

世界と長期視点から見た温暖化対策の評価

東京理科大学理工学部経営工学科 森 俊介

2015/7/23

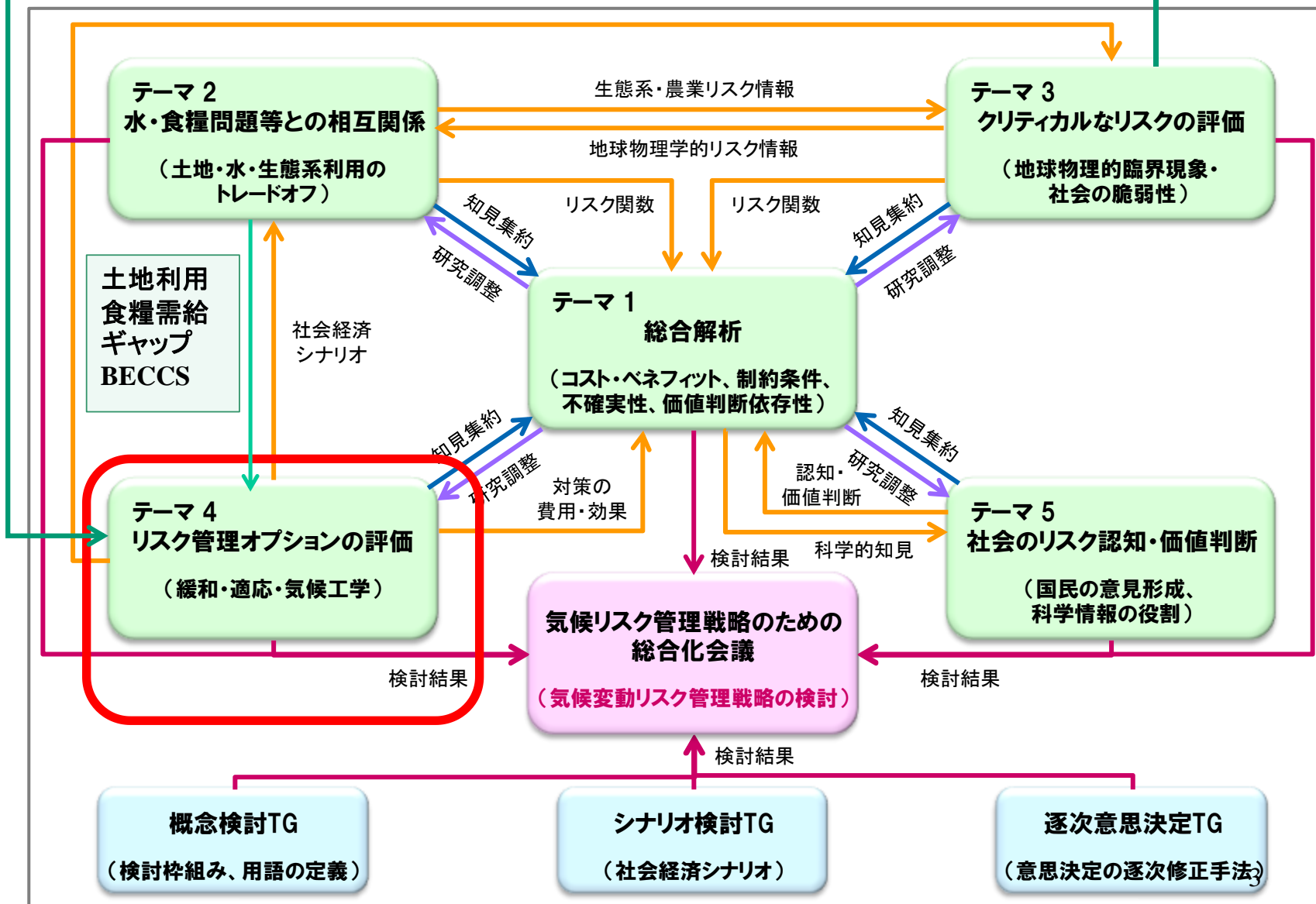
問題意識

- IPCC-AR4から世界で数多くの統合評価モデルが構築され、モデル比較プロジェクトが進められている。
- 2°C制約のためにはCCSによるゼロ排出からさらに進めた「負の排出量」が必要との合意事項がある。

- 他方、温暖化対策による経済影響には幅が大きい。なぜなのか？単なる不確実性では政策的合意が難しい。
- 日本の取りうる手段と消費者サイドの行動：分散型電源の自発的導入と電源計画への影響
- 我々はなぜ2°C制約を好むのか？前提条件が変わると行動はどのように変わるのか？

環境省戦略研究S10 (ICA-RUSプロジェクト)

確率的災害、水資源、水害他



2. テーマ間およびテーマ4のサブテーマ間の関係

テーマ1: 地球規模の気候変動リスク管理戦略の総合解析に関する研究

テーマ2: 気候変動リスク管理に向けた土地・水・生態系の最適利用戦略

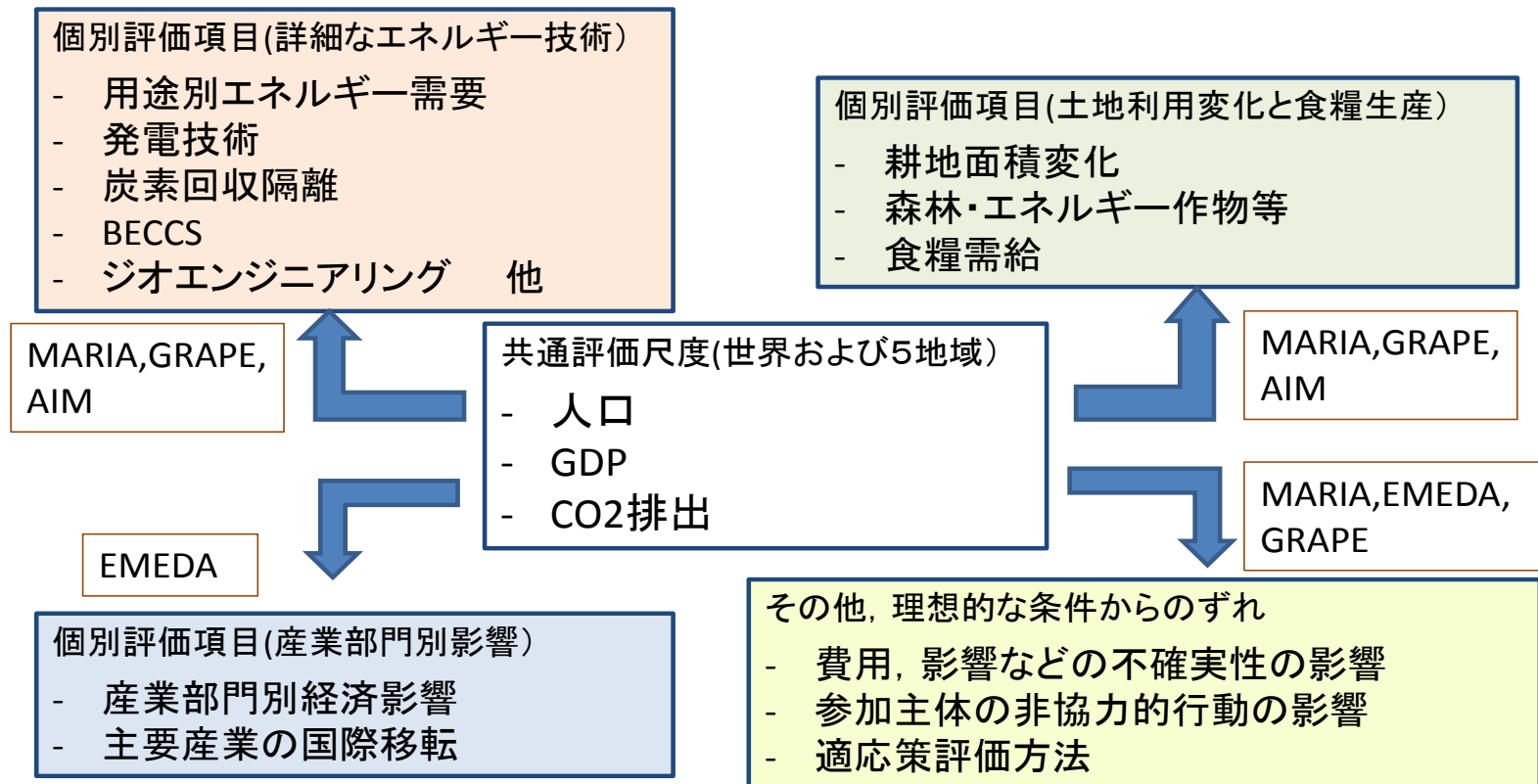
テーマ3: クリティカルな気候変動リスクの特定および分析に関する研究

テーマ4: 技術・社会・経済の不確実性の下での気候変動リスク管理オプションの評価

テーマ5: 気候変動リスク管理における科学的合理性と社会的合理性の相互作用に関する研究

研究目的: 様々な不確実性が対策と社会経済に及ぼす影響の定量的評価

→ 不確実性とポテンシャルの調査、定式化の方法と実装、不確実性の明示的評価



モデル間評価の合意と差異

- SSP 共通経済人口シナリオを採用
- BAUでは、AIMの最終エネルギー需要とCO2排出を共通に与え、RCPシナリオでの変化を計算

SSP1 (持続可能社会) 世界は比較的健全に持続可能性を志向して進む。資源節減的であり、また脱化石燃料が進む。先進国、途上国とも技術進歩による経済成長を果たす。

SSP2 (中庸の道) この「自然体」社会は最近10年の世界の発展方向の延長上にあり、化石燃料への依存度は徐々に低下する。発展途上国の経済成長は、必ずしも均等ではない。

SSP3 (分断化社会) 世界は地域ごとに異なる特性の地域にブロック化していく。そこには極貧困地域、中程度の富、人口増大に対して生活水準を保とうと苦闘する多くの地域が混在する。

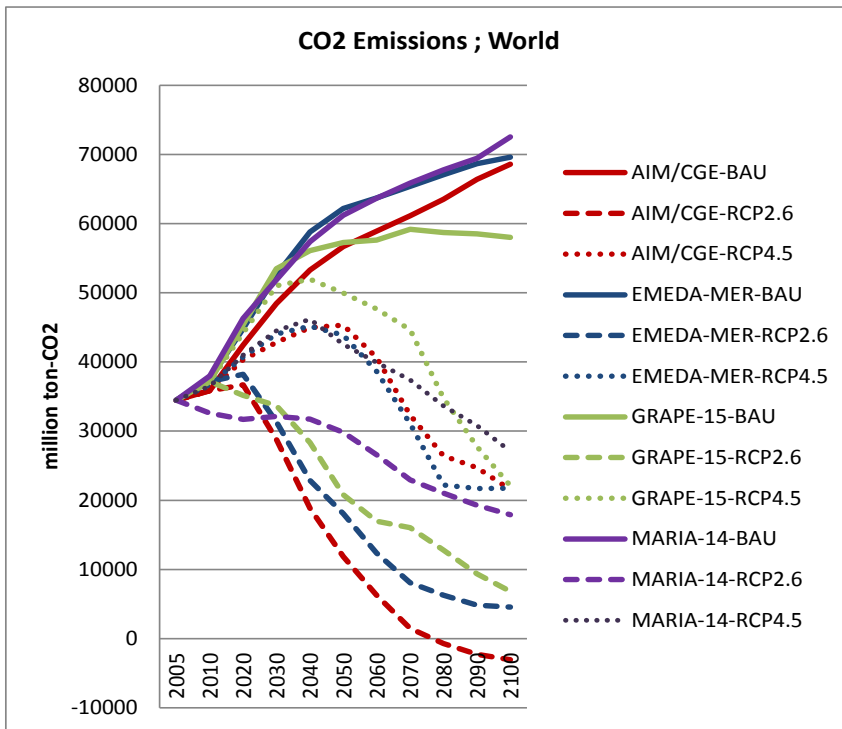
SSP4 (格差社会) 少数の富める国が多くの温暖化ガスを排出し、多数の貧困国が気候変動の脆弱性に直面する。気候変動緩和への努力は低く、非効率な制度や多数の低所得者のため適応策の導入も困難である。

SSP5 (従来型開発) 世界は経済成長を志向する従来型の開発を続ける。そのためエネルギーシステムはなお化石燃料に高度に依存する。この結果、温暖化ガスの多量の排出と緩和策はチャレンジなものとなる。

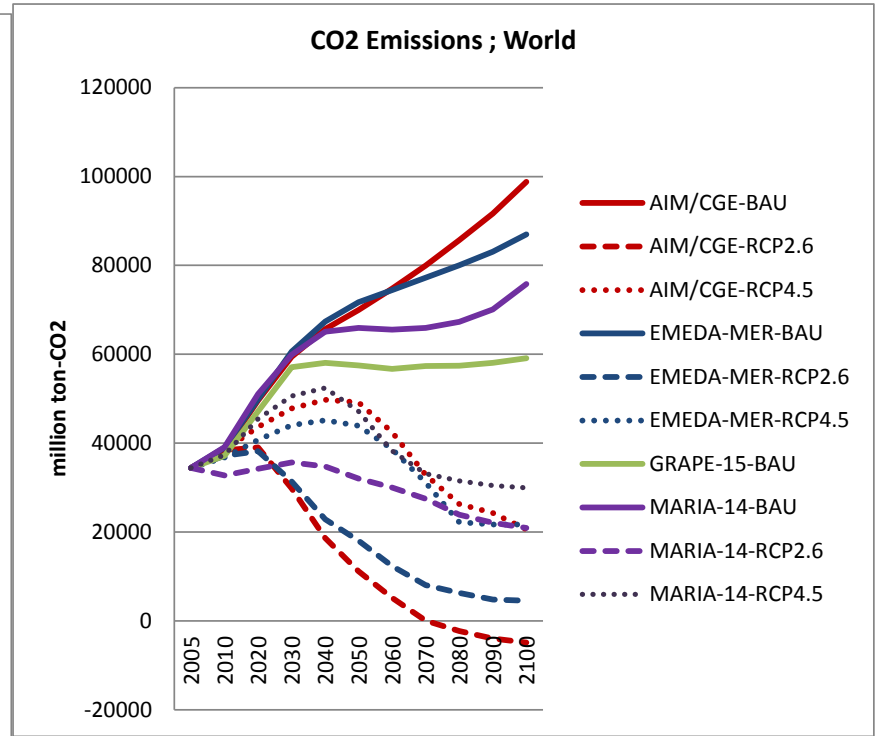
		MARIA-14	EMEDA-MER	GRAPE-15	AIM/CGE
SSP-2	BAU	○	○	○	○
	RCP4.5	○	○	○	○
	RCP2.6	○	○	○	○
SSP-3	BAU	○	○	○	○
	RCP4.5	○	○		○
	RCP2.6	○	○		○

