

電気工学科 282

学位請求論文

エネルギー市場自由化の下での
オンサイト電源導入可能性評価

指導教官

山地 憲治 教授

東京大学大学院 工学系研究科
電気工学専攻 07109

小宮山 涼 一

目次

目次	2
図表目次	4
1. 序論	11
1-1. はじめに	11
1-2. 業務部門のエネルギー需要	14
1-3. 家庭部門のエネルギー需要	18
1-4. オンサイト電源について	21
1-5. オンサイト電源の諸特性	26
1-6. 本研究の目的と概要	29
2. オンサイト電源ネットワークの運用可能性評価	34
2-1. はじめに	34
2-2. オンサイト電源ネットワークモデル	35
2-3. 定式化	38
2-4. ゲーム理論の適用によるコスト配分の最適化	43
2-4-1. コア	43
2-4-2. 仁	56
2-5. 仮想的需要家を想定した分析	60
2-5-1. モデルの概要	60
2-5-2. 諸前提	61
2-5-3. 最適化計算結果	66
2-5-4. 仁の適用による利得配分最適化	69
2-6. 実存地域における分析	72
2-6-1. 地域需要の設定	72
2-6-2. CGS ネットワークシステムの想定	73
2-6-3. 最適化計算結果	76
2-6-4. 仁の適用による利得配分最適化	82
2-6-5. CGS ネットワークの環境性、省エネルギー性	84
2-7. 本章のまとめ	86
3. 日本の民生部門へのオンサイト電源導入可能性評価	88
3-1. はじめに	88
3-2. モデルの概要	90
3-2-1. 長期電源構成モデル	90
3-2-2. CGS モデル	95
3-2-3. 省エネ、CO ₂ 削減効果に関する評価手法	100

3-2-4. 諸データの設定.....	102
3-2-5. 日本の民生部門における将来需要に関する設定.....	106
3-2-6. 延床面積の規模に関する設定.....	111
3-2-7. 地域別需要の設定.....	122
3-3. 最適化計算結果.....	138
3-3-1. CGS モデルによる最適化計算結果.....	138
3-3-2. 長期電源構成モデルにおける計算ケース設定.....	143
3-3-3. 日本における CGS 導入可能性評価.....	144
3-4. 本章のまとめ.....	165
4. 電力市場のマルチエージェントシミュレーション.....	167
4-1. はじめに.....	167
4-2. 電力市場モデル.....	171
4-3. クラシファイアシステム.....	173
4-3-1. クラシファイアシステムの定式化.....	174
4-3-2. クラシファイアシステムと強化学習.....	174
4-4. 電力決済方法.....	176
4-5. 基幹送電システムモデル.....	178
4-6. エージェントのモデル化.....	181
4-6-1. 発電エージェントのモデル化.....	181
4-6-2. 供給エージェントのモデル化.....	183
4-7. 混雑管理手法.....	186
4-8. シミュレーション結果.....	187
4-8-1. 各取引市場における電力価格、電力取引量.....	187
4-8-2. 各取引市場における決済の様子.....	189
4-8-3. 各エージェントの戦略.....	191
4-8-4. 混雑管理の様子.....	193
4-8-5. オンサイト電源参入効果.....	195
4-8-6. 各エージェントの利益、発電量.....	198
4-9. 本章のまとめ.....	199
5. 結言.....	205
5-1. 本論文の総括.....	205
5-2. 今後の課題.....	208
発表文献.....	209
謝辞.....	212
付録 1 各電力会社の設備構成、発電量、CO ₂ 排出量.....	213
付録 2 天然ガス需要の所得、価格弾力性評価.....	231

図表目次

図 1-1	最終エネルギー消費量の推移	11
図 1-2	部門別 CO ₂ 排出量の推移	12
図 1-3	一次エネルギー供給の推移	12
図 1-4	業務部門床面積の推移	14
図 1-5	業務部門業種別エネルギー消費量	15
図 1-6	業務部門用途別消費量	15
図 1-7	業務部門エネルギー源別消費量	16
図 1-8	業務部門用途別エネルギー源別延床面積原単位(2000 年)	17
図 1-9	家庭部門用途別消費量	18
図 1-10	家庭部門エネルギー源別エネルギー消費の推移	19
図 1-11	家庭部門用途別エネルギー源別エネルギー消費の内訳(2000 年)	20
図 1-12	CGS 導入量の推移	21
図 1-13	本研究の目的	25
図 1-14	オンサイト型電源の省エネルギー性、CO ₂ 排出削減効果	27
図 1-15	本論文の構成	30
図 2-1	CGS ネットワークの概念	34
図 2-2	中小規模需要家のネットワークの概念	35
図 2-3	CGS 導入規模と普及対象	36
図 2-4	コアの位置関係	45
図 2-5	前提条件	52
図 2-6	視覚化されたコアの領域	53
図 2-7	視覚化された仁による配分例	53
図 2-8	視覚化されたコアの領域(3 者)	54
図 2-9	視覚化された仁による配分例	55
図 2-10	マイクロガスタービンコージェネレーションシステム	60
図 2-11	CGS 構成機器に関する規模の経済性の想定	61
図 2-12	事務所の日負荷需要	63
図 2-13	病院の日負荷需要	64
図 2-14	店舗の日負荷需要	64
図 2-15	ホテルの日負荷需要	65
図 2-16	住宅の日負荷需要	65
図 2-17	夏季に於ける電力バランス(電力融通のみを実施するケース)	67
図 2-18	夏季に於ける電力バランス(電力・熱融通を実施するケース)	67

図 2-19	夏季に於ける熱バランス(電力・熱融通を実施するケース).....	68
図 2-20	全体提携形成時の各プレイヤーの利得(電力融通のみ).....	69
図 2-21	仁適用後の各プレイヤーの利得(電力融通のみ).....	70
図 2-22	全体提携形成時の各プレイヤーの利得(電力融通、熱融通).....	70
図 2-23	仁適用後の各プレイヤーの利得(電力融通、熱融通).....	71
図 2-24	東京都心地域エネルギー需要マップ(一年間の電気、熱需要の総和を表示).72	
図 2-25	東京都心部 4 地域間の CGS ネットワークモデル	73
図 2-26	想定したガスタービン CGS	73
図 2-27	各地域延床面積構成比	74
図 2-28	各地域エネルギー需要(夏期)	74
図 2-29	各地域エネルギー需要(中間期)	75
図 2-30	各地域エネルギー需要(冬期)	75
図 2-31	電力フロー図(電力融通のみ、夏期)	76
図 2-32	電力フロー図(電力融通のみ、中間期)	76
図 2-33	電力フロー図(電力融通のみ、冬期)	77
図 2-34	熱フロー図(電力融通のみ、夏期)	77
図 2-35	熱フロー図(電力融通のみ、中間期)	78
図 2-36	熱フロー図(電力融通のみ、冬期)	78
図 2-37	電力フロー図(電力、熱融通、夏期)	79
図 2-38	電力フロー図(電力、熱融通、中間期)	79
図 2-39	電力フロー図(電力、熱融通、冬期)	80
図 2-40	熱フロー図(電力、熱融通、夏期)	80
図 2-41	熱フロー図(電力、熱融通、中間期)	81
図 2-42	熱フロー図(電力、熱融通、冬期)	81
図 2-43	各地域の CO ₂ 排出量(電力、熱融通).....	84
図 2-44	各地域の一次エネルギー消費量(電力、熱融通).....	85
図 3-1	電源構成モデルの位置付け	90
図 3-2	長期電源構成モデルの概要	94
図 3-3	構成機器およびエネルギーフロー(業務部門).....	95
図 3-4	構成機器およびエネルギーフロー(住宅部門).....	95
図 3-5	最適電源構成モデル、CGS モデルによる評価フロー	101
図 3-6	日負荷曲線 (日本).....	105
図 3-7	各業種における延床面積の推移(日本)	107
図 3-8	事務所(左)、店舗(右)ストック床面積将来推計データ	108
図 3-9	病院(左)、ホテル(右)ストック床面積将来推計データ	108
図 3-10	戸建住宅(左)、集合住宅(右)ストック床面積将来推計データ	108

図 3-11	事務所床面積の規模別構成.....	111
図 3-12	病院床面積の規模別構成.....	111
図 3-13	店舗床面積の規模別構成.....	112
図 3-14	ホテル床面積の規模別構成.....	112
図 3-15	住宅床面積の規模別構成.....	112
図 3-16	業務用床面積需要想定(新築、700 m ² ～、2010年).....	114
図 3-17	業務用床面積需要想定(新築、700 m ² ～、2030年).....	114
図 3-18	業務用床面積需要想定(新築、700 m ² ～、2050年).....	115
図 3-19	業務用床面積需要想定(新築、2000 m ² ～、2010年).....	115
図 3-20	業務用床面積需要想定(新築、2000 m ² ～、2030年).....	116
図 3-21	業務用床面積需要想定(新築、2000 m ² ～、2050年).....	116
図 3-22	業務用床面積需要想定(新築、5000 m ² ～、2010年).....	117
図 3-23	業務用床面積需要想定(新築、5000 m ² ～、2030年).....	117
図 3-24	業務用床面積需要想定(新築、5000 m ² ～、2050年).....	118
図 3-25	住宅用床面積需要想定(新築、100 m ² ～、2010年).....	118
図 3-26	住宅用床面積需要想定(新築、100 m ² ～、2030年).....	119
図 3-27	住宅用床面積需要想定(新築、100 m ² ～、2050年).....	119
図 3-28	住宅用床面積需要想定(新築、120 m ² ～、2010年).....	120
図 3-29	住宅用床面積需要想定(新築、120 m ² ～、2030年).....	120
図 3-30	住宅用床面積需要想定(新築、120 m ² ～、2050年).....	121
図 3-31	PAL 計算フロー.....	122
図 3-32	空気調和衛生工学会による地域区分.....	125
図 3-33	在室人数、照明発熱スケジュール.....	128
図 3-34	熱貫流.....	131
図 3-35	PAL 計算の全体フロー.....	133
図 3-36	平面図(左：基準階、右：最上階).....	134
図 3-37	断面図(左：N-S、右：E-W).....	134
図 3-38	立面図.....	134
図 3-39	事務所における地域別冷暖房需要.....	136
図 3-40	ホテルにおける地域別冷暖房需要.....	136
図 3-41	店舗における地域別冷暖房需要.....	136
図 3-42	病院における地域別冷暖房需要.....	137
図 3-43	住宅における地域別冷暖房需要.....	137
図 3-44	事務所における最適電力需給パターン.....	138
図 3-45	ホテルにおける最適電力需給パターン.....	138
図 3-46	店舗における最適電力需給パターン.....	139

図 3-47	病院における最適電力需給パターン	139
図 3-48	住宅における最適電力需給パターン	139
図 3-49	事務所における最適熱需給パターン	140
図 3-50	ホテルにおける最適熱需給パターン	140
図 3-51	店舗における最適熱需給パターン	141
図 3-52	病院における最適熱需給パターン	141
図 3-53	住宅における最適熱需給パターン	141
図 3-54	基準ケースにおける発電設備容量	145
図 3-55	低位ケースにおける発電設備容量	145
図 3-56	基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における発電設備容量	145
図 3-57	基準ケースにおける発電電力量	146
図 3-58	低位ケースにおける発電電力量	146
図 3-59	基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における発電電力量	146
図 3-60	基準ケースにおける CO ₂ 排出量	147
図 3-61	低位ケースにおける CO ₂ 排出量	147
図 3-62	基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における CO ₂ 排出量	147
図 3-63	需要家側の設備構成 (業務 700m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	148
図 3-64	需要家側の設備構成 (業務 2000m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	148
図 3-65	需要家側の設備構成 (業務 5000m ² 以上、住宅 120m ² 以上)	149
図 3-66	業務部門の設備構成 (700m ² 以上)	149
図 3-67	業務部門の設備構成 (2000m ² 以上)	150
図 3-68	業務部門の設備構成 (5000m ² 以上)	150
図 3-69	家庭部門の設備構成 (100m ² 以上)	151
図 3-70	家庭部門の設備構成 (120m ² 以上)	151
図 3-71	業種別ガスエンジン導入量(新築のみ、延床面積 700 m ² 以上)	152
図 3-72	業種別ガスエンジン導入量(新築のみ、延床面積 5000 m ² 以上)	152
図 3-73	業種別ガスエンジン導入量(新築+改修、延床面積 700 m ² 以上)	153
図 3-74	業種別ガスエンジン導入量(新築+改修、延床面積 5000 m ² 以上)	153
図 3-75	地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 700m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	154
図 3-76	地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 2000m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	154
図 3-77	地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 5000m ² 以上、住宅 120m ² 以上)	155
図 3-78	地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 700m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	155
図 3-79	地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 2000m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	156
図 3-80	地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 5000m ² 以上、住宅 120m ² 以上)	156
図 3-81	電源設備量変化 (基準ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))	158
図 3-82	電源設備量変化 (低位ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))	158

図 3-83	電源設備量変化 (原子力上限なし、新築のみ(左)、新築+改修(右))	158
図 3-84	発電量の変化 (基準ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))	159
図 3-85	発電量の変化 (低位ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))	159
図 3-86	発電量の変化 (原子力上限なし、新築のみ(左)、新築+改修(右))	159
図 3-87	代替電力 CO ₂ 排出原単位のケース間比較	160
図 3-88	ケース別一次エネルギー削減量 (業務 700m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	162
図 3-89	ケース別 CO ₂ 排出削減量(業務 700m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	162
図 3-90	ケース別一次エネルギー削減量 (業務 2000m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	163
図 3-91	ケース別 CO ₂ 排出削減量 (業務 2000m ² 以上、住宅 100m ² 以上)	163
図 3-92	ケース別一次エネルギー削減量 (業務 5000m ² 以上、住宅 120m ² 以上)	164
図 3-93	ケース別 CO ₂ 排出削減量 (業務 5000m ² 以上、住宅 120m ² 以上)	164
図 4-1-1	電力市場自由化の典型的モデル	167
図 4-1-2	電力市場の構造(日本)	168
図 4-1-3	電力市場の構造(イギリス)	168
図 4-1-4	電力市場の構造(ドイツ)	168
図 4-1-5	電力市場の構造(アメリカ：旧 CA)	169
図 4-1-6	電力市場の構造(アメリカ：PJM)	169
図 4-2-1	想定した電力市場モデルの概要	171
図 4-3-1	クラシファイアシステムの概要	175
図 4-4-1	電力取引スケジュール	176
図 4-4-2	ダブルオークション	177
図 4-4-3	シングルオークション	177
図 4-5-1	基幹送電システムモデル	179
図 4-6-1	発電エージェントのクラシファイア構成	181
図 4-6-2	供給エージェントのクラシファイア	183
図 4-6-3	供給エージェントの日負荷曲線(100 プレーヤー総計)	184
図 4-6-4	各バスにおける電源設備ならびに需要に関する分布	185
図 4-8-1	各取引市場における電力価格持続曲線	188
図 4-8-2	各取引市場における電力取引量	188
図 4-8-3	前日市場における決済プロセス	189
図 4-8-4	相対市場における決済プロセス	189
図 4-8-5	リアルタイム市場における決済プロセス(14 時)	190
図 4-8-6	リアルタイム市場における決済プロセス(3 時)	190
図 4-8-7	発電エージェントのマークアップ率の分布(前日市場)	191
図 4-8-8	発電エージェントのマークアップ率の分布(相対市場)	192
図 4-8-9	発電エージェントのマークアップ率の分布(リアルタイム市場)	192

図 4-8-10	混雑発生個所.....	193
図 4-8-11	各ブランチにおける混雑発生率.....	194
図 4-8-12	ISO による発電出力調整率.....	194
図 4-8-13	分散電源導入前の各ノードにおける電源の分布.....	195
図 4-8-14	分散電源導入後の各ノードにおける電源の分布.....	196
図 4-8-15	各送電線における混雑発生状況.....	197
図 0-1	天然ガス市場の成熟度による分類.....	246
図 0-2	天然ガスシェアと一人あたり GDP の関係.....	247
図 0-3	一人あたり GDP と所得弾力性の関係.....	248
図 0-4	一人あたり GDP と価格弾力性の関係.....	250
表 1-1	一次エネルギー供給構成比.....	13
表 1-2	業務部門エネルギー消費と延床面積の年平均伸び率.....	14
表 1-3	業務部門用途別エネルギー消費量内訳.....	16
表 1-4	業務部門エネルギー源別消費量内訳.....	17
表 1-5	家庭部門における所得、エネルギー消費(年平均伸び率).....	18
表 1-6	家庭部門用途別エネルギー伸び率、構成比.....	19
表 1-7	家庭部門エネルギー源別エネルギー消費の内訳.....	19
表 1-8	需要サイドにおける新エネルギー導入見通し.....	22
表 1-9	熔融炭酸塩、固体酸化物形燃料電池普及見通し.....	23
表 1-10	各種燃料電池の特徴、分散型電源としての位置付け.....	23
表 1-11	小容量分散型電源の仕様概要.....	24
表 2-1	添字、変数等の定義.....	41
表 2-2	3 角形の各領域と提携の関係.....	46
表 2-3	全体協力へ移行した場合の各部分協力による費用削減分(比例配分方式).....	50
表 2-4	全体協力へ移行した場合の各部分協力による費用削減分(仁).....	52
表 2-5	各需要家の延床面積.....	62
表 2-6	CGS 構成機器の諸コスト.....	63
表 2-7	電力融通のみを実施するケースにおける最適化の結果.....	66
表 2-8	電力融通、熱融通を実施するケースにおける最適化の結果.....	66
表 2-9	ゲーム理論による利得再配分の結果(電力融通のみ).....	69
表 2-10	ゲーム理論による利得再配分の結果(電力融通、熱融通).....	70
表 2-11	各地域への利得配分(電力融通のみ).....	83
表 2-12	各地域への利得配分(電力融通のみ).....	83
表 3-1	電源構成モデルの諸設定.....	102
表 3-2	電力需要などに関する設定 (日本).....	102

表 3-3	発電設備に関する諸データ(日本)	103
表 3-4	各電源の設備利用率	104
表 3-5	原子力設備上限および LNG 消費制約に関する制約 (日本)	104
表 3-6	脱炭設備に関する諸データ	104
表 3-7	想定した各業種のストック増加率、減失率 (日本)	106
表 3-8	構成機器データ	109
表 3-9	業務部門電気・ガス料金に関するデータ(A 電力会社管内の業務用契約料金を参照)	109
表 3-10	住宅部門電気・ガス料金に関するデータ(一般従量電灯 B, 家庭小型空調契約を参照)	110
表 3-11	地域補正係数 k_H , k_C	130
表 3-12	暖房需要に関する補正係数	135
表 3-13	冷房需要に関する補正係数	135
表 3-14	各需要家における CGS 依存率	142
表 3-15	ケース設定	143
表 4-1	送電容量一覧	180
表 4-2	需要家所在ノード	184
表 4-3	分散電源参入後の電力価格	196
表 4-4	発電エージェントの発電取引量	198
表 4-5	発電エージェントの利益	198
表 4-6	発電エージェント一覧	200
表 0-1	回帰モデルの概要	233
表 0-2	モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	235
表 0-3	モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	236
表 0-4	モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	237
表 0-5	モデル M1*による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	238
表 0-6	モデル M1*による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	239
表 0-7	モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	240
表 0-8	モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	241
表 0-9	モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	242
表 0-10	モデル M3 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	243
表 0-11	モデル M4 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果	244
表 0-12	所得弾力性、価格弾力性の R^2 の比較評価結果	245

1. 序論

1-1. はじめに

日本のエネルギー需要は最終消費量にて 1996 年～2000 年の 5 年間、年平均換算で 0.92%の伸びを示している。このうち、民生部門のエネルギー需要は 2000 年で 995×10^{12} kcal (業務 463×10^{12} kcal、家庭 532×10^{12} kcal)であり、全体の 26.5% (業務 12.3%、家庭 14.2%)を占める[1-1]。また、1996 年以降 5 年間における民生部門の最終エネルギー消費量の年平均伸び率は 1.1%であり、全体の伸びを上回っている。業務部門に関しては事務所建築物をはじめとした延床面積が増加傾向にあり、家庭部門に関しても給湯需要などアメニティー志向の影響から世帯あたりエネルギー消費量が増加している[1-2]。このように民生部門におけるエネルギー需要は増加基調にあり、今後の景気回復などの経済要因も考慮に入れば、将来的に見てさらに増加することが想定される。このような背景の下で、生活水準の向上や経済活動を抑制することなく省エネルギーを達成し、二酸化炭素の排出量を削減するためにはエンドユースにおける省エネルギー技術導入をより一層加速させることが必要である。

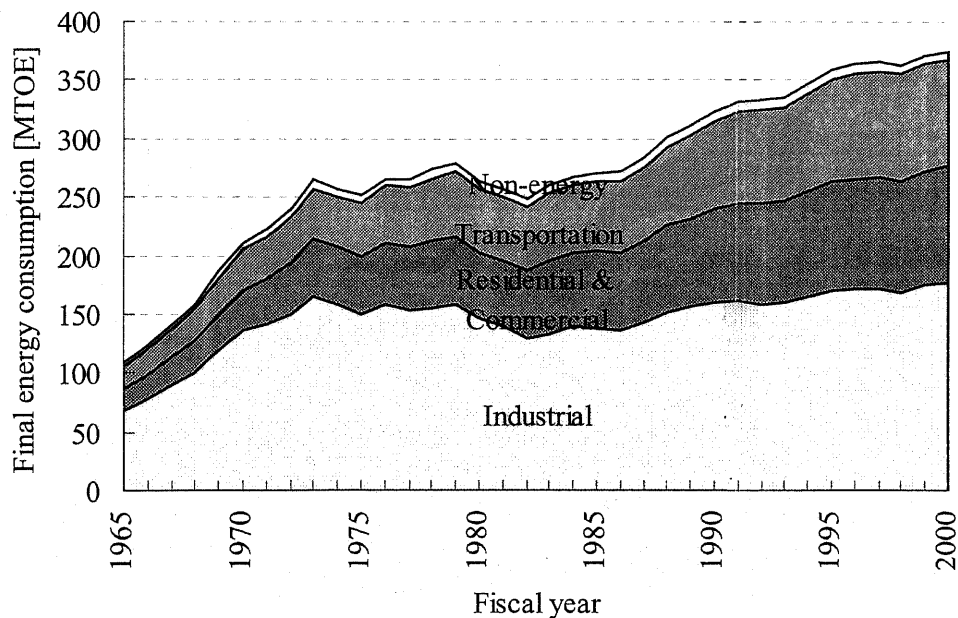


図 1-1 最終エネルギー消費量の推移

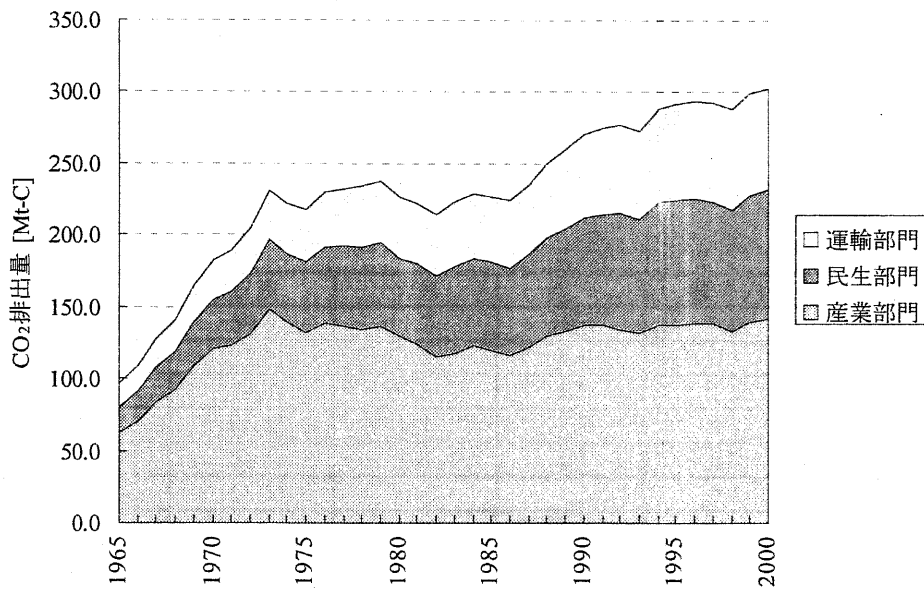


図 1-2 部門別 CO₂ 排出量の推移

図 1-2 に部門別 CO₂ 排出量の推移(発電部門含む)を図示する[1-1]。第一次石油危機まで産業部門からの排出量が大半を占めていたが、それ以降産業部門の CO₂ 排出量は省エネ努力などによりほぼ一定で推移しているが、2000 年においては運輸、民生部門の CO₂ 排出量が総排出量の約半分を占めるに至っている。

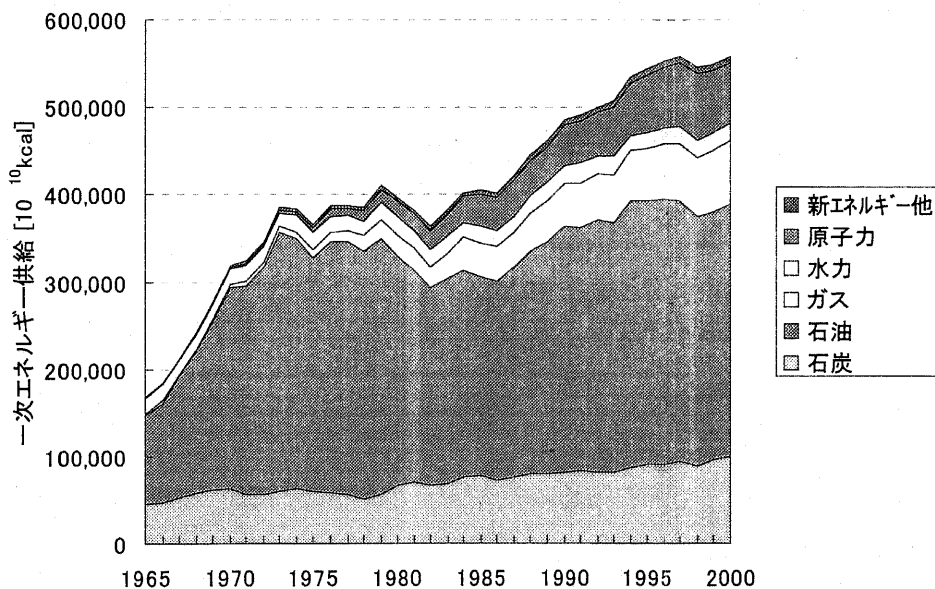


図 1-3 一次エネルギー供給の推移

図 1-3、表 1-1 に日本の一次エネルギー供給推移を図示する[1-1]。第一次石油危機までは石油、石炭が主要な一次エネルギー供給源であったが、それ以降では徐々に石油依存

度が減少しつつあり、1970年に71.9%であったが2000年において51.8%となり、天然ガス(1970年1.2%、2000年13.1%)、原子力(1970年0.3%、2000年12.4%)にシフトしつつある。

表 1-1 一次エネルギー供給構成比

[%]	石炭	石油	ガス	水力	原子力	新エネルギー他
1965	27.0	59.6	1.2	10.6	0.0	1.5
1970	19.9	71.9	1.2	5.6	0.3	1.0
1975	16.4	73.4	2.5	5.3	1.5	0.9
1980	17.0	66.1	6.1	5.2	4.7	1.1
1985	19.4	56.3	9.4	4.7	8.9	1.3
1990	16.6	58.3	10.1	4.2	9.4	1.4
1995	16.5	55.8	10.8	3.5	12.0	1.3
2000	17.9	51.8	13.1	3.4	12.4	1.3

*資源エネルギー庁、「総合エネルギー統計」[1-3]を元に作成

**新エネルギー他には、太陽熱、ごみ発電、その他(黒液・廃材・薪・木炭オガライト・炉頂圧・炭化水素油)、地熱が含まれる。

以上より、近年民生部門における一次エネルギー、CO₂排出量は増加基調にあり、さらに一次エネルギー源として石油に代わり天然ガス、原子力、石炭が中心になりつつある昨今の趨勢において、当該部門の省エネルギー施策、CO₂排出削減施策に関して考察することは特に重要である。

次節において、民生部門(業務部門、家庭部門)のエネルギー消費構造について概説する。

1-2. 業務部門のエネルギー需要

最近の業務部門におけるエネルギー消費量の増加は著しく、最終消費エネルギーに占める割合も着実に増加基調にある。これまで第一次石油危機から第2次石油危機直後までほぼ横ばいの傾向を示してきたが、1980年代後期以降、産業構造変化に伴うサービス産業のウェイト増加により堅調な伸びを示している[1-1]。また至近年では、経済成長が低迷しているにもかかわらず、業務部門における消費エネルギーは増加傾向にあり(表 1-2)、省エネルギー、温室効果ガス排出削減を目的とした諸施策の包括的策定が課題となっている。

表 1-2 業務部門エネルギー消費と延床面積の年平均伸び率

[%]	1965-70年度	1970-80年度	1980-90年度	1990-00年度
業務部門エネルギー消費量	15.3	4.8	3.3	2.5
延床面積	6.1	5.3	3.2	2.6
延床面積当たり原単位	8.73	-0.48	0.08	-0.03
実質GDP	10.7	4.4	4.2	1.3

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

業務部門のエネルギー消費に関しては、1980年代後半から増加傾向が見られ、1990年-2000年の10年間に於いてGDPの年平均伸び率が1.3%にも関わらず、当該部門のエネルギー消費量は2.5%とほぼ2倍の伸び率を示している。また延床面積に関しては、1970-1980年、1980-1990年ではGDPとほぼ同一の伸び率を示しているが、1990-2000年ではGDPの成長が低水準にもかかわらず床面積は堅調な伸びを示しており(図 1-4)、業務部門のエネルギー消費量増加の一要因となっている[1-2]。

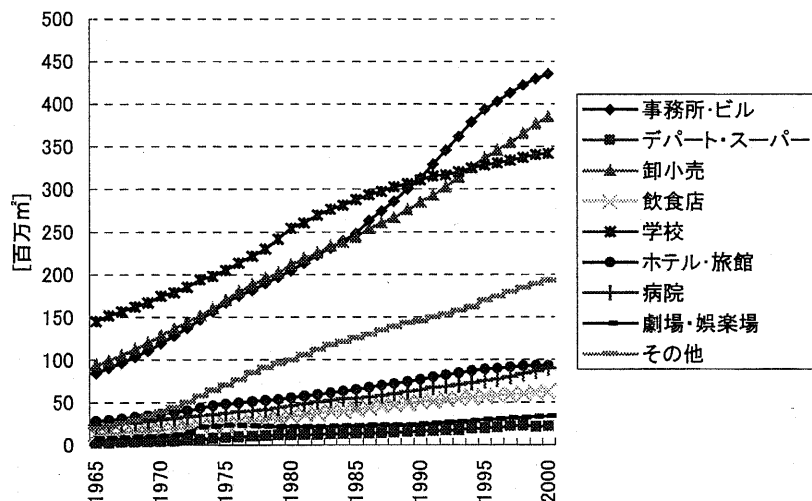


図 1-4 業務部門床面積の推移

図 1-5 に業務部門各業種における延床面積の推移を図示する。2000 年度において床面積の割合が最も大きい業種は事務所であり、ついで卸小売、学校となっている。

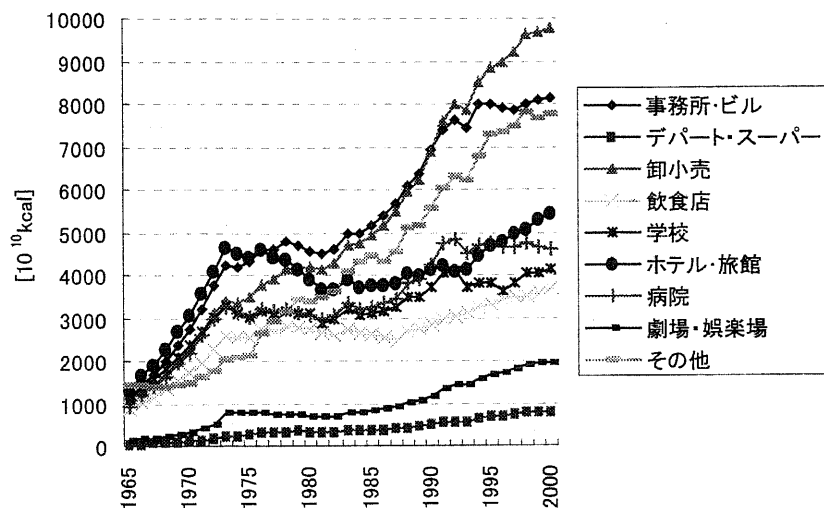


図 1-5 業務部門業種別エネルギー消費量

また業種別エネルギー消費量で見ると、卸小売のシェアが最も大きく、ついで事務所、その他サービス業となっている。床面積シェアではその他サービス業の割合は小さいにもかかわらず、エネルギー消費量では突出しており、床面積エネルギー消費原単位が大きいことが分かる(図 1-6)[1-1]。

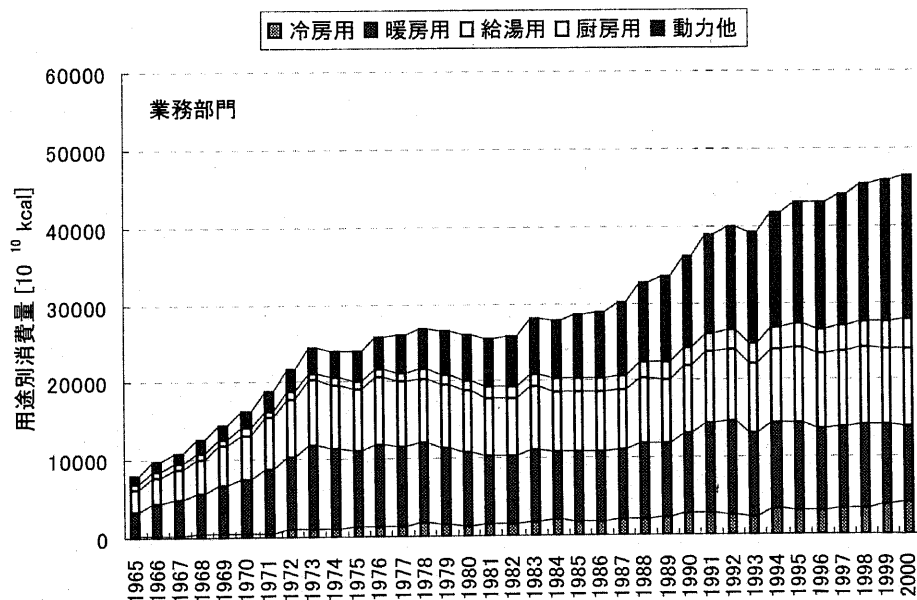


図 1-6 業務部門用途別消費量

業務部門における用途別(暖房、冷房、給湯、厨房、照明・動力他の5用途)エネルギー消費量の推移を図示する。また表 1-3 に業務部門用途別エネルギー消費量の内訳を示す[1-1]。

表 1-3 業務部門用途別エネルギー消費量内訳

	構成比(%)				
	冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他
1965	2.8	40.2	35.5	8.0	13.6
70	3.5	42.9	34.7	5.1	13.8
80	4.9	36.4	30.5	5.6	22.6
90	7.9	28.8	23.9	6.4	33.0
2000	8.8	21.5	21.7	8.0	40.0

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

冷房用需要に関しては1980年度においてそのシェアは4.9%であったが、2000年度には8.8%にも増加しており、機器の効率向上も考え合わせるとかなり増大していることが伺える。また暖房用需要に関しては1980年度36.4%であったが2000年度においては21.5%となり、その割合は近年減少傾向にある。照明動力他における需要は近年堅調に増加しており、1980年度22.6%であったが、2000年度においては40.0%と約2倍の増加となっており、最近のIT技術の普及、OA化などが背景にあると想定される[1-2]。

図 1-7 に業務部門エネルギー源別消費量ならびに表に各エネルギー源別需要シェアを示す。電力需要は近年の照明・動力他の需要増加を反映して増加基調にあり、1980年度27.2%であったが2000年度には47.3%となっており大幅に増大していることが伺える[1-1]。

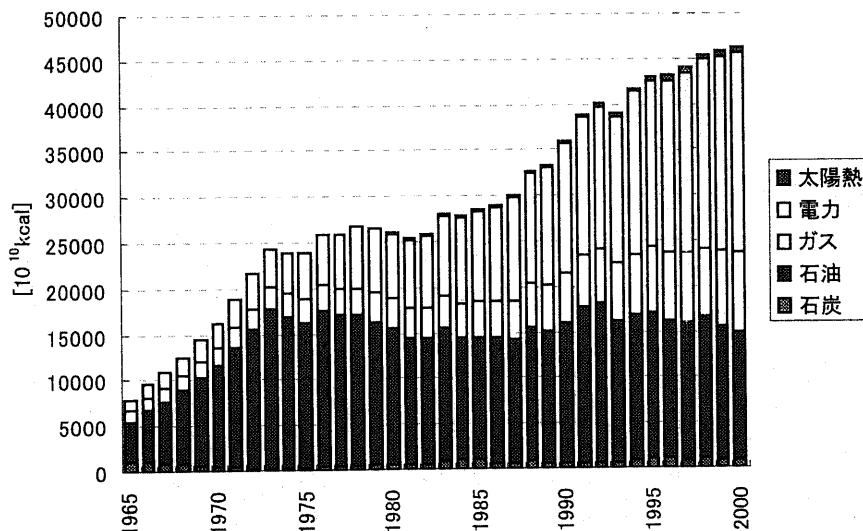


図 1-7 業務部門エネルギー源別消費量

ガス需要も堅調な増加傾向を示しており、1980年度 12.4%であったが、2000年度には 18.9%まで達している。石油に関しては、第一次石油危機(1973年)当時、約70%のシェアを誇っていたが2000年度には30.3%まで低下している。石炭に関しても、2000年度には暖房、給湯の他種燃料への転換に伴い、2.0%まで大幅に低下している[1-1]。

表 1-4 業務部門エネルギー源別消費量内訳

	構成比(%)				
	石炭	石油	ガス	電力	太陽熱
1965	14.5	54.0	15.1	16.4	0.0
1970	3.2	68.1	11.7	17.0	0.0
1980	2.8	57.2	12.4	27.2	0.4
1990	2.1	42.7	14.8	39.7	0.7
2000	2.0	30.3	18.9	47.3	1.4

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

図 1-8 に 2000 年度における業務部門の用途別エネルギー源別延床面積エネルギー消費原単位を図示する[1-1]。暖房用では石油のシェアが最も大きく、つづいてガス、電力の順になっている。冷房用では電力のシェアが現況では高いシェアにあるが、ガス冷房普及拡大によりガスのシェアも高くなっている。給湯用では石油のシェアが最も大きい、石油からガスへのシフトが進んでおり、ガスのシェアも増加している。厨房用では依然としてガスのシェアが高い状況となっている。照明・動力ではすべて電力により賄われている。

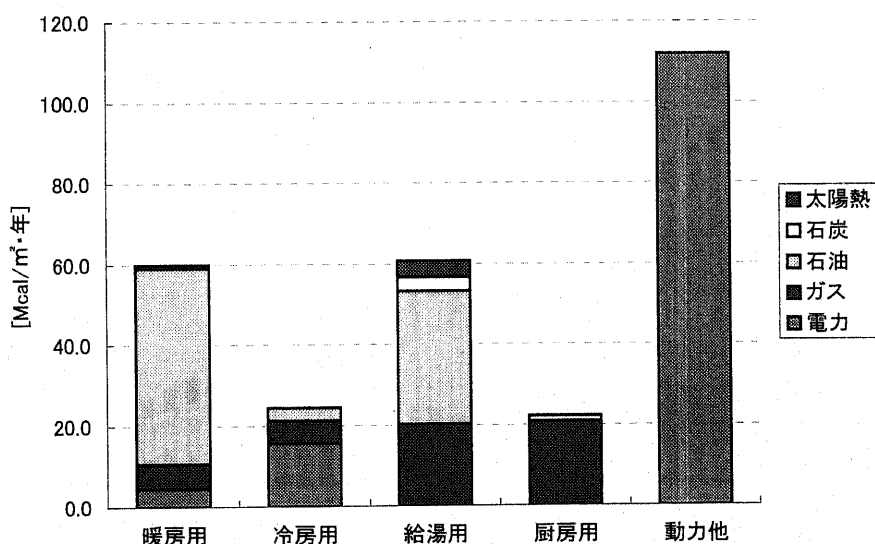


図 1-8 業務部門用途別エネルギー源別延床面積原単位(2000年)

1-3. 家庭部門のエネルギー需要

家庭部門のエネルギー消費量は堅調に増加しており、2000年度の最終エネルギー消費量約375[MTOE]の内、家庭部門のエネルギー消費量は約53[MTOE]であり、割合にして14.2%と産業部門(47.4%)、運輸部門(24.2%)につぐ大きさとなっている(業務部門は12.3%である)(表1-5)[1-1]。

表 1-5 家庭部門における所得、エネルギー消費(年平均伸び率)

[%]	1965-73	1973-79	1979-86	1986-91	1991-2000
エネルギー消費	10.4	5.2	2.4	3.2	2.2
世帯数	3.3	1.7	1.4	1.4	1.4
個人消費	8.4	3.9	2.7	4.2	1.4

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

つぎに暖房用、冷房用、給湯用、厨房用、動力・照明他の用途別エネルギー消費量について図1-9、表1-6に示す。近年、特に家庭用電気機器の普及拡大に伴い、動力照明他の割合が増加し、冷房用需要もエアコンの普及により増加傾向にある[1-2]。一方、暖房、厨房用需要は減少傾向にある。この結果より、2000年度では家庭用最終消費エネルギー構成比は、動力照明他(35.2%)、給湯(28.3%)、暖房(27.6%)の順となっている。

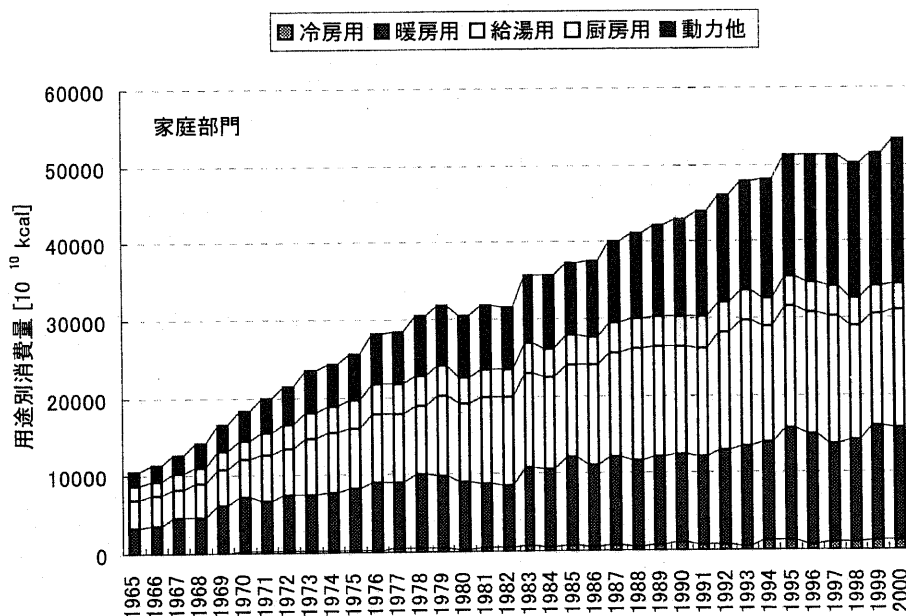


図 1-9 家庭部門用途別消費量

表 1-6 家庭部門用途別エネルギー伸び率、構成比

	年平均伸び率[%]				構成比[%]				
	1965-70年	1970-80年	1980-90年	1990-00年	1965年	1970年	1980年	1990年	2000年
冷房用	30.3	6.6	13.2	1.5	0.4	0.9	1.0	2.4	2.2
暖房用	16.8	1.9	2.9	2.8	30.9	39.2	28.4	26.7	27.6
給湯用	5.6	7.8	3.2	0.9	33.9	26.0	33.0	32.2	28.3
厨房用	7.7	3.8	1.0	-1.2	16.0	13.5	11.8	9.3	6.7
動力他	13.2	7.7	4.8	4.5	18.9	20.5	25.8	29.4	35.2

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

また、図 1-10、表 1-7 にエネルギー源別家庭部門エネルギー消費の推移ならびにその内訳を図示する。1965 年では石炭が 35%ものシェアを占めていたが、1980 年では 1.7%にまで低下し、代わりに灯油、電力、ガス(都市ガス、LPG)がそれぞれシェアを占める結果となった。その後、灯油の割合はほぼ横ばいで推移し、動力用需要の増加などにより電力需要が大きくなり、2000 年度では 42.8%のシェアに達し、灯油 26.1%、都市ガス 17.5%、LPG 11.9%、石炭 0.2%となっている。また再生可能エネルギーである太陽熱が 1.5%となっており近年シェアが増加している[1-1][1-2]。

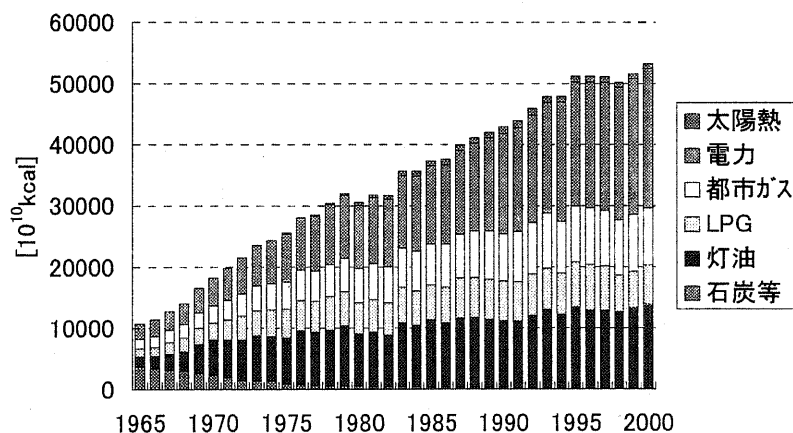


図 1-10 家庭部門エネルギー源別エネルギー消費の推移

表 1-7 家庭部門エネルギー源別エネルギー消費の内訳

[%]	1965	1970	1980	1990	2000
石炭等	35.3	13.1	1.7	0.5	0.2
灯油	15.1	31.2	28.1	25.5	26.1
LPG	12.0	14.7	16.6	15.2	11.9
都市ガス	14.8	16.1	18.5	18.1	17.5
電力	22.8	25.0	33.8	38.1	42.8
太陽熱	0.0	0.0	1.2	2.6	1.5

*日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済要覧」を元に作成

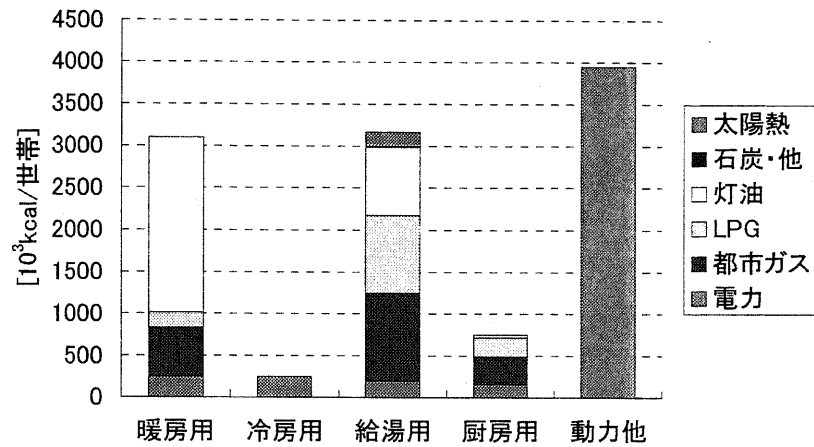


図 1-11 家庭部門用途別エネルギー源別エネルギー消費の内訳(2000年)

また、用途別・エネルギー源別の消費原単位を図 1-11 に示す。暖房用途では灯油が約 3 分の 2 のシェアを占めており、ついで都市ガス、電力、LPG の順になっている。給湯用途では都市ガス、LPG が約 3 分の 2 を占めており、灯油、電力、太陽熱の順になっている。冷房用途、照明動力他では電力が使用されている。

以上において、民生部門のエネルギー消費構造を概観した。次節では、このような消費構造の下で今後有望な導入効果が得られると期待されるオンサイト電源について解説する。

1.4. オンサイト電源について

地球規模の環境問題に対する意識の高まりと、民生用エネルギー需要の拡大の中で、将来に向けて新しいエネルギー供給システムの技術開発が盛んに進められており、中でもオンサイト電源は、有望な対策として期待されている。

1999年度の日本の民生部門、産業部門における分散型電源の代表格とされるコージェネレーションシステム(CGS)の導入実績をみると、民生部門において983[MW]、産業部門において3989[MW]であり、原子力、LNG火力、石油火力、水力などをはじめとした一般電気事業用の発電設備量224291MW[1-4]に比較すると、民生、産業部門のCGS設備量はあわせて電気事業設備に比較して2.2%とわずかである(図1-12)。

しかし一方で民生、産業部門における最近3年間(1997~1999年)におけるCGS導入伸び率の平均値をみると、11.7%、7.5%であり、一般電気事業用の2.7%という伸び率に比較して高い伸び率であり、将来を見越せば、近年のCGSの高効率化、小型化、経済性向上により日本全体におけるCGS普及量もかなり大きくなる可能性が存在する。

また2000年におけるオンサイト電源の原動機別構成は、民生においてガスタービン269.2MW、ガスエンジン344.7MW、ディーゼルエンジン533.8MW、産業部門においてガスタービン2465.9MW、ガスエンジン204.6MW、ディーゼルエンジン1699.5MWであり、産民両部門において現状ではディーゼルエンジンのシェアが大きい。天然ガスコージェネレーションについて見ると、その導入実績は過去3年間で約1.5倍となっており、近年比較的順調に導入が進展してきている。これは排熱利用も考え合わせた際、その経済性が既存のエネルギー供給システムと比較しても遜色ないレベルに達しつつあることが主要な理由として挙げられる。

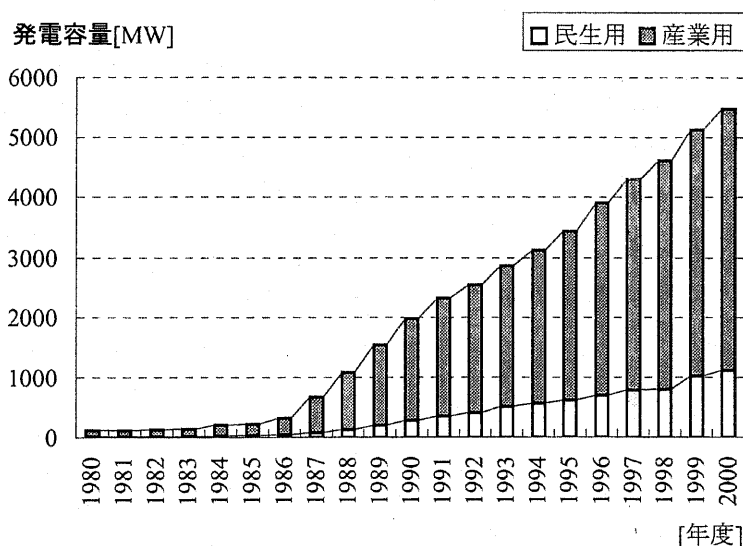


図 1-12 CGS 導入量の推移

以上において現行のオンサイト電源普及実績について触れたわけであるが、将来のオンサイト電源普及見通しについて見ると、天然ガスコージェネレーションは今後の研究開発、より一層のコストダウン、高効率化が期待されていることから、国の見通しによると 2010 年度において、1999 年の 3 倍の導入量を見込んでいる(表 1-8)。

表 1-8 需要サイドにおける新エネルギー導入見通し

	1999 年度実績	2010 年度見通し/目標		2010 /1999
		現行対策維持ケース	目標ケース	
クリーンエネルギー自動車	6.5 万台	89 万台	348 万台	約 53.5 倍
天然ガスコージェネレーション	152 万 kW	344 万 kW	464 万 kW	約 3.1 倍
燃料電池	1.2 万 kW	4 万 kW	220 万 kW	約 183 倍

* 総合エネルギー調査会新エネルギー部会、新エネルギー部会報告書 - 今後の新エネルギー対策のあり方について - [1-5]

つぎに代表的なオンサイト電源の特徴について述べる。現状において将来有望視されている大中容量オンサイト型発電機としてりん酸形燃料電池、熔融炭酸塩型燃料電池や固体酸化物型燃料電池の本格的実用化が期待されている。

りん酸形燃料電池(PAFC)は既に技術的に見ても実用化段階にあり、一定の導入が進められてきたが、経済性、耐久性の問題になお解決の余地があることから、現在大規模な普及には至っていない。PAFC の基本構成は燃料電池本体、改質器、インバーター、排熱回収装置である。作動温度は 160~210℃であり、低温であるため、回収排熱は温水が一般的であるが、蒸気回収も可能となりつつある。現状のシステムは 50kW~200kW の中規模オンサイト型発電装置が一般的であり、電解質に酸性を使用しているため、二酸化炭素による電解質の変化が無く、二酸化炭素を含む化石燃料を改質したガスを燃料とすることが可能となっている[1-6]。また、燃料は都市ガスが中心であるが、その他にも消化ガス利用、排メタノール利用、LP ガス、ガス化熔融炉ガスなど燃料電池の特徴のひとつである多様な燃料への対応が実証されている[1-7]。

表 1-9 溶融炭酸塩、固体酸化物形燃料電池普及見通し

	溶融炭酸塩形燃料電池	固体酸化物形燃料電池
普及見通し		
2020年度	累計52~95万kW	累計26~50万kW程度
2030年度	累計100~280万kW	累計75~140万kW程度
コスト		
2010年度	25万~30万円/kW	25万円~30万円/kW
2020年度	20万円/kW	20万円/kW
2030年度	20万円/kW	20万円/kW
発電効率		
2010年度	発電効率50%以上	発電効率50%以上
2020年度	発電効率55~60%	発電効率55~60%以上
2030年度	発電効率60%以上	発電効率60%以上

*通商産業省、" エネルギー技術戦略(新エネルギー分野)策定に関する調査研究" [1-8]

溶融炭酸塩型燃料電池(MCFC)は燃料として天然ガスのほか石炭ガス化ガスが使えること、発電効率 45~60%と高いこと、排熱が高温でこれを使用して蒸気タービン、ガスタービンなどを運転する複合発電によりさらに高効率発電が可能であり、将来の火力代替電源としての期待が高いとされている[1-7]。

固体酸化物型燃料電池(SOFC)は燃料電池の中でも最も発電効率が高く、また内部改質法を採用すれば改質器などの燃料処理装置をほとんど必要としないためシステムの小型化、簡素化が図れることから将来性が期待される。近年特にマイクロガスタービンとの組み合わせによるコンバインドサイクルにより発電効率 65%、排熱回収によりコージェネレーションシステムでは総合効率 75%を達成できるとして注目されている[1-7]。近年では700℃以下の低温作動による SOFC の開発も積極的に進められている。この背景には1000℃近い作動温度では耐久性確保のため構成材料の制約を受ける等、単セル大型化への障害となっている[1-6]。MCFC、SOFC に関しては現状でも順調に研究開発が進められていることから、普及拡大が期待されている(表 1-9)。また表 1-10 に各種燃料電池の特徴を示す。

表 1-10 各種燃料電池の特徴、分散型電源としての位置付け

燃料電池	主な発電容量	発電効率	技術開発状況 (技術課題)	分散型電源としての主 な位置付け
PAFC	100kW~1MW	36%(常圧) 42%(加圧)	実用化には目処、低コスト化、信頼性向上	小型・中型分散型電源、他方式の燃料電池の優位性が高い。
MCFC	1~1000MW	45%~65%	実証試験段階、高性能化、長寿命化、低コスト化	中型・大型分散型電源、集中型火力
SOFC	数kW~数十kW	45%~65%	基礎研究~モジュール開発	住宅用コージェネ等、MGTとの組み合わせも
PEFC	1kW~300kW級	30%~40% (改質ガス使用)	開発が急速に進展、低コスト化、信頼性向上	住宅・業務用コージェネ

* 電中研レビュー第 41 号、需要家と電気事業のエネルギーをトータルで考える - 需要家の特性解明と省エネ新技術-第 5 章より引用

表 1-11 小容量分散型電源の仕様概要

	マイクロガスタービン		ガスエンジン	ディーゼルエンジン
	単純サイクル	再生サイクル		
発電効率[%]	約15	約25	約30	約35
排熱回収効率[%]	約40～60	約55	約50	約35
総合効率[%]	約55～75	約80	約80	約70
排ガス温度[°C]	約600	約260	約500～600	約400
排熱回収形態	蒸気	温水	温水+蒸気	温水
起動時間	約4分		約30秒	約30秒
系統連系形態	インバータまたは発電機		発電機	発電機
燃料	都市ガス、LPG、灯油など		都市ガス、LPG	重油
NOx(ppm)	約10～30		約40	約700

* 電中研レビュー第 41 号、需要家と電気事業のエネルギーをトータルで考える - 需要家の特性解明と省エネ新技術 - 第 5 章より引用

* 燃料投入型、発電出力：約 30～300kW

一方、将来期待される中小容量分散型電源として、マイクロガスタービン、マイクロガスエンジン、固体高分子形燃料電池が挙げられる。

マイクロガスタービンは高速回転の 300kW 以下の小型タービンに発電機とインバーターを組み合わせたもので、小型かつ低コストで製造可能。冷却水が不要な点や No_x の排出量が少なく、既存の分散型電源に比べてメンテナンス性、環境性において優れた機能性を有する。約 250°C 以上の排ガスから熱交換器で 80 度程度の温水を取り出すことが可能であり、CGS としても優れた機能を持つ[1-6]。単純サイクル型 MGT は発電効率は低い構成がシンプルであり、タービンからの排ガス温度が高いため、排熱利用が容易であるなどの特徴がある。一方の再生サイクル型 MGT は、タービンからの排ガスをを用いてタービンへの給気温度を高めるための熱交換器(再生器)を備えている。これにより発電効率が向上するが、排ガス温度は必然的に低くなるため、排熱の効率的な利用には技術開発が必要である(表 1-11)。

マイクロガスエンジンは、家庭用 1kW ガスエンジン[1-9]をはじめとして発電効率約 20%、総合効率約 85%を達成するとされ、排熱回収温度は約 80 度と高く、家庭用であれば床暖、給湯、浴室乾燥暖房として利用可能である。

固体高分子形燃料電池は第 4 世代燃料電池と称され、電解質にイオン交換膜を使用している。特性として出力密度が高いため、小型化が可能であり、低温で動作し 60°C 程度の温水を得られるため、住宅の給湯に利用できることから住宅用小型コージェネレーションとして期待されており、普及量の見通しとして 2010 年度において約 210 万 kW、2020 年に

において約 1000 万 kW 普及するとの予測もある[1-10]。

これらを考慮すれば、将来的な更なる CGS 導入が、既存のエネルギー供給システムへ大きなインパクトを与え、長期的な電源構成、一次エネルギー消費量や二酸化炭素排出量にも影響をおよぼし、電気事業制度、電力市場そのものにも影響を及ぼすと考えられる。これらの観点から、CGS 導入が環境・経済的観点からエネルギーシステムに改善をもたらすものか多角的に評価する必要がある(図 1-13)。

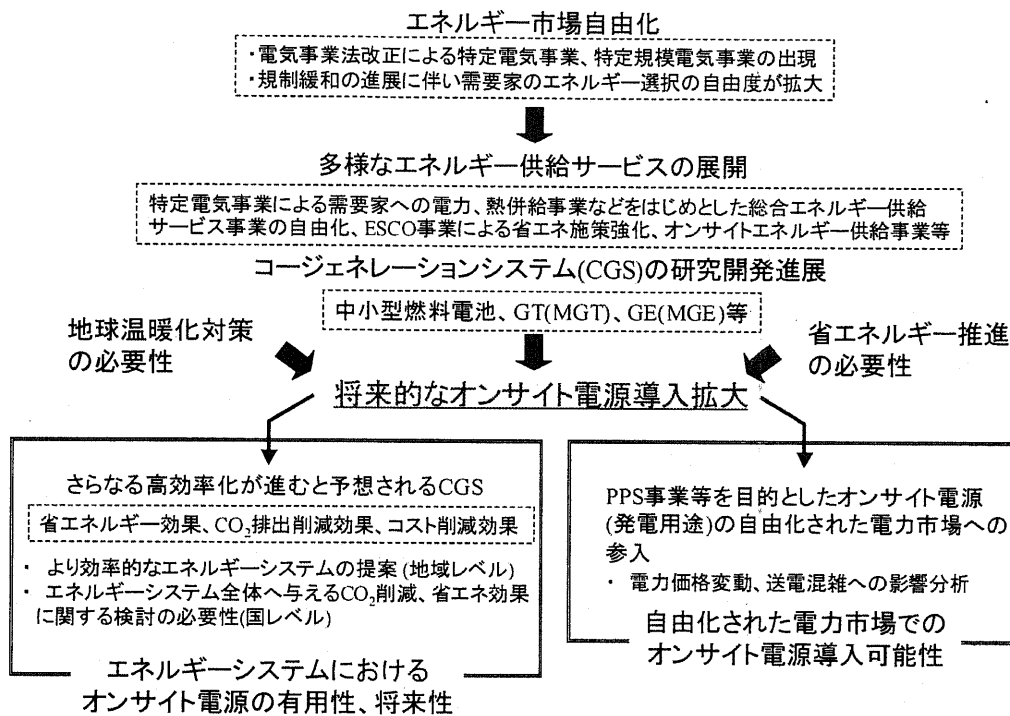


図 1-13 本研究の目的

1-5. オンサイト電源の諸特性

オンサイト電源の導入メリットに関して、環境的、経済的観点から見て、いくつか挙げられるが以下に主要特性を記述する。本論文におけるオンサイト電源の定義とは、特定の需要家が敷地内に自家用発電装置を設置し、需要家の電力、熱需要量にあわせて、電気や熱を供給するエネルギー供給形態(コージェネレーション)のことである。

省エネルギー効果

分散型電源は一次燃料(ガソリン、都市ガス等)を原料にオンサイトで発電するばかりでなく、発電に伴う発熱を回収し最終需要へ利用可能なことから、そのため送電など、エネルギー輸送に伴うロスがなく、既存のエネルギー供給システム(大規模電源、ボイラー)に比較してエネルギー利用効率が高いことから、導入に伴う省エネルギー効果が期待できる [1-11] [1-12] [1-13]。例えば燃料電池の場合では化学エネルギーを燃焼過程を経ずに電気エネルギーを取り出し、その過程での発熱を回収する。都市ガスを燃料とするガスエンジンやガスタービンでは電気をつくると同時に排熱(排ガスや冷却水からの熱)を回収し、プロセスや空調に利用する。これにより一次エネルギーの70%~80%が有効利用されることになる。定置用電源の代表格であるマイクロガスタービンや燃料電池の場合、需要地近傍で発電することから、排熱利用によるコージェネレーションの効果も期待でき、総計でエネルギー効率70%以上を達成できるといわれており、省エネルギー効果が大きい。また近年の技術開発による固体高分子形燃料電池の登場により、家庭、中小規模業務施設でのコージェネレーション効果が可能となる意義はきわめて大きい。

また電力システムシステムからみれば、オンサイト電源は電気を消費する場所、すなわち需要家の敷地内に設置するので、送電ロスが極めて少なくなりエネルギーを高効率で利用でき、有限な一次エネルギー資源の有効利用につながると考えられている [1-11] [1-12] [1-13]。

環境負荷削減効果

一般的に、ガスエンジンやガスタービンは天然ガスからつくられるクリーンな都市ガスを燃料としているので、ばいじんやSO_xを発生せず、地球温暖化の大きな原因といわれるCO₂の排出量も大幅に削減可能である(石油製品(残さ油、灯油等)を燃料とするディーゼルエンジンなどはこの限りではない)。NO_xの発生についても、さまざまなNO_x低減技術により最小限に抑えてられている。化石燃料の改質を利用する燃料電池の場合CO₂が発生するが、従来の熱機関に比較してエネルギー効率が高い分、少ない燃料で同等な量のエネルギーを取り出すことが出来るので、その分CO₂排出量が抑制される [1-11] [1-12] [1-13]。

一般的にみて、オンサイト型分散電源は従来の熱機関に比較して発電効率が高くコージェネレーションにより排熱も利用可能であることから、比較の対象によって変化する可能性はあるが、CO₂排出量を抑制できることが期待される。しかしオンサイト型電源導入による定量的なCO₂排出量の削減効果に関しては、様々ある燃料からどのような燃料を利用するか不確定であること、既存のエネルギー供給システムとおなじ土台においてCO₂排出量を厳密に比較・分析するモデルや前提条件が整備されていないことから、正確な比較評価は難しいのが現状である。

経済性

オンサイト電源の中心となるガスコージェネレーションシステムによる常用発電設備を備えることにより、電力会社との契約電力を低減可能となる。これにより基本料金が下がると共に、発電量に応じて従量料金も下がり、電力料金を削減できると一般に言われている[1-11][1-12][1-13]。一方ガス料金は、ガスを発電に使用するので増加するが、排熱利用により他の熱源設備の使用を節約できるため全体としてエネルギーコストを大きく削減できる可能性がある。また、従来システムに対してガスコージェネレーションシステムの設備費は増加するが、条件によっては特別高圧受電の回避による受変電設備の低減、非常用発電設備の兼用化による非常用発電設備費の削減をはかることが可能となる。

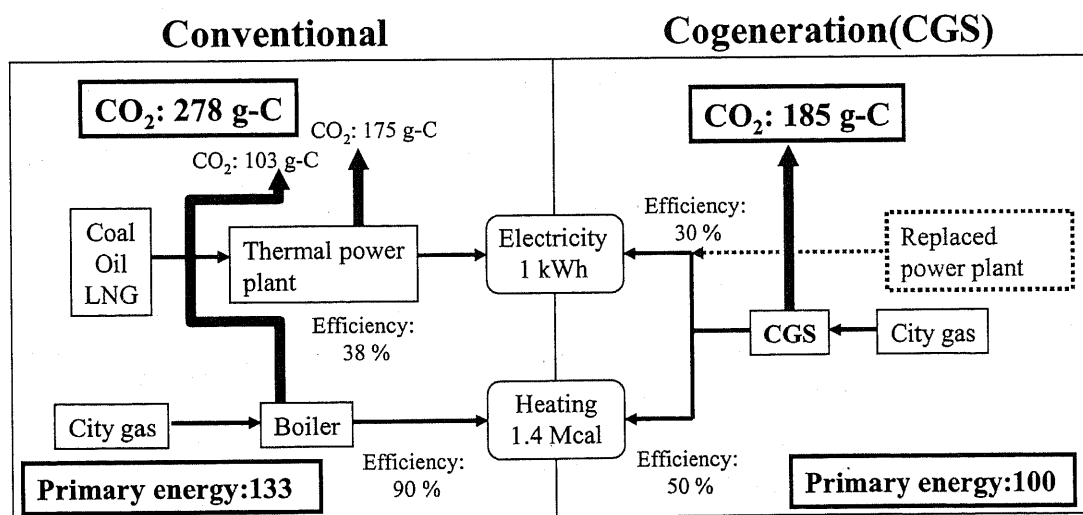


図 1-14 オンサイト型電源の省エネルギー性、CO₂ 排出削減効果

上記の項目以外においても、オンサイト電源の使用環境にも依拠するが、電力需要のピーク部分をオンサイト電源で供給することで電力負荷を平準化することになり、電気事業者の電力日負荷曲線の負荷率を改善し、ピーク電源建設の繰り延べ効果が生じる可能性も考えられる。また一般にオンサイト電源は小容量なので大規模電源に比較して建設のリードタイムが短いため、需要の不確実性に対応するために大規模電源建設を延期するなど(オプション価値)、不確実性環境下における意思決定を支援する側面も有している[1-14]。

1-6. 本研究の目的と概要

今後の中小型燃料電池の研究開発や ESCO 事業による省エネ施策強化、オンサイトエネルギー事業などによりオンサイト電源のエネルギーシステムへの導入が促進し、システムの経済性、環境性、省エネルギー性へ影響を及ぼすと考えられる。

具体的にあらわすと、現在オンサイト電源は、産業用、大規模業務用を中心として普及し実績を挙げているが、中小規模需要家への導入を考えた場合、本質的により一層の経済性、環境性を指向したシステム運用が求められる。また同じく将来オンサイト電源が本格普及する際、現在の PPS 市場、卸電力市場、さらには欧米の電力市場モデルを手本とした電力取引環境下におけるオンサイト電源の参入効果についての分析が求められる。そして、将来のオンサイト電源普及拡大を想定した場合、既存の大規模電源を代替するため、エネルギー供給システムの省エネルギー性、環境性に対しても少なからず影響を及ぼす可能性がある。

そこで本研究では、将来オンサイト電源がエネルギーシステムへ導入拡大した場合における検討課題として以下の 3 点に焦点を絞り、定量的評価を行った。

コージェネレーションとしてのオンサイト電源導入可能性評価

- (1) オンサイト電源ネットワークによる CGS 効率運用(地域レベル)
- (2) 日本の長期電源計画から見たオンサイト電源導入可能性評価(国レベル)

電力市場自由化の下での発電専用オンサイト電源導入可能性評価

- (3) 電力市場へのオンサイト電源参入が電力価格に及ぼす影響

項目(1)に関しては、主にエネルギー需要密度の大きい都市レベルにおいて、各地域に散在するオンサイト電源を電力融通ならびに熱融通によりネットワーク化し、ネットワークを最適運用した際の地域間電力需給、熱需給や各地域間が得る経済的メリットについてに評価を行う。

項目(2)に関しては、民生部門建築物が新築もしくは改修される際に CGS が導入される場合において、電力部門での一次エネルギー消費ならびに二酸化炭素排出量がどの程度削減に貢献するか分析を行う。

項目(3)に関しては、欧米の電力取引制度に習い、電力取引が自由化された市場にオンサイト電源が参入した場合、電力価格変動にどのような影響を及ぼし得るか検討を行う。

以下に各評価項目についてその概要を述べる(図 1-15 本論文の構成)。

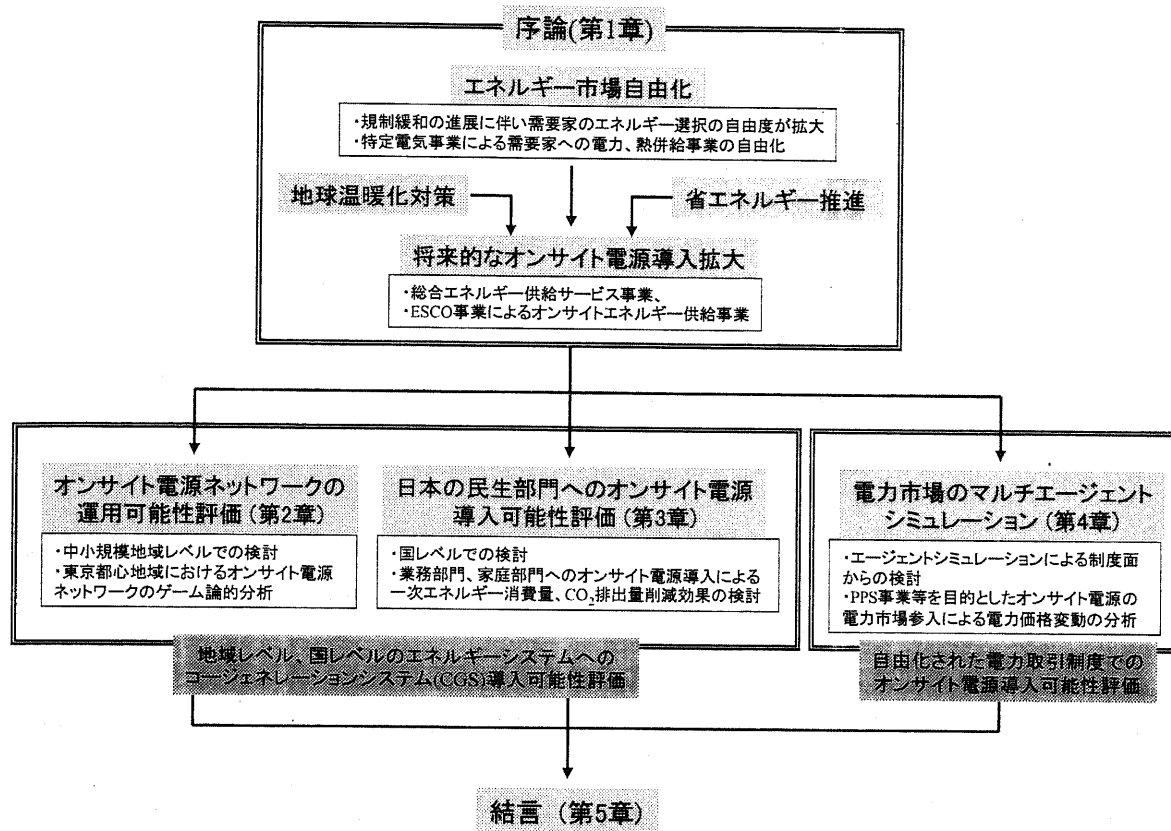


図 1-15 本論文の構成

(1) オンサイト電源ネットワークの運用可能性評価

近年家庭用燃料電池、マイクロガスタービン、マイクロガスエンジンなど中小規模のオンサイト電源の研究開発が盛んであり、商用ベースでの運転も現実化しつつある。しかしながら設置対象となる需要家の規模が小さくなるとオンサイト電源における熱電比(発生する排熱量と電力量の比率)と、需要家における熱需要と電力需要の熱電比が整合せず、その結果オンサイト電源導入が必ずしも経済性をもたらす有効なオプションになるとは限らない。そこで本研究ではオンサイト電源を所有する複数の需要家間において、電力融通、熱融通によりその電源をネットワーク化した際の経済性、環境性、省エネ性を、単体運用と比較することによりその有用性を評価する。また、各需要家がネットワークを構成するためのインセンティブについて協力ゲーム理論を応用することにより分析を行う。

