HOKKAIDO UNIVERSITY

Title	脱炭素社会実現に向けた CO2フリー水素と次世代電力ネットワークの融合
Author(s)	喜田, 勇志
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(情報科学)
Dissertation Number	甲第16020号
Issue Date	2024-03-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k16020
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/93898
Type	doctoral thesis
File Information	Yushi_Kida.pdf

Hokkaido University Collection of Scholarly and Academic Papers : HUSCAP

SSI-DT46215033

博士論文

脱炭素社会実現に向けた
CO_2 フリー水素と次世代電力ネットワークの融合

喜田勇志

2024 年 3 月

北海道大学 大学院情報科学院
システム情報科学コース

本論文は北海道大学 大学院情報科学院に
博士 (情報科学) 授与の要件として提出した博士論文である。

喜田 勇志

審査委員：　主査　原 亮一　准教授
副査　北 裕幸　教授
五十嵐 一　教授
林 泰弘　教授 (早稲田大学)

脱炭素社会実現に向けた
CO_2 フリー水素と次世代電力ネットワークの融合*

喜田勇志

概要

地球温暖化を背景に，世界的に脱炭素への動きが加速している。将来的には石炭火力発電の廃止だけでなく天然ガス火力も段階的に廃止されていくことが予想される。これに代わる電源は，太陽光発電，風力発電をはじめとする再生可能エネルギー電源 (RES) である。電力システムにおいて RES を主力電源とするには数多の課題が存在する。中でも本研究では，RES 出力と需要の時間的，空間的な不一致に着目する。そこで，注目されているのが貯蔵によるエネルギーシフトである。一般的に使用され始めているのが蓄電池である。蓄電池は単体で充放電と貯蔵が可能であることや，充放電効率が高いことがメリットである。しかし蓄電池は，大容量化が困難であることや自己放電が存在することから，エネルギーの長期貯蔵には向かない。そこで近年注目されているのが水素エネルギーである。水素は RES 由来の電力を用いた水の電気分解で製造が可能である (CO_2 フリー水素)，発電時に温室効果ガスを排出しない，一度貯蔵してしまえば長期の保管が可能であるといったメリットがある。また，前述の需給の不一致の解消のため，二つの電力ネットワークの形に注目が集まっている。一つ目はマイクログリッド (MG) である。MG は一定の需要地内で RES や可制御電源を利用しながら電力・熱等の需要を満たす小規模系統を指す。系統内の一定地域で需給バランスをとることで電力システムへの負担を抑えられる可能性がある。二つ目は広域連系系統である。複数のエリアを相互に連系しエリアを跨ぐ形で電源や調整力を確保し安定供給を行うことを目指すものである。

そこで本論文では，次世代電力ネットワークと CO_2 フリー水素の融合による電力の安定供給への影響を評価することを目的とした評価を行う。マイクログリッドに水素設備を導入する効果を検証し，水素設備を導入した実在のマイクログリッドを対象にその運用手法を提案，最後に全国大の電源構成ベストミックスを評価するモデルを作成し，広域連系系統において水素設備を含む効果について評価する。

キーワード：CO_2 フリー水素，マイクログリッド，広域連系系統，エネルギーシフト

*北海道大学 大学院情報科学院 システム情報科学コース，博士論文，SSI-DT46215033，2024 年 2 月 13 日

Integration of CO_2-free Hydrogen and Next Generation Power Network to Achieve a Decarbonized Society†

KIDA Yushi

Abstract

Decarbonization is the focus of global attention in the context of global warming. In the future, not only coal-fired power generation but also natural gas-fired power generation is expected to be phased out. Renewable energy sources (RES), including PV and wind power, are expected to replace these sources. There are many challenges to making RES the main power source in the power system. In this research, the temporal and spatial mismatch between RES output and demand is focused on. Therefore, energy shifting by storage is attracting attention. Batteries are beginning to be used in general. The advantages of batteries are that they can be recharged, discharged, and stored by themselves and that they have high charge/discharge efficiency. However, storage batteries are not suitable for long-term energy storage due to their difficulty in increasing capacity and self-discharge. Hydrogen energy has been attracting attention in recent years. Hydrogen can be produced by electrolysis of water using RES-derived electricity (CO_2-free hydrogen), does not emit greenhouse gases during power generation, and can be stored for long term. In addition, two forms of power networks are focused on to solve the supply-demand mismatch. The first is the microgrid (MG), which refers to a small-scale grid that meets the demand for electricity, heat, etc. by using RES and controllable power sources within a certain demand area. By balancing supply and demand in certain areas of the grid, the impact on the power system may be reduced. The second is a Cross-regional interconnection system, which aims to secure a stable supply of power by interconnecting multiple areas and securing power sources and balancing power across the areas.

In this paper, the effect of integrating a next-generation power network and CO_2-free hydrogen on the stable supply of electricity is evaluated. First, the effect of installing hydrogen facilities in a microgrid is verified. Next, an operational methodology is proposed for a real microgrid with hydrogen facilities. Finally, a model is developed to evaluate the power generation mix in Japan, and the effect of including hydrogen facilities in the cross-regional interconnection system is evaluated.

Key words: CO_2-free hydrogen, Microgrid, Cross-regional interconnection system, Energy shift

†Doctoral Thesis, Division of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT46215033, February 13, 2024

目 次

第1章　序論　1
1.1　本研究の背景……1
1.2　再生可能エネルギー電源主力電源化 ……3
1.2.1　時間的・空間的エネルギーシフトの重要性……5
1.2.2　水素エネルギーへの期待……6
1.3　再生可能エネルギー大量導入を支える次世代電力ネットワーク ……7
1.3.1　マイクログリッド……7
1.3.2　エリア間エネルギー融通を考慮した電源構成……8
1.4　関連研究の動向……8
1.5　本研究の目的と事業展開への可能性 …… 12
1.6　本論文の構成…… 13

第2章　系統電力安定化に貢献するマイクログリッドの容量設計　15
2.1　システム構成…… 15
2.2　セクターカップリングによる系統電力平滑化効果…… 17
2.2.1　多段階最適化の目的関数…… 17
2.2.1.1 目的関数値上下限評価…… 17
2.2.1.2 パレート最適解の探索…… 17
2.2.2　制約式…… 18
2.2.2.1 レベル 1 (電力のみ MG) …… 18
2.2.2.2 レベル 2 (電力・熱統合 MG)…… 19
2.2.2.3 レベル 3 (電力・熱・水素統合 MG) …… 20
2.2.3　数値試算…… 22
2.2.3.1 試算条件 …… 22
2.2.3.2 セクターカップリング効果 …… 26
2.3　需給調整力確保に伴う追加コスト…… 31
2.3.1　目的関数…… 31
2.3.2　制約式…… 32
2.3.3　数値試算…… 34

第3章　水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの運用手法　37
3.1　システム構成と運用方法 …… 37
3.1.1　システム構成 …… 37
3.1.2　運用方法…… 39
3.1.2.1 モデル予測制御型運用手法 …… 39
3.1.2.2 予測値修正手法…… 40

3.2 計画作成手法 ……42
3.2.1 各種予測情報に基づく運用計画手法……42
3.2.1.1 多段階最適化による計画策定……42
3.2.1.2 PV 出力抑制決定手法……44
3.3 運用当日のリアルタイム制御……47
3.3.1 各種予測誤差の影響……47
3.3.2 開発した RT 制御……47
3.3.2.1 指令値作成ブロック ……48
3.3.2.2 熱バランス確認ブロック ……53
3.3.3 機器応答モデリング……54
3.4 数値試算……55
3.4.1 試算条件 ……55
3.4.2 計画作成効果の検証……56
3.4.2.1 比較手法 ……56
3.4.2.2 前日計画手法……57
3.4.2.3 試算比較 ……58
3.4.3 リアルタイム制御別結果比較 ……64
3.4.4 運用方法の優位性の検証 ……66

第4章 エリア間エネルギー融通を考慮した脱炭素社会の電源構成ベストミックス 77
4.1 システム構成 ……77
4.2 最適電源構成決定問題……78
4.2.1 目的関数 ……79
4.2.2 制約式 ……80
4.2.2.1 エリア別制約……80
4.2.2.2 エリア間エネルギー融通制約……82
4.2.2.3 全エリア包括制約……83
4.3 数値試算……83
4.3.1 試算条件 ……83
4.3.2 水素設備の有無による電源構成への影響……87
4.3.3 パラメータ変更時の水素設備を含む場合の影響の変化……98
4.3.3.1 原子力発電設備の有無による影響……98
4.3.3.2 再生可能エネルギー電源導入量上限によるコスト影響 …… 108
4.3.3.3 再生可能エネルギー電源出力抑制量上限によるコスト影響 …… 118

第5章 結論 130
5.1 本論文のまとめ …… 130
5.2 今後の展望…… 131
5.3 本研究の事業への展開の可能性 …… 132

参考文献 133

著者が発表した論文 **139**

謝辞 **141**

図目次

図 1.1 世界の地上気温の経年変化[2] 出典) IPCC 第 5 次評価報告書……1
図 1.2 世界の CO_2 排出累積総量の関数としての世界の平均気温上昇量[1]……2
図 1.3 世界の PV の導入状況[4] (出典：IEA「PVPS TRENDS 2019」を基に作成)……4
図 1.4 世界の風力発電の導入状況 [4]……4
図 1.5　環境省の調査による自然エネルギーの地域別導入ポテンシャル[9]……5
図 1.6 低炭素な水素社会を実現するための技術基盤[10]……6
図 1.7 蓄電池の利用イメージ[17]……9
図 1.8 隠岐諸島の主な電力設備の概要 ……9
図 1.9 実証研究システムフロー…… 10
図 1.10 水素製造システムの構成[19] …… 11
図 2.1　エネルギーフロー図…… 16
図 2.2　年間 PV 出力データ…… 23
図 2.3　日間 EV 需要…… 23
図 2.4　年間給湯需要 …… 23
図 2.5　日間給湯需要 …… 24
図 2.6　年間空調需要データ…… 25
図 2.7　日間空調需要データ…… 25
図 2.8　パレート最適解 …… 28
図 2.9　コスト内訳比較 (変動量平均上限：10[kW/30min]) …… 28
図 2.10　パレート最適解 (縦軸方向拡大) …… 29
図 2.11　コスト内訳比較 (買電量積算上限：10[MWh])…… 29
図 2.12　レベル 1 から 3 のコスト内訳比較…… 30
図 2.13　各条件における基準コスト…… 35
図 2.14　調整力確保による追加コスト…… 36
図 2.15　調整力確保による増分コスト内訳(買電量積算 1%，変動量平均 1%) …… 36
図 3.1　事業モデル 出典：[43] …… 38
図 3.2　エネルギーフロー…… 38
図 3.3　計画と RT 制御の関係図…… 39
図 3.4　MPC 型運用手法イメージ…… 40
図 3.5　予測値修正手法 …… 41
図 3.6　予測値修正イメージ…… 41
図 3.7 想定 MG の PV イメージ…… 45
図 3.8　PV 抑制量決定方法イメージ図…… 46

図 3.9 RT 制御全体の流れ……47
図 3.10 RT 制御のフローチャート……48
図 3.11 A)貯蔵量変更可能量の推定手順 (上げ方向)……49
図 3.12 B)予測誤差算出・PV 抑制量決定ブロック……50
図 3.13 最小停止時間制約の把握方法……51
図 3.14 電気ボイラ・買電量調整ブロック……52
図 3.15 電気ボイラ・水電解調整ブロック……53
図 3.16 出力変化イメージ……54
図 3.17 比較手法のイメージ……56
図 3.18 比較手法指令値作成フローチャート……57
図 3.19　前日計画手法イメージ……57
図 3.20　比較手法運用結果 (10 日目)……58
図 3.21　前日計画手法計画結果 (10 日目)……59
図 3.22　前日計画手法運用結果 (10 日目)……60
図 3.23 比較手法運用結果 (181 日目)……61
図 3.24 前日計画手法計画結果 (181 日目)……62
図 3.25 前日計画手法運用結果 (181 日目)……63
図 3.26 RT 制御別各指標比較……65
図 3.27　MPC 型運用手法 (10 日目 11 時時点計画)……66
図 3.28　MPC 型運用手法運用結果 (10 日目)……67
図 3.29　MPC 型運用手法 (181 日目 14 時時点計画)……68
図 3.30 MPC 型運用手法運用結果 (181 日目)……69
図 3.31　予測値修正手法 (10 日目 11 時時点計画)……70
図 3.32　予測値修正手法運用結果 (10 日目)……71
図 3.33 予測値修正手法 (181 日目 14 時時点計画)……72
図 3.34 予測値修正手法運用結果 (181 日目)……73
図 3.35 PV 出力量の変化……74
図 3.36 外部エネルギー購入コストの変化……75
図 3.37 水素生産量の変化……76
図 4.1　エリア内エネルギーフロー……78
図 4.2　エリア別電源構成 (水素設備なし)……88
図 4.3　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし)……88
図 4.4　エリア別貯蔵設備導入量 (水素設備なし)……89
図 4.5　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)……89
図 4.6　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)……90
図 4.7　エリア別電源構成 (水素設備あり)……92
図 4.8　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり)……93
図 4.9　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり)……93
図 4.10　エリア別水素タンク導入量……94
図 4.11　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)……94

図 4.12　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 95
図 4.13　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移 …… 95
図 4.14　エリア別電源構成 (水素設備なし) …… 99
図 4.15　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし) …… 100
図 4.16　エリア別電源構成 (水素設備あり) …… 100
図 4.17　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり) …… 101
図 4.18　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし) …… 101
図 4.19　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり) …… 102
図 4.20　エリア別水素タンク導入量 …… 102
図 4.21 東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 103
図 4.22　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 103
図 4.23　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 104
図 4.24　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 104
図 4.25　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移 …… 105
図 4.26　RES 導入量上限決定方法イメージ …… 109
図 4.27　エリア別電源構成 (水素設備なし) …… 110
図 4.28　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし) …… 110
図 4.29　エリア別電源構成 (水素設備あり) …… 111
図 4.30　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり) …… 111
図 4.31　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし) …… 112
図 4.32　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり) …… 112
図 4.33　エリア別水素タンク導入量 …… 113
図 4.34　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 113
図 4.35　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 114
図 4.36　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 114
図 4.37　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 115
図 4.38　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移 …… 115
図 4.39　エリア別電源構成 (水素設備なし) …… 120
図 4.40　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし) …… 120
図 4.41　エリア別電源構成 (水素設備あり) …… 121
図 4.42　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり) …… 121
図 4.43　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし) …… 122
図 4.44　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり) …… 122
図 4.45　エリア別水素タンク導入量 …… 123
図 4.46　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 123
図 4.47　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし) …… 124
図 4.48　全エリア RES 出力抑制率年間推移 …… 124
図 4.49　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 125
図 4.50　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり) …… 125
図 4.51　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移 …… 126

