し0.29とした。より詳細な分析フレームや想定したパラメータについては文献¹⁾を参照されたい。

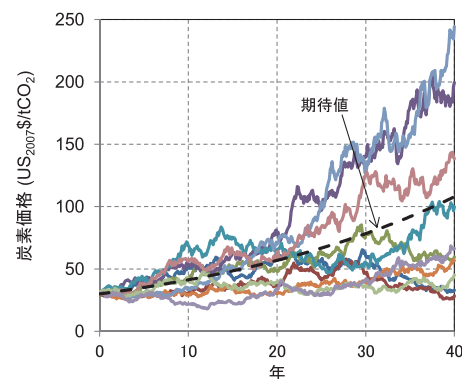


図5 想定した炭素価格 P_2 の期待値とその不確実性を表現した価格変動の例

3.3. シミュレーション結果

事業者の今後40年間 ($t=0\sim 40$ 年) に渡る期待費用が最小となる投資・待機の閾値を数値計算により求めた。図6に、電源選択の投資判断の開始時期 $t=0$ 年から、投資判断の最終時点となる $t=7$ 年における経済合理的な投資判断を示す。図ではLNG価格、炭素価格共に幅広い領域を示したが、例えば日本の輸入

LNG CIF価格は2012年16.2、2015年9.7 US₂₀₀₇\$/GJ_{LHV}である。

以下、先の時点から順に結果を見て行く。t=7年では既存石炭火力の稼働を3年後に停止する必要があり、ガス火力、ガス火力+CCSのどちらかを選択する必要がある（ガス火力のリードタイムを3年と設定したため）。

t=6年では待機するか、ガス火力、あるいはガス火力+CCSへ投資するか選択できる。例えば図の左上の領域であれば、直ちにガス火力+CCSへ投資することが期待費用最小となる。

t=5年は石炭火力、石炭火力+CCSへ投資可能な最終時点である（石炭火力のリードタイムを5年と設定したため）。当該時点のLNG価格が約14 US₂₀₀₇\$/GJ以上、かつ炭素価格が約65 US₂₀₀₇\$/tCO₂以上の範囲で石炭火力+CCSへの投資が期待費用最小となる。

t=0年では待機が期待費用最小となる価格の領域がかなり広い。これは、幅広いLNG価格、炭素価格において当面待機し（投資を見合わせ）、状況がより明らかになった将来時点で電源（+CCS）を選択する方が期待費用最小となることを意味する。つまり、不確実性下において早期のCCS投資が容易ではないことを示している。

3.4. まとめ

本研究では、LNG価格、炭素価格が不確実な中、石炭火力（+CCS）、ガス火力（+CCS）の選択とタイミングについて柔軟な意思決定が可能としたリアル・オプション法にて、電源（+CCS）の投資リスクを評価分析した。その結果、投資の待機が選択されやすく、LNG価格、炭素価格が不確実性下では、早期のCCS投資は事業者にとって容易でないことが示された。ただし、ボラティリティが小さければ待機領域が小さくなることを確認した。従って、炭素価格の水準のみならず炭素価格の予見性や安定性もCCS投資にとって重要である。なお、本研究ではCCSを事例に分析を行ったが、本研究の結論はリードタイムの長い温暖化対策技術投資全般に適用可能な示唆と考えられる。

参考文献

1) 小田 他, エネルギー・資源, 37(6), pp.13-22, (2016)

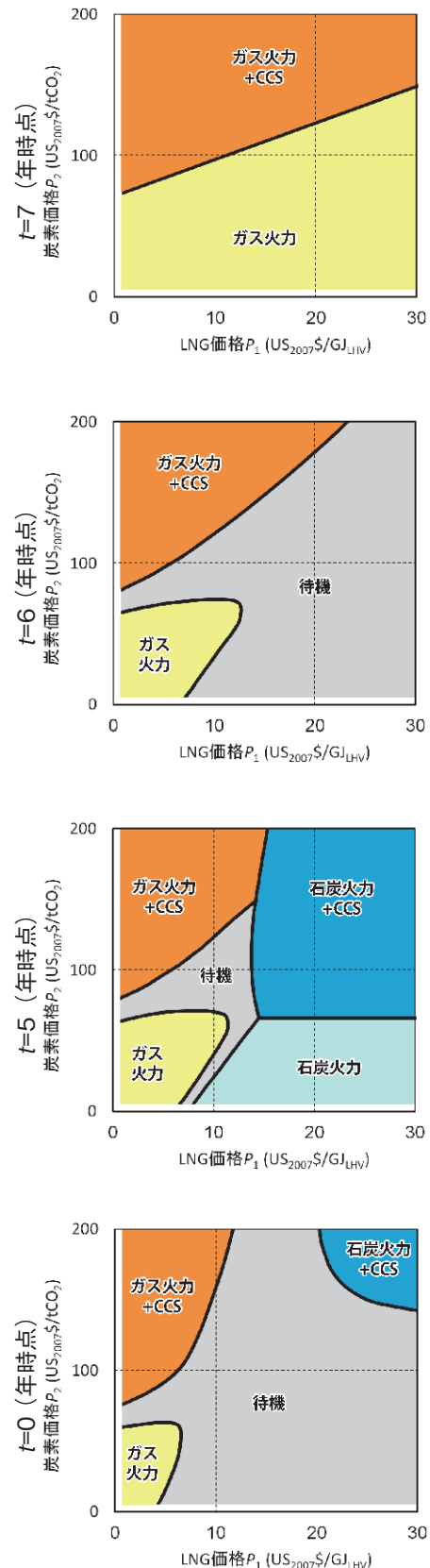


図6 期待費用最小となる投資・待機の閾値の結果
補足) 横軸、縦軸共に当該時点の価格を意味する。