計算結果の例

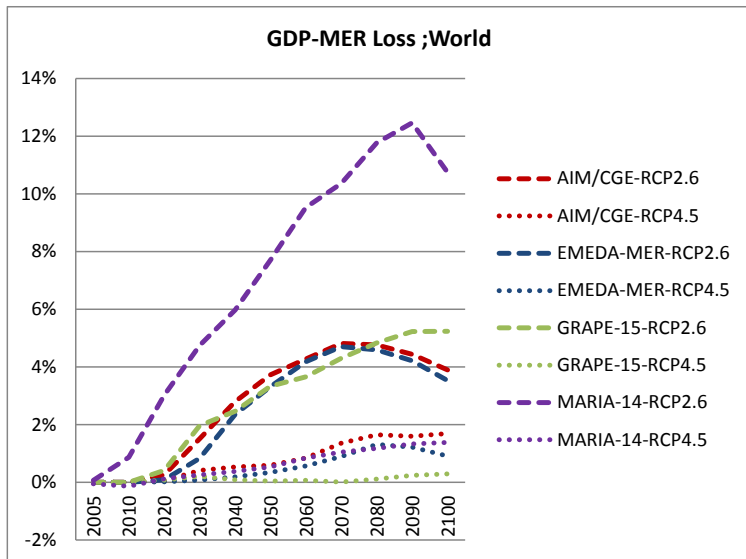
SSP2



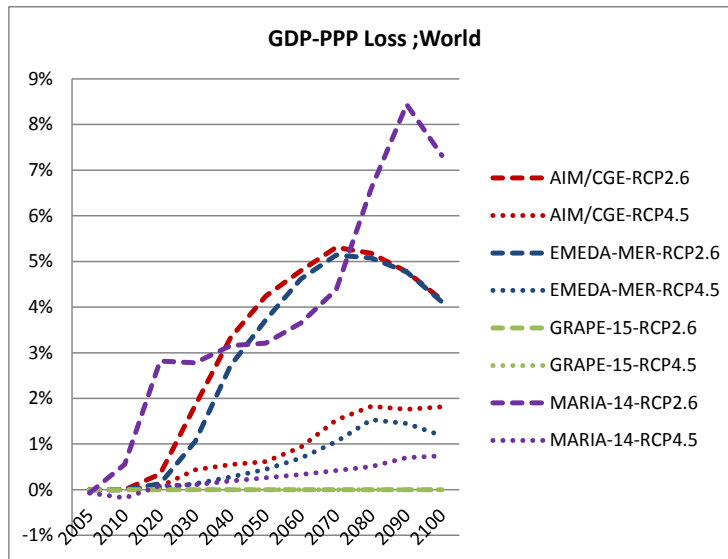
SSP3



CO2排出経路の比較

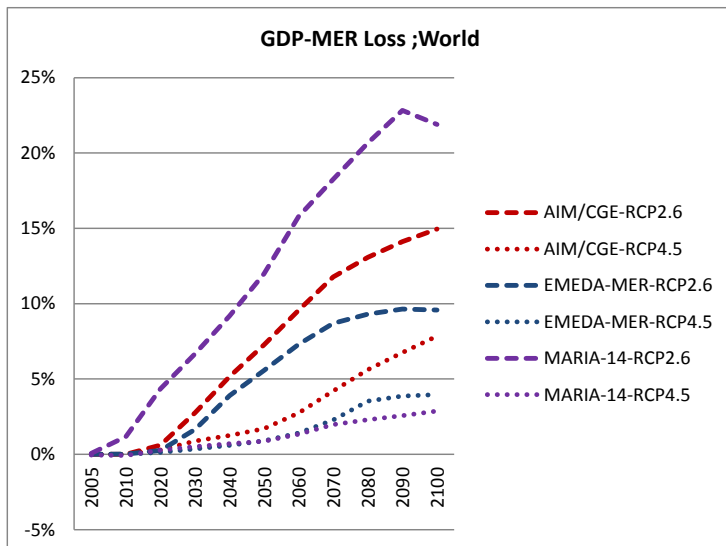


a.GDP-MER

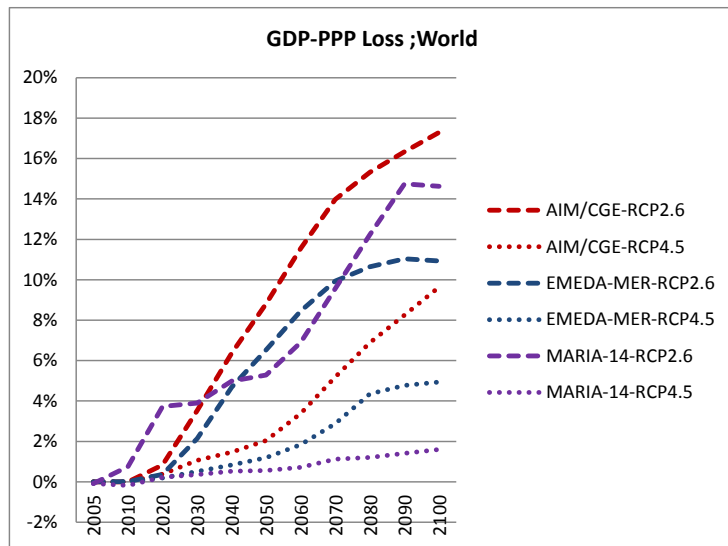


b.GDP-PPP

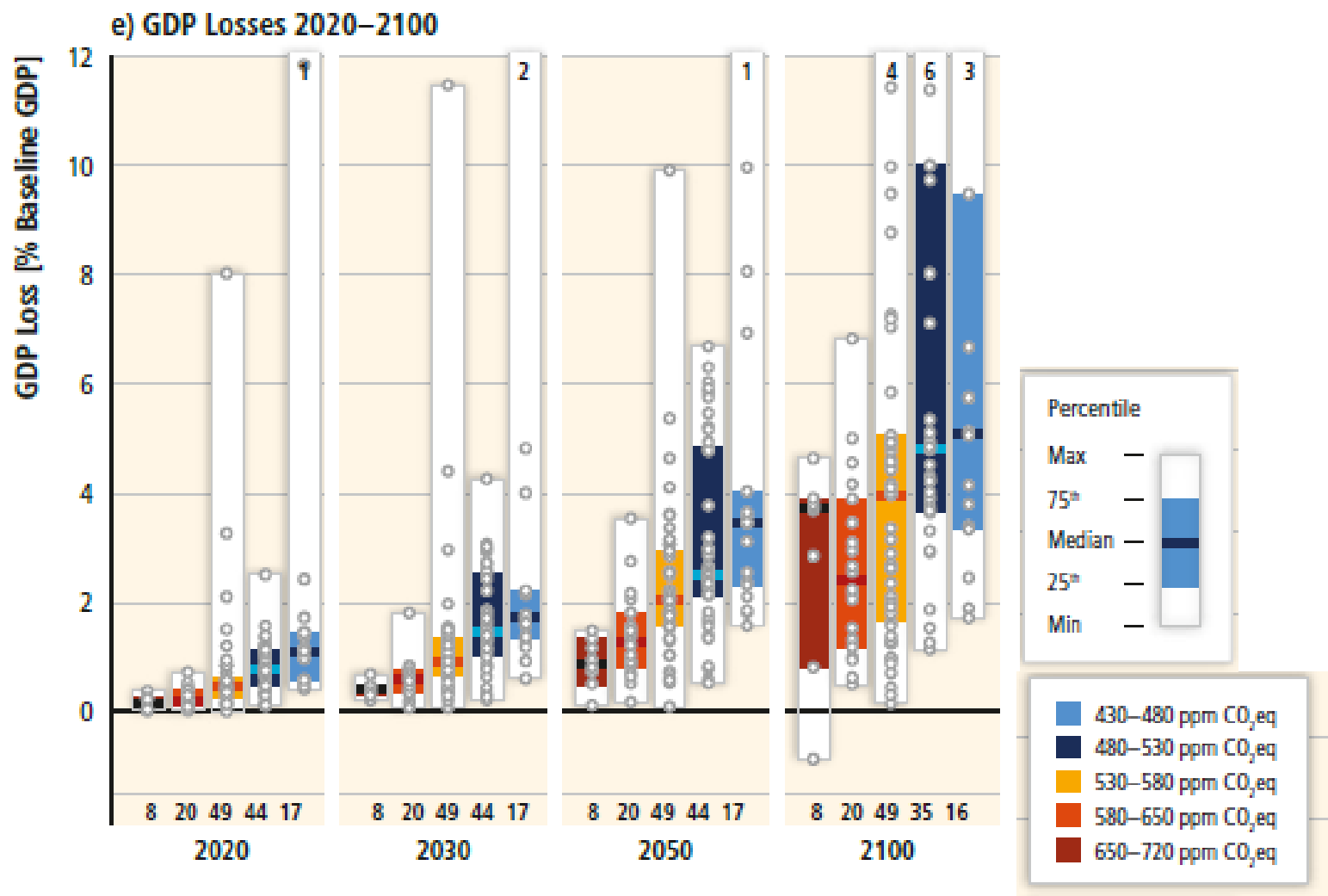
温暖化政策によるGDP損失 (上段:SSP-2 下段:SSP-3)



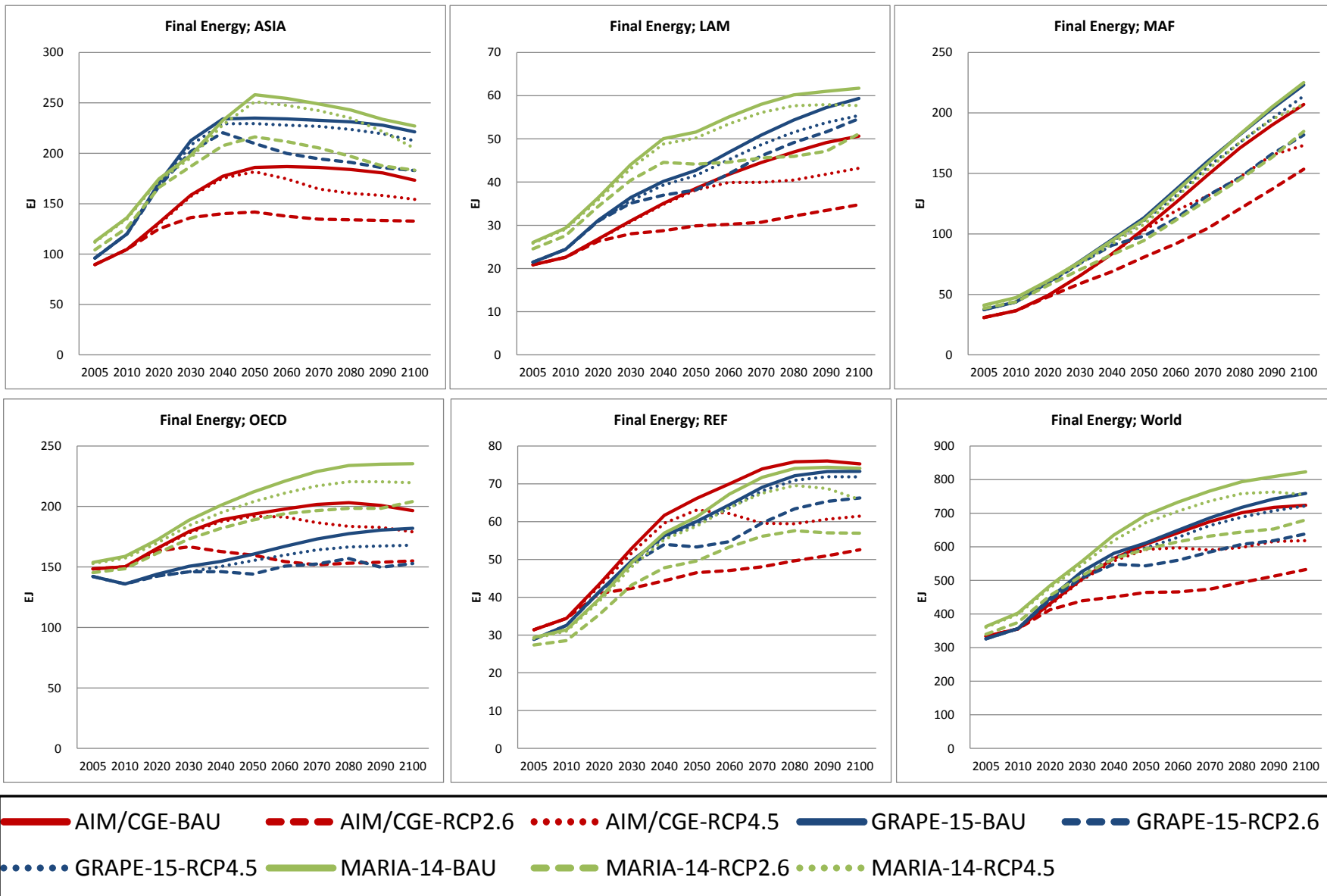
a.GDP-MER



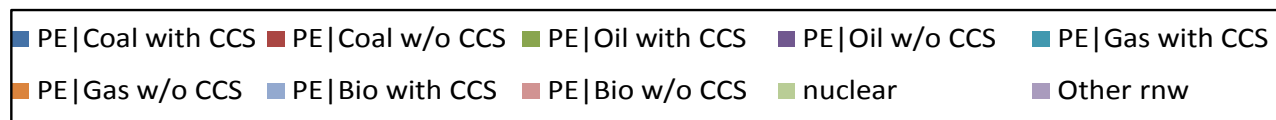
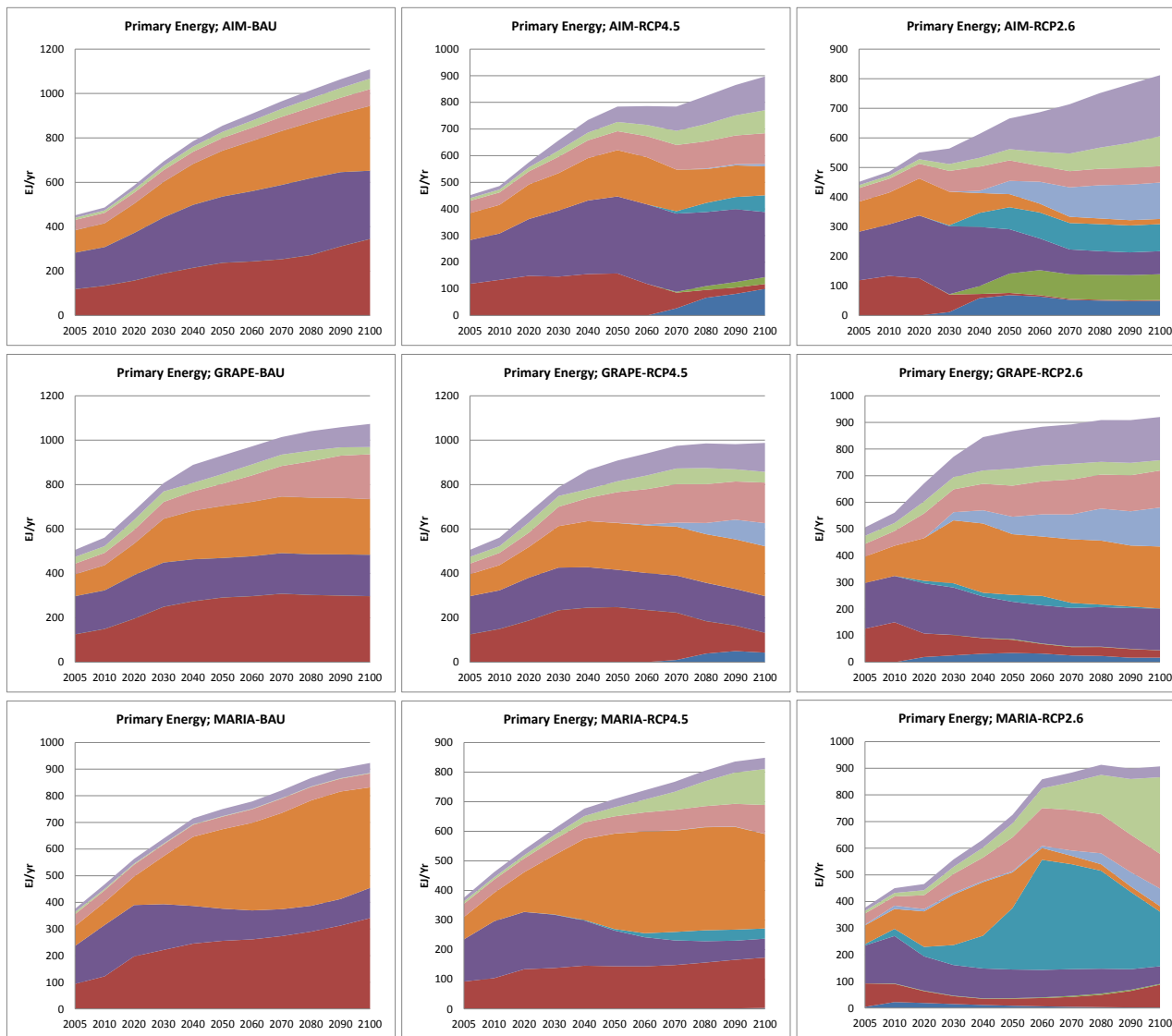
b.GDP-PPP