表目次

表 1.1 主な MG 導入の意義[14]……8
表 2.1　電力需要データ特徴量……26
表 2.2　各種設備情報……26
表 2.3　系統電力基準値……35
表 3.1 出力変化速度……54
表 3.2 各種設備情報……55
表 3.3 料金設定……55
表 3.4 RT 制御パターン……64
表 3.5　試算結果……76
表 4.1　添字定義……78
表 4.2　各設備導入コスト……84
表 4.3　各設備運用コスト……84
表 4.4　各パラメータ……85
表 4.5　エリア間エネルギー融通関連パラメータ……86
表 4.6　各設備導入量上限……87
表 4.7　連系線導入量(水素設備なし)……91
表 4.8　電力融通量(水素設備なし)……91
表 4.9　連系線利用率(水素設備なし)……91
表 4.10　連系線導入量(水素設備あり)……97
表 4.11　電力融通量(水素設備あり)……97
表 4.12　連系線利用率(水素設備あり)……97
表 4.13　水素融通量……98
表 4.14　コスト比較……98
表 4.15　連系線導入量(水素設備なし)……106
表 4.16　電力融通量(水素設備なし)……106
表 4.17　連系線利用率(水素設備なし)……106
表 4.18　連系線導入量(水素設備あり)……107
表 4.19　電力融通量(水素設備あり)……107
表 4.20　連系線利用率(水素設備あり)……107
表 4.21　水素融通量……108
表 4.22　コスト比較……108
表 4.23　RES 設備導入上限……109
表 4.24　連系線導入量(水素設備なし)……116

表 4.25　電力融通量(水素設備なし) …… 116
表 4.26　連系線利用率(水素設備なし) …… 117
表 4.27　連系線導入量(水素設備あり) …… 117
表 4.28　電力融通量(水素設備あり) …… 117
表 4.29　連系線利用率(水素設備あり) …… 118
表 4.30　水素融通量 …… 118
表 4.31　コスト比較 …… 118
表 4.32　連系線導入量(水素設備なし) …… 127
表 4.33　電力融通量(水素設備なし) …… 127
表 4.34　連系線利用率(水素設備なし) …… 127
表 4.35　連系線導入量(水素設備あり) …… 128
表 4.36　電力融通量(水素設備あり) …… 128
表 4.37　連系線利用率(水素設備あり) …… 128
表 4.38　水素融通量 …… 129
表 4.39　コスト比較 …… 129

第 1 章　序論

1.1　本研究の背景

近年，地球温暖化問題への関心が高まっている。IPCC 第 5 次評価報告書[1]によると，人間活動が 20 世紀半ば以降に観測された温暖化の支配的な要因であった可能性が極めて高いと結論付けており，この中で95%以上の可能性であるとしている。また，大気中の二酸化炭素，メタン，一酸化炭素は過去 80 万年間で前例のない水準まで増加しているとも記されている。観測事実として 1880 年から 2012 年において，世界平均地上気温は 0.85℃上昇しており (図 1.1 参照)，最近 30 年の各 10 年間の平均気温は 1850 年以降のどの 10 年間よりも高温となっていると記されている。

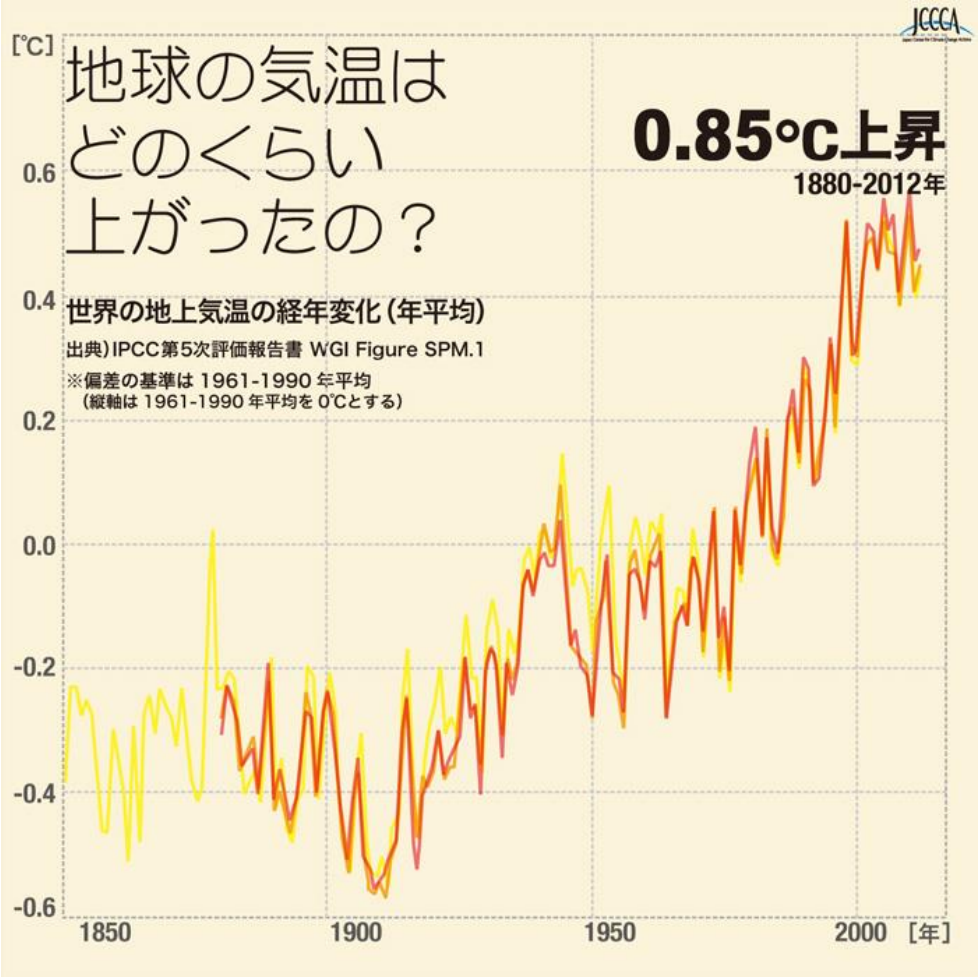


図 1.1 世界の地上気温の経年変化[2] 出典) IPCC 第 5 次評価報告書

また，CO_2 の総累積排出量と世界平均地上気温の変化はおおむね線形関係にあると記述されている(図 1.2 参照)。つまり，気温上昇上限を決めると，総累積排出量の上限が決まるということである。より低い昇温目標のためには累積排出量をより少なくすることが求められる。文献[3]によると，現状のまま何も対策をせずに最も温暖化が進むシナリオが RCP8.5 シナリオであるが，この場合 2100 年時点では 2.6～4.8℃の範囲に入る可能性が高いとされており，温暖化対策が求められる。最大の温暖化対策を施した RCP2.6 シナリオによると 2100 年までの気温変化が 2℃以下に抑えられる可能性が高いとされており，温暖化対策には大きな効果が得られることを示している。

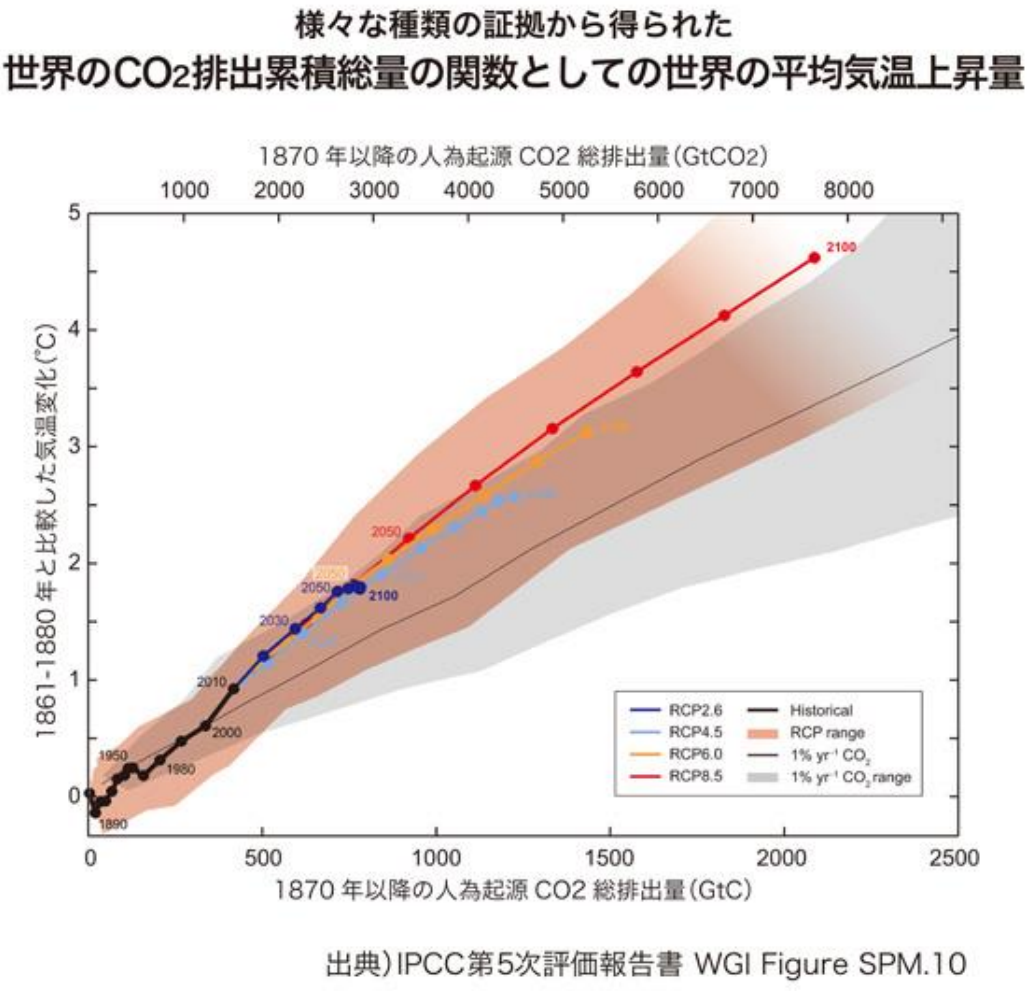


図 1.2 世界の CO_2 排出累積総量の関数としての世界の平均気温上昇量[1]

温暖化対策だけでなく化石燃料の枯渇問題への対策といった観点でも電源の脱炭素化が求められる。石油や石炭，天然ガスといった火力発電の燃料になる資源は有限であることが知られている。[4]によると石油の可採年数は 50.0 年，天然ガスは 50.9 年，石炭は 132 年となっている。これらの値は採掘技術の発展や新たな油田の発見等により年々変化しているが，有限であることは間違いないという考え方が多い。そこで，これらの資源が枯渇しないように効率的に運用しながら脱炭素を実現していくことが求められている。

これらの背景から近年，パリ協定[5]の達成に向け，化石燃料の段階的廃止に向けた動きが世界的に加速している。2023 年 4 月に開催された，「G7 気候・エネルギー・環境大臣会合」[6]の共同声明において，排出削減対策が講じられていない化石燃料の段階的廃止が明記されるなど，将来的に石炭火力発電だけでなく天然ガス火力発電も廃止される可能性が高い。

わが国では，2020 年 10 月 26 日に菅内閣総理大臣によって 2050 年カーボンニュートラル (CN) を目指すことが宣言され[7]，電力・エネルギー分野においても，化石燃料の使用量を削減していくことが求められている。2050 年のさらにその先には化石燃料を使用しない社会 (以下，脱炭素社会) の実現に向けて社会が動くことが想定される。

1.2　再生可能エネルギー電源主力電源化

CN や脱炭素社会の実現に向けて，発電時に二酸化炭素を排出しない再生可能エネルギー電源 (RES) の本格導入に期待が集まっている。

図 1.3 に世界の太陽光発電 (PV) の導入状況を示す。[4]によると世界における PV の導入は 2000 年代後半から加速し，2018 年の累積導入量は約 5.1 億 kW に達した。導入の拡大には，2000 年前後に欧米諸国で導入された固定価格買取制度 (FIT) による効果が大きく，PV の買取価格が高額に設定されたこと等により導入が大幅に拡大した。日本でも 2012 年に FIT が導入されたことにより導入が大幅に拡大した。2018 年の累積導入量で見ると中国・米国に次いで世界第 3 位となっている。こうした PV の普及により市場が拡大したことで，発電設備の導入コストは低下し，近年では新興諸国にも導入が広がっている。

図 1.4 に世界の風力発電の導入状況を示す。[4]によると世界の風力発電設備容量は近年急激に増加し，2019 年には約 6.5 億 kW に達した。導入量が最も多いのは中国で，米国，ドイツが続く。したがって，これら 3 か国で世界全体の約 6 割を占めていることになる。また，近年では洋上風力発電の市場も急速に拡大している。2019 年末の時点で，世界で合計 2,913 万 kW が導入されている。世界の洋上風力発電の 75%は英国を中心とした欧州諸国の沖合に集中しているが，わが国でも洋上風力発電導入の検討がされている。[8]によると洋上風力発電には大きく 3 つの課題がある。1 つはコストである。洋上風車は海上に設置するため，陸上と比べ約 2 倍のコストがかかると言われている。また，運転開始後の維持管理コストも多くの費用を要する。2 つ目は技術である。コスト低減のための風車の大型化と信頼性の向上が大きな課題となっている。3 つ目は社会受容性である。漁業者など海面利用者の理解なくして洋上風力発電は成立しない。そのため，洋上の環境アセスメントが重要になってくる。こうした課題は、自然環境や社会環境など欧州の洋上風力発電事情と大きく異なる面があるため、現在実施している実証研究によって、日本に適合した、低コストの洋上風力発電技術を確立する必要がある。