(2) 日本の民生部門へのオンサイト電源導入可能性評価

将来エンドユースにおけるオンサイト電源導入量が増加した場合、需要家の購入電力量が減少することから電気事業者の長期的な電源計画に影響を及ぼし、電力システムの一次エネルギー消費量、二酸化炭素排出量も変化することが考えられる。以上のようなことを背景として、長期電源構成モデル、CGS モデルを構築することにより、電源の燃料費に対する3つのシナリオ(基準ケース、低位ケース、基準ケース(原子力上限制限なし))の下で、民生部門(業務部門、住宅部門)への分散型電源導入による1990年から2050年までの日本の電力供給部門における一次エネルギー消費量削減効果、CO₂排出量削減効果などについて定量的な評価を行う。

(3) 電力市場のマルチエージェントシミュレーション

エネルギー分野における規制緩和が世界的に広まり、この数年日本における電力市場の自由化を迫る声が高まってきた。これらの複数の要因として、技術革新の進展による熱需要をめぐる電力、ガス、石油の間のエネルギー間競争などが列挙されるが、中でも近年の研究開発や燃料価格の安定性を背景としたオンサイト電源の普及にある。これにより既存の電気事業者以外の新たな発電形態が広がりつつある。このような背景から、欧米に従い日本の電力取引においても現在の部分自由化からさらに小売自由化範囲が拡大し、電力取引所の設置、発送電に関しても送電部門の運用面における分離、中立化することが考えられる。

そのような競争的な環境下で市場参加者は時々刻々変動する電力価格に基づき、いかに最適な経済合理的行動を取るかが問題となる。このような問題においては、市場環境が時々刻々と変化するので、固定的な最適戦略は有効ではなく、状況に応じてこれらを適時使い分ける必要がある。そこで発電事業者、小売事業者を経済的主体としたマルチエージェントシミュレーションにより、欧米の市場を元にした電力取引ルールたとえばスポット市場や相対取引市場の下、ISOによる混雑管理も考慮に入れ、各プレイヤーの行動から発生する電力価格の変動や利益に関して分析を行った。さらに卸電気事業、PPS事業を目的として需要地近傍にオンサイト電源が参入した場合の電力価格の変動などについて分析を行う。

第2章を設定した背景として、今後の電気事業改革の推進により特定電気事業、特定規模電気事業を行う事業者数が増加し、分散電源を所有する事業者同士でネットワークを構築することが予想される。その際、各事業者の電力需要、熱需要の特性に応じてどれだけの省エネルギー効果、コスト削減効果を楽しむことができるか、また、ネットワークを構成するこ

とでネットワーク参加者が以下に公平にコスト削減効果を得られるかがネットワーク参加に対するインセンティブに大きな影響力をもつ。これらの要因分析を行うことが第2章の目的である。

第3章では、需要端での中小規模分散電源の代表である家庭用燃料電池、ガスエンジンが日本の民生部門に将来導入された際、どのような省エネルギー効果、CO₂削減効果をもたらすかを評価するわけであるが、特に近年 CGS からの CO₂ 排出量を評価する際、系統からの購入電力に対して、全電源平均原単位を乗じるか、火力平均原単位を乗じるかについて意見が分かれており、この問題について定量的分析を行うことが目的である。

第4章に関しては、オンサイト電源の研究開発の進展により大規模電源にも劣らない経済性を達成し、将来の電力システムが既存の大規模集中型発電から小規模分散型へシフトし、既存の電力ネットワークに分散電源が参入配置され、分散型電源の発電方式に調和した電力市場が形成されることが予想される。そのような状況下での電力市場における電力価格、電力価格決定プロセス、各事業者の利益を分析することが第4章の目的である。

第2章、第3章ではオンサイト電源として今後大規模な普及量の見込みのある中小規模オンサイト型コージェネレーションシステムのネットワーク化という地域的、ミクロ的視点で見た新たな運用形態、ならびに民生部門への普及導入という国レベル、マクロ的観点からみた CGS 導入施策が日本の電力部門に与える省エネ、CO₂ 削減効果を評価することになる。第4章では電力市場におけるオンサイト電源の価値を評価し、その電力市場制度的側面から評価することを目的とすることから、全体構成として、技術経済性、制度面からオンサイト電源を評価することになる。

また第2章、3章では天然ガスコージェネレーションを中心に評価することから、将来の天然ガス需要や天然ガス価格について分析することも有意義であると考えられる。そこで付録には、価格予測、需要予測において一般に使用される天然ガス需要の所得弾力性、価格弾力性についての分析結果を掲載した。

参考文献

- [1-1] 日本エネルギー経済研究所編, 「エネルギー・経済統計要覧」, 2000年
- [1-2] 日本エネルギー経済研究所編, 「エネルギー・経済データの読み方入門」, 2001年
- [1-3] 資源エネルギー庁, 「総合エネルギー統計」, 2001年
- [1-4] 経済産業省資源エネルギー庁編, 「電源開発の概要」, 2000年
- [1-5] 総合エネルギー調査会新エネルギー部会、新エネルギー部会報告書「今後の新エネルギー対策のあり方について」、2001年
- [1-6] 富士経済, “2002 電力・エネルギーシステム新市場”, 2002年
- [1-7] 安達, “定置式燃料電池の開発状況と今後の展開”, 日本エネルギー学会誌, vol.80, no.886, pp.69-75
- [1-8] 通商産業省, “エネルギー技術戦略(新エネルギー分野)策定に関する調査研究”, 2000年
- [1-9] 栢原, “家庭用 1kW ガスエンジンコージェネレーションシステムの開発”, エネルギー・資源, Vol23, No.3, pp.16-21
- [1-10] 燃料電池実用化戦略研究会, “燃料電池実用化戦略研究会報告”, pp.24
- [1-11] 柏木, 「天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル 2000」、日本エネルギー学会編、2000年
- [1-12] 日本コージェネレーションセンター編, 「コージェネレーション総合マニュアル」、通産資料調査会、2000年
- [1-13] エネルギー活用事典編集委員会, 「エネルギー活用事典」、産業調査会、1999年
- [1-14] 永田、本澤、藤井、山地, “電力需要の不確実性に対する分散電源のオプション評価・建設リードタイムの違いに着目した解析”, 第17回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp591-596, 2001年

2. オンサイト電源ネットワークの運用可能性評価

2-1. はじめに

近年の研究開発により家庭用燃料電池、マイクロガスタービンをはじめとした中小規模オンサイト電源の発電効率、熱回収効率、導入コストが将来実用化に供する水準にまで達成することが見込まれる段階となりつつあり、将来本格的に火力発電に変わる電源もしくはオンサイト型コージェネレーションシステムとして普及する可能性がある[2-1]。また欧米各国をはじめとして電気事業における規制緩和が進展する中、日本においてもPPSなど電力小売部門へ競争原理を導入し、需要家へより高品質でリーズナブルな電力を供給しようというフレームワークが醸成されつつある。そのような電力市場の自由化のもとでより自由化時代にマッチしたエネルギー管理を行うために、オンサイト電源の付加価値を高めるより高効率かつ低コストで運用を実施することが将来的に求められる。

そこで本研究では、地域的に散在する需要家が設置する小型オンサイト電源を、配電レベルの需要地系統における地域的な電力の相互融通や、地域的な熱供給管による熱の相互融通を通して一括運用するシステム(図 2-1)を提案し、その経済性評価を行う。

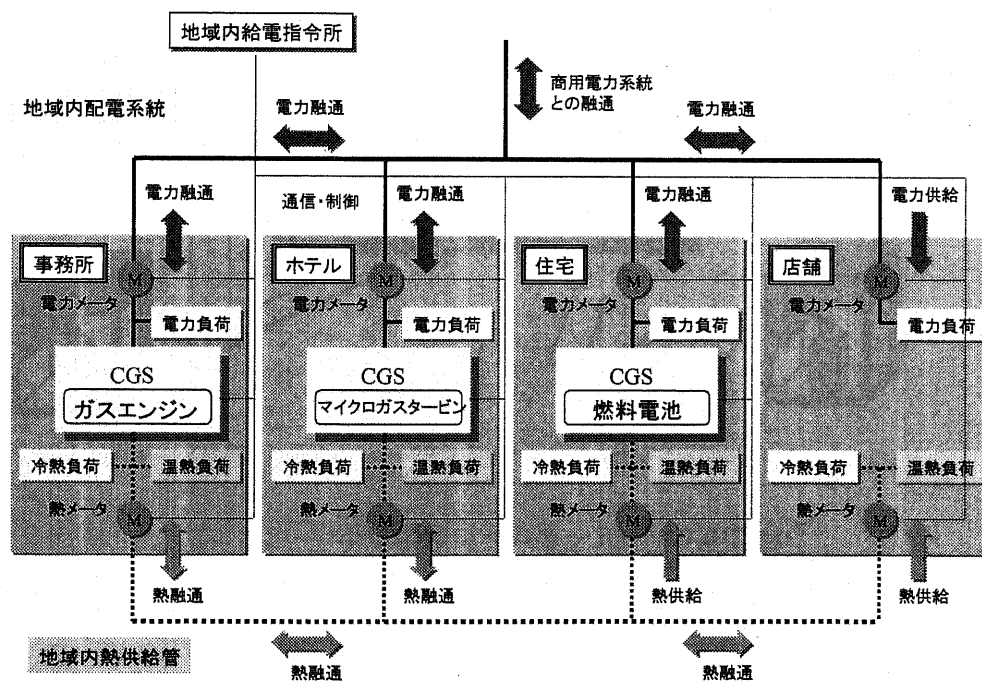


図 2-1 CGS ネットワークの概念

2-2. オンサイト電源ネットワークモデル

近年家庭用燃料電池、マイクロガスタービン、マイクロガスエンジンなど中小規模のオンサイト電源の研究開発が盛んであり、商用ベースでの運転も現実化しつつある。CGSの導入効果を引き出す1要因として、CGS導入により一般的なCGS導入メリットとされる省エネルギー性、環境性、経済性を達成するためには、特に熱需要、電力需要が少ない中小規模需要家の場合、CGSの熱電比と需要の熱電比が十分に整合する必要があるといわれている[2-2]。

すなわちこれまでは主に大規模工場、中小規模工場をはじめとした需要量も大きく、昼夜操業のため電力、熱ともに負荷率が高く、また熱需要が豊富なことから需要の熱電比もよい需要家へCGSが先行普及していたが(図2-3)、研究開発の進展により中小規模のCGSのエネルギー変換効率、導入コストも改善の兆しを見せたことから、将来小規模業務部門、家庭部門へも導入が拡大してゆくことが考えられる。しかしここで問題となるのは小規模需要家の場合、需要の熱電比が小さいため、そこにオンサイト電源としてCGSを新たに設置したとしてもより経済的な熱電併給を達成することは困難であると考えられることである。

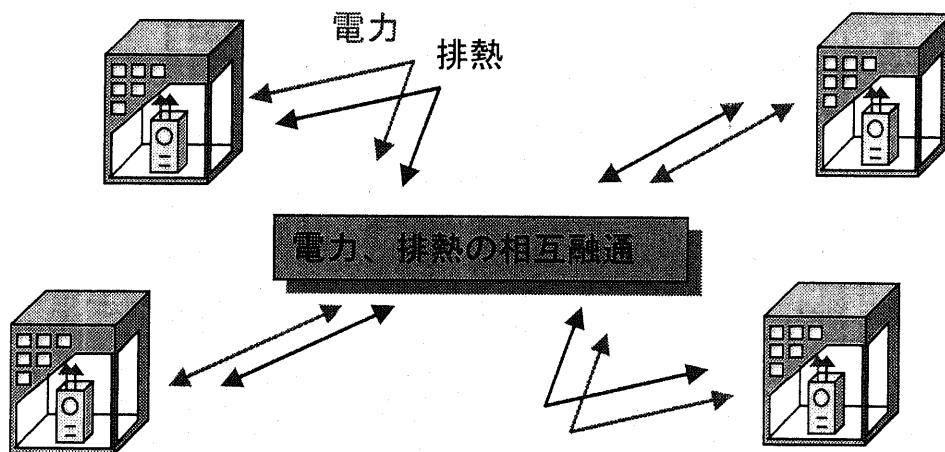


図 2-2 中小規模需要家のネットワークの概念

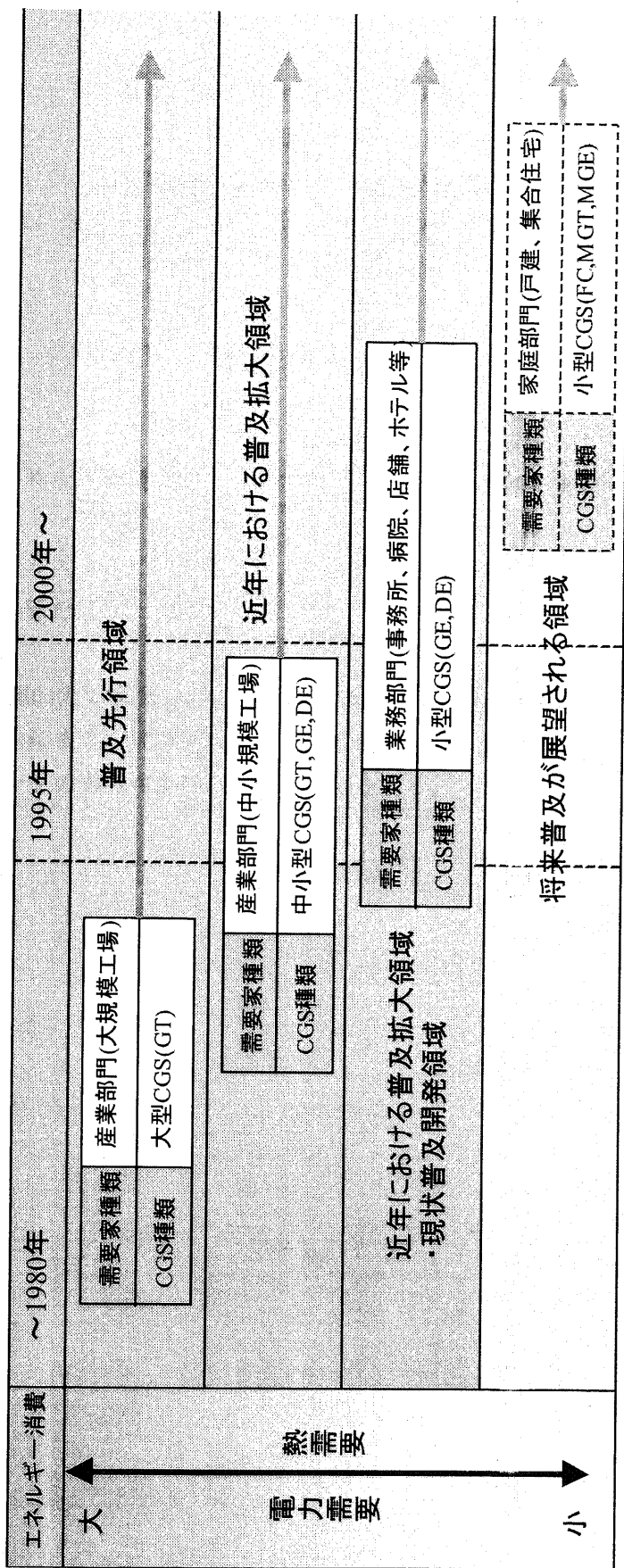


図 2-3 CGS 導入規模と普及対象

* 富士経済、"2002 電力・エネルギーシステム新市場"、2002 年を参考に作成

そこでこれらの理由を背景として、地域的に散在する中小規模需要家が設置する小型分散型電源を地域的な電力の相互融通や熱供給管による熱の相互融通を通して一括運用すれば、熱の需給バランスに関しては、ある需要家で発生した熱を十分に使い切れない場合にその時点で熱が不足している他の需要家に輸送すれば、熱を有効利用することが可能となり、電気に関しても同様に成立し、効率的なエネルギーシステムが構築できると考えられる(図2-2)。

そこで本節では、下記項目について検討を行う。

- ① 近年脚光を浴びているマイクロガスタービンを需要家へ設置することとし、仮想的に日負荷パターン異なる需要家間において電力ならびに熱融通を実施する場合の評価
- ② 東京都心地域にガスタービンを導入し、4地域間において電力融通ならびに熱融通を実施する場合の評価を行う。

①に関しては仮想的需要家間での電力、熱融通に関する基礎的検討を行い、②では①における基本的傾向を踏まえ、実存地域として東京都心地域における4地域を対象にオンサイト電源ネットワークの導入可能性について分析を行う。

2-3. 定式化

本研究では CGS ネットワークモデルを線形計画法により定式化を行い、目的関数を一年間のシステム総コストとして最小化することにより最適運用を求める。以下に数式を示す。

目的関数:

一年間の固定費ならびに可変費用を最小化する。

$$TC(S) = \sum_{c \in S} (CSM_c + CSE_c) \quad (2-1)$$

- 固定費:

各機器容量の建設コストに年経費率を乗じた値を固定費と定義する。

$$CSM_c = \sum_{m \in f_1} MUP_m \cdot EXP_m \cdot YCSUM_{c,m} \\ + \sum_{m \in f_2} EXP_m \cdot (a_m \cdot YCSUM_{c,m} + b_m \cdot \delta_{c,m})$$

$$\delta_{c,m} \in \{ 0, 1 \} \quad (2-2)$$

- 可変費:

都市ガス、ならびに電力の購入量(従量、契約量)に各当該料金(従量料金、基本料金)を乗じた値を可変費と定義する。

$$CSE_c = \sum_{ptn} \sum_{hr} \sum_e days_{ptn} \cdot EUP_{ptn,hr,e} \cdot PQ_{c,ptn,hr,e}$$

$$+ \sum_{ptn} \sum_e MONTHS_{ptn} \cdot \{ FBS_{ptn,e} + BS_{ptn,e} \cdot Z_{c,e} \}$$

$$+ \sum_{ptn=1} \sum_{hr=1} \sum_{te=1} days_{ptn} \cdot WE_{c,ptn,t,in,te} \cdot WEUP_{te} \quad (2-3)$$

制約条件:

- 容量制約:

各機器出力はは設備量を上回らないものとする。

$$YCSUM_{c,m} \geq XC_{c,ptn,hr,m,out} \quad (2-4)$$

- 機器容量に関する制約

$$YCMIN_{c,m} \cdot \delta_{c,m} \leq YCSUM_{c,m} \leq YCMAX_{c,m} \cdot \delta_{c,m} \\ (m \in f_2) \quad (2-5)$$

- エネルギー契約量に関する制約:

ユティリティーからの最大エネルギー購入量[kW or Mcal/h]は契約量を上回らないものとする。

$$Z_{c,e} \geq PQ_{c,ptn,hr,e} \quad (2-6)$$

- CGS 機器入出力バランス:

各機器の出力エネルギー(電気、熱)は入力エネルギー(電気、ガス)に各機器変換効率を乗じたものとして定義する。

$$XC_{c,ptn,hr,m,out} = TR_m \cdot EF_m \cdot XC_{c,ptn,hr,m,in} \quad (2-7)$$

- 購入エネルギー制約:

購入エネルギーと CGS 内エネルギーフローの接続関係を定式化する。

$$PQ_{c,ptn,hr,e} = \sum_{p'} CF_{e,p',out} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,e,p'} \quad (2-8)$$

- 各機器出力とエネルギーフローの関係:

CGS 内エネルギーフローと各機器への入力エネルギーの接続関係を定式化する。

$$XC_{c,ptn,hr,m,in} = \sum_p CF_{p,m,in} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,p,m} \quad (2-9)$$

各機器からの出力エネルギーと CGS 内エネルギーフローとの接続関係を定式化する。

$$XC_{c,ptn,hr,m,out} = \sum_{p'} CF_{m,p',out} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,m,p'} \quad (2-10)$$

・ 電力需給バランス($d='electricity'$):

需要(電気)と CGS 内エネルギーフローの関係を定式化する。

$$\begin{aligned} & \sum_{sc} UDM_{c,ptn,hr,d,sc} \cdot TFS_{c,sc} \\ & + \sum_{d \neq \text{'電気'}} \sum_{sc} LOD_d \cdot UDM_{c,ptn,hr,d,sc} \cdot TFS_{c,sc} \\ & + \sum_m EAM_m \cdot YSUM_{c,m} = \sum_p CF_{p,d,in} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,p,d} \end{aligned} \quad (2-11)$$

・ 熱需給バランス($d \neq 'electricity'$):

需要(熱)と CGS 内エネルギーフローの関係を定式化する。

$$\sum_{sc} UDM_{c,ptn,hr,d,sc} \cdot TFS_{c,sc} = \sum_p CF_{p,d,in} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,p,d} \quad (2-12)$$

・ 排熱バランス:

CGS 内エネルギーフローと CGS からの廃棄熱の接続関係を定式化する。

$$SP_{c,ptn,hr} = \sum_p CF_{p,sp,in} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,p,sp} \quad (2-13)$$

・ CGS に関する制約:

$$PIPE_{c,ptn,hr,p,cgst} = PIPE_{c,ptn,hr,p,cgse} \quad (2-14)$$

・ 地域間電力輸送、熱輸送に関する入出力収支制約:

$$\sum_{c \in S} WE_{c,ptn,hr,in,te} = \sum_{c \in S} WE_{c,ptn,hr,out,te} \quad (2-15)$$

・ 地域間電力輸送、熱輸送と CGS 内エネルギーフローの関係:

$$WE_{c,ptn,hr,in,te} = \sum_p CF_{p,te,in} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,p,te} \quad (2-16)$$

$$WE_{c,ptn,hr,out,te} = \sum_{p'} CF_{te,p',out} \cdot PIPE_{c,ptn,hr,te,p'} \quad (2-17)$$

燃料消費量:

$$FC_{c,e} = \sum_{hr} \sum_{ptn} UFC_e \cdot PIPE_{c,ptn,hr,e} \quad (2-18)$$

CO₂ 排出量:

$$CD_{c,e} = \sum_{hr} \sum_{ptn} CDU_e \cdot PIPE_{c,ptn,hr,e} \quad (2-19)$$

表 2-1 添字、変数等の定義

Subscripts etc.:

- a_m, b_m : Cost coefficients of energy supply facility m ($\in f_2$) (a_m [yen/kW], b_m [yen])
 c : District (apartment, medical, accommodation, business)
 d : Kind of energy demand (electricity, heating, cooling, hot water)
 e : Kind of energy purchase (pe : electricity, pg : gas)
 hr : Time (1~24)
 io : Energy input-output status (input: in , output: out)
 m : Energy supply facility ($cgst$: CGS(heat), $cgse$: CGS(ele), $boil$: boiler, htp : heat pump, arf : absorption refrigerator, htd : radiator, red : device for receiving electricity)
 $boil, htd, red \in f_1, cgse, htp, arf \in f_2$
 p : Energy flow (pe : purchased electricity, pg : purchased gas, de : electricity demand, dw : heating demand, dc : cooling demand, dh : hot water demand, ce : electricity transmission, ch : steam transmission, $cgse, cgst, boil, htp, arf, htd, red$)
 ptn : Seasonal segmentation (summer, mid season, winter)
 sc : Kind of customer (office, hospital, shop, hotel, residence)
 S : Partial coalition of the districts
($S \subseteq N, N$: grand coalition)
 te : Kind of energy transmission (ce : electricity transmission, ch : steam transmission)

Endogenous variables (continuous variables) :

- CSE_c : Annual variable cost in district c [yen]
 CSM_c : Annual facility cost in district c [yen]
 $PIPE_{c,ptn,hr,p,p'}$: Energy flow from node p to p' in district c , season ptn , time hr [kWh/h, Mcal/h]
 $PQ_{c,ptn,hr,e}$: Purchased energy quantity in district c , season ptn , time hr , purchased energy e [kWh/h, Mcal/h]
 $SP_{c,ptn,hr}$: Heat discharge quantity in district c , season ptn , time hr [Mcal/h]
 $XC_{c,ptn,hr,m,io}$: Input or output energy in district c , season ptn , time hr , energy supply facility

- m , input-output status io [kWh/h, Mcal/h]
- $YCSUM_{c,m}$: Capacity of energy supply facility m in district c
[kW, Mcal/h]
- $WE_{c,ptn,hr,io,te}$: Quantity of energy transmission in district c , season ptn , time hr , input-output status io ,
transmission energy te
[kWh/h, Mcal/h]
- $Z_{c,e}$: Energy contract quantity in district c , purchased energy e [kW, Mcal/h]
- Endogenous variables (integer variables) :**
- $\delta_{c,m}$: Integer variable for the modeling of economies of scale in district c , energy supply facility
 $m (\in f_2)$
- Exogenous variables :**
- $BS_{ptn,e}$: Energy demand charge in season ptn , purchased energy e [yen/(kW · month),
yen/(Mcal/h · month)]
- CDU_e : CO₂ emission unit in purchased energy e (pe : 181.1[g-C/(kWh/h)],
 pg : 53.1[g-C/(Mcal/h)])
- $CF_{p,p',io}$: Linkage coefficient between p and p' (connected:1,unconnected:0)
- $days_{ptn}$: Number of days in seasonal segmentation ptn
- EAM_m : Auxiliary power rate in energy supply facility m
- EF_m : Energy conversion efficiency of energy supply facility m
- $EUP_{ptn,hr,e}$: Energy charges in seasonal segmentation ptn , time hr , purchased energy e
[yen/(kWh/h),yen/(Mcal/h)]
- EXP_m : Annual expenditure rate of energy supply facility m
- $FBS_{ptn,e}$: Energy customer charge in seasonal segmentation ptn ,
purchased energy e [yen/month]
- LOD_d : Ratio of pump driving power over energy demand d
- $MONTHS_{ptn}$: Number of month in seasonal segmentation ptn
- MUP_m : Unit capital cost of facility m [yen/kW,yen/(Mcal/h)]
- $TFS_{c,sc}$: Floor space in district c , customer sc [m²]
- TR_m : Conversion factor of energy supply facility m [kWh/Mcal,Mcal/kWh]
- $UDM_{c,ptn,hr,d,sc}$: Energy demand per floor space in district c , season ptn ,
time hr , energy demand d , customer sc
[(kWh/h)/m²,(Mcal/h)/m²]
- UFC_e : Unit energy consumption in purchased energy e (pe : 2.45[Mcal/kWh], pg : 1)
- $YCMAX_{c,m}$ $YCMIN_{c,m}$: Upper and lower construction limit in district c , energy supply
facility ($m \in f_2$) [Mcal/h]
- $WEUP_{te}$: Energy transmission rate in energy transmission te [yen/(kWh/h),yen/(Mcal/h)]

実際の計算に際しては、当該モデルを市販の最適化計算ソフトウェア XPRESS-MP に実装し、分枝限定法により計算を実行した[2・3]。

2-4. ゲーム理論の適用によるコスト配分の最適化

複数のプレーヤーが合意して、電力託送、熱輸送を相互に行い集合運用を実施することにより、各プレーヤーが単独で CGS により自家需要を賄うケースに比較して、全体としてエネルギー供給コストが削減され、システム全体の利益がもたらされる可能性がある。しかし、システム全体の利益が得られたとしても、必ずしもこのシステム全体の利益が個々のプレーヤーの利益、ならびに各プレーヤー間による部分提携を保証するとは限らない。すなわち本研究で行った全体最適化がパレート最適を必ずしも達成するとは限らない。

したがってネットワークの最適運用がパレート最適を達成しない場合、プレーヤーによっては集合運用を行う経済的なインセンティブが無くなり、集合運用より離脱、もしくは部分的に他のプレーヤーと提携を形成することにより、経済的効率の優れたネットワークの形成が阻害される可能性が存在する。

そこで本研究では、最適化計算に基づきネットワーク運用により各プレーヤーが得る利益を算出し、各プレーヤーにネットワークへ参加する経済的インセンティブを与えるために、この利益をゲーム理論のコアの概念を適用し再配分することに関して検討を行う。

2-4-1. コア

コアとは、いかなる提携によっても拒否されない配分の集合、あるいは、いかなる提携にとってもその提携だけの力ではその提携に属するプレーヤーの利得を改善不可能な配分の集合である。このことからコアは、次に示す全体合理性、個人合理性、提携合理性により定義することができる[2-4]。

ここで $1, 2, \dots, n$ の n 人の主体(メンバー)全員からなる協力を全体協力 N とよび、集合 N を用いて以下のように表記する。

$$N = \{1, 2, \dots, n\}$$

またその一部のメンバーによる部分協力 S を N の部分集合 S で表す。

$$S \subset N \quad (S \neq N)$$

例えば、 $N = \{1, 2, 3\}$ のとき、 S は、 $\{\}$ 、 $\{1\}$ 、 $\{2\}$ 、 $\{3\}$ 、 $\{1, 2\}$ 、 $\{2, 3\}$ 、 $\{1, 3\}$ の 7 通りである。 $\{\}$ はメンバーのいない集合で空集合 ϕ を表す。

そして、協力することで得られる総利得を特性関数 V をもちいて次のように定義する。

$V(N)$: 全体 N が協力することで獲得される利得

$V(S)$: 部分協力 S が単独で行動して獲得することが可能な利得

このような特性関数には下式が成立する。

$$V(S) + V(T) \leq V(S \cup T) = V(N)$$

ここで $S \cup T$ は S と T の和集合で両者が協力することを意味する。すなわち協力した場合の総利得は個別行動のそれぞれの利得の総和に等しいか、もしくは大きいことがいえる。これを優加法性(super additivity)という。この優加法性は、協力すれば個別行動のときよりも大きな利得を獲得できる可能性を意味しており、協力ゲームを特徴づける重要な特性である。

つづいて総利得の配分について考える。全体協力 N のもとでプレーヤー i が獲得する利得を x_i とする。以下に示す全体合理性、個人合理性が満たされる時、次のベクトルを配分と呼ぶ。

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$$

全体合理性: 全体協力 N により獲得できる利得が全メンバーに配分し尽くされることを意味している。本研究に則していえば、ネットワークを組織することにより得られるシステム全体の利益は各プレーヤーに分配される利得の和に等しい。

$$\sum_{i \in N} x_i = V(N) \quad (2-20)$$

個人合理性: 全体協力 N のもとでメンバー i が獲得する利得が単独行動のときの利得と等しいかより大きいことを意味しており、メンバー i が全体協力 N に参加する意義があることを意味する。本研究に則していえば、個々のプレーヤーがネットワークを形成するインセンティブを持つためには配分利益が単独運用時に比較して大きい必要がある。

$$x_i \geq V(i) \quad (2-21)$$

提携合理性: 各プレーヤーによる部分提携の組織を防ぐためには、その提携に属するプレ

一人への配分利益が部分提携時の利益を上回る必要がある。

$$\sum_{i \in S} x_i \geq V(S) \quad (2-22)$$

ただし、

$$\forall S \subset N \quad (S \neq N)$$

提携合理性の式の右辺 $V(S)$ は N の一部のメンバーが離脱して個別に部分協力 S を行う場合の利得である。また当該不等式の左辺は、その S のメンバーが全体協力 N にとどまった場合に獲得する利得の合計である。すなわち全ての部分集合 S に対して提携合理性が成立するということは、いかなる部分協力から得られる利得も全体協力の場合を上回ることができないことを意味する。したがって部分協力は不合理であり、全体協力の方が望ましいとメンバーに評価される。

以上より、(2-20)~(2-22)を満たす解集合がコアを形成し、特定の配分がコアに属するということは、その配分ルールを前提とする限り部分協力は全体協力と比較して利得が小さく、部分協力することが不合理であることを意味する。つまりコアは全体協力が安定であるための 1 つの条件である。ただしコアが存在しない場合もあるし、以下のようにコアに属する配分は 1 つであるとは限らない。

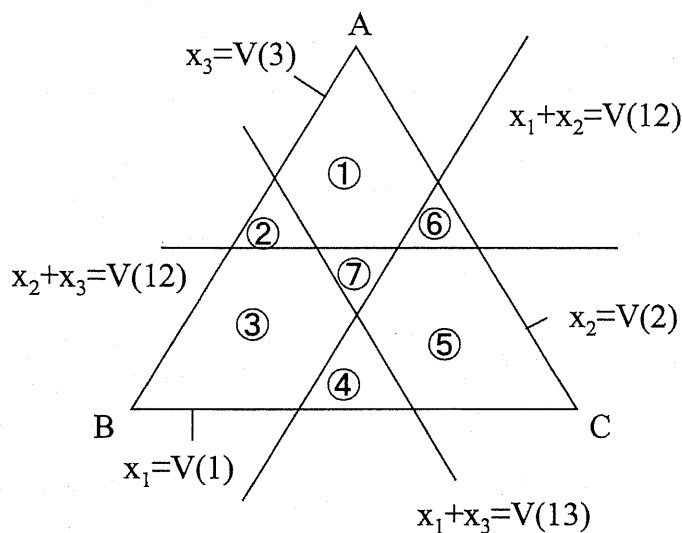


図 2-4 コアの位置関係

プレーヤー数が 3 人 ($N=3$) の場合における全体合理性、個人合理性、提携合理性を 2 次元

平面上に表すと各定義式は図 2-4 ならびに表 2-2 のような位置関係にある。

上図 3 角形内部の特定の点から各辺への垂線の長さが各プレイヤーへの利得配分に相当する。そして各合理性に関する数式により閉じられた領域⑦がコアに相当する領域であり、ある利得配分が領域⑦に属するのならば、各プレイヤーが個人で離脱するインセンティブや他のプレイヤーと部分的に提携を形成するインセンティブを持つことなく、全プレイヤーが協力することになる。またコアは領域で定義されるため、特定の協力解の集合である。

表 2-2 3 角形の各領域と提携の関係

area	possible coalition		
①			2 3
②		1 3	2 3
③		1 3	
④	1 2	1 3	
⑤	1 2		
⑥	1 2		2 3
⑦	1 2 3		

以下に具体例として費用削減ゲームを例としてあげる。

1,2,3 の 3 つの町が共同でダムを建設する。そのときの費用分担ルールについて考える。公共財建設を対象にする時、収益を定量化できないため、供給費用の削減分を利得と考える。

$C(N)$: 全体協力 N のもとでの建設費 = $\alpha\{1,2,3\}$

$C(S)$: 部分協力 S のもとでの建設費 = $\alpha\{1\}, \alpha\{2\}, \alpha\{3\}, \alpha\{1,2\}, \alpha\{2,3\}, \alpha\{1,3\}$

建設費の関数 C について次の関係が成り立つものと仮定する。

$$\alpha(N) \leq \alpha\{1\} + \alpha\{2\} + \alpha\{3\}$$

$$\alpha(N) \leq \alpha\{1,2\} + \alpha\{3\}$$

$$\alpha(N) \leq \alpha\{1,3\} + \alpha\{2\}$$

$$\alpha(N) \leq \alpha\{2,3\} + \alpha\{1\}$$

$$\alpha\{1,2\} \leq \alpha\{1\} + \alpha\{2\}$$

$$\alpha\{1,3\} \leq \alpha\{1\} + \alpha\{3\}$$

$$\alpha\{2,3\} \leq \alpha\{2\} + \alpha\{3\}$$

以上の式は特性関数における優加法性に対応するものである。「協力して建設するときの建設費が、個別に建設するときの建設費の合計よりも少なくてすむ」ことを意味する。そのときの費用の節減分を利得と定義する。

また、

a_1, a_2, a_3 : 全体協力 N のもとでの 1, 2, 3 の町それぞれの建設費負担分、とする。これを決定するための配分ルールについて考察することがこの例の最終的なねらいである。

以下にこれら a_1, a_2, a_3 が満たすべき条件を整理する。まず配分としての条件（全体合理性と個別合理性）を満たさねばならないため下式が成立する

$$a_1 + a_2 + a_3 = \alpha(N)$$

$$a_1 \leq \alpha\{1\}$$

$$a_2 \leq \alpha\{2\}$$

$$a_3 \leq \alpha\{3\}$$

でなければならない。さらにこの配分がコアに属し、全体協力 N が安定であるには、

$$a_1 + a_2 \leq \alpha\{1,2\}$$

$$a_1 + a_3 \leq \alpha\{1,3\}$$

$$a_2 + a_3 \leq \alpha\{2,3\}$$

でなければならない。

ここで問題となるのは a_1, a_2, a_3 を決定する配分ルールの設計である。コアは特定の配分解の集合であるため、上式だけから配分ルールが導き出されるものではない。そこでまず比例配分ルールを例にあげて検討する。

いま 1, 2, 3 の各町の人口をそれぞれ z_1, z_2, z_3 とする。またその合計を、

$$z_1 + z_2 + z_3 = Z_T$$

とする。

この人口規模に応じて建設費 $\alpha(N)$ を比例配分するルールを考える。

$$c_1 = \frac{z_1}{Z_T} C(N)$$

$$c_2 = \frac{z_2}{Z_T} C(N)$$

$$c_3 = \frac{z_3}{Z_T} C(N)$$

この配分がコアに属するためには、個人合理性、提携合理性を参考にして、以下の条件式が成立する必要がある。

$$c_1 + c_2 = \frac{z_1 + z_2}{Z_T} C(N) \leq C(\{1,2\})$$

$$c_1 + c_3 = \frac{z_1 + z_3}{Z_T} C(N) \leq C(\{1,3\})$$

$$c_2 + c_3 = \frac{z_2 + z_3}{Z_T} C(N) \leq C(\{2,3\})$$

$$c_1 = \frac{z_1}{Z_T} C(N) \leq C(\{1\})$$

$$c_2 = \frac{z_2}{Z_T} C(N) \leq C(\{2\})$$

$$c_3 = \frac{z_3}{Z_T} C(N) \leq C(\{3\})$$

以上の式を変形すると、下式が導かれる。

$$\frac{C(N)}{Z_T} \leq \sum_{i \in S} \frac{C(S)}{z_i}$$

上式の意味するところは全体協力 N の場合の人口当り建設費の方が部分協力 S の場合よりも少なくてすむことを意味する。すなわち、人口あたりの建設費 $C(z)/z$ が人口 z に反比例して減少するならば(一種の規模の経済性)、人口に対する比例配分ルールによる建設費の負担がコアに属する結果となる。このように規模の経済性がある場合、比例配分方式による配分はコアに属し、各プレイヤーが協力するインセンティブがあることが示された。

上記例のような問題設定下では、比例配分方式により負担を配分すれば協力は安定である。しかしながらここで問題となるのは、同じくコアに属する別の配分ルールが存在によっては、比例配分方式による配分が安定とはいえなくなる可能性がでてくる。そこで、部分協力 S から全体協力 N に移行したときに、費用負担がどれだけ削減されるかという観点から上の例を再検討してみよう。その削減分の違いが S の不満を発生させ、別の配分ルールが異議として提案される可能性があるからである。

なおここでは建設費 $C(z)$ を下式により定義する。

$$C(z) = a + bz$$

a : 固定費用 ($a > 0$)

b : 可変費用 ($b > 0$)

z : 人口 ($z > 0$)

この関数は、人口の増大にともない人口当り建設費が減少するという条件を満たしている。まず比例配分方式により 3 つの町がダム建設の費用分担を行うものとする。

いま、ある部分協力 S から全体協力 N に移行したときの、 S にとっての費用の節減分は次式により定義できる。

$$e(S) = C(S) - \sum_{i \in S} c_i$$

$C(S)$: 部分協力 S のときの建設費

$\sum_{i \in S} c_i$: S のメンバーが全体協力の下で負担する建設費の合計

$e(S)$: 部分協力 S から全体協力に移行したときの建設費削減分

この削減分 $e(S)$ が大きいほど N に参加する(全体協力する)メリットが大きく、これが小さいと不満が生じ、配分ルールを変更する意見が出てくる可能性が存在する。下表 2-3 に各部分協力による費用削減額を示す。

表 2-3 全体協力へ移行した場合の各部分協力による費用削減分(比例配分方式)

協力	削減分 $e(S)$	建設費 $C(N)$ または $C(S)$	比例配分方式による配分		
			1	2	3
N		$a+b(z_1+z_2+z_3)$	$\frac{z_1}{z_1+z_2+z_3}a+bz_1$	$\frac{z_2}{z_1+z_2+z_3}a+bz_2$	$\frac{z_3}{z_1+z_2+z_3}a+bz_3$
{1, 2}	$\frac{z_3}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+b(z_1+z_2)$	$\frac{z_1}{z_1+z_2}a+bz_1$	$\frac{z_2}{z_1+z_2}a+bz_2$	
{1, 3}	$\frac{z_2}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+b(z_1+z_3)$	$\frac{z_1}{z_1+z_3}a+bz_1$		$\frac{z_3}{z_1+z_3}a+bz_3$
{2, 3}	$\frac{z_1}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+b(z_2+z_3)$		$\frac{z_2}{z_2+z_3}a+bz_2$	$\frac{z_3}{z_2+z_3}a+bz_3$
{1}	$\frac{z_2+z_3}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+bz_1$	$a+bz_1$		
{2}	$\frac{z_1+z_3}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+bz_2$		$a+bz_2$	
{3}	$\frac{z_1+z_2}{z_1+z_2+z_3}a$	$a+bz_3$			$a+bz_3$

たとえば各町の人口について、 $z_1 < z_2 < z_3$ という関係があるとする。

この仮定の下では費用削減効果 $e(S)$ が最も小さい、すなわち不満が最も大きいのは部分協力{2,3}においてである。他方、削減効果が最も小さいのは{3}である。この削減分の大小は不満の程度を表し、削減効果が小さいほど不満の度合いが大きいと見ることできる。このように比例配分方式の場合、削減効果が各部分協力ごとに異なることから、この削減効果の不平等のゆえに配分ルールを改める意見がでてくる可能性がある。

このような場合、不満の度合いが最も大きい部分協力{2,3}が{3}に対して費用負担増 x を求め、自らの費用負担減 x を求めた場合、 x の要求額が特定の範囲内に存在すれば{3}にとってそれでもなお全体協力に参加した方が有利であるケースが存在する場合、 x の負担配分増減が認められる。よって、この時点で比例配分方式により全体協力を維持することは難しくなる。

そこで、不満が発生しない配分方式が存在し、それによる負担配分がコアに属するならば、その配分方式が望ましいことになる。この方式の基本的方針は最大不満を最小化することである。最大不満を減少すべく、各メンバーに特定のアルゴリズムにより負担を転嫁してゆくと最大不満が減少し、2番目に大きい不満と最大不満が同等になる。つぎにこれを最大不満と見て同様な手順を繰り返し、最終的に各部分協力による不満が均等化する。このような状態になれば、どの部分協力からも不満は発生せず、公平な配分が達成されたことになる。こうした配分に仁(Nucleolus)があり、次節にて詳しく説明するが、つぎのような配分方式である。

$$c_i = d_i + \frac{1}{n}g$$

$$d_i = C(N) - C(N - \{i\})$$

$$g = C(N) - \sum_{i=1}^n d_i$$

n : 協力 N のプレイヤー数

c_i : メンバー i の費用負担配分。

d_i : 分離費用(メンバー i が加わることで増加する費用、メンバー i に帰属すべき費用)。 $C(N)$ は全体協力の費用であり、 $C(N - \{i\})$ はプレイヤー i が抜けた部分協力 $N - \{i\}$ のもとでの費用である。

g : 非分離費用。総費用 $C(N)$ から、各メンバーに帰属する分離費用の合計 $\sum d_i$ を除いた残余の費用

この配分方式を例に適用する。全体協力 N についてプレイヤー i の分離費用は、下式により表される。

$$d_i = C(N) - C(N - \{i\}) = bz_i$$

また非分離費用は下式により表される。

$$g = C(N) - \sum_{i=1}^3 d_i = a$$

以上よりプレイヤー i の費用配分は下式により表現される。

$$c_i = bz_i + \frac{1}{3}a$$

すなわち建設費用関数 C の固定費 a をプレイヤー数で均等配分し、可変費用 bz_i を各プレイヤーに負担させることを意味している。部分協力 S についても結果は全体協力の場合と同じである。下表 2-4 に各部分協力による費用削減額を示す。

表 2-4 全体協力へ移行した場合の各部分協力による費用削減分(仁)

協力	削減分 $e(S)$	建設費 $C(N)$ または $C(S)$	比例配分方式による配分		
			1	2	3
N		$a+b(z_1+z_2+z_3)$	$bz_1+\frac{1}{3}a$	$bz_2+\frac{1}{3}a$	$bz_3+\frac{1}{3}a$
$\{1,2\}$	$\frac{1}{3}a$	$a+b(z_1+z_2)$	$bz_1+\frac{1}{2}a$	$bz_2+\frac{1}{2}a$	
$\{1,3\}$	$\frac{1}{3}a$	$a+b(z_1+z_3)$	$bz_1+\frac{1}{2}a$		$bz_3+\frac{1}{2}a$
$\{2,3\}$	$\frac{1}{3}a$	$a+b(z_2+z_3)$		$bz_2+\frac{1}{2}a$	$bz_3+\frac{1}{2}a$
$\{1\}$	$\frac{2}{3}a$	$a+bz_1$	$a+bz_1$		
$\{2\}$	$\frac{2}{3}a$	$a+bz_2$		$a+bz_2$	
$\{3\}$	$\frac{2}{3}a$	$a+bz_3$			$a+bz_3$

仁による費用配分は下式よりコアに属する。

$$c_i + c_j = b(z_i + z_j) + \frac{2}{3}a \leq C(\{i, j\}) = a + b(z_i + z_j) \quad (i \neq j)$$

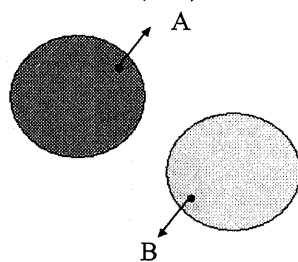
$$c_i = bz_i + \frac{1}{3}a \leq C(\{i\}) = a + bz_i$$

また表より $\{1,2\}$ 、 $\{1,3\}$ 、 $\{2,3\}$ と $\{1\}$ 、 $\{2\}$ 、 $\{3\}$ の削減分 $e(S)$ はそれぞれ等しくなっており、これ以上改善できない。よって仁による配分はコアに属し、不満のない公平な配分である。

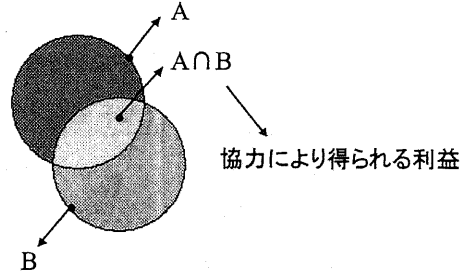
さらに図を使用し、視覚的にコアならびに仁を説明する。

まず2者のプレイヤーを想定し、下図の前提が成立すると仮定する。

前提条件 ・ 2プレイヤー(A, B)を想定し、各プレイヤーがある事業を行うと仮定する。



・ 個別に事業を行う際の総コスト=A+B
(A: A単独で事業を行う際のコスト, B: B単独で事業を行う際のコスト)



・ 協力して事業を行う際の総コスト
=A+B-(A∩B)*

* 優加法条件が成立すると仮定
A+B > A'+B'-(A'∩B')

図 2-5 前提条件

前提条件を踏まえ、以下に視覚化したコアの領域を示す。領域 $A \cap B$ を分割する無数の方法の集合がコアに相当する。

・ コア

- A,Bが協力して事業を行うインセンティブを持つ配分の集合
- $A \cap B$ の領域を2分割し、A,Bへ配分する方法の集合

コアの領域内で再配分を行えば、単独で、行う場合よりもコストが削減できるのでA,Bは協力を

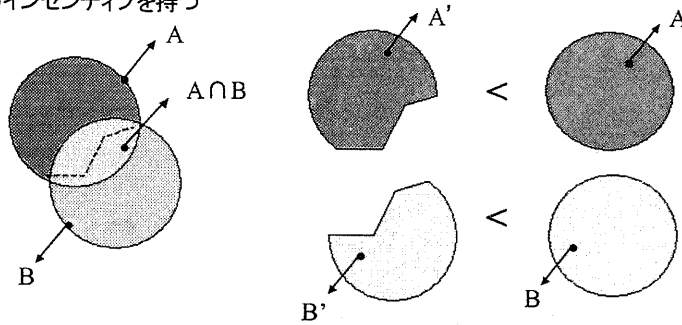
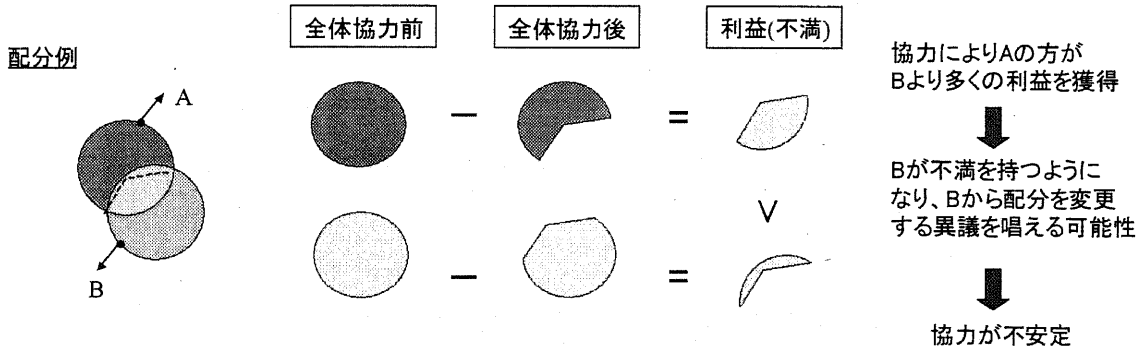


図 2-6 視覚化されたコアの領域

同様に 2 者の仁について視覚化した図を示す。図より仁による配分とは、各プレイヤーの利益を均等化する配分に他ならない。

・ コアは協力を導くための配分の集合であり、特定の配分を指定するものではない。→配分ルールを決定する必要性



・ 仁 → 各プレイヤーの不満を最小化 (最大不満を最小化) → 利益を可能な限り均等に公平に配分

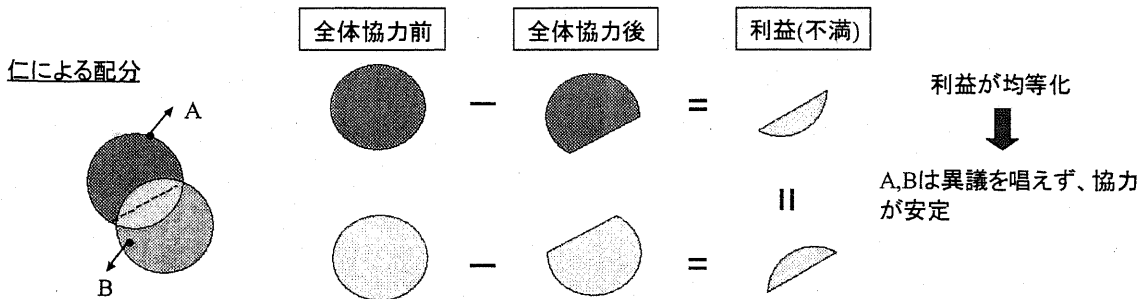
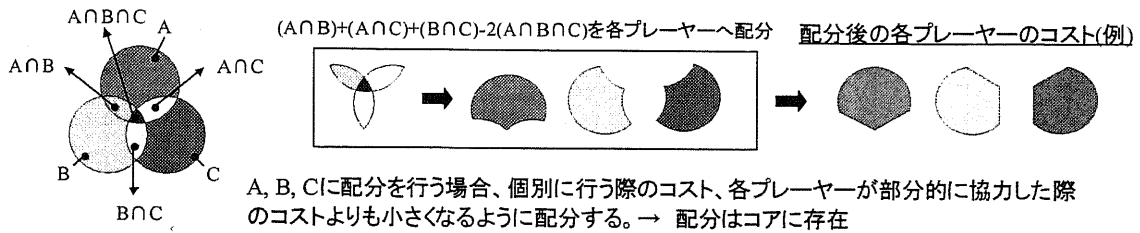


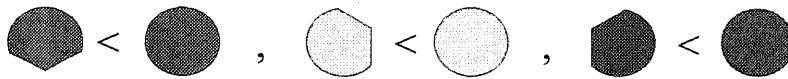
図 2-7 視覚化された仁による配分例

またプレイヤーが3者の場合におけるコアの領域の考え方を図示する。

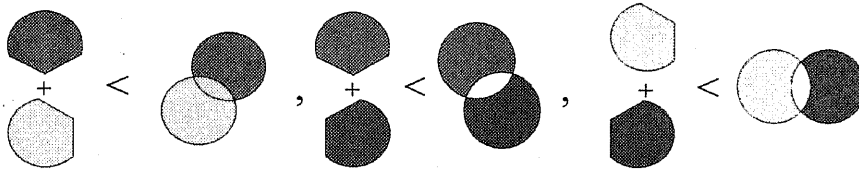
- 3プレイヤー(A, B, C)を想定し、各プレイヤーがある事業を行うと仮定する。



個人合理性



提携合理性



全体合理性

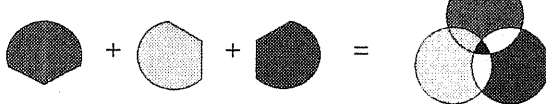


図 2-8 視覚化されたコアの領域(3者)

同様に3者のプレーヤーの場合における仁による利得配分の考え方を示す。

- ・ 仁 → 各プレーヤーの不満を最小化 (最大不満を最小化) → 利益を可能な限り均等に公平に配分
仁による配分

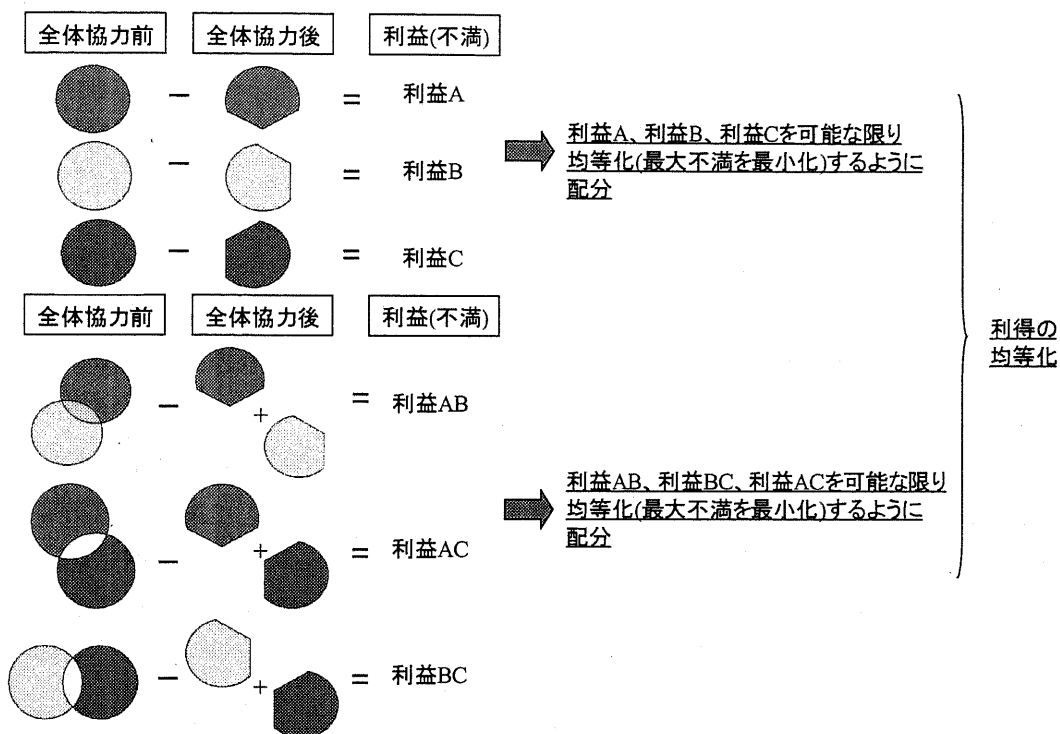


図 2-9 視覚化された仁による配分例

2-4-2. 仁

前節で述べたコアの概念は各プレイヤーがネットワークを形成する利得配分解の集合として定義されているため解が無数にあり、さらに全プレイヤーによるコスト削減のメリットは各個人、部分提携ごとに異なる可能性がある。今この各個人もしくは各部分提携がネットワーク形成により獲得する利益を下式であらわす超過とよばれる量により定義を行う。

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \quad (2-23)$$

(2-23)式右辺第一項は部分提携 S のときのシステム総コスト、第二項は S のメンバーが全体協力の下で負担するシステム総コストであるので、左辺の値は部分提携から全体協力へ移行したときのコスト削減分(利得)となる。よって、このコスト削減分が大きいほど全体協力 N に参加するインセンティブが強くなり、これが小さいと不満が発生する。提携 S のメンバーは超過が大きければ利得配分 x に不満を抱き、小さければ満足する。すなわち各提携 S の超過が可能な限り小さくなるような配分 x が各プレイヤーにとって公平となる。さもなければ利得配分の不公平さのゆえに不満が発生し配分を見直す意見がプレイヤーから出てくる可能性がある。つまり超過の大小は各プレイヤー、提携の不満の程度を表す指標と見ることが出来る。よって、こうした不満が発生しない配分を求めるためには、最大不満を最小化する手続きを行えばよい。このプロセスが仁とよばれる線形計画法を用いたアルゴリズムであり下記に示す[2-5]。

[1] 下記の線形計画法を解く。

$$\varepsilon_1 = \min \varepsilon$$

s. t.

$$\sum_{i \in N} x_i = V(N)$$

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \leq \varepsilon$$

ただし、 $\forall S \subset N, S \neq \{\Phi, N\}$

この線形計画問題を解いた際の制約条件を満たす x の集合を X_1 とする。

$$X_1 = \{x \mid \sum_{i \in N} x_i = v(N), e(S, x) \leq \varepsilon_1\}$$

X_1 が 1 点から構成される集合ならばここで終了。そうでなければ上記の線形計画問題を解いた際の不等式制約の中で等式で成立している提携の集合を U_1 とする。

$$U_1 = \{S \mid S \neq (\Phi, N), e(S, x) = \varepsilon_1 (\forall x \in X_1)\}$$

U_1 に属する提携の超過を ε_1 未満にする配分は存在せず、 U_1 に属さない提携の超過を ε_1 未満にする配分が存在する可能性がある。そこで[2]へ進む。

[2] 次の線形計画問題を解く。

$$\varepsilon_2 = \min \varepsilon$$

s.t.

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N)$$

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i = \varepsilon_1 \quad \text{ただし、} \forall S \in U_1$$

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \leq \varepsilon \quad \text{ただし、} \forall S \notin U_1$$

上記問題を解いたときの制約条件を満たす x の集合 X_2 が 1 点ならば終了、複数個の点からなる場合は[3]に進む。

[3] 提携の集合 U_k を作成する。

$$U_k = \{S \mid S \notin U_1 \cup \dots \cup U_{k-1}, e(S, x) = \varepsilon_k (\forall x \in X_{k-1})\}$$

その後、次の線形計画問題を解く。

$$\varepsilon_{k+1} = \min \varepsilon$$

s.t.

$$\sum_{i \in N} x_i = V(N)$$

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i = \varepsilon_1 \quad (\forall S \in U_1)$$

.....

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i = \varepsilon_k \quad (\forall S \in U_k)$$

$$e(S, x) = v(S) - \sum_{i \in S} x_i \leq \varepsilon \quad (\forall S \notin U_1 \cup \dots \cup U_k)$$

[4]上記線形計画問題を解いた時の制約条件を満たす x の集合 X_{k+1} ,

$$X_{k+1} = \left\{ x \left| \begin{array}{l} \sum_{i \in N} x_i = v(N), e(S, x) = \varepsilon_t (\forall S \in U_t (t=1 \dots k)) \\ e(S, X) \leq \varepsilon_{k+1} (\forall S \notin U_1 \cup \dots \cup U_k) \end{array} \right. \right\}$$

が一点から構成されれば、それが仁となり、そうでなければ[3]へ戻る。

以上の手続きを踏むことにより、利得分配の公平性からみた最適配分が求まる。

また本研究では全体協力 N 、部分協力 S による利得をあらわす特性関数を下式により定義する。

$$V(N) = \sum_{i \in N} TC(i) - TC(N)$$

$$V(S) = \sum_{i \in S} TC(i) - TC(S) \quad (\forall S \subset N, S \neq N)$$

$TC(i)$ は、全体協力もしくは部分協力に属する各プレイヤーが単独で(相互に電力輸送、熱輸送を行わずに)運用する際のシステム総コストである。

また参考として、上記の特性関数の定義式を用いて、コアにおける全体合理性、個人合理性、提携合理性を展開すると下式を得ることができる。

全体合理性：

$$\sum_{i \in N} y_i = TC(N)$$

個人合理性：

$$y_i \leq TC(i)$$

提携合理性：

$$\sum_{i \in S} y_i \leq TC(S) \quad (\forall S \subset N, S \neq N)$$

ただし、

$$y_i = TC(i) - x_i$$

y_i : 全体協力においてプレイヤー*i*が負担するコスト

上式より、各プレイヤーが全体協力を行うためには、その単独運用する際のコスト $TC(i)$ からコアもしくはは仁により特定される利得配分 x_i を差引いたコストを負担する必要がある。つまりプレイヤー*i*はコスト y_i を負担すれば、全体協力してネットワークを形成するインセンティブを持つことになる。

2-5. 仮想的需要家を想定した分析

本節では CGS を所有する複数の仮想的な需要家がネットワークを形成した際に、前節までに説明した手法を適用することにより、需要家間の利得配分についてゲーム論的分析を行う。

本節では、地域的に散在する需要家が設置する小型分散型電源としてマイクロガスタービン(MGT)を想定し、配電レベルの需要地系統における地域的な電力の相互融通や、地域的な熱供給管による熱の相互融通を通して一括運用するシステムを想定して分析を行う。

2-5-1. モデルの概要

各需要家が所有するコージェネレーションシステムを図 2-10 に示す。発電機（マイクロガスタービン）、吸収冷凍機、ヒートポンプ、ガスボイラ、放熱器から構成されるものとする。電力需要は系統からの買電、MGT からの発電、他のプレイヤーからの電力託送により賄う。冷房需要は吸収式冷凍機、ヒートポンプ、暖房需要は MGT 排熱、ヒートポンプ、ガスボイラ、給湯需要はガスボイラ、MGT 排熱より賄われるものと仮定した。プレイヤー間の熱輸送に関しては、MGT 排熱(搬送動力を必要としない高温蒸気 200°C ~ [2-6])を相互に融通しあうものとする。

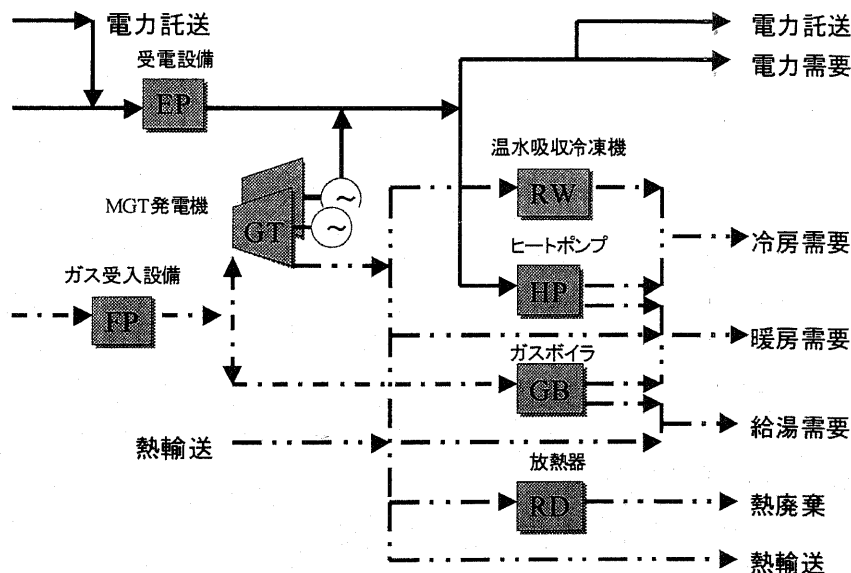


図 2-10 マイクロガスタービンコージェネレーションシステム

また、CGS で発生した低温水、中温水、冷水はそれらを輸送するポンプ動力を考慮する。蒸気に関しての輸送用動力は必要ないものと仮定した。ガスボイラは蒸気発生用ボイラを想定する。

2-5-2. 諸前提

以下に諸前提を示す。

1) 仮想的な需要家として、業務部門では事務所、店舗、病院の3者を考え、さらに民生部門として集合住宅1者を想定し、全4者のプレーヤーを想定するものとする。

2) 混合整数計画問題[2-7]により最適運用を求める。目的関数は固定費と可変費から成る1年間のシステム総コストとする。発電機台数(単機容量45kW, コスト150千円/kW)と、規模の経済を仮定して各機器の建設費用関数を、整数変数を用いて表現した。規模の経済とは、供給容量の拡大につれて、供給量1単位あたりの費用が逓減することを意味し、本節ではそれを下図2-11のように線形関数により近似を行っている。

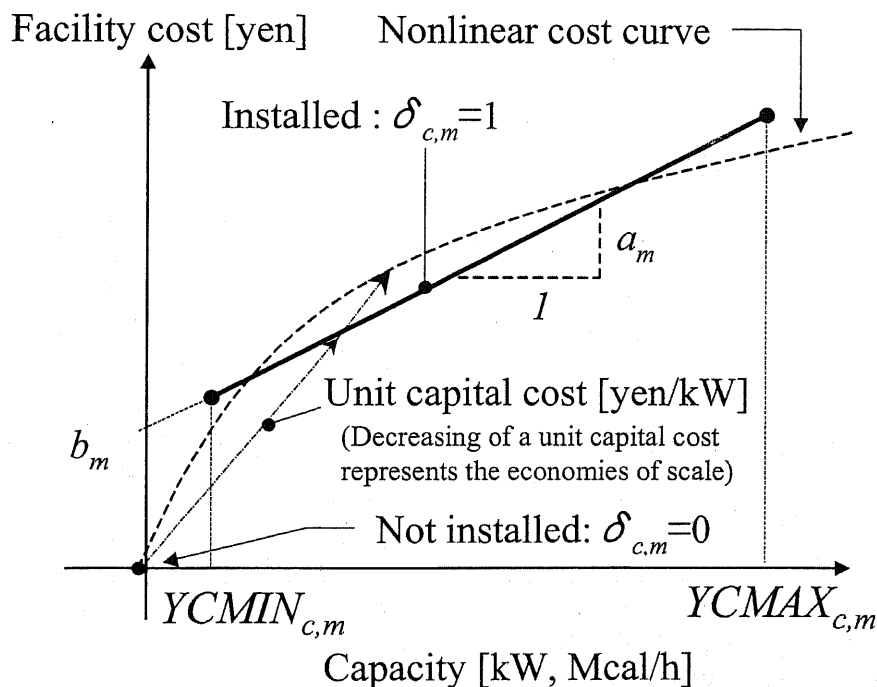


図 2-11 CGS 構成機器に関する規模の経済性の想定

以下に近似式を示す。

$$C_{plant} = \sum_i (c_i X_i + b_i \delta_i)$$

$$\underline{X}_i \delta_i \leq X_{i,t} \leq \overline{X}_i \delta_i \quad \delta_i \in \{0,1\}$$

$$X_i \geq XC_{i,t}$$

X_i : 機器 i の設備容量

$XC_{i,t}$: 機器 i の時間 t における出力

$\underline{X}_i, \overline{X}_i$: 機器 i の導入容量上限値、下限値

c_i, b_i : 機器 i のコスト係数

3) 相互に電力、熱を融通する際に輸送料金として、電力 3.1 円/kWh, 熱 5.0 円/Mcal を課すものとする。なお、本節では近年都市圏において冷温水を送る地域導管、電力ケーブルをはじめ、上水管、中水管、下水管を一括収容する共同溝が再開発等を通じて整備されつつあることから[2-8]、送電線ならびに熱輸送管は既に建設されたものと仮定し、最適化を行う際これらの建設コストは考慮せず最適化の対象としてそれらの建設コストを含まないものとする。

4) 各需要家の延床面積は、中小規模の建築物を想定し、表 2-5 のように定める。

表 2-5 各需要家の延床面積

需要家	延床面積	用途
事務所	2,000 m ² (5F)	事務室 80%, 会議室 15%, ホール 5% (各階)
病院	3,000 m ² (4F)	1F: ロビー 90%, 食堂売店 10%, 2F: 中央診療・検査室 3-4F: 病室 85%, ナースステーションICUなど 15%
店舗	2,000 m ² (2F)	店舗 85%, 事務室 10%, ホール 5% (各階)
集合住宅	4,000 m ² (50 世帯)	家族向け集合、一世帯床面積 80m ² , LD, 和室, 台所, 洋室2, 浴室, 洗面所, 脱衣所, トイレ

5) マイクロガスタービン CGS の構成機器コストを表 2-6 に示す[2-9][2-10][2-11]。

表 2-6 CGS 構成機器の諸コスト

機器名/購入エネルギー	価格/効率
マイクロガスタービン (MGT)	150 [10 ³ 円/kW] 1基当たり容量 45[kW] 発電効率 22.5% 排熱回収効率 41.0%
ヒートポンプ	100x+6000 [10 ³ 円/Mcal/h] COP: 4.0 (暖房), 3.0 (冷房)
ガスボイラー	10 [10 ³ 円/Mcal/h] 熱効率 0.88
二重効用蒸気吸収式冷凍機	26x+17000 [10 ³ 円/Mcal/h] COP:0.8
受電設備	52 [10 ³ 円/Mcal/h]
放熱器	10 [10 ³ 円/Mcal/h]
電力料金	東京電力”業務用電力契約”を適用
ガス料金	東京ガス”小型空調契約”を適用

6) 需要は1年を夏季, 中間季, 冬季の3季に分類し, 1日を24時間帯に分割する。以下に各需要家の日負荷曲線を図示する[2-12][2-13]。

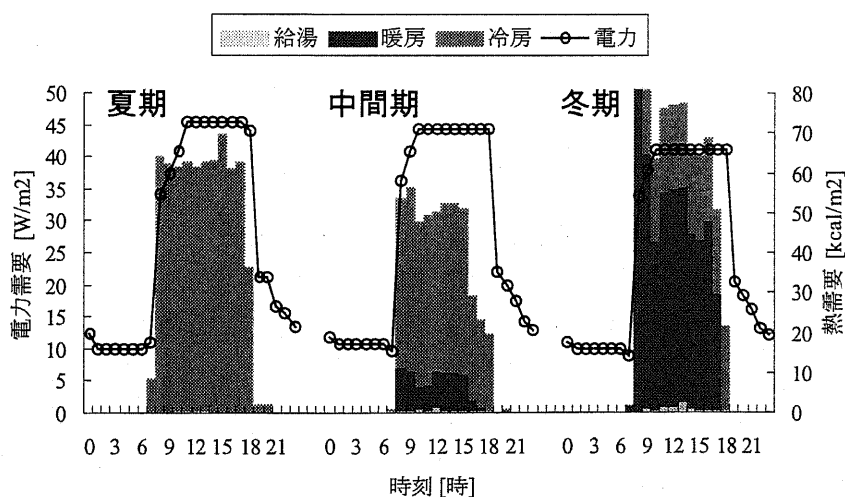


図 2-12 事務所の日負荷需要

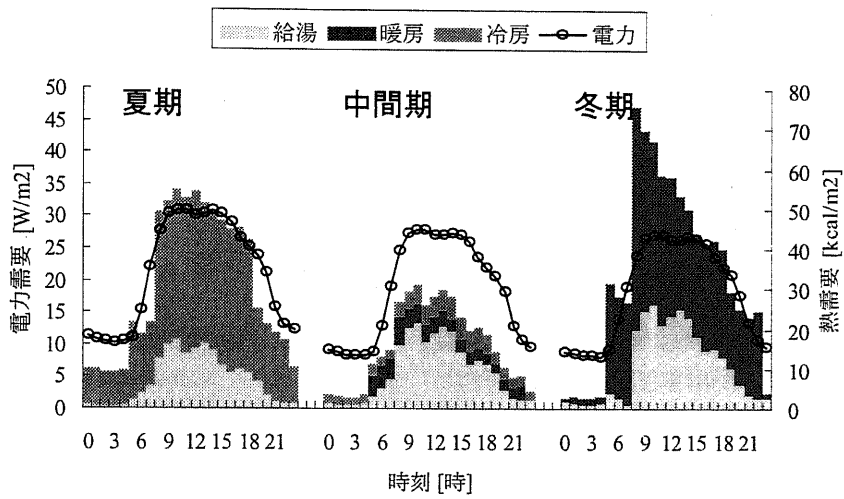


図 2-13 病院の日負荷需要

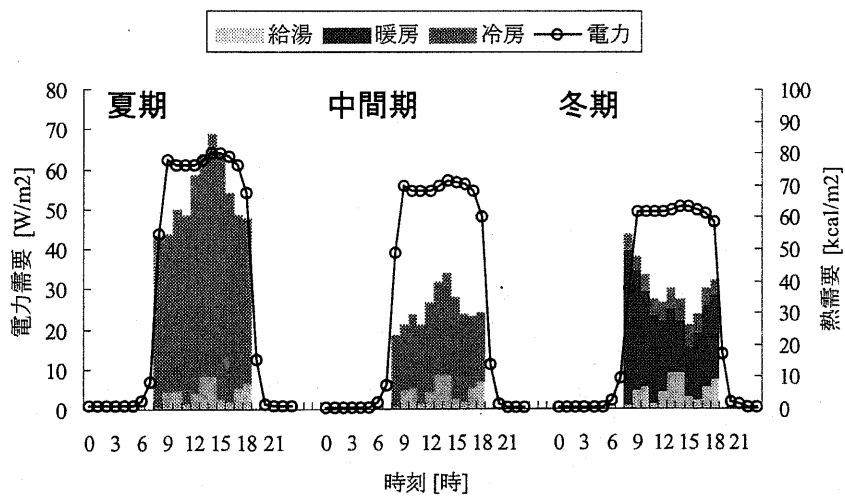


図 2-14 店舗の日負荷需要

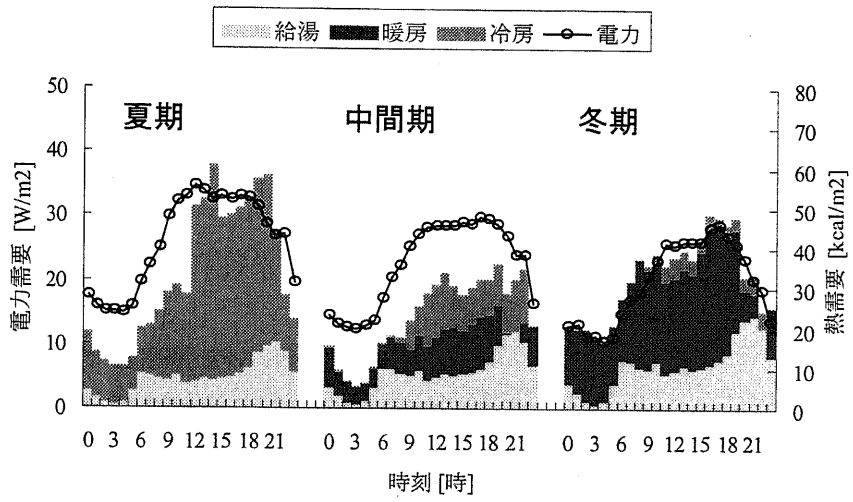


図 2-15 ホテルの日負荷需要

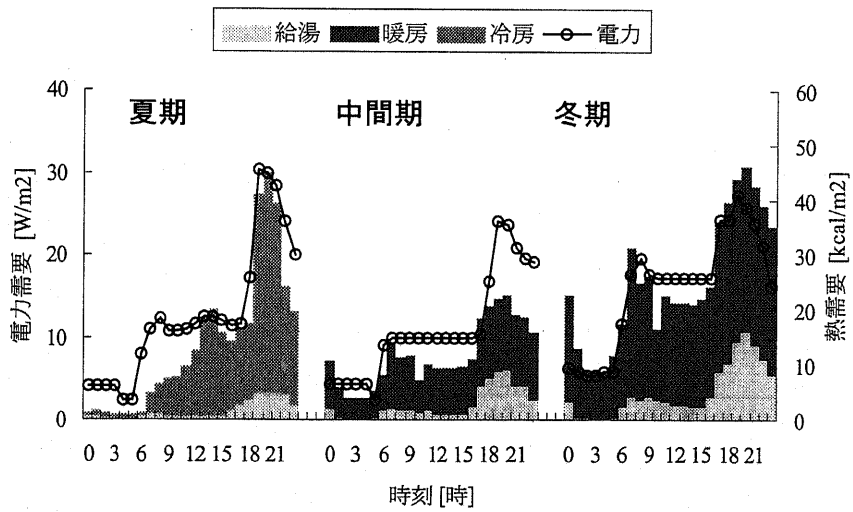


図 2-16 住宅の日負荷需要

各需要家の日負荷を見ると、事務所の場合は電力、熱ともに1年を通じて負荷率が悪く、冬期でも冷房需要が存在する。店舗の場合も同様に、電力、熱ともに1年を通じて負荷率が悪く、一方、病院、ホテルでは1年を通じて給湯、暖房需要が存在し、熱電比が大きいのが特徴であり、現状でのCGSの導入対象としてよく検討されている。住宅の場合は電力、熱需要ともに夜間にピークが存在することが他の需要種に比較して特長的である。