IPCC-AR5-WG3に示されたGDP損失のモデル間評価幅



最終消費エネルギー需要(EJ/Year)の地域別推移モデル比較(SSP2)



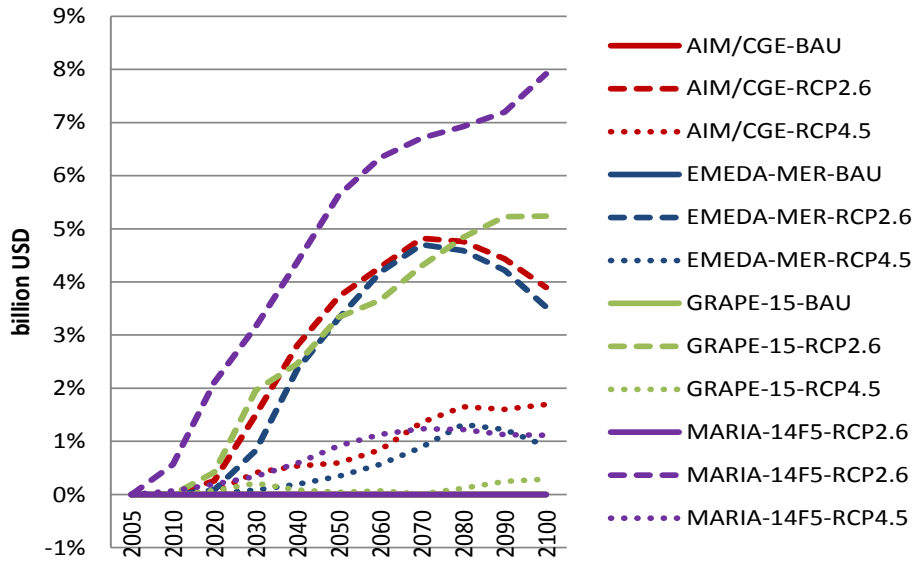
SSP2における一次エネルギー供給構成のモデル別推移(EJ/Year)

なぜモデル間の評価に違いがあるのか？

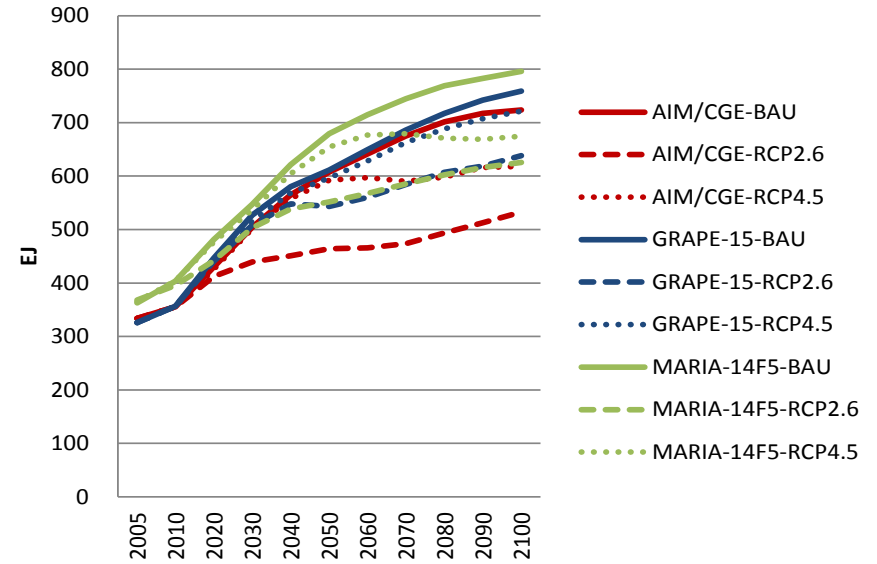
- 温暖化対策による経済損失には、モデルにより幅がある。SSP2-RCP2.6-2100では、5%－8%（IPCC-AR5では4%-12%が図示。最大15%との注記）
- 最終エネルギー消費のBAUからの変化にも幅がある。**省エネルギーの可能性が大きいとGDP損失低下も緩和される傾向が示唆されている**
- 一次エネルギー供給技術は、再生可能エネルギー＋バイオマス重視と原子力・CCS重視の2パターンが示される。
- 土地利用・食糧需給は、いずれのモデルも温暖化対策で大きな変化を示さない。

GDP損失率と最終エネルギー消費の比較

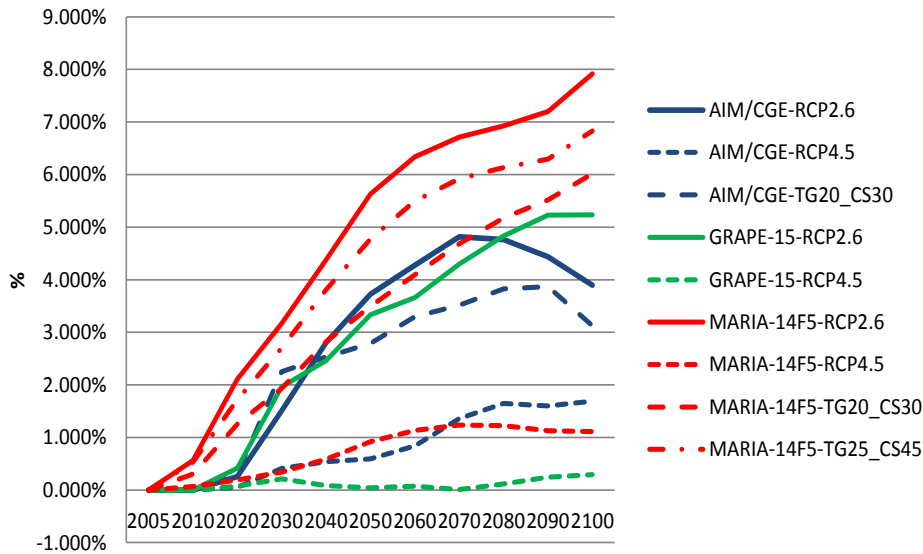
GDP-MER Loss ;World



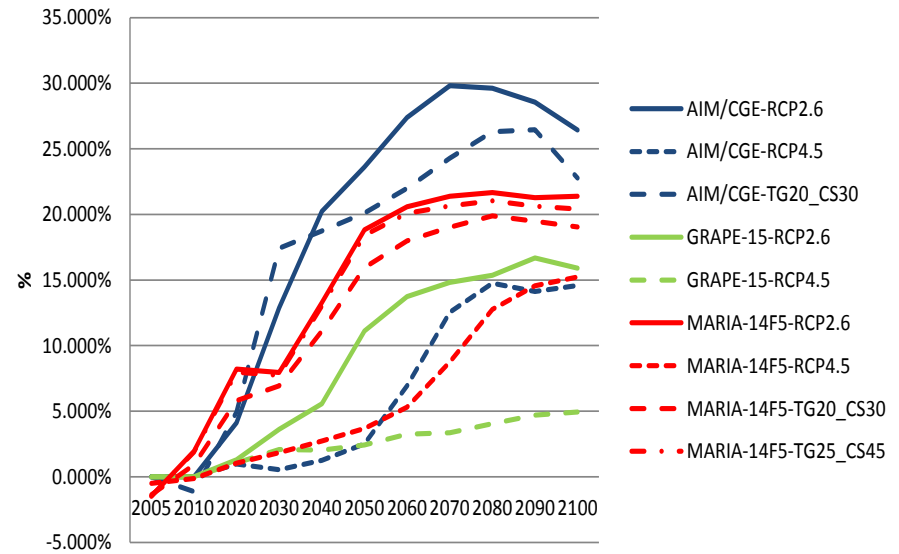
Final Energy; World



GDP-MER Loss



Final Energy Demand Reduction from BAU



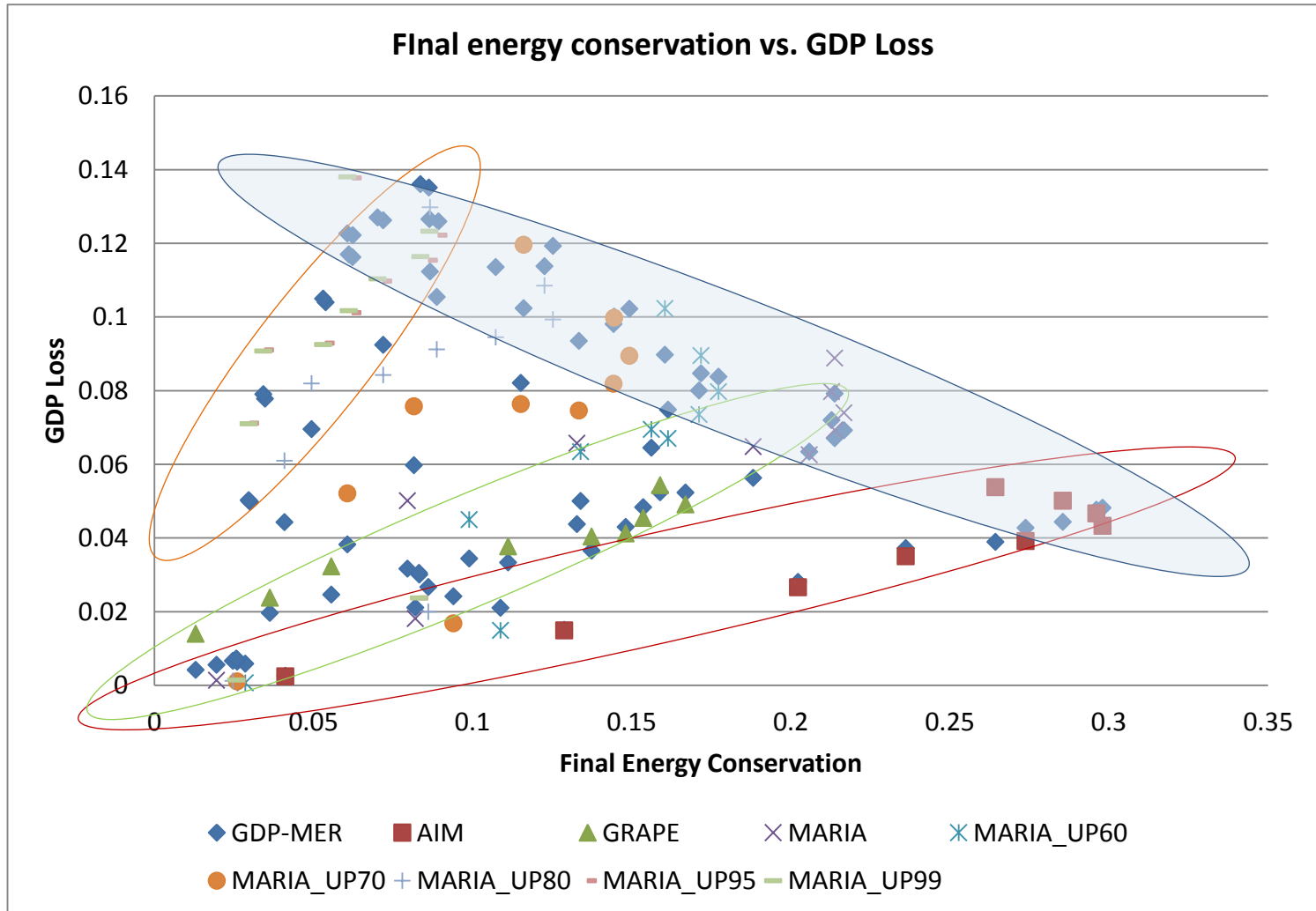
ICA-RUS データベースのメタ分析を試みる。まずデータの揃っているSSP2-RCP2.6において、

- GDP-MER損失率を被説明変数
- 説明変数に、最終エネルギー需要およびCO2のBAUからの削減率、バイオマス利用、CCS、水素需要を候補に加える
- 世界合計では、CO2削減率、CCS、バイオマス投入は相関が高く、同時に説明変数には含めにくい

	最終Energy	CO2	Hydrogen	Biomass	CCS
最終 Energy	1.000				
CO2	0.641	1.000			
Hydrogen	-0.151	0.535	1.000		
Biomass	0.261	0.811	0.655	1.000	
CCS	0.359	0.916	0.678	0.845	1.000

分析結果—2 SSP2-RCP2.6 World の場合：GRAPEダミーは水素導入量で対応(World)

回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.957	切片	-0.004	0.004	-1.113	0.269
重決定 R2	0.916	Final Energy	-0.130	0.037	-3.555	0.001
補正 R2	0.913	CO2	0.088	0.012	7.240	0.000
標準誤差	0.011	Hydrogen	0.000349	3.8E-05	9.190198	7.28E-14
観測数	78					