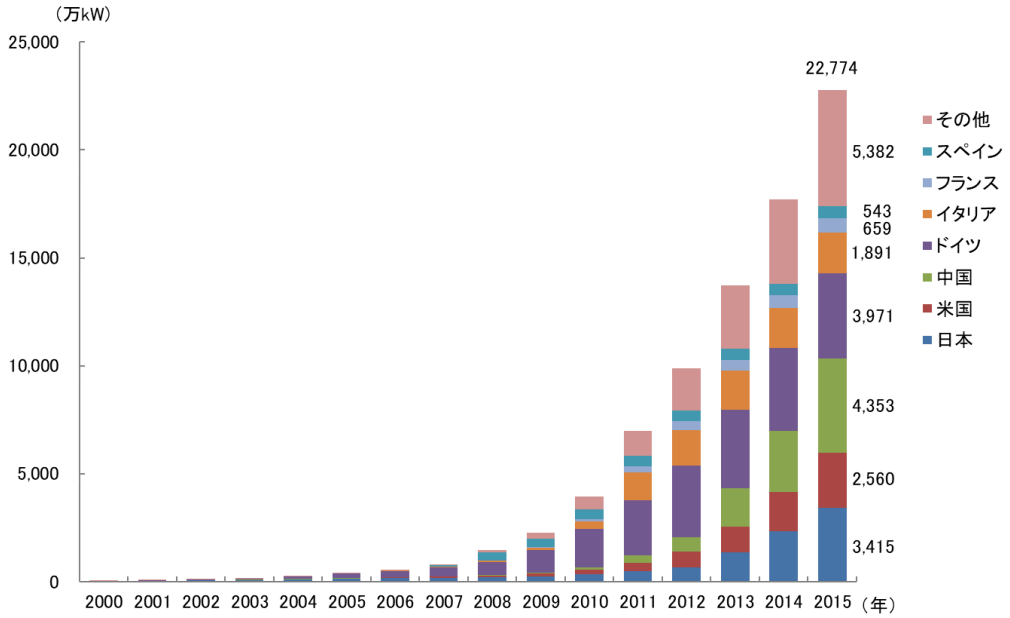
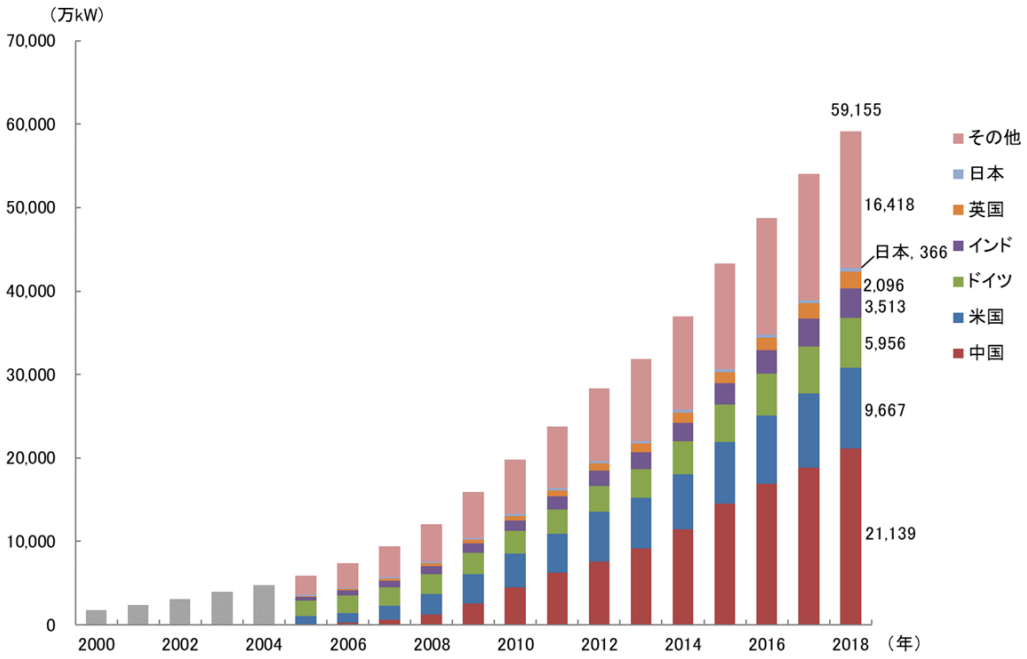


図 1.3 世界の PV の導入状況[4] (出典：IEA「PVPS TRENDS 2019」を基に作成)



（注1）2004年以前の国別データなし。
（注2）四捨五入の関係で項目の和と合計の数値が一致しない場合がある。
出典：Global Wind Energy Council（GWEC）「Global Wind Report（各年）」を基に作成

図 1.4 世界の風力発電の導入状況 [4]

1.2.1　時間的・空間的エネルギーシフトの重要性

以上のように，RES の導入は世界的に急速に進んでいるが，我が国におけるこれらの電源の導入，さらに主力電源化には様々な課題が存在する。その一つが需給バランスの一致である。電力エネルギーはその形態のままでは貯蔵しにくいという性質を持っているため，電力の需給バランスは同時同量でなければならない。つまり，発電量 (供給) と，消費量 (需要) が同じ量になっている必要があるということである。従来の電力系統では，電力需要の予測情報を用いて事前に発電計画を作成し，これをベースに時々刻々と変動する電力需給に合わせて発電量を変え，需要と供給を一致させてきた。この出力調整には主に火力発電が使用されてきたが，RES 比率が増加すると，出力調整が容易な火力発電設備の割合が減少するだけでなく供給側にも不確実性が生じ，需給バランスの維持が困難になる。

この解決に向けては，エネルギーの時間的シフトがキーワードになる。まず大前提として RES の主力電源化にはこれらの大量導入が必要となる。これは 1 年分の需要量を RES で発電する必要があるためである。一方，同時同量はより短い時間粒度でも維持される必要がある。しかし，RES の多くはその出力量や時間を自由に制御できない。そのため，需要量に合わせてエネルギーを移動させる，すなわちエネルギーシフトが必要となる。エネルギーシフトを実現するには，エネルギー貯蔵技術が求められている。

さらに，RES の導入に向く立地では，一般にその発電量がその地域の需要量と一致しない。PV や風力発電に向くような広大な土地がある地域は需要規模が小さいことが多く，発電電力をそのエリアで消費できないことが多い。図 1.5 に環境省の調査による自然エネルギーの地域別導入ポテンシャル[9]を示す。高需要エリアである関東中部関西に比べ，北海道東北九州エリアに導入ポテンシャルが偏っていることがわかる。この解決に重要となるのがエネルギーの空間的シフトである。

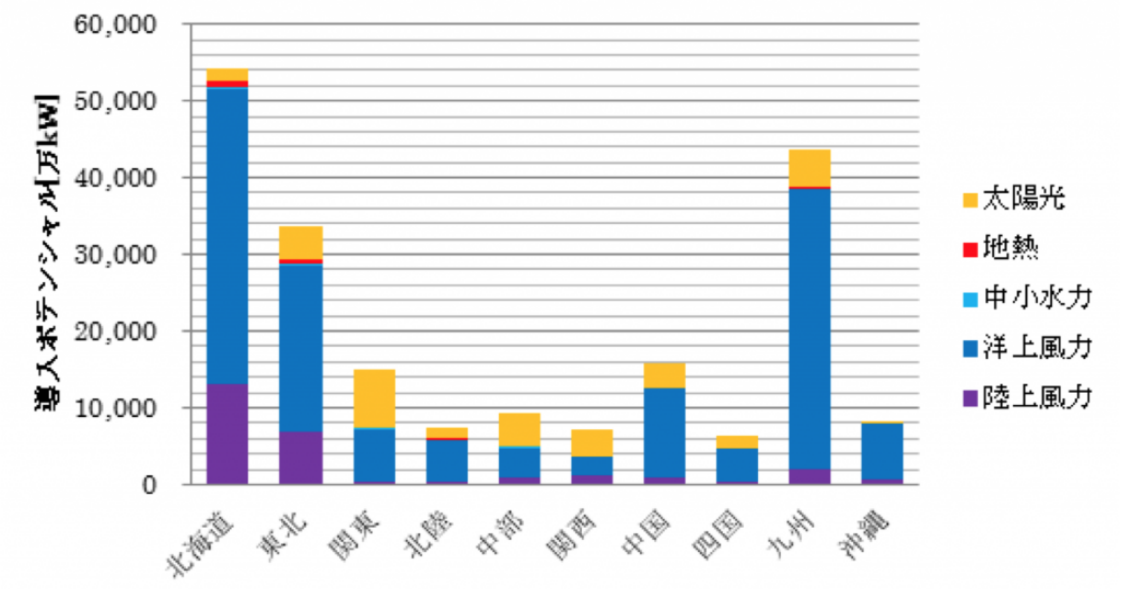


図 1.5　環境省の調査による自然エネルギーの地域別導入ポテンシャル[9]

1.2.2　水素エネルギーへの期待

水素エネルギーは利用段階で CO_2 を排出しないクリーンエネルギーとしてその利活用が期待されているエネルギーである。RES 由来の電力から製造できれば，製造から利用までトータルで CO_2 フリーにすることができる。図 1.6 に内閣府が示す低炭素な水素社会を実現するための技術基盤のイメージ図を示す (赤点線で囲まれている項目は内閣府 SIP エネルギーキャリアにおいて検討)。水素には「製造」,「輸送」,「貯蔵」,「利用」の 4 つの段階がある。まず,「製造」についてである。資源エネルギー庁[11]によると，水素は様々なものから作ることができることが示されている。水を電気分解することで得られるほか，石油や石炭などの化石燃料，食品廃棄物や下水汚泥などのバイオマスの中にも含まれるため，水素を得る手段は多岐にわたっている。次に「輸送」についてである。[12]によると，製造された水素は気体のままでは貯蔵や長距離の輸送の効率が悪い。選択肢として−253℃まで冷却して液化する液化水素，常温常圧で液体である有機ハイドライド(メチルシクロヘキサン)，アンモニアなどがあり，技術開発が進められている。続いて,「貯蔵」である。一般に二次エネルギーは大量に保存することが難しい。エネルギーの貯蔵には蓄電池が広く検討されているが，脱炭素社会実現に必要な大容量の貯蔵には向かないとされている。一方水素は，一度貯蔵してしまえば蓄電池に見られる自己放電のような現象がないため，大量貯蔵，長期保存が可能である。最後に,「利用」である。燃料電池で電気に戻して利用する，水素を燃焼させることで発電するといった方法があげられる。輸送時にアンモニアに変えている場合，そのまま燃焼させることも可能である。また，電力に戻すだけでなく，水素と二酸化炭素を反応させることでメタン化する，アンモニアを肥料として利用するといったことも考えられる。

以上のような特徴から，本研究では脱炭素社会における電力システムにおいて水素エネルギーが貢献できると期待し，その導入効果を検討する。

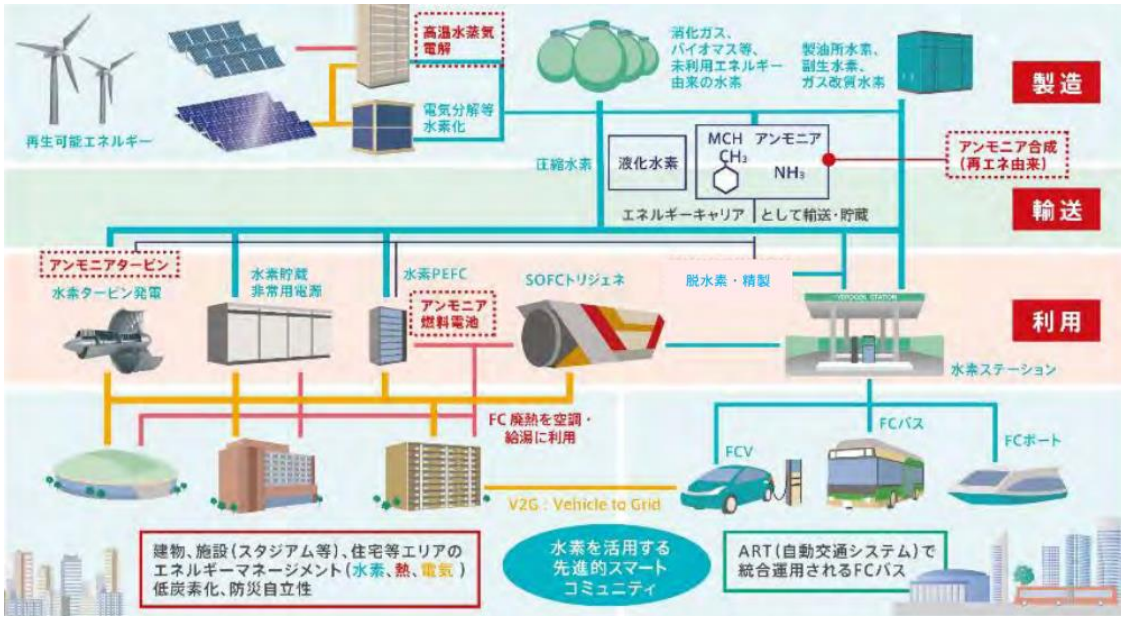


図 1.6 低炭素な水素社会を実現するための技術基盤[10]

1.3　再生可能エネルギー大量導入を支える次世代電力ネットワーク

1.3.1　マイクログリッド

前節で述べたように，RES が大量に導入されると，電力系統に悪影響を及ぼす恐れがある。そこで，一定の地域において複数の分散型電源や可制御電源を組み合わせて制御し，電力や熱等の需要を満たす小規模な系統である MG という考え方が注目されている。[14]にもあるように，マイクログリッド (MG) は CERTS (The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions：電力供給信頼性対策連合) によって以下のように定義されている。

① 複数の小さな分散型電源と電力貯蔵装置，電力負荷がネットワークを形成する一つの集合体
② 集合体は系統からの自立運用も可能であるが，系統や他の MG と適切に連系することも可能
③ 需要家のニーズに基づき，設計・設置・制御される

MG の導入の意義は各地の電力系統の特性の違いによって日米欧で異なる観点が強調される。例えば米国では，1996 年や 2003 年の大停電に象徴されるように電力系統の信頼性が課題になっているため，MG は需要家自らが品質を確保する一手段としてとらえられている。一方欧州では，RES の導入拡大や離島などでの自立したエネルギーシステムの構築を目的としている場合が多い。わが国では RES の導入拡大や省エネルギー，省 CO_2 などの観点に加えて，地域資源の活用の観点も重要視されている。

ここまでは地域別に MG の捉え方を見てきたが，ここからは項目ごとに簡単に確認していく。表 1.1 に MG 導入の主な意義を示す。まずコストである。自前の発電設備を持つことによって系統からの購入電力を削減できる可能性があり，さらに FIT による売電収入も考えられ，エネルギーコストが抑えられる可能性があるということである。次に信頼性・セキュリティである。わが国においても平成 30 年 9 月 6 日の北海道胆振東部地震に伴うブラックアウト[15]で明らかになったように，一極集中の大規模発電や大規模系統はブラックアウトの危険性がどうしても拭いきれない。ただし，このような災害時に電源が故障する確率をゼロにすることは不可能である。MG は，その際に系統との連系を切り，MG 内の分散電源を活用することで一定の地域内で自立運転が可能であり，レジリエンシィの向上が見込まれる。環境・エネルギー効率の観点では，RES を蓄電池等の設備と組み合わせることで不安定を低減することができ，RES の導入を促進することができる。これにより温室効果ガスの排出等の低減にもつながる。次は電力システムへの貢献度である。MG は，現状電力会社が担っている需給バランスの監視や系統運用，電圧・周波数の調整などのアンシラリーサービスを担うことが可能となる。また，MG 内の需要を分散電源で満たすことにより，単純に RES を導入した際に必要となる送電線増強費が抑えられる可能性が考えられる。その地域や需要の特性に合わせたエネルギーシステムの構築も可能である。また，上位系統からの融通に頼らず自立運転を行うことが可能なため，離島や未電化地域などでの電力供給も可能となる。以上のように MG には多数の可能性が期待され，多くの研究が行われている。