2-5-3. 最適化計算結果

本節では下記2ケースの下で分析した結果を紹介する。

- ① 各プレイヤーが電力融通のみを実施するケース
- ② 各プレイヤーが電力融通、熱融通を実施するケース

最適設備容量、契約量

以下に最適化計算の結果求められた最適設備容量ならびに最適契約量を表2-7、表2-8示す。

表 2-7 電力融通のみを実施するケースにおける最適化の結果

	事務所	病院	店舗	集合住宅
契約電力 [kW]	42.6	37.4	20.9	39.3
ガス契約料 [Mcal/h]	182.7	344.0	374.4	201.1
発電機台数 [台]	1	2	2	1
ヒートポンプ(暖房) [Mcal/h]	141.1	86.2	0.0	23.2
ヒートポンプ(冷房) [Mcal/h]	81.9	64.3	0.0	87.3
ガスボイラ [Mcal/h]	9.6	0.0	27.4	26.2
吸収式冷凍機 [Mcal/h]	57.0	53.7	152.4	72.7
放熱器 [Mcal/h]	0.0	22.6	6.5	0.0

表 2-8 電力融通、熱融通を実施するケースにおける最適化の結果

	事務所	病院	店舗	集合住宅
契約電力 [kW]	42.6	42.1	19.9	47.8
ガス契約料 [Mcal/h]	344.0	344.0	172.0	212.6
発電機台数 [台]	2	2	1	1
ヒートポンプ(暖房) [Mcal/h]	88.9	86.2	41.3	89.5
ヒートポンプ(冷房) [Mcal/h]	26.3	41.1	112.1	40.3
ガスボイラ [Mcal/h]	0.0	0.0	0.0	36.5
吸収式冷凍機 [Mcal/h]	112.5	78.2	40.3	73.1
放熱器 [Mcal/h]	20.4	15.2	13.4	0.0

電力・熱バランス

各ケースにおける夏季の電力・熱バランスを図 2-17、図 2-18 図示する。

各プレイヤー間において電力融通のみを認めるケースでは、最適化の結果、事務所、病院、集合住宅が昼間に電力を店舗へ託送し、店舗の買電費用を削減する。さらに夜間においては事務所、病院、店舗が集合住宅へ託送し、夜間にピークが発生する集合住宅の電力基本料金、MGT 設備費の削減に貢献していることが分かる。

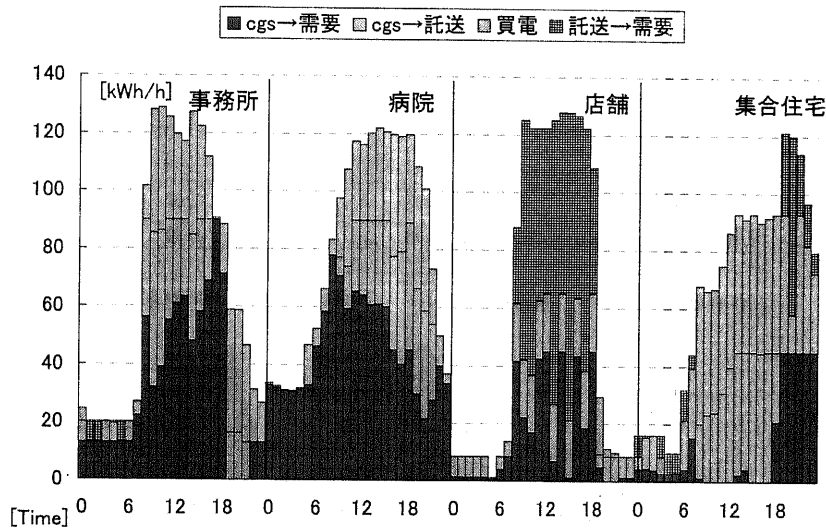


図 2-17 夏季に於ける電力バランス(電力融通のみを実施するケース)

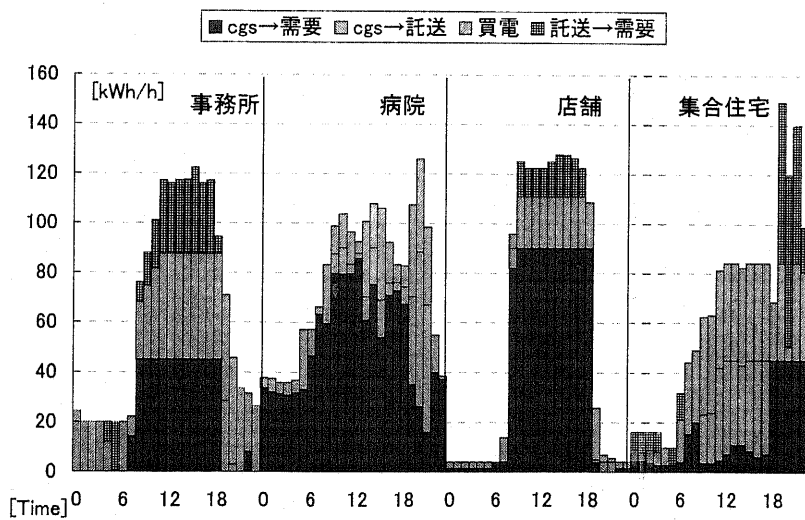


図 2-18 夏季に於ける電力バランス(電力・熱融通を実施するケース)

各プレイヤー間において電力融通、熱融通を認めるケースでは、最適化の結果、電力フロー図において病院、集合住宅が昼間に事務所、店舗へ電力、熱を搬送し、事務所、店舗の電力契約料ならびに購入量に関わるコストを削減する。とくに夜間にピークの存在する集合住宅の場合、単独運用すると昼間のCGS稼働率が減少する傾向にあるので、ネットワークで連携することにより昼間もCGSを稼働し、CGS稼働率をアップさせている。他方、夜間においては主に病院から集合住宅へ電力輸送を実施し、集合住宅の電力契約量、購入量、MGT建設費の削減に貢献する結果となった。熱バランス(図 2-19)についても電力バランスを反映した結果となっており、昼間において病院、集合住宅から事務所、店舗に蒸気が輸送され、夜間においては病院から集合住宅へ輸送される結果となった。

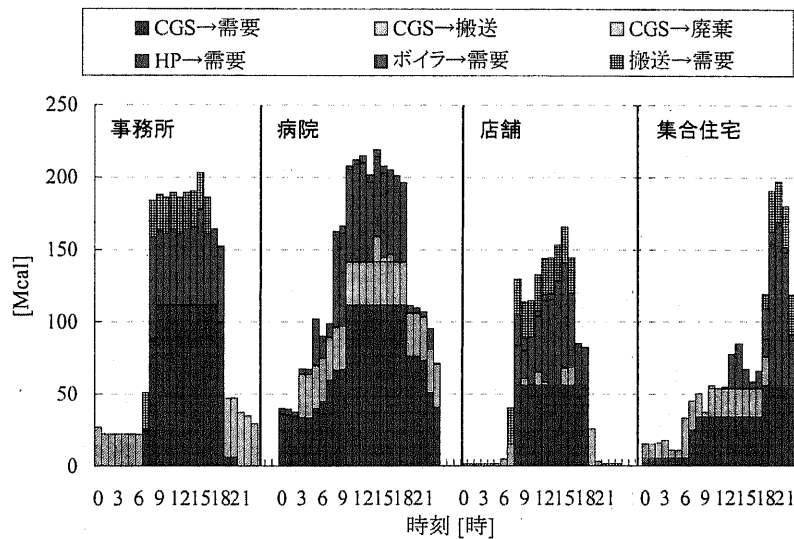


図 2-19 夏季に於ける熱バランス(電力・熱融通を実施するケース)

2-5-4. 仁の適用による利得配分最適化

表 2-9、表 2-10、図 2-20～図 2-23 に各ケースにおける利得再配分の結果を示す。電力融通のみを実施するケースでは、図も合わせて参考によると、主に事務所、病院、住宅が MGT で発電し、電力託送、熱輸送を他の需要家へ行っていることから、集合運用の経済的運用に関して、これらのプレーヤーがネットワーク形成のための強い影響力を持っている。そのため表より、協調してネットワークを形成するためには、主に事務所、病院、住宅に資金を移転する必要があるといえる。

同様に電力融通、熱融通を認めるケースでは、図も合わせて参考によると、主に病院、住宅が MGT で発電し電力託送、熱輸送を他の需要家へ行うので、ネットワークを形成し、集合運用に経済的インセンティブを与えるためには、表より影響力の強い病院、住宅に資金を移転する必要があるといえる。

表 2-9 ゲーム理論による利得再配分の結果(電力融通のみ)

	全体提携時の利得	仁	
		再配分	移転額
事務所	-98.4	19.4	117.8
病院	-83.6	32.0	115.6
店舗	365.6	15.4	-350.2
住宅	189.0	305.9	116.9

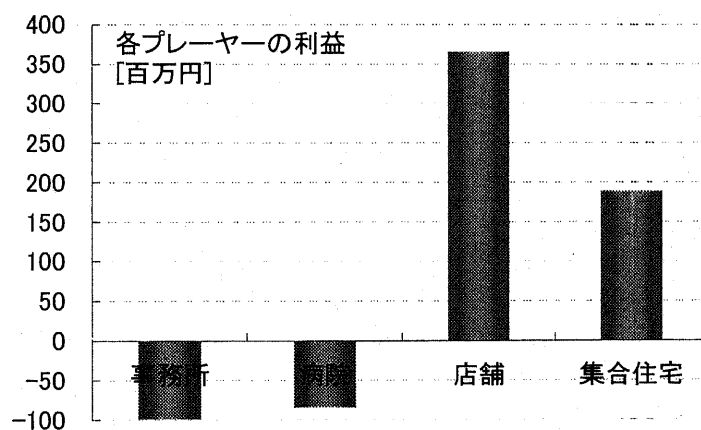


図 2-20 全体提携形成時の各プレーヤーの利得(電力融通のみ)

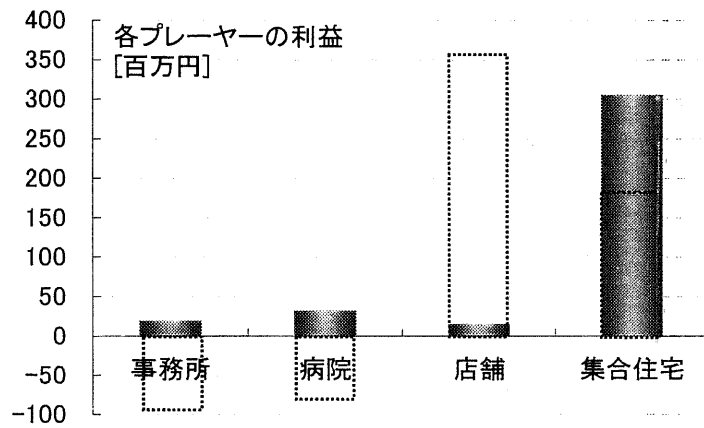


図 2-21 仁適用後の各プレイヤーの利得(電力融通のみ)

表 2-10 ゲーム理論による利得再配分の結果(電力融通、熱融通)

	全体提携時の利得	仁	
		再配分	移転額
事務所	123.9	20.5	-103.4
病院	-44.4	31.5	75.9
店舗	96.1	22.4	-73.7
住宅	222.7	323.9	101.2

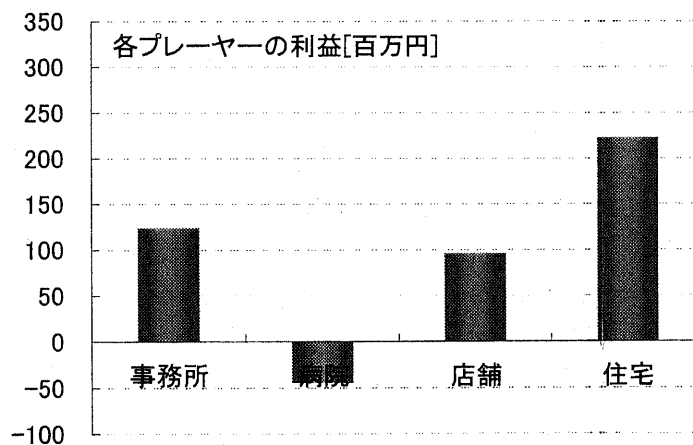


図 2-22 全体提携形成時の各プレイヤーの利得(電力融通、熱融通)

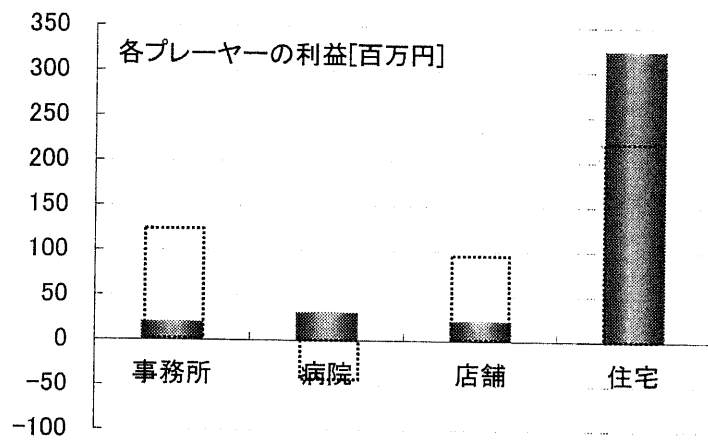


図 2-23 仁適用後の各プレイヤーの利得(電力融通、熱融通)

2-6. 実存地域における分析

本節ではCGS ネットワーク化による最適運用法を実存地域へ適用することを目的として、東京都心東部地域へのCGS ネットワーク導入可能性に関して、同じくゲーム論を適用することにより評価を行う。

2-6-1. 地域需要の設定

本モデルでは、AGS における THP から提供を受けた東京都心地域の GIS データをもとに CGS 導入対象地域を選択した。この GIS データの内容は縦 250m、横 250m のメッシュ内における各業種用途別の建築物の建物面積、ならびに延床面積が含まれている。業種としては官公庁施設、教育文化施設、事務所建築物、集合住宅など多数が含まれている。下図 2-24 はこれらの延床面積に対して、前節において図示した空調衛生工学会標準需要データを掛け合わせることによりエネルギー(電力、暖房、給湯、冷房)需要を算出し、それらの一年間の総和を表示したものである。なお住商併用建築物に関しては、住居：商用施設=7：3の割合で設定し算出している。

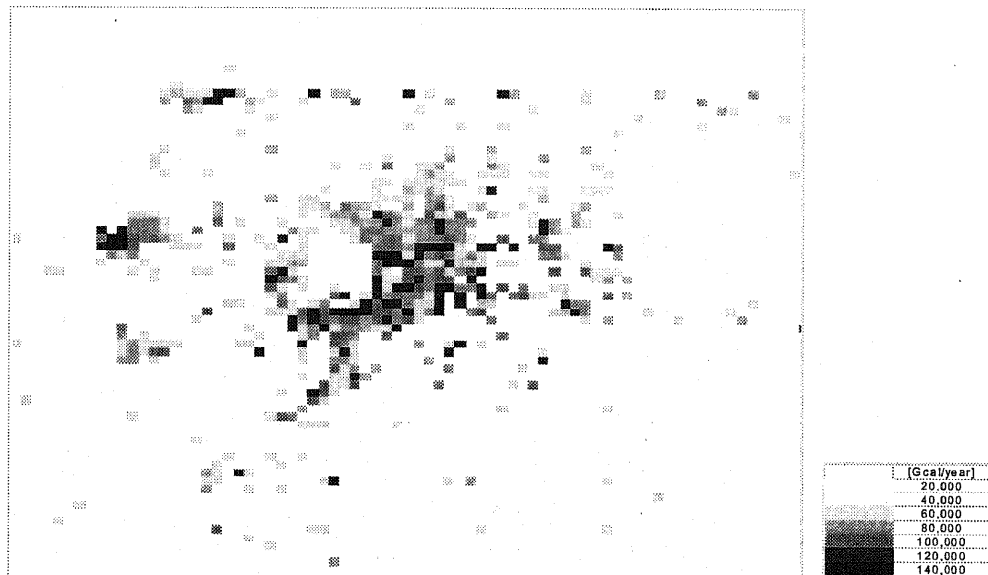


図 2-24 東京都心地域エネルギー需要マップ(一年間の電気、熱需要の総和を表示)

2-6-2. CGS ネットワークシステムの想定

実存地域の CGS ネットワークに関しては、ガスタービン CGS を 4 地域間において電力、蒸気をネットワーク化するものと仮定した。想定したシステムを下図 2-25、図 2-26 に示す。なお本ケースでの CGS は通常の中規模ガスタービンを想定するため、建設コストに規模の経済を想定し、 $150x+20000$ [千円]と仮定した[2-13]。

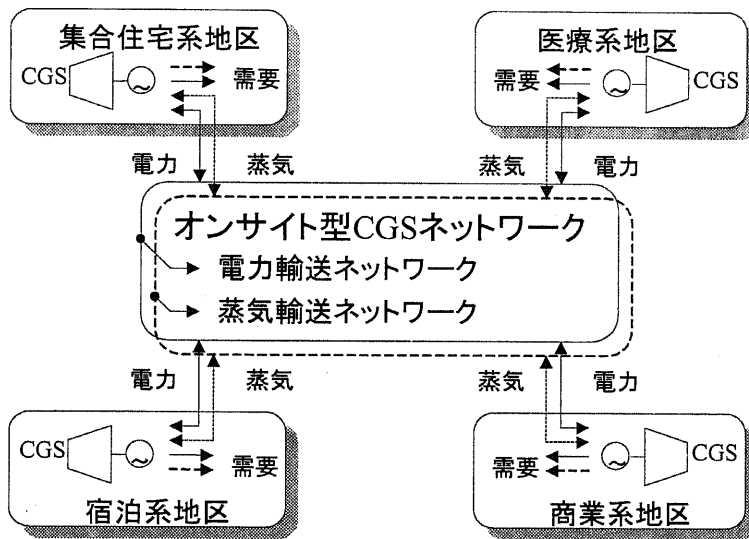


図 2-25 東京都心部 4 地域間の CGS ネットワークモデル

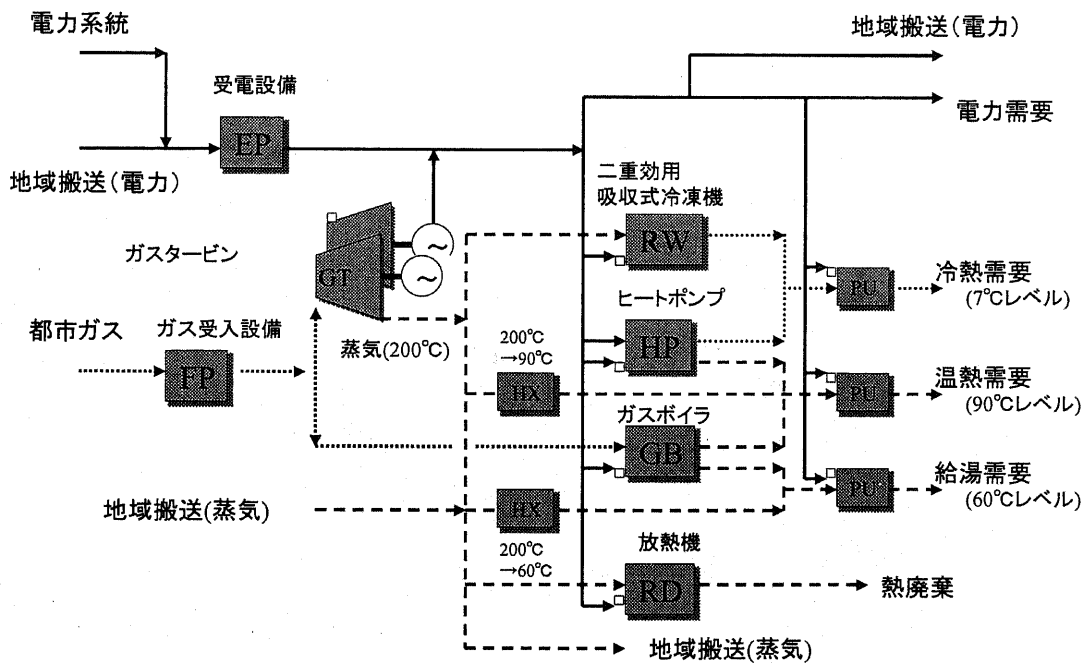


図 2-26 想定したガスタービン CGS

本稿では下記4地域においてCGSネットワークを適用した。

下図2-27に各4地域(各250m×250m)における民生部門建築物の延床面積構成を図示する。各地域の床面積の構成から、“集合住宅系”、“医療施設系”、“宿泊施設系”、“商業施設系”とした。なお、各地域の総床面積は“集合住宅系”403[千㎡]、“医療施設系”225[千㎡]、“宿泊施設系”118[千㎡]、“商業施設系”175[千㎡]となっている。

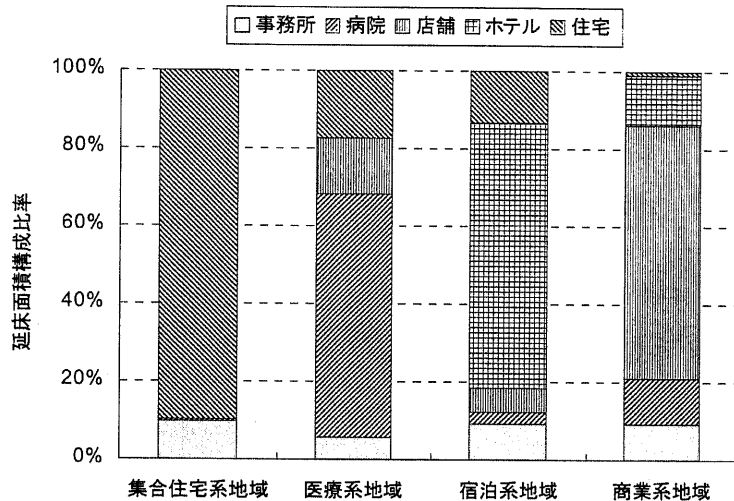


図 2-27 各地域延床面積構成比

上記の床面積に対し、標準日負荷を乗じたものを下図2-28～図2-30に図示する。

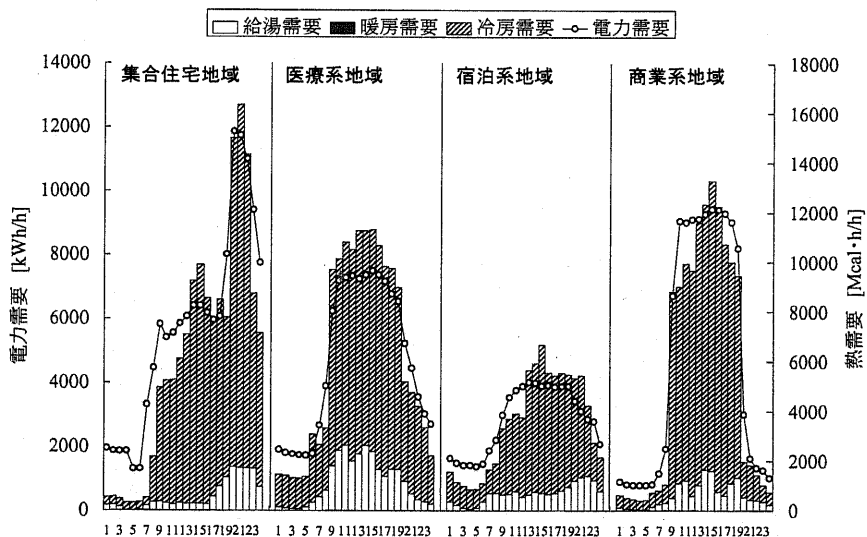


図 2-28 各地域エネルギー需要(夏期)

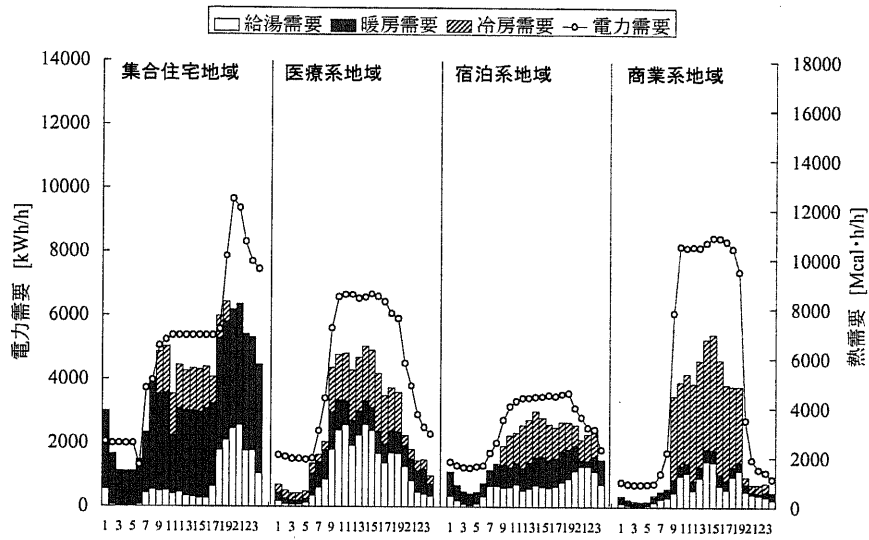


図 2-29 各地域エネルギー需要(中間期)

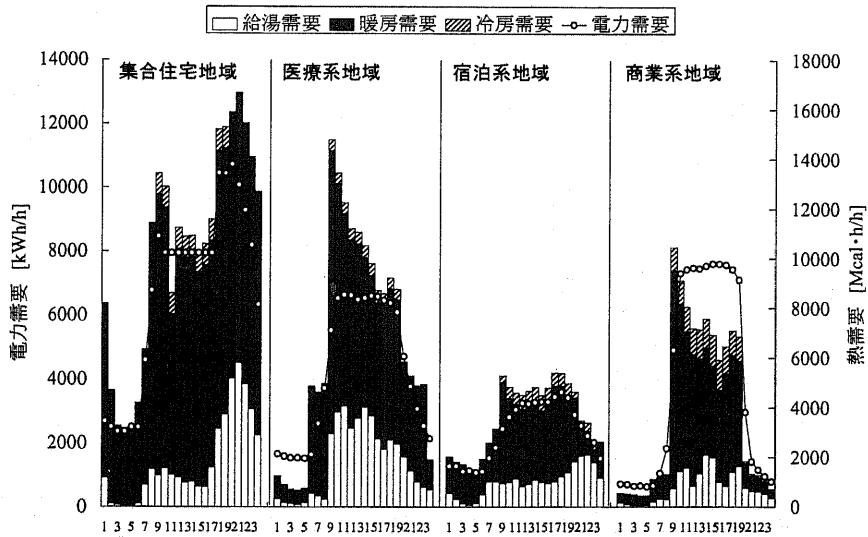


図 2-30 各地域エネルギー需要(冬期)

2-6-3. 最適化計算結果

本節においても同様に、各 4 地域において電力のみを融通する場合、電力、蒸気双方を融通する場合について計算を行う。はじめに 4 地域間で総コストを最小化した際の電力バランス、熱バランスについて図示する。

電力融通のみを実施するケース

図 2-31～図 2-33 に各季節別の電力需給フロー、図 2-34～図 2-36 に各季節別の熱需給フローを図示する。

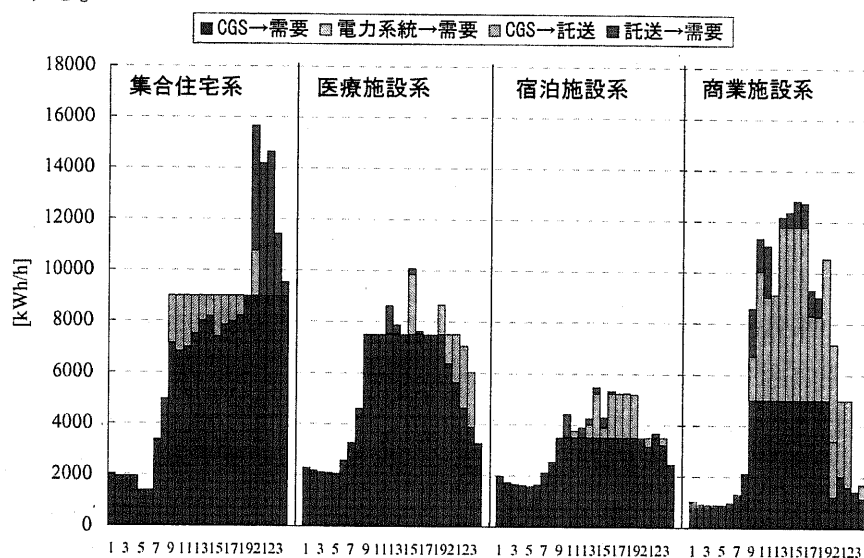


図 2-31 電力フロー図(電力融通のみ、夏期)

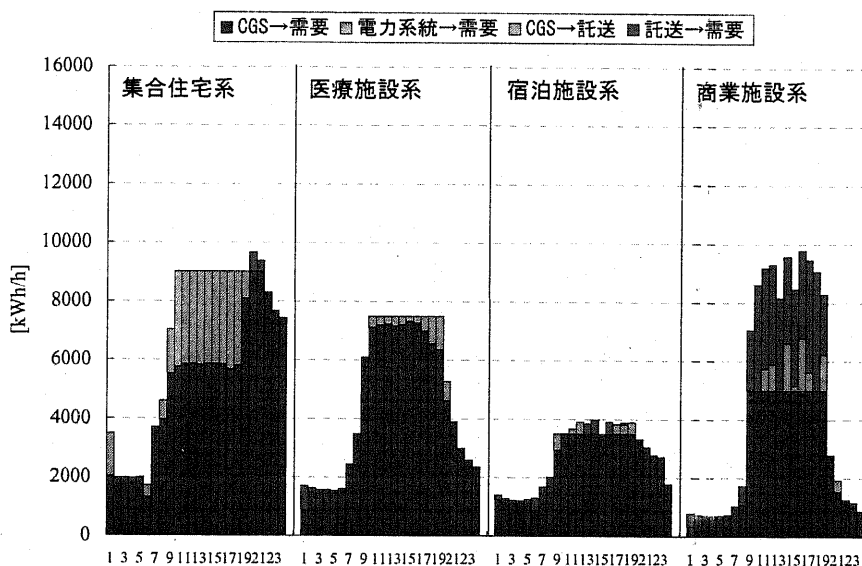


図 2-32 電力フロー図(電力融通のみ、中間期)

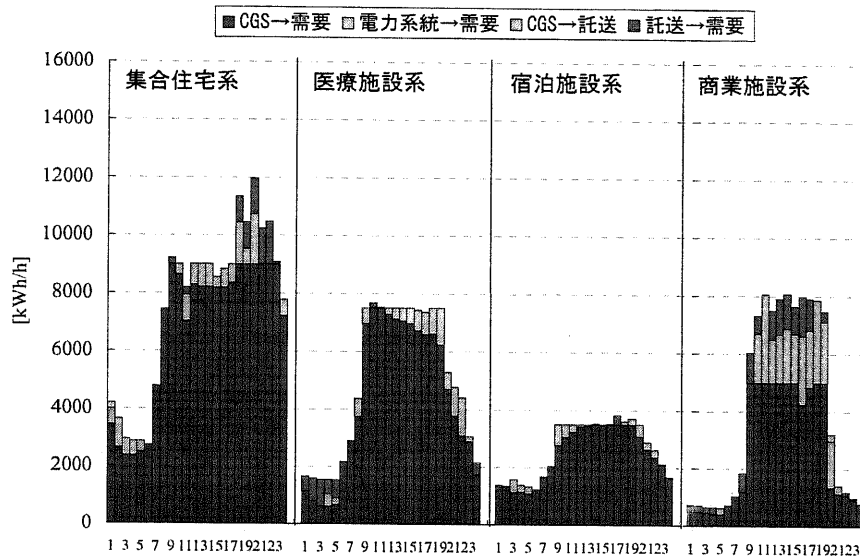


図 2-33 電力フロー図(電力融通のみ、冬期)

夏期において、昼間の時間帯は集合住宅系から負荷率の悪い商業施設系へ電力託送が行われ、集合住宅系の CGS 設備利用率が上昇するが、夜間においてはおもに医療施設、商業施設系より集合住宅系へ電力託送が行われる。中間期、冬期の昼間においては集合住宅系、医療施設系から商業施設系へおもに電力託送が行われ、商業施設系における電力契約量の削減などに貢献している。

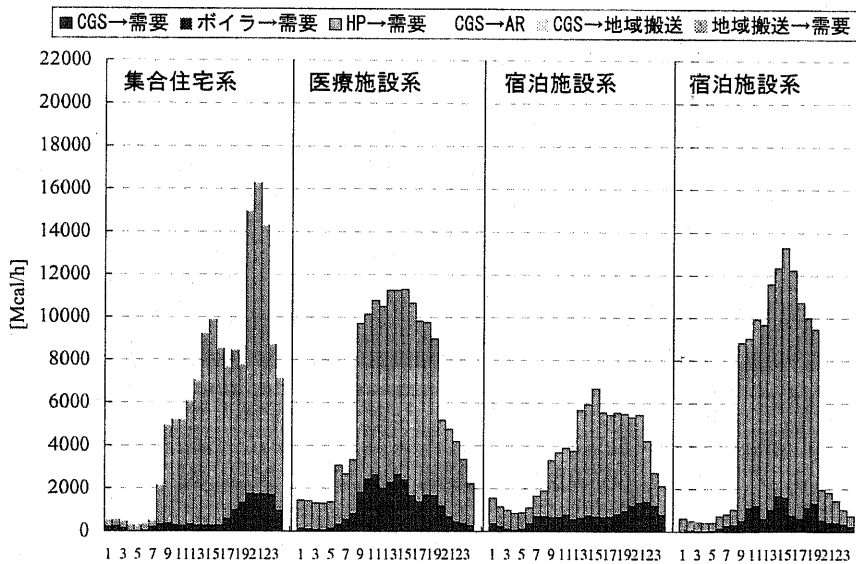


図 2-34 熱フロー図(電力融通のみ、夏期)

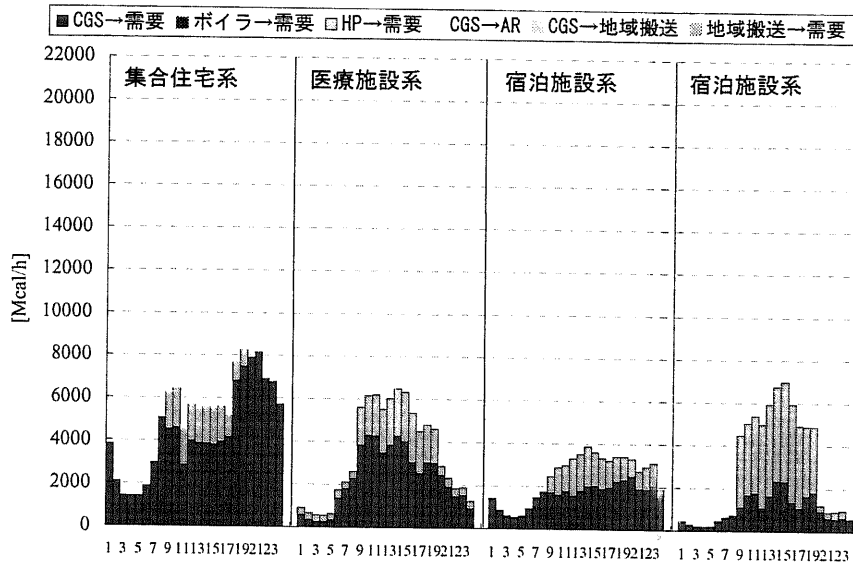


図 2-35 熱フロー図(電力融通のみ、中間期)

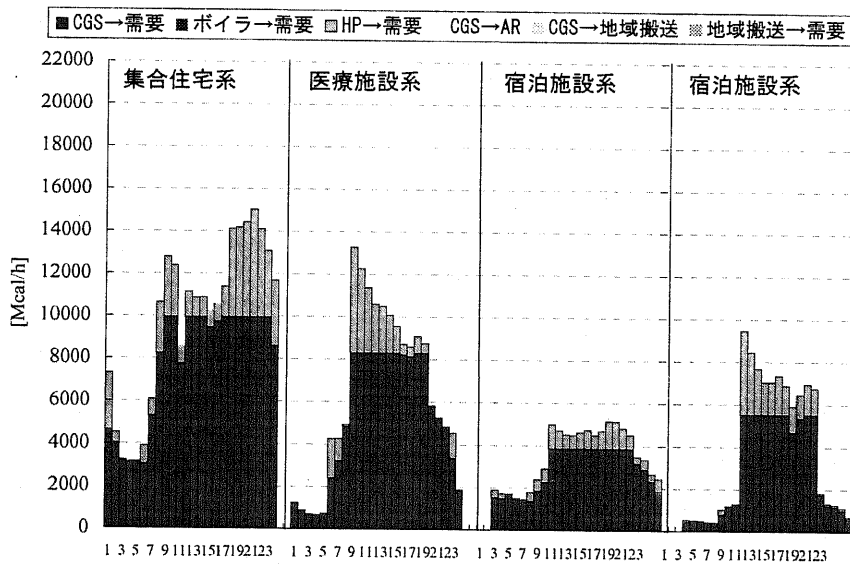


図 2-36 熱フロー図(電力融通のみ、冬期)

夏期においてはどの地域においても CGS 排熱があまり利用されない結果となった。これは夏期の熱需要はほとんど冷熱需要であるが、吸収式冷凍機のコスト、効率はヒートポンプのそれに比較して劣るため、CGS は発電にのみ専ら利用され、冷熱需要はヒートポンプ

を駆動することにより供給しているからである。中間期、冬期においては給湯、暖房需要が増加するため、CGS 排熱も有効利用される結果となっている。

電力、熱融通を実施するケース

図 2-37～図 2-39 に最適電力需給、図 2-40～図 2-42 に最適熱需給を各季節別に図示する。

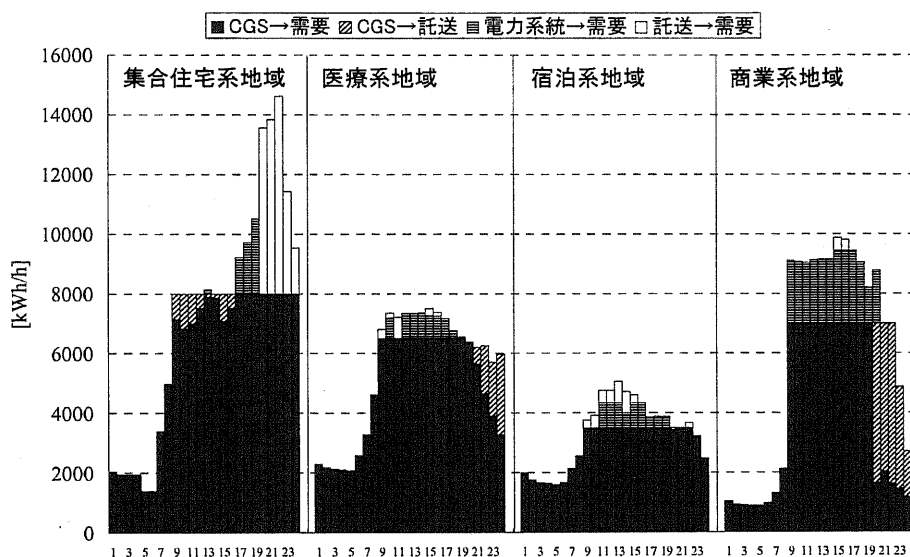


図 2-37 電力フロー図(電力、熱融通、夏期)

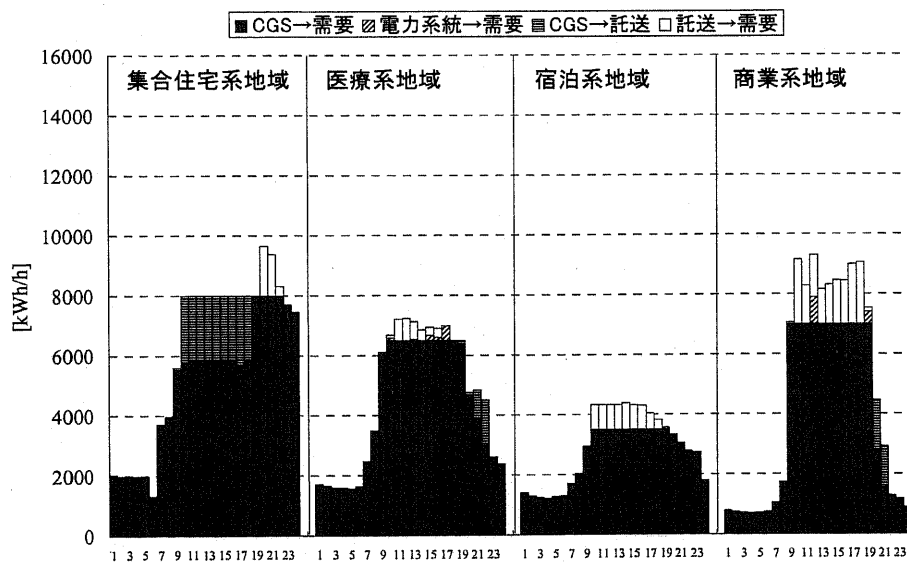


図 2-38 電力フロー図(電力、熱融通、中間期)

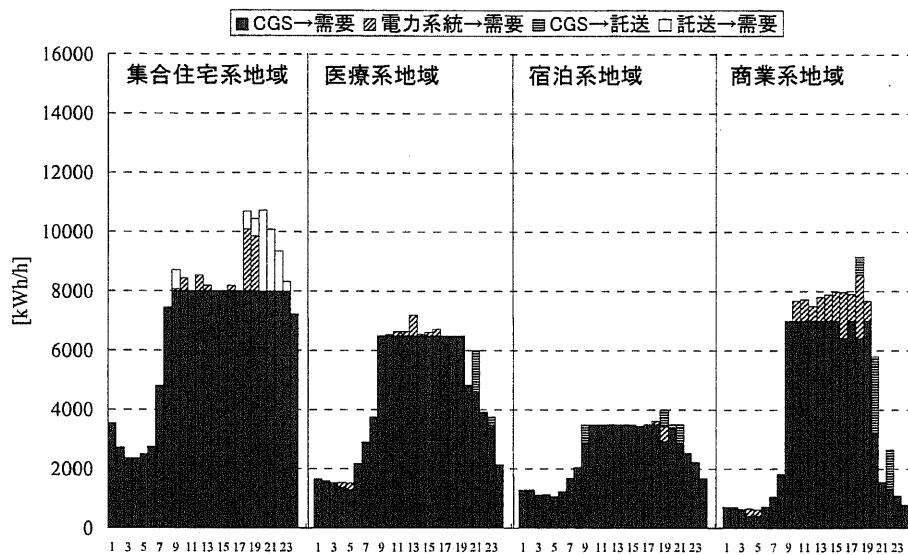


図 2-39 電力フロー図(電力、熱融通、冬期)

夏期昼間においては、集合住宅系から医療施設系、宿泊施設系、商業施設系へ電力託送が行われ、夜間においては医療施設系、商業施設系から集合住宅系へ電力託送が行われ、設備コスト、電力契約量など削減に寄与している。中間期昼間においては集合住宅系から主に商業施設系へ電力託送が行われ、冬期夜間においては医療施設系、商業施設系から集合住宅系へ電力輸送が行われる。

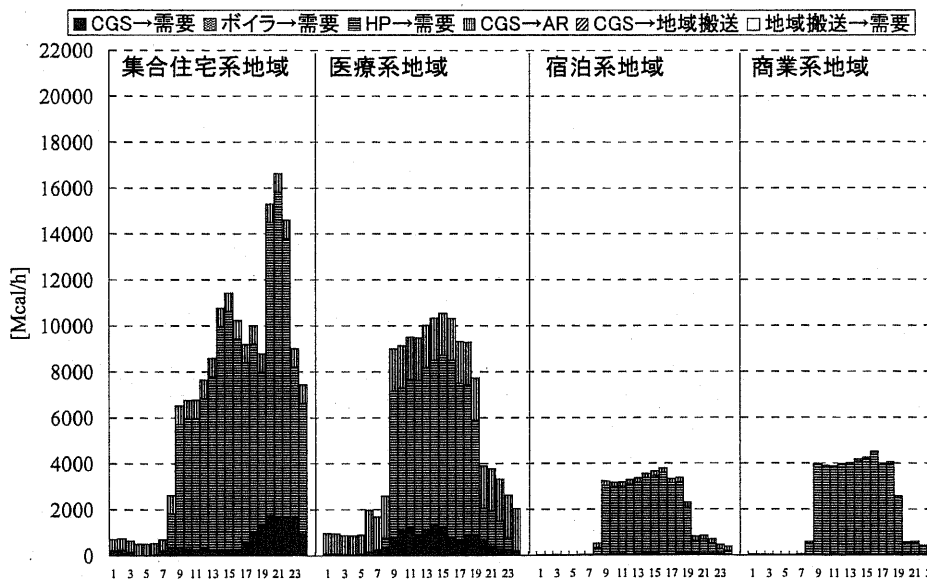


図 2-40 熱フロー図(電力、熱融通、夏期)

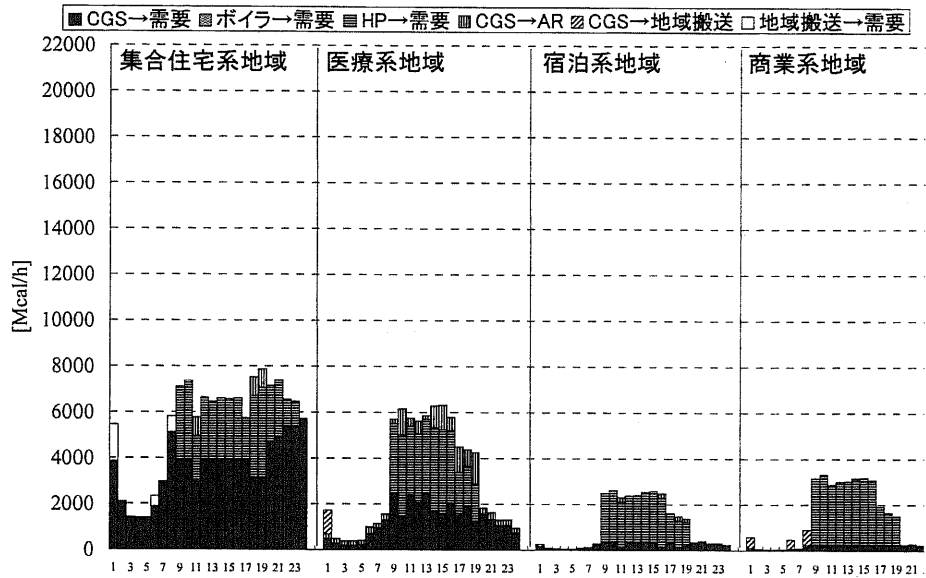


図 2-41 熱フロー図(電力、熱融通、中間期)

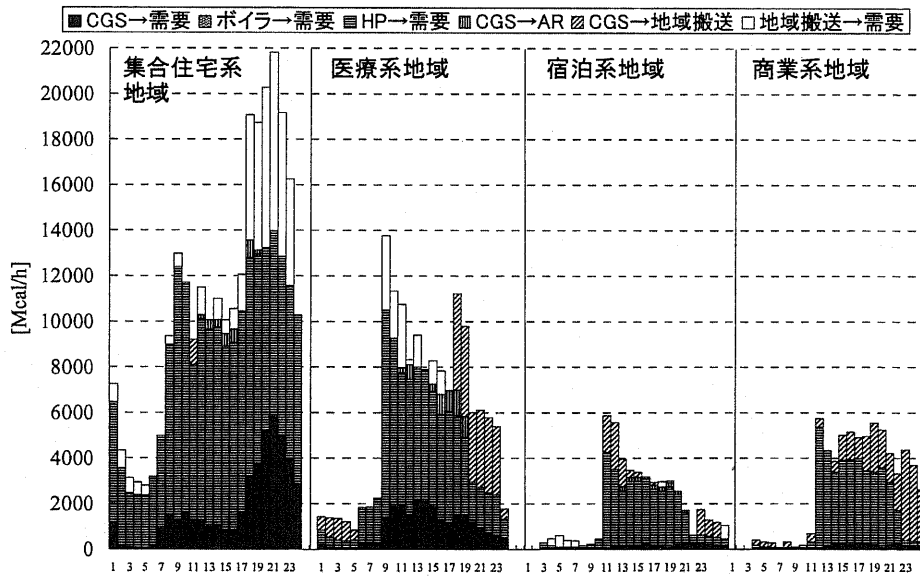


図 2-42 熱フロー図(電力、熱融通、冬期)

熱需要が相対的に少ない夏期、中間期においては地域間において熱輸送は行われず、冬期においてのみ蒸気輸送が行われた。冬期昼間においては宿泊施設系、商業施設系から集合住宅系、医療施設系へ熱輸送が行われ、夜間において、集合住宅系はヒートポンプ、ガスタービンを増設して熱需要を賄わず、医療、宿泊施設系、ならびに通常夜間稼働率の低い商業施設系から蒸気輸送を受け入れている。

2-6-4. 仁の適用による利得配分最適化

下表 2-11、表 2-12 に仁により各地域がネットワークを構成するインセンティブを与えるために、各地域の利得を再配分した結果を示す。表中の全体協力時の利得とは、各地域が単独でCGS運用を行う際のコストからネットワーク形成時のコストの差分をとった数値である。

電力融通のみを実施する場合、表より、ネットワークを形成することにより集合住宅系、宿泊施設系、商業施設系地域がネットワーク形成により利得を得て、医療施設系が逆に損することになるが、システム全体でみれば利得が生まれる結果となっている。

電力、熱融通を実施する場合、表より、ネットワークを形成することにより集合住宅系、宿泊施設系地域がネットワーク形成により利得を得て、医療施設系、商業施設系が逆に損することになるが、システム全体でみれば利得が生まれる結果となっている。

しかしながら、全体で利益が得られても個々のプレイヤーの観点からみると必ずしも最適なコスト配分になっていない。

そこで仁により利得の再配分を行うと、電力のみ融通ケースの場合、ネットワーク化により利得を享受している集合住宅、宿泊、商業施設系から医療施設系へ利得の再配分が行われている。

また電力、熱融通ケースの場合、ネットワーク化により利得を享受している集合住宅、宿泊施設系施設から医療施設系、商業施設系へ利得の再配分が行われている。言い換えると、表中の移転額に相当するコストを集合住宅系、宿泊系地域が余計に負担し、医療施設系、商業施設系施設の負担が緩和されることを意味する。この移転を考慮に入れないと医療系、商業系地域が部分的協力によってより多くの利得を得ようとするインセンティブが強く働く可能性があり、利得の移転が全体協力維持の観点から必要性が高いことが分かる。

表 2-11 各地域への利得配分(電力融通のみ)

[千円]	全体協力時の利得	仁	
		再配分	移転額
集合住宅系	54181	148728	94547
医療施設系	-26664	1457	28121
宿泊施設系	524	406	-118
商業施設系	124587	2037	-122550
計	152628	152628	

表 2-12 各地域への利得配分(電力融通のみ)

[千円]	全体協力時の利得	仁	
		再配分	移転額
集合住宅系	161365	151250	-10115
医療施設系	-299	1542	1841
宿泊施設系	3778	380	-3398
商業施設系	-9331	2342	11673
計	155514	155514	

2-6-5. CGS ネットワークの環境性、省エネルギー性

下図 2-43、図 2-44 に CGS 単独運用時、ネットワーク運用時(電力、熱融通ケース)における各地域の二酸化炭素(CO₂)排出量を図示する。ただし電力の CO₂ 排出原単位は火力平均原単位(181.1g-C/kWh)を適用した。ネットワークを形成することにより CGS から発生した電力、熱を相互融通しコスト低減を図るので、そのため必然的に天然ガスの消費量も増加することから各地域において都市ガス消費量が増加する(53.1g-C/kWh)。中でもネットワーク形成時において、電力、熱を集合住宅系地域に輸送し、そのエネルギーシステムコスト削減を担う商業施設系地域の都市ガス消費量が増加する。しかしながら、都市ガス消費量の増加以上に、特に集合住宅系、商業施設系において電力購入量が削減されるため、それを起源とする CO₂ 排出量が削減される結果となり、結局、単独運用時に比較してネットワーク形成時における CO₂ 排出量が抑制される。

また省エネルギー上においても、CGS ネットワーク形成により都市ガス消費量が増加するが、それ以上に系統からの電力購入が抑制されるため(1kWh=2.45Mcal=0.86/0.351Mcal)省エネルギーが達成される結果となった。

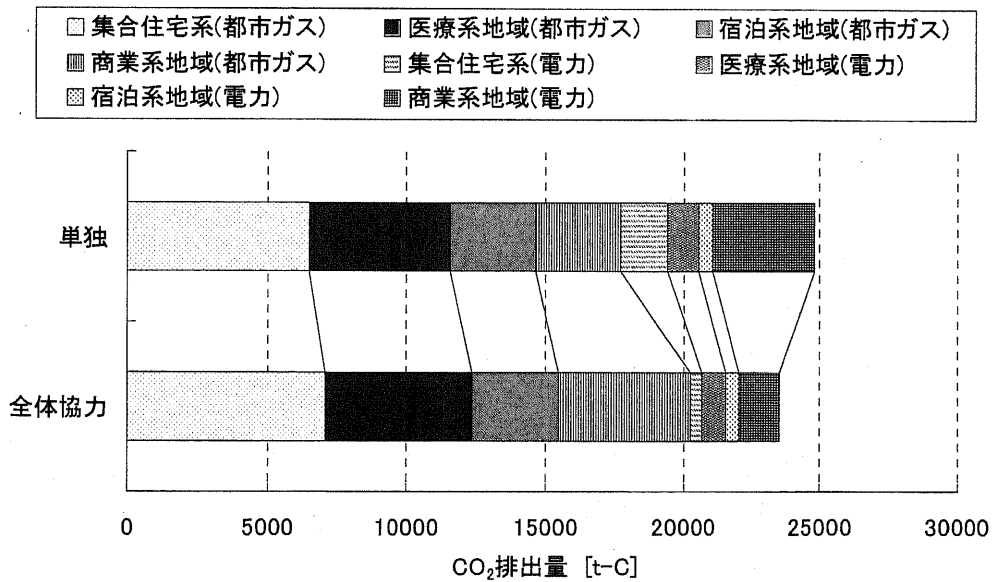


図 2-43 各地域の CO₂ 排出量(電力、熱融通)

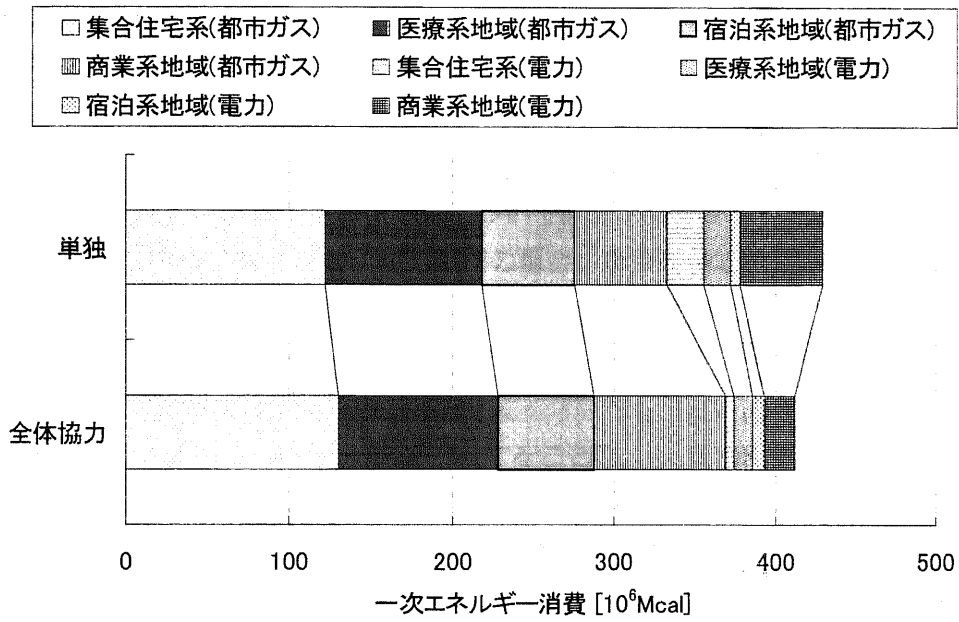


図 2-44 各地域の一次エネルギー消費量(電力、熱融通)

2-7. 本章のまとめ

本節では、電力輸送、蒸気輸送による CGS ネットワークをつうじたコスト削減効果、ゲーム理論による各プレイヤーへのネットワーク形成インセンティブの付与ならびに CGS ネットワークの環境性、省エネルギー性について評価、分析を行った。

その結果 CGS は、特に業務、住宅部門の場合、単独運用ではその経済性、環境性が需要家の条件(熱電比など)に大きく依存、左右される結果となってしまうが、CGS をネットワーク化することにより、日負荷パターンが相互に異なる中小規模需要家において経済性が達成される結果がえられた。

また東京都心地域の GIS データを利用することにより、CGS ネットワークを実存地域に適用したケースにおいても分析を行った。その結果、システム全体において経済性、環境性、省エネルギー性が達成され、傾向として昼間においては電力、蒸気ともに稼働率の低い住宅系地域から、商業、宿泊施設系地域に輸送され、夜間においては医療系、商業施設系地域から需要ピークが夜間に存在する住宅系へ輸送される結果となった。

この下で仁による利得配分を実施すると、ネットワーク化によりエネルギー供給コスト削減効果を得た集合住宅、宿泊系地域から、医療系、商業系地域へ利得が移転する傾向が得られた。よって各地域がネットワークを形成し協力してより経済的運用を達成するためには、場合によっては全体協力維持の観点から利得の移転を通じて各地域が公平に経済的メリットを得る必要があることが協力ゲーム理論より定量的に示された。

現実に本節における手法を運用する場合、まず建築物もしくは地域の需要を計測し、対象機器データを収集、調査し、これらを最適化モデルの入力データとする。最適化計算後、コアを定式化し、コアの領域が存在するか確認する。コアの領域が存在する場合、地域間のエネルギー融通により大きなコストメリットが発生することを意味する。そしてコアが存在する場合、仁を適用することにより各地域が負担すべき最適なエネルギー供給コストを求め、各地域にその額による負担を提案することが考えられる。

今後の検討項目としては、熱供給管建設実施を考慮に入れた評価が挙げられる。

参考文献

- [2-1] 柏木：「分散型電源システムの最新動向と将来展望」－各種電力資源の特徴・市場性から導入計画・採算性・系統連携技術まで－、エヌ・ティー・エス、2001年
- [2-2] 柏木：「天然ガスコージェネレーションマニュアル」、日本エネルギー学会編、日本工業出版、2000
- [2-3] Dash Associates Limited: 「XPRESS-MP REFERENCE MANUAL Release 11」, (1999)
- [2-4] 鈴木：「新ゲーム理論」, 劉草書房, 1994年
- [2-5] 行方, 行方：「はじめてのゲーム理論」, エフ・コピント富士書院 (1995)
- [2-6] 千葉：「蒸気・高温水システム－配管系の設計から施工まで」, (財)省エネルギーセンター(1990)
- [2-7] 辻他、「環境負荷低減を目的とした新しい自立分散型都市エネルギーシステム」、平成12年度未来開拓学術研究推進事業研究成果報告書
- [2-8] 秋澤、柏木：「共同溝と単独溝のLCA比較」、第21回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, pp311-316 (2002)
- [2-9] 経済調査会：「積算資料」, 2000年5月号 (2000)
- [2-10] 建設物価調査会：「建設物価」, 1997年9号 (1997)
- [2-11] 「マイクロガスタービンの開発動向と将来展望」, エヌ・ティー・エス (2001)
- [2-12] 空気調和・衛生工学会：「都市ガスによるコージェネレーションシステム計画・設計と評価」, (1994)
- [2-13] 日本コージェネレーション研究会：「コージェネレーション COGEN-PLAN1.31 ユーザーズマニュアル」, (1993)

3. 日本の民生部門へのオンサイト電源導入可能性評価

3-1. はじめに

日本のエネルギー需要は最終消費量にて1996年～2000年の5年間、年平均換算で0.92%の伸びを示している。このうち、民生部門のエネルギー需要は2000年で 995×10^{12} kcal(業務 463×10^{12} kcal、家庭 532×10^{12} kcal)であり、全体の26.5%(業務12.3%、家庭14.2%)を占める[3-1]。また、1996年以降5年間における民生部門の最終エネルギー消費量の年平均伸び率は1.1%であり、全体の伸びを上回っている。業務部門に関しては事務所建築物をはじめとした延床面積が増加傾向にあり、家庭部門に関しても給湯需要などアメニティー志向の影響から世帯あたりエネルギー消費量が増加している。このように民生部門におけるエネルギー需要は増加基調にあり、今後の景気回復などの経済要因も考慮に入れば、将来的に見てさらに増加することが想定される。このような背景の下で、生活水準の向上や経済活動を抑制することなく省エネルギーを達成し、二酸化炭素の排出量を削減するためには省エネルギー技術導入をより一層加速させることが必要である。そこで本報告では省エネルギー技術として近年技術開発が進められているコージェネレーションシステム(CGS)を取り上げ、日本各地域における業務、家庭部門への導入効果を評価する。

1999年度における日本の民生部門、産業部門におけるコージェネレーションシステム(CGS)の導入実績をみると、民生部門において983 [MW]、産業部門において3989 [MW]であり、原子力、LNG火力、石油火力、水力などをはじめとした一般電気事業用の発電設備量224,291MW [3-2]に比較すると、民生、産業部門のCGS設備量はあわせて電気事業設備に比較して2.2%とわずかである。

しかし一方で民生、産業部門における最近3年間(1997～1999年)におけるCGS導入伸び率の平均値をみると、11.7%、7.5%であり[3-2]、一般電気事業用の2.7%という伸び率[3-1]に比較して高い伸び率であり、将来を見越せば、近年のCGSの高効率化、小型化、経済性向上により、日本全体におけるCGS普及量もかなり大きくなる可能性が存在する。

これらを考慮すれば、将来的なCGS導入が、既存の一般電気事業者の大規模電源を代替し、これらの電源構成、一次エネルギー消費量や二酸化炭素排出量にも影響をおよぼし、日本の長期的な電源計画にも影響を及ぼすと考えられる。このことからCGS導入が、環境・経済的観点から、エネルギーシステムに改善をもたらすものか定量的に評価する必要がある。

そこで本研究では、日本におけるCGS導入可能性評価を目的として、長期電源構成モデル、CGSモデルを用いることにより日本の発電部門へのCGS導入による一次エネルギー消費削減量、二酸化炭素(CO₂)排出削減量を中心に評価を行う。特に長期的な日本の電源計画を考慮に入れたCGS導入可能性評価はこれまで行われていないことから、マクロ的観点か

らみた CGS 導入評価は意義あるものと考えられる。特に今後の電力需要の推移、各業種の延べ床面積のトレンドを把握した上で今後の技術進歩が見込まれる CGS の普及が、エネルギーシステムに与えるインパクトを定量的に評価することに重点をおく。対象期間は 1990 年から 2050 年までとし、主に業務部門ならびに住宅部門における各業種建築物の新築需要、改修需要を規模別に考慮に入れ CGS 導入対象として評価を行う。

3-2. モデルの概要

3-2-1. 長期電源構成モデル

CGS 導入などのエネルギーシステム改善をはじめとした諸施策は、建造物の新築や改築に伴う導入が検討されるのが一般的であり、より現実とそのポテンシャルを検討するためには、将来の新築、改修需要を予測し評価を行う必要がある。さらに CGS は発電設備であるので、導入が促進されれば、将来の大規模電源建設の回避という電気事業者側のメリットも発生してくるため、将来の大規模電源設備の建設計画とあわせた分析が必要である。

上記のような目的を満たすために、長期電源構成モデルでは、各種の技術的条件などの下、外生的に与えられた将来にわたる需要を満たす電気事業者の総発電費用(電源設備の設備費と燃料費の和)の計画期間内の最小化を通じて、電源設備量や設備の運用を決定する[3-3]。総発電費用としては、沖縄をのぞく電気事業者の総費用とする。

計画期間内のコスト最小化を行うことは、電気事業者が各年ごとにコストが最小化されるように電源計画を行うのではなく、ある程度の将来を見通して電気事業者が現在から将来までのコストを最小化するように電源計画を策定することに相当する。

このモデルを用いれば、電力需要シナリオ、燃料価格シナリオなどを与えれば、計画期間における電源構成、運用パターン、コスト、CO₂排出量を決定することが可能である。

図 3-1 にエネルギーシステムの中での長期電源構成モデルの位置付けを図示する。

以下に目的関数および制約条件を示す。ただし今回 CO₂ 排出量制約を課すケース設定での計算は行っていないので、CO₂ 回収設備は導入されない。

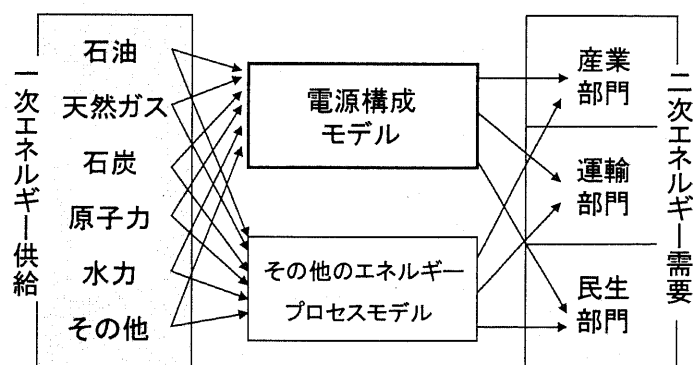


図 3-1 電源構成モデルの位置付け

Objective function:

- Discounted system total cost:

$$TC = \sum_{t=1}^{n_T} \sigma_t \sum_{r=1}^R \sum_{plt=1}^m (Fix_{t,r,plt} + Fuel_{t,r,plt}) \quad (3-1)$$

$$\sigma_t = \left(\frac{1}{1 + disc} \right)^{\tau(t-1)} \cdot \sum_{n=0}^{\tau-1} \left(\frac{1}{1 + disc} \right)^n$$

- Fixed cost:

$$Fix_{t,r,plt} = a_{plt} \sum_{r=1}^R \sum_{\tau=1}^t \gamma_{plt} \cdot YSUM_{r,plt,\tau} \quad (3-2)$$

- Fuel cost:

$$Fuel_{t,r,plt} = b_{plt,t} \sum_{ptn=1}^7 days_{ptn} \sum_{r=1}^R \sum_{hr=1}^{24} X_{t,r,plt,ptn,hr} \quad (3-3)$$

Description of constraints:

- Hourly power supply-demand balance:

$$\sum_{plt \neq pump} X_{t,r,plt,ptn,hr} - X_{t,r,pump,ptn,hr} + INEX_r \cdot EX_{t,r,ptn,hr} = D_{t,r,ptn,hr} \quad (3-4)$$

- Newly-construction and retirement concerning power plant capacity:

$$YSUM_{t,r,plt} = YSUM_{t-1,r,plt} + YN_{r,plt,t} + YPLAN_{r,plt,t} - YN_{r,plt,t-TL_{plt}} \quad (3-5)$$

- Spinning reserve margin requirement:

$$\sum_{r=1}^R \sum_{plt=1}^m FAC_{plt,ptn} \cdot (1 - \alpha_{plt}) \cdot YSUM_{t,r,plt} \geq (1 + \delta) \sum_{r=1}^R D_{t,r,ptn,hr} \quad (3-6)$$

- Power generation limit:

$$X_{t,r,plt,ptn,hr} \leq FAC_{plt,ptn} \cdot (1 - \alpha_{plt}) \cdot YSUM_{t,r,plt} \quad (3-7)$$

- Load following constraints:

$$X_{t,r,plt,ptn,hr+1} \leq (1 + fup_{plt}) X_{t,r,plt,ptn,hr} \quad (3-8)$$

$$X_{t,r,plt,ptn,hr+1} \geq (1 - fdown_{plt}) X_{t,r,plt,ptn,hr} \quad (3-9)$$

- Annual LNG consumption upper limit:

$$\sum_{ptn=1}^7 days_{ptn} \sum_{r=1}^R \sum_{hr=1}^{24} (\beta_{LNG} \cdot X_{t,r,lng,ptn,hr} + \beta_{LNGCC} \cdot X_{t,r,gcc,ptn,hr}) \leq LNGMAX_t \quad (3-10)$$

- Electric power availability for pumped storage:

$$ST_{t,r,ptn,hr} \leq \sum_{plt \neq pump} X_{t,r,plt,ptn,hr} \quad (3-11)$$

- Input-output balance for pumped storage:

$$\sum_{hr} X_{t,r,pump,ptn,hr} = \eta_{pump} \sum_{hr} ST_{t,r,ptn,hr} \quad (3-12)$$

- Interchanged electric power flow constraint:

$$\sum_{r=1}^R INEX_r \cdot EX_{t,r,ptn,hr} = 0 \quad (3-13)$$

- Upper limit of interchanged electric power flow:

$$EX_{t,r,ptn,hr} \leq EU_{r,ptn} \quad (3-14)$$

- Construction upper limit for oil-fired power plant:

$$\sum_{r=1}^R YSUM_{t,r,'Oil'} \leq \sum_{r=1}^R YSUM_{1990,r,'Oil'} \quad (3-15)$$

- Construction upper limit for nuclear power plant:

$$\sum_{r=1}^R YSUM_{t,r,'Nuc'} \leq NUCUP \quad (3-16)$$

Variables for a power generation best mix model

Dimensions:

- hr : Time in a day (1~24)
 m : Total number of power plants (=7)
 n_T : Total number of planning terms (=13)
 plt : Power plant type
 ptn : Seasonal segmentation (summer peak, summer, winter, mid season, summer holiday, winter holiday, mid season holiday)
 r : Electricity supply regions (Hokkaido, Tohoku, Tokyo, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, Shikoku, Kyushu)
 R : Total number of electricity supply regions (=9)
 t : Year in planning horizon
 TL_{plt} : Lifetime of power plant plt

Endogenous variables:

- $EX_{t,r,ptn,hr}$: Interchanged power in year t , region r , season ptn , time hr [kW]
 $ST_{t,r,ptn,hr}$: Storage power in year t , region r , season ptn , time hr [kW]
 $X_{t,r,plt,ptn,hr}$: Power generation in year t , plant plt , season ptn , time hr [kW]
 $YN_{r,plt,t}$: Newly-built capacity of power plant plt in year t [kW]
 $YSUM_{t,r,plt}$: Cumulative capacity of power plant plt in year t , region r [kW]

Exogenous variables:

- a_{plt} : Construction cost of power plant plt [yen/kW]
 $b_{plt,t}$: Fuel unit cost of power plant plt in year t [yen/kWh]
 $days_{ptn}$: Number of days in seasonal segmentation ptn
 $disc$: Discount rate (=5%)
 $D_{t,r,ptn,hr}$: Transmission-end power demand in year t , region r , seasonal segmentation ptn , time hr [kWh]
 $EU_{t,r,ptn,hr}$: Import-export limit of interchanged power in year t , region r , seasonal segmentation ptn , time hr [kW]
 $fdown_{plt}$: Lower limit of load following factor of power plant plt
 fup_{plt} : Upper limit of load following factor of power plant plt
 $FAC_{plt,ptn}$: Utilization factor of power plant plt in seasonal segmentation ptn
 $INEX_r$: Identification of import or export of interchanged power flow in region r (import region = 1, export region = -1)
 $LNGMAX_t$: Upper limit of LNG consumption in year t [t]
 $NUCUP$: Nuclear construction upper limit (=70GW)

$YPLAN_{r,plt,t}$: Planning capacity of power plant plt in year t , officially announced by utilities [kW]

α_{plt} : Internal power consumption rate in power plant plt

$\beta_{LNG,LNGCC}$: LNG consumption per power generation of LNG,LNGCC [t/kWh]

δ : Spinning reserve margin (=5%)

γ_{plt} : Annual expenditure rate of power plant plt

η_{pump} : Storage efficiency

τ : Number of years per one planning term (=5 years)

図 3-2 に長期電源構成モデルの概要図を図示する。

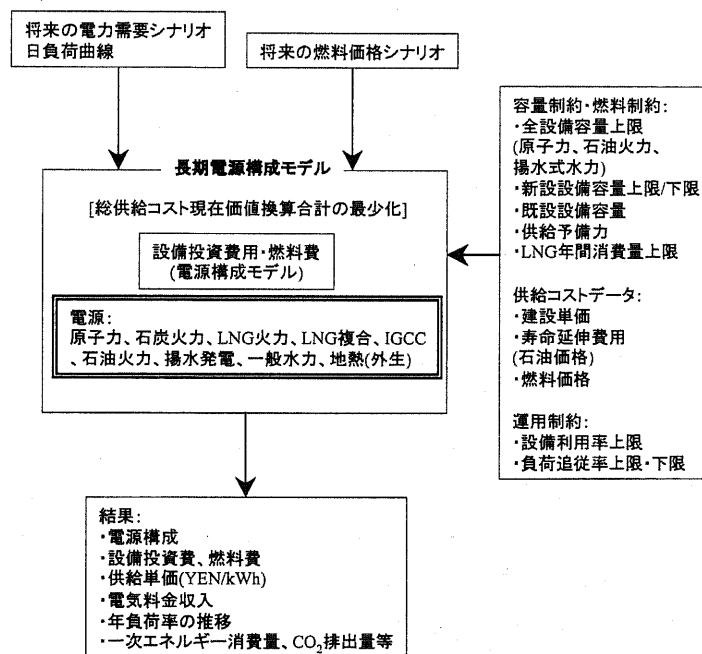


図 3-2 長期電源構成モデルの概要

3-2-2. CGS モデル

本節での CGS モデルは電力需要、熱需要を賄う際の総コストの最小化を目的関数として、線形計画法により最適解を求めるモデルである[3-4]。長期電源構成モデルと同様に、CGS を設置する需要家が将来的な需要の伸びを見越してコストが最小になるような CGS に関する設備計画を行うと考えると仮定して、線形計画法により対象期間内の CGS コストの最小化を行う。

CGS を導入する需要家の構成機器としては、業務部門の場合はガスエンジン、ヒートポンプ、ガスボイラ、吸収式冷凍機を想定し(図 3-3 参照)、住宅部門の場合は、燃料電池、ヒートポンプ、ガスボイラを想定する(図 3-4 参照)。一次エネルギーとしては双方ともに都市ガス、系統電力とする。CGS 導入以前は、業務部門については電力は系統から、熱需要はボイラ、ヒートポンプ、吸収式冷凍機で賄う。住宅部門については電力は系統から、熱需要はボイラ、ヒートポンプで賄うものと仮定する。事業者は設備費と燃料費を加えた総コストが最小になるように各機器の設備容量および運用を最適化する。ただし本報告では逆潮流や熱の質に関しては考慮していない。

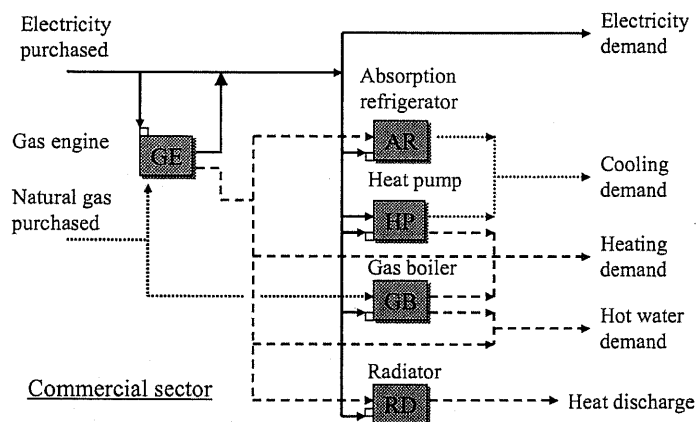


図 3-3 構成機器およびエネルギーフロー(業務部門)

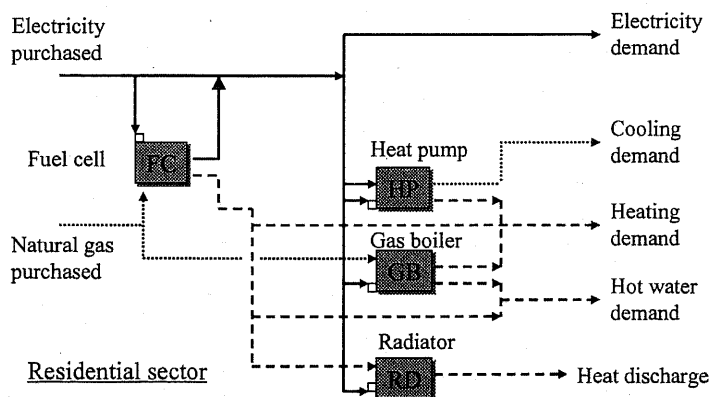


図 3-4 構成機器およびエネルギーフロー(住宅部門)

以下にモデルの定式化を示す。

Objective function:

· Discounted system total cost:

$$TC = \sum_{t=1}^{n_T} \sigma_t \sum_{r=1}^R \sum_{c=1}^{SE} (CSM_{t,r,c} + CSE_{t,r,c}) \quad (3-17)$$

$$\sigma_t = \left(\frac{1}{1 + disc} \right)^{\tau(t-1)} \cdot \sum_{n=0}^{\tau-1} \left(\frac{1}{1 + disc} \right)^n$$

· Fixed cost:

$$CSM_{t,r,c} = \sum_{m=1}^M MUP_m \cdot EXP_m \cdot YCSUM_{t,r,c,m} \quad (3-18)$$

· Operational cost:

$$CSE_{t,r,c} = \sum_{ptn=1}^7 \sum_{hr=1}^{24} \sum_{e=1}^2 days_{ptn} \cdot EUP_{ptn,hr,e} \cdot PQ_{t,r,c,ptn,hr,e} \\ + \sum_{ptn=1}^7 \sum_{e=1}^2 MONTHS_{ptn} \cdot \{ FBS_{ptn,e} + BS_{ptn,e} \cdot Z_{t,r,c,e} \} \quad (3-19)$$

Description of constraints:

· Energy generation constraint:

$$YCSUM_{t,r,c,m} \geq XC_{t,r,c,ptn,hr,m,out} \quad (3-20)$$

· Newly-construction and retirement about energy-related facility:

$$YCSUM_{t,r,plt} = YCSUM_{t-1,r,plt} + YCN_{r,plt,t} - YCN_{r,plt,t-TL_m} \quad (3-21)$$

· Energy contract constraint:

$$Z_{t,r,c,e} \geq PQ_{t,r,c,ptn,hr,e} \quad (3-22)$$

· Input-output balance of CGS facility:

$$XC_{t,r,c,ptn,hr,m,out} = TR_m \cdot EF_m \cdot XC_{t,r,c,ptn,hr,m,in} \quad (3-23)$$

- Energy purchase balance:

$$PQ_{t,r,c,ptn,hr,e} = \sum_{p'} CF_{e,p',out} \cdot PIPE_{t,r,c,ptn,hr,e,p'} \quad (3-24)$$

- Input-output relationship of facility with internal energy flow:

$$XC_{t,r,c,ptn,hr,m,in} = \sum_p CF_{p,m,in} \cdot PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,m} \quad (3-25)$$

$$XC_{t,r,c,ptn,hr,m,out} = \sum_{p'} CF_{m,p',out} \cdot PIPE_{t,r,c,ptn,hr,m,p'} \quad (3-26)$$

- Hourly energy supply-demand balance:

$$UDM_{t,r,c,ptn,hr,d} \cdot TFS_{t,r,c} = \sum_p CF_{p,d,in} \cdot PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,d} \quad (3-27)$$

- Exhaust heat balance:

$$SP_{t,r,c,ptn,hr} = \sum_p CF_{p,sp,in} \cdot PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,sp} \quad (3-28)$$

- CGS constraint:

$$PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,cgst} = PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,cgse} \quad (3-29)$$

Variables for end-use CGS model

Dimension:

- c* : Cogenerators (office, shop, hotel, hospital, residence)
- d* : Each kind of demand (electricity, heating, cooling, hot water)
- e* : Each kind of energy (1:electricity, 2:gas)
- hr* : Time in a day (1~24)
- io* : Energy input-output state (*in*, *out*)
- m* : Energy supply facility (cgs [cgst:heat, cgse:electricity], boiler, heat pump, absorption refrigerator)
- nr* : Total number of planning horizon (=13)
- p* : Energy flow (purchased elec., purchased gas, elec. demand, heating demand, cooling demand, hot water demand, CGS[elec.], CGS[heat], boiler, heat pump, absorption refrigerator, heat discharge)
- ptn* : Seasonal segmentation (summer peak, summer, winter, mid season, summer holiday, winter holiday, mid season holiday)
- r* : Electricity supply region (each of 46 administrative divisions)

- R : Total number of electricity supply region (=46)
 SE : Number of kinds of cogenerators (=4)
 t : Year in planning horizon
 TL_m : Lifetime of CGS facility m

Endogenous variables:

- $PQ_{t,r,c,ptn,hr,e}$: Energy purchase quantity in year t , region r , cogenerator c , seasonal segmentation ptn , time hr , energy e [kWh,Mcal]
 $SP_{t,r,c,ptn,hr}$: Exhaust heat from CGS in year t , region r , cogenerator c , seasonal segmentation ptn , time hr [Mcal]
 $XC_{t,r,c,ptn,hr,m,io}$: Input or output energy in year t , region r , cogenerator c , seasonal segmentation ptn , time hr , facility m , state io [kWh,Mcal]
 $YCN_{t,r,c,m}$: Newly constructed capacity of facility m in year t , region r , cogenerator c [kW,Mcal/h]
 $YCSUM_{t,r,c,m}$: Cumulative capacity of facility m in year t , region r , cogenerator c [kW,Mcal/h]
 $Z_{t,r,c,e}$: Energy contract quantity in year t , region r , cogenerator c , energy e [kW,Mcal/h]

Exogenous variables:

- $BS_{ptn,e}$: Energy demand charge in seasonal segmentation ptn , energy e [yen/kW/month, yen/Mcal/month]
 $CF_{p,p',io}$: Linkage coefficient between p and p' (connected:1,unconnected:0)
 $days_{ptn}$: Number of days in seasonal segmentation ptn
 $disc$: Discount rate (=5%)
 EF_m : Energy conversion efficiency of facility m
 $EUP_{ptn,hr,e}$: Energy charges in seasonal segmentation ptn , time hr , energy e [yen/kWh,yen/Mcal]
 EXP_m : Annual expenditure rate of facility m
 $FBS_{ptn,e}$: Energy customer charge in seasonal segmentation ptn , energy e [yen/month]
 $MONTHS_{ptn}$: Number of month in seasonal segmentation m
 MUP_m : Unit capital cost of facility m [yen/kW,yen/(Mcal/h)]
 $PIPE_{t,r,c,ptn,hr,p,p'}$: Energy flow from p to p' in year t , region r , cogenerator c , seasonal segmentation ptn , time hr [kWh,Mcal]

$TFS_{t,r,c}$: Flooring space in year t , region r , cogenerator c [m^2]

TR_m : Conversion factor of facility m [$kWh/Mcal, Mcal/kWh$]

$UDM_{t,r,c,ptn,hr,d}$: Energy demand per flooring space in year t , region r , cogenerator c , seasonal segmentation ptn , time hr , demand d [$kWh/m^2, Mcal/m^2$]

3-2-3. 省エネ、CO₂削減効果に関する評価手法

長期電源構成モデルと CGS モデルの両者を用いて分析を行う。需要家側が CGS を導入することにより需要家が電力会社より購入する系統電力が減少し、その分、電力会社の日負荷曲線が変化することが想定されるが、これらの評価を行う上で、以下の仮定を設定する。よって CGS 導入による一次エネルギー削減量、二酸化炭素排出削減量を評価するためには、はじめに CGS 導入後の季節別、時間帯別の購入電力量を最適化により求め、これをもとに長期電源構成モデルの日負荷曲線を修正し、あらためて電源構成モデルを解くことにより CGS 導入後の電気事業者の最適な電源構成および運用方法を求める必要がある。なお CGS 導入により削減されるのは需要端の電力であるため、送電ロスを見込んで電気事業者から見た送電端需要より差し引くものとする(下式参照)。評価フローを図 3-5 に図示する。

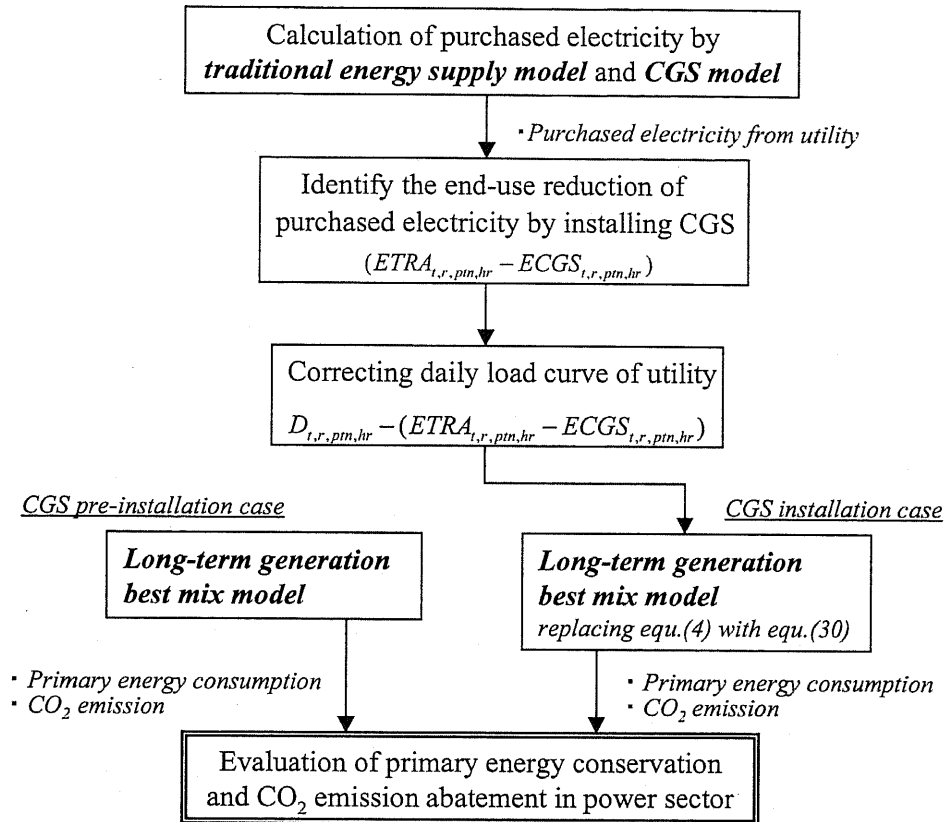
- ・ CGS 導入対象となる全ての需要家(事務所、店舗、ホテル、病院、住宅の全ての新築、改修需要)が CGS を含まない従来型システム(図 3-3 および図 3-4 に図示するシステムからガスエンジンもしくは燃料電池を除いたシステム)によりエネルギー供給を行っているものとする。
- ・ 電気事業者からみた電力需要(送電端需要)には、CGS 導入対象となる需要家が、従来システムによりエネルギー供給を行う上で必要になる購入電力量が含まれているものとする。

▼ 電力需給バランスに関する制約式

$$\sum_{plt} X(pnt, hr, plt) - ST(pnt, hr) + BASE(hr, pnt) \\ = LOAD(hr, pnt) - TPLOSS \cdot \{CONV(hr, pnt) - CGS(hr, pnt)\}$$

(3-30)

ここで pnt, hr, plt は季節、時間、発電設備を表す添え字、 $BASE$ はベース電源発電量 [kWh/h]、 $LOAD$ は電力需要 [kWh/h]、 $CONV$ 、 CGS は CGS 導入前、後の事業者の季節、時間帯別の購入電力量 [kWh/h] である。CGS は需要端のオプションであるため電気事業者側の送電ロス 5% を考慮し、 $TPLOSS=1.053 (= 1/0.95)$ と設定した。



$D_{t,r,ptn,hr}$: Transmission-end power demand [kWh]
 $ETRA_{t,r,ptn,hr}$: Purchased electricity from utility calculated with traditional energy supply model [kWh]
 $ECGS_{t,r,ptn,hr}$: Purchased electricity from utility calculated with end-use CGS model [kWh]

図 3-5 最適電源構成モデル、CGS モデルによる評価フロー

3-2-4. 諸データの設定

3-2-4-1. 長期電源構成モデルの諸データ

考慮に入れる電源等を表 3-1 に示す。一般水力・地熱は外生値として与えた。計算は一期 5 年刻みで行う。

表 3-1 電源構成モデルの諸設定

計画期間	1990～2050 年（1 期 5 年、13 期）
対象電源	原子力、石炭、IGCC、LNG、LNG 複合、石油、揚水 一般水力・地熱、他社受電
割引率	5%
供給予備率	5%

日本の電力需要の伸び率に関しては、平成 11 年度日本電力調査委員会報告書(第 94 回)[3-5]に基づく平成 20 年度までの電力需要増加率を参考にして、2010 年までは 1.9%、2010 年以降は 0.5%で成長するものとする。2010 年以降の一般水力の増加率は 0.5%、地熱の増加率は 0%であるものと仮定した(表 3-2 参照)。

表 3-2 電力需要などに関する設定（日本）

	電力需要	一般水力	地熱
～1995 年	2.42%	0.48%	0%
～2000 年	2.42%	2.64%	0%
～2005 年	1.90%	0.46%	0%
～2010 年	1.90%	0.87%	0%
以降	0.5%	0.5%	0%

発電設備に関する諸設定は表 3-3～表 3-6 に示す通りである。

CO₂回収設備に関する設定を表 3-6 に示す。回収設備は新設の石炭、IGCC、LNG、LNG 複合にのみ可能としている。図 3-6 には想定した日負荷曲線を図示する。

以上のデータ設定のもとに問題を設定すると、今回のモデルの規模は制約条件約 50 万本、変数 15 万個となる。

表 3-3 発電設備に関する諸データ(日本)

	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
建設単価[千円/kW]	338	308	308	208	208	287	196
年経費率[%]	9.09	9.05	9.05	9.05	9.05	9.05	5.14
償却期間[年]	15	15	15	15	15	15	40
耐用年数[年]	40	40	40	40	40	60	50
発電端熱効率[%]	100	37.8	48	38.6	46.5	39	100
所内率[%]	4.5	7.0	7.0	4.5	3.0	5.0	0.5
運転維持費[円/kWh]	1.9	1.5	1.5	1.1	1.1	1.5	2.0

	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水	
燃料費								
	1990年度	1.7円/kWh	5.0円/kg	5.0円/kg	18.9円/kg	18.9円/kg	10.6円/l	
	2005年度	1.7円/kWh	5.0円/kg	5.0円/kg	18.9円/kg	18.9円/kg	14.0円/l	
	2010年度	1.7円/kWh	6.1円/kg	6.1円/kg	29.5円/kg	29.5円/kg	17.4円/l	
負荷追従率上限[%/h]	100	120	110	∞	∞	∞	∞	
負荷追従率下限[%/h]	100	80	90	0	0	0	0	
燃料発熱量		6,200	6,200	13,000	13,000	9,800		
		kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/kg	kcal/l		
CO2排出原単位		0.61752	0.61752	0.7462	0.7462	0.78792		
		kg-C/kg	kg-C/kg	kg-C/kg	kg-C/kg	kg-C/l		
既設電源容量(運転開始年別)[kW]								
	~1990年	6,959	3,012	0	5,007	2,560	2,553	1,800
	~1985年	9,569	3,625	0	2,600	1,090	7,500	4,435
	~1980年	9,674	1,175	0	7,975	0	6,233	2,114
	~1975年	4,415	850	0	7,706	0	23,791	2,300
	~1970年	697	2,327.50	0	7,085	0	6,847	2,869
	~1965年	0	843	0	5,073	0	3,828	466.5
	~1960年	0	581	0	331	0	1,290	12.2
	計	31,314	12,413.50	0	35,777	3,650	52,042	13,996.70
新設設備計画容量[kW]								
	~1995年	9,711	6,712	0	5,463.40	1,570	393	5930
	~2000年	3,892	4,805	0	1,068	8,928	350	1,934.34
	~2005年	0	600	0	0	707	0	1,800
	~2010年	0	0	0	0	0	0	0
	~2200年	0	0	0	0	0	0	0
	計	13,603	12,117	0	6,531.40	11,205	743	9,664.34

表 3-4 各電源の設備利用率

発電設備利用率[%]							
	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
夏期最大	1	0.857	0.931	0.916	0.931	0.901	0.951
夏期平日	0.937	0.79	0.872	0.891	0.872	0.871	0.871
冬期平日	0.932	0.845	0.809	0.803	0.809	0.782	0.782
日	0.833	0.633	0.811	0.713	0.811	0.715	0.715
夏期休日	0.949	0.8	0.884	0.893	0.884	0.876	0.876
冬期休日	0.916	0.857	0.796	0.813	0.796	0.791	0.791
日	0.825	0.619	0.817	0.704	0.817	0.714	0.714

表 3-5 原子力設備上限および LNG 消費制約に関する制約 (日本)

原子力新設設備容量上限[千 kW]		70,000 (2010 年以降)
LNG 年間消費量上限[万 t]		
	1990 年	2,716
	1995, 2000 年	3,085
	2005 年	3,085
	2010 年以降	∞

表 3-6 脱炭設備に関する諸データ

	石炭	IGCC	LNG	LNG複合
脱炭設備建設費 [億円/(t-C/h)]	4.92	4.92	5.80	5.80
脱炭設備年経費率[%]	12.88	12.88	12.88	12.88
回収貯留費単価 [円/t-C]	3,007	3,007	3,027	3,027
脱炭率上限[%]	90	90	90	90
脱炭用動力源単位 [g-C/kWh]	864	864	735.6	735.6

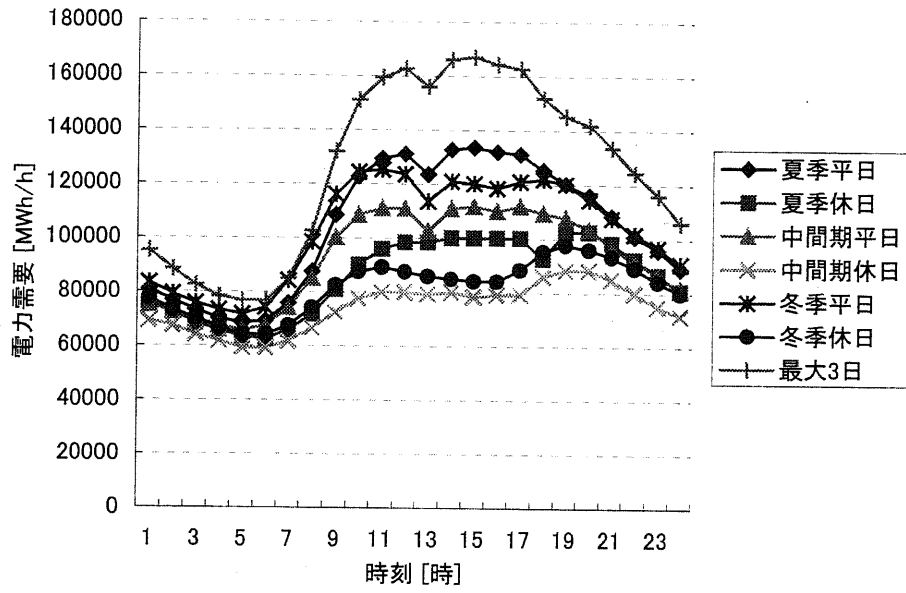


図 3-6 日負荷曲線 (日本)

3-2-5. 日本の民生部門における将来需要に関する設定

日本の業務部門における将来のエネルギー需要を推計するために、業務用建物の床面積増加シナリオを作成する。CGS 導入対象となる業務用建物は、事務所、店舗、ホテル・旅館、病院の4業種、住宅の1部門である。新築建物のみならず、改修建物もCGS 導入対象として検討を行う。すなわち建築物が改修されるとその建物にCGS が導入されると仮定した。延べ床面積に関しては、各電力会社の供給区域別に考慮した。

将来の業務用床面積は過去の傾向から得られるストック床面積の増加率と滅失率により推定する[3-6]。図3-7[3-2]に示すように、過去のストック床面積の増加率より、将来のストック床面積増加率を予測し採用した。事務所はここ数年減少傾向にあるため、98年の増加率を採用し、店舗は95, 96, 98年の平均値を用い、ホテル、店舗に関しては96-98年の平均値を採用した(表3-7)。住宅に関しては文献[3-7]を下に推定した。

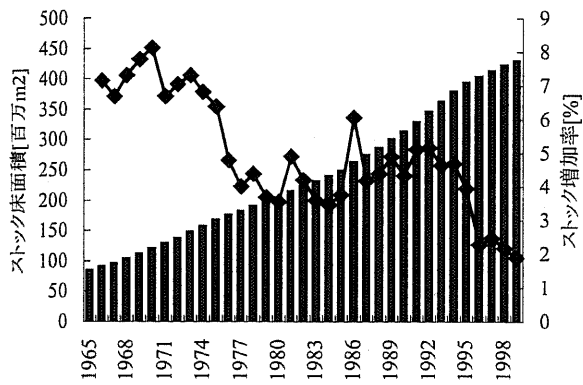
表 3-7 想定した各業種のストック増加率、滅失率 (日本)

	事務所	店舗	ホテル	病院
ストック増加率	2.56%	3.43%	1.34%	3.33%
滅失率	0.35%			

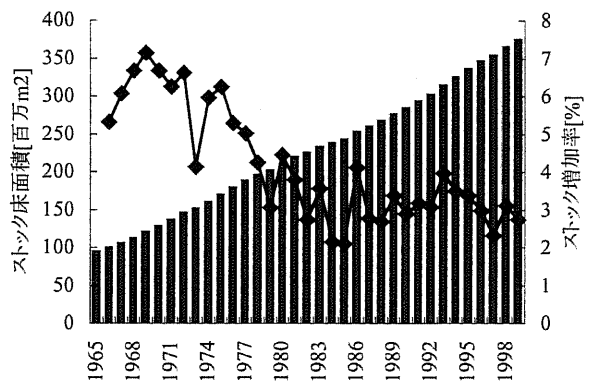
ここでは建物の改修は新築竣工後一律20年経過した建物が全て改修対象となると想定している。新築建物は、建物の新築時にCGSを導入、改修建物は建物の改修時にCGSを導入する。ただし、新築時にCGSを導入している建物は除外する。

以上の想定に基づいて2000年以降の新築床面積、改修床面積の推計結果を図3-8～図3-10に示す。新築需要はストックの頭打ちによりそれほど顕著な増加は見られないが、2030年から2050年にかけて全ての建物が改修される。この新築需要ならびに改修需要がCGS導入対象となる。また、業務部門の需要の増加率は各業種共通で、対象期間内において0.5%/年と設定した。

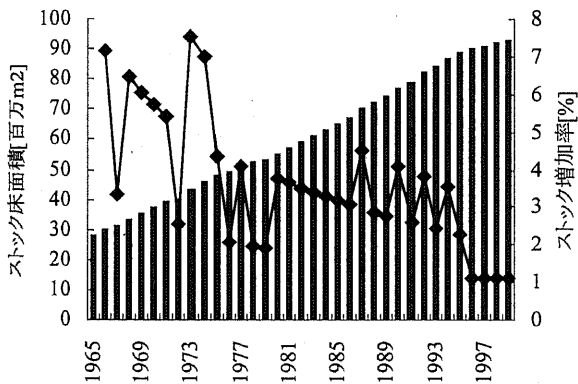
各業種の電気、暖房、給湯、冷房需要に関しては、空調衛生工学会の単位延床面積あたりの標準需要データを用いた。そこでは1年を夏期、冬期、中間期の3期、一日を24時間に分割し、時間毎、季節毎の電力、熱(暖房、冷房、給湯)需要が与えられている。事務所、店舗、病院、ホテル、住宅の需要に関しては、そして各年の新築需要、改修需要に単位面積あたりの各業種の需要[3-7]を乗じることにより、各年度の業務部門の電力、暖房、冷房、給湯需要を算定する。またCGS構成機器の寿命は20年とした。



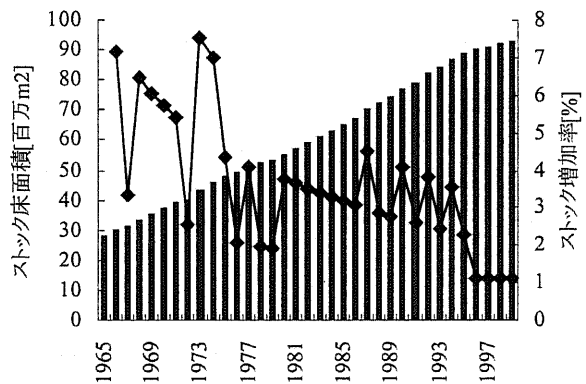
事務所



店舗



ホテル



病院

図 3-7 各業種における延床面積の推移(日本)

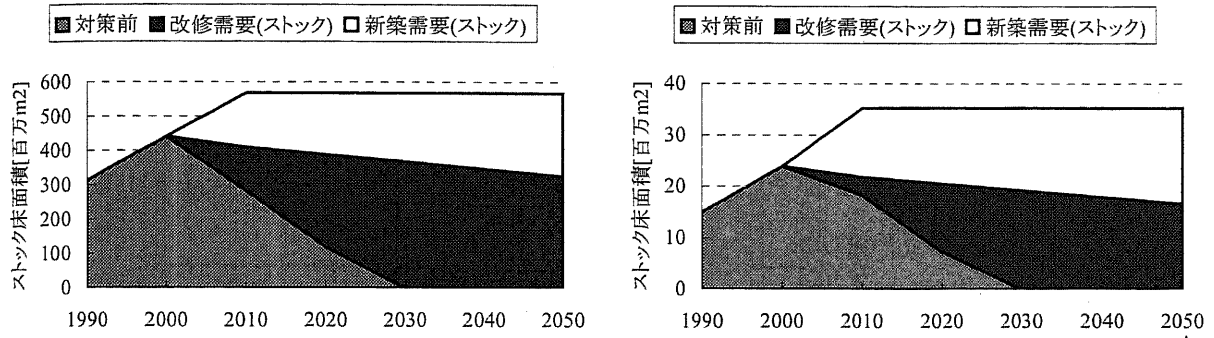


図 3-8 事務所(左)、店舗(右)ストック床面積将来推計データ

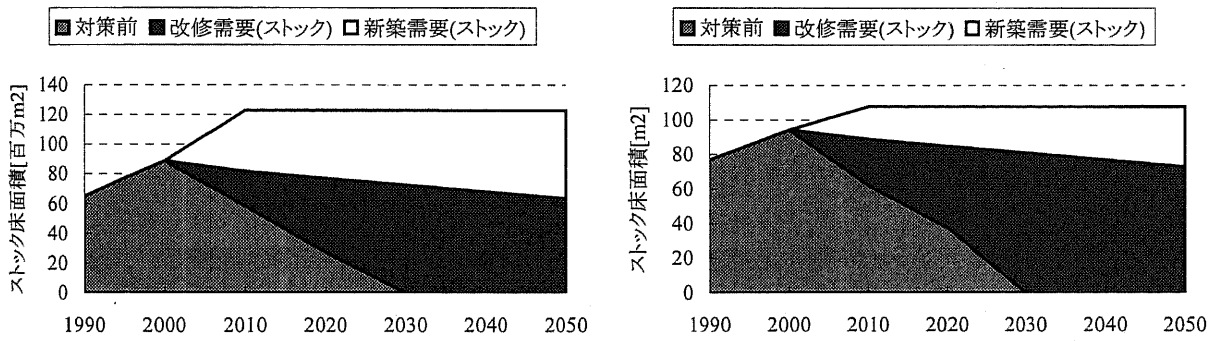


図 3-9 病院(左)、ホテル(右)ストック床面積将来推計データ

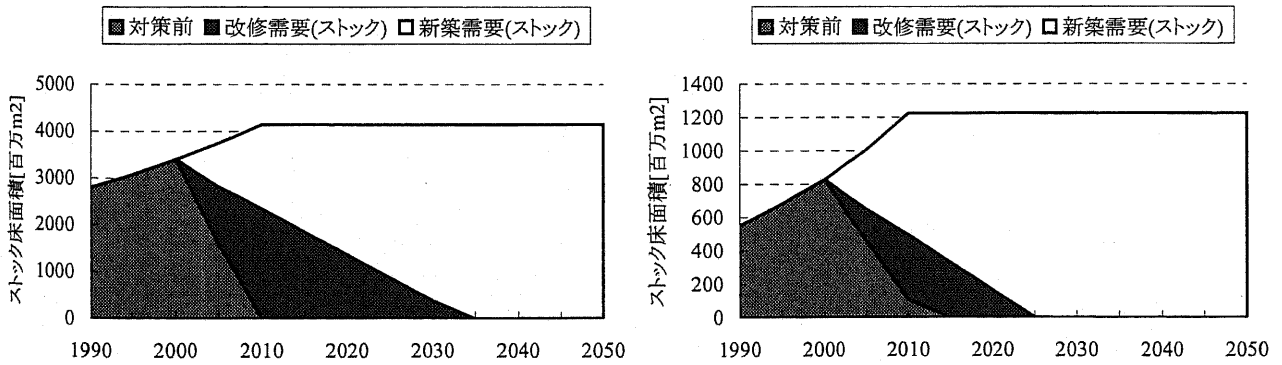


図 3-10 戸建住宅(左)、集合住宅(右)ストック床面積将来推計データ

表 3-8、表 3-9、表 3-10 に構成機器データ、業務部門ならびに住宅部門における電力・ガス料金データを示す。電気料金に関して業務用はA電力会社の業務用季時別料金、住宅用は一般電灯 B、ガス料金は小型空調契約を採用した。

表 3-8 構成機器データ

	機器単価	機器効率
ガスエンジン	250[千円/kW]	電気 0.32,熱 0.43
燃料電池(PEM)	500[千円/kW]	電気 0.35,熱 0.45
ボイラー	10[千円/(Mcal/h)]	0.88
ヒートポンプ	61[千円/(Mcal/h)]	COP:暖房 4.00,冷房 3.00
吸収式冷凍機	16[千円/(Mcal/h)]	COP:0.73

表 3-9 業務部門電気・ガス料金に関するデータ(A電力会社管内の業務用契約料金を参照)

	従量料金			基本料金	定額基本料金
	季節	時間	[円/kWh]	[円/kW/月]	
電気	夏期	13~15	22.50	1560	
	夏期	8~12	20.65		
		16~21			
	中間期、冬期	8~15	19.60		
	夏期	0~7	6.90		
		中間期、冬期			
ガス	季節		[円/Mcal]		[円/軒/月]
	夏期、中間期		5.58		2000
	冬期		7.22		2000

表 3-10 住宅部門電気・ガス料金に関するデータ(一般従量電灯 B, 家庭小型空調契約を参照)

電力	
基本料金	780 [円/月]
電力量料金(昼間)	22.05 [円/kWh]
電力量料金(夜間)	6.15 [円/kWh]
ガス	
基本料金	2500 [円/月]
従量料金(12~3月)	70.33 [円/m ³]
従量料金(4~11月)	94.48 [円/m ³]

3-2-6. 延床面積の規模に関する設定

現実に CGS が導入される建築物を考える際、建築物の規模や建て方に依存する可能性が考えられる。そこで延べ床面積の規模により CGS 導入対象となりうる建築物を特定する。建築統計年報(国土交通省総合政策局監修)の統計データ[3-9]より、業務部門、住宅部門の延べ床面積を規模別に把握し、その結果を図 3-11～図 3-15 に図示する。

業務部門建築物(事務所、病院、店舗、ホテル)については、鉄骨造コンクリート、鉄骨鉄筋の規模別延床面積を示し、住宅部門は木造住宅、非木造住宅の規模別床面積を示す。ただし規模別都道府県別床面積データが存在しなかったため、各地域において同一の規模別分布が存在するものと仮定した。

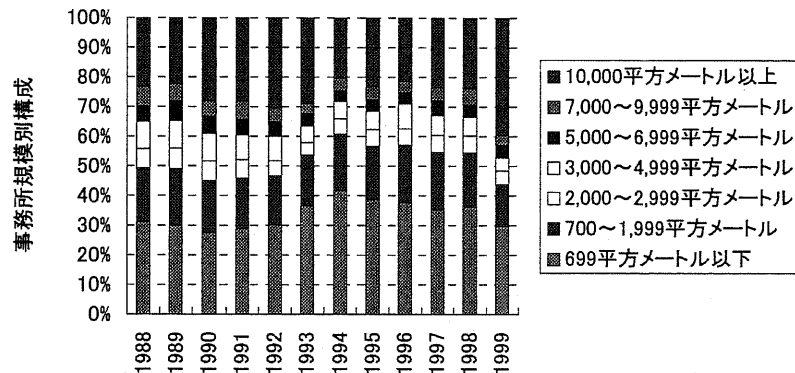


図 3-11 事務所床面積の規模別構成

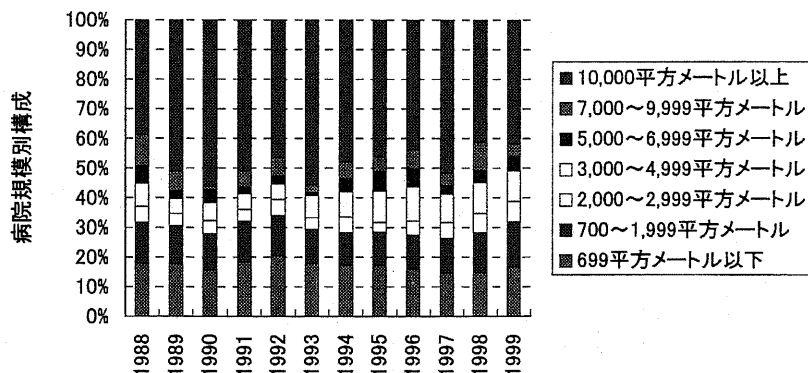


図 3-12 病院床面積の規模別構成

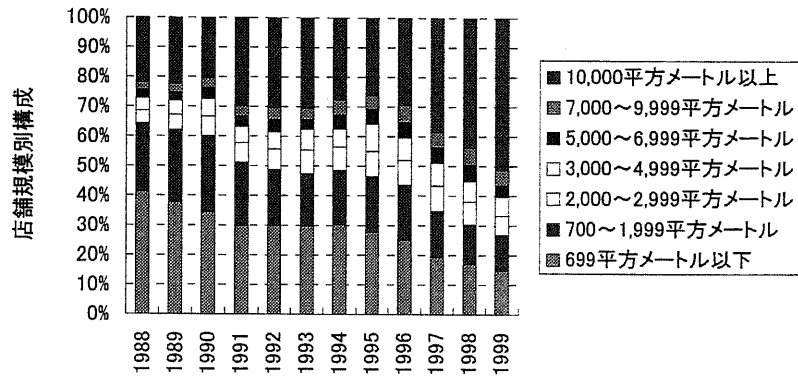


図 3-13 店舗床面積の規模別構成

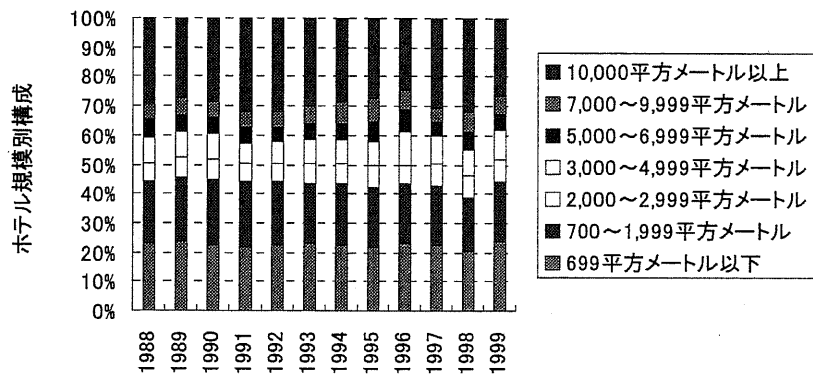


図 3-14 ホテル床面積の規模別構成

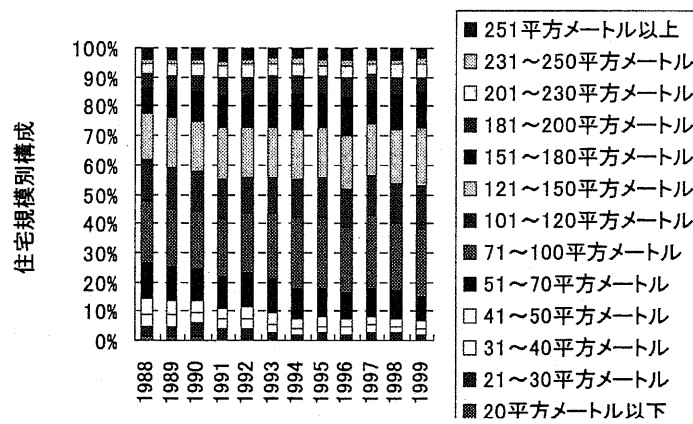


図 3-15 住宅床面積の規模別構成

事務所では 699 平方メートル以下の小規模建築物が大きく、店舗の場合、規模の大きい建築物が建設されている。ホテルの床面積は多少その他の部門が含まれているサービス業用の床面積割合を用いたが、大きな誤差は無いように考えられる。住宅部門では 101 平方メートル以上で規模が約 50%以上となっている。ただし、建築統計年報において都道府県別規模別床面積構成に関するデータは存在せず、その他の文献にも当該データが存在しなかったため、本報告では日本全国と各都道府県における規模別床面積構成が同一であると仮定した。

以下に床面積規模を考慮に入れた各電力会社管内における新築、改修建築物の業務用、住宅用床面積の想定値を図示する。

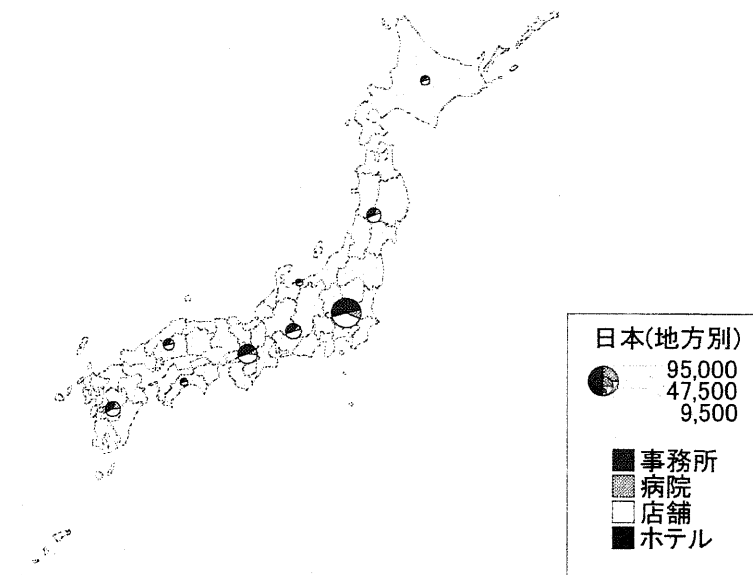


図 3-16 業務用床面積需要想定(新築、700 m²～、2010 年)

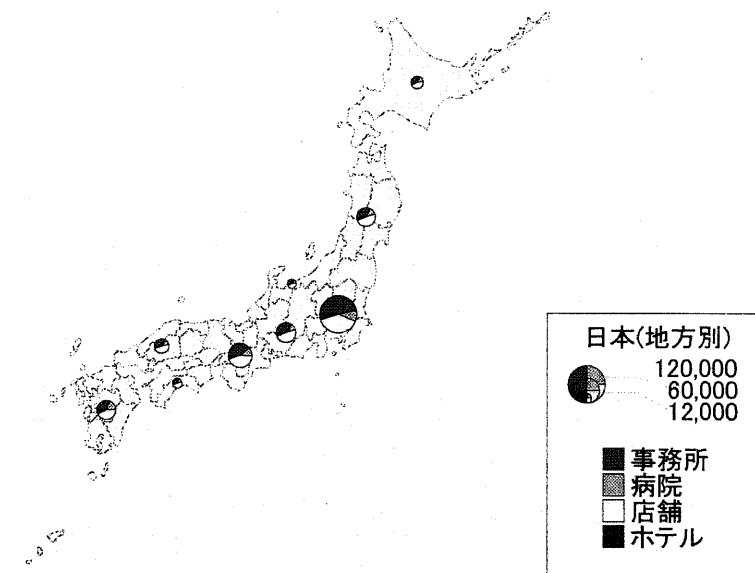


図 3-17 業務用床面積需要想定(新築、700 m²～、2030 年)

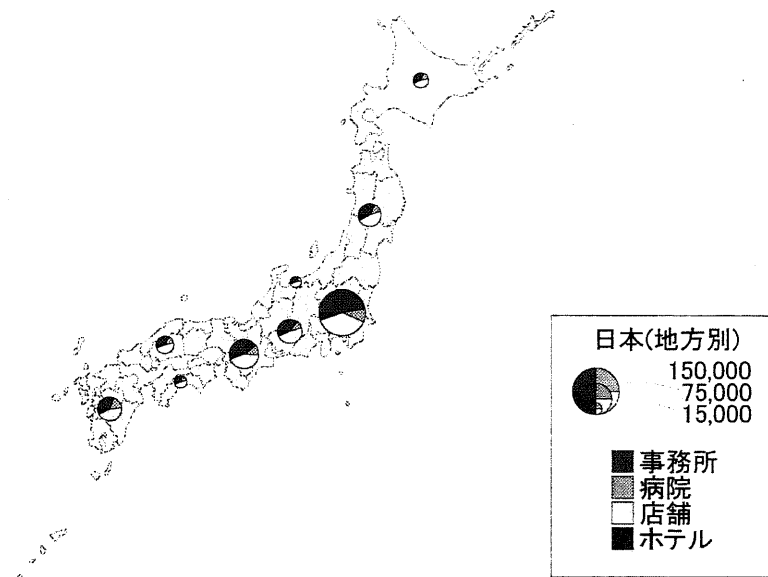


図 3-18 業務用床面積需要想定(新築、700 m²～、2050 年)

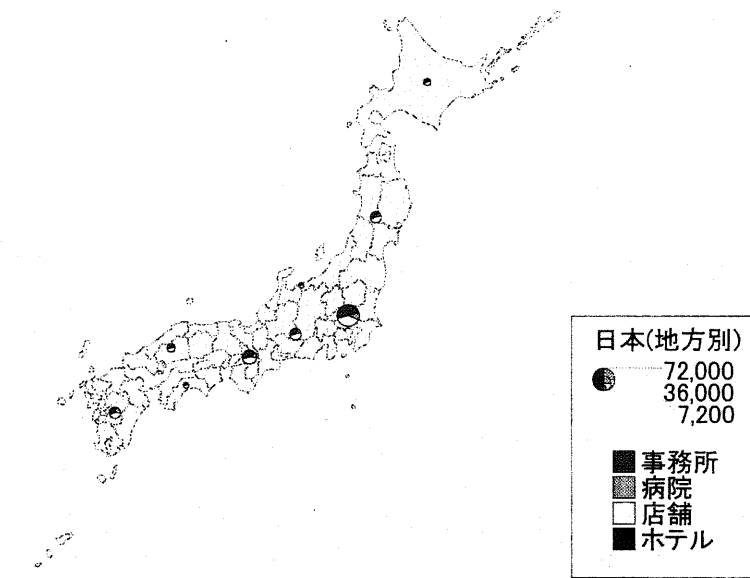


図 3-19 業務用床面積需要想定(新築、2000 m²～、2010 年)

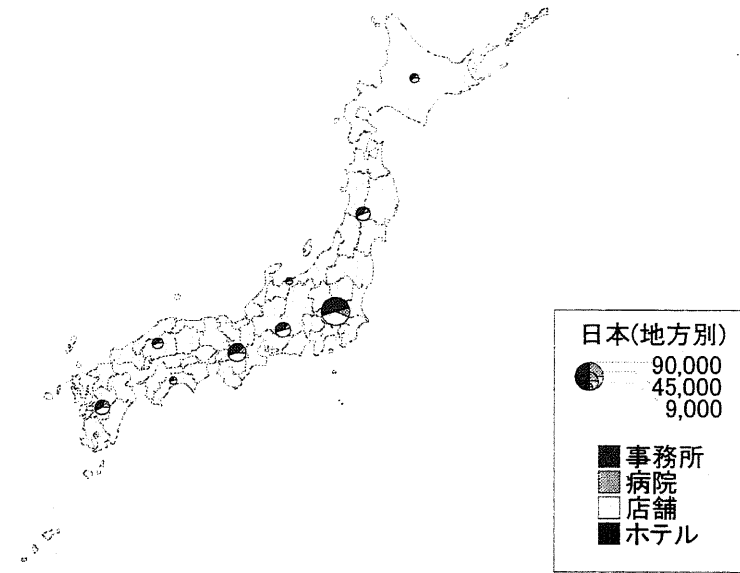


図 3-20 業務用床面積需要想定(新築、2000 m²～、2030年)

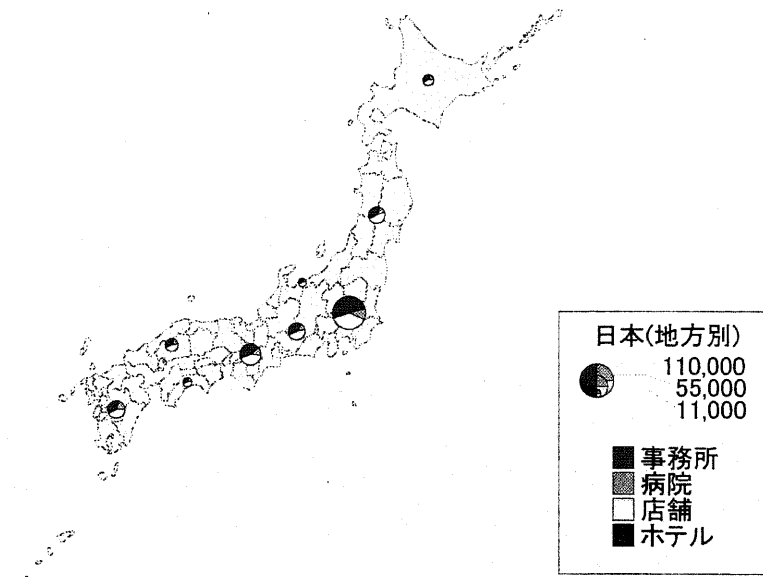


図 3-21 業務用床面積需要想定(新築、2000 m²～、2050年)

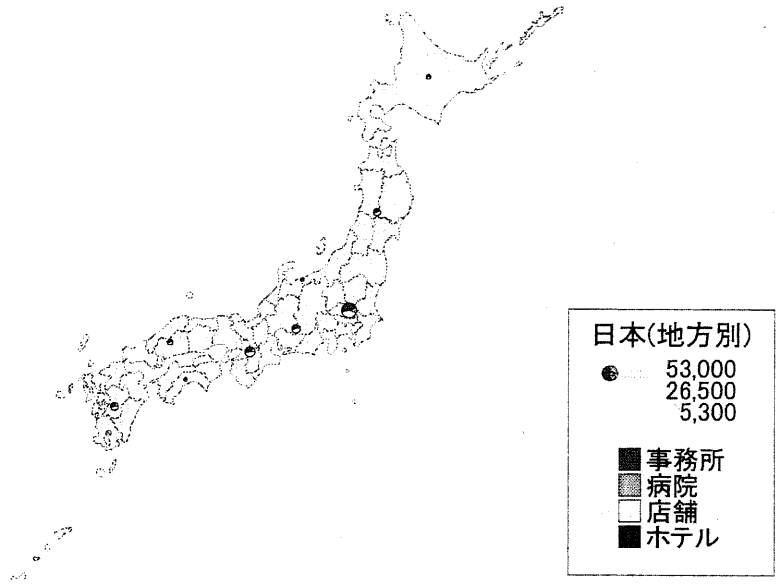


図 3-22 業務用床面積需要想定(新築、5000 m²～、2010 年)

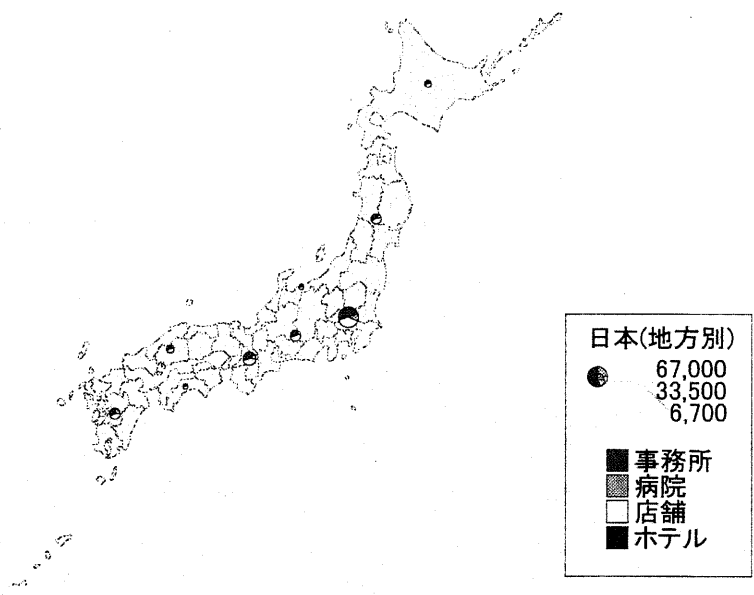


図 3-23 業務用床面積需要想定(新築、5000 m²～、2030 年)

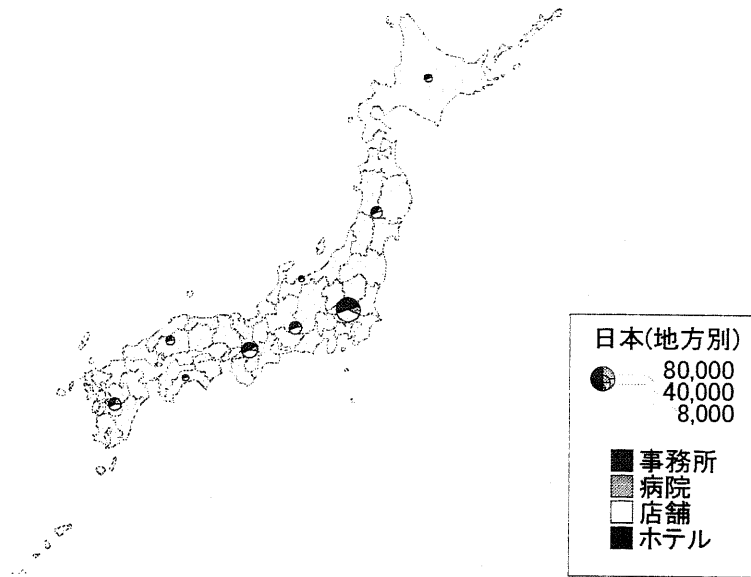


図 3-24 業務用床面積需要想定(新築、5000 m²～、2050年)

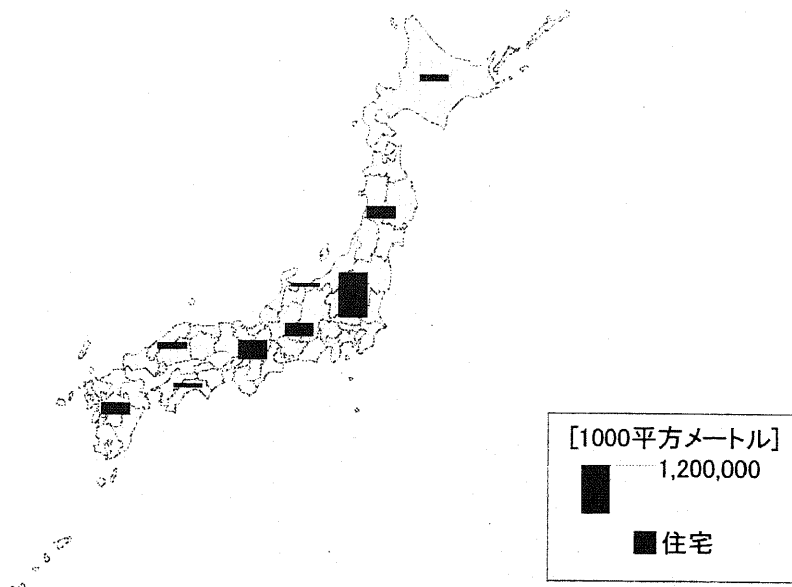


図 3-25 住宅用床面積需要想定(新築、100 m²～、2010年)

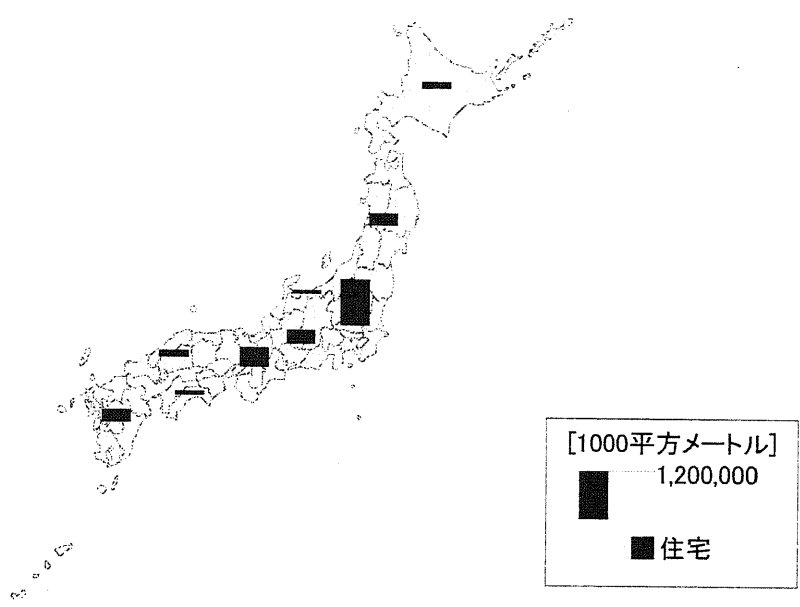


図 3-26 住宅用床面積需要想定(新築、100 m²～、2030 年)

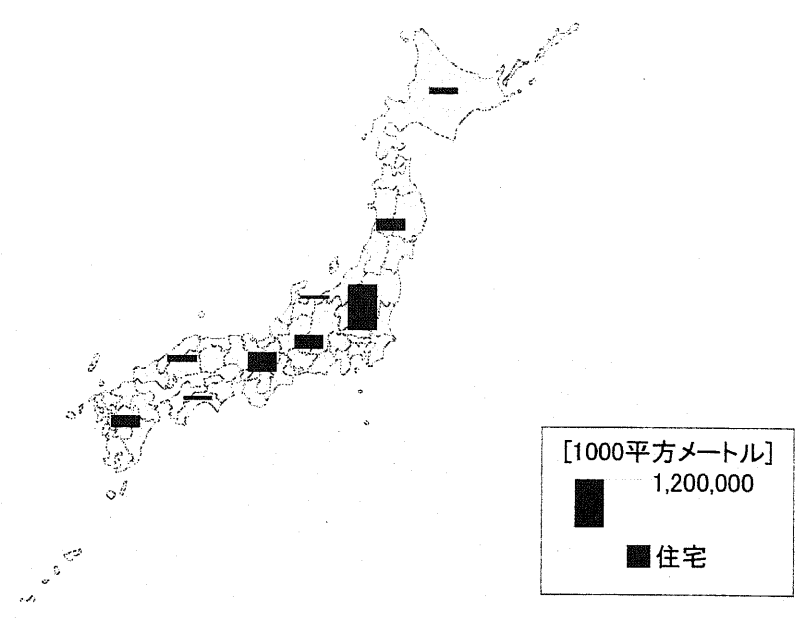


図 3-27 住宅用床面積需要想定(新築、100 m²～、2050 年)

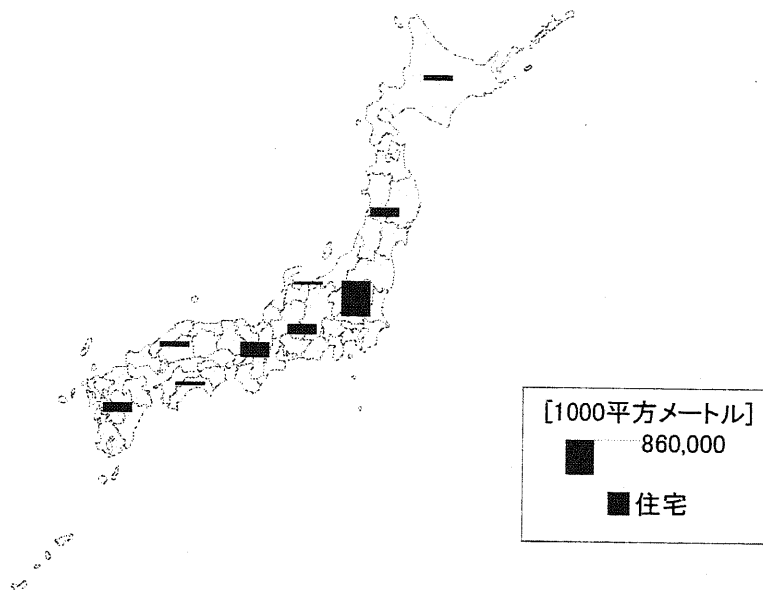


図 3-28 住宅用床面積需要想定(新築、120 m²～、2010 年)

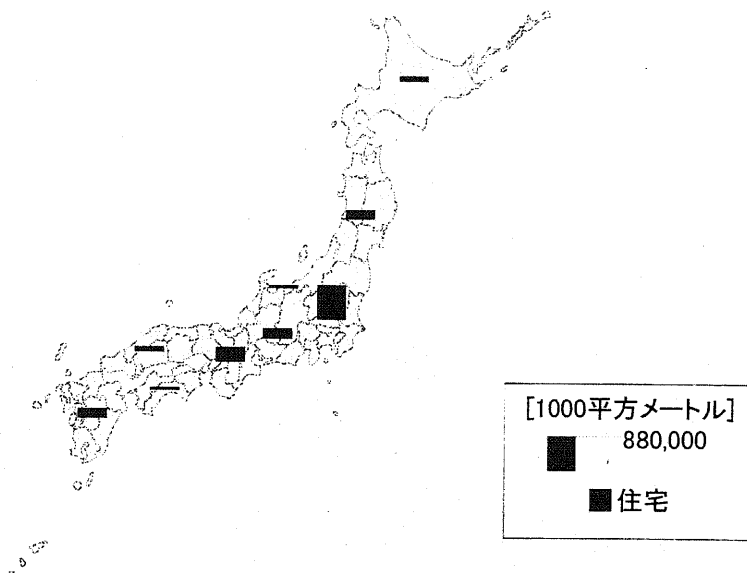


図 3-29 住宅用床面積需要想定(新築、120 m²～、2030 年)

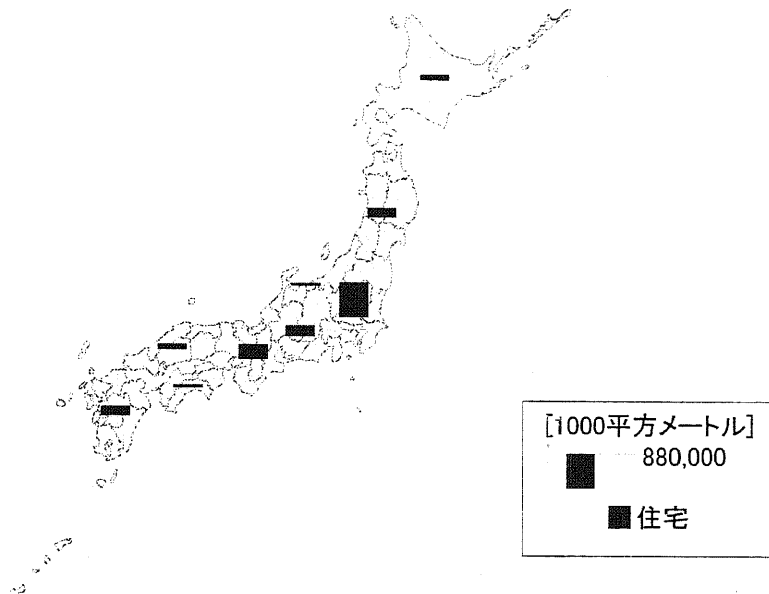


図 3-30 住宅用床面積需要想定(新築、120 m²～、2050 年)

3-2-7. 地域別需要の設定

今回日本全体を評価対象にするわけであるが、日本列島は南北に伸びる特異な形状を呈している。そのため北と南ではエネルギー需要パターンが異なることが想定されることから分かるように、エネルギー需要に地域差が生じていることが考えられる。そこで需要の地域特性を考慮するために、“建築物の省エネルギー基準と計算の手引き”(住宅・建築省エネルギー機構)の拡張デグリーデー(EDD)法によるPAL(Perimeter Annual Load:年間熱負荷係数)計算を参考に地域特性を算出する。

3-2-7-1. 年間熱負荷係数(PAL)

建築物の外壁、窓等を通しての熱の防止に関しては、年間熱負荷係数(PAL:Perimeter Annual Load)で省エネルギー基準を表現している。PALを式で表記すると以下のようになる。

$$PAL = \text{ペリメータゾーンの年間熱負荷[MJ/年]} \div \text{ペリメータゾーンの床面積[m}^2\text{]}$$

ペリメータゾーンとは屋内周囲空間に相当するものであり、外壁、窓等を通して外界の気象条件の影響を受ける建築物の内部空間のことである[3-10]。

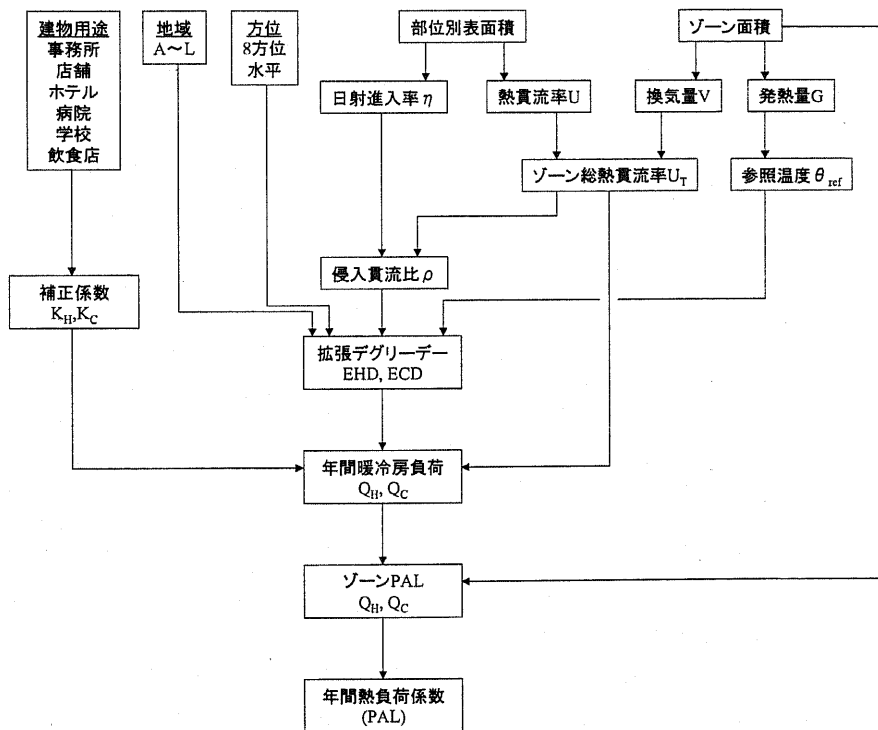


図 3-31 PAL 計算フロー

また、年間熱負荷とは建物用途ごとに設定された時間を建物使用(空調運転)の標準スケジュールと定め、この間に生じる暖房負荷と冷房負荷の年間積算値を合計したものである。すなわち、空気調和設備等の現実の運転スケジュールとは関係なく、上記の設定におけるペリメータゾーンに生じる負荷を計算することになる。

この場合の考慮すべき熱としては、貫流熱、日射熱、ペリメータゾーンの内部発生熱および取入外気の屋内周囲空間との温度差によって取得または損失する熱の4つである。事務所建築の旧省エネルギー基準では取入外気の負荷は無視されていたが、平成5年告示の省エネルギー基準からはすべての建物用途とも現実の装置負荷により近い値となるように、それぞれの取入外気量に応じた負荷を考慮することになっている。

なお、貫流熱を算定するにあたっては、室内設定温度を暖房負荷については20℃または22℃、冷房負荷については26℃と設定しているが、これはあくまでも熱負荷を計算するための設定条件であり、その温度で建物を云々するものではない。

3-2-7-2. 拡張デグリーデー(EDD)法によるPAL計算の方法

建物に生じる熱負荷量は、建物の熱的な諸物性値が既知であるならば、次の7項目により定まる。

①設計室温 θ_d [℃]、②外気温度 θ_0 [℃]、③日射量 I_s [W/m²]、④実効放射量 I_l [W/m²]、⑤内部発熱密度 G [W/m²]、⑥取入外気量 V [m³/m²・h]、⑦建物使用スケジュール

①～⑥項目を考慮に入れた定常の暖房負荷 q_H [W] を考える。外皮の方位が一方向のみの空間を対象にするとすれば、

$$q_H = (U_T^* + 0.33VA_p)(\theta_d - \theta_0) - \eta_T I_s + \frac{\varepsilon'}{\alpha_0} U_T^* I_l - GA_p \quad (3-31)$$

U_T^* : 外皮の総熱貫流率[W/K]

A_p : 床面積[m²]

η_T : 総日射侵入率[m²]

α_0 : 外表面熱伝達率[W/m²・K]

ε' : 長波放射率

上式を変換すると以下のようなになる。

$$q_H = U_T (\theta_{ref} - \theta_0 - \rho I_s + 0.04 \sigma I_l) \quad (3-32)$$

ただし、

$$\begin{aligned}
 U_T &= U_T^* + 0.33VA_p \\
 \theta_{ref} &= \theta_d - \Delta\theta \\
 \Delta\theta &= GA_p / U_T \\
 \rho &= \eta_T / U_T \\
 \varepsilon' / \alpha &\cong 0.9 / 23 = 0.04 \\
 \sigma &= U_T^* / U_T
 \end{aligned}$$

(2)式の右辺の()内は、温度の次元を持つ量で、相当内外温度差になっている。この中の θ_0 、 $\Delta\theta$ 、 I_s 、 I_l に日平均値を使用し、その結果()内が正になる日が暖房の必要な日と考え、そのときの()内の値を1年にわたって合計する。これは一般のデグリーデーを導出する手順と同じであり、これにより拡張暖房デグリーデーEHD(K・day)が定まる。すなわち、 I_s および I_l が外皮方位 j に依存することも考慮し、

$$EHD(\theta_{ref}, \rho, \sigma, j) = \sum \{ \theta_{ref} - \theta_0 - \rho I_s(j) + 0.04 \sigma I_l(j) \} \quad (3-33)$$

ここで、 Σ は()内が正になる日だけについて、年間の総和とすることを意味している。同様のことを冷房負荷 q_c [W]について考えると、

$$q_c = U_T (\theta_0 - \theta_{ref} + \rho I_s - 0.04 \sigma I_l) \quad (3-34)$$

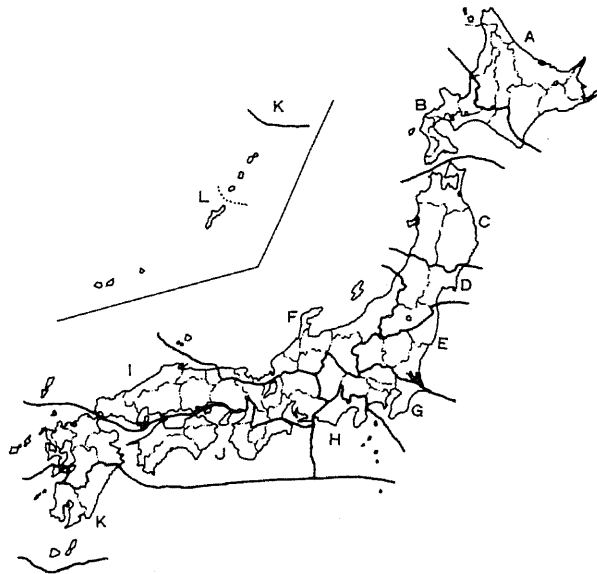
$$ECD(\theta_{ref}, \rho, \sigma, j) = \sum \{ \theta_0 - \theta_{ref} + \rho I_s(j) - 0.04 \sigma I_l(j) \} \quad (3-35)$$