分析結果—3 地域別結果：GRAPEダミーを用いると、いずれの地域でも最終エネルギー需要削減率がGDP損失緩和を有意に示す。しかしLAM、REFではR2は低い。

ASIA							ASIA						
回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値	回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.851	切片	-0.006	0.008	-0.763	0.448	重相関 R	0.842	切片	-0.019	0.008	-2.349	0.021
重決定 R2	0.724	Final Energy	-0.140	0.056	-2.477	0.015	重決定 R	0.709	Final Energy	-0.324	0.045	-7.219	0.000
補正 R2	0.713	CO2	0.118	0.020	5.784	0.000	補正 R2	0.697	CO2	0.193	0.014	13.470	0.000
標準誤差	0.024	Hydrogen	0.001	0.000	4.146	0.000	標準誤差	0.025	GRAPE	0.032	0.009	3.504	0.001
観測数	79						観測数	79					
LAM							LAM						
回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値	回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.837	切片	-0.013	0.009	-1.370	0.175	重相関 R	0.683	切片	0.037	0.010	3.688	0.000
重決定 R2	0.701	Final Energy	0.048	0.042	1.135	0.260	重決定 R2	0.467	Final Energy	-0.283	0.063	-4.530	0.000
補正 R2	0.689	CO2	0.054	0.008	7.031	0.000	補正 R2	0.445	CO2	0.137	0.017	8.084	0.000
標準誤差	0.031	Hydrogen	0.009	0.001	11.741	0.000	標準誤差	0.042	GRAPE	-0.166	0.025	-6.671	0.000
観測数	79						観測数	79					
MAF							MAF						
回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値	回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.867	切片	0.031	0.008	3.721	0.000	重相関 R	0.878	切片	0.040	0.008	4.803	0.000
重決定 R2	0.751	Final Energy	-0.714	0.091	-7.853	0.000	重決定 R	0.770	Final Energy	-0.530	0.060	-8.899	0.000
補正 R2	0.741	CO2	0.250	0.027	9.295	0.000	補正 R2	0.761	CO2	0.187	0.014	13.577	0.000
標準誤差	0.031	Hydrogen	-0.001	0.000	-2.100	0.039	標準誤差	0.029	GRAPE	-0.037	0.011	-3.322	0.001
観測数	79						観測数	79					
OECD							OECD						
回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値	回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.905	切片	0.000	0.002	0.171	0.865	重相関 R	0.974	切片	0.003	0.001	2.619	0.011
重決定 R2	0.819	Final Energy	0.049	0.023	2.097	0.039	重決定 R	0.948	Final Energy	-0.125	0.010	-12.748	0.000
補正 R2	0.812	CO2	0.015	0.005	2.815	0.006	補正 R2	0.946	CO2	0.059	0.002	30.247	0.000
標準誤差	0.008	Hydrogen	0.001	0.000	10.220	0.000	標準誤差	0.004	GRAPE	-0.035	0.001	-23.369	0.000
観測数	79						観測数	79					
REF							REF						
回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値	回帰統計			係数	標準誤差	t	P-値
重相関 R	0.910	切片	0.045	0.010	4.374	0.000	重相関 R	0.649	切片	0.097	0.020	4.942	0.000
重決定 R2	0.829	Final Energy	0.286	0.088	3.265	0.002	重決定 R2	0.421	Final Energy	-0.588	0.242	-2.425	0.018
補正 R2	0.822	CO2	-0.012	0.025	-0.463	0.645	補正 R2	0.398	CO2	0.288	0.066	4.363	0.000
標準誤差	0.037	Hydrogen	0.014	0.001	16.779	0.000	標準誤差	0.068	GRAPE	-0.204	0.037	-5.519	0.000
観測数	79						観測数	79					

今回の試算のメッセージと今後の分析

- ・ バイオマス導入可能量の設定はどの程度GDP損失に影響するか？このほか、なぜ結果に幅があるのか？これまでのモデル比較は、定量的な分析に至らず、傾向の表示にとどまっている。
- ・ 杉山、「大幅な省エネ見通しの国民負担を精査せよ — 既存のモデル試算は電力価格倍増を示唆している —」
<http://ieei.or.jp/2015/04/sugiyama150421/> と統合的な知見の可能性がある。

消費者の個別行動と電源計画

— PVは計画通り導入されるか？ 電源計画にどうフィードバックするか？

1

- ・民生部門においてエネルギーシステム、特にPVがどのように導入されるかをPVの価格変化や補助金を考慮して評価
- ・PVの導入規模を計画的に進めるには、どれだけの補助金が必要となるか

2

エネルギー機器の導入による民生部門の電気需要量の変化に対して電気事業者にどのような影響が発生するか

評価方法 2段階モデルで評価

期間2010年から2030年(5年を1期)

1

第一段階モデル

PV, CGSの導入により
東京電力への電力需
要変化

民生部門の需要を満たす需要家のPV,CGSなどの分散型エネルギー導入モデルを構築しモデルにより評価

2

第二段階モデル

民生部門の電力需要の影響を考慮し東京電力の発電構成をモデルにより評価

モデル 1

需要家別PV, CGS, DHC導入モデル

解析期間(5年を1期の計5期)
2010年から2030年 動的に拡張

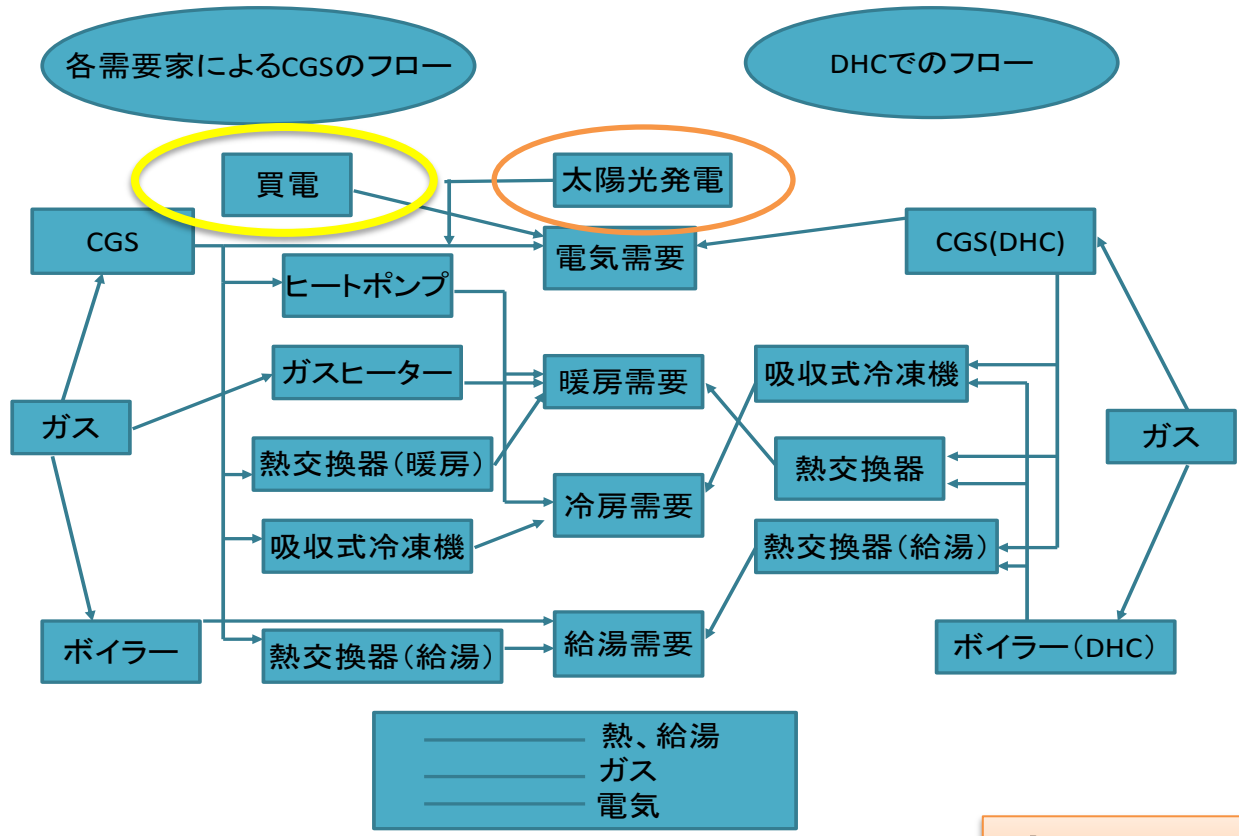


図1 エネルギーフロー

太陽光価格変化を考慮

$$mini.T_OBJ = T_Cost = Cnsm_Cost + DHC_Cost$$

$Cnsm_Cost$: 各需要家の総コスト
 DHC_Cost : DHCの総コスト

PV, CGSの導入により
購入電力量変化

モデル ②

電気事業者の電源構成モデル

民生部門のモデルでの買電力量に産業用電力需要を加え、最適電源構成を評価

東京電力管内のエネルギー需要

産業用電力需要
+
民生部門電力購入量

需要の最大値を満たせるだけ建設

- ・石炭火力(CLF) ・石炭ガス化複合(IGCC)
- ・ガスボイラー火力(GSF)
- ・ガスコンバインド火力(GCC)
- ・石油火力(OLF) ・原子力(NCR)
- ・水力(HYD) ・揚水式水力(PmHD)

可変費と固定費の和の総費用最小化を行う線形計画モデル

$$\min. \quad T_Cost = \sum_g Fix_Cost(g) \times C(g) + \sum_g \sum_h \sum_d Var_Cost(g) \times O(g, h, d)$$

エネルギー需要推計

1 民生部門

建物用途別エネルギー需要原単位データ（電力、熱）
×
民生部門の延べ床面積（住宅、オフィス、小売業、病院）

1住宅あたりの建築面積 × 居住世帯あり総数
= 市町村別の住宅床面積

世帯数の予測値から、将来の居住世帯数を算出

2 東京電力への需要

PV, CGSの導入により購入電力量変化

産業用電力需要 + 民生部門電力購入量
= 東京電力への電力需要

東京電力管内の電力需要 - 民生部門電力購入量 (PV, CGSを導入しないケース
(基本ケース))

シミュレーションケースの設定

1

エネルギー機器導入ケース

基本ケース：PV, CGS導入なし

Case0：PVのみ導入

Case1：PV, CGS導入

Case2：PV, CGS導入, 需要家間余剰電力融通

Case3：PV, CGS, DHC導入, DHC間電力融通

PV価格

3通りのPV価格を設定 → 各シナリオにおけるPVの導入率を評価

PV導入目標シナリオ

4つのシナリオを設定 → シナリオ達成のための必要補助金額を評価

2

発電構成制約

シナリオ1：制約なし

シナリオ2：原子力発電抑制LNG代替シナリオ（制約あり）
原子力増設なし、石炭燃料の発電増設なしの制約を付けてLNGを主体とした発電方式にしたもの

PV年間費用シナリオ

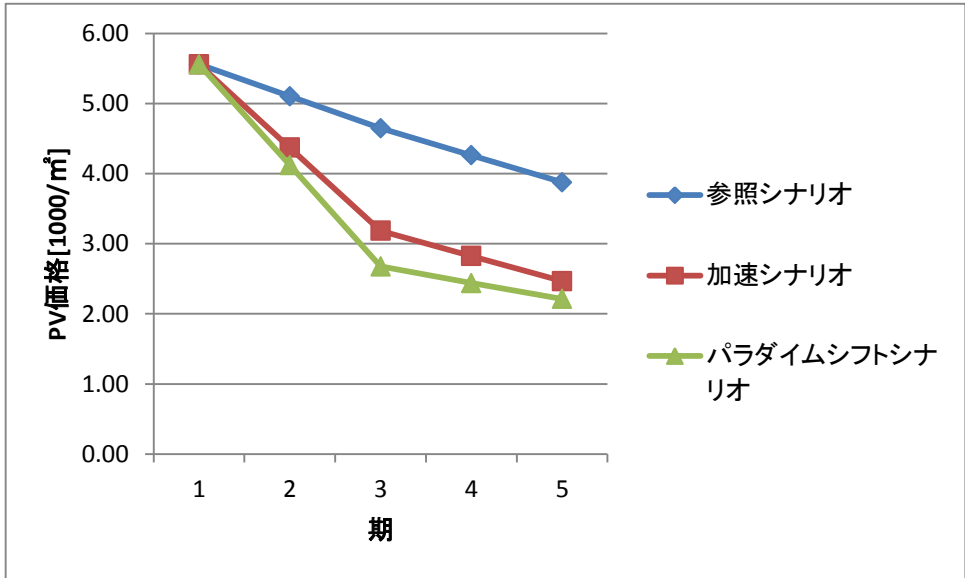


図2 太陽光の価格シナリオ

PVの年間固定費 (PV_FC)

$$PV_FC = \text{設置コスト} \times \text{年経費率}$$

表1 各シナリオにおけるPV価格[1000/m²]

期	1	2	3	4	5
参照シナリオ価格	5.56	5.10	4.65	4.26	3.87
加速シナリオ価格	5.56	4.37	3.18	2.83	2.47
パラダイムシフトシナリオ価格	5.56	4.12	2.68	2.44	2.21

「太陽光発電の将来コストの見通し」
 国家戦略室がPVの累積導入量(EPIA,2011)をもとにPVの学習効果を推計したPVの価格を算出

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

(設備利用率を12%、利子率を0.04、出力を120[w/m²]、運転年数15年)

PV導入目標シナリオ

・政府シナリオ

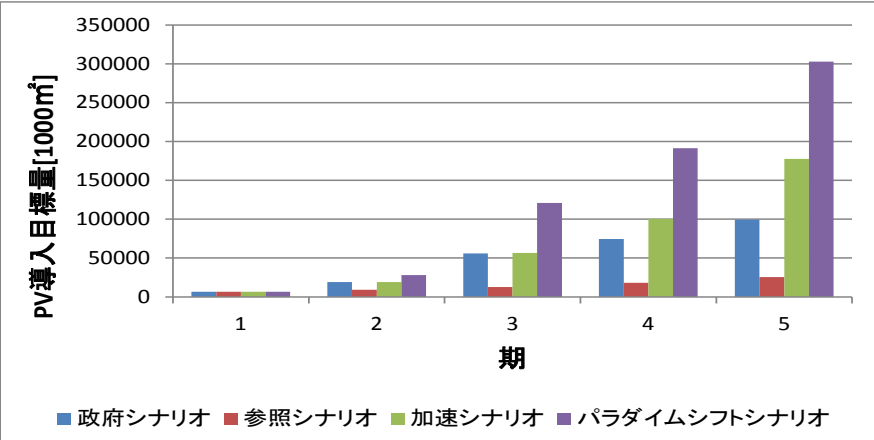
各価格シナリオでどの程度PVの導入目標が達成されるかを見る(民生部門において)

経済産業省で公表されているPVの導入計画を使用
 日本全体 PVを2020年に28GW, 2030年に53GWの導入
 東京電力管内で2010年の累積導入量から同じ伸び率だけ増加させたものをPV導入目標の値とする

・参照シナリオ・加速シナリオ・パラダイムシフトシナリオ

PVの価格低下シナリオで使用した参照シナリオ, 加速シナリオ, パラダイムシフトシナリオのPV累積導入量の伸び率と同じだけ, 東京電力管内のPV累積導入量を伸ばすもの
 →導入目標のシナリオとPVの価格低下は同じにする
 導入規模と価格関係の相互関係を見るため

期	1	2	3	4	5
政府シナリオ[GW]	1	2	3	4	5
参照[GW]	1	1	2	2	3
加速[GW]	1	2	7	12	21
パラダイム[GW]	1	3	15	23	36



年増加率[%]	2010~2020	2020~2030
政府シナリオ	24%	6%
参照シナリオ	7%	7%
加速シナリオ	24%	12%
パラダイムシナリオ	34%	10%