表 1.1 主な MG 導入の意義[14]
(出典：各種資料をもとに(株)三菱総合研究所作成)

意義	内容
コスト	● エネルギーコストの削減の可能性 ● 価格の不安定性への対応
信頼性・セキュリティ	● 供給信頼性と電力品質の向上 ● 電源の分散設置や自立運転によるセキュリティの向上
環境・エネルギー効率	● 自然変動電源の不安定性を低減 ● 温室効果ガス排出等の低減 ● 高効率・低環境負荷の電源(CHP 等)の導入の促進
電力システムへの貢献度	● アンシラリーサービスの提供 ● 需要家に応じた品質・価格での電力供給 ● 最適電力供給システムの構築 ● ピーク負荷の削減などによる新設費用の低減 ● 離島，未電化地域などでの電力供給
地域資源の活用	● 未利用資源の有効利用 ● 新たなビジネスの実施による地域振興効果

1.3.2 エリア間エネルギー融通を考慮した電源構成

前述のとおり，RES 比率が大きくなるとエリア内の発電出力の変動量の増加に加え，そもそも需給バランスを保つために出力を自由に調整できる電源が減少するため，現状の電力系統と比較して調整力の確保が困難になることが予想されている。そこでわが国で検討されているのが広域連系系統である。2023 年 3 月に電力広域的運営推進機関が，広域系統長期方針 (以下，マスタープラン) [16]として取りまとめた。マスタープランは，2050 年 CN 実現を見据えた将来の広域連系系統の具体的な絵姿を示す長期展望と，これを具体化する取り組みをまとめたものである。地域を超えた電力のやり取りを容易にすることで，適切な信頼度の確保，電力ネットワーク利用の円滑化・低廉化，電力流通設備の健全性の確保が可能となることが広域連系系統のあるべき姿であると位置づけている。この実現により，災害時に停電を起こりにくくする，さらには全国大での需給調整機能の強化等により，出力変動の大きい電源の導入拡大に対応することを目指している。

1.4 関連研究の動向

RES を導入した MG はすでに広く検討されており，国内でも実証実験が多く行われている。そのうちの一つに「隠岐ハイブリッドプロジェクト[17]」がある。隠岐諸島は，電力系統が本土とつながっていないため，電気の使用規模が小さく，電力需要や発電量の変動による電力品質への影響が大きくなる特徴がある。このプロジェクトは，RES 発電量の「はやく小さな変動 (短周期変動) 」と「おそく大きな変動 (長周期変動) 」の両面に低コストで対応するため，特性の異なる 2 種類の蓄電池を組み合わせた「ハイブリッド蓄電池システム」を構築した日本初の取り組みである。図 1.7 にこのプロジェクトにおける蓄電池の利用イメージを示す。蓄電池にも種類があり，それぞれ特徴がある。リチウムイオン電池は小容量高出力，NAS 電池は大容量であり，これら

を協調制御することでそれぞれの長所を生かしながら短所を補うように RES の出力変動を制御している。図 1.8 に隠岐諸島の電力設備を示す。新設分を含めて RES が太陽光・風力・水力合計で約 8,000kW 備えられており，蓄電池は NAS 電池が 4,200kW/25,200kWh，リチウムイオン電池が 2,000kW/700kWh，導入されている。需要規模は 10,000kW から 20,000kW となっている。これらの設備によって，NAS 電池で長周期変動 (余剰電力) を吸収し，リチウムイオン電池で短周期変動を吸収することで，RES を抑制することなく電力品質の向上が確認できている。なお，プロジェクト開始後に導入された RES により内燃力発電出力の削減につながり，年間 6,000t 程度の CO_2 排出量を削減できている。

隠岐ハイブリッドプロジェクトは，系統連系されていない離島における MG を，RES を主とした電源構成において電力需要を満たすことができることを示している。

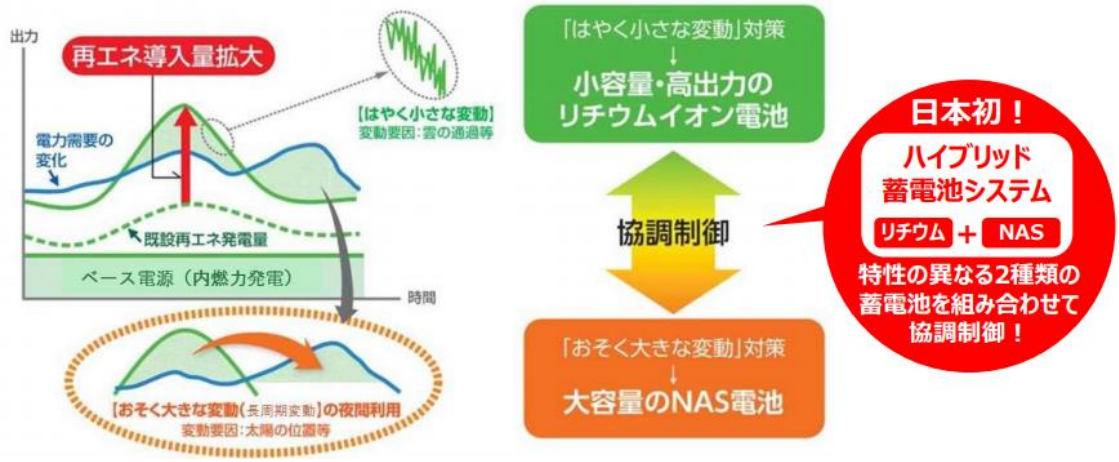


図 1.7 蓄電池の利用イメージ[17]

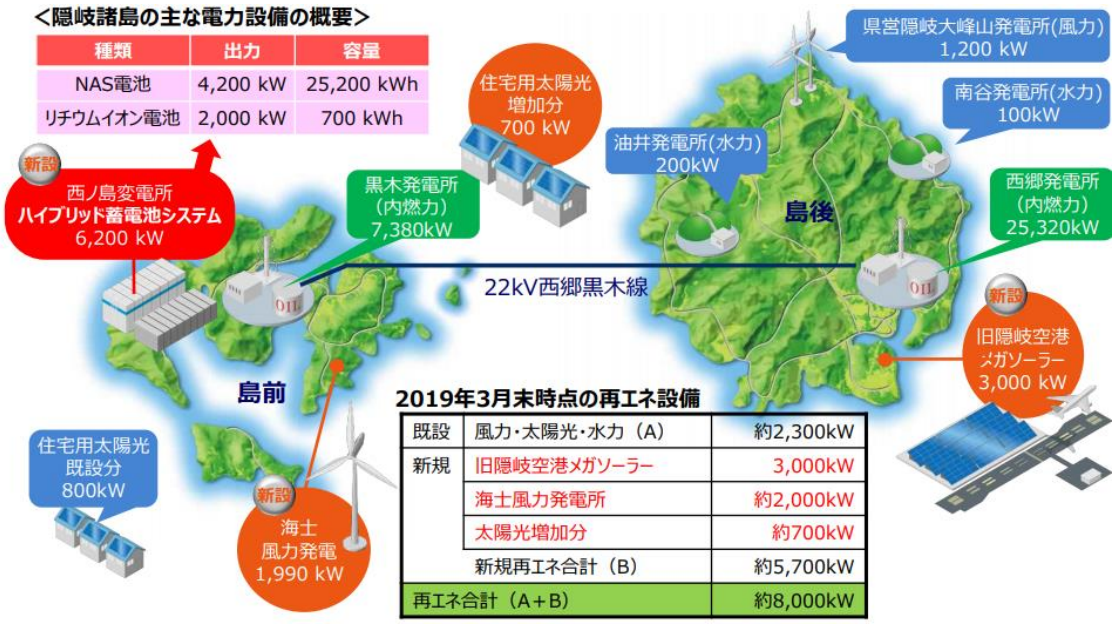


図 1.8 隠岐諸島の主な電力設備の概要

一方，MG は一定の地域内でのエネルギー供給が可能であるため，電力だけでなく熱供給も可能である。そこで，電力と熱を併せて需要を満たす MG の運用を検証したものが「八戸市 水の流れを電気で返すプロジェクト[18]」である。このプロジェクトは RES の出力不安定性の悪影響を解決するために，RES に併せて他発電および熱供給設備を制御する分散型エネルギー供給システムの開発・運営・評価を行う実証研究である。図 1.9 に実証研究のシステムフローを示す。このプロジェクトは供給施設としては PV，風力発電，ガスエンジン，蓄電池，木質バイオマスボイラ，消化ガスボイラを有しており，需要としては役所や小中学校などへの電力供給，下水処理場の消化槽の加温への熱供給が存在する。制御にあたっては連系点の潮流を計画値通りに維持することを主目的に，経済性も加味した最適運転が行われた。連系点の潮流が対象となるため，RES の出力に加え需要変動にも対応されている。600 日以上にも及ぶ実証の結果，複数の成果が得られた。1 つ目は連系点潮流制御に関してである。パラメータ検証を経て主目的であった連系点潮流目標値に関して最高月で滞在率 99.98%を達成した。2 つ目は自立運転である。前述のように MG はレジリエンシィ確保という観点でメリットがある。需要家の電力使用に制限を加えない条件下で 1 週間の実証が行われ，周波数，電圧，高調波，逆相電流の目標を 100%達成している。3 つ目は，導入前比で約 7 割の省エネルギーおよび CO_2 削減効果を実証したことである。最も高い月では，それぞれ 95%以上の削減を記録している。一方，効率や経済性といった課題が浮き彫りになったが，このプロジェクトによって RES によって大きな成果が得られることが実証されている。

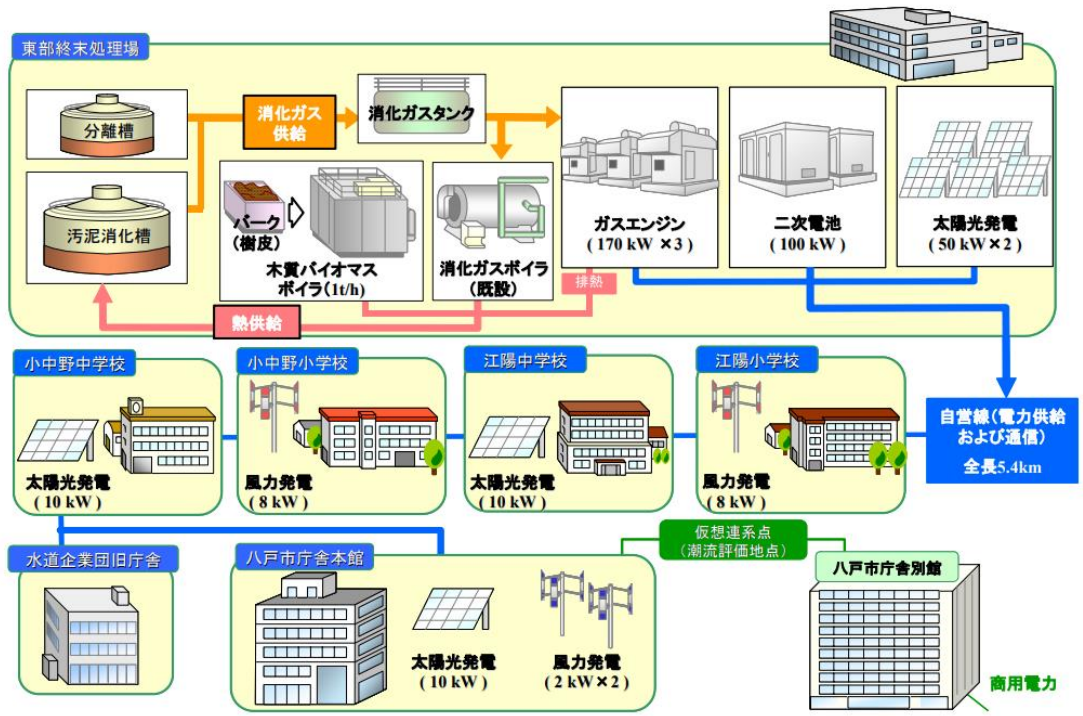


図 1.9 実証研究システムフロー

ここまでの実証実験では，RES の変動抑制に主に蓄電池が使用されていた。一方，いまだにそのコストは高く，その他のエネルギー貯蔵設備との組み合わせに注目が集まっており，そのうちの一つが水素エネルギーである。[19]では，蓄電池に加え水素製造システムを導入することでPV出力の抑制効果を検証している研究である。図 1.10 に水素製造システムの構成を示す。PV に加え，蓄電池，水電解装置，水素貯蔵タンク，燃料電池を備えている。蓄電池と水電解装置の追従特性を考慮し，短周期の変動を蓄電池に，長周期の変動は水電解装置に担わせることとしている。提案手法を用いることにより周波数領域での各装置の最適な分担を提案することが可能であることを示している。

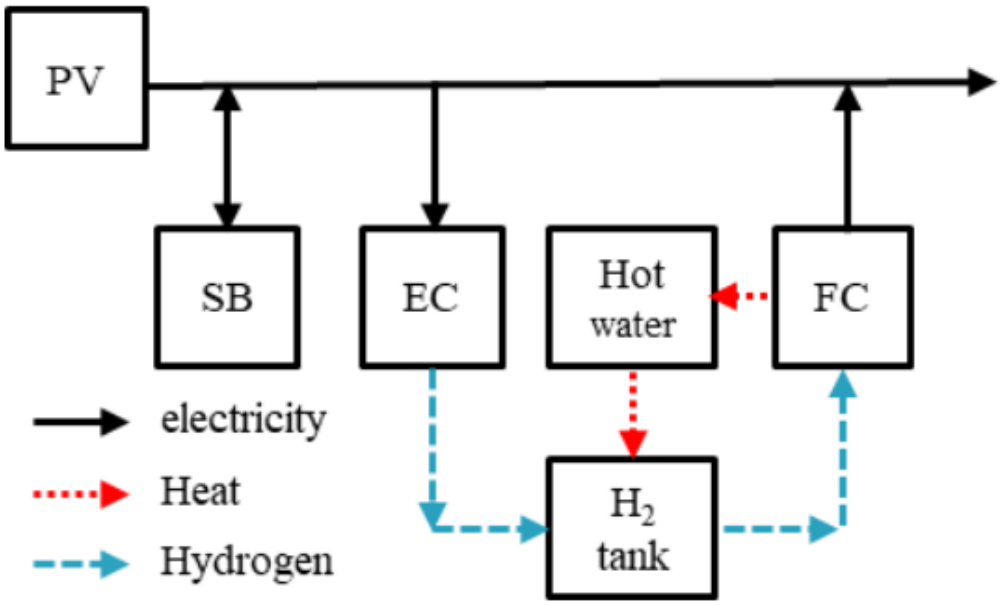


図 1.10 水素製造システムの構成[19]