さらに $\sigma \neq 1$ のときも、 $\sigma = 1$ のときと同様に扱えるものと仮定すれば、以下のようになる。

$$EHD = EHD(\theta_{ref}, \rho, j) = \sum \{ \theta_{ref} - \theta_0 - \rho I_s(j) + 0.04 \sigma I_l(j) \} \quad (3-36)$$

$$ECD = ECD(\theta_{ref}, \rho, j) = \sum \{ \theta_0 - \theta_{ref} + \rho I_s(j) - 0.04 \sigma I_l(j) \} \quad (3-37)$$

(6)式、(7)式より、地域、参照温度、侵入貫流比、方位の4項目をパラメータとして、空気調和・衛生工学会の標準気象データを用いて作成することが出来る。



地域区分図

地域区分表及び標高による地域修正表

地域区分表

地域名	該当地域の詳細
A	北海道東部(宗谷、網走、根室、釧路、十勝、上川、空知、留萌の各支庁)
B	北海道西部(石狩、後志、胆振、日高、釧山、渡島の各支庁)
C	青森県、岩手県、秋田県
D	宮城県、山形県、福島県西部(伊達郡・安達郡・郡山市・須賀川市・岩瀬郡・南会津郡以西)
E	群馬県、栃木県、茨城県、福島県東部(相馬市・相馬郡・双葉郡・田村郡・石川郡・西白河郡以東)
F	新潟県、富山県、石川県、福井県、長野県北部(南佐久郡・北佐久郡・小県郡・東筑摩郡・北安曇郡・大町市以北)、岐阜県北部(益田郡・郡上郡以北)、京都府北部(綾部市・福知山市・夜久野町以北)、兵庫県北部(朝来郡・養父郡以北)、鳥取県隠岐郡
G	千葉県、埼玉県、東京都(伊豆諸島・小笠原諸島を除く)、神奈川県、山梨県、長野県南部(諏訪郡・茅野市・諏訪市・岡谷市・松本市・南安曇郡以南)
H	静岡県、東京都大島支庁・三宅支庁
I	愛知県、岐阜県南部(恵那郡・加茂郡・武儀郡・美濃市・山県郡・本巣郡・揖斐郡以南)、滋賀県、三重県北部(松阪市・一志郡以北)、奈良県(吉野郡を除く)、京都府南部(北桑田郡・船井郡・三和町以南)、淡路島を除く兵庫県南部(水上郡・多可郡・神崎郡・宍粟郡以南)、岡山県、広島県、山口県、鳥取県(隠岐郡を除く)、鳥取県、長崎県村島支庁
J	三重県南部(多気郡・飯南郡以南)、奈良県吉野郡・大阪府、和歌山県、兵庫県淡路島、香川県、徳島県、高知県、愛媛県、福岡県、佐賀県、長崎県(村島支庁を除く)、大分県、熊本県(天草諸島を除く)
K	宮崎県、鹿児島県(屋久島・種子島以北)、熊本県天草諸島、東京都八丈支庁
L	沖縄県、鹿児島県吐噺列島・奄美諸島、東京都小笠原支庁

標高による地域修正表

建設地の市町村等が属する地域	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
建設地の標高												
300m未満	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
600m未満	A	A	B	C	D	D	E	G	F	I	J	K
900m未満	A	A	A	B	C	C	D	E	D	F	I	
1200m未満	A	A	A	A	B	B	C	D	C	D	F	
1200m以上	A	A	A	A	A	A	B	C	B	C	D	

図 3-32 空気調和衛生工学会による地域区分

空気調和衛生工学会による地域分割は A から L までの 12 地域に区分され、それらの各地域ごとに拡張デグリーデーは数表化されている。

結局、期間暖房負荷 Q_H [kJ/年]および期間冷房負荷 Q_C [kJ/年]は式(2)、(4)において、日平均値を考えた時、それぞれの右辺が正になる日についてだけ 1 年間にわたり右辺の値を合計した数値で表現できると考えられる。

ただしこのようにして得られる期間負荷には最初に述べたように建物使用スケジュールによる影響が考慮されていないので、補正を行う必要がある。すなわち、そのような補正係数を k_H および k_C とすれば、 Q_H および Q_C は下式により表される。

$$Q_H = 24 \times 3.6 k_H U_T \cdot EHD \quad (3-38)$$

$$Q_C = 24 \times 3.6 k_C U_T \cdot ECD \quad (3-39)$$

24 という数値は EHD、ECD の時間の単位を day から hour に変換するために乗じられ、3.6 は Wh を J に変換するための係数である。補正係数 k_H および k_C はいくつかの建物条件について電算機による熱負荷精算の結果と拡張デグリーデー法による略式計算との対比から統計的に定められるものである。

この場合、建物使用スケジュールの影響は気象条件にも依存しているので、これらの補正係数は 1 つのスケジュールに対しても日本全国、同一の数値ではなく、各地域によってそれぞれ異なった値を有している。この数値は地域補正係数とも呼ばれているが、本質的には建物の使用スケジュールに依存する数値である。よって年間熱負荷は下式のようなる。

$$Q = Q_H + Q_C \quad (3-40)$$

以上のように各種建物用途に対する拡張デグリーデー法を用いた年間熱負荷計算の原理は全く同様である。ただし、設計室温、内部発熱量、地域補正係数など建物の使用条件に関係するものは、各種建物用途によって異なる。

計算フローの概要であるが、まずはじめに計算対象部分を定める。先程も述べた通り、建築物のうちで、その外壁の中心線から 5m 以内の屋内部分および最上階その他外気に面する部分(ペリメーターゾーン、屋内周囲空間)を対象とする。また、ペリメーターゾーンはその外皮が面する方向によっていくつか分割される。標準的には垂直外皮が 4 方向にあり、これに最上階の屋根(水平方向)を加えて、合計 5 ゾーンとなる。

そして、1 つのゾーンは一般的に、4 種類のスペースで構成されることになる。すなわち、日当たり外皮を有する空調室、日当たり外皮を有する非空調室、日陰の外皮を有する空調

室、日陰の外皮を有する非空調室である(ただし、事務所建物を対象とする)。そして、ゾーン外皮は一般に複数の異なる部位から構成され、これらの特性を記述する要素として、部位表面積と熱貫流率および日射侵入率がある。したがって、1つのゾーンは次のような数値の組み合わせにより記述されることになる。

ゾーンの属する床面積

A_{P1} : 日当たり空調室床面積

A_{P2} : 日陰の空調床面積

$A_{P(\text{イ})}$: $A_{P1} + A_{P2}$

$A_{P(\text{ロ})}$: 非空調床面積

構成部位数 N_k

各部位の表面積 A_{ik}

各部位の熱貫流率 U_{ik}

各部位の日射侵入率 η_{ik} $i=1,2,\dots,N_k$

ここで k は、

$k=1$: 日当たりの空調室、 2 : 日陰の空調室、 3 : 日当たりの非空調室、 4 : 日陰の非空調室
以上のうちで、熱的特性係数は U_{ik} と η_{ik} の 2 つである。

ゾーンの総熱貫流率 U_T は、各部位の面積と熱貫流率の積の総和に取入外気による熱損失、あるいは熱取得の影響を加えたものである。

$$U_T = U_T(a) + U_T(b) \quad (3-41)$$

ただし、

$$U_T(a) = \sum_{i=1}^{N_1} U_{i1} A_{i1} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_3} U_{i3} A_{i3} + 0.33VA_{P1} \quad (3-42)$$

$$U_T(b) = \sum_{i=1}^{N_2} U_{i2} A_{i2} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_4} U_{i4} A_{i4} + 0.33VA_{P2} \quad (3-43)$$

ここで V は、該当する建物用途の取入外気量 ($\text{m}^3/\text{m}^2 \cdot \text{h}$) の年間平均値を示す。

またゾーンの総日射侵入率 η_T は、部位の面積と日射侵入率の積の総和であるが、日射侵入率は日除けがついている窓に対しては、暖房期と冷房期とで値が異なってくるので、下式

により定義する。

$$\text{暖房期: } \eta_{TH} = \sum_{i=1}^{N_1} \eta_{Hi1} A_{i1} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_3} \eta_{Hi3} A_{i3} \quad (3-44)$$

$$\text{冷房期: } \eta_{TC} = \sum_{i=1}^{N_1} \eta_{Ci1} A_{i1} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_3} \eta_{Ci3} A_{i3} \quad (3-45)$$

また、ゾーンの侵入貫流比 ρ とは、総日射侵入率を総熱貫流率で除したものである。ただし、この場合、総熱貫流率は、日当たり外皮に対してだけで定義したものをを用いるので下式のようになる。

$$\text{暖房期: } \rho_H = \eta_{TH} / U_T(a) \quad (3-46)$$

$$\text{冷房期: } \rho_C = \eta_{TC} / U_T(a) \quad (3-47)$$

建物の使用条件については、使用条件より、平均内部発熱密度 G [W/m²] が定まる。内部発熱とはゾーンに属する床面積の上で発生する照明、人体、機器などからの放散顕熱を指しており、これの時間平均が G である。以下に、事務所建物における G および V の標準値について述べるが、非空調室の G については 6W/m² を適用する。

事務所の空調室に対する G の標準値は 10.4W/m² である。これは以下に示す在室人数および照明発熱に基づく値である。

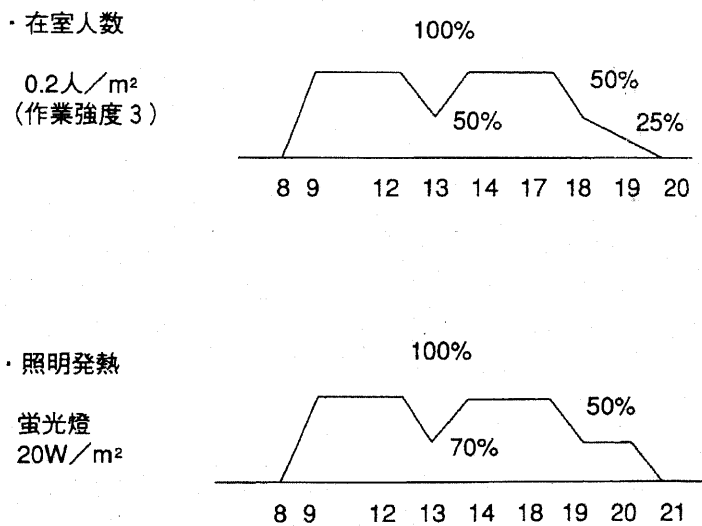


図 3-33 在室人数、照明発熱スケジュール

事務所の取入外気 V の標準値は $1.14 \text{ m}^3/\text{h} \cdot \text{m}^2$ である。これは、土曜、日曜、祝日を除く平日の 8 時から 18 時の間を空調運転し、 $4.0 \text{ m}^3/\text{m}^2 \cdot \text{h}$ の外気を導入するとの仮定に基づく値である。

また、ゾーン参照温度 θ_{ref} に関しては、次式により定められる(ホテルまたは旅館の非客室部以外のすべての建物用途の場合)。

$$\theta_{\text{ref}} = \theta_d - \{G_{av}(A_{p1} + A_{p2}) + 6 \cdot A_p(\text{口})\} / U_T \quad (3-48)$$

G_{av} は建物種別により異なるが、事務所の場合 10.4 である。また、 θ_d は室内設計温度であるが、暖房用には 22°C (物販店舗および学校の教室部は 20°C)、冷房用には 26°C を標準値とする。

以上により、地域、 θ_{ref} 、 ρ (暖房期 ρ_H 、冷房期 ρ_C)、およびゾーン方位という拡張デグリーデーの 4 パラメーターが決定したので、それらを用いて拡張デグリーデー表を索表することにより、日当たりスペースに対する拡張暖房デグリーデー EHD および拡張冷房デグリーデー ECD を求めることが可能となる。同様に日陰スペースに対しても、地域および θ_{ref} が与えられているので、暖房デグリーデー DOH と冷房デグリーデー DOC を索表することができる[3-11]。

以上より、ゾーンの期間暖房負荷 Q_H [MJ/年]、および期間冷房負荷 Q_C [MJ/年]は下式により表現される。

$$Q_H = 0.0864k_H \{U_T(a) \cdot EHD + U_T(b) \cdot DOH\} \quad (3-49)$$

$$Q_C = 0.0864k_C \{U_T(a) \cdot ECD + U_T(b) \cdot DOC\} \quad (3-50)$$

Q_H : 期間暖房負荷 [MJ/年・ゾーン]、 Q_C : 期間冷房負荷 [MJ/年・ゾーン]、 k_H : 暖房の地域補正係数、 k_C : 冷房の地域補正係数、 $U_T(a)$: 総熱貫流率(日当たり) [W/K]、 $U_T(b)$: 総熱貫流率(日陰) [W/K]、 EHD : 拡張デグリーデー(暖房) [K·DAY]、 ECD : 拡張デグリーデー(冷房) [K·DAY]、 DOH : 拡張デグリーデー(暖房、日陰) [K·DAY]、 DOC : 拡張デグリーデー(冷房、日陰) [K·DAY]

0.0864 は 24×0.0036 である。補正係数 k_H 、 k_C の値はホテル・旅館の非客室部とそれ以外の建物用途では別々の方法によって得られる。ホテル・旅館の非客室部以外のすべての建物用途については次表の該当する欄の値を用いる。これらの値は標準的な建物使用条件

について定められている。

表 3-11 地域補正係数 k_H 、 k_C

建物用途		地域											
		A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
事務所	k_H	0.60	0.55	0.55	0.45	0.45	0.50	0.40	0.40	0.45	0.45	0.40	0.25
	k_C	1.40	1.35	1.30	1.25	1.15	1.10	1.05	1.10	1.10	1.05	1.10	1.00
販売店舗	k_H	0.65	0.65	0.60	0.55	0.55	0.55	0.50	0.50	0.50	0.50	0.45	—
	k_C	1.40	1.40	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.00
客室部	k_H	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.85	0.85	0.90	0.90	0.90	0.75
	k_C	0.95	1.05	1.05	1.00	0.95	1.05	0.95	1.00	1.00	1.00	1.05	1.00
非客室部 高発熱	k_H	0.80	0.75	0.70	0.65	0.60	0.65	0.60	0.55	0.55	0.60	0.55	0.55
	k_C	1.50	1.35	1.25	1.15	1.10	1.05	1.00	1.05	1.05	1.00	1.05	0.95
非客室部 低発熱	k_H	0.90	0.90	0.90	0.80	0.80	0.85	0.80	0.80	0.80	0.80	0.85	0.75
	k_C	1.35	1.25	1.20	1.10	1.10	1.05	1.00	1.05	1.05	1.05	1.10	1.00
病室部	k_H	0.85	0.80	0.80	0.75	0.70	0.80	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.40
	k_C	1.15	1.15	1.10	1.05	1.05	1.00	0.95	1.00	1.05	1.00	1.05	0.95
非病室部	k_H	0.65	0.60	0.60	0.55	0.50	0.60	0.50	0.45	0.50	0.50	0.45	0.20
	k_C	1.45	1.35	1.20	1.10	1.05	1.05	0.95	1.00	1.05	1.00	1.05	0.90
教室部	k_H	0.65	0.60	0.55	0.45	0.40	0.50	0.40	0.35	0.40	0.40	0.40	0.30
	k_C	1.35	1.25	1.20	1.15	1.05	1.05	0.95	1.00	1.05	1.00	1.00	0.90
非教室部	k_H	0.65	0.65	0.60	0.50	0.45	0.55	0.50	0.45	0.50	0.50	0.45	0.35
	k_C	1.15	1.15	1.10	1.10	1.00	1.00	0.90	0.95	1.00	0.95	1.00	0.90
客席部	k_H	0.85	0.80	0.80	0.70	0.70	0.75	0.70	0.65	0.65	0.70	0.65	0.65
	k_C	1.70	1.45	1.35	1.20	1.20	1.10	1.05	1.10	1.10	1.05	1.10	1.00
非客席部	k_H	0.80	0.80	0.75	0.70	0.65	0.70	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.45
	k_C	1.55	1.40	1.30	1.20	1.15	1.15	1.05	1.10	1.10	1.05	1.15	1.05

●地域の適用については、本節の地域区分図、地域区分表及び標高による地域補正表を参照する。

これまでの手順をそれぞれの各ゾーンについて行い、それらを合計したものを床面積当りに直したものがPALである。

$$PAL = \frac{\sum_{\text{ゾーン}} Q}{\sum_{\text{ゾーン}} A_p} \quad (3-51)$$

ただし、 $Q = Q_H + Q_C$ 、および $A_p = \sum_{k=1}^4 A_{pk}$

3-2-7-3. 外皮部位の熱特性

建築外皮とは窓と外壁(屋根・最上階の床を含む)に大別でき、熱的特性値としてはそれぞれ熱貫流率と日射侵入率を持っている。

熱貫流率

壁体の内と外に温度差があると、高温側の空気から低温側の空気へ熱が移動するが、このとき下図のように表面熱伝達→壁体内熱伝達→表面熱伝達という 3 つの伝熱過程を経ることになる。これを壁体両側の空気から見れば、壁体を熱が通り抜けて移動したことになるので熱貫流と呼ばれている。熱貫流による熱量は、定常状態では両側空気の温度差に比例するので、下式により定式化される。

$$q = U \cdot A(\theta_1 - \theta_2) \quad (3-52)$$

ここに q : 貫流熱量[W]、 U : 熱貫流率[W/m²・K]、 A : 壁体面積[m²]、 θ_1 、 θ_2 : 両側空気温度[°C]

この熱貫流率 U は、壁体の両側空気の温度差 1°C につき 1 m² の壁体を通して 1 時間に貫流する熱量を表す。

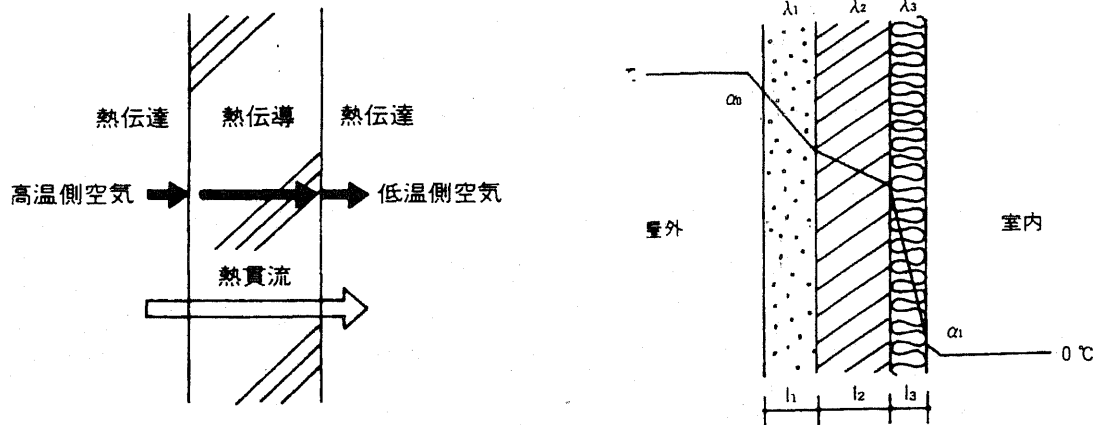


図 3-34 熱貫流

熱貫流率 U は次式により算出される。

$$U = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_0} + \sum_k R_k + \frac{1}{\alpha_i}} \quad (3-53)$$

ここに、 α_0 :外表面熱伝達率[W/m²・K]、 α_i :内表面熱伝達率[W/m²・K]、 R_k :部位を構成する各層の熱抵抗[m²・K/W]

$$R_k = \frac{l_k}{\lambda_k} \quad (K=1,2,3,\dots) \quad (3-54)$$

ここに、 λ_k :第 K 層の建築材料の熱伝導率[W/m・K]、 l_k :第 K 層の厚さ[m]

α_0 、 α_i はそれぞれ通常 23 と 9[W/m²・K]を用いる。建築材料の熱伝導率 λ は各材料により値が変化する。また、窓の熱貫流率に関しては上式を適用せずとも既存の値を適用できる。

日射侵入率

日射侵入率 η とは、部位の外表面に入射する日射のうちで部位を通り抜けて室内に侵入するものの割合を表す無次元の数値である。不透明外壁(屋根を含む)とガラス窓に大別される。不透明外壁の日射侵入率は次式で計算される。

$$\eta = \varepsilon \frac{U}{\alpha_0} = 0.04\varepsilon U \quad (3-55)$$

ここに、 ε :外表面の日射吸収率、 α_0 :外表面熱伝達率[W/m²・K]、 U :部位の熱貫流率[W/m²・K]

ε については特に日射を反射するように意図して設計された場合を除いて、一般に 0.8 を使用するものとする。

ガラス窓の η についてはガラスの品種と内側のブラインド等の設置状況別に異なる値を設定する。この中には透過した日射熱取得成分と一旦部位に吸収されて、その後室内に放熱された熱取得成分の両者が含まれている。また、窓からの日射侵入に対する日除けの効果も考慮できるが、これに関しては、文献を参照されたい。さらに、PAL 計算を実施するためには、外界の影響を受けると考えられる屋内空間(屋内周囲空間)の延床面積を求める必要があるが、これに関しても文献を参照されたい。

3-2-7-4. 冷暖房需要補正係数の計算

以上述べた計算手順を下図に示す。

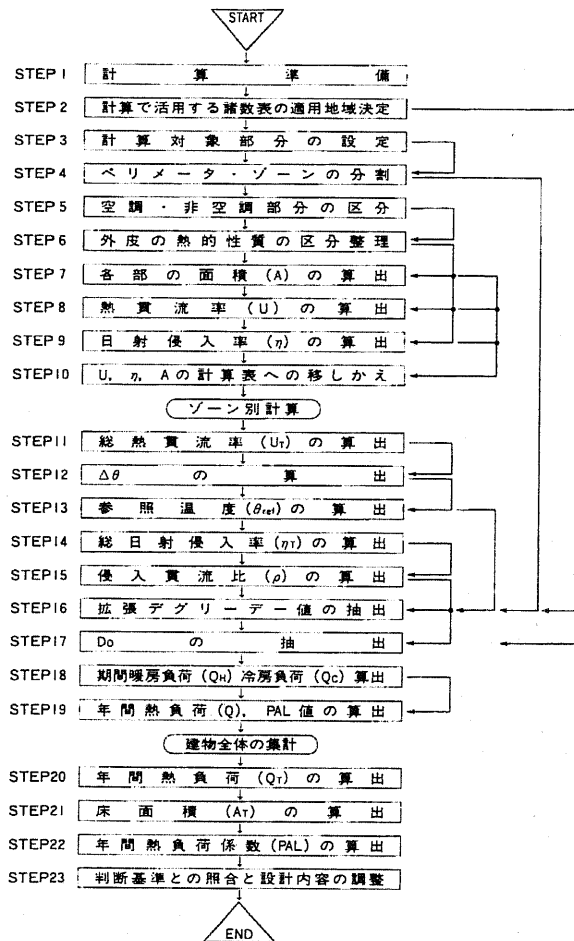


図 3-35 PAL 計算の全体フロー

冷暖房需要補正係数を計算するにあたり、本研究では、文献“建築物の省エネルギー基準と計算の手引き”中にある標準的事務所(延床面積 9600m²)の年間熱負荷を拡張デグリーデー法により 9 地域別に計算し、東京地域の年間熱負荷で正規化した値で補正係数を定義する。モデル建築物のデータは以下のようにになっている。

所在地：東京、階数：地下 1 階、地上 11 階、塔屋 1 階、構造：SRC 造、延床面積：9600 m²

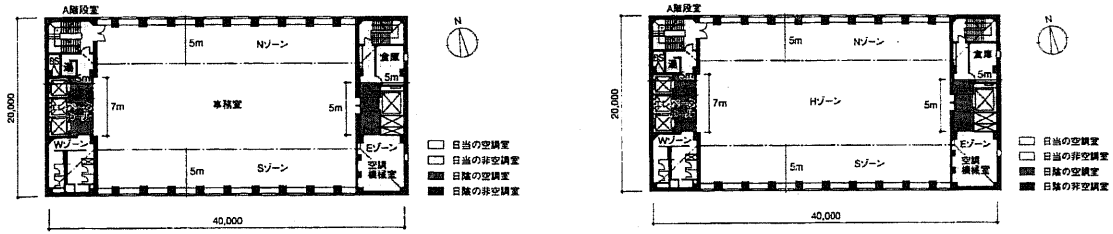


図 3-36 平面図(左：基準階、右：最上階)

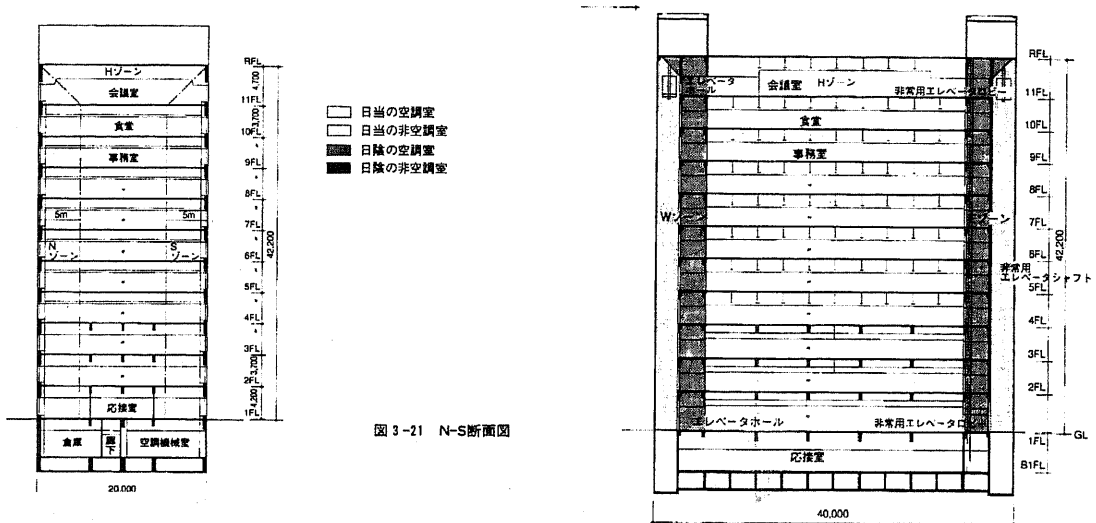


図 3-21 N-S断面図

図 3-37 断面図(左：N-S、右：E-W)

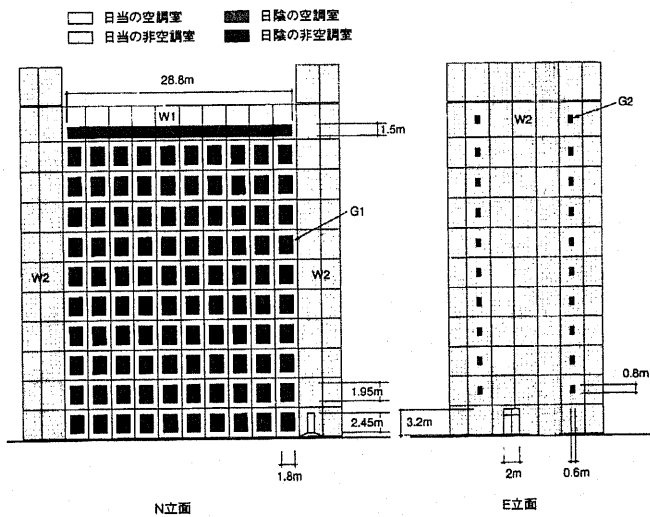


図 3-38 立面図

下表 3-12、表 3-13 に算出した冷暖房補正係数を示す。

表 3-12 暖房需要に関する補正係数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
3.78	2.42	1.00	1.25	1.76	1.15	1.25	1.15	0.80

表 3-13 冷房需要に関する補正係数

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
0.18	0.46	1.00	1.04	0.83	1.22	1.04	1.22	1.28

冷房、暖房需要に関する補正係数を空調衛生工学会の標準データに掛けることにより地域特性を反映させる(ただし標準データが東京地域の負荷データをあらわしていると仮定)。また時刻別パターンは日本全体で共通であるものとした。

以下に各地域の暖房、冷房時刻別需要に対して地域補正係数を乗じた需要を図示する。

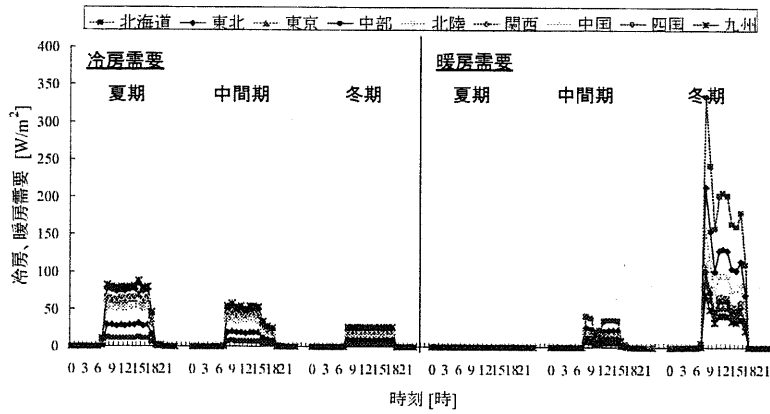


図 3-39 事務所における地域別冷暖房需要

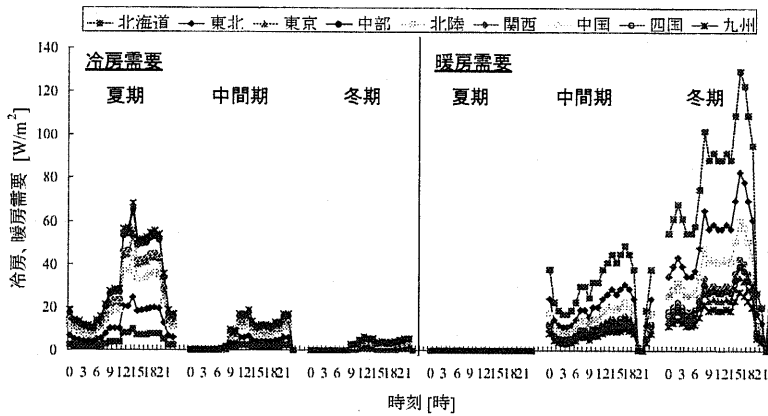


図 3-40 ホテルにおける地域別冷暖房需要

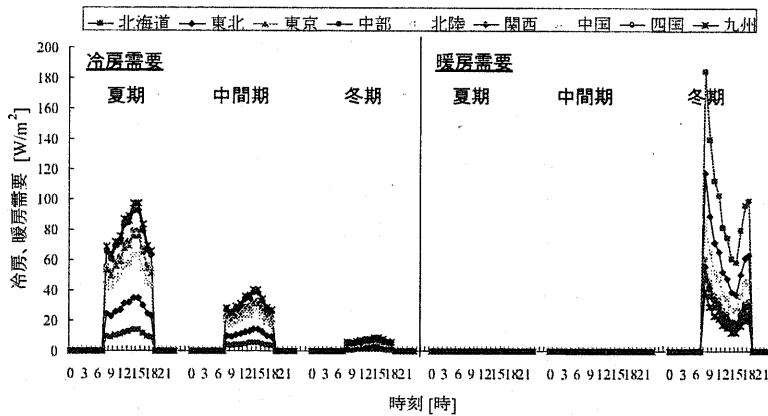


図 3-41 店舗における地域別冷暖房需要

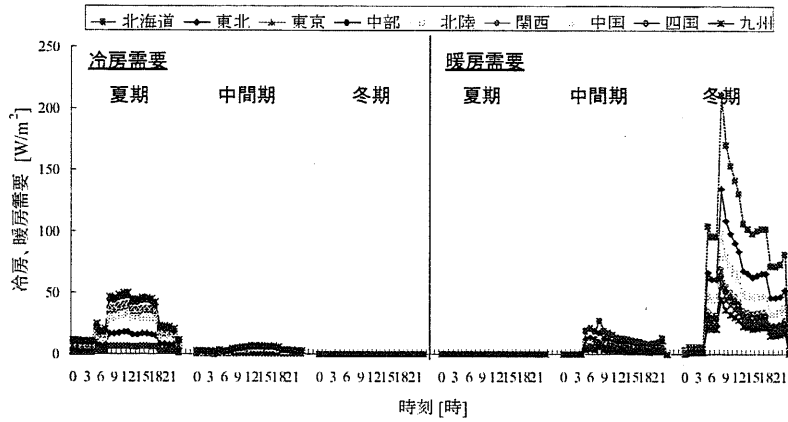


図 3-42 病院における地域別冷暖房需要

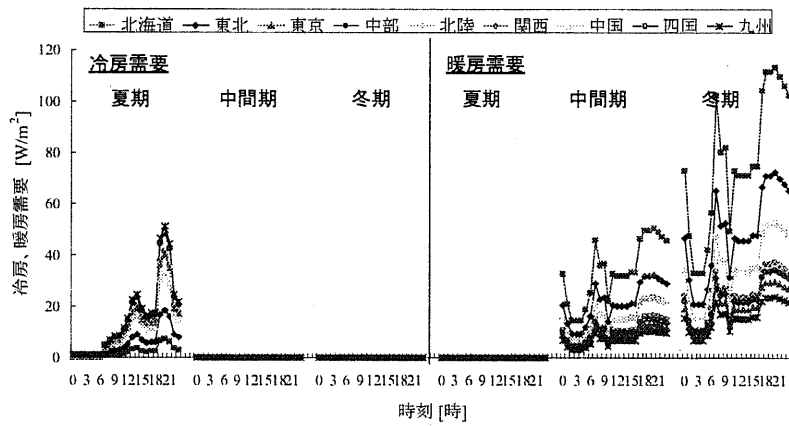


図 3-43 住宅における地域別冷暖房需要

3-3. 最適化計算結果

3-3-1. CGS モデルによる最適化計算結果

以下に 2050 年における各需要家(日本全体)における最適電力需給パターンを図示する。

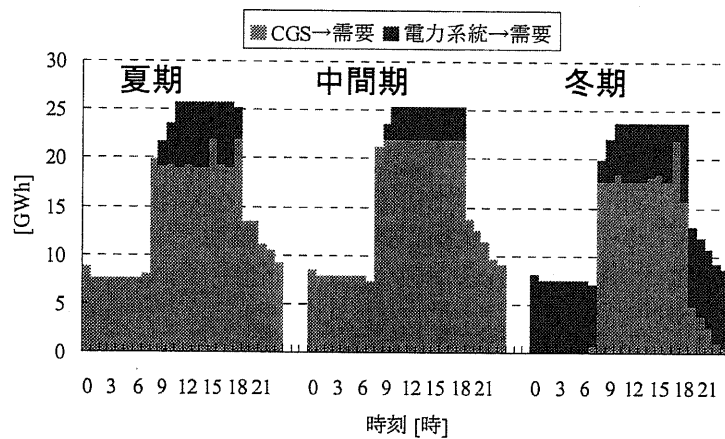


図 3-44 事務所における最適電力需給パターン

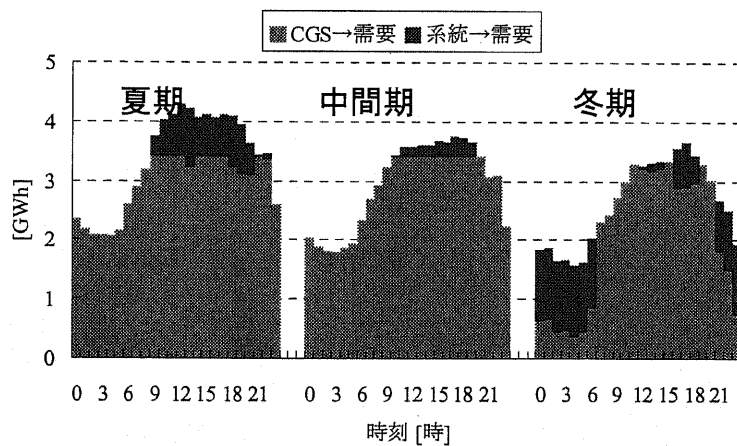


図 3-45 ホテルにおける最適電力需給パターン

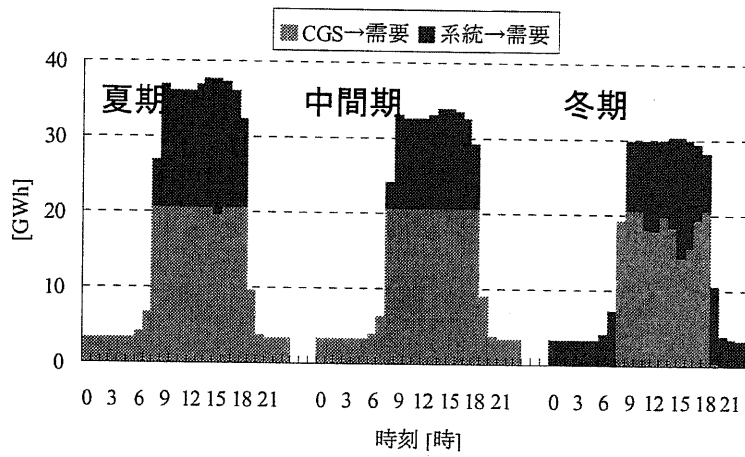


図 3-46 店舗における最適電力需給パターン

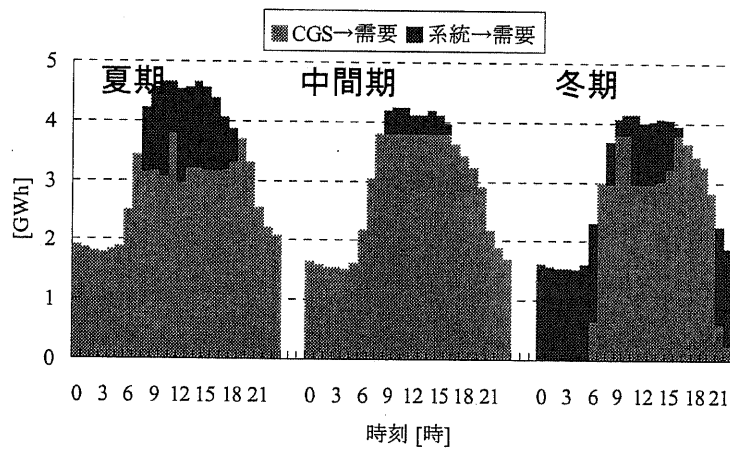


図 3-47 病院における最適電力需給パターン

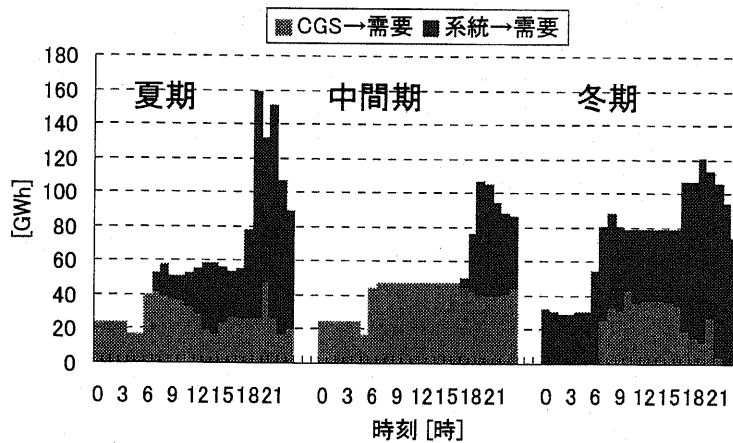


図 3-48 住宅における最適電力需給パターン

以下に 2050 年における各需要家(日本全体)における最適熱需給パターンを図示する。

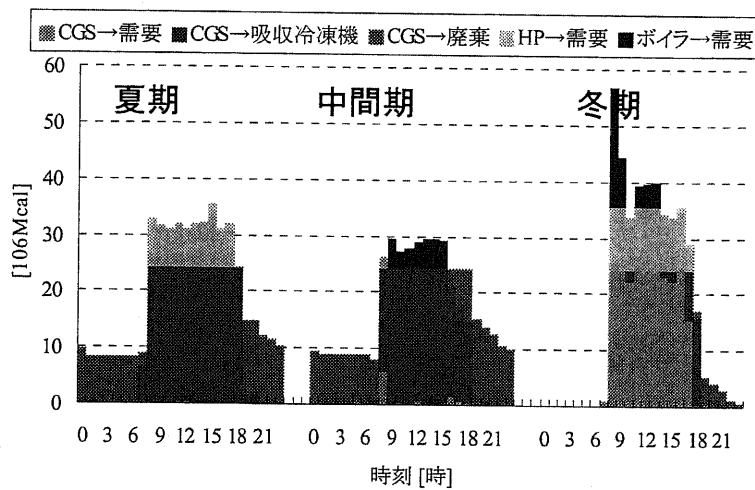


図 3-49 事務所における最適熱需給パターン

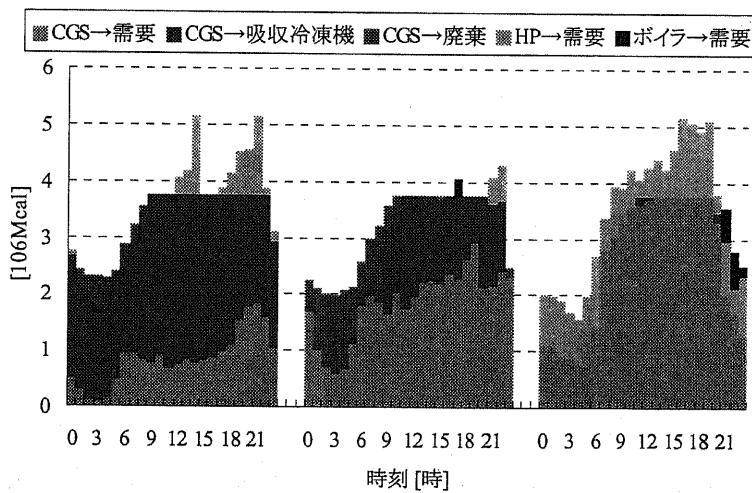


図 3-50 ホテルにおける最適熱需給パターン

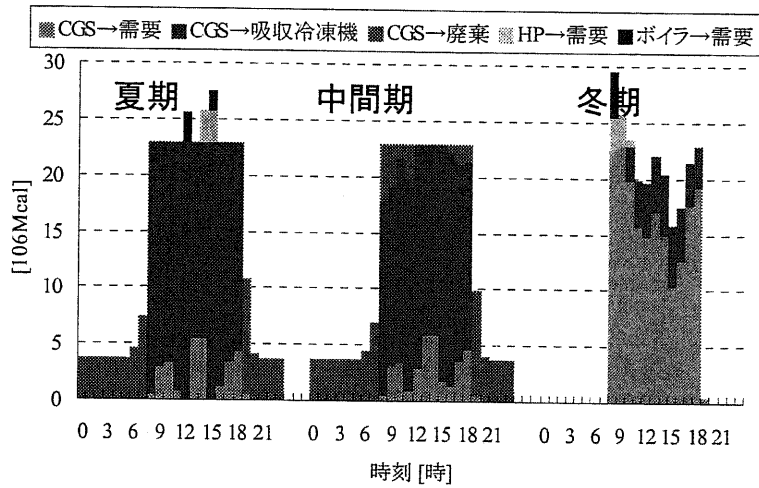


図 3-51 店舗における最適熱需給パターン

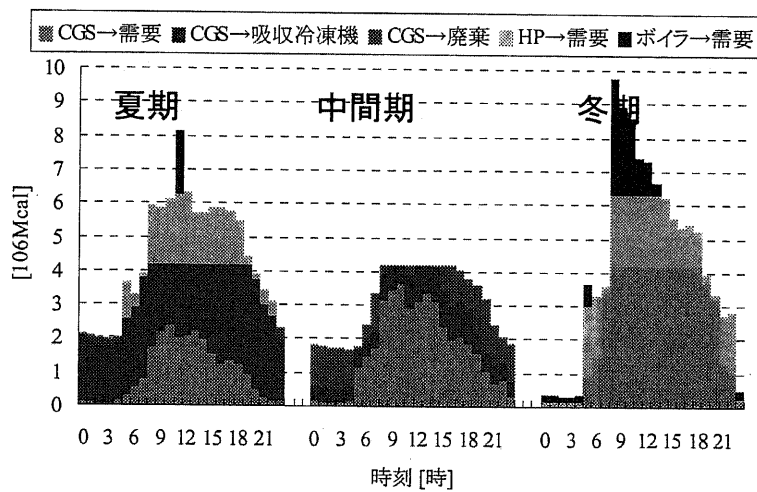


図 3-52 病院における最適熱需給パターン

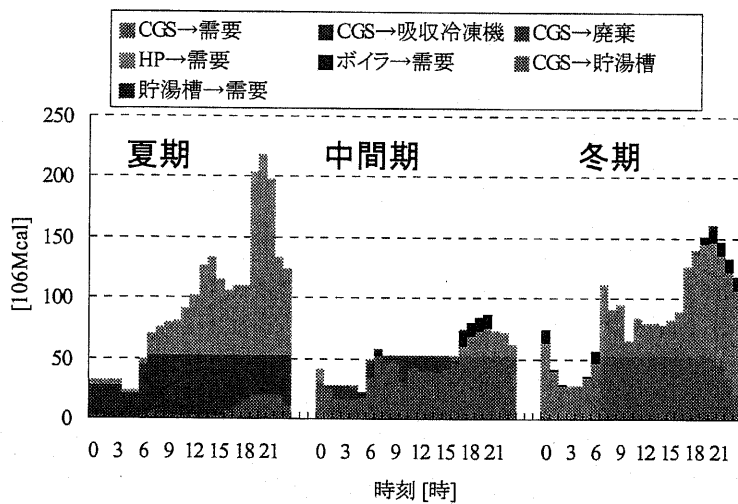


図 3-53 住宅における最適熱需給パターン

また、2020年における電気需要のCGS依存率(=発電電気/電気需要)ならびに熱需要のCGS依存率(=廃棄熱/熱需要)はそれぞれ下表3-14のようになる。

表 3-14 各需要家におけるCGS依存率

	事務所	病院	店舗	ホテル	住宅
CGS依存率(電気)	0.62	0.76	0.6	0.8	0.49
CGS依存率(熱)	0.64	0.65	0.68	0.73	0.43

同表より病院、ホテルの場合は熱需要、電力需要とも昼夜を問わず存在し、熱電比も大きいことからCGS依存率が大きく、一方熱需要が比較的小さく、電力需要の負荷率も小さい事務所、店舗の場合、CGSによるエネルギー供給が経済的に見て不利であることから、病院ホテルに比較してCGS依存率が小さくなる。

3-3-2. 長期電源構成モデルにおける計算ケース設定

将来的な燃料費の推移により、需要家側の CGS 導入による電力会社のコスト削減効果、CO₂ 排出削減効果も異なる可能性が考えられる。将来の電源構成は燃料費、特に石油価格によって大きく影響されることから、燃料費の基準ケースとして、現在想定されている低位推定(15\$/bbl)と高位推定(30\$/bbl)の中間値を採用した[3-12]。石炭価格はほぼ現状維持と仮定している。原子力に関しては、季節分+既計画分を設置 可能容量上限とする。

そこで、電気事業者が購入する燃料価格に関して、基準ケース、燃料費低位ケースの 2 ケースを想定する。低位ケースは現状の価格が引き続き将来まで続くケースである。さらに原子力は燃料消費に伴う二酸化炭素がほとんど排出されずクリーンなエネルギーとして期待されるが、原子力に対する社会的な不安から今後の導入量に関して不確実性を伴う。そこで燃料費基準ケースの下で、新規に建設される原子力設備量上限制約を課さないケースを設定する。これらの各ケースの下で電源構成の最適化を行い、CGS 導入効果の評価を行った(表 3-15)。

さらに上記の 3 ケースそれぞれについて、CGS 導入の規模に関する評価を行うために、新築需要ならびに改修需要に対して CGS を導入しない“対策なし”ケース、新築需要に対してのみ CGS を導入する“新築のみ”ケース、新築需要ならびに改修需要双方に対して CGS を導入する“新築+改修”ケース、さらに民生部門の床面積の規模を考慮に入れ、CGS 導入対象となる需要家を選別して評価をおこなう。

表 3-15 ケース設定

燃料費基準ケース
燃料費低位ケース
原子力上限制約なしケース (燃料費は基準ケース)

3-3-3. 日本における CGS 導入可能性評価

前節に置いて説明を行った燃料費の将来推移に関する各 3 ケースについて計算を行った。日本の電力システムにおける設備量、発電量、CO₂ 排出量を以下に図示する。

○ 設備量 (図 3-54～図 3-56)

以下に基準ケース、需要家側で CGS 導入が行われないう“対策なし”ケースにおける発電設備容量、発電電力量および CO₂ 排出量の将来見通しを算定した。

基準ケースでは 2040 年以降に石炭火力は廃棄され、代わりに 2030 年以降 IGCC が建設され始めていることが分かる。原子力は既設分+既計画分を上限設備容量としているが、経済的に有利であるため、寿命(40 年)を超えて廃棄されてもその分が新規建設される。石油火力はピーク対応として一定の比率にて導入される。

低位ケースでは 21 世紀中期に原子力、石炭火力が寿命に従い廃棄され、LNG 複合、LNG 火力の導入が進み、一次エネルギーとして LNG を使用する電源の割合が拡大する。

原子力上限制約を設けない場合では、原子力、LNG 火力の導入が 21 世紀末まで進み、原子力に関しては寿命を経たプラントでも、廃棄された容量以上に新規容量が建設される。

○ 発電量 (図 3-57～図 3-59)

基準ケースにおける発電量の推移をみると、2005 年から 2025 年までは LNG 複合のシェアが大きいが、2030 年以降 IGCC が導入され、最終的には LNG 複合、IGCC による発電量の比率がかなり大きくなっており、設備量の結果を反映した結果となった。石油火力の発電量も一定の比率を保持している。

低位ケースでは 21 世紀中期に原子力、石炭火力が寿命に従い廃棄されるに伴い、LNG 複合の発電量がかなりの割合で増加し、LNG ヘシフトしている。原子力上限制約を設けないケースでは、廃棄された容量以上に建設されるため、原子力の発電量が 21 世紀末まで増加しベースを担い、ピークは石油火力が供給を行う結果となった。

○ CO₂ 排出量 (図 3-60～図 3-62)

基準ケースでは 21 世紀後期にかけて、IGCC、LNG 複合、石油火力が主電源となるため、これらの排出原単位が大きいことから CO₂ 排出量が増加する。

低位ケースでは LNG 複合、石油火力の寄与が大きく、それらの排出源としての割合が大きくなる。

原子力上限制約を設けない場合では、全発電量に対する原子力の導入割合の増加に伴い、CO₂ 排出原単位が 0 であることから、21 世紀後期にかけて CO₂ 排出量が他ケースに比較して大幅に減少し、1990 年と 2050 年における排出量がほぼ等しくなる。

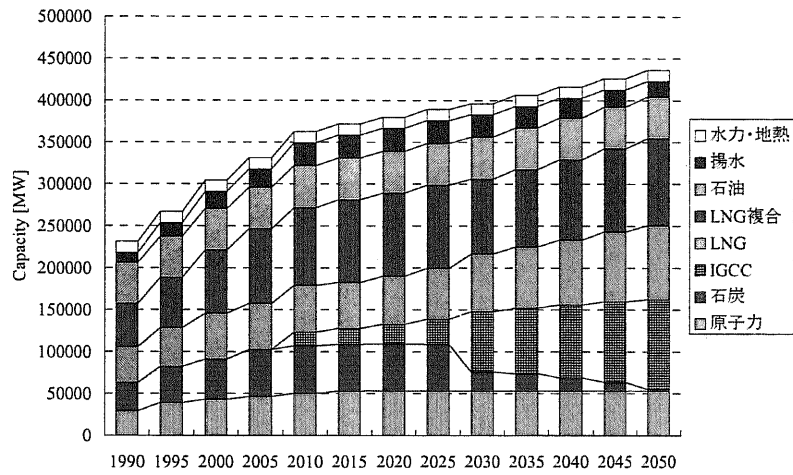


図 3-54 基準ケースにおける発電設備容量

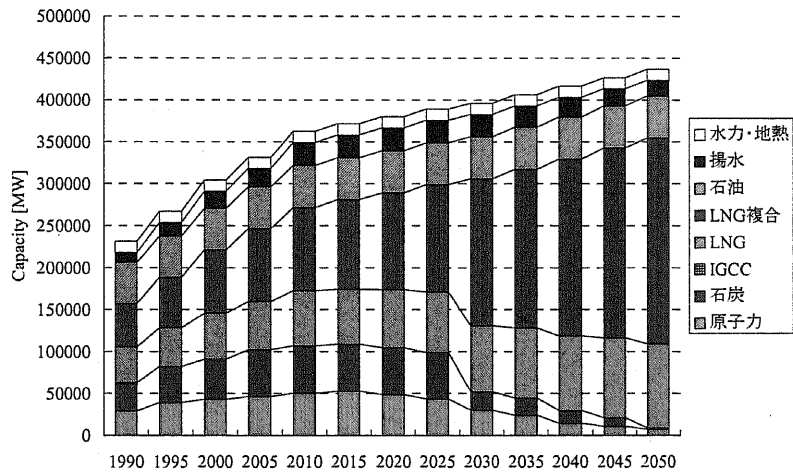


図 3-55 低位ケースにおける発電設備容量

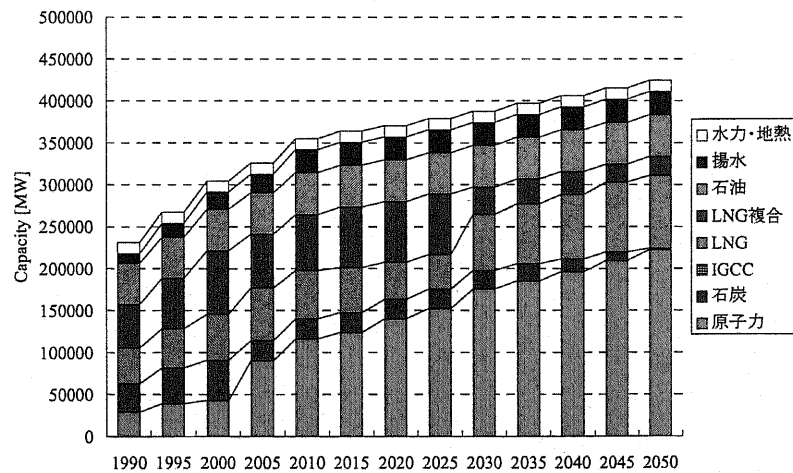


図 3-56 基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における発電設備容量

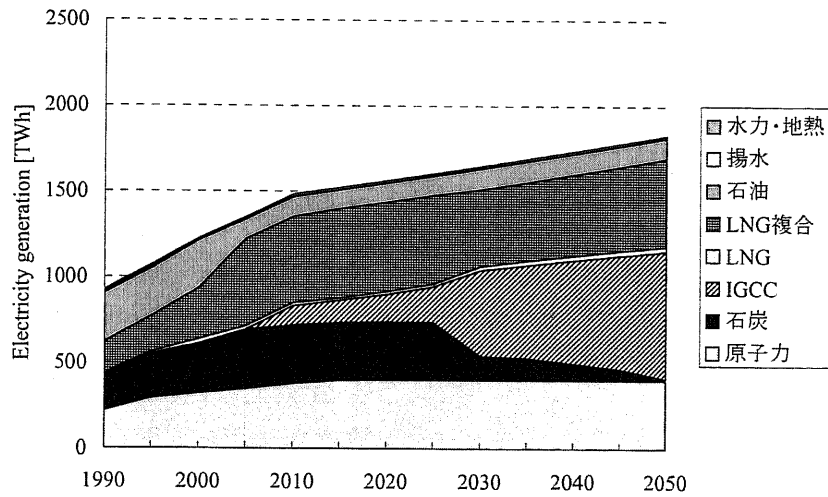


図 3-57 基準ケースにおける発電電力量

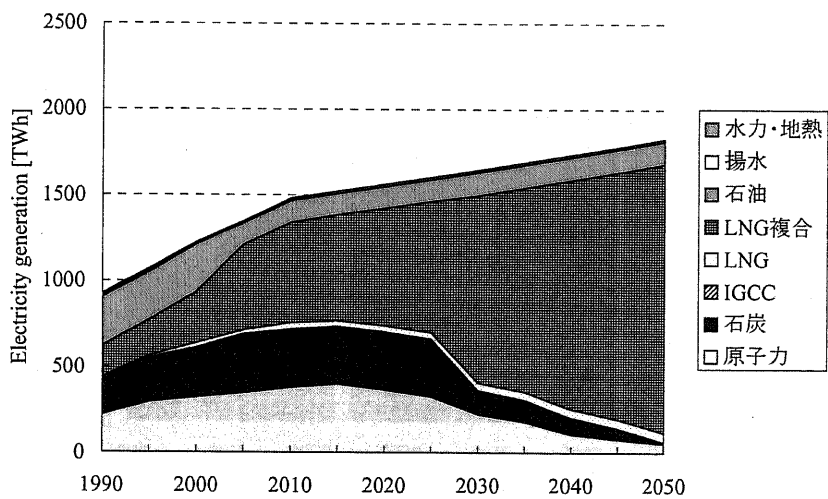


図 3-58 低位ケースにおける発電電力量

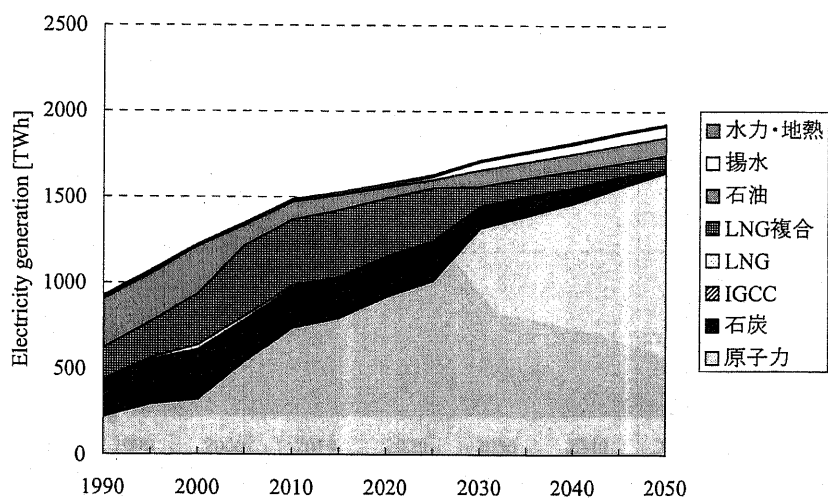


図 3-59 基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における発電電力量

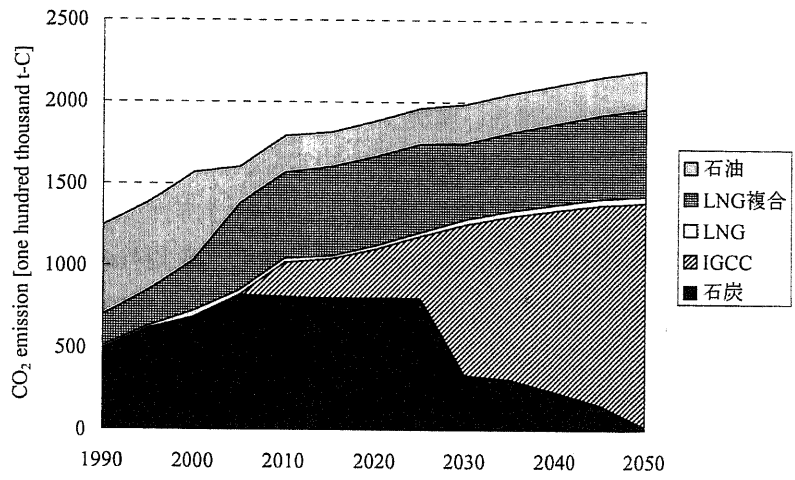


図 3-60 基準ケースにおける CO₂ 排出量

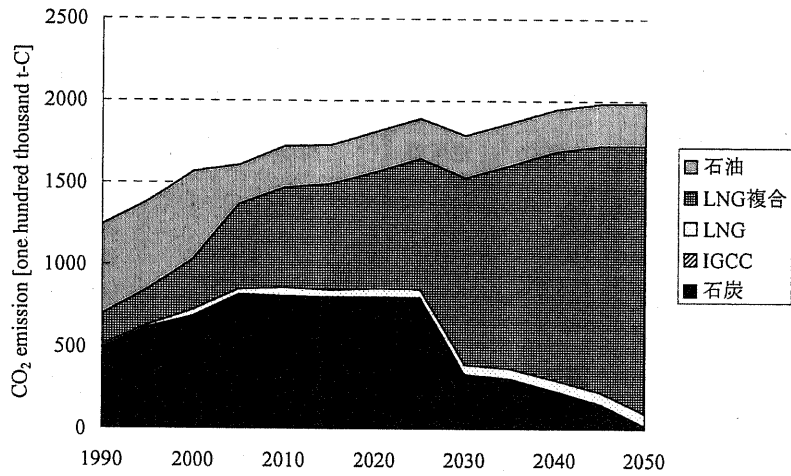


図 3-61 低位ケースにおける CO₂ 排出量

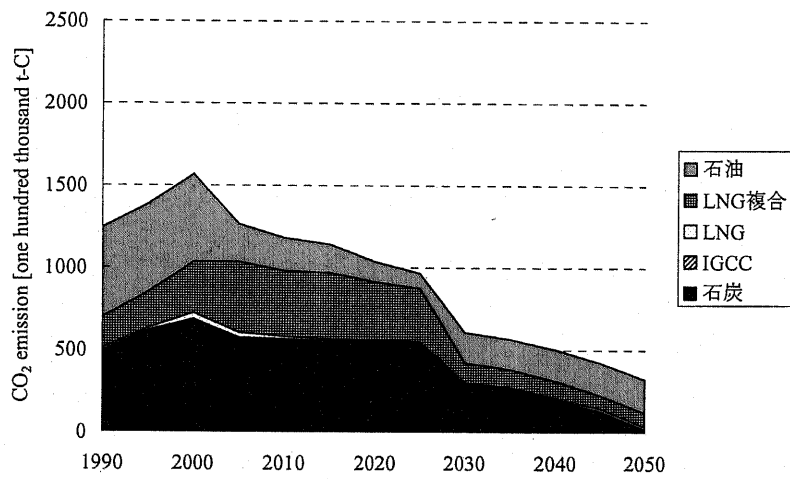


図 3-62 基準ケース(原子力設備量上限制約なし)における CO₂ 排出量

○ 需要家側の設備構成(図 3-63～図 3-65)

以下に CGS 導入を需要家の規模を考慮に入れて実施した際の需要家側の設備構成を図示する。本報告では CGS 導入施策のインパクトを評価するために以下の 3 ケースを想定した。

ケース 1：業務部門 700m² 以上、住宅部門 100m² 以上の需要家へ CGS 導入

ケース 2：業務部門 2000m² 以上、住宅部門 100m² 以上の需要家へ CGS 導入

ケース 3：業務部門 5000m² 以上、住宅部門 120m² 以上の需要家へ CGS 導入

以下に各ケースにおける CGS 導入規模(業務部門ならびに家庭部門における導入量の総和)を図示する。

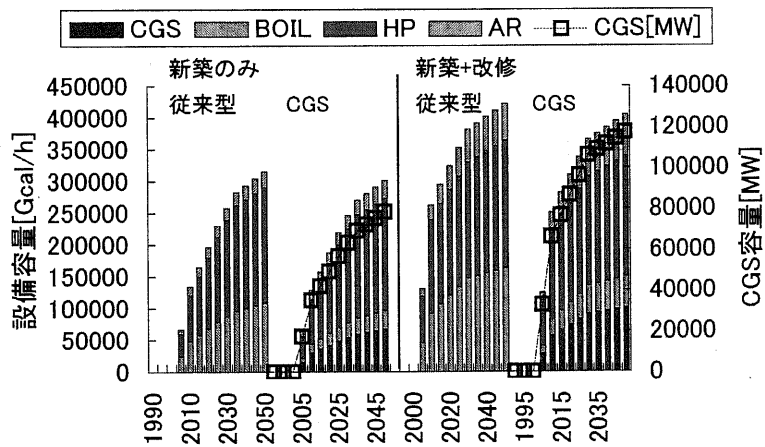


図 3-63 需要家側の設備構成 (業務 700m² 以上、住宅 100m² 以上)

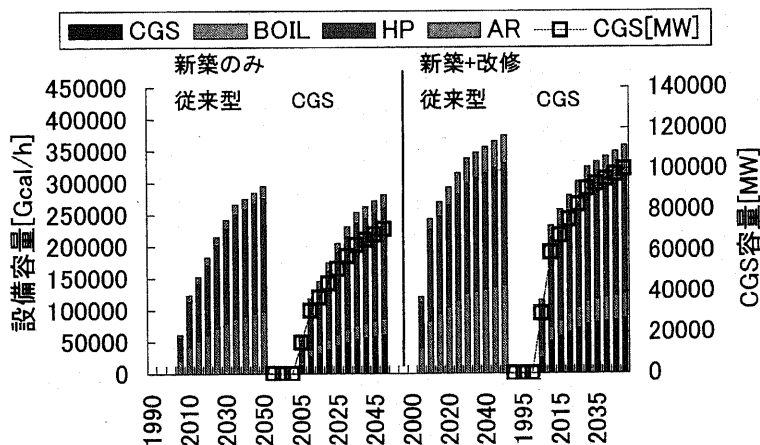


図 3-64 需要家側の設備構成 (業務 2000m² 以上、住宅 100m² 以上)

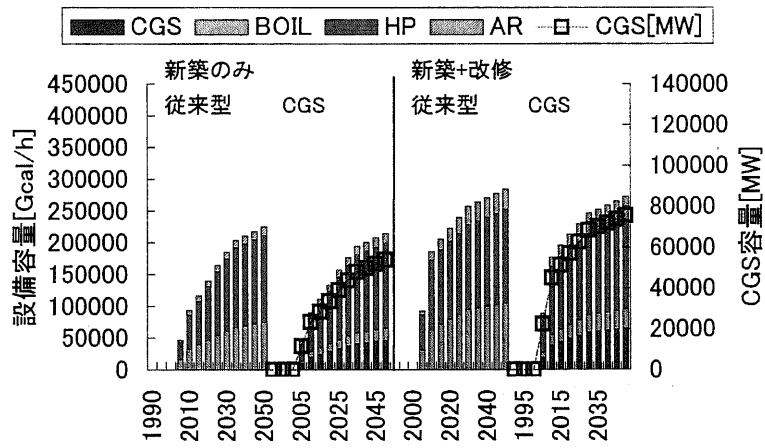


図 3-65 需要家側の設備構成 (業務 5000m²以上、住宅 120m²以上)

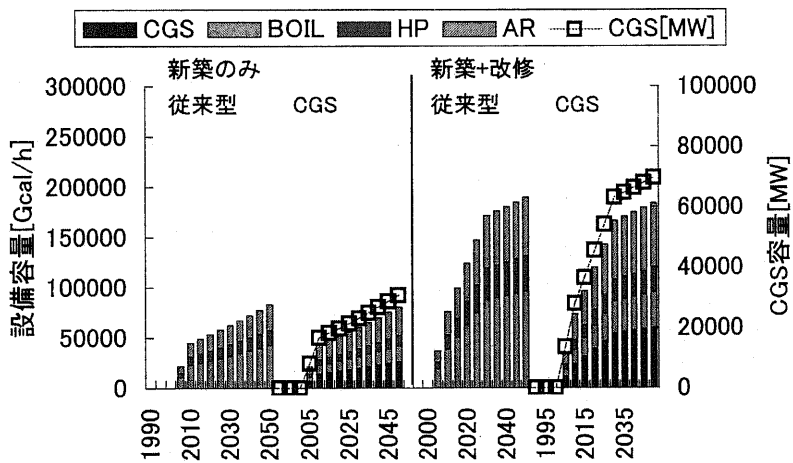


図 3-66 業務部門の設備構成 (700m²以上)

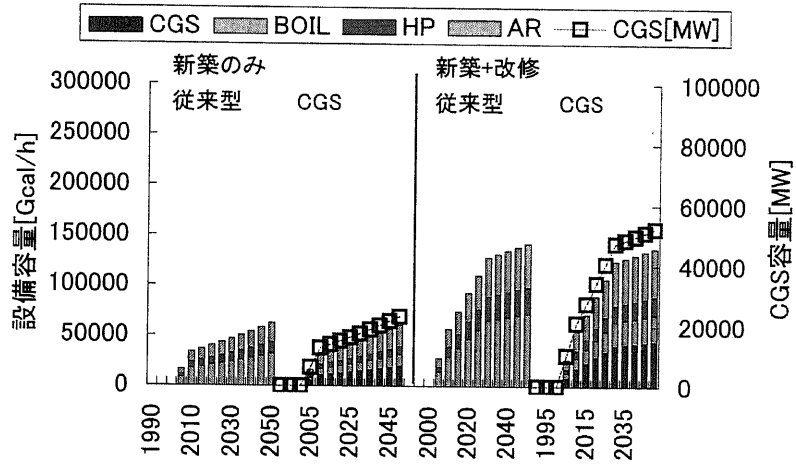


図 3-67 業務部門の設備構成 (2000m²以上)

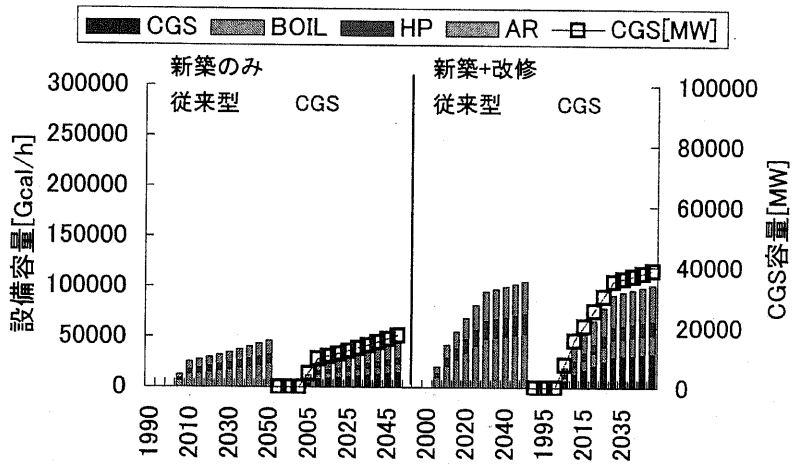


図 3-68 業務部門の設備構成 (5000m²以上)

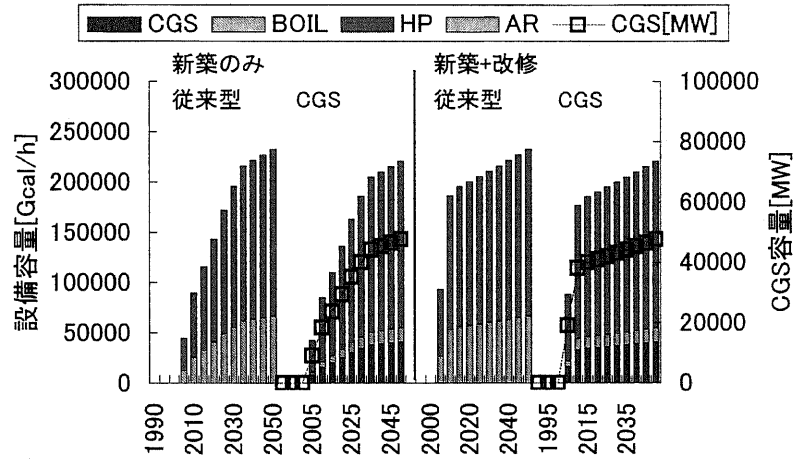


図 3-69 家庭部門の設備構成 (100m²以上)

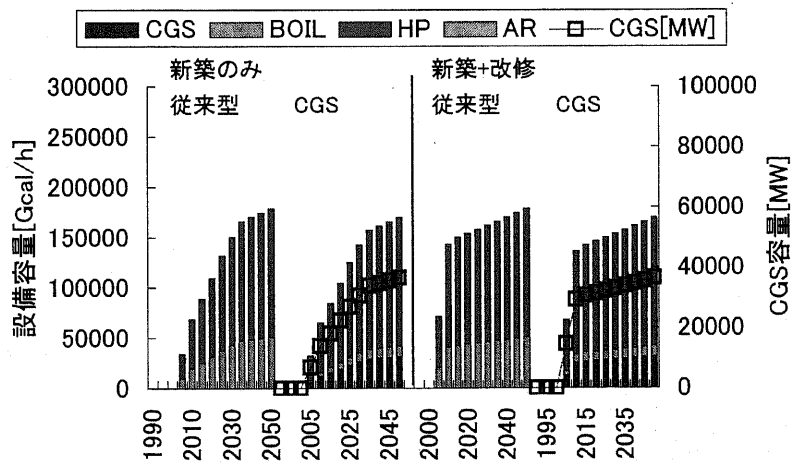


図 3-70 家庭部門の設備構成 (120m²以上)

2050年の導入規模をみるとケース1において新築と改修需要へCGSを導入すると1億2000万kWとなり、電源側設備の約25%というかなり大きい値となる。しかし現実問題を考えると電力システムの信頼性への影響、CGSガス供給インフラの建設などの諸問題を克服しなくてはならないので、この導入規模よりも小さくなることが考えられる。よってこの最適化の結果えられたCGS導入量は、上記の諸問題を取捨した際の、究極的なCGS導入ポテンシャルとして見る必要がある。同様にケース2では約1億kW、ケース3では約8億kWの導入ポテンシャルが見積もられる。

また以下に業務部門におけるCGS設備量(ガスエンジン容量の業種別内訳を、新築需要を導入対象にした場合、新築ならびに改修需要を導入対象にした場合を図示する。全体的な傾向として事務所、店舗の設備量割合が大きいことがわかる(図3-71～図3-74)。