図3 PV導入シナリオ別PV導入量

補助金算出方法

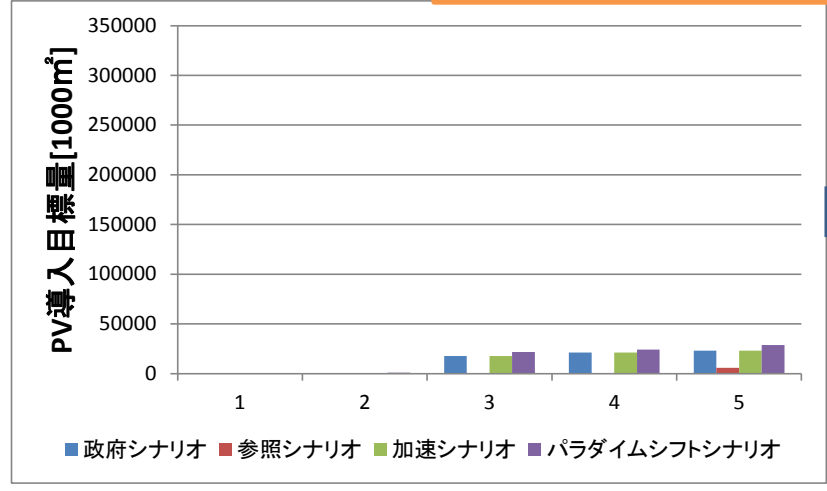
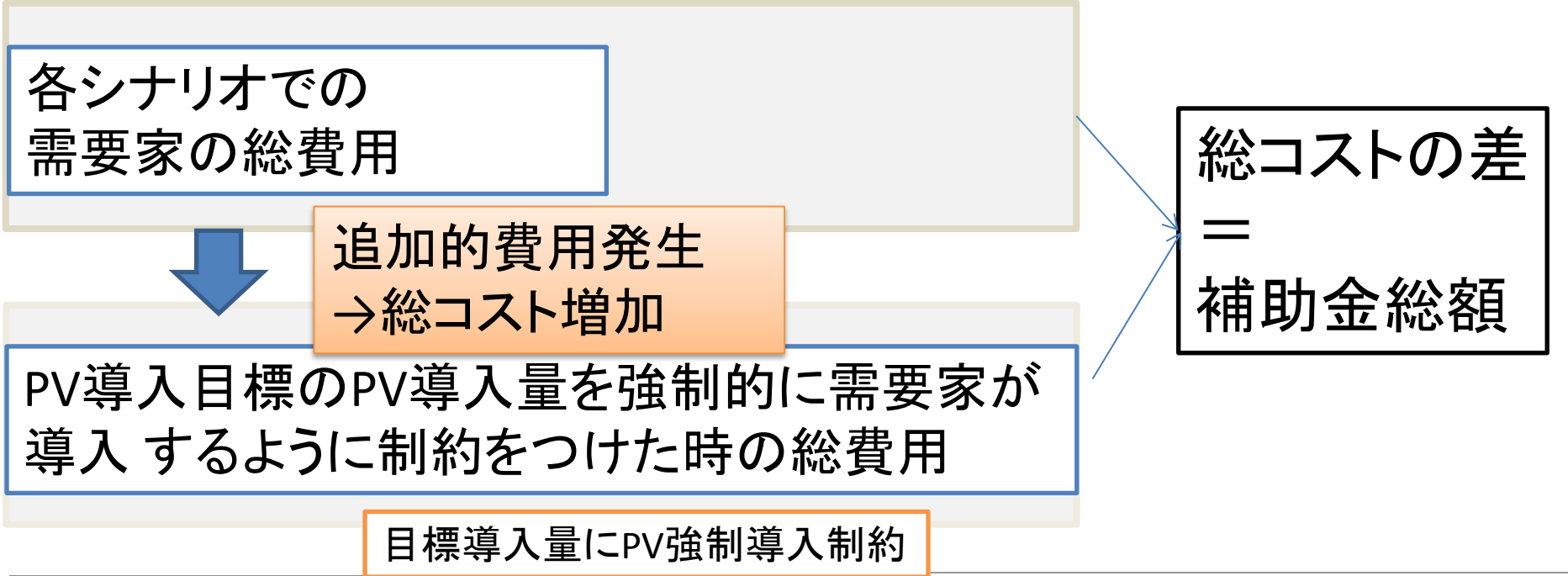


図4 PV導入量

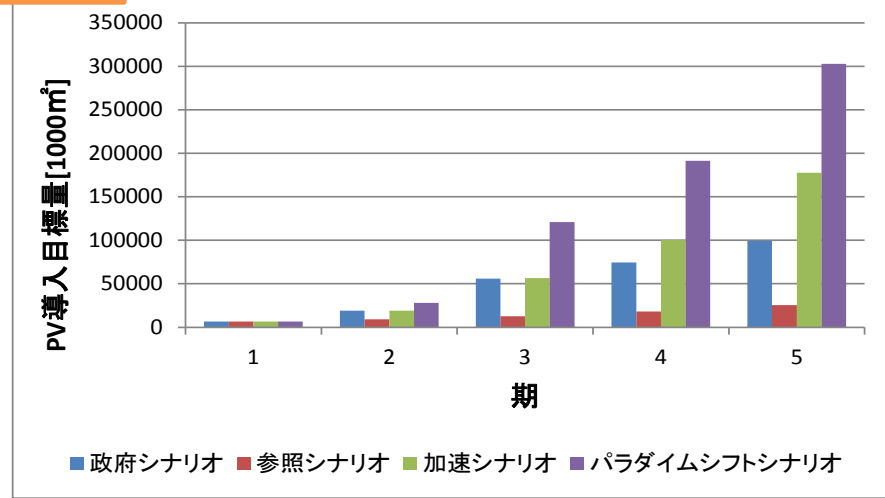


図3 PV導入シナリオ別PV導入量

結果 PV導入率 各価格シナリオ Case0

表2 太陽光パネル設置可能面積 [×1000m²]

hs	of	sh	ho
1214245.82	5245.31	4884.77	3133.33

hs:住宅 of:オフィス sh:小売業、ho:病院

表3 PV価格参照シナリオのPV導入結果[千m²,%]

	hs		of		sh		ho	
	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%
1	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
3	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
4	0	0%	0	0%	122	3%	82	3%
5	0	0%	0	0%	3597	74%	2208	70%

PV価格[1000円/m²]

期	1	2	3	4	5
参照シナリオ価格	5.56	5.10	4.65	4.26	3.87
加速シナリオ価格	5.56	4.37	3.18	2.83	2.47
パラダイムシフトシナリオ価格	5.56	4.12	2.68	2.44	2.21

表4 PV価格加速シナリオのPV導入結果[千m²,%] 表5 PV価格パラダイムのPV導入結果[千m²,%]

	hs		of		sh		ho	
	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%
1	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2	0	0%	0	0%	122	3%	82	3%
3	9770	1%	0	0%	4885	3%	3133	3%
4	13191	1%	1	0.03%	4885	100%	3133	100%
5	14937	1%	73	1%	4885	100%	3133	100%

	hs		of		sh		ho	
	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%	千m ²	%
1	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2	0	0%	0	0%	562	12%	374	12%
3	13703	1%	18	0%	4885	100%	3133	100%
4	15766	1%	312	6%	4885	100%	3133	100%
5	19597	2%	1208	23%	4885	100%	3133	100%

- ・参照シナリオのPV価格では3期までPVは導入されない
- ・加速シナリオのPV価格では4期から小売業、病院のPVの導入率が100%
- ・パラダイムシフトシナリオでは3期から小売業、病院のPVの導入率が100%
- ・PVの価格が4000円/m²付近でVが導入され始める
- (・Case1, 2, 3ではPVの導入率がほぼ0 → CGSの方が効率が良い)

一例としてPV価格加速シナリオで比較

結果 Case間比較

(加速シナリオ P V 価格)

需要家コスト

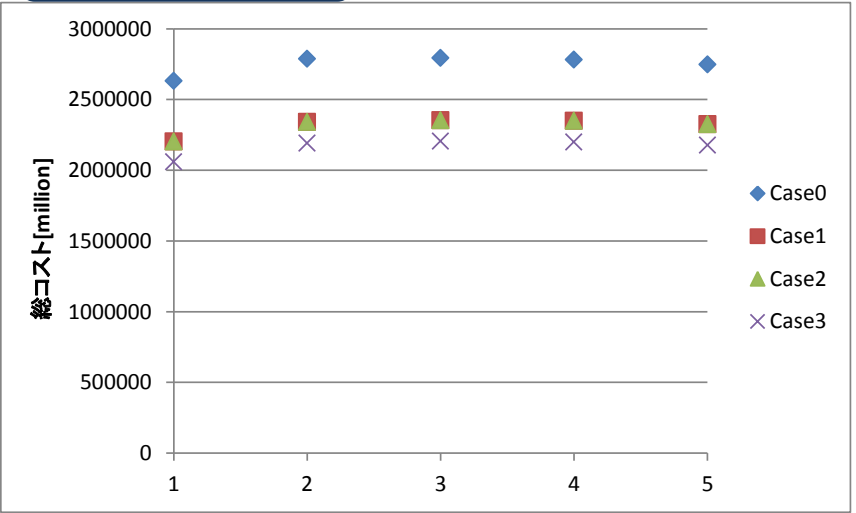
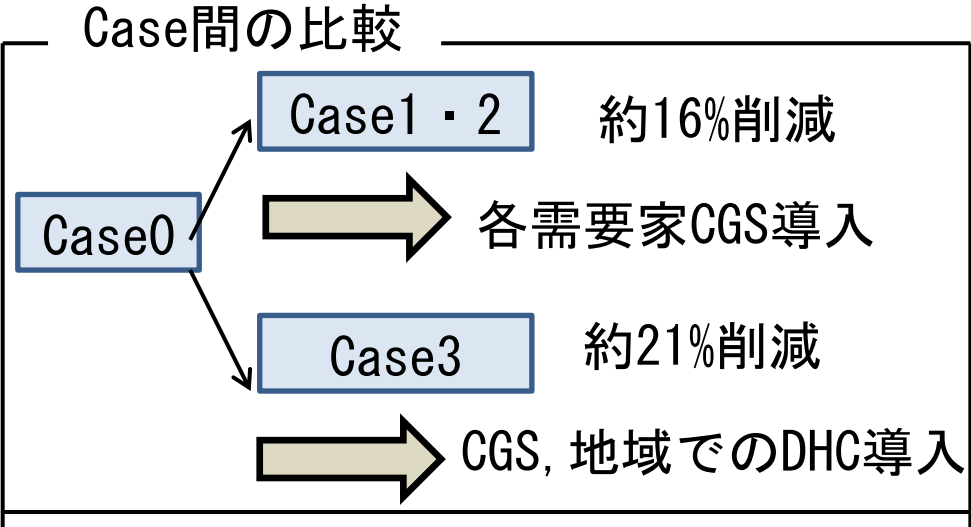


図5 需要家総コスト



需要家CO2排出量

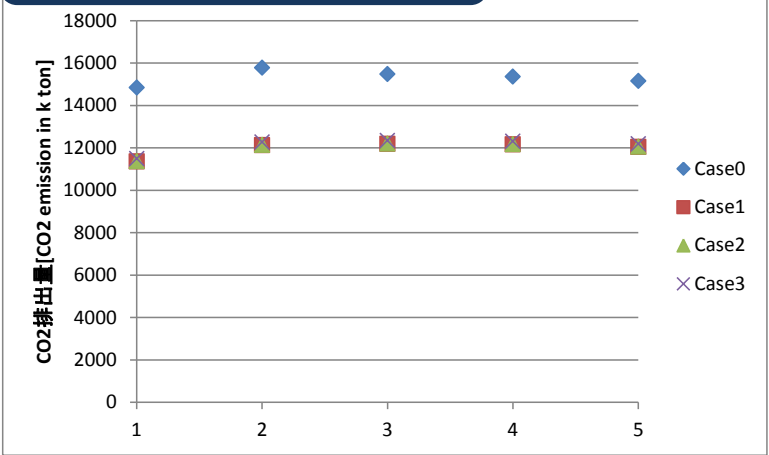
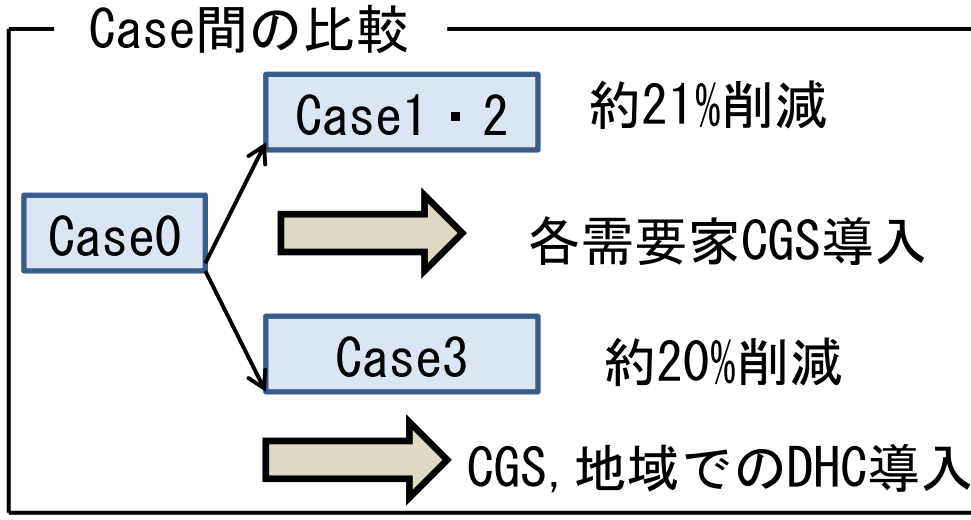