広域連系系統の検討として，2050 年 CN を見据えた全国大の電源構成の検討も数多く行われている。磯貝ら[20]は社会の効用関数を扱う一般均衡モデルをベースとし，電力部門を技術積み上げ型で詳細化したモデルである動学的他部門エネルギー経済モデルを構築し 2050 年までの最適電源構成とその経済への影響を議論しており，原子力発電や PV，蓄電技術が重要な役割を担うとの示唆を報告している。原田ら[21]は，輸入水素及び国内製造水素の発電・直接利用を含む電源構成モデルを構築し 2030 年の九州エリアを対象とした試算を行っている。最適な電源構成や水素導入量は，輸入水素のコストや国内変動 RES の導入量によって大きく異なることを示している。

1.5 本研究の目的と事業展開への可能性

前節までに述べたように，2050 年 CN やさらにその先の脱炭素社会を見据え，化石燃料を使用する火力発電を RES に置き換えていく必要がある。しかしながら，RES 出力の不可制御性，導入ポテンシャルの偏在性に伴う課題は山積みである。現状の設備のまま RES が大量に導入されれば時間的にも空間的にも需給バランスを維持することは困難であり，脱炭素社会はおろか，CN の実現は厳しいものとなるだろう。この課題解決に向け，本研究は次世代電力ネットワークとして MG と広域連系系統に着目する。脱炭素社会の実現に向けてはエネルギーの大規模なシフト，それも時間的だけでなく空間的なシフトが求められる。まず，時間的なエネルギーシフトについては，現状エネルギーの貯蔵には蓄電池が広まりつつあるが，その大容量化は高コストであることはこれまでも述べてきたとおりである。また，空間的なエネルギーシフトにおいては連系線による電力融通が一般的であるが，季節性のある RES 出力の融通を想定すると，連系線の年間利用率が下がることが懸念される。これらの課題に対して，異なる手段，特に水素エネルギーによる代替は検討しておく価値がある。

このような背景から本論文では，次世代電力ネットワークとして MG と広域連系系統をあげ，これらと水素エネルギーの融合の効果を評価することを目的とする。まずは，系統電力に悪影響を与えない MG として，残余需要を平滑化する MG の構築にかかるコストを評価する。電力設備のみで MG を構築するケース，電力と熱を統合するケース，電力と熱に加えて水素設備を含むケースの MG 構築にかかるコストを求めるため，容量設計問題として定式化する。数値試算によりその影響を比較し，エネルギーのセクターカップリング効果を評価する。さらに MG から需給調整力を確保する場合の追加コストについて試算を行い，水素設備との関係性について議論する。続いて，福島県相馬市に実際に存在する「そうま IHI グリーンエネルギーセンター」を対象に，その運用方法を提案する。そうま IHI グリーンエネルギーセンターは水素製造設備を備えた MG である。需要規模と比較して大規模な PV 設備を有しており，将来 RES が大量に導入された場合に想定される状況となっている。最後に，広域連系系統に水素エネルギーを考慮する場合の電源構成の検討を行う。脱炭素社会を想定し，RES のみで全国各エリアでの需給バランスを保つ電源構成において水素設備を含む場合と含まない場合を比較しその影響を数値試算により明らかにする。

本研究はアカデミックな議論にとどまらず，社会実装に向けた事業展開が見込まれる。すでにわが国では CN に向けた動きは活発化しており，様々な検討が行われている。

まず，MG についてである。1.4 節で述べたように MG は実証実験の段階にある。これらの MG は電力系統からの購入電力の削減，FIT による売電収益による経済性の向上を目的としていることが多い。これらは自治体等からの補助金で成り立っているものが多く，実証を超えた実装にはつながっていないのが現実である。経済性の向上を目的とした MG は主に売電，もしくは買電価格が高い時間帯の電力購入回避を実現することで目的を達成する。従来の料金構造においては，日中に価格が高くなる傾向にあったため，PV との相性がよく経済性が見込めた。しかし，RES の比率が大きくなると MG 内で電力が余剰する時間帯と系統全体で電力が余剰する時間は一致することになるだろう。このような時間帯の電力の売買電単価は非常に安価になることが予想され経済性は見込めない。そのため，貯蔵設備の導入によりエネルギーシフトを行い，高い時間に売るもしくは高い時間帯の買電を回避するといったことが行われている。しかしこれにも貯蔵設備

の導入コストという追加コストが生じる。これらの要因により継続的な維持が困難であり実装につながっていないのではないだろうか。一方で，本研究で想定している MG は内部の経済性だけでなく電力系統全体への貢献も視野に入れている。一定の需要家群に MG を構築することが電力系統の安定供給に寄与することが明らかになれば，一般送配電事業者は MG 構築に対してそれなりの投資をする動機が出てくる。MG 構築はその内部にもメリットをもたらすため，一般送配電事業者はその構築において全額を負担する必要はないだろう。電源設備や貯蔵設備への投資と近い目的での MG 構築への投資が選択肢となり，より安価に電力の安定供給が可能となる可能性がある。現状実証実験段階である MG のさらなるメリットを明らかにすることで，事業として広がっていく可能性を示すことができると考える。

次に広域連系系統である。マスタープランでは，電力供給エリアを跨ぐ形でのエネルギー融通が様々な要因を考慮して安定供給に向けた系統の形とそれに係るコストを示している。RES の大量導入によりエネルギーの時間的・空間的なシフトが必要となり連系線の増強や新設，地域内系統設備の増強が検討されているが，前述の水素エネルギーの長所を考慮すれば，さらなるコスト削減の可能性があり，広域連系系統実現へのハードルが下がる可能性がある。

MG，広域連系系統のいずれにおいても水素エネルギーを考慮することでコストの削減が見込まれること，ゆえに設備自体の需要が明らかになれば，水素設備自体の開発が進むことも想定され，事業展開の可能性となる。本研究の目的が達成されれば，CN や脱炭素社会実現に向けた社会の潮流を利用した MG や広域連系系統実装だけでなく，これらに活用される水素関連設備の事業展開の可能性を示すことになると考えている。

1.6　本論文の構成

以下，本論文の構成及び概要について記載する。

第 2 章では，残余需要を平滑化することを目的とした MG 構築にあたるコストとその効果を，セクターカップリングレベルによって比較する。具体的には，電力設備のみを対象にした場合，電力と熱を統合した場合，電力と熱に加えて水素を統合した場合の設備容量設計問題を定式化し，最適化計算による結果をもとにその効果とコストを比較する。さらに，需給調整力確保に伴う追加コストを試算し，水素設備との関係性も議論する。

第 3 章では，福島県相馬市に実際にある設備を対象にその運用手法を提案する。多段階最適化による計画作成手法を定式化し，さらにリアルタイムで出力を調整するリアルタイム制御手法を提案，さらにこれらを組み合わせた運用手法について提案する。この手法によって得られる水素製造量から，余剰電力対策として水素製造が効果的であることを示す。

第 4 章では，脱炭素社会の電源構成決定問題を定式化し，このモデルによる試算で脱炭素社会の電源構成を議論する。まず水素設備を含む場合と含まない場合でその結果と影響を比較する。加えて，そのほかのパラメータを変化させその影響を評価する。

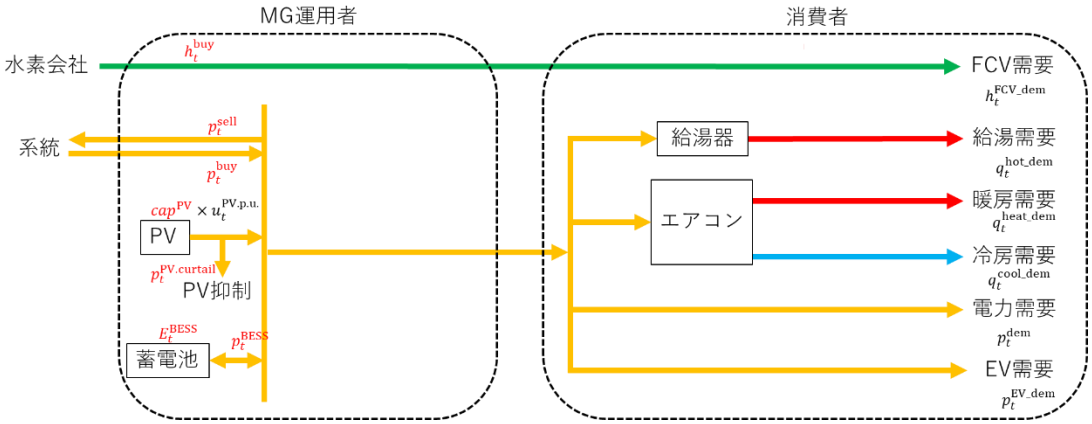
第 5 章では，全体を通して得られた初見を含めた結論及び今後の展望を述べる。

第2章　系統電力安定化に貢献するマイクログリッドの容量設計

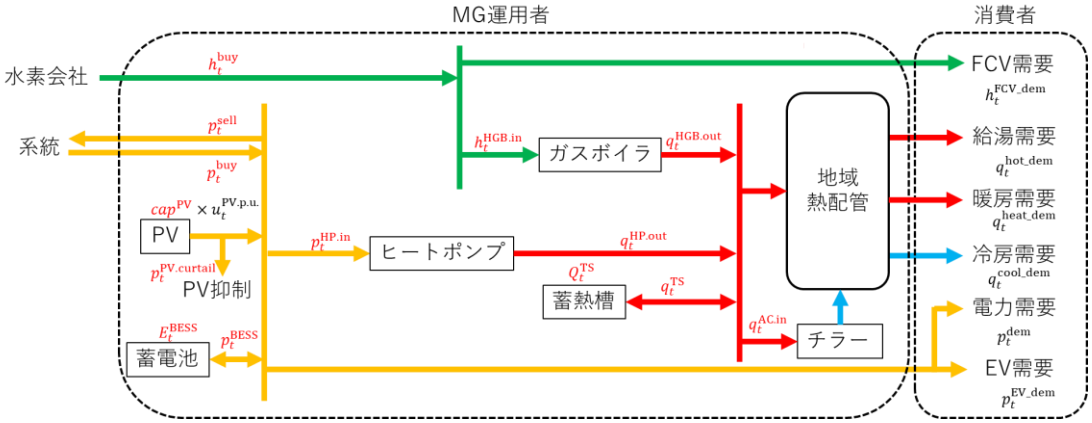
脱炭素社会において RES が主力電源化された場合に，需給バランス一致が困難となることが想定されている。現在でも RES 比率の増加に伴い供給設備側の柔軟性が低下するため，その対策として需要家側の柔軟性を高めることが議論されている。そこで本章では，需要家群の残余需要を平滑化することで系統全体の需給バランスの一致に貢献することを目的とした MG を構築する際の，効果とコストを議論する。まず照明等の電力需要だけでなく，給湯，空調，電気自動車 (EV)，燃料電池自動車 (FCV)の需要を持つ需要家群に対して MG を構築する際の容量設計問題を定式化する。その後，MG 運用者が電力設備のみを制御するレベル 1 と，電力と熱を統合するレベル 2，さらに水素設備を含むレベル 3 について，各セクターカップリングレベルで試算する。その結果を比較し，MG 構築する際のセクターカップリング効果を検証する。さらに，電力系統に提供する調整力を確保するためにはどれだけの追加コストが生じるかを検証する。

2.1　システム構成

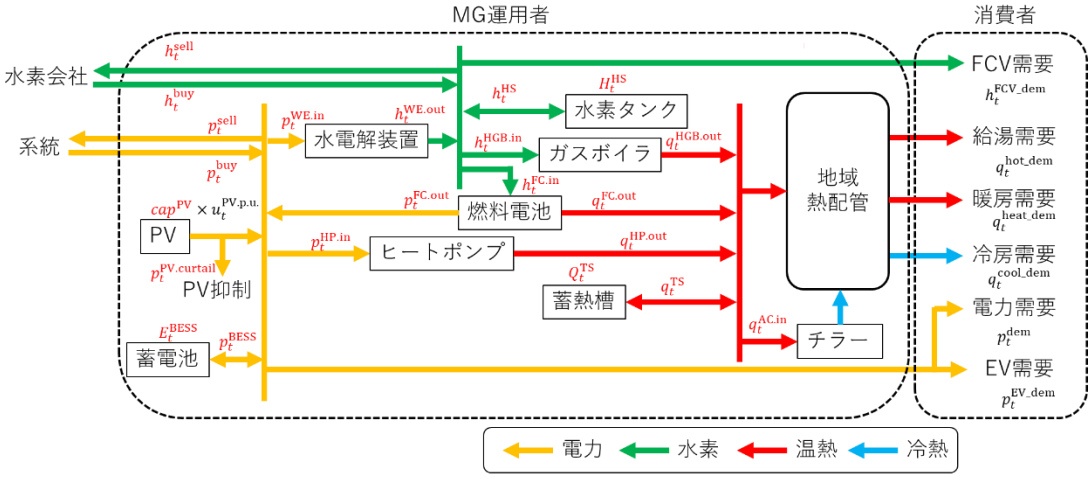
図 2.1 に各セクターカップレベルのエネルギーフロー図を示す。(a) はレベル 1 のエネルギーフロー図である。MG 運用者は新たに PV と蓄電池を導入することを想定し，給湯・空調需要に対しても電力の形で供給して需要家所有の家電 (給湯器・エアコン) で熱エネルギーに変換する。(b) はレベル 2 のエネルギーフロー図である。MG 運用者は PV と蓄電池に加え，地域熱供給システムを導入する。それに伴い，地域熱配管を敷設し，購入水素から熱を生み出す水素ガスボイラ，電気から熱を生み出すヒートポンプ，温熱から冷熱を生み出す吸収式チラー，熱の形態でエネルギーを貯蔵する蓄熱槽の導入を検討する。(c) はレベル 3 のエネルギーフロー図である。ここでは，レベル 2 の設備に加え，電気から水素を作る水電解装置，水素から電気と熱を作る燃料電池，水素の形態でエネルギーを貯蔵する水素タンクの導入を検討する。いずれのレベルにおいても，MG は外部とのエネルギーのやり取りとして，電力系統との電力売買，水素供給会社からの水素購入が可能となっている。さらにレベル 3 では MG 内で水素製造が可能であるため，水素販売が可能となるモデルを想定している。これらの 3 つのセクターカップリングレベルを検討することで需要形態の多様化による結果の差を検証する。なお，レベル 2，3 においては地域熱配管の敷設を前提としているため，レベル 1 を包含する形でのモデル化となっていないことに留意されたい。