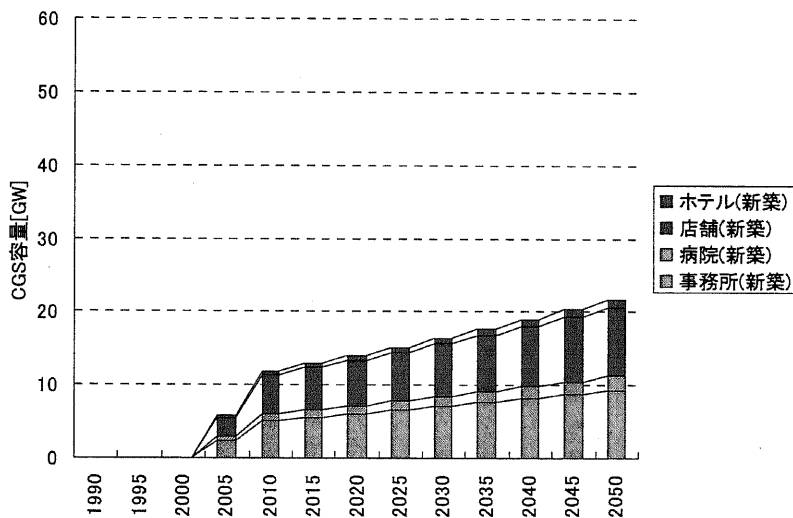


図 3-71 業種別ガスエンジン導入量(新築のみ、延床面積 700 m²以上)

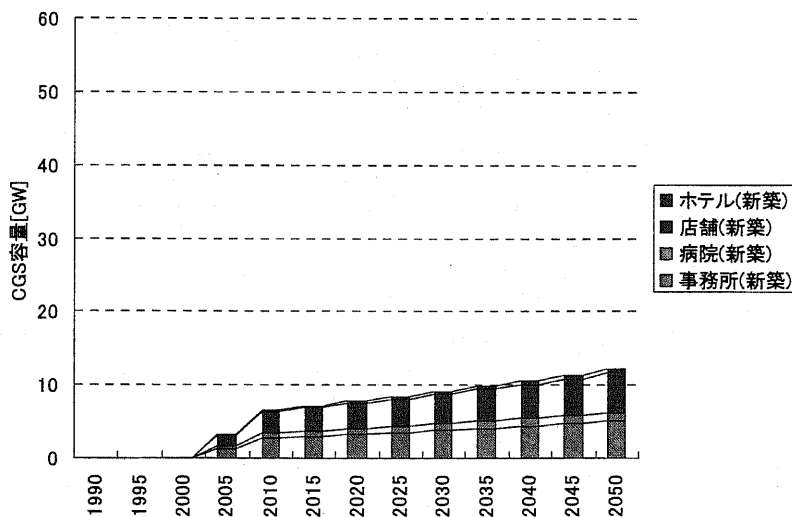


図 3-72 業種別ガスエンジン導入量(新築のみ、延床面積 5000 m²以上)

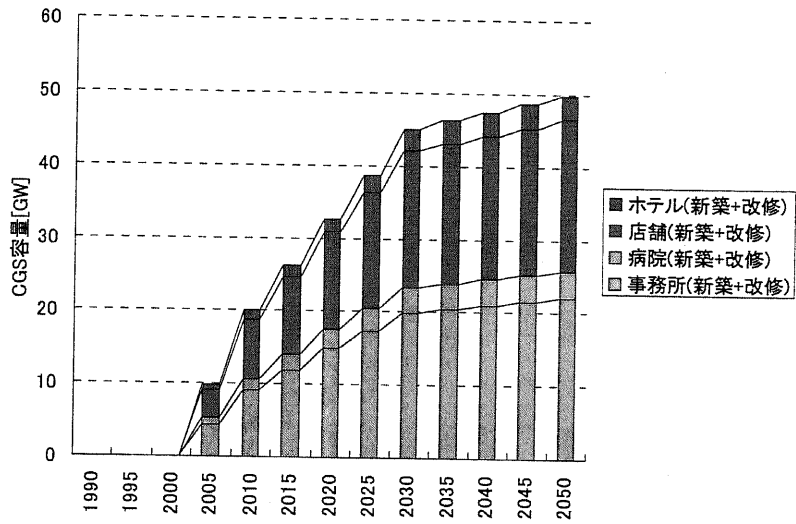


図 3-73 業種別ガスエンジン導入量(新築+改修、延床面積 700 m²以上)

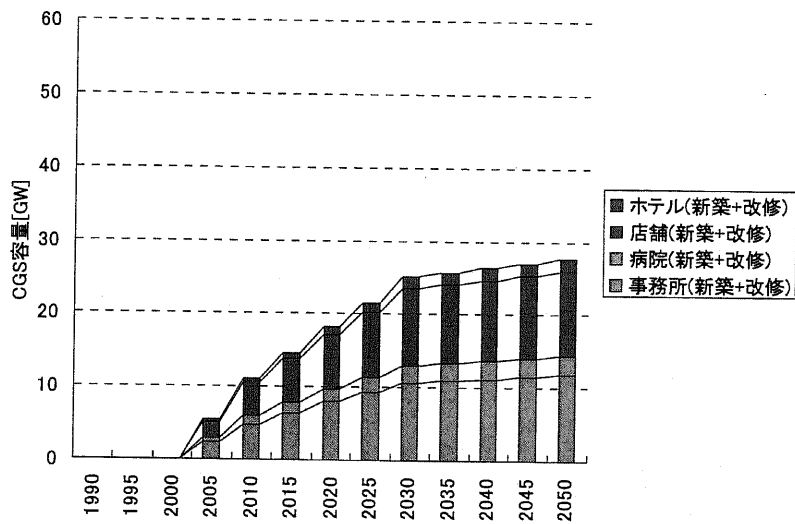


図 3-74 業種別ガスエンジン導入量(新築+改修、延床面積 5000 m²以上)

また下図 3-75～図 3-80 に地域別規模別の CGS 導入容量を図示する。とくに関東、関西、中部地区における導入ポテンシャルが大きいことが分かる。

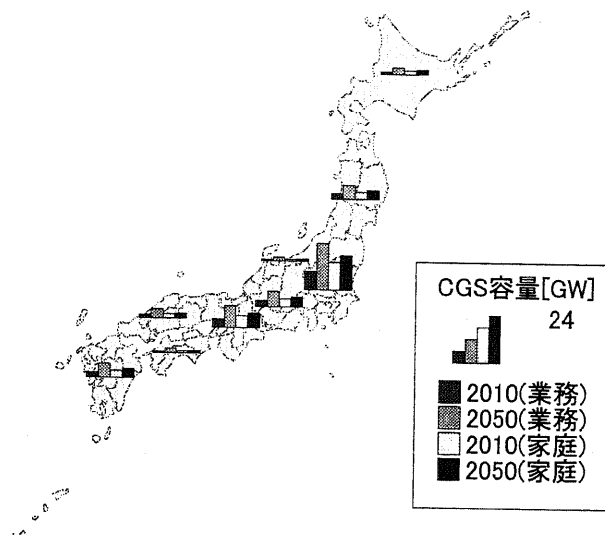


図 3-75 地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 700m²以上、住宅 100m²以上)

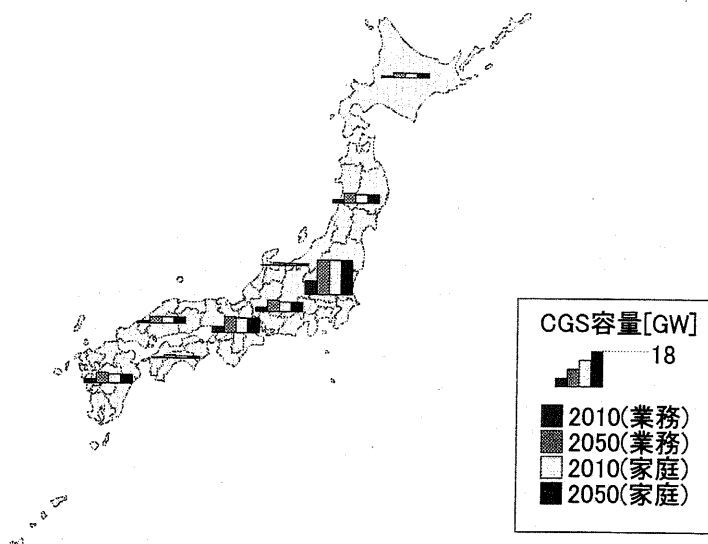


図 3-76 地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 2000m²以上、住宅 100m²以上)

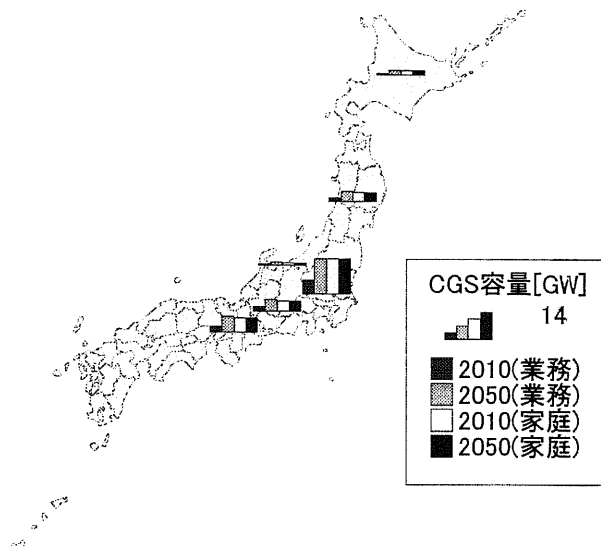


図 3-77 地域別 CGS 導入量 (新築+改修、業務 5000m²以上、住宅 120m²以上)

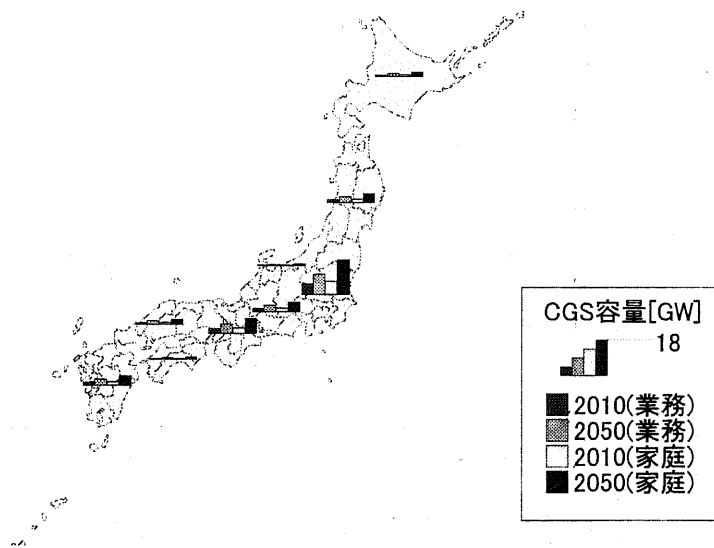


図 3-78 地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 700m²以上、住宅 100m²以上)

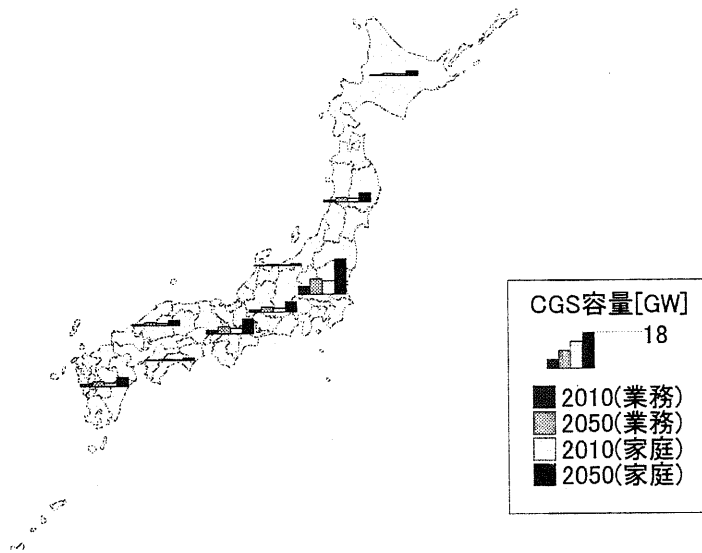


図 3-79 地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 2000m²以上、住宅 100m²以上)

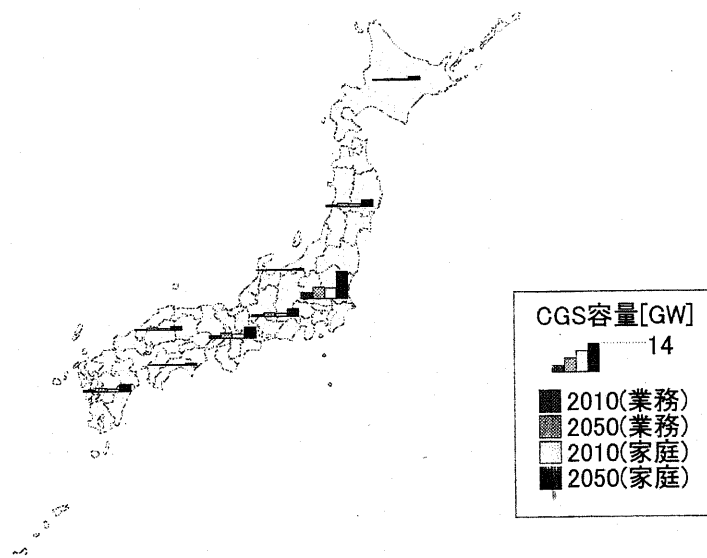


図 3-80 地域別 CGS 導入量 (新築のみ、業務 5000m²以上、住宅 120m²以上)

○ CGS 導入による電源設備代替のようす (図 3-81～図 3-83)

基準ケースでは 2020 年から LNG 火力、LNG 複合火力、IGCC を代替する。低位ケースでは、LNG 火力、LNG 複合火力を代替する。基準ケース(原子力上限制約なし)では原子力、LNG 火力、LNG 複合火力を代替しており、原子力を代替する割合が大きい。

○ CGS 導入による電源側発電量代替のようす (図 3-84～図 3-86)

基準ケースでは 2020 年から石油火力、LNG 複合火力、IGCC を代替する。低位ケースでは、石油火力、LNG 火力、LNG 複合火力を代替し、LNG 複合火力を代替する割合が大きい。基準ケース(原子力上限制約なし)では原子力、石油火力、LNG 複合火力を代替しており、原子力を代替する割合が大きい。

○ 代替電力 CO₂ 排出原単位の推移 (図 3-87)

ケース 1 における CO₂ 排出原単位を図示する。

各ケースにおいて CGS が代替する電源の種別が違うことから、CGS 導入による CO₂ 削減効果も変わることが考えられる。

そこでその指標を与えるため、代替電力 CO₂ 排出原単位と呼ばれる概念を用いる。代替電力原単位の定義は、CGS 導入前後の電源側の CO₂ 排出量を、CGS 導入前後における電源側の発電電力削減量で割った値である。

基準ケースにおける代替電力原単位は 2020 年頃から IGCC の削減量割合が大きくなるため、代替電力原単位も 180(g-C/kWh)程度と大きくなり CGS による CO₂ 削減効果も大きいことを示唆している。しかし一方で、低位ケースでは 21 世紀後半にかけて LNG 複合を主に代替するため、基準ケースに比較して代替電力原単位も小さくなる。さらに原子力上限制約を課さないケースでは、21 世紀後半にかけて CO₂ 排出原単位がほぼ 0 である原子力を CGS が代替するため、2020 年以降の原単位は他のケースに比較して著しく小さくなる。

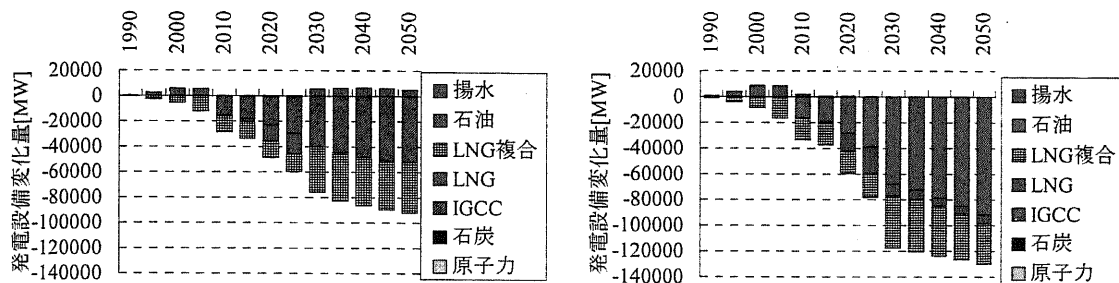


図 3-81 電源設備量変化 (基準ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))

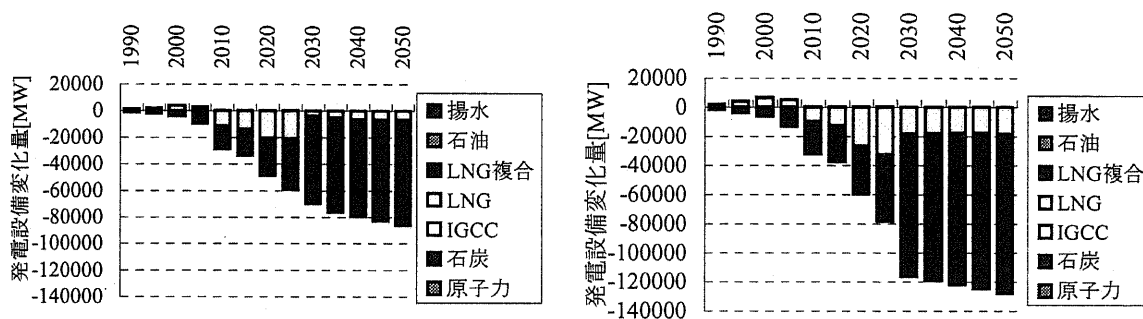


図 3-82 電源設備量変化 (低位ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))

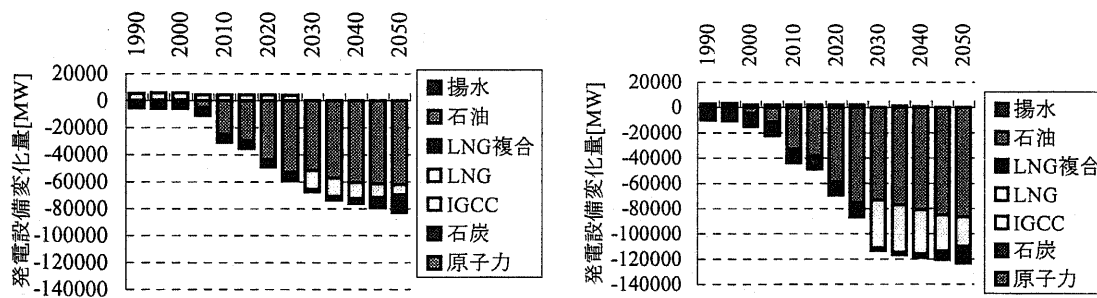


図 3-83 電源設備量変化 (原子力上限なし、新築のみ(左)、新築+改修(右))

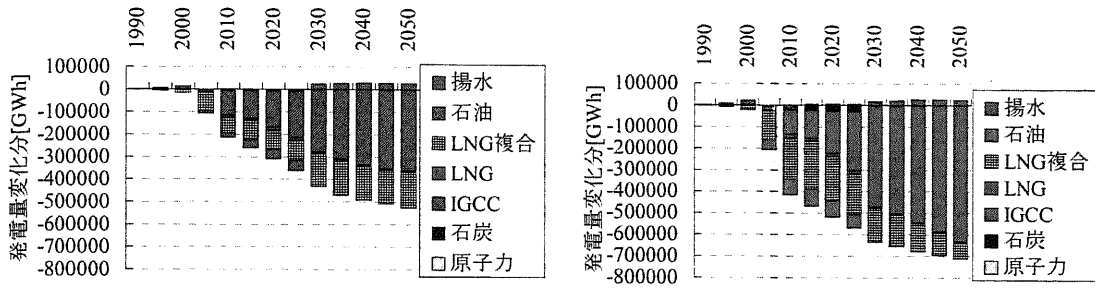


図 3-84 発電量の変化 (基準ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))

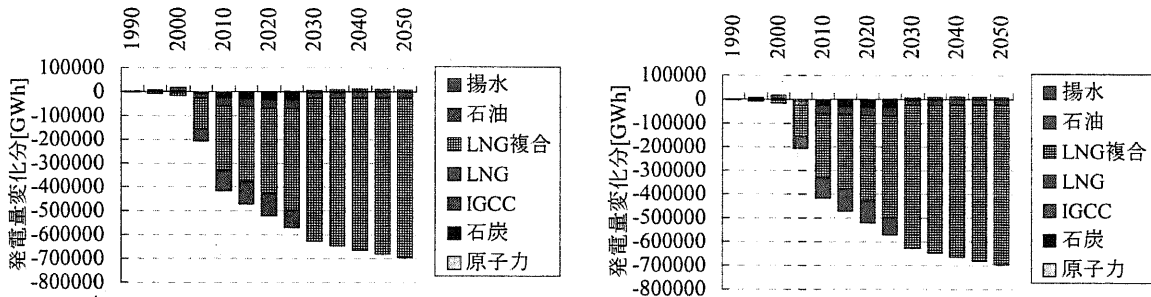


図 3-85 発電量の変化 (低位ケース、新築のみ(左)、新築+改修(右))

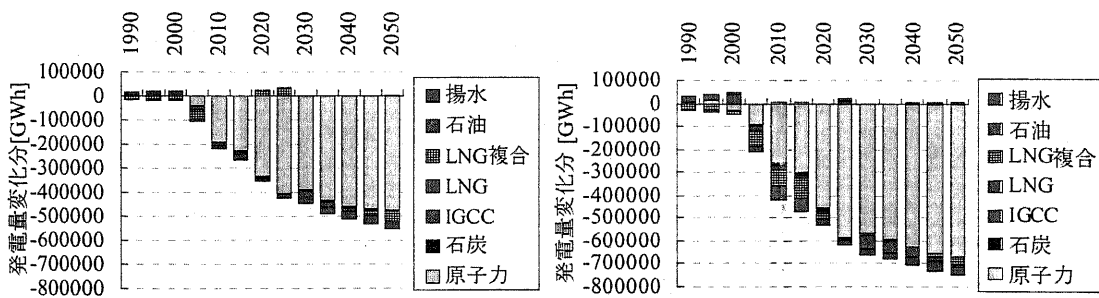


図 3-86 発電量の変化 (原子力上限なし、新築のみ(左)、新築+改修(右))

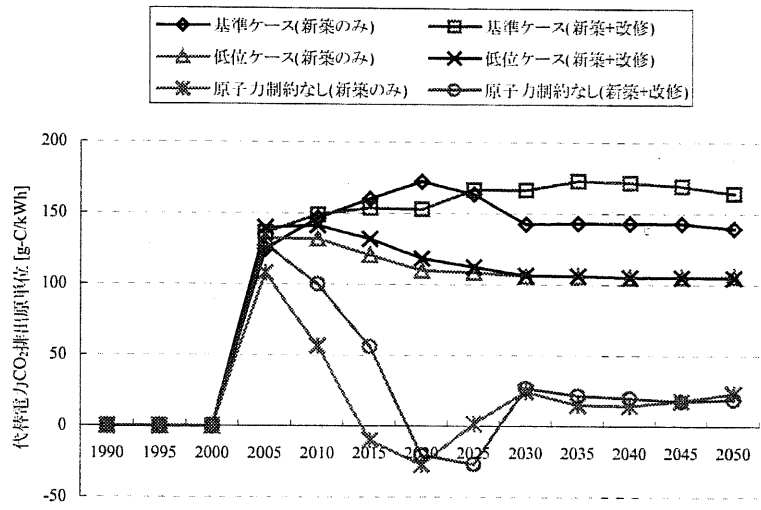


図 3-87 代替電力 CO₂ 排出原単位のケース間比較

○ 日本における一次エネルギー削減効果 (図 3-88、図 3-90、図 3-92)

規模別導入床面積により設定したケース 1 からケース 3 における日本の民生部門への CGS 導入による一次エネルギー削減量ならびに削減率を図示する。基準ケース、低位ケース、基準ケース(原子力上限制約なし)において一次エネルギー削減効果が得られ、CGS 導入のメリットが得られることが分かる。導入施策ケース 1、基準ケースで最大約 4%、原子力制約無しで最大約 6%、導入施策ケース 2、基準ケースで最大約 3%、原子力制約無しで最大約 5.5%、導入施策ケース 2、基準ケースで最大約 2%、原子力制約無しで最大約 4%の削減効果が得られている。ただし原子力の変換効率は 38.1%を用いた。

○ 日本における CO₂ 排出量削減効果 (図 3-89、図 3-91、図 3-93)

民生部門への CGS 導入による CO₂ 排出削減量ならびに削減率を図示する。すべての規模別導入施策における基準ケースでは CGS 導入により CO₂ 排出削減効果が得られ、削減率はケース 1 で約 20%、ケース 2 で約 18%、ケース 3 で約 15%となった。一方で低位ケースでは CGS が CO₂ 排出原単位の小さい LNG 火力、LNG 複合火力を代替するため、基準ケースに比較して CO₂ 排出削減効果が小さくなる。削減率はケース 1 で約 7%、ケース 2 で約 5%、ケース 3 で約 4%となった。さらに基準ケース(原子力上限制約なし)においては 21 世紀後半から CGS が CO₂ 排出原単位がほぼゼロである原子力を代替するため、逆に電力供給部門における CO₂ 排出量が導入前に比較して増加する結果となった。このように CGS による CO₂ 排出削減効果を評価する際どの種の大規模電源を代替するのか注意を払う必要があることをこの結果は示唆している。

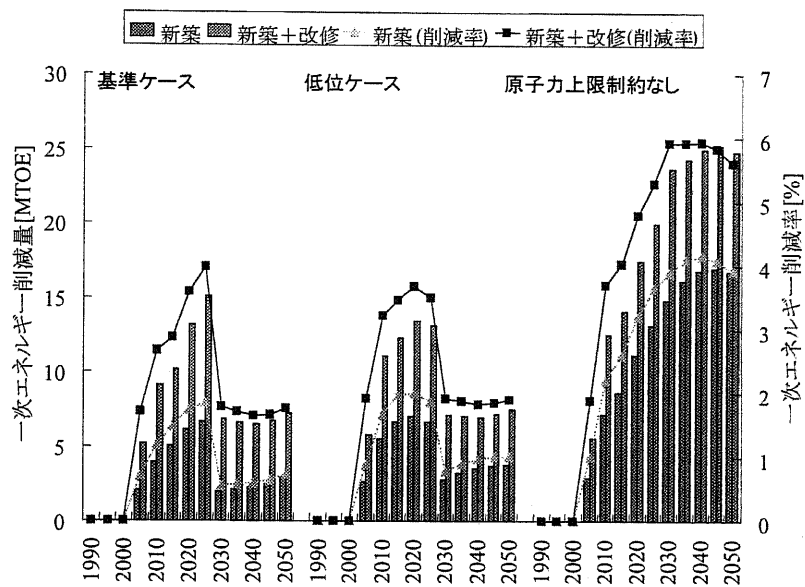


図 3-88 ケース別一次エネルギー削減量 (業務 700m² 以上、住宅 100m² 以上)

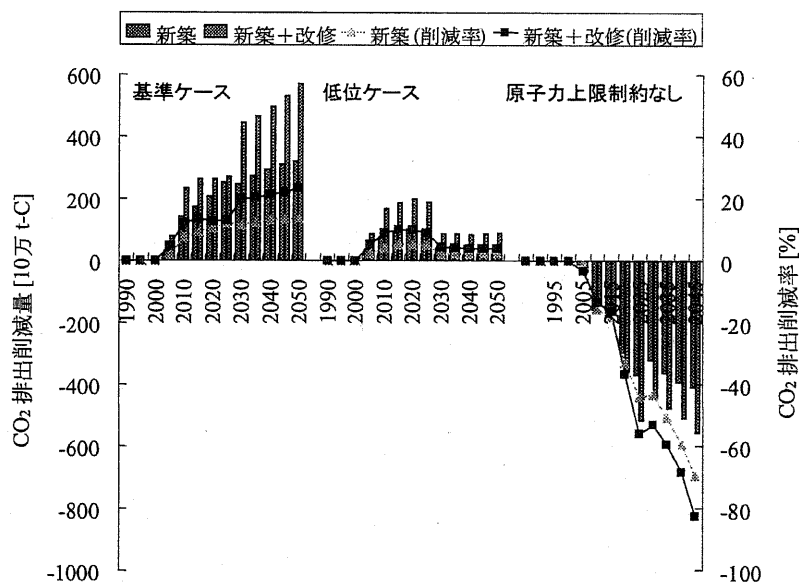


図 3-89 ケース別 CO₂ 排出削減量 (業務 700m² 以上、住宅 100m² 以上)

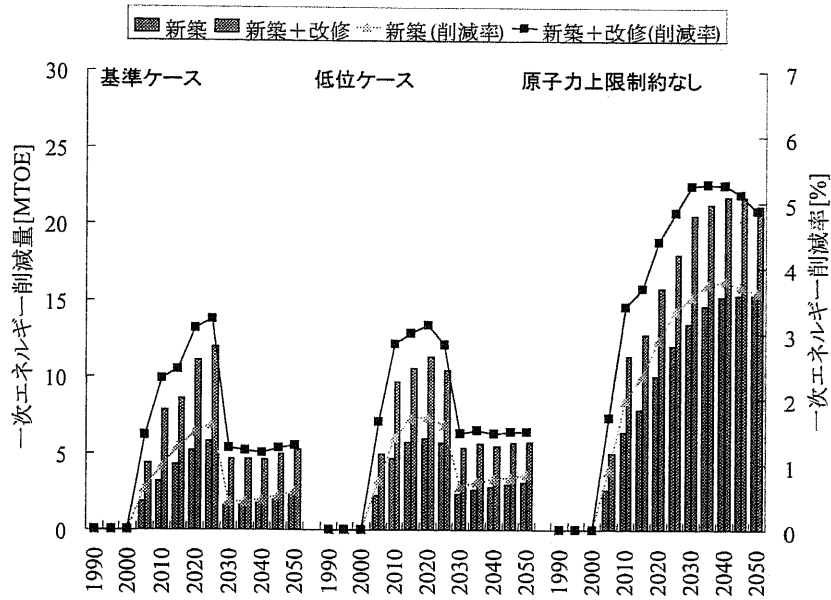


図 3-90 ケース別一次エネルギー削減量（業務 2000m²以上、住宅 100m²以上）

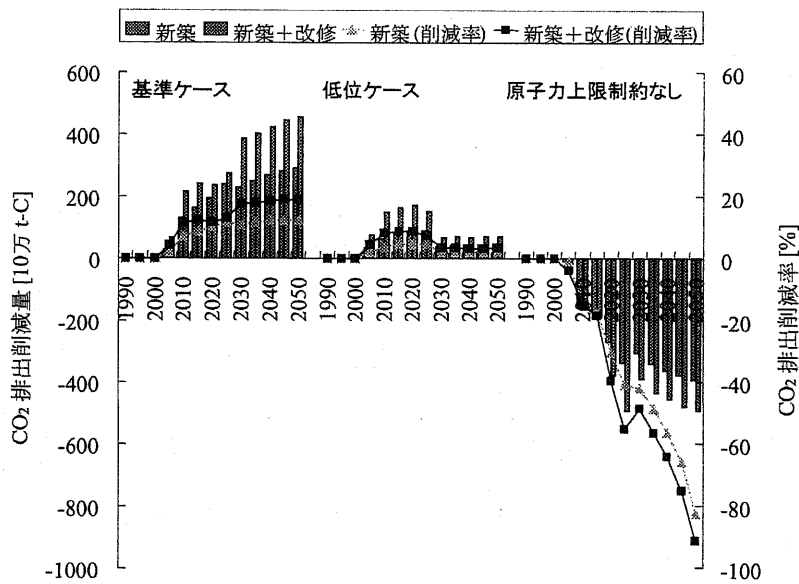


図 3-91 ケース別 CO₂ 排出削減量（業務 2000m²以上、住宅 100m²以上）

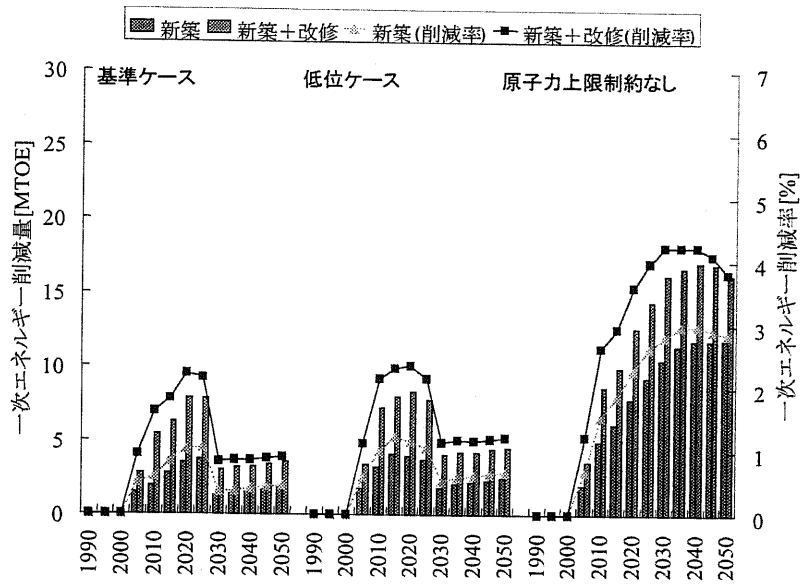


図 3-92 ケース別一次エネルギー削減量 (業務 5000m²以上、住宅 120m²以上)

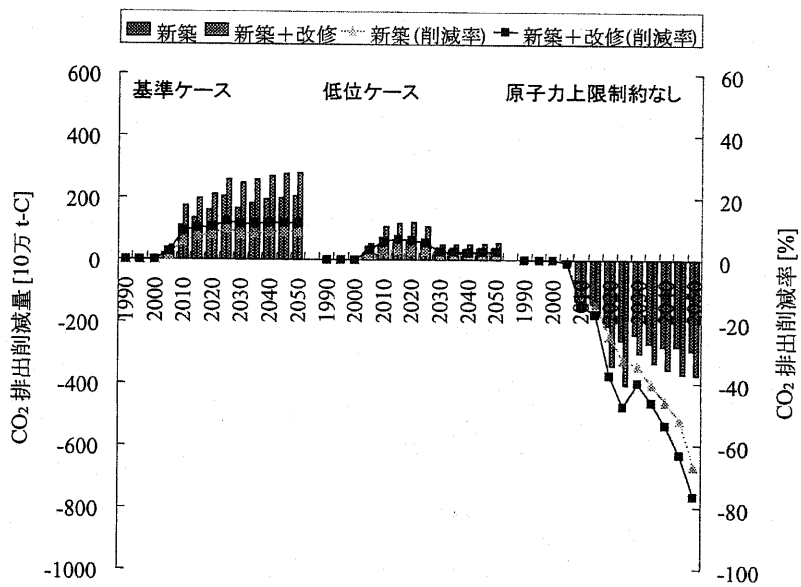


図 3-93 ケース別 CO₂ 排出削減量 (業務 5000m²以上、住宅 120m²以上)

3-4. 本章のまとめ

本報告では、日本全体の業務、住宅部門における建築物の新築・改修需要に対して CGS が導入された場合に、この施策が電力供給システム全体に与える影響をマクロ的観点から検討した。主に電気事業者の燃料費の将来価格に基づきケース設定を行い、システム全体の一次エネルギー削減量、CO₂ 排出削減量を主に評価した。

その結果、以下のことがわかった。

- ・ 基準ケース、低位ケース、基準ケース(原子力上限制約なし)全ケースにおいて、CGS 導入によるシステム全体での一次エネルギー削減効果が得られる。
- ・ 基準ケースの場合、おもに原子力、石炭、LNG の3 電源により電力供給が行われ、CGS が代替する電源は石炭と LNG 発電となり、代替電力原単位は180 (g-C / kWh) と、現在の火力平均原単位に近いものとなる。
- ・ 低位ケースにおける電源構成では天然ガスの経済的優位性から LNG 火力、LNG 複合火力が主電源となるため、CGS 導入による CO₂ 排出削減効果は基準ケースに比較して小さくなる。
- ・ また原子力設備量に上限を課さないケースでは、CGS 導入により、2020 年以降排出原単位がほぼゼロである原子力の設備量、発電量が代替される結果、基準、低位ケースとは逆にシステム全体の CO₂ 排出量が増加する結果が得られた。

上記の結果は、各燃料費ケースにおいて CGS 導入により一次エネルギー削減効果が得られ、CGS は省エネルギーに資することが明らかとなった。また、電気事業者側で将来的に天然ガス・原子力をはじめとした CO₂ 排出原単位の小さい電源が重視され導入が促進されれば、需要端での CGS 導入による CO₂ 削減効果が小さくなり、さらには逆にシステム全体の CO₂ 排出量が増加する可能性があることを今回の計算結果は示唆していると考えられる。このことから、CGS による CO₂ 排出削減効果は代替する大規模電源を適切に推定し評価する必要がある。

参考文献

- [3-1] 日本エネルギー経済研究所編, 「エネルギー・経済統計要覧」, 2000
- [3-2] 経済産業省資源エネルギー庁編, 「電源開発の概要」, 2000
- [3-3] 高橋, 「統合資源計画モデルの開発と蓄熱式空調システム普及方策への適用」、電中研報告、Y97021
- [3-4] 伊東他: 「コージェネレーションの最適計画」, 産業図書, 1990
- [3-5] 電気事業連合会統計委員会編, 「電気事業便覧」, 平成 11 年版
- [3-6] 岩船他: “長期的な電源構成を考慮した民生部門における CO2 排出削減施策の総合的評価”, 平成 13 年電気学会電力エネルギー部門大会, 2001
- [3-7] 日本工業出版, 「天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル 2000」, 2000
- [3-8] 省エネルギーセンター, 「家庭用エネルギーハンドブック」, 2000
- [3-9] 建築統計年報(国土交通省総合政策局監修), 2000
- [3-10] 住宅・建築省エネルギー機構, 「建築物の省エネルギーと計算の手引き」, 1999 年
- [3-11] 住宅・建築省エネルギー機構, 「改訂拡張デグリーデー表」, 1999 年
- [3-12] 東京電力, 「数表で見る東京電力」, 平成 11 年度版

4. 電力市場のマルチエージェントシミュレーション

4-1. はじめに

電力取引における規制緩和が世界的に拡大しつつある現状を背景として、国内の電力市場の自由化を迫る声が高まっており、現在具体的な自由化の方針について議論されている。欧米において既に施行されている垂直統合完全分離、電力取引所、独立系統運用事業者（ISO）の設立、特別高圧需要から電灯需要までの電力小売の完全自由化が典型的な電力市場設立の諸指針とされており、日本における電力取引制度も多かれ少なかれこれらに従った内容で実現する可能性がある。

これらの自由化により電力価格が最も影響をうけると考えられる。電力市場の自由化に伴い、電力価格が既存の総括原価方式から市場原理に基づき決定されるようになれば、発電事業者、供給事業者は電力価格の高騰、暴落など電力価格変動リスクにさらされ、安定した電力取引を阻害する一要因になりかねない。よって、電力市場の規制緩和下における電力取引のあり方を議論するにあたって、電力価格と電力取引制度の関係を研究することは重要である。

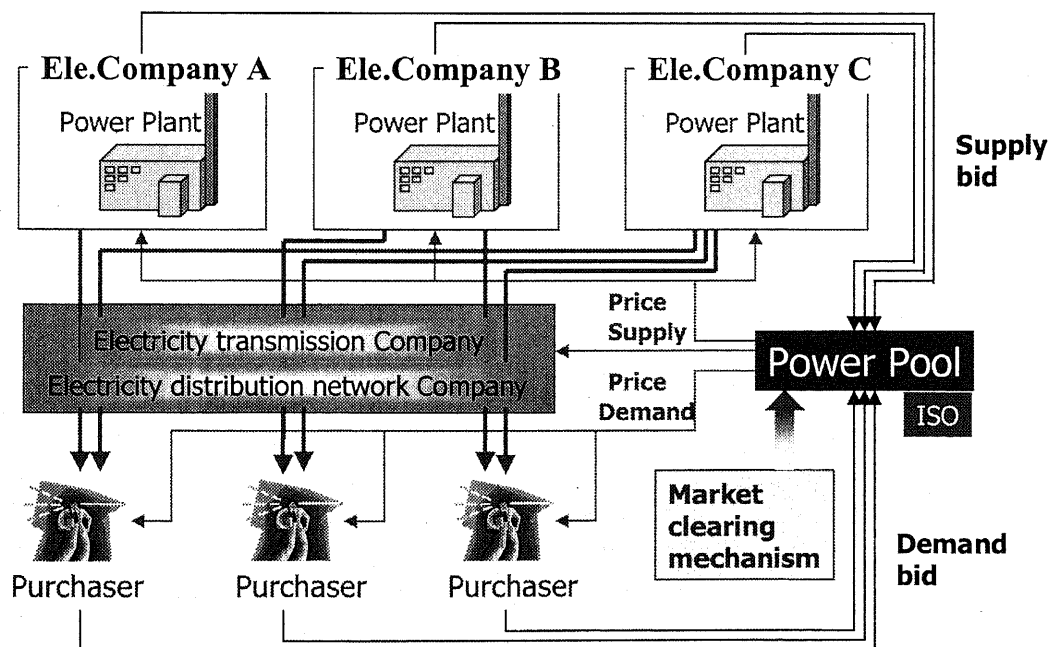


図 4-1-1 電力市場自由化の典型的モデル

電力自由化の長所と問題点

近年の IT 技術の発展により、厳しい供給信頼性が求められる電力供給においても、株式市場のような市場取引を適用した競争的なプライシングが可能となり、各国において様々な電力市場の下で取引が行われている[4-1][4-2][4-3]。電気事業への競争原理導入はアメリカにおいて 1978 年に成立した公益事業政策法(PURPA)発効により、電気事業者に対して QF(Qualifying Facility)と呼ばれる小規模発電事業者やコジェネからの余剰電力購入を義務付けたことに始まる。

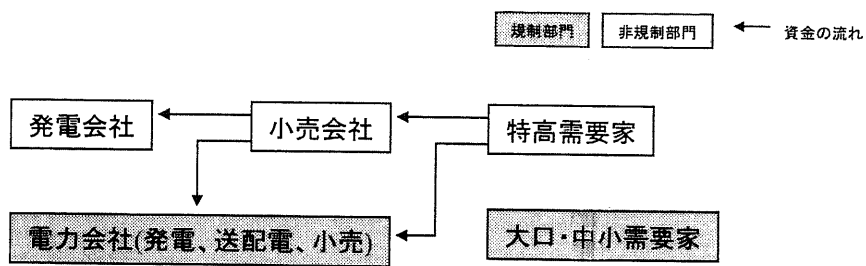


図 4-1-2 電力市場の構造(日本)

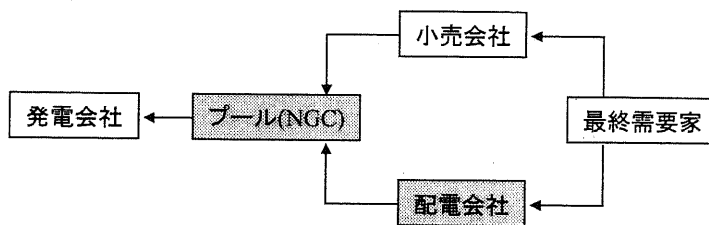


図 4-1-3 電力市場の構造(イギリス)

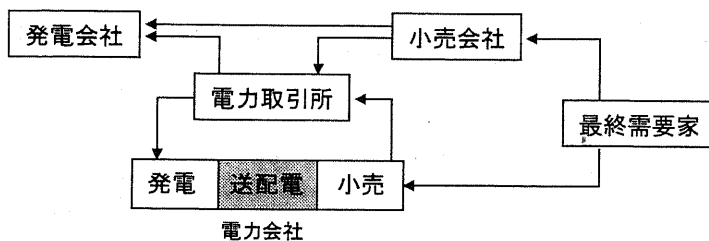


図 4-1-4 電力市場の構造(ドイツ)

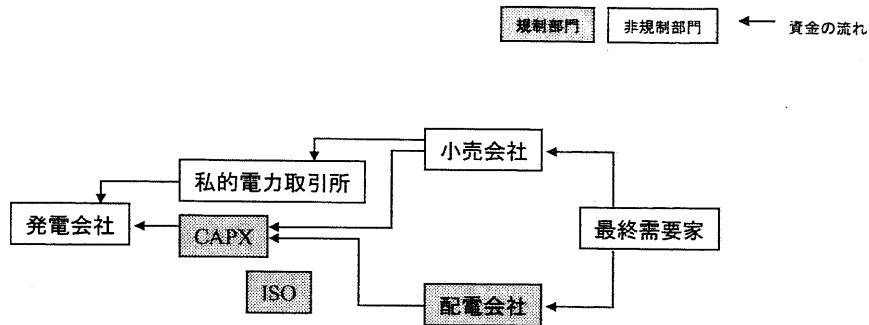


図 4-1-5 電力市場の構造(アメリカ：旧 CA)

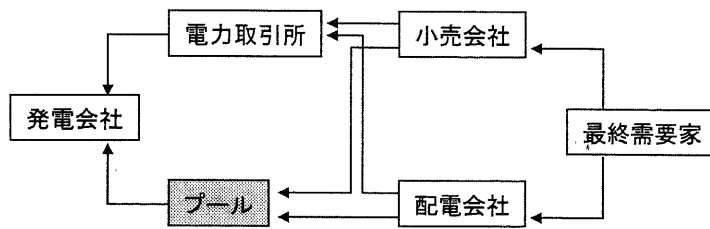


図 4-1-6 電力市場の構造(アメリカ：PJM)

電力自由化のメリットは一般に、まず発電市場に競争を導入することにより発電費用削減インセンティブが生成される。この競争原理導入により、特に発電事業者に分散型電源やコージェネレーションシステム所有によるシステムコスト削減インセンティブが根付くことが期待される。さらに発電事業者のコスト削減努力を通じて電力価格低下が期待され、さらに小売市場においても競争圧力が加われば、末端需要家に便益が生じることが考えられる。

一方電力市場自由化の問題点として、万が一自由化の市場制度設計において不備があれば2000年夏期におけるカリフォルニアの電力市場のように、電力価格、供給信頼性に大きな支障をきたし得ることが自明となった。とくに計画、計画外停電が発生した際の社会的費用は大きく、自由化によるコスト削減効果を相殺もしくは上回る可能性をはらんでいる。

このように電力系統運用の複雑さは、電力の下記の性質によるものである。すなわち、

- ・ 貯蔵不可能性
- ・ リアルタイムな電力消費の管理、同時同量の需給均衡
- ・ 送配電における規模の経済

すなわち電力の場合、都市ガスのようにガスホルダーで大容量のエネルギーを貯蔵するようなことは不可能であり、発電した電力は即座に消費する必要がある。また電圧、周波数を一定に維持するためには電力需要に見合う発電が瞬時瞬時で実施される必要がある。この需給均衡が満たされない場合、電力系統が崩壊し停電が発生し、大きな社会損失を発生させる恐れがある。送配電に関しては建設費用に関する規模の経済性が大きく、複数事業者が重複してネットワークを拡張することは社会的ロスが大きいといわれている。このため、送配電分野に関しては競争原理が有効に機能しないため、規制が必要であるとされている。これが系統運用を一元管理する経済的論拠となっている。

そこで本研究ではエージェントシミュレーションの一手法として応用されているクラシフィアシステムにより、各自の利益の最大化を目的として電力取引の入札、購入を行う発電事業者、供給事業者をモデル化し、日本における仮想的な電力取引をシミュレーションする。また市場に関しては、発電、送電部門が分離された電力市場を仮想的にA電力管内に想定し、そこでの価格変動、各エージェントの利益に関して分析を行う。さらに本稿では既存研究のアプローチ[4-4][4-5][4-6]に対し、ISOによる混雑管理を明示的に考慮することを目的として、基幹送電系統の電力潮流を直流法によりモデル化した。

4-2. 電力市場モデル

電力市場自由化の目的は最終需要家に対して低廉な電力の供給，サービス水準の向上を実現することである。競争導入の条件整備のために電力市場も競争の進展度合いに応じて種々の形態が考えられるが、本稿では日本の現在の供給形態である垂直統合された独占体が、現在先行して自由化されている欧米の電力市場を手本に、発電部門、送電部門に完全に分離し、送電部門は中立的存在であるISOにより運用され、電力潮流の混雑管理もISOにより実施される市場を想定した。

実例として、イギリスでは1989年電気事業法(Electricity Act 1989)のもとで1990年4月1日より電気事業が再編され、イングランド・ウェールズでは発電会社が3社、送電会社1社、配電会社12社に分割された。同時に競争が積極的に導入され、発電部門は参入が完全自由化されるとともに小売供給部門にも段階的に競争が導入されることとなった。

米国では1978年に小規模発電事業者やコージェネレーションからの余剰電力の購入義務が電力会社に課せられて以来、卸売取引が活発化し、卸売市場が急速に拡大している。1992年には独立系発電事業者の市場参入障壁の撤廃と送電線のオープンアクセスが実現し、電力市場自由化が一層促進された。

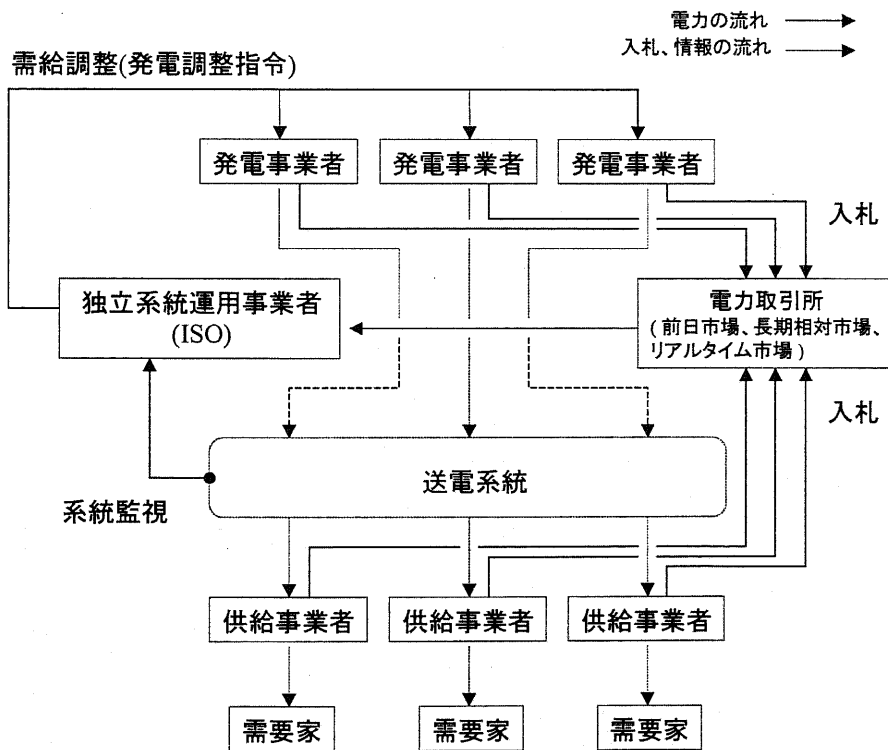


図 4-2-1 想定した電力市場モデルの概要

その他の欧米諸国においても電力再編、市場自由化の動きが活発化しており、中でもスウェーデン、フィンランド、ノルウェーの3カ国から構成されているノルドプールの動きは事業再編と競争導入の程度において注目を集めている。

また想定した電力取引市場は前日市場(スポット市場)、相対市場、リアルタイム市場から構成されるものとした(図 4-2-1)。そこで発電事業者はプール市場を介して供給事業者と取引を行い、供給事業者は契約している大口、小口需要家の電力需要に見合う電力を市場より調達する。しかし現実の電力市場では、より複雑な取引形態により運営が行われているので、本モデルではかなり簡略化した想定を行っている。

4-3. クラシファイアシステム

クラシファイアシステム(Classifier System)とは、ルールに従って活動するエージェントの行動を記述するためのアルゴリズムでその有用なルールを積み付けして強化していくという意味で強化学習の一種である[4-7]。クラシファイアシステムは遺伝アルゴリズムの研究の流れの中で発達してきた技法である。クラシファイアシステムでシステムの状態と高位を結びつけるのは行為の期待効用とそれに基づいた最大化原理ではなく、積み付けられた行為のルールの集合である。

遺伝アルゴリズム同様、クラシファイアシステムは複合的なアルゴリズムでありその数理的基礎付けは難しい。しかし、マルチエージェントの学習を伴う活動についてとりあえず記述し、モデルをシミュレーションして分析するためには、遺伝的アルゴリズム同様非常に優れた技法のひとつである。

エージェントの活動を行為のルールで表現するものとしては、古くからプロダクションシステムが良く知られている。クラシファイアシステムはこのプロダクションシステムをコード化して、強化学習と遺伝アルゴリズムの要素を付け加えたものである。そこでまずプロダクションシステムについて説明する。プロダクションシステムとはプロダクションルールと呼ばれる行為のルール集合によって記述される宣言型のプログラムの一種である。プロダクションルールは「状態が～のときは・・・する」という条件部と行為部からなるルールとして記述される。エージェントはこのような「if<条件>then<行動>」という形式で表現した活動ルールを数多く持っている。この活動ルールの条件部が満たされることで、ルールが起動され、エージェントはその行為部のアクションを実行する。そしてエージェントの行為遂行の結果としてエージェントの状態が変化する。これらがエージェントの意思決定のひとつの活動サイクルとなる。次のサイクルでは変化した状態に応じたルールが再度選択される。

この状態に適合した活動ルールの選択のためには、ワーキングメモリーと呼ばれる空間が参照され、その状態にルールの条件が適合する活動ルールが選択される。この際状態に適合する条件部を持つルールが複数存在する可能性があり、この場合一つのルールが選択され実行される必要がある。このような複数の候補ルールから一つの遂行すべきルールを選択することを競合解消と呼ぶ。競合解消の為の規則には、ランダムに選択したり、一度採用したルールは再び採用しないなどいくつかのものが知られている。クラシファイアシステムでは個々のルールに重みが与えられており、その重みに従ってルーレット選択すなわち重みに応じた確率でルールが選択される方法が採用されている。また条件に適合したルールは何回でも選択可能である。

結局プロダクションシステムの一回の実行サイクルは次のようなシステムから構成される。①ワーキングメモリーの状態とルールの条件の照合により適用可能なルールを全て選

択する。②選択された複数のルールを競合集合として、競合集合の中から競合解消ルールによって実行すべきルールを選択する。③選択されたルールを実行する。これによりワーキングメモリーが変化する。

4-3-1. クラシファイアシステムの定式化

クラシファイアシステムとは遺伝アルゴリズムと強化学習のメカニズムを組み込んだプロダクションシステムである。クラシファイアシステムではクラシファイアと呼ばれるプロダクションルールがビット列でコード化されている。クラシファイアと呼ばれる「if<条件> then <行動>」という形での活動ルールは任意の記号に適合するワイルドカードを表す記号を含む形でコード化されており、条件部は{0,1,#}の列で、行動部は{0,1}の列で表される [4-7][4-8]。

#を多く含むルールは多くの条件に適合する一般的なルールであるが、その分個別の問題に対処できない。クラシファイアシステムでは学習と進化が進むにつれて徐々にルールが特殊化することが期待されている。

環境から得た情報が条件部と一致したときにクラシファイアは発火し、その行動部に従って行動し、結果として環境が変化する。発火したクラシファイアが複数あるときには、それぞれのクラシファイアが持つ強度というクラシファイアの有効性を反映する数値に比例した確率で選択する。優秀なクラシファイアほど発火し選択される回数も多く、その強度も大きくなる。

クラシファイアシステムにはプロダクションシステムを#を含むビット列にコード化したシステムとしての側面と、強化学習、遺伝アルゴリズムとしての側面がある。また、クラシファイアシステムに対して遺伝アルゴリズム的手法を用いて進化させるためのアプローチにはみしがんあぷろーちと、ピッツバーグアプローチという二つのものが知られている。ミシガンアプローチはエージェントの持つ一つ一つのルールを染色体とみなしこれを交差させたり突然変異させたりするアプローチであり、ピッツバーグアプローチはルールの集合全体をひとつの染色体としてみなすアプローチである。

4-3-2. クラシファイアシステムと強化学習

クラシファイアは、状態、行為、重みというプロダクションルールに重みをつけた形式となっている。これは各状態における状態行為連鎖に Q 値という形で、最適政策化での期待利得で重み付けしている強化学習の Q 学習とも根底においては類似していることが分かる。Q 値の場合はこれを学習することでそこから逆に最適政策を見出したが、クラシファイア

システムの場合はルーレット選択でルールを選び出し実行するために重みを用いている。またクラシファイアシステムでは報酬などの外的な評価のランドスケープの変化に追従して動的に学習を続けられること、エージェント間でのルールの学習やルール間の交叉、突然変異のような形で新しいルールの生成が可能なのが大きな特色であった。これはそもそもクラシファイアシステムでは用いられるルールの数があらゆる状態に対するあらゆる方策を網羅しておらず、それよりはるかに小さい可能性があるためである。このルールの少なさを#(ワイルドカード)を条件部に含むルールやルール間の交叉、突然変異などの進化的な方策で補っているのである。これは社会経済的エージェントの実際の行動にも類似しており、われわれの限定合理性を適切に表現しているとも言える。したがって、クラシファイアシステムはかなり巨大な状態空間を相手にしても容易に適用できる。

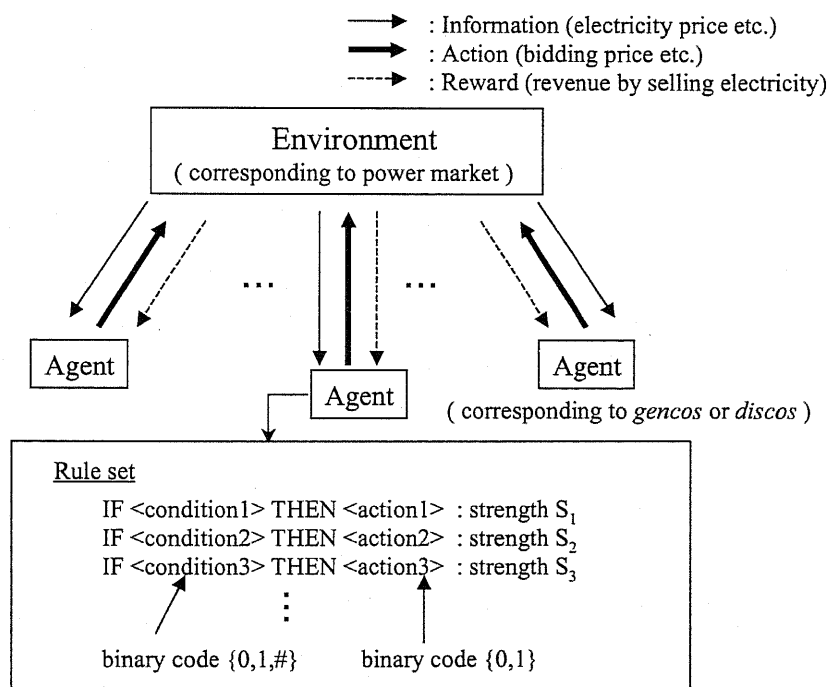


図 4-3-1 クラシファイアシステムの概要

4-4. 電力決済方法

電力取引市場における決済方法としてダブルオークション方式、シングルオークション方式を仮定した[4-9]。

ダブルオークション方式(図 4-4-2)では、発電エージェントと供給エージェント(供給事業者)が電力量、電力価格を入札し、各入札曲線の交点が市場での取引電力量、決済価格となる。シングルオークション方式では発電エージェントのみが電力量、電力価格を入札し、需要との交点が決済価格となる(図 4-4-3)。

前日市場ではダブルオークション方式を想定し、電力が実際に取引される前日までに毎時間発電エージェント、供給エージェント双方が入札を行い、電力取引量、取引価格が決定されると仮定した。

相対市場においてもダブルオークション方式を仮定しているが、前日市場における電力価格変動リスクをヘッジするために設定されているので、両エージェント間において決済後、清算取引価格および取引量が72時間(3日間)固定されると仮定した。

一方、リアルタイム市場ではシングルオークション方式を想定し、前日市場、相対市場の取引終了後、供給事業者が不足電力量をISOへ報告し、ISOが不足総需要量を算定する。そして同じく前日、相対市場で取引されなかった電源を発電エージェントが入札し、この入札曲線と不足需要量の交点から決済価格が決定すると仮定した。

また、発電エージェント、供給エージェントの市場での取引方法は、発電電力もしくは電力需要を割合 $\alpha\%$ で前日市場、割合 $1-\alpha\%$ で相対市場に価格とともに入札し、この2市場にて結果的に決済されなかった電力をリアルタイム市場へ入札するものと仮定した。

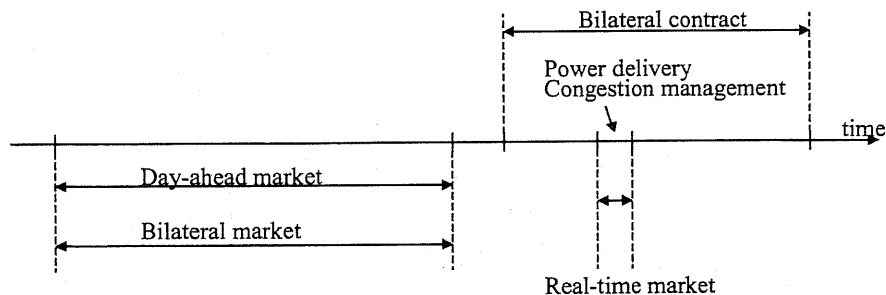


図 4-4-1 電力取引スケジュール

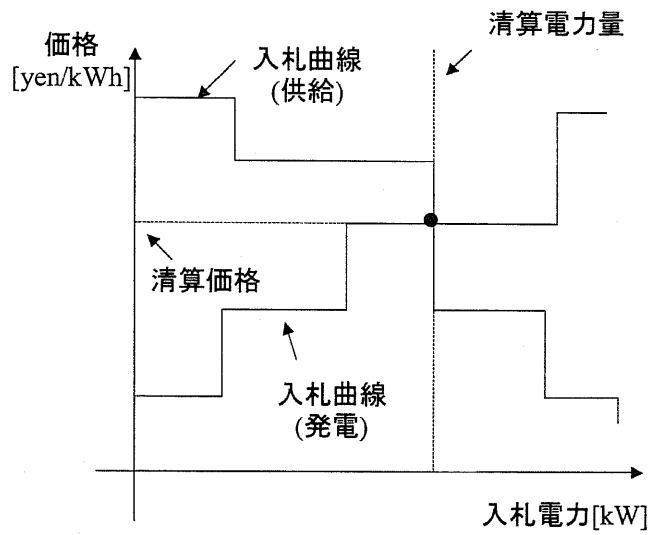


図 4-4-2 ダブルオークション

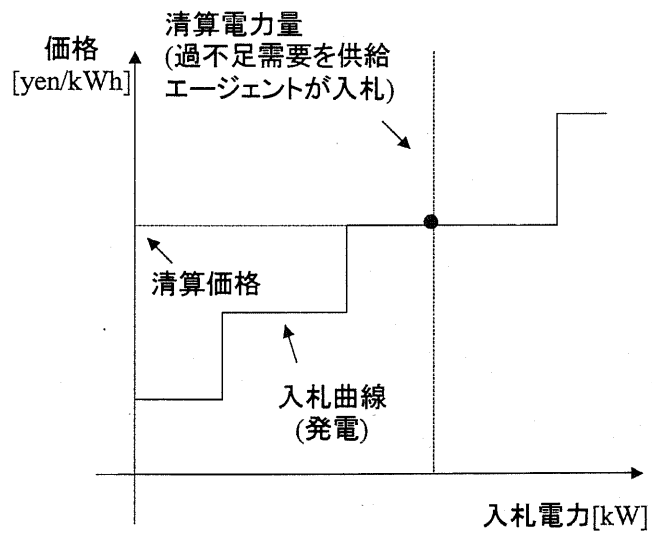


図 4-4-3 シングルオークション

4-5. 基幹送電系統モデル

本研究では発電エージェント、供給エージェント間において取引される電力潮流やその地理的配置を明示的に考慮するため、図 4-5-1 に示す基幹電力系統モデル(21 バス、28 ブランチ、送電電圧 500kV、275kV、発電プラント数 113 基)を考慮に入れる。また各 28 ブランチについて送電容量(有効電力潮流上限値)が定められており(表 4-1)、送電容量を超える過負荷潮流が流れた場合(混雑が発生)、ISO が潮流最適化計算にもとづき発電エージェントに対して発電調整を指示し、送電混雑緩和を図るものとした。

大規模電源として、ノード 1, 18, 19 において原子力、ノード 2 において水力、ノード 11, 17, 21 において LNG 火力、ノード 8, 20 において石油火力を想定した。電力需要は、ノード 1, 2, 18, 19, 21 以外のノードに設定した。

エージェント間の電力フローは直流法によりモデル化し、送電線インピーダンスは抵抗分を無視しリアクタンス成分のみで構成されるものと仮定する。リアクタンスの値は基準電力 1000MVA として 1 回線 100km 当たり、500kV 送電線において 0.10p.u.、275kV において 0.4p.u.とする。また表に各ブランチにおける送電容量上限を設定する。

本研究での直流法による潮流計算では有効電力潮流のみ考慮することになるので、電圧維持を目的にした調相のための無効電力潮流は考えず、無効電力の経済価値に着目したアンシリサービスについての計算は除外する。

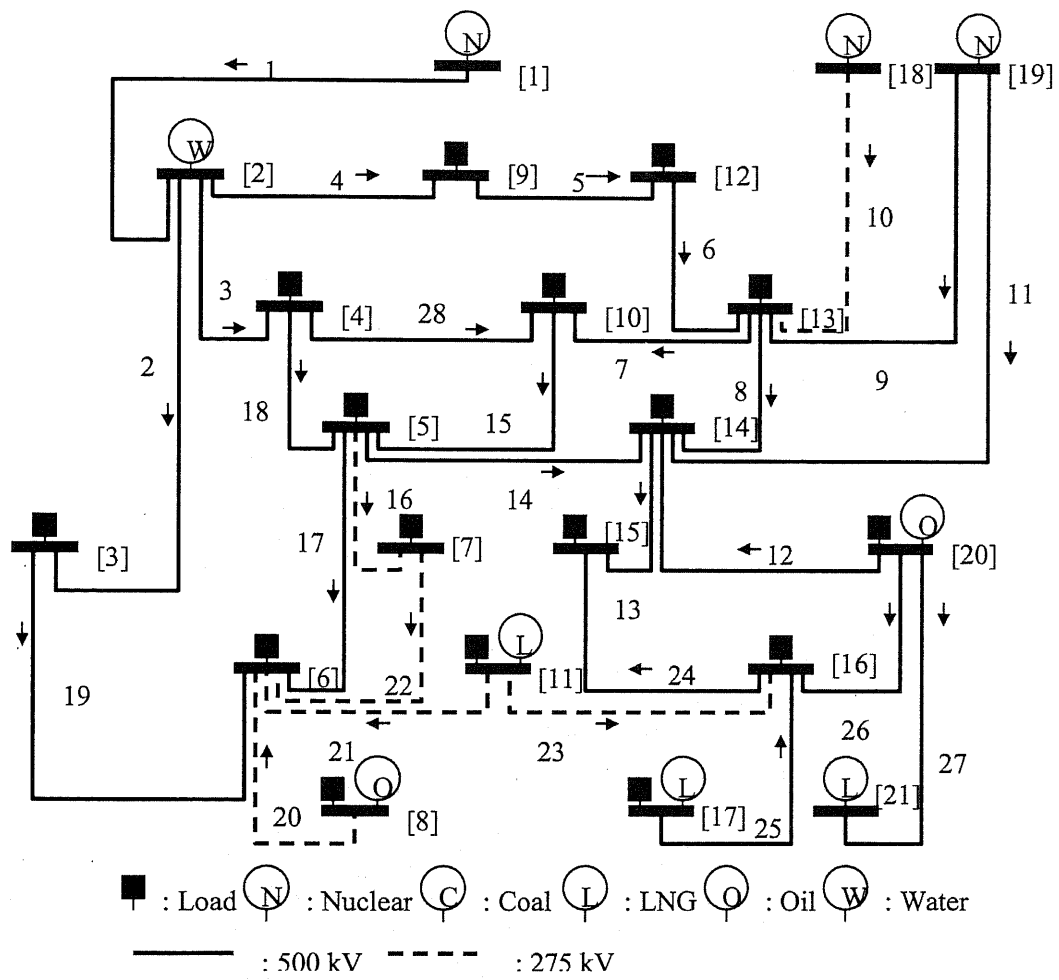


図 4-5-1 基幹送電系統モデル

表 4-1 送電容量一覧

ブランチ名	送電容量[MW]	電圧レベル[kV]
branch(1,2)	14110.0	500
branch(2,3)	7193.5	500
branch(2,4)	6701.9	500
branch(2,9)	1448.5	500
branch(9,12)	1622.2	500
branch(12,13)	6951.9	500
branch(10,13)	9226.8	500
branch(13,14)	8299.9	500
branch(13,19)	8420.8	500
branch(13,18)	17000.0	275
branch(14,19)	9822.5	500
branch(14,20)	7616.8	500
branch(14,15)	8555.5	500
branch(5,14)	10630.2	500
branch(5,10)	5056.5	500
branch(5,7)	4159.9	275
branch(5,6)	9501.6	500
branch(4,5)	5278.5	500
branch(3,6)	2054.5	500
branch(6,8)	2454.7	275
branch(6,11)	2209.2	275
branch(6,7)	940.1	275
branch(11,16)	9903.4	275
branch(15,16)	5007.4	500
branch(16,17)	7219.1	500
branch(16,20)	14260.8	500
branch(20,21)	15810.0	500
branch(4,10)	1519.1	500

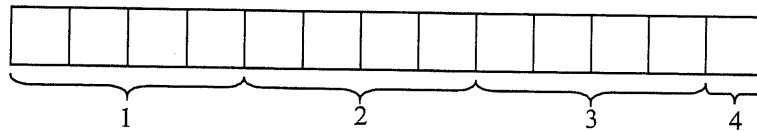
4-6. エージェントのモデル化

4-6-1. 発電エージェントのモデル化

発電エージェントのクラシファイア条件部は前日市場の決済価格(4bit)、相対市場の決済価(4bit)、リアルタイム市場の決済価格(4bit)、相対市場の識別(1bit)から構成され、行動部は前日市場への入札価格マークアップ率(4bit)、相対市場への入札価格マークアップ率(4bit)、リアルタイム市場への入札価格マークアップ率(4bit)、相対市場への電力の入札割合(2bit)から構成される(図 4-6-1)。

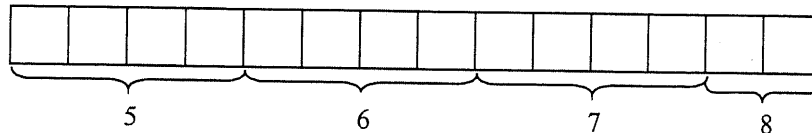
また1発電エージェント当たり 500 個のクラシファイアを所有するものと仮定した。

Condition part:



- 1: clearing price in day-ahead market 2: clearing price in bilateral market
3: clearing price in real-time market 4: identifier of the term of bilateral market

Action part:



- 5: bidding price into day-ahead market (markup rate) 6: bidding price into bilateral market (markup rate)
7: bidding price into real-time market (markup rate) 8: rate of bidding generated power into bilateral market

図 4-6-1 発電エージェントのクラシファイア構成

なお、行動部に記述されているマークアップ率と入札価格の関係は下式に準ずるものとする。

$$P_{i,m,t} = \frac{1}{1 - \alpha_{i,m,t}} \times C_i$$

$$\Leftrightarrow \alpha_{i,m,t} = \frac{P_{i,m,t} - C_i}{P_{i,m,t}}$$

i :プラント種類, m :市場の種類, t :時刻, C_i :プラント i の限界費用, $\alpha_{i,m,t}$:マークアップ率, $P_{i,m,t}$:入札価格

利益は売上(決済電力価格×入札電力量)から発電費用(燃料費×入札電力量)を差し引いたものに相当し、それを各クラシファイアの強度へ加算する[4-10]。発電エージェントに関しては、A 電力会社管内の発電プラントを想定し、これらのプラントが発電所単位で独立すると仮定した。付録における表 4-6 にプラントの一覧を示す。

4-6-2. 供給エージェントのモデル化

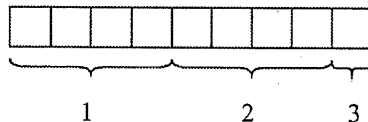
またプレーヤー数は A 電力会社管内に仮想的に 100 プレーヤーを想定する。日負荷曲線に関しては 1 日 24 時間帯別の A 電力会社管内の日負荷曲線をモデル化し(図 4-6-3)、この曲線を上記のプレーヤー数 100 で等分した曲線が 1 供給エージェントの需要曲線であると仮定した (すなわち全ての供給エージェントが同一規模の需要曲線を有すると仮定し、大口、小口に関する区分は本稿では考慮しない)。

供給エージェントのクラシファイアも発電エージェントの構成と同様とする。供給エージェント側の利得は、各エージェントの効用係数(一定値)から電力購入費用(決済電力価格×購入電力量)を差し引いたものとし、これが入札に成功するたび強度へ加算されるものとした。このように供給エージェントに低価格で電力を購入しようとするインセンティブが働くことを目的として供給エージェントの利得を定めた。なお価格高騰による需要エージェントの自発的省エネルギーについては考慮しない

$$Strength_{t,market} = Util - P_{t,market} * Ele_{t,market}$$

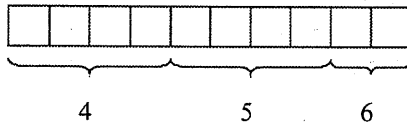
$Strength_{t,market}$:各市場(前日、相対、リアルタイム)において獲得した時刻 t における強度、 $Util$:効用係数(一定値)、 $P_{t,market}$:時刻 t 、各市場における電力価格、 $Ele_{t,market}$:時刻 t 、各市場における入札電力量

Condition part:



- 1: clearing price in day-ahead market 2: clearing price in bilateral market
3: identifier of the term of bilateral market

Action part:



- 4: bidding price into day-ahead market (markup rate) 5: bidding price into bilateral market (markup rate)
6: rate of bidding generated power into bilateral market

図 4-6-2 供給エージェントのクラシファイア

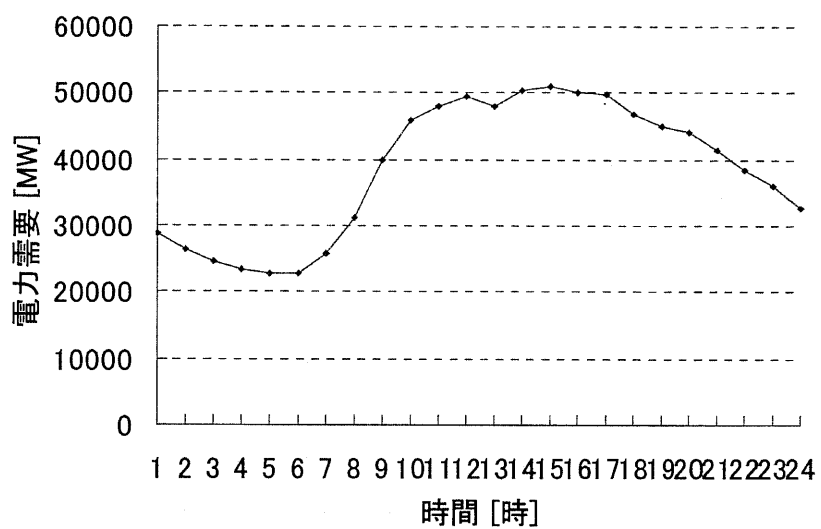


図 4-6-3 供給エージェントの日負荷曲線(100 プレーヤー総計)

表 4-2 需要家所在ノード

需要家 所在ノード	需要家数 [プレーヤー]
3	6
4	3
5	7
6	6
7	4
8	7
9	3
10	3
11	19
12	6
13	4
14	4
15	12
16	6
17	6
20	4

以下に各ノードにおける電源設備ならびに需要分布を図示する。本モデルにて想定した電力系統では、大規模電源（原子力）は都市からの遠隔地に存在し、都市圏中心部に需要が集中する構造となっている(図 4-6-4)。

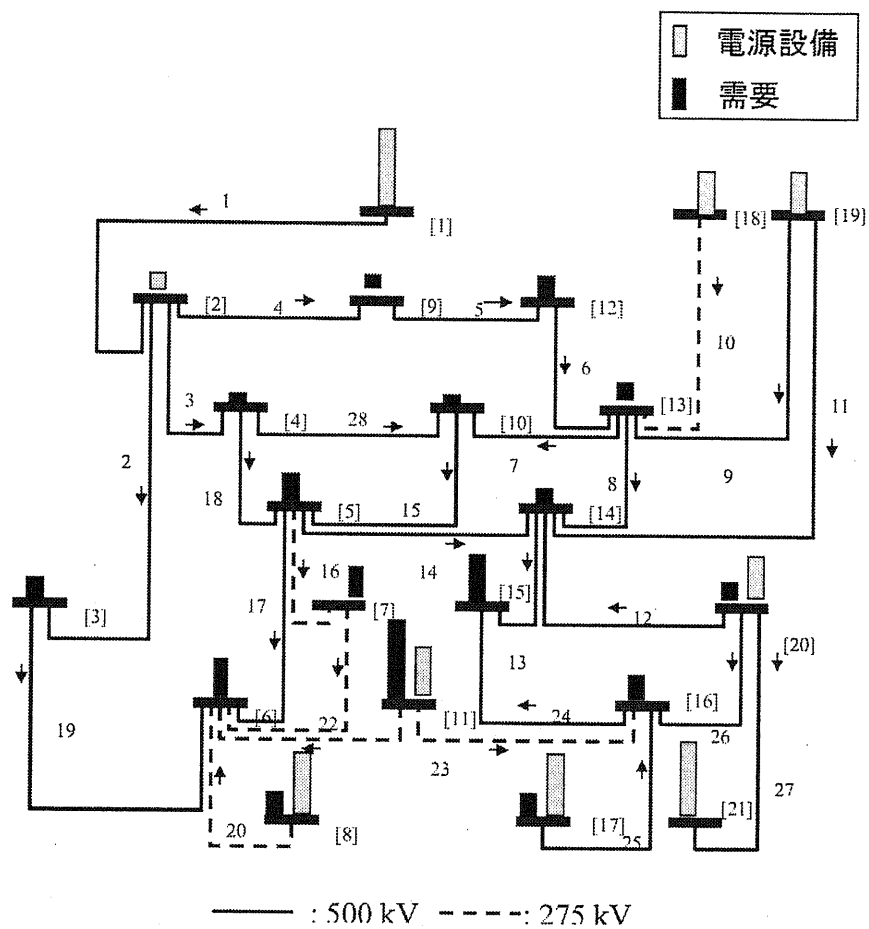


図 4-6-4 各バスにおける電源設備ならびに需要に関する分布

4.7. 混雑管理手法

電力取引所において決済された発受電量に基づき決定された電力潮流が特定のブランチにおける送電容量を上回る場合、系統運用者により混雑緩和措置が行われるのが一般的である。そこで本研究では ISO による潮流混雑管理を明示的にモデル化した。混雑管理には電力市場において策定された需給計画からの調整量を最小化するアプローチや、潮流分流係数の大きさに応じて過負荷潮流が解消されるまで発電振替による調整を行うなど様々な手法が提案されているが[4-11][4-12]、本研究では前者の基本的フレームをベースに、混雑管理前後における発電エージェントの利益変化分の最大値を最小化するアプローチを採用した[4-13][4-14]。すなわち混雑管理実施後、大きな利益を獲得するプレーヤー、損をするプレーヤーが発生しないように、最大限電力取引所において決済された発受電計画を尊重するため、目的関数をプレーヤーの利益変化分とした。これを定式化すると下記の線形計画問題として表現できる。

$\min. \varepsilon$

s.t.

$$\Delta P_t = \Delta P_{t, day} + \Delta P_{t, bil} + \Delta P_{t, real} \Delta P_t^T \cdot 1 = 0$$

$$F_{max} \leq H \cdot \Delta P_t + F_t \leq F_{max} \quad 0 \leq P_{t, contract} + \Delta P_t \leq P_{max} \quad \varepsilon \cdot 1 \leq \rho_{t, day} \cdot$$

$$\Delta P_{t, day} + \rho_{t, bil} \cdot \Delta P_{t, bil} + \rho_{t, real} \cdot \Delta P_{t, real} \leq \varepsilon \cdot 1$$

(M : ブランチ数, N : ノード数) ΔP_t : 各ノードの時刻 t における発電電力調整量 ($(N-1) \times 1$), $\Delta P_{t, day}, \Delta P_{t, bil}, \Delta P_{t, real}$: 各ノード、時刻 t の前日、相対、リアルタイム市場における発電電力調整量 ($(N-1) \times 1$), F_{max} : 各ブランチの送電電力上限量 ($M \times 1$)
 H : 潮流分流係数行列 ($M \times (N-1)$), F_t : 時刻 t において前日、相対、リアルタイム市場の清算結果により策定された各ブランチの電力潮流 ($M \times 1$), $P_{t, contract}$: 時刻 t において各市場の清算結果により策定された各ノードの発電量 ($(N-1) \times 1$), P_{max} : 各ノードにおける発電上限量 ($(N-1) \times 1$), $\rho_{t, day}, \rho_{t, bil}, \rho_{t, real}$: 時刻 t における前日、相対、リアルタイム市場における電力価格, 1 : 全要素が 1 であるベクトル ($(N-1) \times 1$)

4-8. シミュレーション結果

4-8-1. 各取引市場における電力価格、電力取引量

下記にこれまで述べた前提条件において計算した価格並びに取引量を図示する。図 4-8-1 に示す価格持続曲線は総シミュレーションステップ数 100,000 回の最終 2000 ステップの結果を示している。各市場における取引量(図 4-8-2)に関しては総シミュレーションステップ数の内、最終 7 日間の結果を図示する。

電力価格持続曲線とは各ステップにおいて決済された電力価格を高価格順に並べ換えて作成した曲線である。図 4-8-1 より各取引市場での電力価格のボラティリティーを相互比較すると、相対市場における電力価格のボラティリティーが小さく、前日市場、リアルタイム市場の順でボラティリティーが大きくなっていることが分かる。相対市場においてボラティリティーが小さいのはある一定期間にわたって取引価格が一定に据え置かれるルールが効いているためである。リアルタイム市場において大きいのは、取引価格が供給エージェントの入札に依拠する部分が大きいためである。

図 4-8-2 より本研究でのフレームワークでは、前日市場、相対市場における取引量が大半を占め、リアルタイム市場における取引量は相対的に少なく予備的取引に終始する結果となっている。

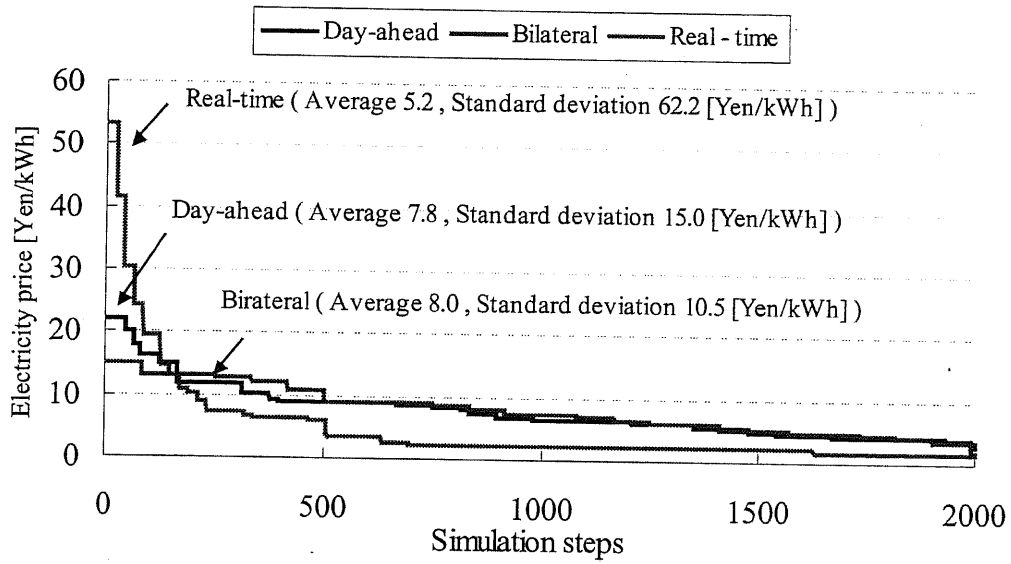


図 4-8-1 各取引市場における電力価格持続曲線

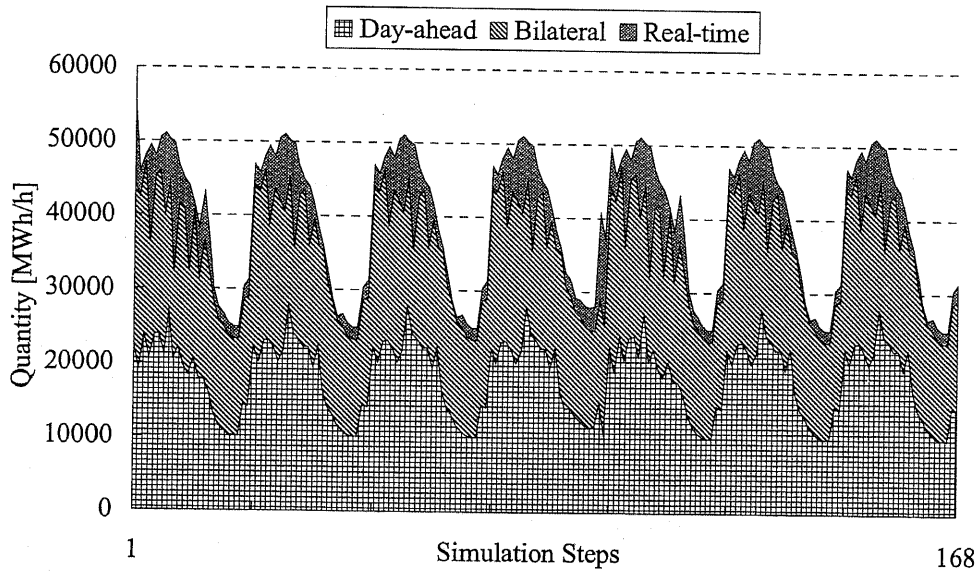


図 4-8-2 各取引市場における電力取引量

4-8-2. 各取引市場における決済の様子

以下にシミュレーション最終日における各市場における決済プロセスを図示する(図4-8-3～図4-8-6)。前日市場、相対市場では発電エージェント、供給エージェントの入札により価格が決定し、双方の戦略が価格決定に反映されることから価格持続曲線にも現れたように価格はそれ程高騰せずボラティリティーも小さい。しかしリアルタイム市場では電力価格の決定が前日市場、相対市場における供給エージェントの不決済需要に大きく依拠することから、この需要が小さい際は価格が急峻に下がり、大きいときは逆に急峻に高騰し、ピーク時の価格が高額入札価格とほぼ等しくなり、ボラティリティーが大きくなる。

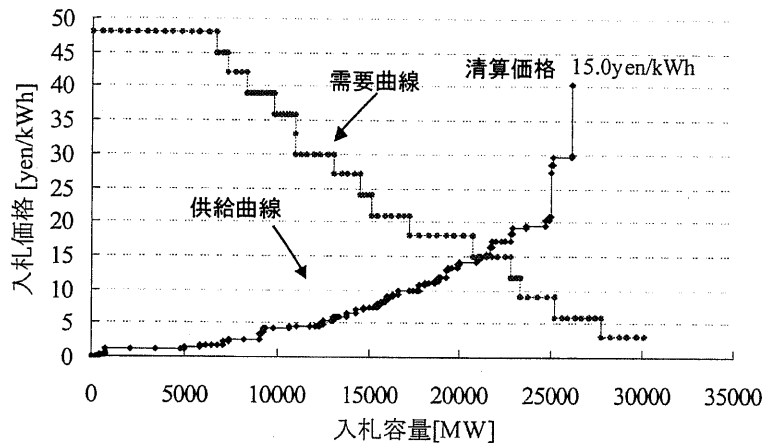


図 4-8-3 前日市場における決済プロセス

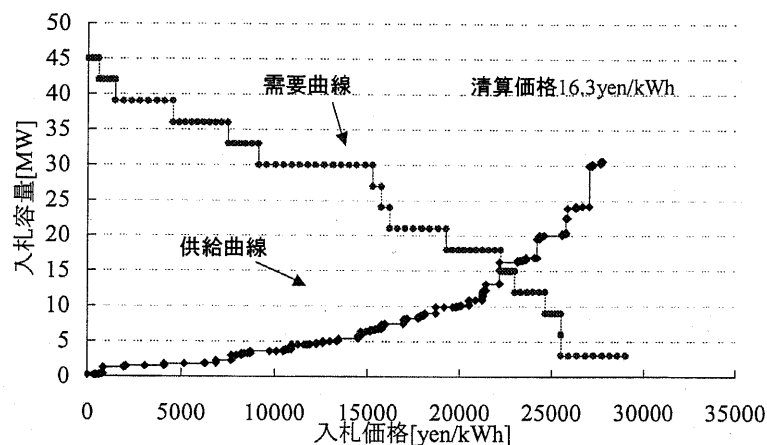


図 4-8-4 相対市場における決済プロセス

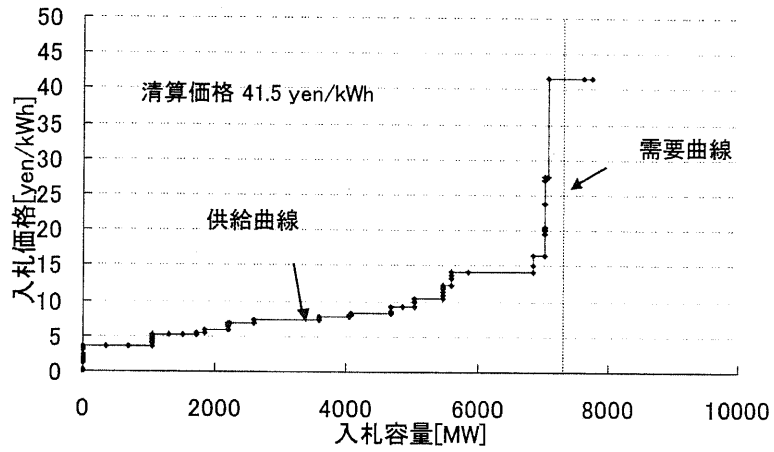


図 4-8-5 リアルタイム市場における決済プロセス(14時)

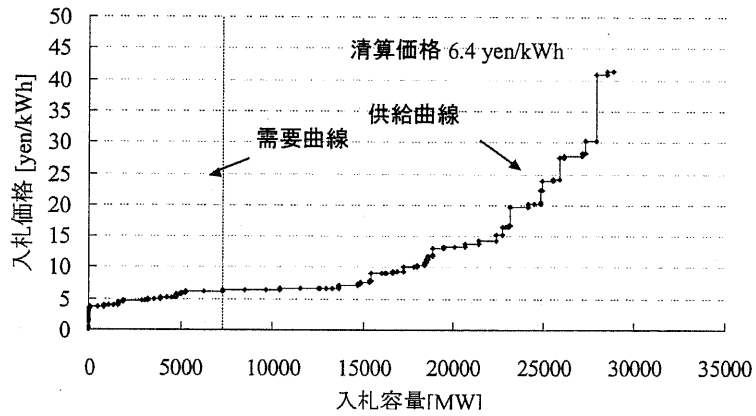


図 4-8-6 リアルタイム市場における決済プロセス(3時)

4-8-3. 各エージェントの戦略

本研究のように複数の発電エージェント、供給エージェントが参加している電力市場において、各エージェントがシミュレーション期間における学習によりどのような合理的行動を採用しているかを、各発電エージェントのマークアップ率を観察することにより検証する。図 4-8-7 より前日市場において限界費用の低い原子力、一般水力といったエージェントは相対的にマークアップ率をランダムに設定し、限界費用の高い石油火力などのエージェントはマークアップ率を小さくし入札価格を低めに設定する。すなわち、限界費用が高く、平均取引費用と限界費用が等しいエージェントは決済を確実にするために出来る限り入札価格を抑えている。図 4-8-9 に示すリアルタイム市場においても同様の傾向が得られた。また図 4-8-8 より相対市場では他の取引市場に比較して確実に一定期間利益を得るので全てのエージェントが入札価格を抑える傾向が見られる。

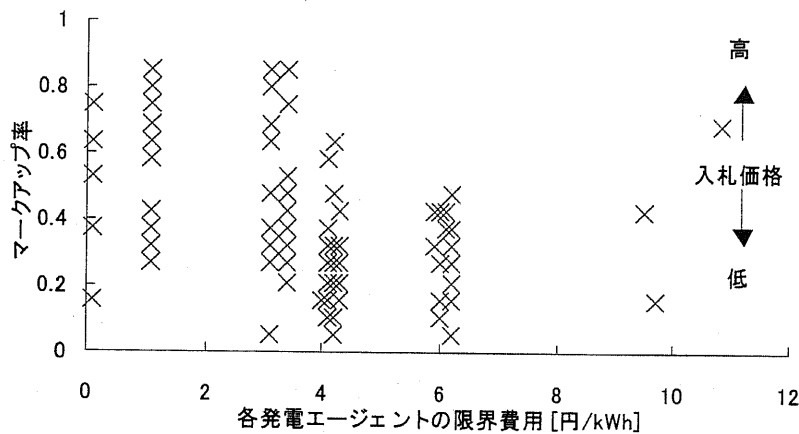


図 4-8-7 発電エージェントのマークアップ率の分布(前日市場)

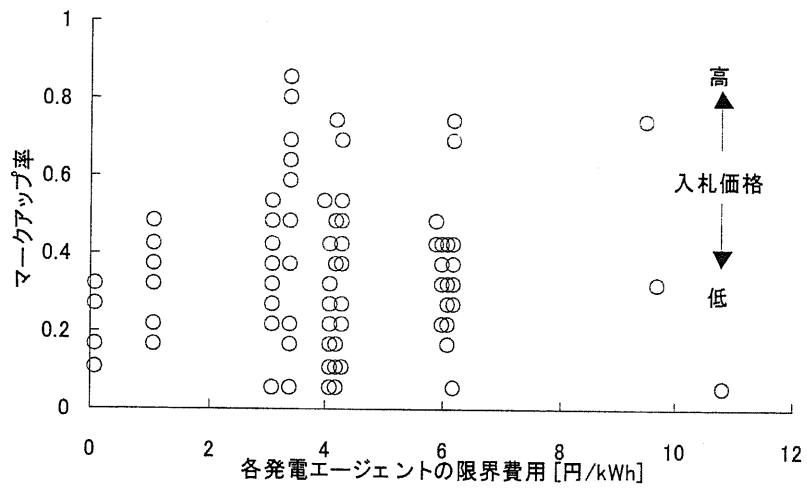


図 4-8-8 発電エージェントのマークアップ率の分布(相対市場)

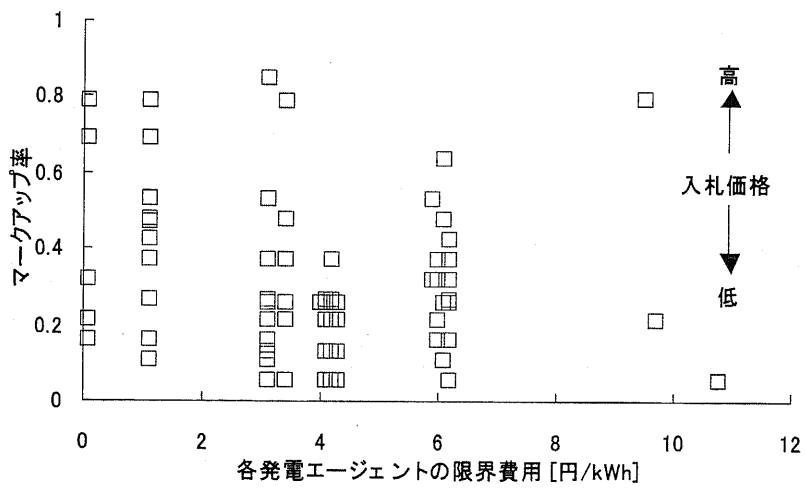


図 4-8-9 発電エージェントのマークアップ率の分布(リアルタイム市場)

4-8-4. 混雑管理の様子

下図に最終 2000 時点における混雑発生状況を示す。図 4-8-10、図 4-8-11 よりブランチ 4, 5 付近において混雑が発生し、さらに図 4-8-12 よりこのブランチに対して潮流分流入上影響のある発電エージェント、すなわちノード 1、ノード 2 に接続する原子力、水力に対して出力減少調整が ISO により行なわれている。またピーク時においてはノード 20 付近において出力が不足する傾向にあることから、ノード 20 に接続する石油火力に対して出力増加調整が行なわれる。

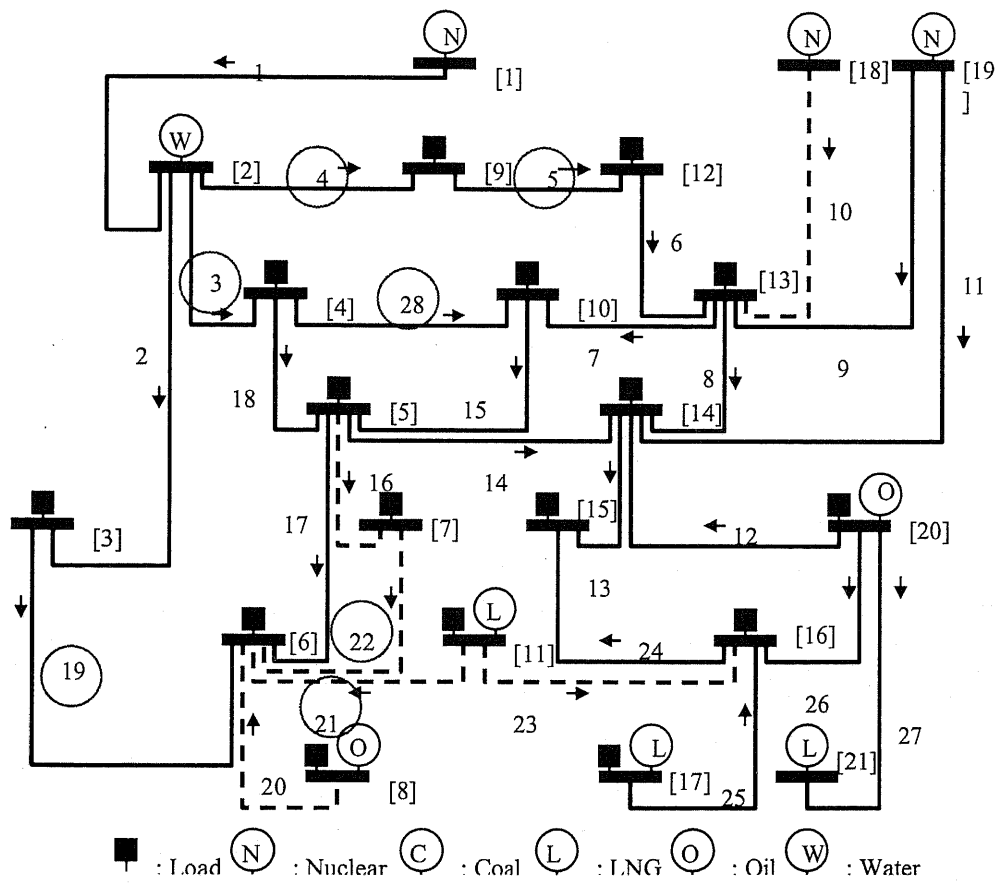


図 4-8-10 混雑発生箇所

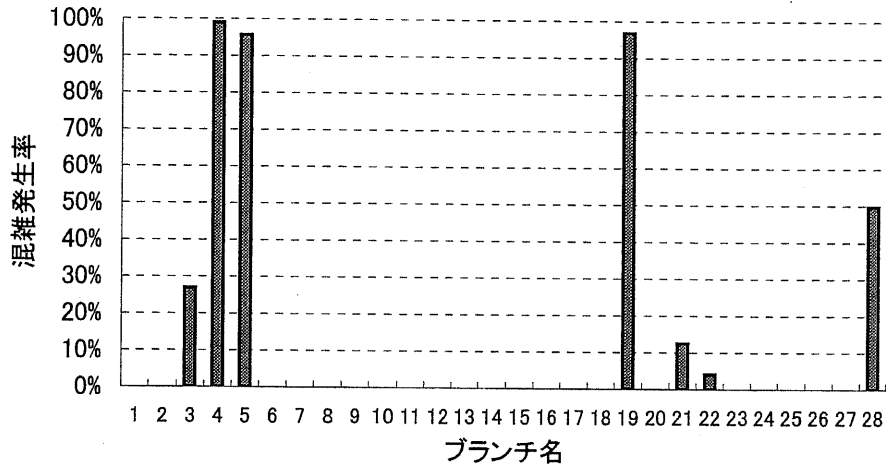


図 4-8-11 各ブランチにおける混雑発生率

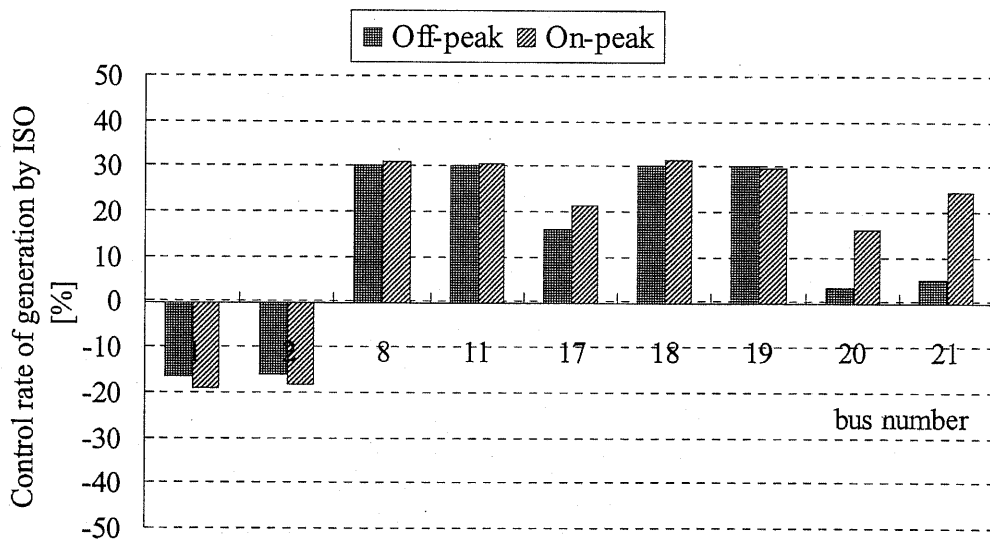


図 4-8-12 ISOによる発電出力調整率

4-8-5. オンサイト電源参入効果

今後電力市場自由化の進展により、小売分野での競争が拡大した場合、短期的に経済性、収益性のある電源が建設され、長期的に経済的、資本集約的、リードタイムの長い電源が建設されない可能性がある。その結果オンサイト電源のように建設のリードタイムが短く、需要変動に即応して電源開発が可能であるため、都市中心部での分散型電源導入が将来促進する可能性がある。そこで①発電効率 35%、一次燃料として天然ガスを消費するオンサイト電源(容量 50 万 kW, 限界費用 3.1 円/kWh)、②発電効率 65%(熔融炭酸塩形燃料電池 MCFC、固体酸化物形燃料電池 SOFC の目標値)、一次燃料として天然ガスを消費(限界費用:1.5 円/kWh)が、都市周縁部の大規模電源を代替する形(ノード 1, 18, 19 の原子力を代替)で都市近傍に参入(ノード 4, 5, 6, 7, 9, 10, 12, 14, 15, 16 に参入)した場合についてシミュレーションを行った(図 4-8-13、図 4-8-14)。図 4-8-15 より都市中心部の需要地近傍へのオンサイト電源参入により送電混雑が緩和され、ISO による混雑管理による介入を抑制する意味において電力市場での電力取引が円滑化される。

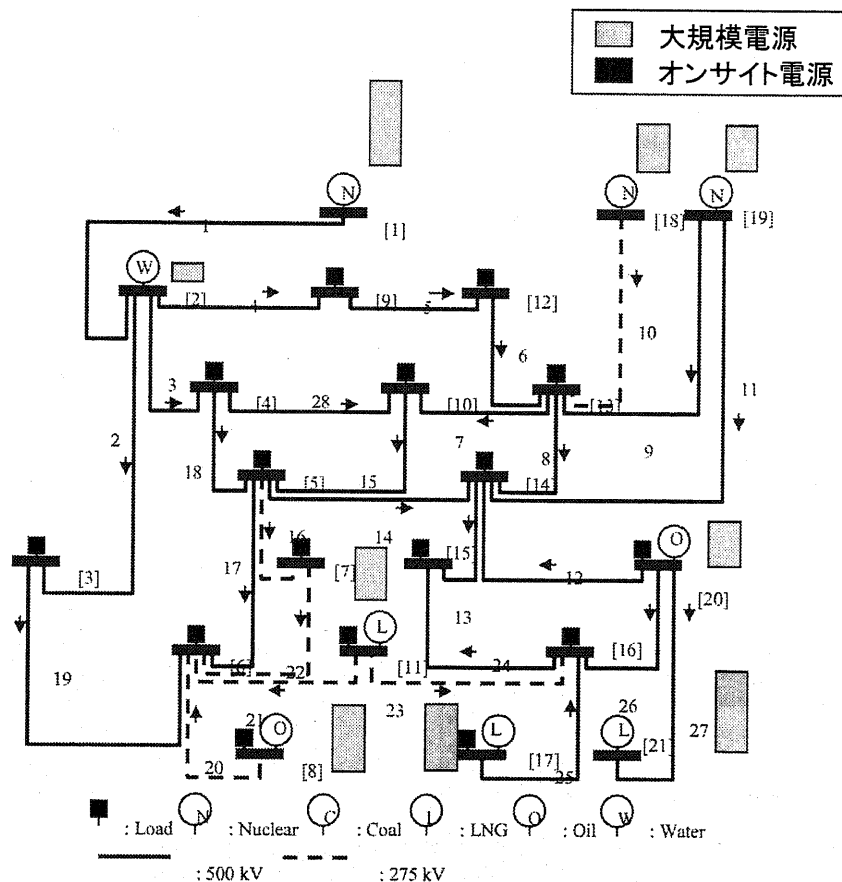


図 4-8-13 分散電源導入前の各ノードにおける電源の分布

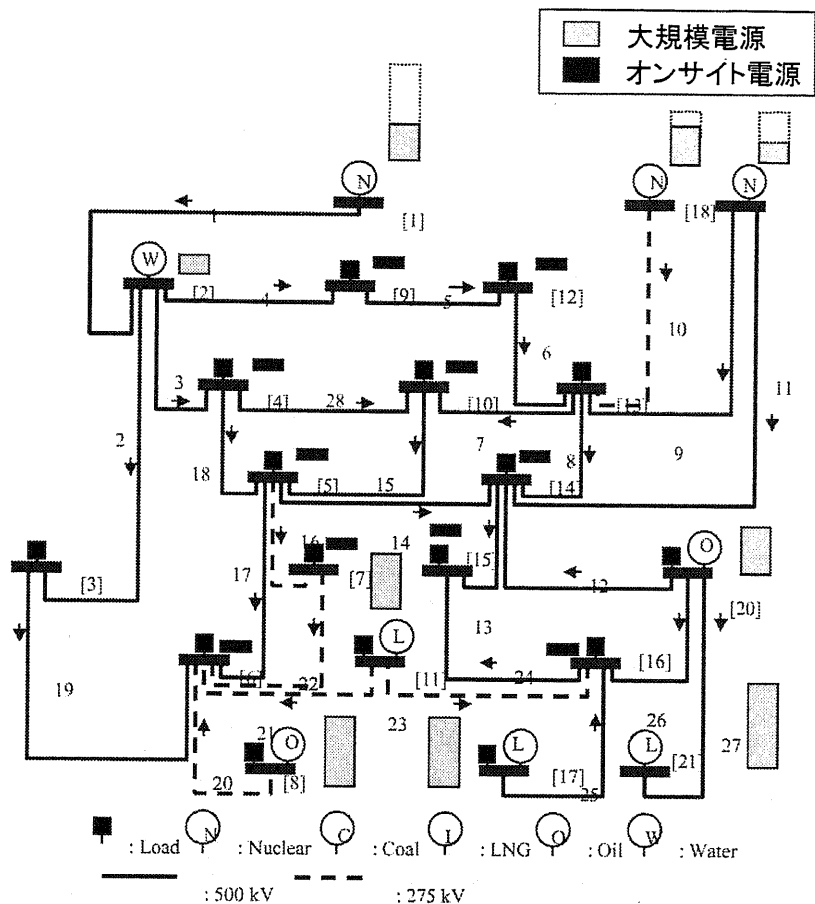


図 4-8-14 分散電源導入後の各ノードにおける電源の分布

表 4-3 分散電源参入後の電力価格

[yen/kWh]	前日市場	
	平均	標準偏差
参入前	6.0	2.0
参入後(通常発電)	8.7	3.6
参入後(高効率発電)	6.2	1.1

[yen/kWh]	相対市場	
	平均	標準偏差
参入前	6.5	3.4
参入後(通常発電)	9.2	3.2
参入後(高効率発電)	6.4	2.3

[yen/kWh]	リアルタイム市場	
	平均	標準偏差
参入前	10.8	9.9
参入後(通常発電)	15.3	13.1
参入後(高効率発電)	11.2	8.1

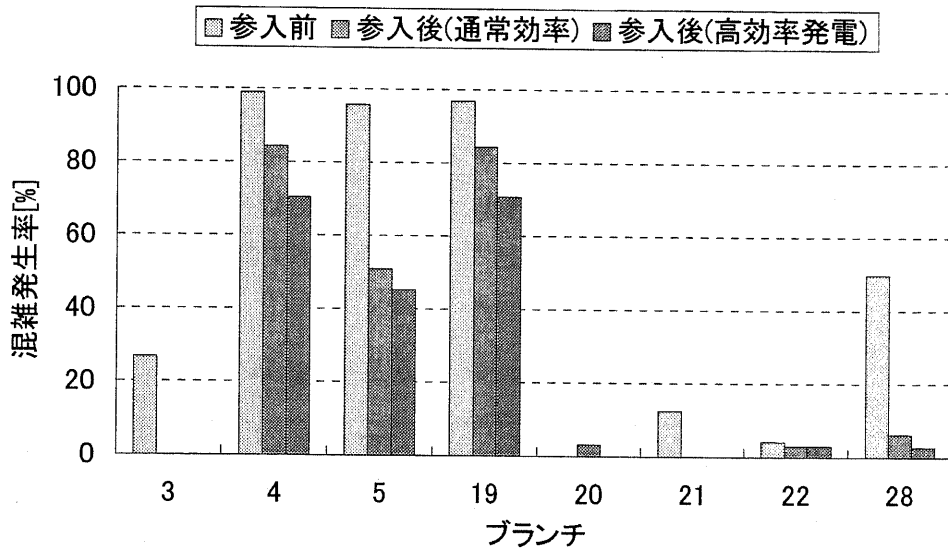


図 4-8-15 各送電線における混雑発生状況

また図 4-8-15 より高効率発電の場合、限界費用が低いため、オークションにおける約定回数が増加する結果、需要地近傍における発電量が増加し、その結果参加前や参加後(通常効率)に比較して混雑が緩和される結果となった。

また表 4-3 より、ケース①における限界費用の高いオンサイト電源が参加した場合、オンサイト電源が限界費用の安い原子力を代替したため、特に各取引市場における電力価格平均値は上昇する。しかしケース①における限界費用の高いオンサイト電源が参加した場合、限界費用が安いため、原子力を代替しても電力価格の平均値はほぼ変化せず、変わりにより多数のプレーヤーでオークションが行われ、原子力の市場支配力が減少するため、価格の標準偏差は減少する。

4-8-6. 各エージェントの利益、発電量

最終 2000 時点における発電量(表 4-4)、利益(表 4-5)を表示する。限界費用の低い原子力、水力が発電量、利益を獲得する傾向がある。また、発電容量規模が小さくても数多くの発電機を所有するプレーヤー(CCGT2,CCGT3)は利益を獲得する傾向にあり、これは複数の発電機に複数の入札価格でオークションを行うため、市場において約定する確率が高くなっているためであると考えられる。またオンサイト電源を考慮に入れた場合、通常効率で平均 4.1 円/kW、高効率発電で平均 7.9 円/kW となった。

表 4-4 発電エージェントの発電取引量

	On-peak		Off-peak		Total	
	[GWh]	%	[GWh]	%	[GWh]	%
CCGT 1	906.1	3%	85.1	1%	1,011	3%
OIL 1	558.6	2%	17.4	0%	593	2%
LNG 1	537.5	2%	103.1	1%	655	2%
CCGT 2	1992.3	7%	458.2	5%	2,516	6%
LNG 2	1001.9	3%	165.2	2%	1,192	3%
LNG 3	1652.4	6%	444.6	5%	2,143	5%
LNG 4	639.3	2%	162	2%	821	2%
OIL 2	1687.3	6%	49.8	1%	1,779	5%
OIL 3	420.8	1%	0	0%	435	1%
LNG 5	30.2	0%	4.3	0%	36	0%
LNG 6	2240.4	7%	414.8	5%	2,712	7%
OIL 4	1407.1	5%	164	2%	1,609	4%
CCGT 3	1832.2	6%	423	5%	2,255	6%
LNG 7	1077	4%	180	2%	1,280	3%
WATER 1	1960.6	7%	1066.8	12%	3,077	8%
NUCLEAR 1	2222.6	7%	767.4	9%	3,047	8%
NUCLEAR 2	2670.3	9%	1076.3	12%	3,809	10%
NUCLEAR 3	7200.4	24%	3126.4	36%	10,540	27%

表 4-5 発電エージェントの利益

Company	Profit	
	[million yen]	[yen/kW]
CCGT 1	9757	3.4
OIL 1	6085	2.2
LNG 1	6233	5.9
CCGT 2	29079	7.2
LNG 2	9686	5.1
LNG 3	19304	5.4
LNG 4	8058	7.0
OIL 2	18353	4.2
OIL 3	5989	5.1
LNG 5	324	3.9
LNG 6	20287	5.4
OIL 4	15107	4.7
CCGT 3	18440	8.0
LNG 7	12382	6.2
WATER 1	14288	7.8
NUCLEAR 1	24217	5.2
NUCLEAR 2	31662	7.2
NUCLEAR 3	98724	12.0

4-9. 本章のまとめ

本稿ではクラシファイアシステムを応用することにより、発電、供給エージェントの利得最大化行動をモデル化し、さらに基幹送電系統上での ISO による混雑管理をモデル化しシミュレーションを行った。

その結果、相対市場では電力価格のボラティリティーが小さくなり、各エージェントに対して安定的取引を保証する有効な市場であることが確認された。またリアルタイム市場では需要の変動に対して大きく価格が変化することから、電力価格のボラティリティーが大きく、制度設計上十分に留意する必要がある。各エージェントが獲得する利益に関しては原子力、水力といった限界費用の低いエージェントや多数の発電機保有エージェントが安定した利益を確保する傾向があることが分かった。電力系統における混雑発生に関しては、混雑が発生する送電線に対し潮流分流入上影響力の強い発電エージェントが出力を抑制し、需給バランス上、需要が供給に比較して大きい地域では、その地域近傍の発電エージェントに対して出力増加を ISO が指令する傾向にあることが分かった。

またオンサイト電源が都市遠隔地に存在する原子力発電所を代替する形で参入した場合、送電系統の混雑回数が減少するため ISO の混雑管理による介入機会を削減し、電力取引の円滑化に貢献することが分かった。特に限界費用の低い高効率オンサイト電源が需要地近傍に参入する場合、約定回数が増加し発電量が増えるため送電混雑が最も減少する。また電力価格に関しては、限界費用の高いオンサイト電源が参入する場合、限界費用の低い原子力を代替するため、電力価格の平均値が上昇する傾向にあるが、限界費用の低い高効率電源が参入する場合、電力価格の平均値は変化せず、原子力の独占力が弱まるため価格のボラティリティーは減少し、より価格変動が安定した市場が形成されることが分かった。

今後の予定としては、ISO による送電混雑緩和を目的とした送電系統への投資行動のモデル化、クラシファイアの拡張によるエージェントの行動評価が挙げられる。

表 4-6 発電エージェント一覧

Plant Number	Owner firm (Plant Location)	Plant Type	Operational Capacity[MW]	Plant Location
1	千葉	CCGT	360.0	17
2	千葉	CCGT	360.0	17
3	千葉	CCGT	360.0	17
4	千葉	CCGT	360.0	17
5	千葉	CCGT	360.0	17
6	千葉	CCGT	360.0	17
7	千葉	CCGT	360.0	17
8	千葉	CCGT	360.0	17
9	横須賀	Oil	265.0	8
10	横須賀	Oil	265.0	8
11	横須賀	Oil	350.0	8
12	横須賀	Oil	350.0	8
13	横須賀	Oil	350.0	8
14	横須賀	Oil	350.0	8
15	横須賀	Oil	350.0	8
16	横須賀	Oil	350.0	8
17	横須賀	Oil	30.0	8
18	横須賀	LNG	144.0	8
19	川崎	LNG	175.0	11
20	川崎	LNG	175.0	11
21	川崎	LNG	175.0	11
22	川崎	LNG	175.0	11
23	川崎	LNG	175.0	11
24	川崎	LNG	175.0	11
25	横浜	LNG	175.0	8
26	横浜	LNG	175.0	8
27	横浜	LNG	175.0	8
28	横浜	LNG	175.0	8
29	横浜	LNG	175.0	8
30	横浜	LNG	350.0	8
31	横浜	CCGT	350.0	8
32	横浜	CCGT	350.0	8
33	横浜	CCGT	350.0	8
34	横浜	CCGT	350.0	8
35	横浜	CCGT	350.0	8
36	横浜	CCGT	350.0	8
37	横浜	CCGT	350.0	8
38	横浜	CCGT	350.0	8
39	五井	LNG	265.0	17
40	五井	LNG	265.0	17
41	五井	LNG	265.0	17
42	五井	LNG	265.0	17
43	五井	LNG	350.0	17
44	五井	CCGT	476.0	17
45	姉崎	LNG	600.0	21
46	姉崎	LNG	600.0	21
47	姉崎	LNG	600.0	21
48	姉崎	LNG	600.0	21
49	姉崎	LNG	600.0	21
50	姉崎	LNG	600.0	21

51	南横浜	LNG	350.0	8
52	南横浜	LNG	350.0	8
53	南横浜	LNG	450.0	8
54	鹿島	Oil	600.0	20
55	鹿島	Oil	600.0	20
56	鹿島	Oil	600.0	20
57	鹿島	Oil	600.0	20
58	鹿島	Oil	1000.0	20
59	鹿島	Oil	1000.0	20
60	大井	Oil	350.0	11
61	大井	Oil	350.0	11
62	大井	Oil	350.0	11
63	大井	Oil	127.0	11
64	豊洲	LNG	41.7	11
65	豊洲	LNG	41.7	11
66	袖ヶ浦	LNG	600.0	8
67	袖ヶ浦	LNG	1000.0	8
68	袖ヶ浦	LNG	1000.0	8
69	袖ヶ浦	LNG	1000.0	8
70	袖ヶ浦	LNG	127.0	8
71	広野	Oil	600.0	20
72	広野	Oil	600.0	20
73	広野	Oil	1000.0	20
74	広野	Oil	1000.0	20
75	富津	CCGT	165.0	21
76	富津	CCGT	165.0	21
77	富津	CCGT	165.0	21
78	富津	CCGT	165.0	21
79	富津	CCGT	165.0	21
80	富津	CCGT	165.0	21
81	富津	CCGT	165.0	21
82	富津	CCGT	165.0	21
83	富津	CCGT	165.0	21
84	富津	CCGT	165.0	21
85	富津	CCGT	165.0	21
86	富津	CCGT	165.0	21
87	富津	CCGT	165.0	21
88	富津	CCGT	165.0	21
89	東扇島	LNG	1000.0	11
90	東扇島	LNG	1000.0	11
91	水力	Hydro	455.2	2
92	水力	Hydro	196.0	2
93	水力	Hydro	345.3	2
94	水力	Hydro	328.9	2
95	水力	Hydro	214.2	2
96	水力	Hydro	294.9	2
97	福島第一	Nuclear	460.0	18
98	福島第一	Nuclear	784.0	18
99	福島第一	Nuclear	784.0	18
100	福島第一	Nuclear	784.0	18

101	福島第一	Nuclear	784.0	18
102	福島第一	Nuclear	1100.0	18
103	福島第二	Nuclear	1100.0	19
104	福島第二	Nuclear	1100.0	19
105	福島第二	Nuclear	1100.0	19
106	福島第二	Nuclear	1100.0	19
107	柏崎·刈羽	Nuclear	1100.0	1
108	柏崎·刈羽	Nuclear	1100.0	1
109	柏崎·刈羽	Nuclear	1100.0	1
110	柏崎·刈羽	Nuclear	1100.0	1
111	柏崎·刈羽	Nuclear	1100.0	1
112	柏崎·刈羽	Nuclear	1356.0	1
113	柏崎·刈羽	Nuclear	1356.0	1
Totals			53434.9	

参考文献

- [4-1] 井熊：「電力取引ビジネス」、東洋経済新報社、2001年
- [4-2] 矢島：「電力市場自由化」、日本工業新聞社、1994年
- [4-3] 鈴木、渡邊：「ITが拓く電力ビジネス革命」、オーム社、2002年
- [4-4] Bower, J. and D.W. Bunn (2000). "Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity", *The Energy Journal*, Vol.21, No.3: 1-29.
- [4-5] Bunn, D.W. and F.S. Oliveira (2001). "Agent-Based Simulation – An Application to the New Electricity Trading Arrangements of England and Wales", *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol.5, No.5(Oct): 493-503.
- [4-6] Richter, Jr. C.W. and G.B. Sheble (1998). "Genetic algorithm Evolution of Utility Bidding Strategies for the Competitive Marketplace", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.13, No.1(Feb): 256-261.
- [4-7] 出口：「複雑系としての経済学」自律的エージェント集団の科学としての経済学を目指して、シリーズ・社会科学のフロンティア 6、日科技連、2000
- [4-8] Sette, S. and L. Boullart (2000). "An implementation of genetic algorithms for rule based machine learning", *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 13: 381-390
- [4-9] Bhattacharya, K, M.H.J.Bollen and J.E.Daalder (2001). "OPERATION OF RESTRUCTURED POWER SYSTEMS", Kluwer Academic Publishers
- [4-10] 下村,藤井,山地 "相対取引と需給調整機能を備えた任意プール市場のマルチエージェントシミュレーション", 第21回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, pp191-196
- [4-11] Fang, R.S. and A.K. David (1999). "Transmission Congestion Management in an Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.3(Aug):877-883
- [4-12] Gribik, P.R., G.A. Angelidis and R.R. Kovacs (1999). "Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Forward Markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.3(Aug):865-876
- [4-13] Singh, H., S. Hao and A. Papalexopoulos (1998). "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", *IEEE Transactions on Power*

Systems, Vol.13, No.2(May):672-680

[4-14] Lai,L.L.(2001). "Power System Restructuring and Deregulation Trading, Performance and Information Technology", JOHN WILEY & SONS, LTD

[4-15] Faruqui,A.,Eakin,K.: "Pricing in competitive electricity markets",Kluwer Academic Publishers,Boston/Dordrecht/London,2000

5. 結言

5-1. 本論文の総括

天然ガスコージェネレーション導入量について見ると現状ではそれ程多くはないが、その導入実績は過去3年間で約1.5倍となっており近年比較的順調に導入が進展してきていることから、将来の普及拡大が期待できる。そこで本論文では、その将来的な運用可能性、導入ポテンシャルを中心に多角的な評価・分析を行った。

まず、将来の普及拡大が期待されるオンサイト電源が、コージェネレーション用途として地域エネルギーシステムや日本の電力供給システムに与える影響と、電力市場に発電用途として参入した場合の影響を主要検討項目とした。具体的には、中小型燃料電池、マイクロガスタービンをはじめとしたオンサイト電源のネットワーク化による経済的メリット、最適なネットワーク参加インセンティブの形成手法、日本の民生部門へのオンサイト電源導入による省エネルギー効果、CO₂排出削減効果、電力市場へのオンサイト電源参入による電力価格の分析について、最適化手法(線形計画法、混合整数線形計画法)、協力ゲーム理論、マルチエージェントシミュレーションを適宜応用することにより定量的分析を行った。

はじめに第1章では、本研究の背景、目的について記述した。日本では民生部門におけるエネルギー消費は今後も増加基調にあり、当該部門におけるより一層の省エネルギー、CO₂排出削減、エネルギー供給コスト削減を実現するためのオプションとして、オンサイト電源導入が有効である可能性があること、ならびに欧米において先行実施されているエネルギー市場自由化に伴う新たな市場環境化におけるオンサイト電源の導入評価が不可欠であることについて述べた。

第2章では中小規模オンサイト電源ネットワークのゲーム論的分析を行った。はじめに近年家庭用燃料電池など中小規模のオンサイト電源の研究開発が進展しているが、設置対象となる需要家の規模が小さくなると、オンサイト電源の熱電比と需要家の熱需要と電力需要の熱電比が整合せず、その結果、オンサイト電源導入が必ずしも経済性をもたらす有効なオプションになるとは限らないことについて前置きした。そこで2章ではオンサイト電源を所有する複数の需要家間、地域間において電力融通、熱融通によりその電源をネットワーク化するシステムを提案し、当該システムの経済性、環境性、省エネ性について評価した。

その結果、東京都心地域を実存地域としてネットワーク化を行った場合、全般的な傾向と

して、集合住宅系地域が需要の少ない昼間において CGS 稼働率を上げて、医療系、商業系、宿泊系地域に電力輸送を行い、これらの地域における電力供給コスト削減に貢献する。また医療系、商業系地域が同様に需要の少ない夜間において CGS 稼働率を上げることにより、需要ピークが夜間に存在する集合住宅系へ電力、熱輸送を実施し、集合住宅系の電力、熱供給コスト削減に寄与する結果となった。

この下で仁による利得配分を実施すると、ネットワーク化によりエネルギー供給コスト削減効果を得た集合住宅、宿泊系地域から、医療系、商業系地域へ利得が移転する傾向が得られた。よって各地域がネットワークを形成し協力してより経済的運用を達成するためには、場合によっては全体協力維持の観点から利得の移転を通じて各地域が公平に経済的メリットを得る必要性があることが協力ゲーム理論より定量的に示された。

第 3 章では日本の長期電源計画からみた民生部門へのオンサイト電源の導入可能性評価を行った。業務部門に対してはガスエンジン CGS、住宅部門に対しては家庭用燃料電池が設置されると想定した。3つの燃料費シナリオの下で分析を実施し、基準ケース、現行の燃料費が将来まで継続すると想定した低位ケース、原子力導入量に関する上限制約を除き最適化を行った基準ケース(原子力上限制約なし)のすべてにおいて、民生部門への CGS 導入が一次エネルギー削減に資することが示された。また、二酸化炭素排出量削減に関して、基準ケースでは CGS が二酸化炭素排出原単位の大きい IGCC(石炭燃料)を代替することから二酸化炭素排出削減に貢献することが示された。現行の燃料費が将来まで継続すると想定した低位ケースでも CGS 導入による排出削減効果が示されたが、LNG 火力や LNG 複合サイクルを CGS が代替するため基準ケースに比較するとその削減効果は減少する。また基準ケース(原子力上限制約なし)の下では、CGS 導入により原子力が代替されるため電力供給部門の二酸化炭素排出量は逆に増加する結果が示された。これらの分析結果より、特にオンサイト電源導入による二酸化炭素排出削減効果に関しては、将来オンサイト電源が代替する電源の推定がきわめて重要であることが示された。

第 4 章では電力市場自由化に関するマルチエージェントシミュレーションを行った。特に近年欧米を中心に電力取引が自由化される傾向にあり、我が国においてもこの分野における規制緩和がより一層推進される可能性がある。そこで欧米における代表的な電力取引モデルに従い、仮に日本の特定地域において自由化が行われたと仮定してシミュレーションモデルを構築し分析を行った。現実には様々な電力取引形態が存在するわけであるが、本研究における比較的単純な電力市場モデルにおいても、とくに相対市場における電力価格のボラティリティーは小さいことが分かり、安定な電力取引が可能であることが分かった。一方、リアルタイム市場では、約定されない需要の変動がオンピーク、オフピークで

変動することから電力価格のボラティリティーが大きいこともシミュレーションの結果から確認された。また各発電エージェントの学習結果より、前日市場、リアルタイム市場では原子力、水力など限界費用の安いプレーヤーは適宜入札価格を決定するが、平均取引価格に近い限界費用のエージェントは入札価格を抑え入札約定を求める合理的行動をとることが確認された。そしてテーマであるオンサイト電源に関しては、限界費用の低い高効率オンサイト電源が需要地近傍に参入する場合、約定回数が増加し発電量が増えるため送電混雑が減少し、ISO による混雑管理の機会が少なくなり、電力取引の円滑化に資することが分かった。その際の電力価格の平均値に関しては、オンサイト電源参入前と比較しても大幅に変化することはなく、一方で原子力の独占力が弱まるため価格のボラティリティーが減少し、より価格変動が安定した市場がオンサイト電源参入により形成されることがわかった。

本研究を通じて、今後オンサイト電源が本格的に普及した場合、オンサイト電源の経済性、環境性、省エネ性の各面でそのポテンシャルが大きいことが示された。このような将来展望の下でオンサイト電源導入促進を達成するためには、さらなる研究開発、効率向上、系統連系技術開発などを促進し、ESCO 事業の拡充など社会的施策との連携も不可欠であると考えられる。またオンサイト電源が今後競争力を保持してゆくためには、大規模電源の発電効率上昇、電気駆動ヒートポンプの成績係数向上を注視しつつ、電力システムとの経済的、環境的調和のとれたエネルギーシステムの構築が必要不可欠である。

5-2. 今後の課題

本研究ではオンサイト電源の経済性、環境性、省エネルギー性について多角的検討を行ったが、現実の工学、社会現象はより複雑であるため、ある程度詳細部分を取捨してモデル分析を行っているところは否めない。そこで以下の課題が今後考えられる。

- (1) 無効電力などアンシラリーサービスの経済的価値に関するモデル化、送電設備投資行動のモデル化、電源のリプレースなどを考慮に入れた長期に関する分析

本研究の電力市場マルチエージェントシミュレーションでは確かに基幹送電系統を明示的にモデル化しシミュレーションを行っているが、直流法によるモデル化であるため無効電力を考慮できていない。しかしながら現実には無効電力による調相、周波数制御などのアンシラリーサービスをいかに効率よく取引するための制度設計を行うかがむしろ問題となっており、今後分析が必要であろう。また本研究では送電混雑が発生しても送電線拡張は行わないという前提を課しているが、現実には取引料金からいかに送電線建設コストを効率よく回収するかが問題となっており、この点に関する分析も今後必要であると考えられる。

- (2) 他の省エネルギー施策、環境対策技術を考慮に入れたモデル分析

本研究の長期にわたるオンサイト電源導入可能性評価の部分において、今回ガスエンジン、燃料電池などオンサイト電源に注目し評価を行っているが、現実には断熱、効率向上、換気など様々な対策オプションが存在するため、SMASH、HASP など住宅、業務部門におけるモデル分析も含めた日本全体を対象にした評価法の開発が求められる。

発表文献

研究論文

- [1] 小宮山, 藤井, 山地 : “複合エネルギーネットワークにおける CGS の集合運用に関するゲーム論的分析”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.121-B, No.4, pp.550-558 (2001)
- [2] R.Komiyama, K.Yamaji, Y.Fujii: “CO₂ emission reduction and primary energy conservation effects of cogeneration system in commercial and residential sectors considering long-term power generation mix in Japan”, IEEJ Transactions on Power and Energy, Volume 123-B Number 5 (2003) (to be published in May 2003)
- [3] 小宮山, 林, 藤井, 山地 : “協力ゲーム理論によるオンサイト電源ネットワークの運用可能性評価”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) (2003) (投稿中)
- [4] R.Komiyama, T.Hayashi, Y.Fujii, K.Yamaji : “Agent-based simulation of pool and bilateral trading in liberalized electricity market by classifier system”, Energy Journal, (prepared to submit)

国際会議論文

- [1] R.Komiyama, Y.Fujii, K.Yamaji : “Optimal Planning of Micro Gas Turbine Network System in Tokyo Area”, Alliance for Global Sustainability (AGS) 2002 Annual Meeting (Poster session)
- [2] R.Komiyama, K.Yamaji, Y.Fujii : “CO₂ emission reduction effect of cogeneration system in commercial and residential sector considering long-term power generation mix in Japan”, Sixth international conference on greenhouse gas control technologies (GHGT-6), 2002
- [3] R.Komiyama, Y.Fujii, K.Yamaji : “Agent-based simulation of pool and bilateral trading in liberalized electricity market by classifier system”, 22nd USAEE/IAEE North American Conference, International Association for Energy Economics, 2002

シンポジウム・研究会・大会等発表

- [1] 小宮山、山地「電力・熱ハイブリッドネットワークのモデル解析」、第18回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, pp.201-206 (1999)
- [2] 小宮山、藤井、山地「CGS 連携ネットワークのモデル解析」、平成11年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp.490-491 (1999)
- [3] 小宮山、藤井、山地「グリッドエネルギーの地域統合運用に関するゲーム論的解析」、第16回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.445-450 (2000)
- [4] 小宮山、藤井、山地「複合エネルギーネットワークにおける CGS の協調運用に関するゲーム論的解析」、平成12年度電気学会全国大会, pp.2664-2665 (第6分冊) (2000)
- [5] 小宮山、藤井、山地：“天然ガス需要の所得、価格弾力性に関する国際比較”，第17回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.489-494 (2001)
- [6] 小宮山、種村、藤井、山地：“中小規模地域における分散型電源ネットワークの運用評価”，電気学会 B 部門大会, pp.610-611 (2001)
- [7] 小宮山、種村、藤井、山地：“プール型電力市場に関するマルチエージェントシミュレーション”，第18回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.147-152 (2002)
- [8] 小宮山、守井、藤井、山地：“長期電源計画から見た東京都、日本におけるCGS導入可能性評価に関する分析”，第18回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.281-286 (2002)
- [9] 小宮山、種村、藤井、山地：“プール型電力市場に関するマルチエージェントシミュレーション”，第18回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.147-152 (2002)
- [10] 小宮山、種村、藤井、山地：“特定地域における電力市場のマルチエージェントシミュレーション”，平成14年電気学会全国大会講演論文集(第6分冊), pp.73-74 (2002)

- [11] 種村,三島,下村,小宮山,藤井,山地; ”自由化された電力市場のマルチエージェントシステムによるモデルの構築”, 第 18 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.141-146 (2002)
- [12] 小宮山, 藤井, 山地 : “地域別に見た日本の民生部門への CGS 導入可能性価”, 第 2 1 回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, pp.237-242 (2002)
- [13] 小宮山, 山地, 藤井: “長期世界エネルギーモデルによる海水ウラン利用可能性評価”, 日本原子力学会 2002 年秋の大会予稿集, 第 II 分冊, pp189 (2002)
- [14] 小宮山, 下村, 藤井, 山地 : “送電システムを考慮に入れた電力市場のマルチエージェントシミュレーション”, 計測自動制御学会第 26 回システム工学部会研究会「人工市場研究の現状と展開」資料, pp25-pp.30 (2002)
- [15] 小宮山, 下村, 藤井, 山地 : “送電ネットワークを考慮した電力市場のマルチエージェントシミュレーション”, 第 19 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.161-166 (2003)
- [16] 小宮山, 小山内 : “世界多地域多品目物質収支モデルの構築”, 第 19 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, pp.179-182 (2003)

謝辞

本研究の遂行、学位論文執筆を進めるにあたり、御多忙のなか適切な御指導を頂きました直接の指導教官であります山地 憲治教授に心より御礼申し上げます。エネルギー市場自由化の下でオンサイト電源がエネルギーシステムにおいて果たす役割についてこれまで評価・研究を進めることが出来たのも、エネルギー・環境分野における山地教授のその広範で卓越した御見識から貴重なアドバイスを戴きましたおかげであり、重ねて御礼申し上げます。

同じく研究室の指導者である藤井 康正助教授にも御多忙の中、特に電力市場自由化、市場設計に関する研究を進める上で、打ち合わせやグループミーティングの場での確かな御指導、御助言ならびにデータ、文献収集を進める上でも御協力を頂きましたことに心から御礼申し上げます。

また研究室の林 武人助手にも計算機を含めた研究環境の整備、研究に対する助言ならびに研究データ収集に関するアドバイスなど様々な面でご協力戴きましたことをはじめ、たいへん御世話になりましたことに深謝いたします。

また、博士課程 1 年在学時に IIASA(International Institute for Applied Systems Analysis)における若手研究者のための夏期プログラム YSSP(Young Scientists Summer Programs)に 3 ヶ月間参加し、研究の幅を広げ、外国の研究者との交流ができたことも指導教官である山地教授、藤井助教授ならびに電力中央研究所 長野 浩司氏の御推薦によるものであり、あらためて謝意を表します。また博士 2 年在学時に日本動力協会を通じて世界的な国際会議である WEC(World Energy Council、ブエノスアイレス、アルゼンチン)に参加できましたことに関しましても山地教授に合わせて感謝の意を記します。

研究内容であるオンサイト電源のネットワーク化に関しましては、GIS データの提供ならびに AGS(Alliance for Global Sustainability) Annual Meeting などでの発表の場の提供を戴いた THP(Tokyo Half Project)メンバーの皆様には感謝いたします。

同じく長期電源構成からみた CGS 導入可能性評価に関しましては、日本ガス協会 エネルギーシステム評価研究会において山地教授、東京農工大 柏木 孝夫教授、大阪大 水野 稔教授はじめ多数の委員の皆様方に委員会、幹事会を通じて研究手法に関して忌憚のないアドバイスを戴きましたことに謝意を表します。

また本研究とは別分野ではありますが、(株)ジェイ・ケイ・エル 長田 紘一社長、小山内 裕氏、森 裕子氏、RITE 地球再生委員会委員の皆様方には世界エネルギーモデルによるシステム分析において貴重な御指導を承り、異分野にわたる広い知見を得させて戴きましたことに心から感謝いたします。

並びに長期にわたる研究生生活を支えてくださった秘書の緒方 麻木さん、山本 葉子さんに心より御礼申し上げます。

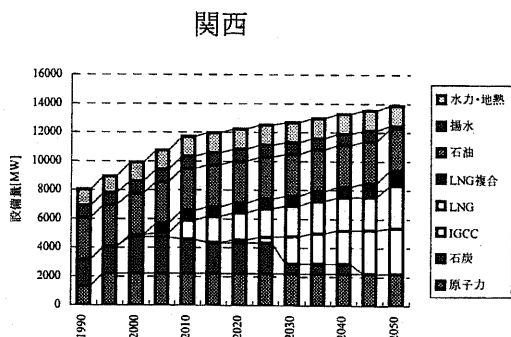
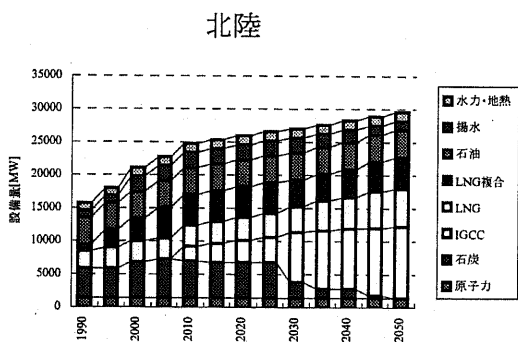
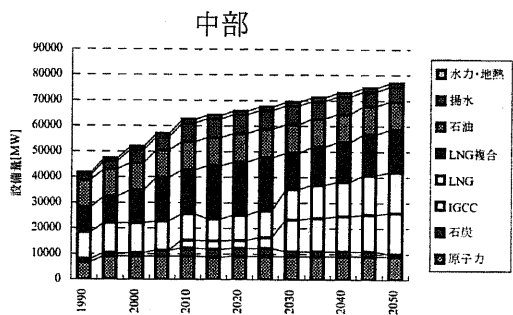
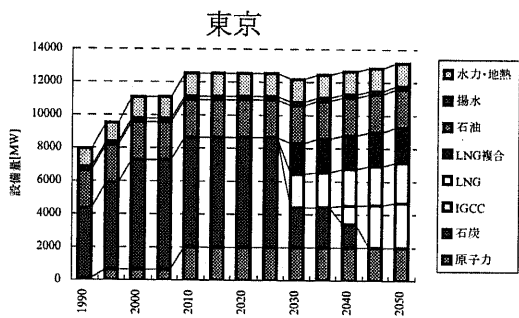
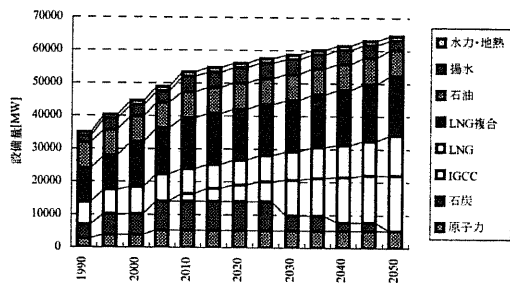
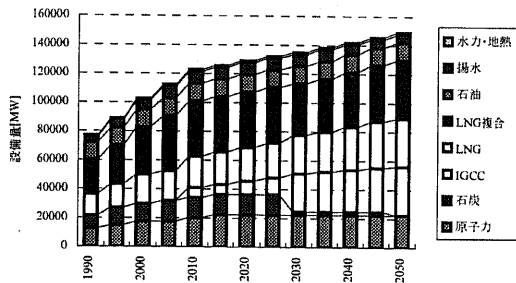
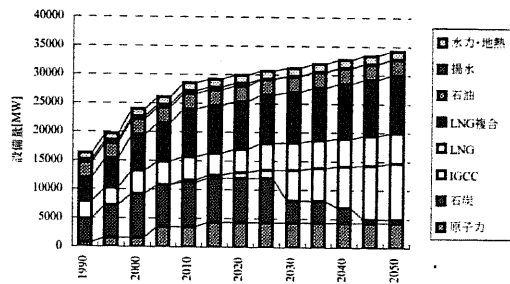
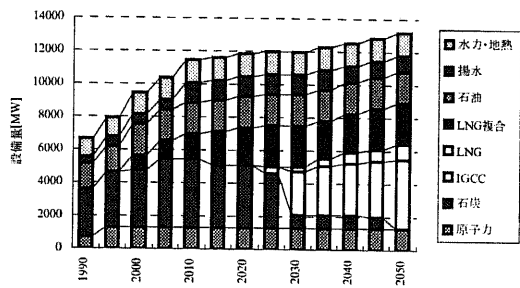
最後に電力中央研究所の今中 健雄さん、博士課程の竹下 貴之さんをはじめ山地研究室の大学院生、学部 4 年生の方々に多大なるご支援を頂いたことを記し、謝辞を結びます。

2002 年 12 月 16 日

小宮山 涼一

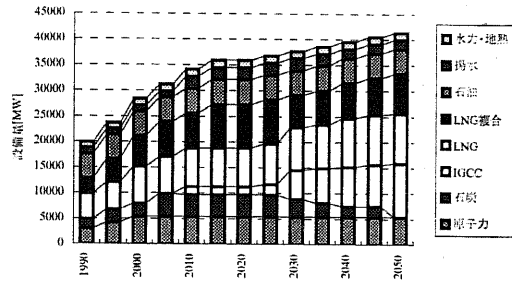
付録 1 各電力会社の設備構成、発電量、CO₂ 排出量

基準ケース(設備構成)



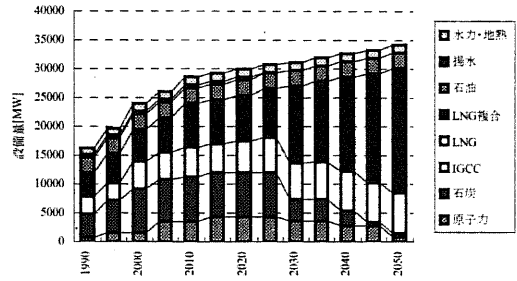
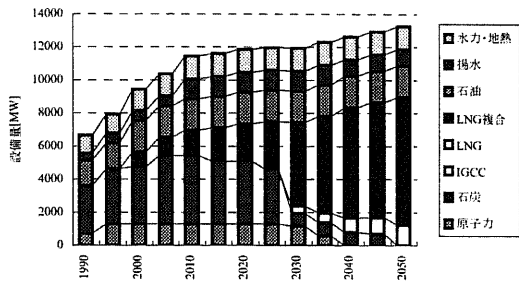
中国

四国



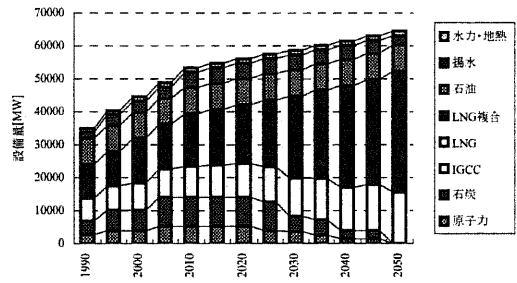
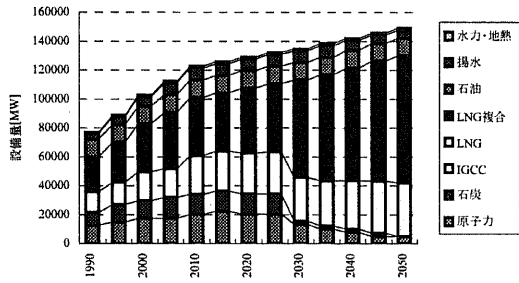
九州

低位ケース(設備構成)



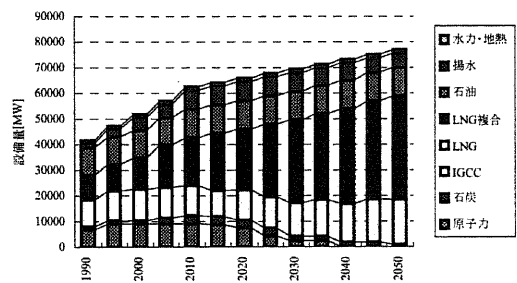
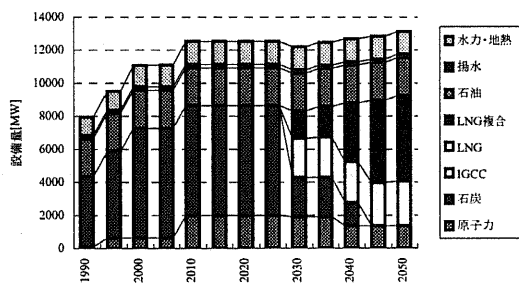
北海道

東北



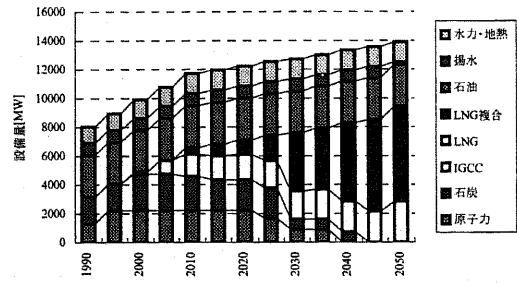
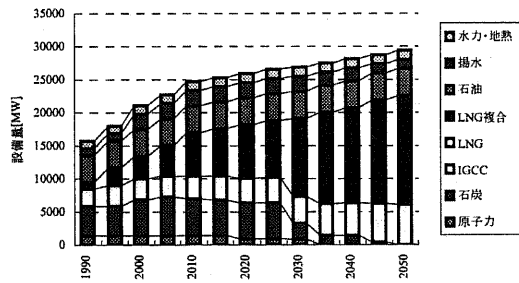
東京