図6 CO₂総排出量



結果

PV導入目標

政府目標_各PVシナリオ価格

政府の将来のPV価格予測でどの程度導入目標に達するか

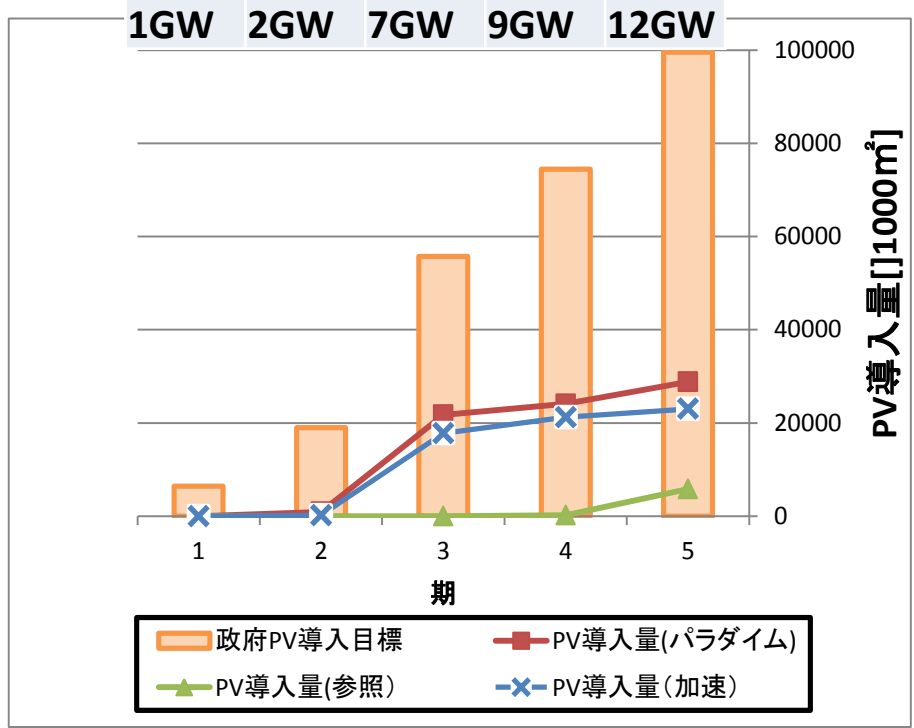


図13 PV導入目標と実際のPV導入量

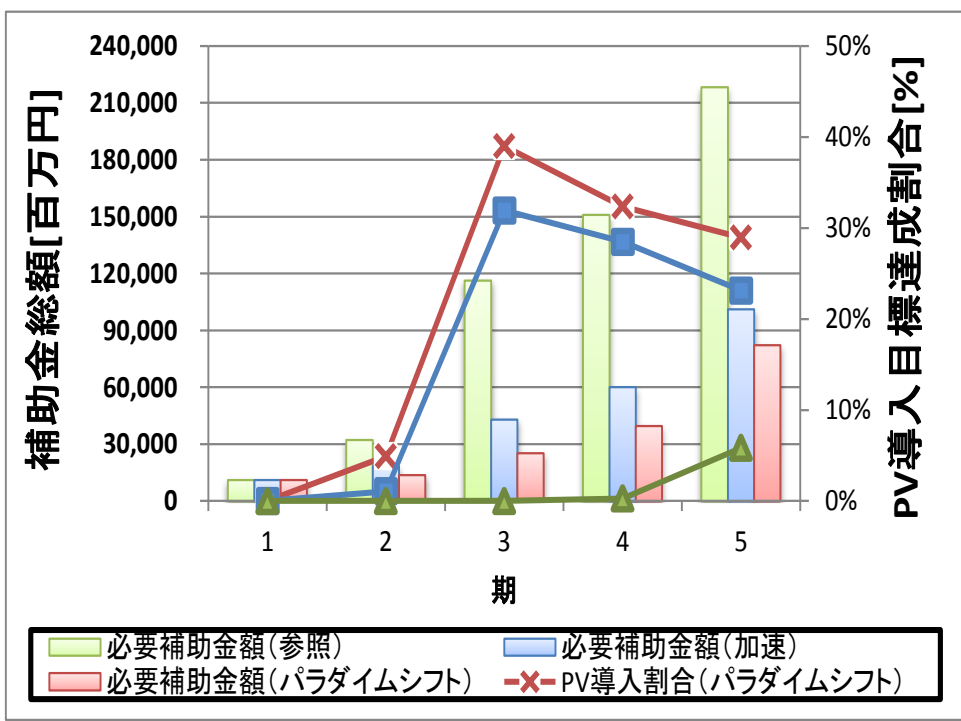


図14 補助金額とPV導入目標達成割合

- ・政府の予測した一番PV価格低下が発生するシナリオが仮に達成されたとしてもPVの導入目標には届かないことがわかる。
- ・目標を達成するには莫大な補助金が必要なことがわかる。合計(20年間)1719~5290億円(86~264億/年)

結果 PV導入目標

参照, 加速, パラダイムシフトPV導入目標
(価格低下速度と導入規模に関係性を持たせたケース)

期	1	2	3	4	5
参照[GW]	1	1	2	2	3
加速[GW]	1	2	7	12	21
パラダイム[GW]	1	3	15	23	36

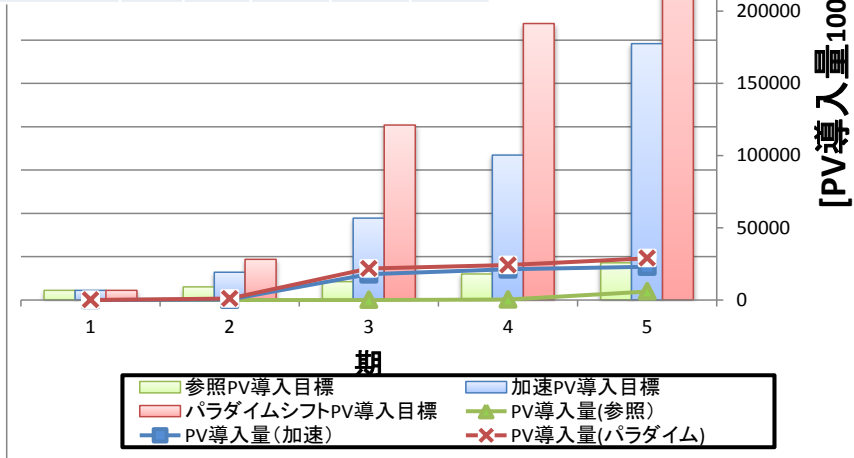


図21 PV導入目標と実際のPV導入量

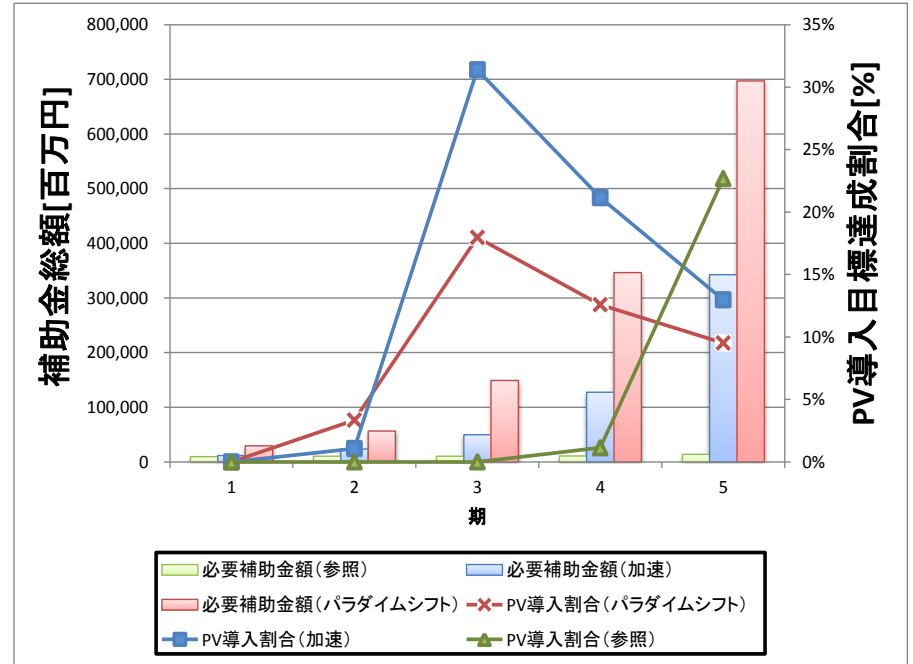
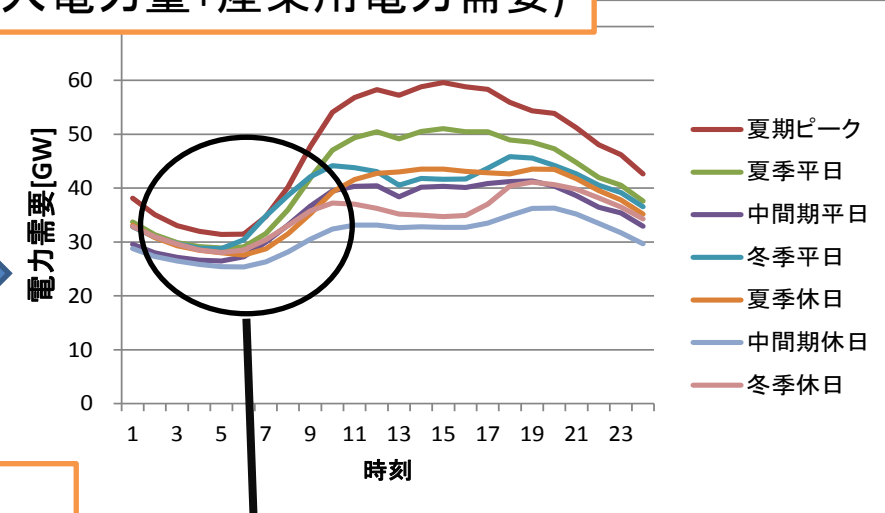
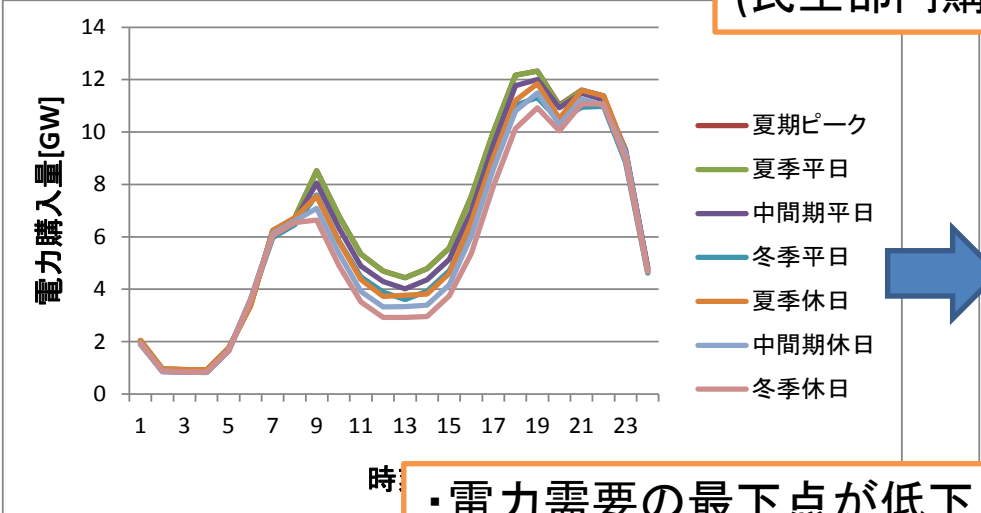


図22 補助金額とPV導入目標達成割合

- ・加速シナリオ、パラダイムシナリオでは3期目以降PVの導入量がほぼ変わらないが、パラダイムシフトの方が導入目標量が多いので必要な補助金額がかなり多くなっていることがわかる。
- ・加速、パラダイムシフトシナリオのPV価格の時3, 4期以降は小売業と病院のPV導入可能面積すべてにPVを導入しているので目標達成がより困難になっている。
- ・参照555億(28億/年)・加速5558億(278億/年)・パラダイム12796億(640億/年)

結果 電力需要量

東京電力管内電力需要算出
(民生部門購入電力量+産業用電力需要)



・電力需要の最下点が低下
(約20%低下)
 ・需要変動が増加
 ・季節ごとの合計の電力需要
(10~17%低下)

図23 1期民生部門

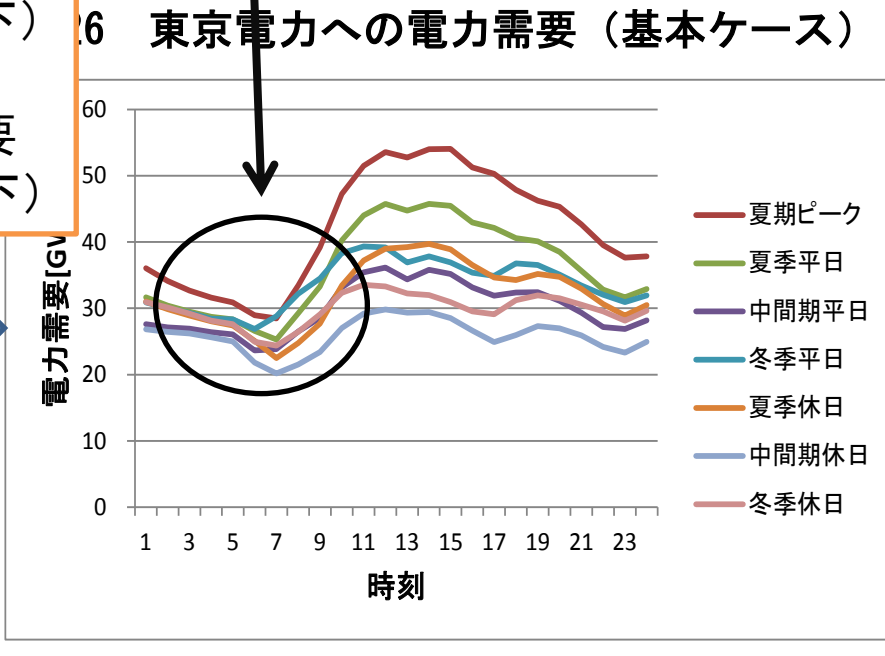
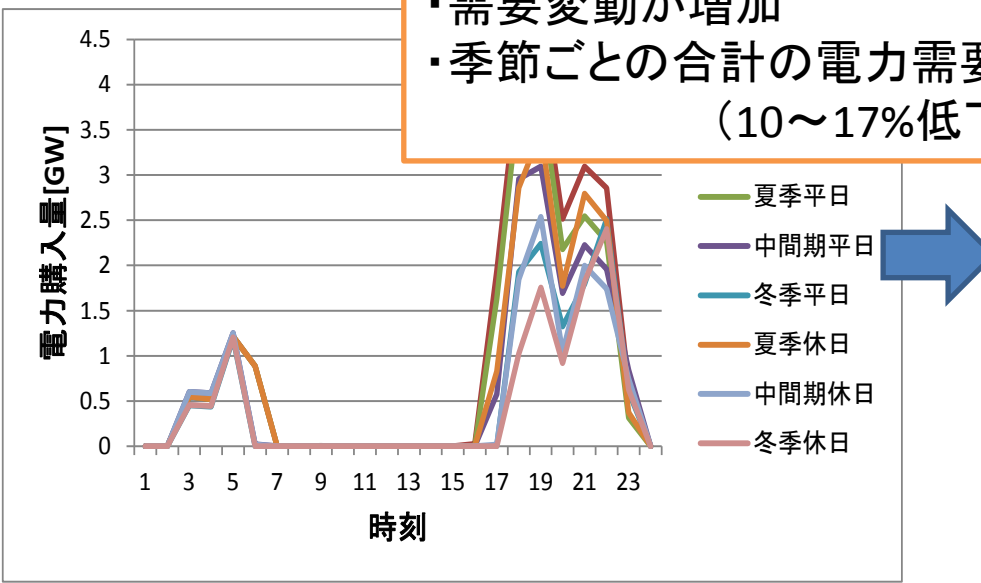


図25 民生部門電力購入量 (加速C3)

図27 東京電力への電力需要 (加速C3)

結果 電力需要量

東京電力管内電力需要算出
(民生部門購入電力量+産業用電力需要)