(a)　レベル 1



(b)　レベル 2



(c)　レベル 3

図 2.1　エネルギーフロー図

2.2　セクターカップリングによる系統電力平滑化効果

2.2.1　多段階最適化の目的関数

本項では，MG による系統への貢献を目的とし，系統からの買電電力量積算値 (以下，単に買電量積算) と系統電力の変動量の平均値 (以下，変動量平均) を削減するために必要な MG 内設備の容量設計を行う。ただし，費用をかければ上記指標を完全に 0 にすることが可能であるため，ここでは，総費用に上限を設けたうえで買電量積算と変動量平均のパレート最適解を求める。具体的な手順は次のとおりである。

2.2.1.1　目的関数値上下限評価

次の式 (2.1) (2.2) を目的関数とする最適化問題を解き，両指標の上下界を求める。この上下界は 2.2.1.2 における多目的最適化問題における基準として用いる。

$$\min f_1 = \sum_t p_t^{\mathrm{buy}} \times Time \tag{2.1}$$

$$\min f_2 = \frac{\sum_t \left| \left(p_{t+1}^{\mathrm{buy}} - p_{t+1}^{\mathrm{sell}}\right) - \left(p_t^{\mathrm{buy}} - p_t^{\mathrm{sell}}\right) \right|}{T-1} \tag{2.2}$$

ここで，p_t^{buy}，p_t^{sell}はそれぞれ系統からの買電，売電電力[kW]，添字t $(= 1,2,\cdots,T)$ は時刻，$Time$は時間粒度[h]を表す。

式 (2.1) の最適化問題を解いたのちにその目的関数値を制約条件として引継ぎ式 (2.2) の最適化問題を解いた際と，逆順で解いた際の (f_1, f_2) の値をそれぞれ，$(f_1^{\mathrm{lower}}, f_2^{\mathrm{upper}})$，$(f_1^{\mathrm{upper}}, f_2^{\mathrm{lower}})$ として保存する。

2.2.1.2　パレート最適解の探索

式 (2.3) を目的関数とする多目的最適化問題について，係数αを 0 から 1 まで変化させながら解を求める。

$$\min f = \alpha \times \frac{f_1 - f_1^{\mathrm{lower}}}{f_1^{\mathrm{upper}} - f_1^{\mathrm{lower}}} + (1-\alpha) \times \frac{f_2 - f_2^{\mathrm{lower}}}{f_2^{\mathrm{upper}} - f_2^{\mathrm{lower}}} \tag{2.3}$$

2.2.2 制約式

2.2.2.1 レベル 1 (電力のみ MG)

図 2.1 の(a)のエネルギーフローに従う，電力のみを供給するセクターカップリングレベル 1 の MG を構築するための容量設計問題に関する制約を記述する。

[需給バランス制約]

$$p_t^{\mathrm{buy}} + p_t^{\mathrm{BESS}} + \left(cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} - p_t^{\mathrm{PV.curtail}}\right) = p_t^{\mathrm{dem}} + p_t^{\mathrm{sell}} + p_t^{\mathrm{EV.dem}} + \frac{q_t^{\mathrm{hot.dem}}}{APF^{\mathrm{heater}}} + \frac{q_t^{\mathrm{heat.dem}}}{APF^{\mathrm{air}}} + \frac{q_t^{\mathrm{cool.dem}}}{APF^{\mathrm{air}}} \quad (2.4)$$

$$h_t^{\mathrm{buy}} = h_t^{\mathrm{FCV.dem}} \quad (2.5)$$

ここで，$u_t^{\mathrm{PV.p.u}}$ は PV の定格に対する出力比[p.u.]を，p_t^{dem}，$p_t^{\mathrm{EV.dem}}$，$q_t^{\mathrm{hot.dem}}$，$q_t^{\mathrm{heat.dem}}$，$q_t^{\mathrm{cool.dem}}$，$h_t^{\mathrm{FCV.dem}}$はそれぞれ照明等電力需要，EV 需要，給湯需要，暖房需要，冷房需要[kW]，FCV 需要[Nm³/h]を示す。APF^{heater}，APF^{air}はそれぞれ給湯器，エアコンの通年エネルギー消費効率 (APF) [-]を示す。ここまでは外生変数であり，ここからは決定変数である。p_t^{BESS}は蓄電池の放電電力 (負の場合は充電電力)[kW]，$p_t^{\mathrm{PV.curtail}}$は PV 出力抑制量[kW]，$h_t^{\mathrm{buy}}$は水素購入量[Nm³/h]，$cap^{\mathrm{PV}}$は PV 導入量[kW]を示す。

式 (2.4)，(2.5)は電力，水素の需給バランス式である。熱需要に対しては，家庭内設備を使って供給することを想定し，電力需要に含めている。また，レベル 1 では水素需要に対しては購入水素を用いることが唯一の手段なため，水素購入量は決定変数でありながら外生変数である水素需要に一致することになる。

[エネルギー貯蔵制約]

$$E_{t+1}^{\mathrm{BESS}} = (1 - loss^{\mathrm{BESS}}) \times E_t^{\mathrm{BESS}} - p_t^{\mathrm{BESS}} \times Time \quad (2.6)$$

$$E_1^{\mathrm{BESS}} = E_T^{\mathrm{BESS}} \quad (2.7)$$

ここで，$loss^{\mathrm{BESS}}$は蓄電池の時間経過によるエネルギーロス率[-]を示し，外生変数である。E_t^{BESS}は蓄電池の電力貯蔵量[kWh]を示し，決定変数である。

式 (2.6) は蓄電池の電力貯蔵量の推移を表す式である，本来なら充放電効率を用いて充放電によるロスを表現すべきであるが，本試算ではこれを時間経過によるロスに組み込むこととする。式 (2.7) は貯蔵量の終始を一致させる制約である。

[各設備制約]

$$0 \le p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \le cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} \quad (2.8)$$

$$0 \le E_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \quad (2.9)$$

$$-Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \le p_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \quad (2.10)$$

ここで，$crate^{\mathrm{BESS}}$は蓄電池の C レート[h⁻¹]を示す外生変数，Cap^{BESS}は蓄電池の設備導入量[kWh]を示す決定変数である。

[コスト上限制約]

$$cap^{\mathrm{PV}} \times c^{\mathrm{PV}} + Cap^{\mathrm{BESS}} \times c^{\mathrm{BESS}} + Cost^{air} + Cost^{\mathrm{heater}} + \sum_{t} \left(c_t^{\mathrm{p.buy}} \times p_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{p.sell}} \times p_t^{\mathrm{sell}} \right) \times Time \leq Cost^{\mathrm{base}} \quad (2.11)$$

ここで，c^{PV}，C^{BESS}はそれぞれ PV の単位量当たりの導入量単価[JPY/kW]，蓄電池の単位量当たりの導入量単価[JPY/kWh]を，$Cost^{\mathrm{air}}$，$Cost^{\mathrm{heater}}$はそれぞれエアコン，給湯器の設置コスト[JPY]，$c_t^{\mathrm{p.buy}}$，$c_t^{\mathrm{p.sell}}$はそれぞれ買売電量単価[JPY/kWh]，$Cost^{\mathrm{base}}$はコスト上限[JPY]を示す。これらは外生変数である。

式 (2.11) はコスト上限を表す制約式である。コストを度外視して単純に目的関数を小さくする最小化問題を解くと，例えば莫大な容量の蓄電池を導入して目的関数値をゼロにすることが可能となる。この式は外生的に予算を与え，同一予算内でセクターカップリング効果を評価するための制約式である。

2.2.2.2　レベル 2 (電力・熱統合 MG)

図 2.1 の(b)のエネルギーフローに従う，レベル 2 の MG 構築における容量設計問題の制約条件を記載する。2.2.2.1 と同様の制約式もあるが，それらも含め記述する。

[需給バランス制約]

$$p_t^{\mathrm{buy}} + p_t^{\mathrm{BESS}} + \left(cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} - p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \right) = p_t^{\mathrm{dem}} + p_t^{\mathrm{sell}} + p_t^{\mathrm{EV.dem}} + p_t^{\mathrm{HP.in}} \quad (2.12)$$

$$q_t^{\mathrm{HP.out}} + q_t^{\mathrm{HGB.out}} + q_t^{\mathrm{TS}} = q_t^{\mathrm{hot.dem}} + q_t^{\mathrm{heat.dem}} + q_t^{\mathrm{AC.in}} \quad (2.13)$$

$$q_t^{\mathrm{AC.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{AC}} = q_t^{\mathrm{cool}} \quad (2.14)$$

$$h_t^{\mathrm{buy}} = h_t^{\mathrm{FCV.dem}} + h_t^{\mathrm{HGB.in}} \quad (2.15)$$

ここで，$\varepsilon^{\mathrm{AC}}$は吸収式チラー冷凍機の効率[-]を示す外生変数である。$p_t^{\mathrm{HP.in}}$，$q_t^{\mathrm{HP.out}}$はそれぞれヒートポンプの電気入力，熱出力[kW]を，$q_t^{\mathrm{HGB.out}}$，$h_t^{\mathrm{HGB.in}}$はそれぞれ水素ガスボイラの熱出力[kW]，水素入力[Nm^3/h]を，q_t^{TS}は蓄熱槽の放熱 (負の場合は蓄熱) [kW]，$q_t^{\mathrm{AC.in}}$はチラーの熱入力[kW]を示し，これらは決定変数である。

式 (2.12) ― (2.15) はそれぞれ電力，温熱，冷熱，水素の需給バランス制約を示す。レベル 1 では熱需要も電力の形で供給していたが，地域熱配管の敷設により熱も MG 運用者が制御可能となる。それを表現するための制約式である。

[エネルギー貯蔵制約]

$$E_{t+1}^{\mathrm{BESS}} = (1 - loss^{\mathrm{BESS}}) \times E_t^{\mathrm{BESS}} - p_t^{\mathrm{BESS}} \times Time \quad (2.16)$$

$$E_1^{\mathrm{BESS}} = E_T^{\mathrm{BESS}} \quad (2.17)$$

$$Q_{t+1}^{\mathrm{TS}} = (1 - loss^{\mathrm{TS}}) \times Q_t^{\mathrm{TS}} - q_t^{\mathrm{TS}} \times Time \quad (2.18)$$

$$Q_1^{\mathrm{TS}} = Q_T^{\mathrm{TS}} \quad (2.19)$$

ここで，$loss^{\mathrm{TS}}$は蓄熱槽の時間経過によるエネルギーロス率[-]を示し，外生変数である。Q_t^{TS}は蓄熱槽の熱貯蔵量[kWh]を示し，決定変数である。

[各設備制約]

$$0 \leq p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \leq cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} \quad (2.20)$$

$$0 \le E_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \tag{2.21}$$

$$-Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \le p_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \tag{2.22}$$

$$p_t^{\mathrm{HP.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{HP}} = q_t^{\mathrm{HP.out}} \tag{2.23}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{HP.in}} \le cap^{\mathrm{HP}} \tag{2.24}$$

$$0 \le Q_t^{\mathrm{TS}} \le Cap^{\mathrm{TS}} \tag{2.25}$$

$$0 \le q_t^{\mathrm{AC.in}} \le cap^{\mathrm{AC}} \tag{2.26}$$

$$h_t^{\mathrm{HGB.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{HGB}} = q_t^{\mathrm{HGB.out}} \tag{2.27}$$

$$0 \le q_t^{\mathrm{HGB.out}} \le cap^{\mathrm{HGB}} \tag{2.28}$$

ここで，$\varepsilon^{\mathrm{HP}}$，$\varepsilon^{\mathrm{HGB}}$はそれぞれヒートポンプ効率[-]，水素ガスボイラ効率[kWh/Nm³]を示し，これらは外生変数である。cap^{HP}，Cap^{TS}，cap^{AC}，cap^{HGB}はそれぞれヒートポンプ容量[kW]，蓄熱槽容量[kWh]，チラー容量[kW]，水素ガスボイラ容量[kW]を示し，これらは決定変数である。

[コスト上限制約]

$$\begin{aligned} &cap^{\mathrm{PV}} \times c^{\mathrm{PV}} + Cap^{\mathrm{BESS}} \times c^{\mathrm{BESS}} + cap^{\mathrm{HP}} \times c^{\mathrm{HP}} + cap^{\mathrm{AC}} \times c^{\mathrm{AC}} + cap^{\mathrm{HGB}} \times c^{\mathrm{HGB}} \\ &+Cap^{\mathrm{TS}} \times C^{\mathrm{TS}} + C^{\mathrm{DHC}} + \sum_t \left(c_t^{\mathrm{p.buy}} \times p_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{p.sell}} \times p_t^{\mathrm{sell}}\right) \times Time \\ &+ \sum_t \left(c_t^{\mathrm{h.buy}} \times h_t^{\mathrm{buy}}\right) \times Time \le Cost^{\mathrm{base}} \end{aligned} \tag{2.29}$$

ここで，c^{HP}，c^{AC}，c^{HGB}，C^{TS}はそれぞれヒートポンプの単位量当たりの導入量単価[JPY/kW]，チラーの単位量当たりの導入量単価[JPY/kW]を，水素ガスボイラの単位当たりの導入単価[JPY/kW]，蓄熱槽の単位量当たりの導入単価[JPY/kWh]を，C^{DHC}はそれぞれ地域熱配管の敷設コスト[JPY]，$c_t^{\mathrm{h.buy}}$はそれぞれ買水素単価[JPY/Nm³]を示す。これらは外生変数である。

2.2.2.3　レベル 3 (電力・熱・水素統合 MG)

図 2.1 の(c)のエネルギーフローに従う，レベル 3 の MG 構築における容量設計問題の制約条件を記載する。2.2.2.1，2.2.2.2 と同様の制約式もあるが，それらも含め記載する。

[需給バランス制約]

$$\begin{aligned} &p_t^{\mathrm{buy}} + p_t^{\mathrm{BESS}} + \left(cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} - p_t^{\mathrm{PV.curtail}}\right) + p_t^{\mathrm{FC.out}} \\ &= p_t^{\mathrm{dem}} + p_t^{\mathrm{sell}} + p_t^{\mathrm{EV.dem}} + p_t^{\mathrm{HP.in}} + p_t^{\mathrm{WE.in}} \end{aligned} \tag{2.30}$$

$$q_t^{\mathrm{HP.out}} + q_t^{\mathrm{HGB.out}} + q_t^{\mathrm{FC.out}} + q_t^{\mathrm{TS}} = q_t^{\mathrm{hot.dem}} + q_t^{\mathrm{heat.dem}} + q_t^{\mathrm{AC.in}} \tag{2.31}$$

$$q_t^{\mathrm{AC.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{AC}} = q_t^{\mathrm{cool}} \tag{2.32}$$

$$h_t^{\mathrm{buy}} + h_t^{\mathrm{HS}} + h_t^{\mathrm{WE.out}} = h_t^{\mathrm{FCV.dem}} + h_t^{\mathrm{sell}} + h_t^{\mathrm{FC.in}} + h_t^{\mathrm{HGB.in}} \tag{2.33}$$