中部



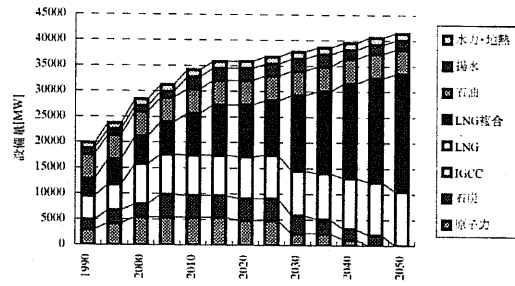
北陸

関西



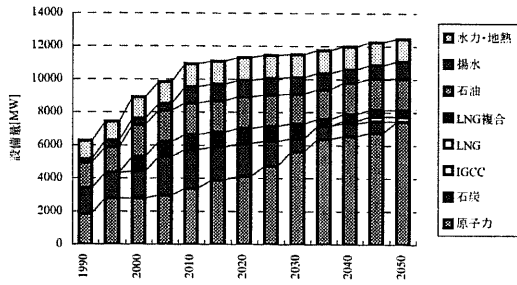
中国

四国

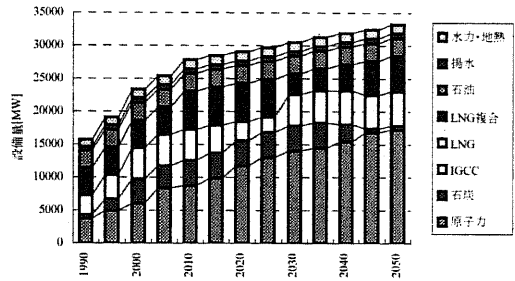


九州

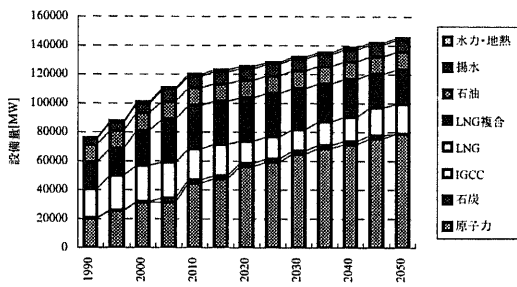
基準ケース(原子力上限制約なし)(設備構成)



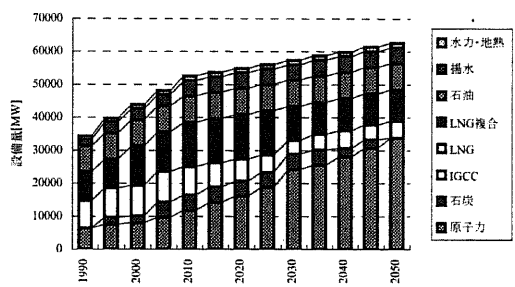
北海道



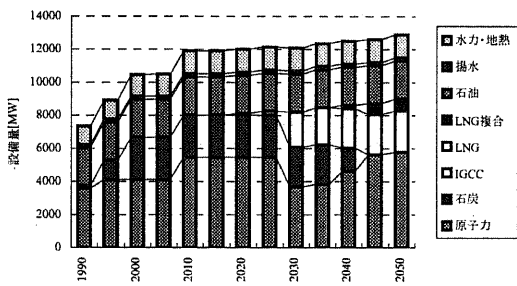
東北



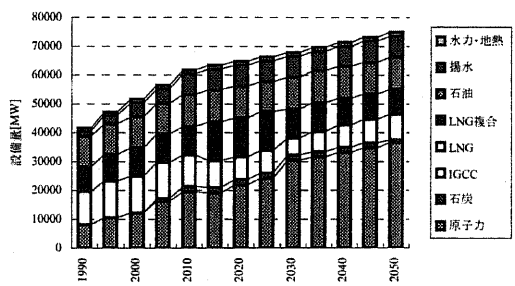
東京



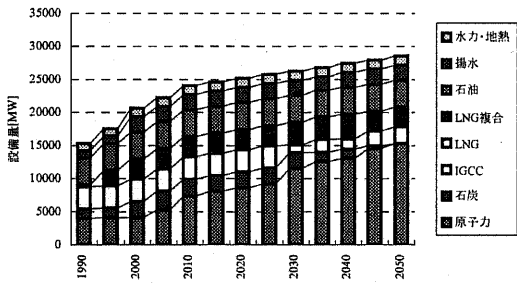
中部



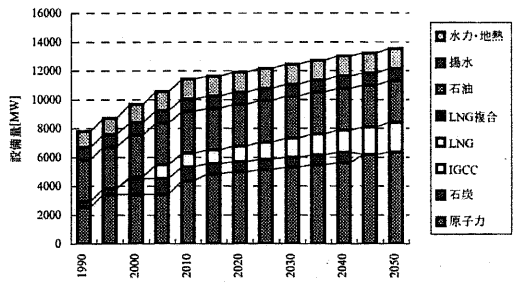
北陸



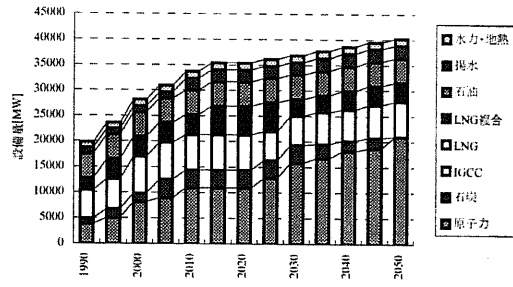
関西



中国

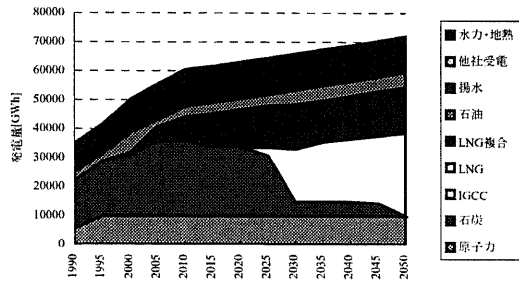


四国

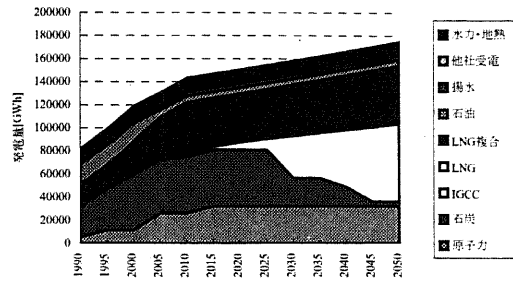


九州

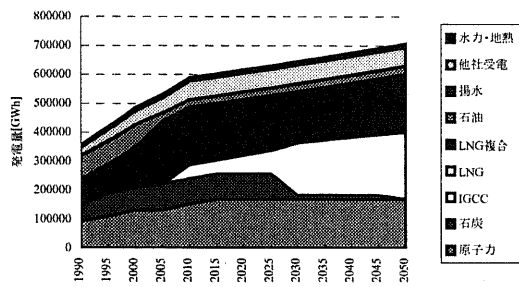
基準ケース(発電量)



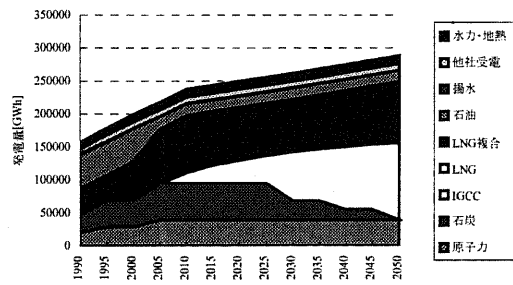
北海道



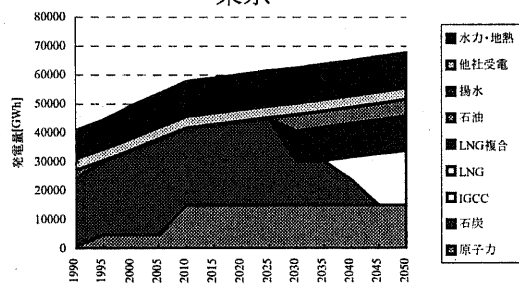
東北



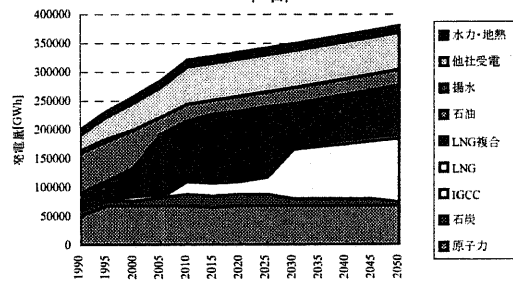
東京



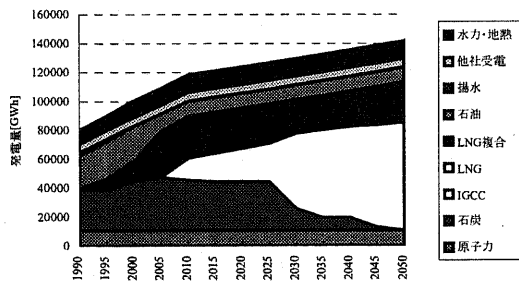
中部



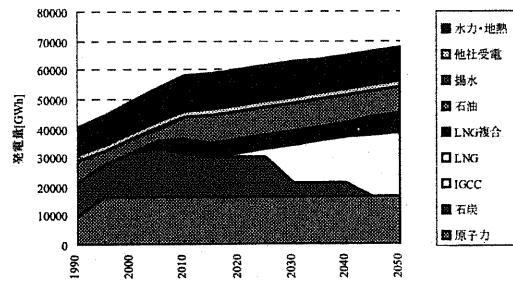
北陸



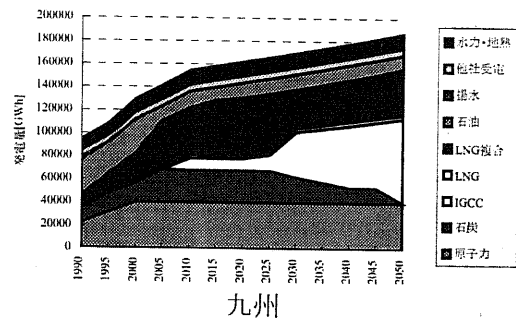
関西



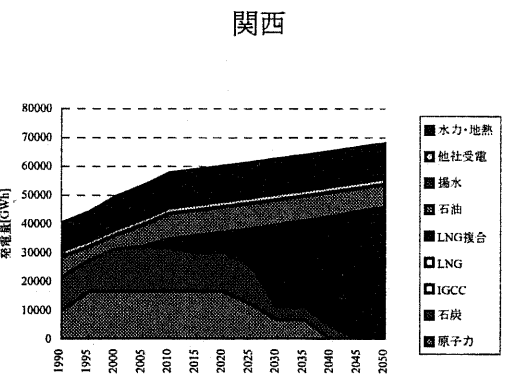
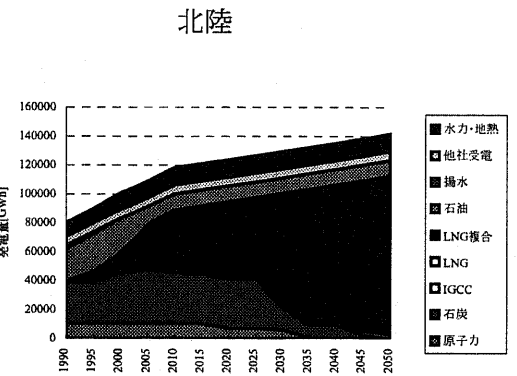
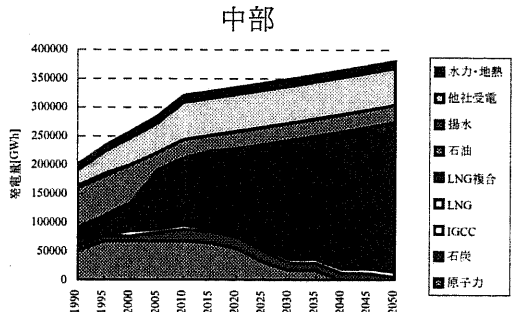
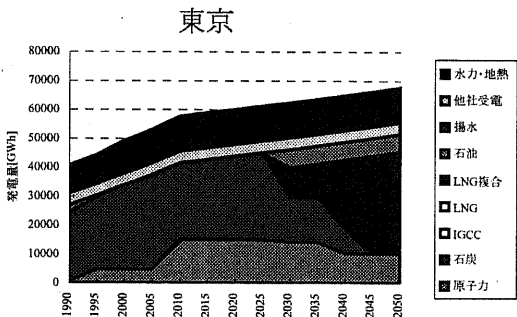
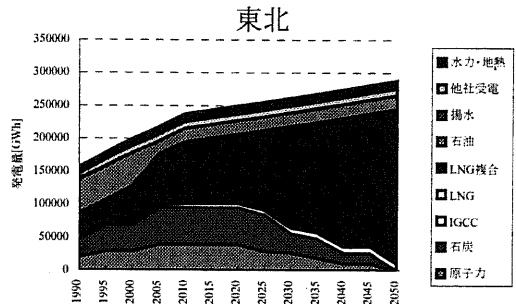
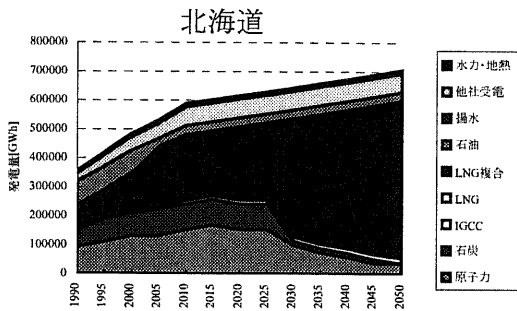
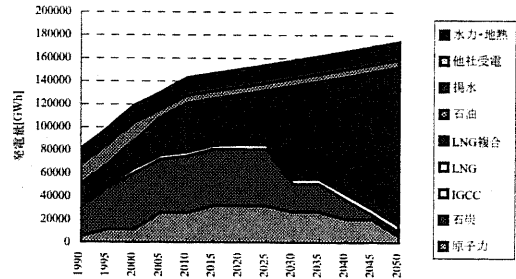
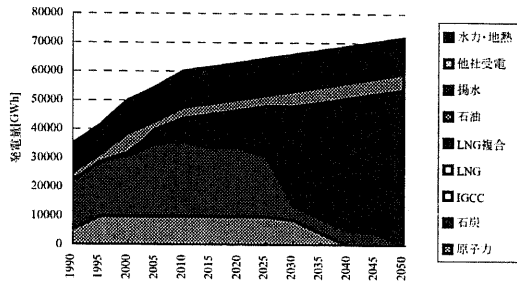
中国



四国

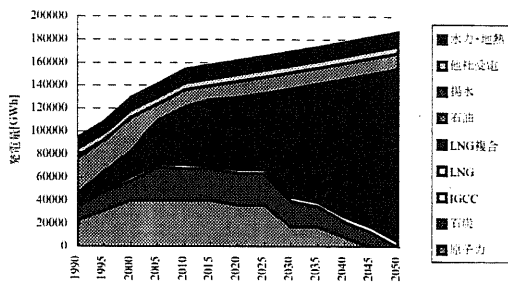


低位ケース(発電量)



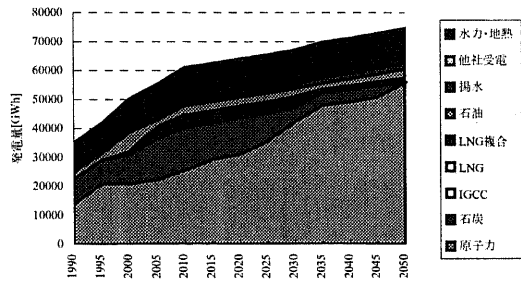
中国

四国

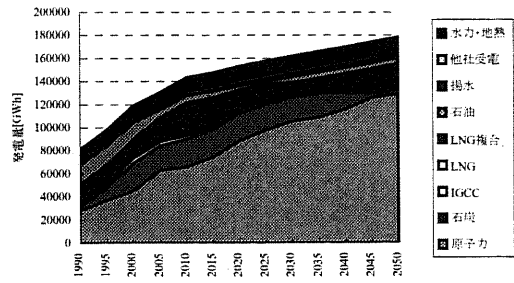


九州

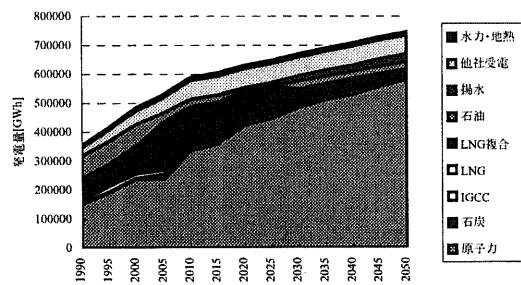
基準ケース(原子力上限制約なし)(発電量)



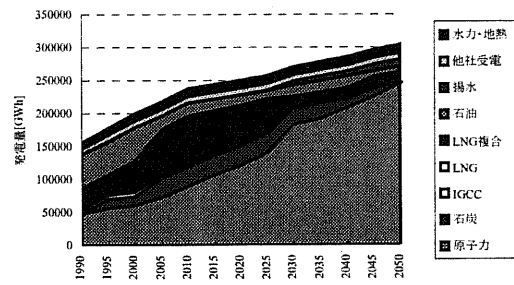
北海道



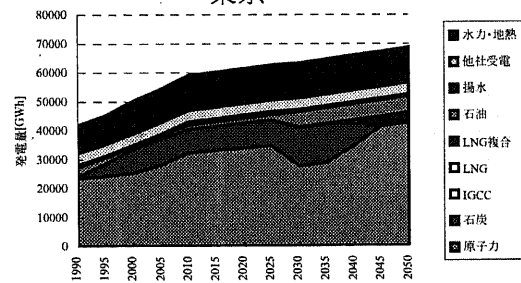
東北



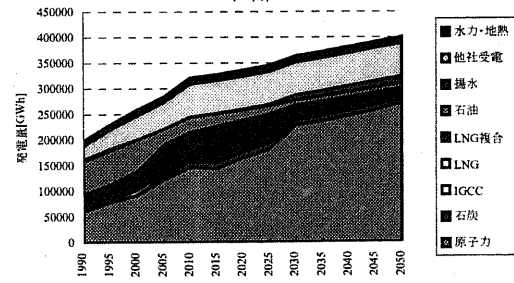
東京



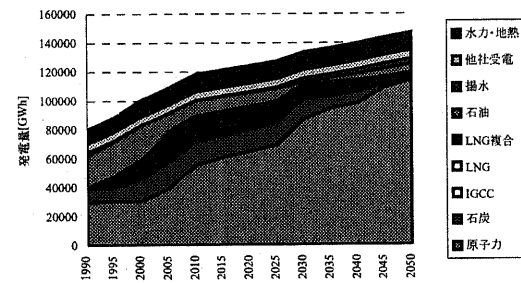
中部



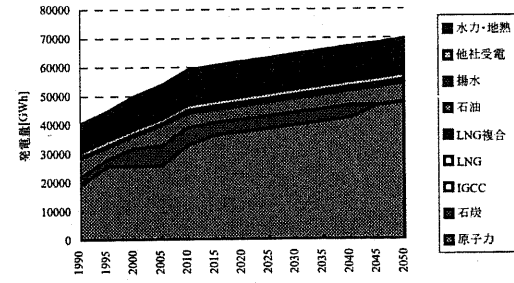
北陸



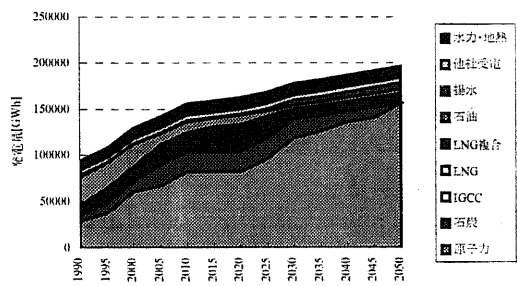
関西



中国

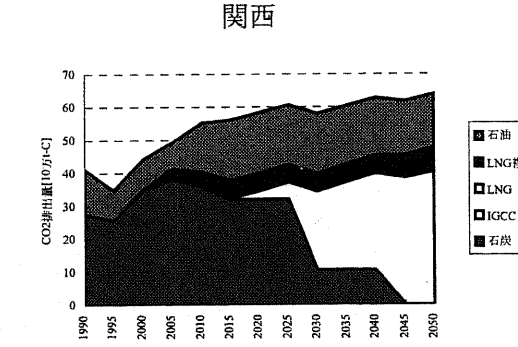
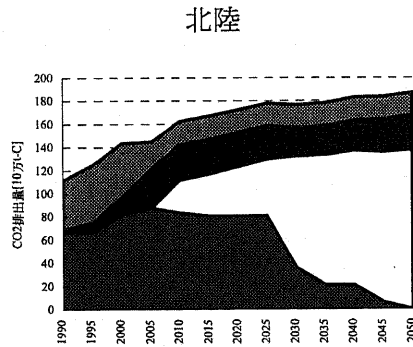
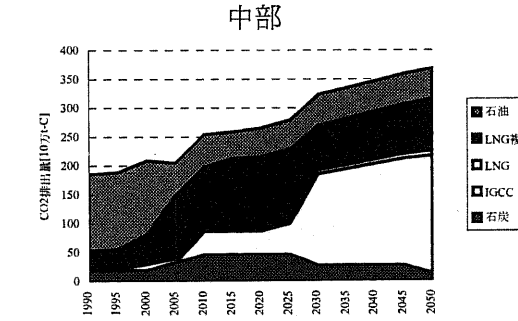
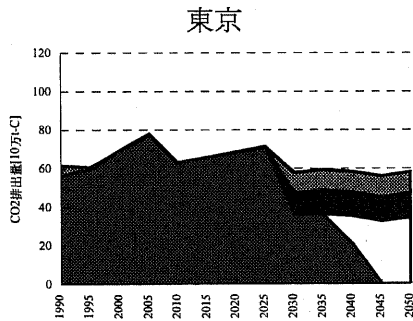
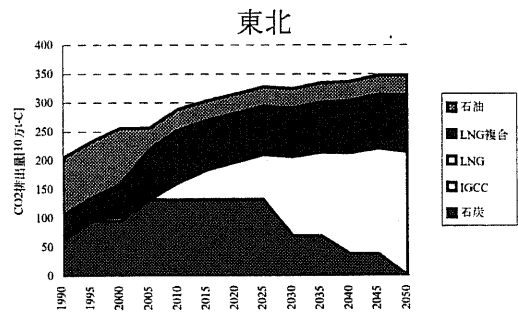
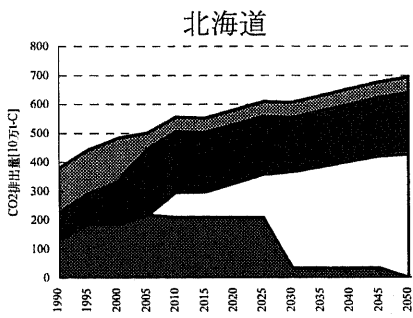
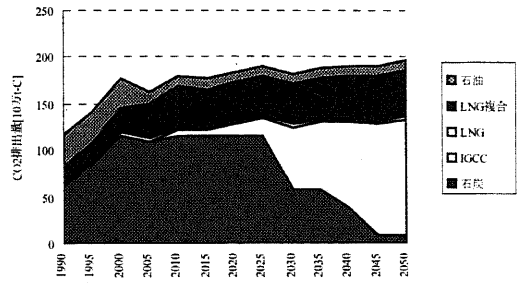
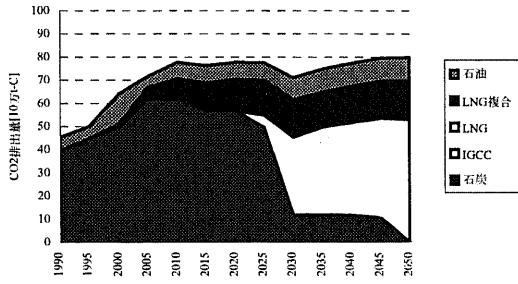


四国



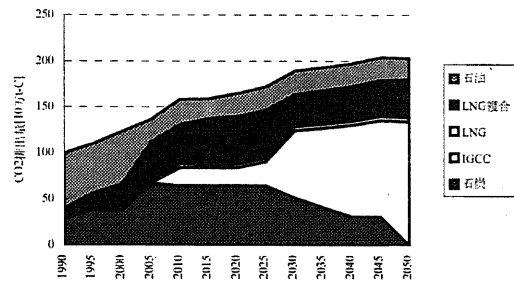
九州

基準ケース(CO₂排出量)



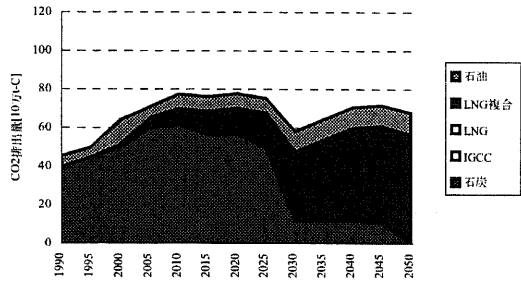
中国

四国

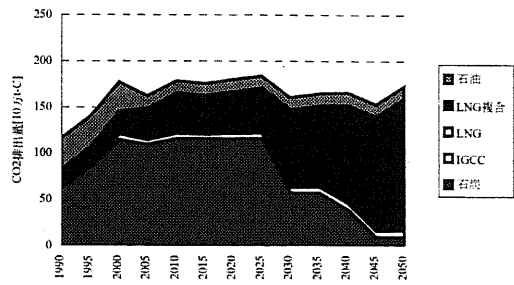


九州

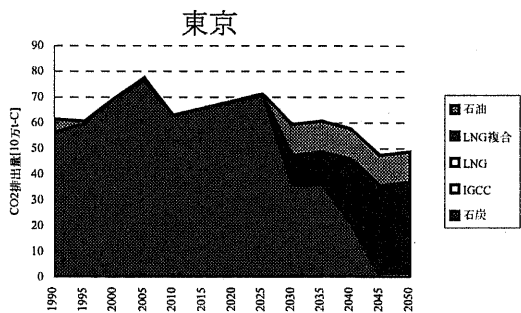
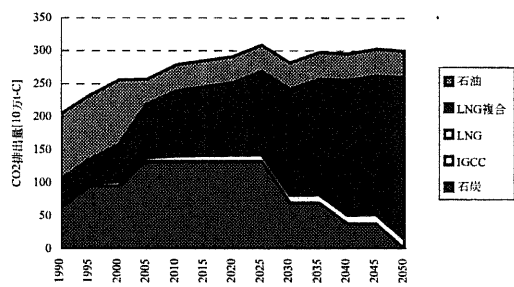
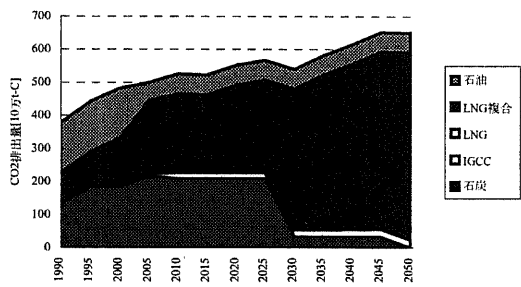
低位ケース(CO₂ 排出量)



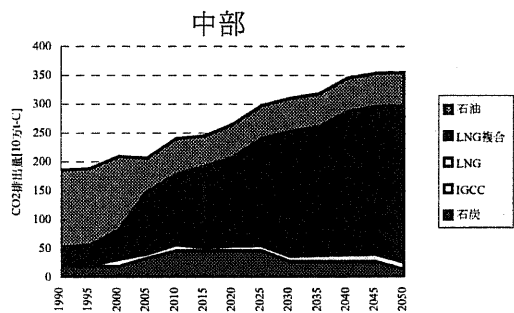
北海道



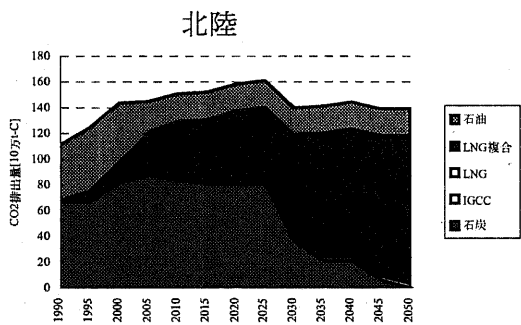
東北



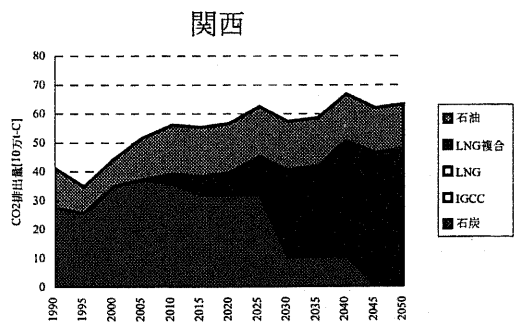
東京



中部



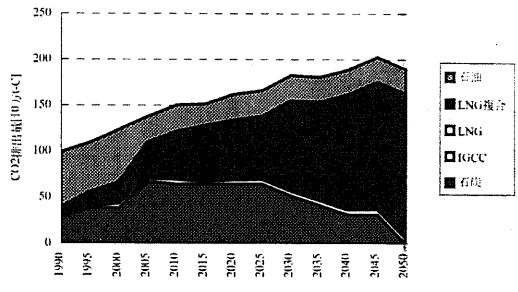
北陸



関西

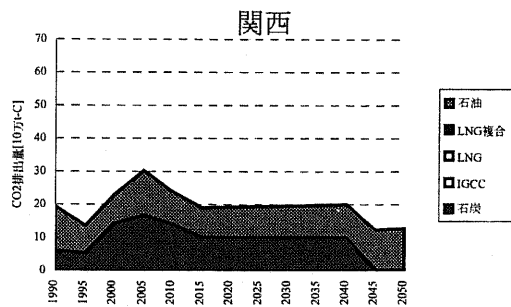
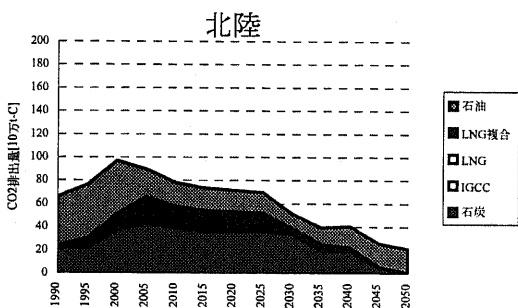
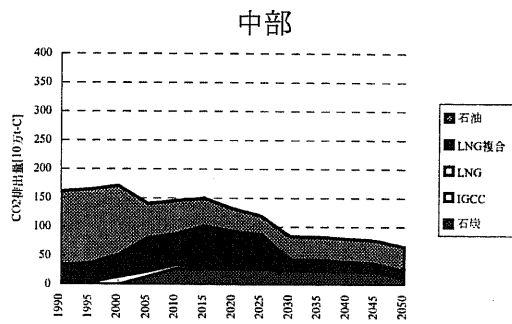
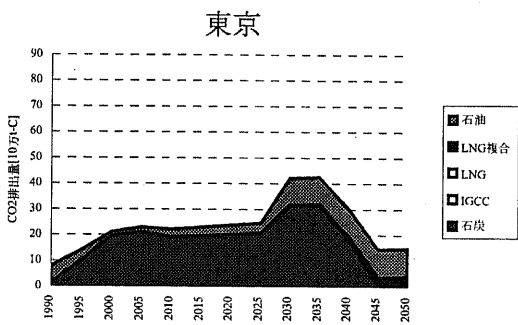
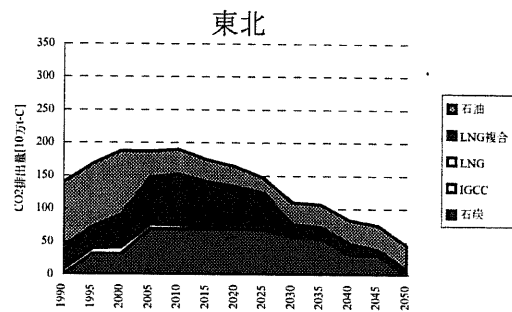
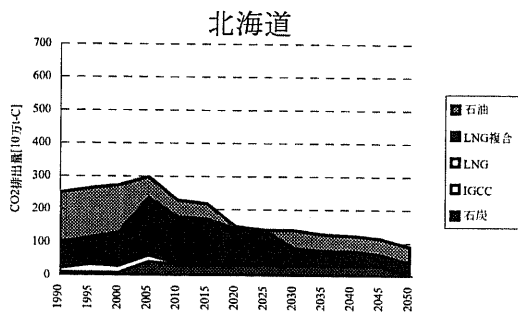
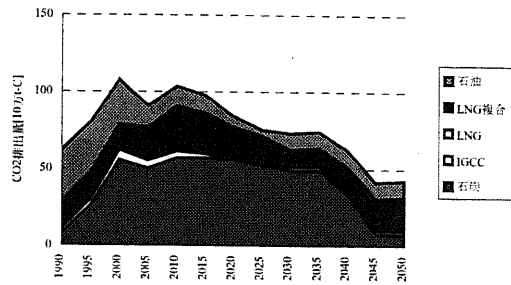
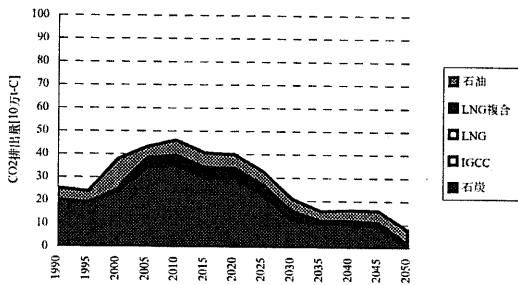
中国

四国



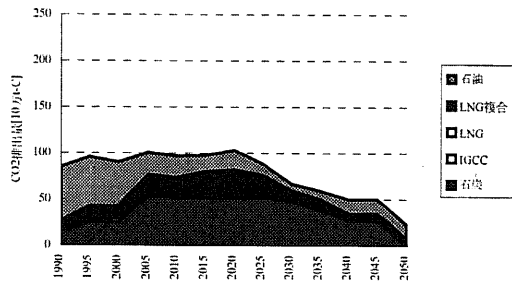
九州

基準ケース(原子力上限制約なし)(CO₂排出量)



中国

四国



九州

付録 2 天然ガス需要の所得、価格弾力性評価

1. はじめに

今世紀においてヨーロッパやアジアにおける天然ガス需要は急速に伸びてゆくことが予想され[1], これらの天然ガス需要を効率的に満たすためには, ガス輸送インフラストラクチャの建設が必要である。そして天然ガス輸送インフラの建設を計画する際, 将来の需要を的確に予測する必要がある。

一般にエネルギー需要予測を行う際, 所得弾力性, 価格弾力性を推定することが不可欠である。天然ガス需要を天然ガス価格と GDP の関数とした従来の需要関数などでは, 価格弾力性と所得弾力性が定数としてこれまで取り扱われてきた[2]が, 長期的視野に立脚すれば所得弾力性, 価格弾力性が, 一人あたり GDP などにより代表される経済構造の変化により, 影響をうける可能性がある。

そこで本稿では第一に天然ガス需要を天然ガス価格と GDP の関数とした従来型モデルとその他のモデルにより, 国別に弾性値を推定し, 決定係数 R^2 により各モデルの妥当性を検証する。第 2 に所得弾力性, 価格弾力性を一人あたり GDP により国別にプロットし比較分析を行う。

2. 弾力性の推定

2.1 回帰モデル

本稿では以下に述べる 4 つのモデルにより所得弾力性, 価格弾力性の評価を行う。まず天然ガス価格と GDP を独立変数としたモデル(M1)を下式(1)に示す。ただし本稿では天然ガス需要 D_t は一次エネルギー所要量とする。

$$D_t = AP_t^{e_g} Y_t^{e_y} \quad \dots\dots\dots (1)$$

ただし、

- D_t = t 年における天然ガス需要
- A = 定数
- P_t = t 年における天然ガス価格
- Y_t = t 年における GDP(1990年 US\$)
- e_g = 価格弾力性
- e_y = 所得弾力性

続いてラグ項を考慮に入れた動的回帰モデル(M2)を下式(2)に示す。この回帰モデルでは短期弾力性を $1-\lambda$ で割ることにより、長期弾力性を算出できる[3]。

$$D_t = AP_t^{e_s} Y_t^{e_y} D_{t-1}^\lambda \dots\dots\dots (2)$$

$$E_g = e_g / (1-\lambda) \dots (2a) \quad E_y = e_y / (1-\lambda) \dots (2b)$$

ただし、

- E_g = 長期価格弾力性
- E_y = 長期所得弾力性
- λ = ラグ定数

続いて石炭、石油による天然ガスの燃料代替を考慮に入れたモデル(M3)を下式(3)に示す。これにより天然ガス需要の石炭価格、石油価格に対する交叉価格弾力性を推定できる。

$$D_t = AP_{nt}^{e_{ng}} P_{ct}^{e_{cg}} P_{ot}^{e_{og}} Y_t^{e_y} \dots\dots\dots (3)$$

ただし、

- i = n (天然ガス), c (石炭), o (石油)
- P_{it} = 燃料 i の t 年における価格
- e_{ig} = 燃料 i に対する価格弾力性
- e_y = 所得弾力性

そして、モデル M1 の拡張版として、一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合を独立変数として考慮したモデル(M4)を下式(4)に示す。

$$D_t = AP_t^{e_s} Y_t^{e_y} S_t^{e_s} \dots\dots\dots (4)$$

ただし、

- e_s = 天然ガスシェアの弾力性

ここで天然ガス価格に注目すると、主に産業部門と民生部門などに分類されるが、配送コストや税金によりこれらの価格間には大きな差が生じていることから、一次エネルギー需要の予測を行う上で、どの部門の価格を採用すべきか考慮する必要がある。将来の天然ガスの一次エネルギー需要を予測するために、どの部門の価格を採用すべきか明らかではないが、産業部門の価格が最も天然ガスの一次エネルギー需要の動向を反映すると考えられるため、モデル M1 から M4 までは産業部門の価格を適用した。また参考のため、モデル M1 において、民生部門の天然ガス価格を適用したモデル M1* についても評価を行う。下

表 1 にモデルの概要を示す。

表 0-1 回帰モデルの概要

モデル名	内容
M1	回帰式(1), 産業部門の価格
M1*	回帰式(1), 民生部門の価格
M2	回帰式(2), 産業部門の価格
M3	回帰式(3), 産業部門の価格
M4	回帰式(4), 産業部門の価格

2.2 使用データ

天然ガス需要に関しては、IEA “Energy Balances” [4]をはじめとした文献より引用した。天然ガス価格に関しては IEA “Energy Prices and Taxes” [5]ならびに APERC “Energy Pricing Practices” [6]を用いた。また交叉価格弾力性を求める際、産業用軽質油の価格を石油価格、産業部門の熱源用石炭価格を石炭価格と定めた。

2.3 結果

2.1 節における各モデルを OECD, Non OECD31 カ国のデータに適用し弾力性を算出した。イギリス, アメリカ合衆国, オーストリア, 日本について弾力性の計算値を表 2~表 6 に示す(他国の結果は紙面の都合により割愛する)。表 2~6 中の括弧内の数値は t 値を示している。25%の有意水準により棄却される値には*を、符号が基準と違うものには**を付記している。DW はダービン・ワトソンの d 統計量である。period はデータの対象期間である。また表 7 に各モデルにおける決定係数 R^2 の値を示す。

表 0-2 モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	UK	Czech	Poland	Ireland	Netherlands	Austria	Belgium	Turkey	Russia	USA	Germany	Italy
A	1.76E-02 (3.65)	8.05E-03 (2.83)	1.44E+00 (0.69)	5.63E-01 (0.55)	1.06E+01 (4.17)	6.84E-02 (3.94)	3.26E-01 (0.70)	3.12E-05 (99.59)	2.20E+02 (3.00)	6.56E-01 (0.41)	3.04E-01 (1.58)	1.13E-03 (0.77)
e_g	-0.19 (2.06)	-0.10 (0.11)	-0.12 (5.29)	-0.17 (1.39)	-0.19 (1.95)	-0.21 (3.26)	-0.24 (1.65)	-0.024 (1.41)	-0.05 (1.47)	-0.30 (7.35)	-0.11 (1.27)	0.14** (1.05)
e_r	1.33 (9.95)	2.29 (1.76)	0.64 (2.14)	0.63 (4.75)	0.37 (4.81)	1.24 (10.67)	0.89 (3.46)	2.41 (102.95)	0.14* (0.50)	0.78 (6.89)	0.83 (6.77)	1.42 (1.02)
$R^2(adj.)$	0.87	0.80	0.79	0.75	0.63	0.86	0.49	1.00	0.99	0.66	0.76	0.90
DW	0.53	1.78	1.86	1.32	1.24	0.77	0.45	3.40	2.22	0.49	0.56	2.98
period	1978-98	1991-98	1988-98	1981-98	1978-98	1978-98	1978-97	1995-98	1992-96	1967-98	1978-97	1990-97

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic; The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient; * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level; ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-3 モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	Australia	France	Canada	Mexico	Taiwan	Hungary	Japan	Korea	Finland	Slovakia	Thailand
A	8.50E-02 (3.66)	4.90E-02 (3.10)	9.63E-02 (5.62)	3.18E-03 (3.09)	2.02E-04 (1.05)	4.41E+00 (0.20)	7.14E-04 (5.85)	4.82E-02 (1.06)	1.07E-03 (1.21)	3.07E-05 (5.48)	8.66E-01 (0.03)
e_g	-0.10 (0.62)	0.20** (2.14)	-0.11 (2.43)	-0.09* (0.65)	-0.07 (0.05)	-0.11 (2.23)	0.02** (0.15)	-1.72 (5.62)	0.68** (1.04)	1.98** (5.16)	-1.18* (0.98)
e_r	1.02 (8.94)	0.78 (6.32)	1.11 (19.76)	1.68 (4.51)	1.87 (5.79)	0.41 (1.30)	1.39 (16.62)	3.10 (26.02)	0.96* (0.66)	1.25 (6.48)	1.66 (7.87)
$R^2(adj.)$	0.96	0.71	0.96	0.86	0.76	0.30	0.96	1.00	0.32	0.96	0.88
DW	1.55	0.95	0.92	1.45	0.89	0.95	0.89	2.38	0.43	2.36	0.45
period	1990-97	1978-98	1978-98	1992-98	1984-98	1991-98	1984-97	1991-98	1987-98	1993-98	1987-98

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient.* = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level.** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-4 モデル M1 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	China	Brazil	Luxembourg	Spain	Romania	Chile	South Africa	Zealand	Kazakhstan
<i>A</i>	1.13E+00 (0.19)	1.64E-04 (3.42)	2.63E-02 (6.33)	9.42E-03 (27.54)	4.41E+00 (0.78)	1.01E-01 (2.34)	1.38E-04 (1.51)	5.76E-04 (1.81)	1.06E-01 (0.25)
<i>e_g</i>	0.01** (0.13)	-0.09 (0.95)	0.22** (1.51)	0.00** (4.03)	-0.11 (1.14)	0.18** (0.94)	0.07** (0.14)	0.61** (1.26)	0.12** (1.25)
<i>e_y</i>	0.42 (2.33)	1.71 (5.00)	0.76 (6.48)	1.47 (36.40)	0.61 (1.10)	1.51 (1.55)	1.96 (2.06)	1.59 (2.28)	1.38* (0.52)
<i>F²(adj.)</i>	0.96	0.96	0.95	1	0.53	0.76	0.71	0.68	0.62
<i>DW</i>	2.1	1.46	0.56	2.19	1.93	2.02	1.37	1.8	1.93
<i>period</i>	1989-98	1992-98	1987-98	1978-98	1994-98	1991-96	1991-95	1983-94	1996-99

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient. * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-5 モデル M1*による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	UK	Czech	Poland	Ireland	Netherlands	Austria	Belgium	Turkey	USA	Germany	Australia	France
A	3.23E-03 (4.83)	1.68E-02 (3.33)	7.38E-01 (0.75)	7.52E+00 (1.59)	3.94E+00 (2.94)	1.28E-03 (8.67)	2.74E-02 (2.92)	1.22E-07 (4.52)	5.47E-02 (3.20)	3.06E-01 (1.33)	4.71E-03 (9.74)	3.37E-01 (0.99)
e_f	-0.07* (0.46)	-0.01* (0.04)	-0.04 (4.45)	-0.53 (3.23)	-0.15 (1.61)	0.21** (1.57)	-0.59 (1.96)	-0.72 (1.27)	-0.41 (9.43)	-0.03* (0.18)	-0.07* (0.38)	-0.11* (0.50)
e_r	1.50 (5.63)	1.93 (3.28)	0.72 (7.20)	0.57 (5.56)	0.59 (4.06)	1.42 (13.39)	1.81 (4.08)	4.20 (6.76)	1.21 (9.29)	0.77 (3.84)	1.50 (6.27)	0.74 (3.14)
$R^2(adj.)$	0.84	0.92	0.87	0.83	0.61	0.95	0.58	0.86	0.76	0.74	0.95	0.52
DW	0.43	1.39	1.89	1.27	1.17	2.03	0.46	1.14	0.61	0.55	0.81	0.67
period	1978-98	1992-98	1987-98	1981-98	1978-98	1983-98	1978-97	1988-98	1967-98	1978-97	1980-97	1979-97

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic; The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient.* = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level.** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-6 モデル MI*による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	Canada	Italy	Taiwan	Hungary	Japan	Finland	Spain
<i>A</i>	4.95E-02 (7.87)	3.40E-06 (5.31)	8.99E-01 (0.02)	3.31E-01 (1.24)	8.22E-06 (7.77)	1.56E-06 (4.85)	1.14E-11 (29.52)
<i>e_g</i>	-0.11 (1.73)	-0.003 (0.03)	-1.82 (1.65)	0.13** (3.08)	-0.02* (0.11)	-0.82 (2.67)	-0.14* (0.78)
<i>e_y</i>	1.24 (14.02)	2.35 (5.45)	2.32 (4.68)	0.84 (3.75)	2.00 (5.50)	3.81 (7.60)	4.49 (21.47)
<i>R²(adj.)</i>	0.95	0.96	0.76	0.60	0.96	0.79	0.98
<i>DW</i>	0.89	0.77	0.90	2.06	0.62	0.36	0.77
<i>period</i>	1978-98	1978-97	1983-97	1983-98	1978-97	1978-98	1979-98

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient. * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-7 モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	UK	Czech	Poland	Ireland	Netherlands	Austria	Belgium	Turkey	USA	Germany	Italy	Australia
A	1.53 (0.53)	0.02 (4.69)	1.18 (0.29)	0.49 (0.54)	2.93 (1.17)	0.21 (2.02)	0.92 (0.07)	0.00 (3.95)	0.39 (1.86)	0.51 (1.12)	0.01 (0.61)	0.36 (1.29)
eg	-0.21 (3.19)	-0.11* (0.22)	-0.06* (0.79)	-0.06* (0.33)	-0.03* (0.39)	-0.16 (1.63)	-0.21 (1.98)	0.26** (0.45)	-0.12 (5.03)	-0.10 (1.44)	0.02** (0.26)	0.00** (0.05)
ey	0.23 (1.32)	1.89 (2.84)	0.33 (2.23)	0.42 (2.26)	0.30 (2.70)	0.63 (3.76)	0.31 (1.56)	2.92 (2.75)	0.41 (4.95)	0.34 (2.33)	0.94 (0.76)	0.32 (1.82)
λ	0.77 (5.85)	0.13 (3.96)	0.49 (2.17)	0.38 (1.50)	0.32 (1.39)	0.58 (4.47)	0.80 (6.20)	-0.05* (0.30)	0.62 (7.24)	0.70 (4.12)	0.45 (1.23)	0.72 (5.04)
Ey	0.99	2.17	0.65	0.68	0.44	1.20	1.22	0.26	1.08	1.14	0.03	1.13
Eg	-0.91	-0.12*	-0.11*	-0.10*	-0.05*	-0.38	-1.06	2.92**	-0.31	-0.34	1.70**	0.01**
R2(adj.)	0.97	0.96	0.74	0.77	0.69	0.94	0.86	0.96	0.89	0.88	0.96	0.99
DW	1.94	1.61	1.11	1.54	1.82	1.68	0.85	2.34	1.78	1.67	2.56	2.45
period	1978-98	1992-98	1987-98	1983-98	1978-98	1983-98	1978-97	1988-98	1967-98	1978-97	1987-97	1980-97

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient. * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-8 モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	France	Canada	Mexico	Taiwan	Hungary	Japan	Korea	Finland	Slovakia republic	Thailand	China	Brazil
A	0.41 (0.69)	0.35 (1.65)	0.17 (3.09)	0.00 (2.38)	2.27 (0.30)	0.00 (4.65)	0.00 (2.11)	0.14 (1.10)	0.00 (6.33)	0.10 (0.81)	1.03 (0.02)	0.00 (3.24)
e_g	0.04** (0.38)	-0.06 (1.06)	0.05** (0.70)	1.41** (1.10)	-0.23 (1.43)	0.02** (0.14)	-0.89 (1.79)	0.00** (0.02)	1.89** (7.64)	0.45** (0.65)	0.00** (0.00)	-0.07* (0.53)
e_y	0.27 (1.41)	0.53 (2.33)	0.36 (2.23)	1.39 (1.99)	0.51 (0.56)	1.39 (15.82)	2.47 (7.07)	0.47 (1.20)	1.30 (4.24)	0.14* (0.52)	0.46* (0.86)	2.36 (4.09)
λ	0.64 (3.26)	0.52 (2.57)	0.86 (4.29)	0.45 (1.67)	0.39* (0.73)	0.00* (0.01)	0.20 (1.83)	0.70 (12.35)	-0.17* (1.21)	0.89 (5.11)	-0.03* (0.06)	-0.13* (0.71)
E_y	0.76	1.10	2.61	2.52	0.83	1.39	3.10	1.40	1.30	0.14*	0.46*	2.36
E_g	0.12**	-0.11	0.37**	2.54**	-0.38	0.02**	-1.11	0.01**	1.89**	0.45**	0.00**	-0.07*
$R^2(adj.)$	0.78	0.97	0.92	0.90	0.70	0.96	1.00	0.97	0.99	0.97	0.94	0.96
DW	1.45	1.43	1.01	2.35	2.45	0.43	3.12	3.11	3.23	0.10	2.04	1.67
period	1979-97	1978-98	1985-98	1988-97	1983-98	1984-97	1992-98	1985-98	1993-98	1985-98	1990-98	1989-98

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient. * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-9 モデル M2 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	<i>Luxembourg</i>	<i>Spain</i>	<i>Romania</i>	<i>Chile</i>	<i>South Africa</i>
<i>A</i>	0.18 (1.66)	0.00 (4.02)	0.19 (0.26)	2.83 (0.28)	915.45 (0.48)
e_g	0.06** (0.44)	0.16** (1.73)	-0.14* (0.81)	-0.67* (0.65)	-0.47* (0.59)
e_r	0.45 (2.04)	2.98 (4.18)	0.80 (0.97)	0.38* (0.23)	-0.97** (0.36)
λ	0.48 (2.07)	0.38 (2.60)	0.77* (0.65)	0.96* (0.88)	0.97* (0.90)
E_r	0.86	1.79	3.49	8.64*	-0.97**
E_g	0.12**	0.26**	-0.59*	-15.25*	-0.47*
$-R^2(adi.)$	-0.96	0.99	0.71	-0.76	-0.66
<i>DW</i>	1.40	1.81	2.03	2.48	2.31
<i>period</i>	1987-98	1978-98	1992-98	1992-96	1991-95

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic; The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient.;* = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level.** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-10 モデル M3 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	UK	Czech	Poland	Austria	Turkey	USA	France	Italy	Taiwan	Japan
A	2.50E-03 (6.78)	2.41E-03 (4.13)	4.60E-02 (3.74)	1.21E-02 (4.16)	1.38E-06 (16.04)	1.20E-02 (1.32)	1.06E-02 (2.23)	4.01E-12 (2.75)	3.01E-03 (1.03)	2.78 (0.36)
ϵ_{ng}	-0.12* (0.74)	0.11 (1.46)	0.45 (3.22)	-0.37 (1.30)	-1.65 (3.89)	-0.35 (2.29)	0.72 (2.77)	-0.76 (1.47)	-5.61 (1.88)	-0.44 (1.99)
ϵ_{cg}	-0.28 (1.22)	0.22 (1.25)	-0.24 (1.90)	0.22 (1.90)	-1.67 (5.47)	0.71 (1.59)	0.07* (0.41)	0.12* (0.54)	0.16* (0.17)	-0.86 (3.85)
ϵ_{og}	0.36 (4.37)	0.01* (0.04)	0.15 (1.96)	-0.01* (0.05)	2.19 (4.93)	0.17 (1.68)	-0.26* (0.76)	0.65 (1.54)	5.00 (3.27)	-0.21 (2.47)
ϵ_r	1.47 (15.22)	2.08 (4.54)	0.85 (3.86)	1.41 (9.99)	3.31 (10.90)	1.00 (3.93)	0.80 (3.20)	4.14 (3.37)	1.87 (9.82)	1.33 (9.82)
$R^2(adj.)$	0.95	0.93	0.98	0.89	1.00	0.69	0.81	0.96	0.95	0.99
DW	0.98	1.90	3.12	0.90	2.17	0.78	2.05	2.59	2.95	1.49
period	1978-98	1985-98	1991-98	1978-98	1989-98	1980-98	1983-97	1989-98	1983-98	1983-97

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic. The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient. * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-11 モデル M4 による所得弾力性、価格弾力性の評価結果

	UK	Netherlands	Austria	Belgium	USA	Canada	France	Poland	Finland
A	1.09E+01 (0.99)	1.33E+01 (5.33)	8.85E+00 (2.27)	7.68E+00 (4.60)	5.25E-01 (1.03)	8.31E+00 (5.35)	8.66E+01 (2.31)	2.41E-01 (1.67)	3.16E+00 (1.21)
e_g	-0.08 (2.74)	-0.15 (2.70)	-0.20 (2.80)	-0.18 (4.67)	-0.09 (2.60)	-0.09 (5.77)	-0.09** (0.87)	-0.08 (1.54)	-0.04** (0.66)
e_r	0.48 (6.17)	0.45 (6.35)	0.46 (2.98)	0.62 (9.39)	0.96 (10.73)	0.60 (12.79)	0.36 (2.73)	0.75 (6.89)	0.57* (1.04)
e_s	0.81 (12.93)	0.80 (2.85)	1.09 (5.61)	1.21 (16.19)	1.28 (5.17)	0.98 (12.02)	1.47 (3.96)	-0.47 (3.11)	1.06 (25.63)
$R^2(adj.)$	0.99	0.75	0.95	0.97	0.83	1.00	0.84	0.80	1.00
DW	1.52	0.99	1.36	1.23	0.54	1.40	1.61	1.72	1.79
period	1978-98	1978-98	1978-98	1978-97	1967-98	1978-98	1978-98	1982-98	1987-98

Notes. DW is the Durbin-Watson autocorrelation test statistic; The t-statistic is in parenthesis below each estimated coefficient; * = the coefficient is not significantly different from zero at the 25% level. ** = the coefficient has the wrong sign.

表 0-12 所得弾力性、価格弾力性の R^2 の比較評価結果

	M1	M1*	M2	M3	M4
<i>UK</i>	0.87	0.84	0.97	0.95	0.99
<i>Czech Republic</i>	0.80	0.92	0.96	0.93	
<i>Poland</i>	0.68	0.87	0.74	0.98	0.80
<i>Ireland</i>	0.75	0.83	0.77		
<i>Netherlands</i>	0.63	0.61	0.69		0.75
<i>Austria</i>	0.86	0.95	0.94	0.89	0.95
<i>Belgium</i>	0.49	0.58	0.86		0.97
<i>Turkey</i>	1.00	0.86	0.96	1.00	
<i>Russia</i>	0.99				
<i>USA</i>	0.66	0.76	0.89	0.69	0.83
<i>Germany</i>	0.76	0.74	0.88		
<i>Australia</i>	0.96	0.95	0.99		
<i>France</i>	0.71	0.52	0.78	0.81	0.84
<i>Canada</i>	0.96	0.95	0.97		1.00
<i>Italy</i>	0.97	0.96	0.99	0.96	
<i>Mexico</i>	0.86		0.92		
<i>Taiwan</i>	0.76	0.76	0.90	0.95	
<i>Hungary</i>	0.30	0.60	0.70		
<i>Japan</i>	0.96	0.96	0.96	0.99	
<i>Korea</i>	1.00		1.00		
<i>Finland</i>	0.32	0.79	0.97	0.93	1.00
<i>Slovakia republic</i>	0.96		0.99		
<i>Thailand</i>	0.88		0.97		
<i>China</i>	0.96		0.94		
<i>Brazil</i>	0.96		0.96		
<i>Luxembourg</i>	0.95		0.96		
<i>Spain</i>	0.99	0.98	0.99		
<i>Romania</i>	0.53		0.71		
<i>Chile</i>	0.76		0.76		
<i>South Africa</i>	0.71		0.66		
<i>New Zealand</i>	0.68				
<i>Kazakhstan</i>	0.62				

Note: Shadow area indicates the highest value in R^2 of each country

表 0-12において各モデルから得られる R^2 で最大となる値に網掛けを行っている。表 0-12より、モデル M2 と M4 において最も良い結果が得られているが、モデル M2 ではモデル M1 に比較して価格弾力性に関する t 値が低く、また既存の文献[2]における価格弾力性と比較するとモデル M4 では価格弾力性が相対的に低い。以上より、国別の弾力性を比較するにあたり、 R^2 , t 値を総合的に考慮すると、各国において平均的に良好な結果がでているモデルを採用することを考えれば、モデル M1 が妥当な結果を与える。そこで次節における比較分析ではモデル M1 により得られた結果を用いる。

3. 所得弾力性、価格弾力性の一人あたり GDP による比較分析

3.1 天然ガス市場の成熟度に関する評価

世界的なエネルギー産業における規制緩和の潮流の中で、今後欧州などを中心に天然ガス市場における自由化が起こる可能性がある。そしてこれらの市場構造の変化が価格弾力性、所得弾力性に影響を及ぼしうる可能性がある。そこで本節ではどの市場が自由化に資するほど成熟しているか、すなわち、その成熟度に従い各国の市場の分類を試みる。

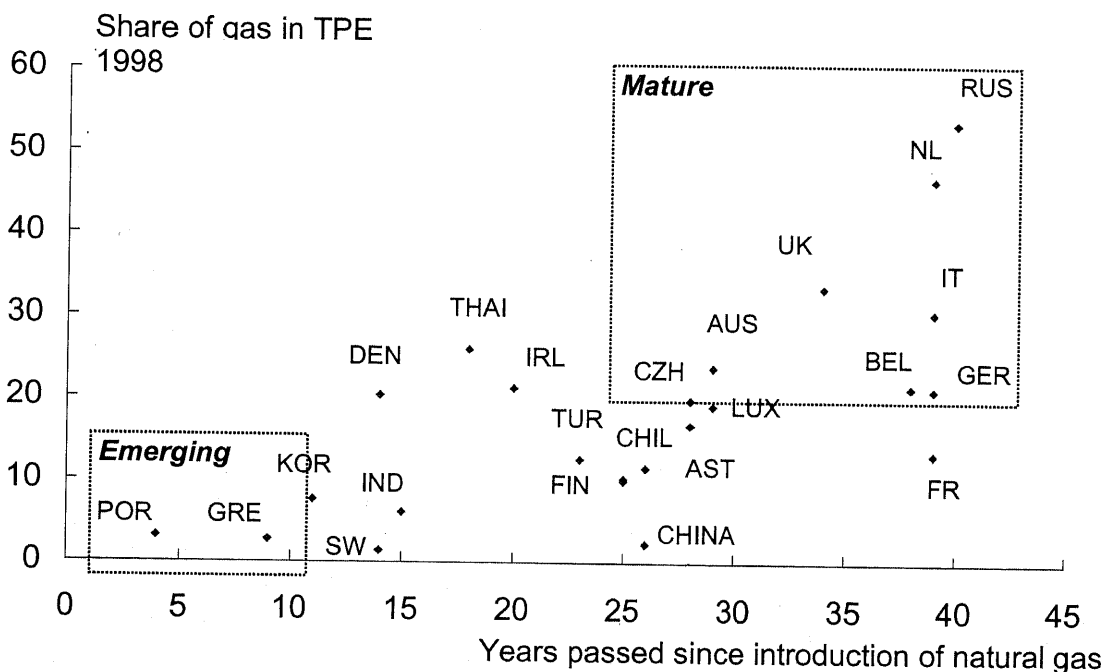


図 0-1 天然ガス市場の成熟度による分類

分類するにあたり各国の一次エネルギー供給に占める天然ガスの割合、ならびに各国において石炭、石油と並んで一次エネルギー供給源として天然ガス供給を開始してから現在までの経過年数の2つを分類の指標とする[7]。天然ガスのシェアはその国における天然ガスの重要性を示唆する。例えば、イギリス(UK)とアメリカ(USA)において自由化の開始年における天然ガスシェアはそれぞれ22.9%(1986年)、23.2%(1985年)である。このことから天然ガスシェアが20~25%に達すると自由化が起こりうると考えられる。一方、経過年数は天然ガス市場の成熟度を表すと解釈できる。図0-1にこれらの指標による分類結果を図示する。

図0-1に示すように、天然ガス供給開始後25年経過した市場を成熟した市場とみなし、10年以下のものを現在台頭しつつある市場であるとみなす。経過年数が25年以上で、天然ガスシェアが20%以上の国は潜在的に自由化が起こりうると言え、これに従えば、トルコ(TUR)、チリ(CHIL)、フィンランド(FIN)、アイルランド(IRL)などは数年のうちに成熟段階に入ると考えられる。

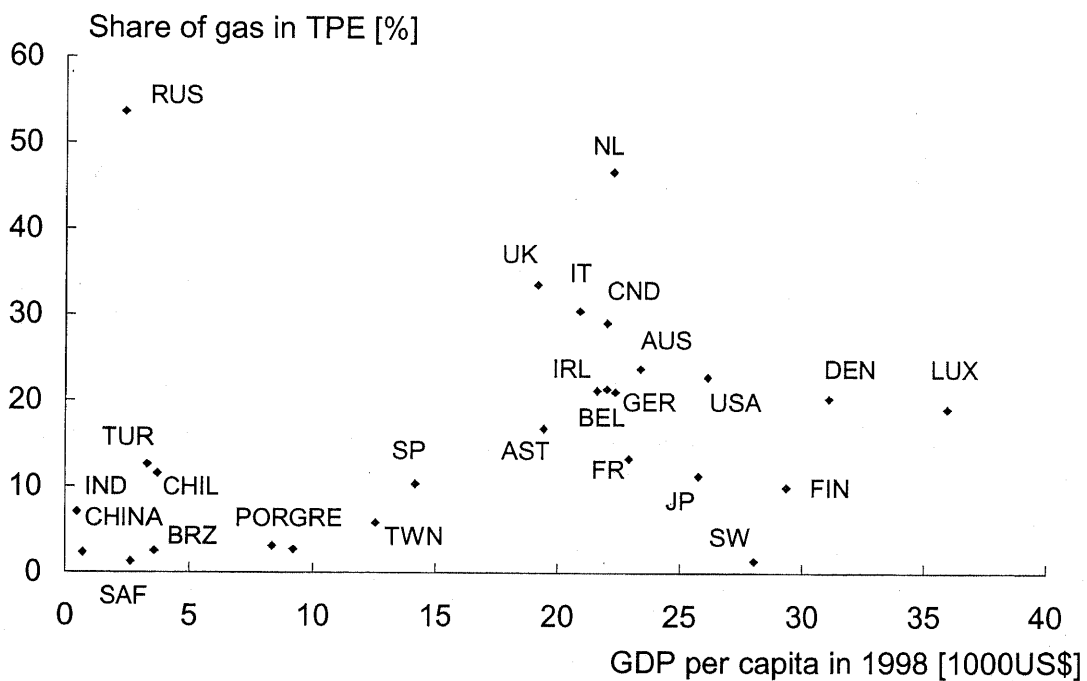


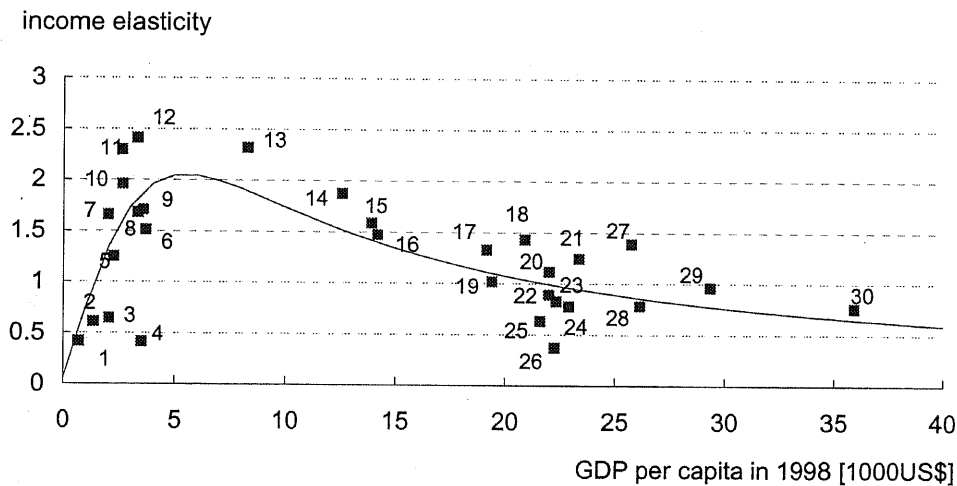
図0-2 天然ガスシェアと一人あたりGDPの関係

続いて、一人あたり GDP により代表される経済状態が、天然ガスシェアにより測られるガス市場の成熟度とどのように関連するか評価する。言い換えれば、豊かな国において天然ガス市場がより成熟しているかどうか、より自由化に適するかどうか評価を行う。

図 0-2 に 1998 年度における一人あたり GDP と天然ガスシェアを示す。一般的な傾向として、一人あたり GDP の高い国において天然ガスシェアが高い傾向が伺え、先進国において天然ガスが一次エネルギー供給源として重要な役割を担っている事がわかる。すでにイギリス一人あたり GDP が 20,000US\$以上の国において自由化に適しているといえる。これより一人あたり GDP が各国の市場構造をある程度表現し得るといえる。

3.2 一人あたり GDP と所得弾力性の関係

続いて各国別の一人あたり GDP と所得弾力性の関係について考える。発展途上国、先進国間において所得弾力性の違いは見られるであろうか？



- 1.China 2.Romania 3.Poland 4.Hungary 5.Slovakia 6.Chile 7.Thailand 8.Mexico
 9.Brazil 10.South Africa 11.Czech Republic 12.Turkey 13.Korea 14.Taiwan 15.New Zealand
 16.Spain 17.UK 18.Italy 19.Australia 20.Canada 21.Austria 22.Belgium
 23.Germany 24.France 25.Ireland 26.Netherlands 27.Japan 28.USA 29.Finland
 30.Luxemburg

図 0-3 一人あたり GDP と所得弾力性の関係

図 0-3 にモデル M1 により計算された所得弾力性と一人当たり GDP の関係を図示する。モデル M2, M3, M4 では、年別データの不足のため所得、価格弾力性について適当な結果が得られなかったため、モデル M1 による計算結果を用いた。

図 0-3 から分かるように、経済成長理論により予期される、経済成長率と一人あたり GDP の関係に類似している。一人あたり GDP が低い発展途上国では所得弾力性が低い。これらの国のエネルギー需給はバイオマスのような非商業エネルギーに依存し、他のエネルギー源に比較して新しい、天然ガスの輸送インフラストラクチャが整備されていないことなどが背景として考えられる。

そして経済成長初期において一人あたり GDP が伸びるにつれ(0~5000US\$), 所得弾力性も急峻に伸びる傾向が見られる。これは急激な経済発展とインフラ建設の進展が平行して行われていることが原因であると考えられる。しかしながら、一人あたり GDP が 5000US\$ を越えるにつれて、所得弾力性が徐々に低下することが分かる。これは先進国におけるエネルギー消費が様々なエネルギー効率的な方策により充足されるからである。自由化が行われたイギリス、アメリカの所得弾力性が低いことから、自由化が実現する国での所得弾力性は低いことが想定される。このような状況では所得弾力性は一人あたり GDP の変化に依存しない。経済成長理論において利用される関数を用いて回帰することにより、一人あたり GDP の関数として、将来の所得弾力性を下式(5)により予測できる。

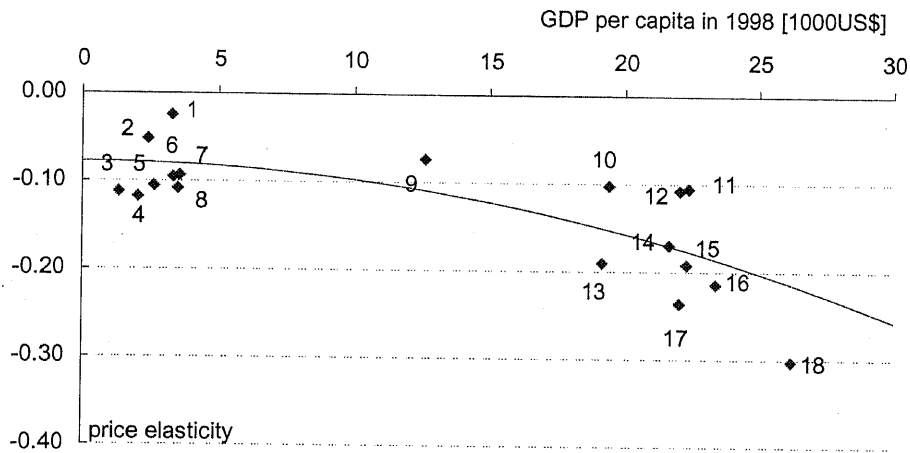
$$e_y(GDP_{cap}) = \frac{A \cdot GDP_{cap}}{GDP_{cap}^2 + B} + C \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$A=21.46 \quad B=30.00 \quad C=4.46 \cdot 10^{-2} \quad R^2=0.56$$

しかしながら各国におけるエネルギー供給環境が異なるので一概に(5)式の傾向に収まるとはいえない。図 3 からオランダにおける所得弾力性は、全体の傾向から見れば比較的高く、日本の場合は比較的低い。これはオランダの天然ガス供給は旧来よりほぼ全て国内生産により賄われており(約 70%)、またインフラもかなり整備されており、97%の家庭が天然ガス供給網に接続されている。このようにオランダでは国内生産による天然ガスを効率的に消費できるシステムがすでに構築されていることから、所得弾力性が低いと考えられる。アイルランドでもほぼ同様の理由から所得弾力性が低いと考えられる。一方、日本の場合は比較的高い。日本の天然ガス消費はこの 10 年間で特に産業部門における消費量が伸びたことが一因であると考えられる。また日本は天然資源が希少であることから、将来のエネルギー供給資源として天然ガスがより一層浸透したため所得弾力性が高くなったと考えられる。

3.3 一人あたり GDP と価格弾力性の関係

価格弾力性と一人あたり GDP の関係を図 0-4 に示す。ただし t 値が 25% の有意水準において棄却されている値は示していない。図 0-4 から先進国に比較して発展途上国の価格弾力性が高い傾向が見られる。一人あたり GDP が低い場合、天然ガスが必需品として消費されることから、価格弾力性が高いと考えられる。また価格に関する法的規制も要因として考えられる。すでに自由化が行われているイギリス、アメリカに目を向けると価格弾力性が発展途上国に比べて低い。自由化により、需要家側がよりコスト安の供給者を選択できるため、価格弾力性が小さくなったと考えられる。下式(6)に価格弾力性を回帰した結果を示す。



- 1.Turkey 2.Russia 3.Romania 4.Poland 5.Czech 6.Mexico 7.Brazil 8.Hungary 9.Taiwan
10.Australia 11.Canada 12.Germany 13.UK 14.Ireland 15.Netherlands 16.Austria
17.Belgium 18.USA (excluding wrong sign)

図 0-4 一人あたり GDP と価格弾力性の関係

$$e_y(GDP_{cap}) = A + B * GDP_{cap}^2 \dots\dots\dots (6)$$

$$A = -7.7 * 10^{-2} \quad B = -2.0 * 10^{-4} \quad R^2 = 0.51$$

4. まとめ

天然ガスに対する国際的な需要が高まっていることから、天然ガスに対する価格設定をはじめとした諸政策の策定や天然ガス開発を行う上で、所得弾力性、価格弾力性を分析することは重要である。そこで本稿では所得弾力性、価格弾力性を各モデルより算出し、その結果、所得弾力性については、経済成長率のように一人あたり GDP が増加するにつれ、はじめ上昇しさらに増加すれば下降する傾向が見られた。価格弾力性の場合一人あたり GDP の増加に伴い、減少傾向が見られる。しかしながらベルギー、ハンガリー、フィンランド、ルーマニアにおいてモデルM1の決定係数 R^2 が小さいことから、これらの傾向をより明確に論じるには、決定係数を改善するような要素をさらに考慮し、需要のモデル化を行う必要がある。さらに石炭、石油についても同様な分析を行う予定である。

参考文献

- [1] EIA/DOE, (2000). *International Energy Outlook 2000*, USA
- [2] Al-Sahlawi, M., A., (1989). *The demand for natural gas: A survey of price and income elasticities*, *The Energy Journal*, 10(1),77-90
- [3] Engsted, T., Bentzen, J., (1997). *Dynamic modeling of energy demand: a guided tour through the jungle of unit roots and cointegration*, December, pp.261-293
- [4] IEA, (1987). *Energy Balances of OECD Countries 1960-1996*, Paris
- [5] IEA, (2000). *Energy Prices & Taxes 1978~1999*, Paris
- [6] APERC, (2000). *APEC Energy Pricing Practices*, Tokyo, Japan
- [7] Oostvoorn, F. van, Boots, M.G., (1999). *Impacts of market liberalization on the EU gas industry*, ECN-C--99-083.