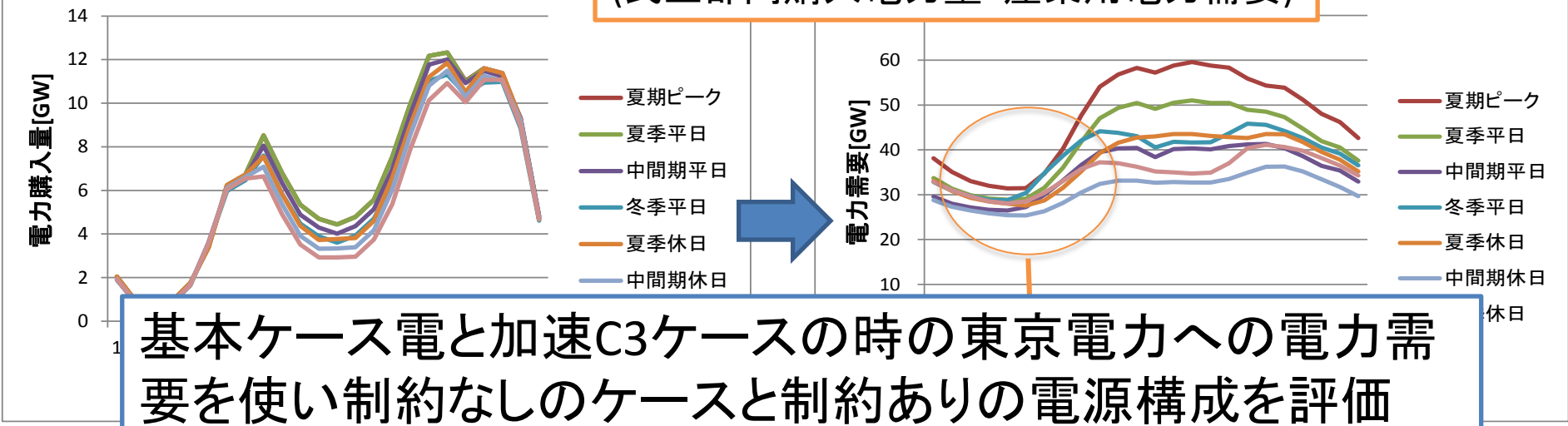


図23

民生部門の行動による電源計画への影響分析

・全体の電力需要(10~17%低下)

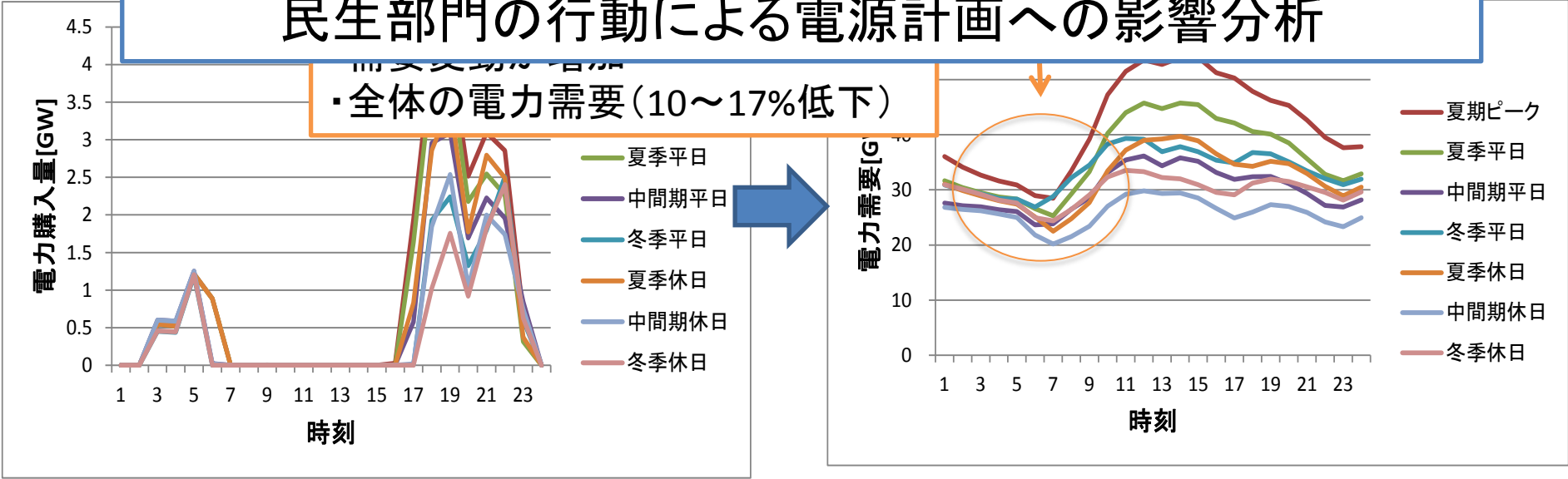


図25 民生部門電力購入量 (加速C3)

図27 東京電力への電力需要 (加速C3)

結果 電源構成

・ 制約ありとなしの比較（基本ケース）

将来的に原子力（NCR）割合増加

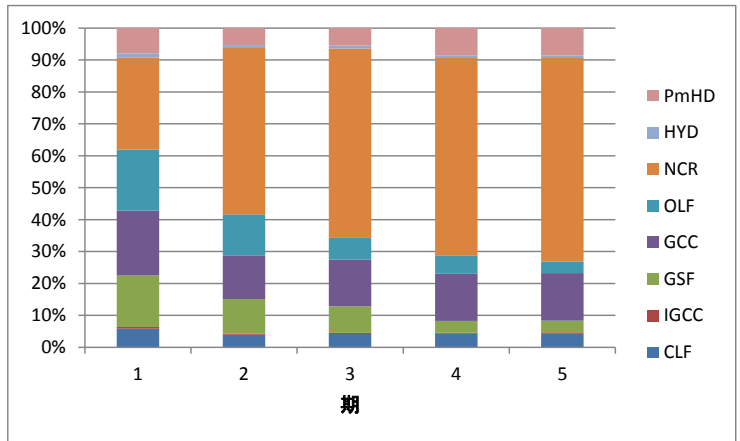


図28発電構成(制約なし)

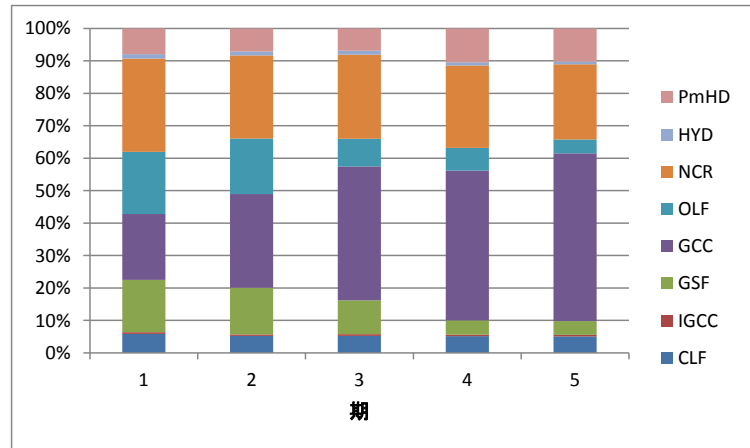
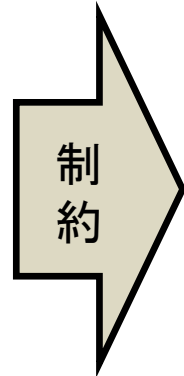


図29発電構成(制約あり)

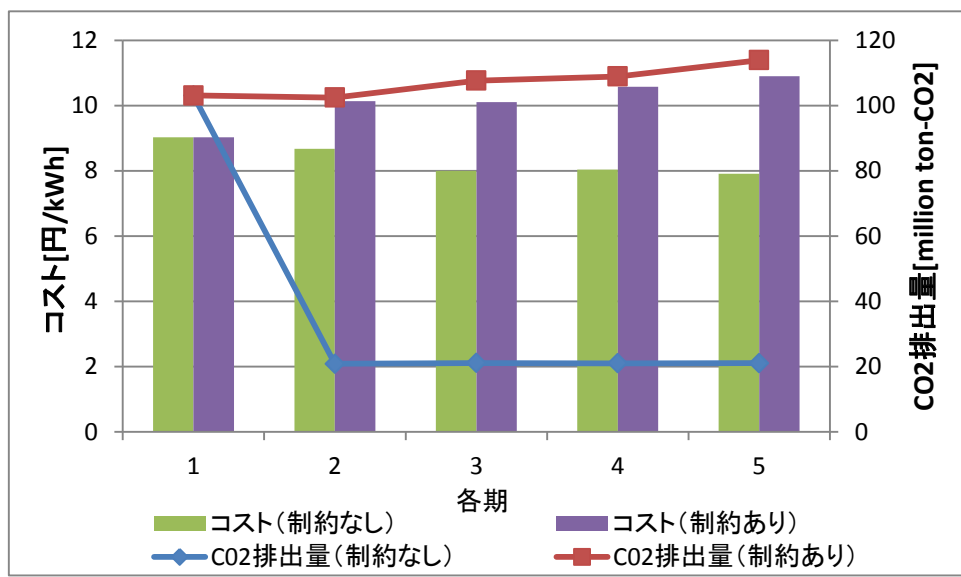


図30 コスト・CO₂排出量の比較

LNG原料を使用するガスコンバインド（GCC）の割合増加

原子力を縮小すると

終点の5期目

コスト → 約33%増加

CO₂排出量 → 約4.7倍増加

結果 電源構成（制約なし）

・基本ケースと加速C3（CGS, DHC導入ケース）の比較

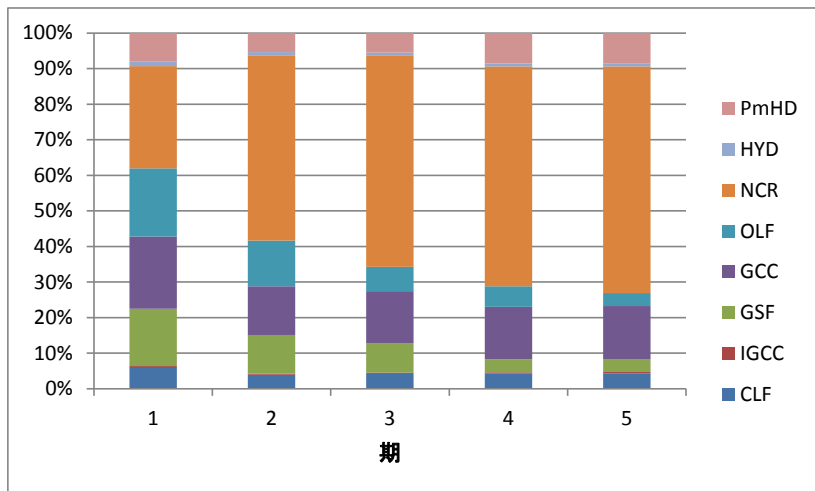


図28発電構成 (基本ケース)

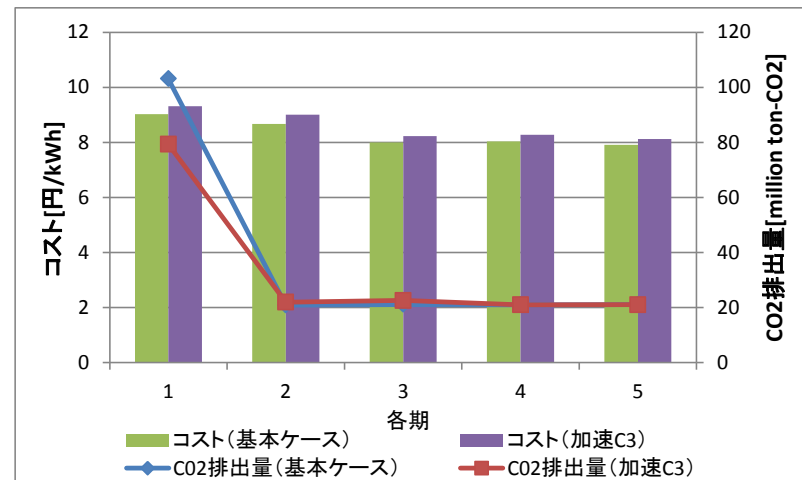


図31 コスト・CO2排出量の比較

表12 基本ケースの時の設備容量

	CLF	IGCC	GSF	GCC	OLF	NCR	HYD	PmHD
1	3.75	0.34	10.33	13.05	12.3	18.41	0.89	5.1
2	3.75	0.34	10.33	13.05	12.3	49.65	0.89	5.1
3	3.75	0.34	7.39	13.05	6.08	52.97	0.87	4.89
4	3.75	0.34	3.19	13.05	5.08	54.48	0.72	7.57
5	3.75	0.34	3.19	13.05	3.18	55.75	0.65	7.57

表13 基本ケースと加速C3ケースの違い

	原子力発電増設規模[GW]		CO2 排出量[million ton CO2]		平均費用[yen/kwh]	
	基本ケース	加速C3	基本ケース	加速C3	基本ケース	加速C3
1	31.25	24.72	103.07	79.35	9.03	9.31
2	3.31	3.28	20.84	21.94	8.67	9.01
3	1.51	1.85	21.09	22.57	8	8.23
4	2.51	2.63	20.98	20.99	8.04	8.28
5	0	0	21.04	21.04	7.91	8.12

制約なしの電源構成

・原子力発電が増加していき, それに伴い, コスト, CO2排出量が低下

制約ありの電源構成 (制約ありに比べ合計)

・原子力発電の増設割合 約16%低下
 ・発電平均コスト 約3%増加
 ・総CO2排出量が低下 約11%低下

結果 電源構成（制約あり）

・基本ケースと加速C3（CGS, DHC導入ケース）の比較

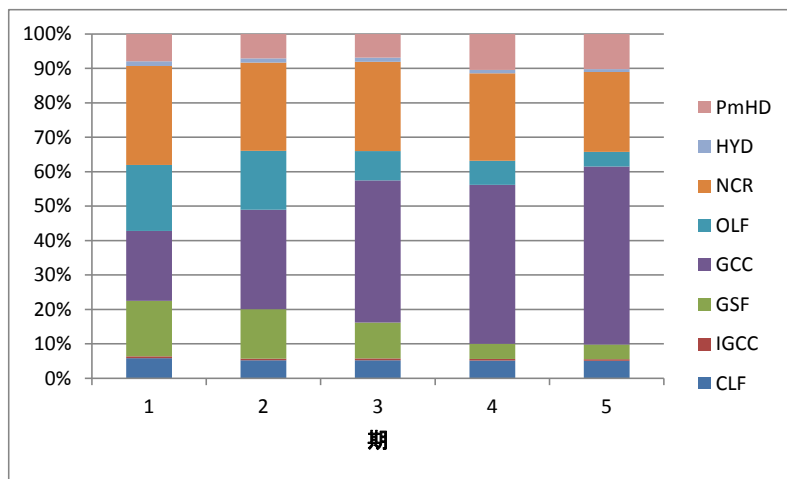


図29 発電構成 (基本ケース)

表14 基本ケースの時の設備容量

	CLF	IGCC	GSF	GCC	OLF	NCR	HYD	PmHD
1	3.75	0.34	10.33	13.05	12.31	18.41	0.89	5.1
2	3.75	0.34	10.33	20.82	12.31	18.41	0.89	5.1
3	3.75	0.34	7.39	29.35	6.08	18.41	0.87	4.89
4	3.75	0.34	3.19	33.49	5.08	18.41	0.72	7.57
5	3.75	0.34	3.19	38.28	3.18	17.16	0.65	7.57