ここで，$p_t^{\mathrm{WE.in}}$，$h_t^{\mathrm{WE.out}}$はそれぞれ水電解装置の電気入力[kW]，水素出力[Nm³/h]を，$h_t^{\mathrm{FC.in}}$，$q_t^{\mathrm{FC.out}}$，$p_t^{\mathrm{FC.out}}$は燃料電池の水素入力[Nm³/h]，熱出力[kW]，電気入力[kW]を，h_t^{HS}は水素タンクの水素放出量[Nm³/h]を示す。

[エネルギー貯蔵制約]

$$E_{t+1}^{\mathrm{BESS}} = (1 - loss^{\mathrm{BESS}}) \times E_t^{\mathrm{BESS}} - p_t^{\mathrm{BESS}} \times Time \tag{2.34}$$

$$E_1^{\mathrm{BESS}} = E_T^{\mathrm{BESS}} \tag{2.35}$$
$$Q_{t+1}^{\mathrm{TS}} = (1 - loss^{\mathrm{TS}}) \times Q_t^{\mathrm{TS}} - q_t^{\mathrm{TS}} \times Time \tag{2.36}$$
$$Q_1^{\mathrm{TS}} = Q_T^{\mathrm{TS}} \tag{2.37}$$
$$H_{t+1}^{\mathrm{HS}} = (1 - loss^{\mathrm{HS}}) \times H_t^{\mathrm{HS}} - h_t^{\mathrm{HS}} \times Time \tag{2.38}$$
$$H_1^{\mathrm{HS}} = H_T^{\mathrm{HS}} \tag{2.39}$$

ここで，$loss^{\mathrm{HS}}$は水素タンクの時間経過によるエネルギーロス率[-]を示し，外生変数である。H_t^{HS}は水素タンクの水素貯蔵量[Nm³]を示し，決定変数である。

[各設備制約]

$$0 \le p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \le cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} \tag{2.40}$$
$$0 \le E_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \tag{2.41}$$
$$-Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \le p_t^{\mathrm{BESS}} \le Cap^{\mathrm{BESS}} \times crate^{\mathrm{BESS}} \tag{2.42}$$
$$p_t^{\mathrm{HP.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{HP}} = q_t^{\mathrm{HP.out}} \tag{2.43}$$
$$0 \le p_t^{\mathrm{HP.in}} \le cap^{\mathrm{HP}} \tag{2.44}$$
$$0 \le Q_t^{\mathrm{TS}} \le Cap^{\mathrm{TS}} \tag{2.45}$$
$$0 \le q_t^{\mathrm{AC.in}} \le cap^{\mathrm{AC}} \tag{2.46}$$
$$p_t^{\mathrm{WE.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{WE}} = h_t^{\mathrm{WE.out}} \tag{2.47}$$
$$0 \le p_t^{\mathrm{WE.in}} \le cap^{\mathrm{WE}} \tag{2.48}$$
$$h_t^{\mathrm{HGB.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{HGB}} = q_t^{\mathrm{HGB.out}} \tag{2.49}$$
$$0 \le q_t^{\mathrm{HGB.out}} \le cap^{\mathrm{HGB}} \tag{2.50}$$
$$h_t^{\mathrm{FC.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{FC}} = p_t^{\mathrm{FC.out}} \tag{2.51}$$
$$p_t^{\mathrm{FC.out}} \times \lambda^{\mathrm{FC}} = q_t^{\mathrm{FC.out}} \tag{2.52}$$
$$0 \le p_t^{\mathrm{FC.out}} \le cap^{\mathrm{FC}} \tag{2.53}$$
$$0 \le H_t^{\mathrm{HS}} \le Cap^{\mathrm{HS}} \tag{2.54}$$

ここで，$\varepsilon^{\mathrm{WE}}$は水電解装置効率[Nm³/kWh]を，$\varepsilon^{\mathrm{FC}}$，$\lambda^{\mathrm{FC}}$はそれぞれ燃料電池の発電効率[kWh/Nm³]，電熱比[-]を示し，これらは外生変数である。cap^{WE}，cap^{FC}，Cap^{HS}はそれぞれ水電解装置容量[kW]，燃料電池容量[kW]，水素タンク容量[Nm³]を示すし，これらは決定変数である。

[コスト上限制約]

$$\begin{aligned} &cap^{\mathrm{PV}} \times c^{\mathrm{PV}} + Cap^{\mathrm{BESS}} \times c^{\mathrm{BESS}} + cap^{\mathrm{HP}} \times c^{\mathrm{HP}} + cap^{\mathrm{AC}} \times c^{\mathrm{AC}} + cap^{\mathrm{HGB}} \times c^{\mathrm{HGB}} \\ &+cap^{\mathrm{WE}} \times c^{\mathrm{WE}} + cap^{\mathrm{FC}} \times c^{\mathrm{FC}} + Cap^{\mathrm{TS}} \times C^{\mathrm{TS}} + Cap^{\mathrm{HS}} \times C^{\mathrm{HS}} + C^{\mathrm{DHC}} \\ &+\sum_t \left(c_t^{\mathrm{p.buy}} \times p_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{p.sell}} \times p_t^{\mathrm{sell}}\right) \times Time \\ &+\sum_t \left(c_t^{\mathrm{h.buy}} \times h_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{h.sell}} \times h_t^{\mathrm{sell}}\right) \times Time \le Cost^{\mathrm{base}} \end{aligned} \tag{2.55}$$

ここで，c^{WE}，c^{FC}，C^{HS}はそれぞれ水電解装置の単位量当たりの導入量単価[JPY/kW]，燃料電池の単位量当たりの導入量単価[JPY/kW]を，水素タンクの単位当たりの導入単価[JPY/Nm³]，$c_t^{\mathrm{h.sell}}$はそれぞれ売水素単価[JPY/Nm³]を示す。これらは外生変数である

2.2.3 数値試算

2.2.3.1 試算条件

本論文では 500 軒の一般家庭群を供給対象に MG を構築する。季節性を考慮した MG 構成設備の容量設計を行うため，PV 出力，モビリティ，給湯，空調，照明等電力の需要の年間データを次の要領で用意した。

PV 出力には，NEDO が群馬県太田市で実測した 1 秒値データ[22]を 30 分平均値に換算して使用した。この操作により得られた全データを最大値で除することで正規化した。各日で平均をとり並べたものを図 2.2 に示す。

モビリティ需要は，[23][24]より，500 軒の家庭に対して 600 台の乗用車が所有されていると仮定した。CN の先の脱炭素社会であるため，600 台のうち 500 台が EV，100 台が FCV であり，ガソリン車は考慮しないものとした。[25]より平日と休日の EV 需要カーブを図 2.3 のように作成した。FCV 用の水素需要 (日量) はトヨタ自動車の MIRAI の値を参考に想定し，水素ステーションに 1 日 1 回 222.7[Nm^3]の水素を供給することを想定している。

給湯需要は，[26]より夏と冬の平休日の需要データを作成し，[27]を参考にこれらをそれぞれ 8 月と 1 月に当てはめ，それぞれの時刻ごとに残りの月を線形補間し作成した。各日で平均をとり 1 年間分並べたものを図 2.4 に，夏冬の平休日の 4 パターンを図 2.5 に示す。(a)が夏，(b)が冬の平休日の需要カーブである。

空調需要は，[28][29]を参考に作成した。図 2.6(a)が暖房，図 2.6(b)が冷房の年間需要，図 2.7(a)が暖房，図 2.7(b)が冷房の代表日の需要である。なお，これらの熱需要は月替わりのタイミングで不連続に変化しているが，この変動の大きさは日間や週間の需要変動程度のものであり，結果への影響は限定的である。照明等電力需要は年間で大きな差はないとし，[22]の電力需要のうち，空調需要が少ないと考えられる 6 月のものを使用した。

[30][31]より，これらの需要をスケーリングしたうえで，各月の需要に平均 1，標準偏差 0.05 の正規乱数を乗ずることで簡易的に日間差を表現している。これらの操作によって作成した需要の特徴値を表 2.1 にまとめる。試算における時間粒度は 30 分 ($Time = 0.5$) であり，試算期間は 1 年間 ($T = 8760/Time$) である。脱炭素社会においては，PV が大量に導入され，夕暮れ時に正味電力が大きくなるいわゆるダックカーブ現象がより顕著になるものと想定した。買電料金はこれに合わせて 0:00-9:00 が 40[JPY/kWh]，9:00-18:00 が 30[JPY/kWh]，18:00-24:00 が 50[JPY/kWh]という買電料金を設定し，売電料金はそれぞれの時間帯で買電料金の 10%に設定した。水素の購入単価は一律 100[JPY/Nm^3]，販売単価は 20[JPY/Nm^3]とした。これらの価格設定には根拠はなく，買価格が売価格より高くなっており，不合理な関係になっていないことが重要である。各設備情報を表 2.2 に示す。これらの値は[32]-[41]を参考に設定した。各設備コストは稼働年数で除することで 1 年あたりのコストとして記載しており，この計算に用いた稼働年数も最右列に記載する。蓄電池，蓄熱槽，水素タンクの効率は時間経過によるエネルギーロス率で近似的に模擬している。なお，蓄電池の C レートは 1.0[h^{-1}]とした。

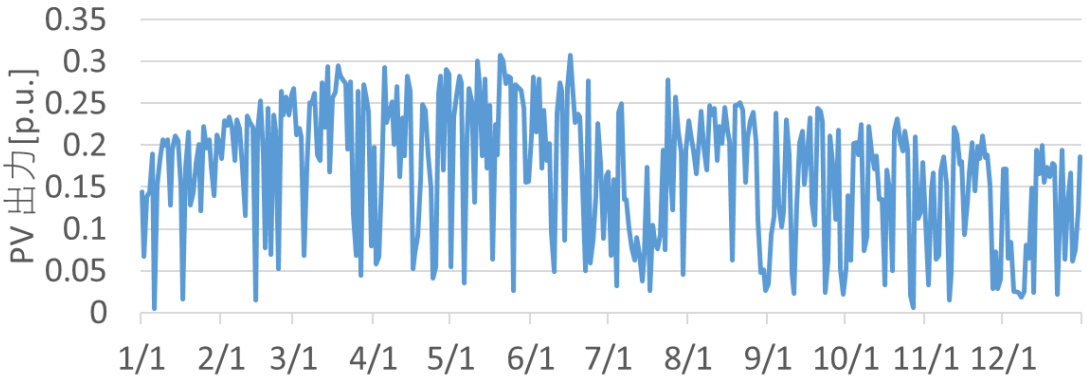


図 2.2　年間 PV 出力データ

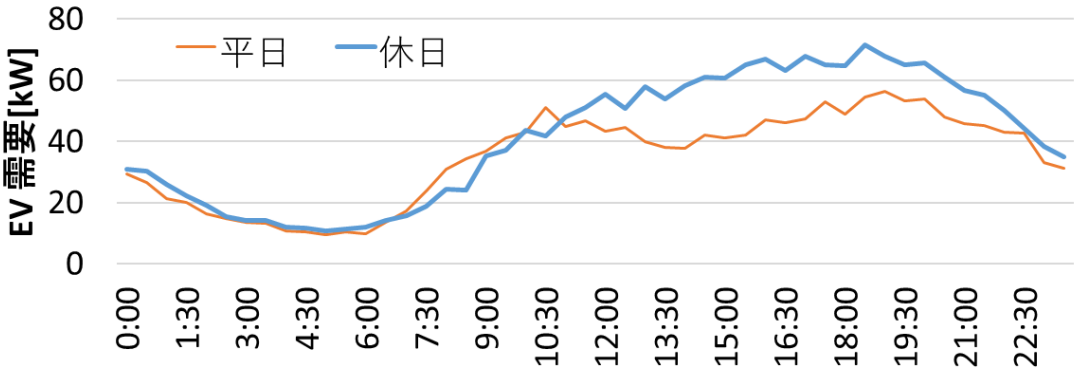


図 2.3　日間 EV 需要

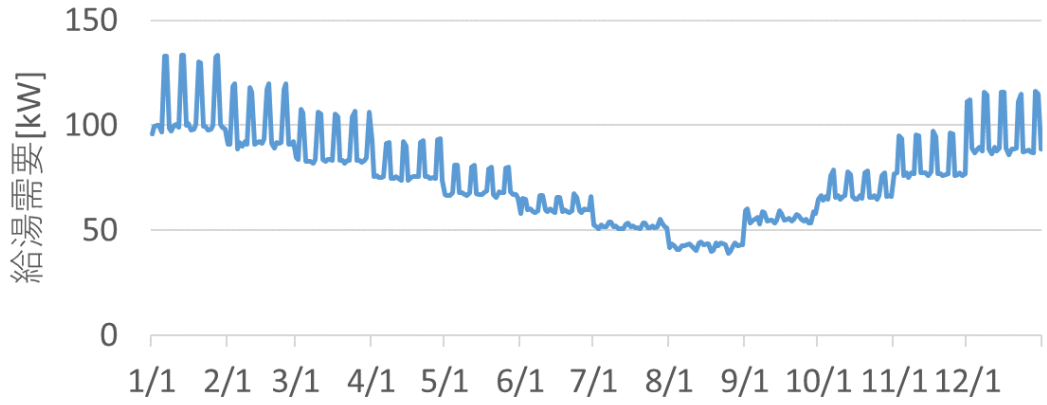
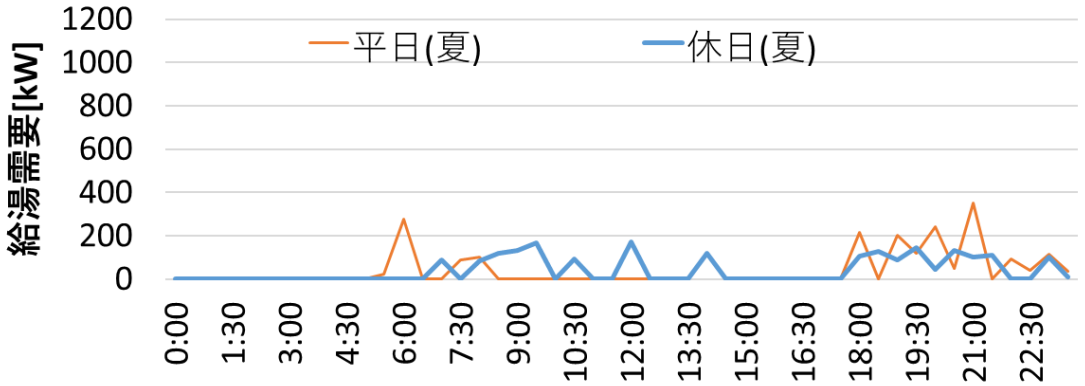
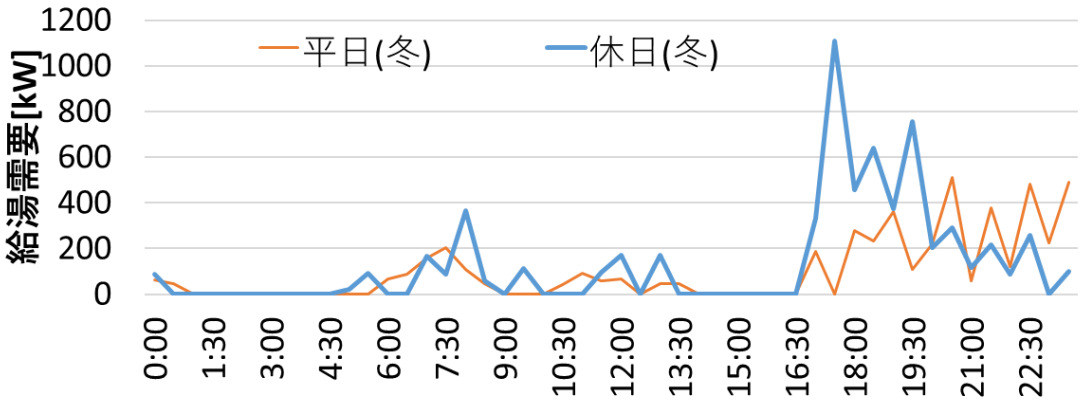