表15 基本ケースと加速C3ケースの違い

	ガスコンバインド火力増設規模[GW]		CO2 排出量[million ton CO2]		平均費用[yen/kwh]	
	基本ケース	加速C3	基本ケース	加速C3	基本ケース	加速C3
1	7.77	0.58	103.07	79.35	9.03	9.31
2	8.54	9.72	102.44	88.49	10.13	10.16
3	4.13	4.13	107.63	92.28	10.11	10.06
4	4.79	4.8	108.9	93.66	10.58	10.53
5	0	0	113.91	98.94	10.9	10.84

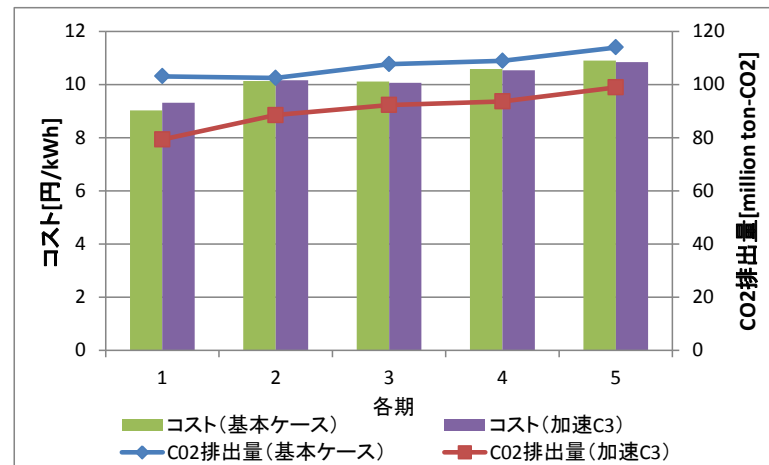


図32 コスト・CO2排出量の比較

制約ありの電源構成

・ガスコンバインド火力発電の増設規模が増加

制約ありの電源構成(制約ありに比べ)

・ガスコンバインドと火力発電の増設割合
約24%低下

・総CO2排出量
約16%低下

まとめ

PVの導入目標について

- ・価格低下に伴ってPVの導入量は増加し小売業、病院はPV導入面積最大まで導入、住宅は導入割合が大規模に進まない
 - ・PVを導入目標のシナリオ通りに進めるには価格低下が起こったとしても達成されず多額の補助金が必要
- (政府シナリオ達成の場合は合計1719～5290億円(86～264億/年))
途中で小売業、病院の導入面積が頭打ちになるため、導入目標達成が困難となる

民生部門の行動の発電構成への影響

民生部門がCGS, DHCを導入したとき電力需要が大幅に低下しベース電源の増設規模の削減に影響
(民生部門の需要家の省エネ設備導入は電源計画へ影響)

再生可能エネルギー導入拡大は消費者サイドのみでは限界がある。
メガソーラーの拡大には送電ネットワークの拡大とバックアップが不可欠 → 東電管内では1時間ごとでは均し効果を観測できない。

なぜ2°C目標世界を選択するのか？

- DICE型経済損失関数では、2°C目標戦略を最適解とする損失パラメータを与えようとするのは困難。
- DICE-2013Rは、Sternの設定(0.1%/年の割引率とCRRA効用関数での弾力性 $\gamma=1$)、温暖化ガス排出抑制のパラメータ調整の組み合わせで2°C目標に近い解を最適解として導いていた。しかしIAMでは極めて困難。
- 2°C目標を目指す行動とは、何を最適化しようとする行動なのか？あるいは、どのような合理的基準に基づけば、2°C目標が最適解となるのか？

・ 平均気温の上昇は、経済活動への直接的影響だけでなく様々なリスクをもたらす。

→ 完全予見の市場では内部化できないような大きな外部不経済を発生させる。

→ 単に「そのような世界は気に入らない」。

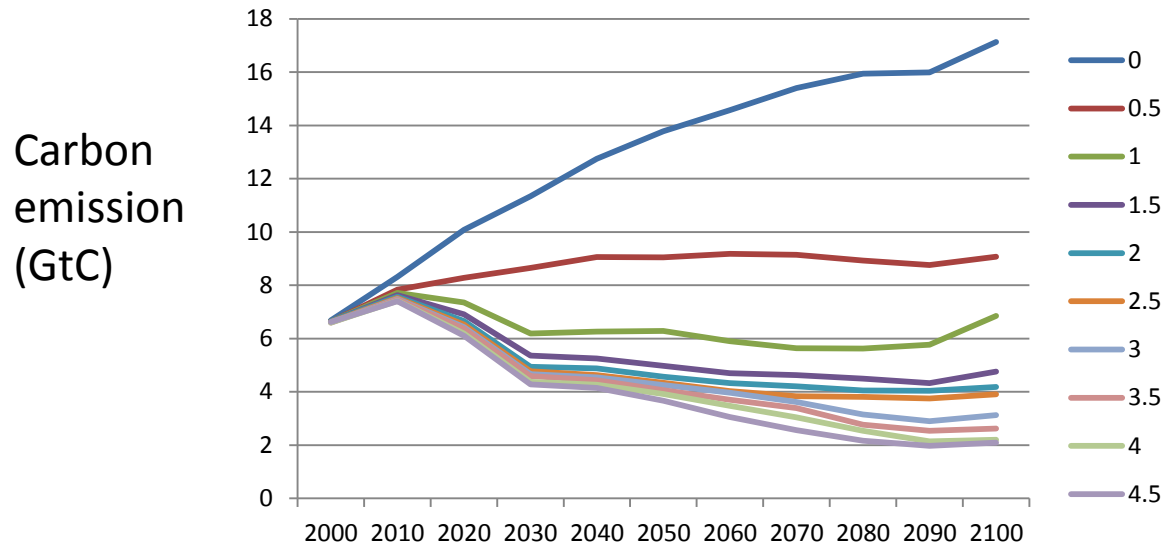
・ 経済的な被害勘定が不十分でも、2°C目標の世界を我々が選択するなら、それは何らかの合理的行動の結果であるべき。

$$U(C, T) = u(C) / \{1 + \delta(T)\}, \quad u(C) = L \frac{(C/L)^{1-\gamma}}{1-\gamma}$$

$$\delta(T) = \varphi \left(\frac{T}{T^*} \right)^\theta \quad \text{or} \quad \delta(T) = \varphi \left(\frac{T - T_0}{T^* - T_0} \right)^\theta$$

$\theta = 2$, $T_0 = T_{1990}$ を仮定

効用損失パラメータ ϕ を変化 : DICE 経済損失割合に対する倍数変化



	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5
2010-2100 MtCO2	4960.30	3224.84	2331.03	1944.04	1811.69	1727.13	1617.85	1537.42	1450.65	1373.20

AD-DICE CS30TG20 累積排出量にほぼ対応

社会が2°C世界を好むとするなら、

- 気候感度3.0°C、エネルギー効率の進展、バイオマス利用やCCS潜在性とコスト
 - 省エネルギーの可能性(GDP1%追加支出により50%の輸送部門省エネ可能)
- の上で、3°C上昇による効用損失をおよそ5%と見積もった世界観を持っている。

温暖化による効用損失の導入

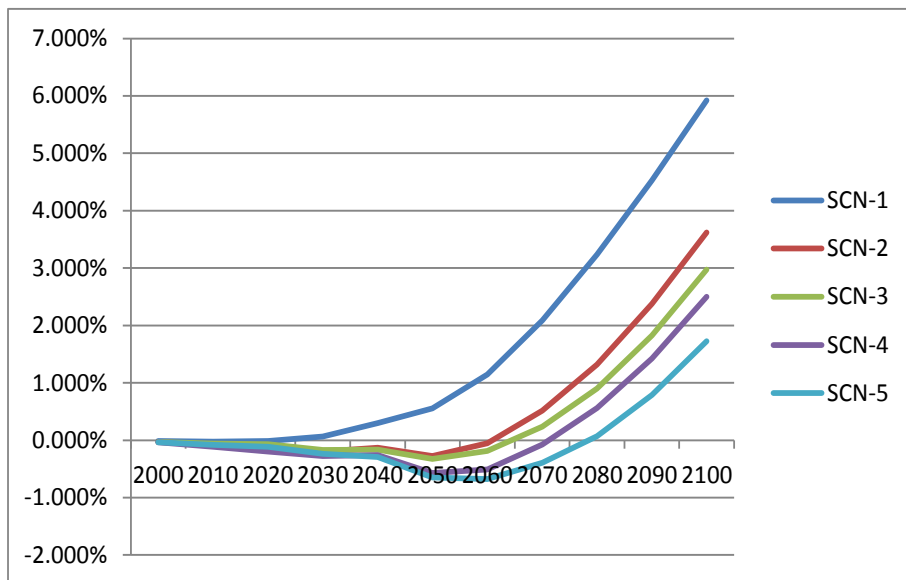
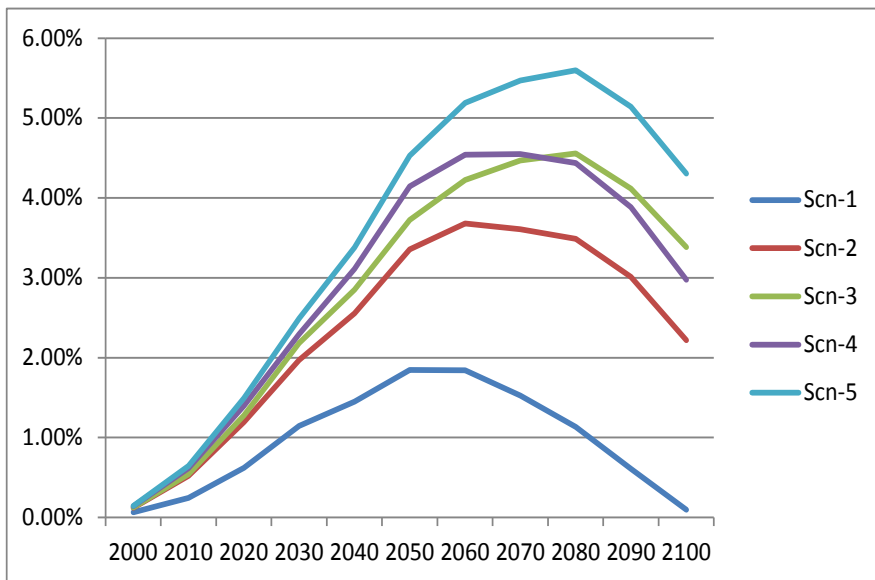
→ 気候感度、省エネルギー率、CCS、バイオマス潜在性、原子力拡大の可能性などの想定が変化した際の「最適行動」を、温度上昇や経済活動変化のもとで算出可能

→ 標準的な予測の下で「2°C制約」を目標としたとしても、条件が変わった際は、温度上昇目標をどこまで「緩和する」行動が合理的なのか？

シミュレーションシナリオ例

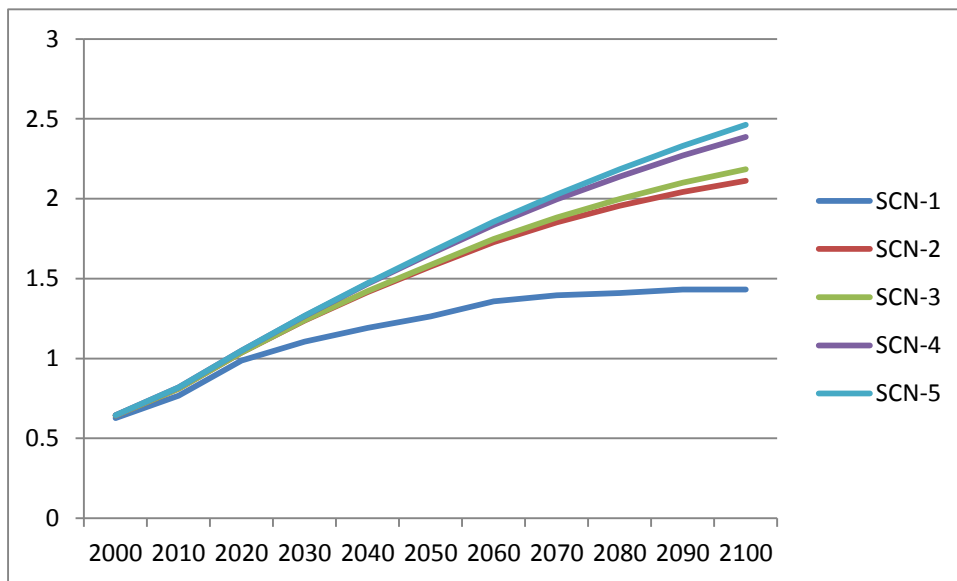
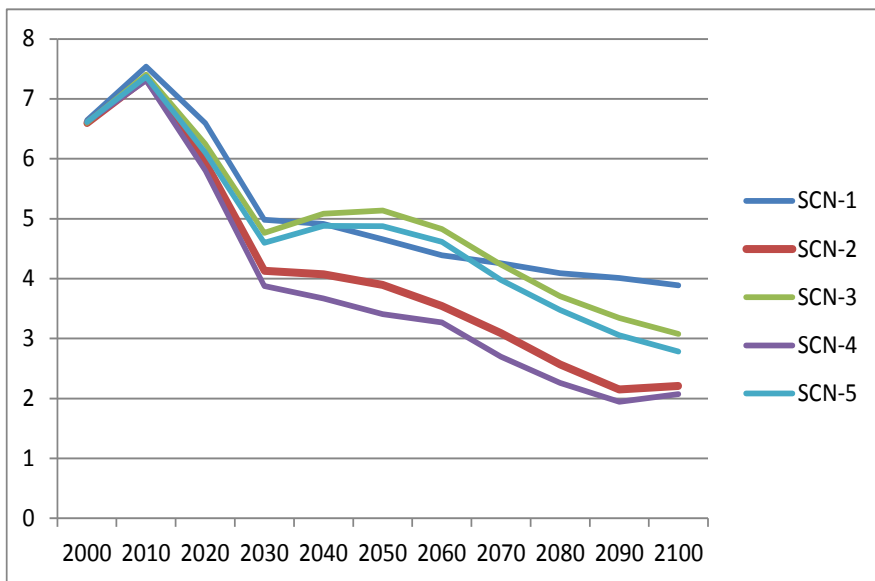
- Scenario 1: CS=1.5 温暖化進行は予想以下
- Scenario 2: CS=3.0 省エネ可能性50% (Reference)
- Scenario 3: CS=3.0 省エネ可能性20% (省エネ進まず)
- Scenario 4: CS=4.5 省エネ可能性50% (予想以上の温暖化の進行)
- Scenario 5: CS=4.5 省エネ可能性20% (温暖化の緩和断念)

→ 多段階意思決定法の適用の可能性



効用損失のないケース(BAU)からのGDP損失

BAUに温暖化の効用損失を適用した場合からの最適解の効用上昇



CO2排出量の変化 (GtC)

平均気温の変化 (産業革命前規準)