図 2.4　年間給湯需要

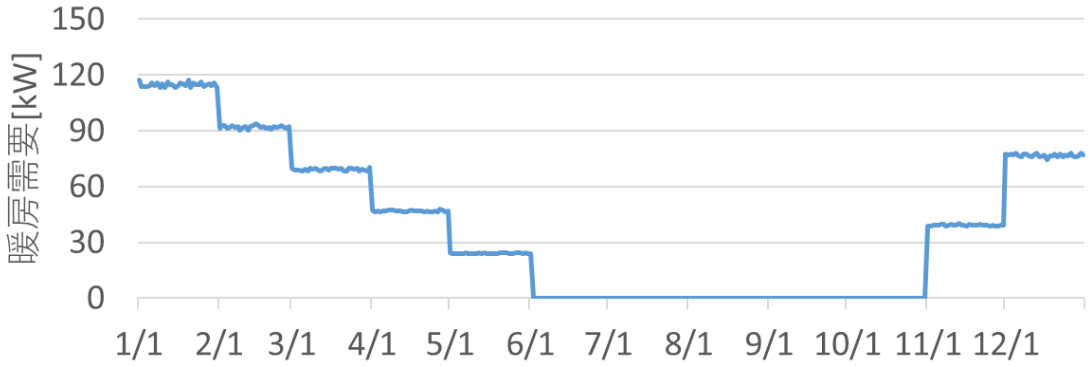


(a)　給湯需要 (夏)

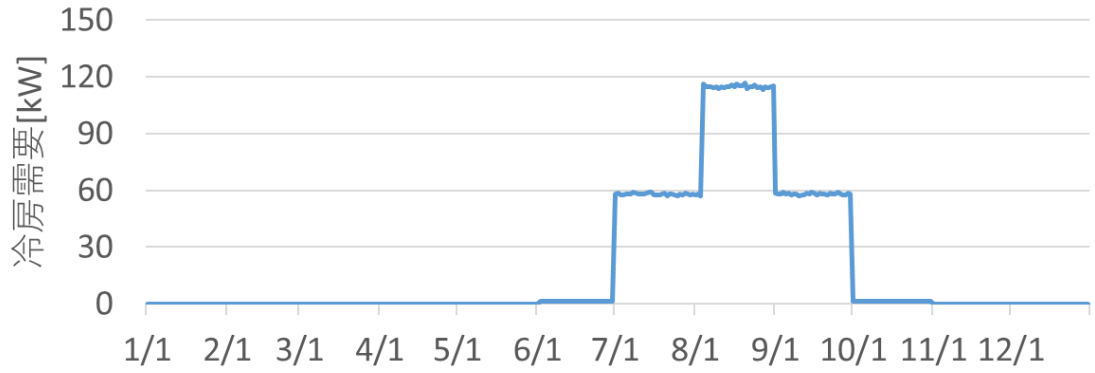


(b)　給湯需要 (冬)

図 2.5　日間給湯需要

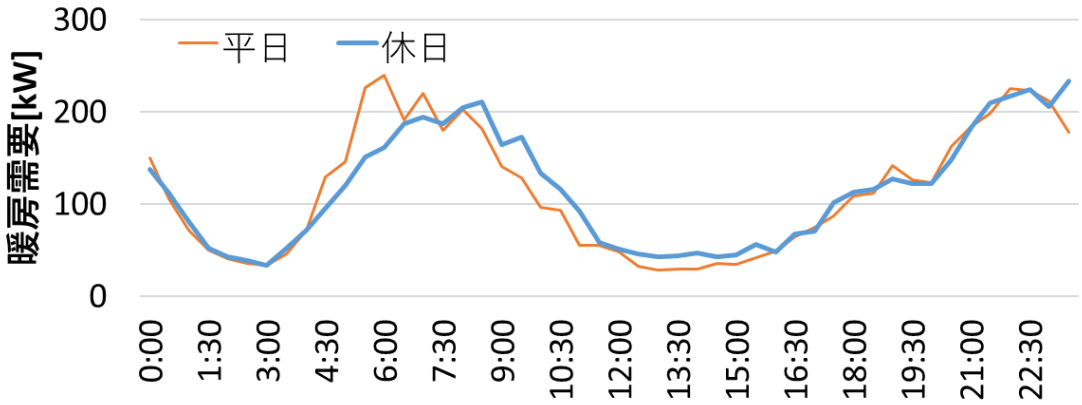


(a)　暖房需要

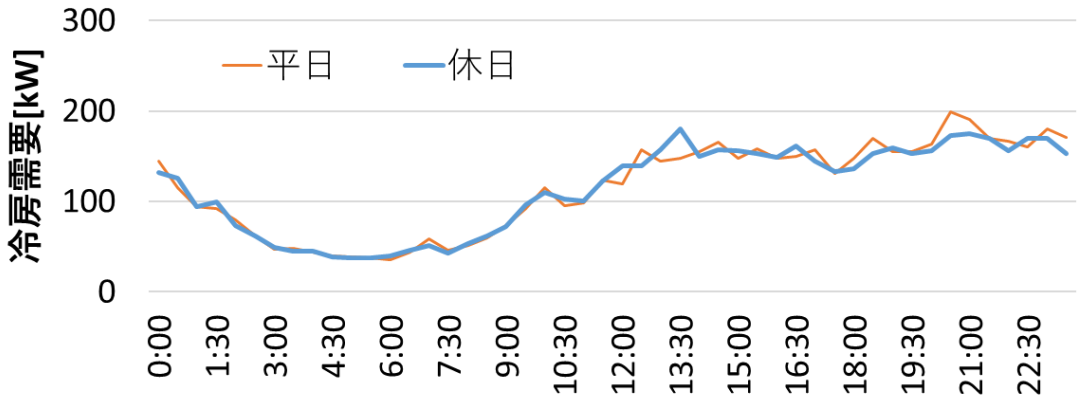


(b)　冷房需要

図 2.6　年間空調需要データ



(a)　暖房需要



(b)　冷房需要

図 2.7　日間空調需要データ

表 2.1　電力需要データ特徴量

需要種別	年間合計値[MWh]	変動量平均値[kW/30min]	平均値[kW]
EV	320.0	3.1	36.5
給湯	659.9	69.3	75.3
暖房	336.3	6.1	38.4
冷房	168.5	2.0	19.2
照明等	776.5	6.7	88.6

表 2.2　各種設備情報

	効率	単位	設備コスト	単位	稼働年数[年]
PV			13,300	[JPY/kW]	20
蓄電池	0.100	[/month]	6,000	[JPY/kWh]	15
エアコン	8.000	[-]	9,000,000	[JPY/500 軒]	10
給湯器	4.000	[-]	6,666,667	[JPY/500 軒]	15
地域熱配管			34,500,000	[JPY]	40
ヒートポンプ	5.000	[-]	64,286	[JPY/kW]	7
チラー	1.200	[-]	40,000	[JPY/kW]	10
蓄熱槽	0.025	[/day]	4,067	[JPY/kWh]	15
水素ガスボイラ	3.600	[kWh/Nm^3]	1,000	[JPY/kW]	10
水電解装置	0.200	[Nm^3/kWh]	5,200	[JPY/kW]	15
水素タンク	0.000	[/day]	353	[JPY/ Nm^3]	15
燃料電池	1.300	[kWh/Nm^3]	4,000	[JPY/kW]	30

2.2.3.2　セクターカップリング効果

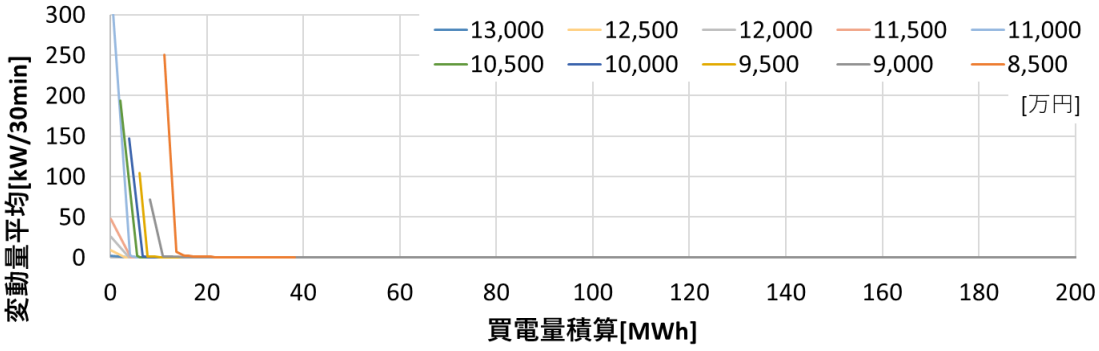
最初に，電気エネルギーと熱エネルギーのセクターカップリング効果について比較する。レベル 1 とレベル 2 で得られたパレート最適解を図 2.8 に示す。横軸は買電量積算[MWh]，縦軸は変動量平均[kW/30min]である。MG を構築しない場合，総コストはおよそ 7,700 万円であり，このコストと，想定するコスト上限との差は，MG の構築と運用に伴う追加コストとみなすことができる。両レベルにおいて，上限コストをあげることによってパレート最適解が原点方向に推移している。言い換えれば，使用可能なコストが大きいほど電力系統への貢献度が大きくなる。MG を構築せずに必要な電力を系統から直接購入する場合，購入電力の合計は 1,324.6[MWh]となる。つまり，MG を構築することで送電網全体への依存度を大きく軽減することができる。一方で，MG を構築しない場合の変動量平均は 20.7[kW/30min]である。つまり，レベル 1 とレベル 2 の MG の構築は残余需要の変動の抑制への寄与は小さいといえる。

コスト上限が小さい場合には，レベル 2 よりもレベル 1 の方が買電量積算を削減できる。この理由を明らかにするため，変動量平均を 10[kW/30min]以下となるように制約条件を追加し，式(2.1)の目的関数を用いた試算を行った。その結果を図 2.9 に示す。積み上げグラフで示すコストの内訳を第 1 縦軸に，目的関数値である買電量積算を第 2 縦軸にとっている。コスト上限が 9,500 万円の場合，買電量積算はレベル 1 で 6,808.8[kWh]，レベル 2 で 38,059.6[kWh]となった。レベル 1 では PV と蓄電池をバランスよく導入することで，変動量平均を抑えながら買電量積算を削減している。しかしレベル 2 では，地域熱配管の敷設に一定のコストがかかってしまっている様子

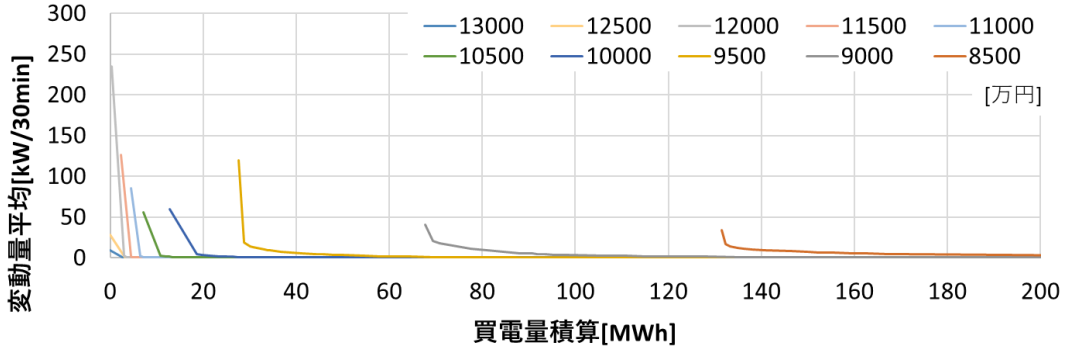
が確認できる。残りの予算が少なくなってしまうため，蓄電池の導入にかけるコストが限られる。蓄電池の容量が小さいと，PV の変動を抑えられないため十分な容量の PV を導入することができない。その結果，レベル 2 では MG 内での発電量がレベル 1 より小さくなり，買電量積算を効率的に削減できない。一方，コスト上限が 1 億 3,000 万円の場合，レベル 1 で買電量積算が 0.0[kWh], レベル 2 で 243.2[kWh]となる。レベル 2 の蓄電池導入量はレベル 1 より小さいが，PV 導入量はそれほど差異がない。にもかかわらず PV の変動を抑えつつ，ある程度の買電量積算を削減できているのは PV 余剰電力の一部をヒートポンプで熱に変換できるためである。

ここまでは買電量積算方向についてみてきたが変動量平均についても着目する。図 2.10 は図 2.8 を縦軸方向に拡大したグラフである。レベル 1 の方が変動量平均が小さいことがわかる。この理由を明らかにするため，買電量積算を 10[MWh]以下となるように制約条件を追加し，式 (2.2) の目的関数で試算行った結果を図 2.11 に示す。コスト上限が 1 億 500 万円の場合，変動量平均がレベル 1 で 0.28[kW/30min]，レベル 2 で 5.93[kW/30min]である。買電量積算の制約を満たすには一定容量の PV を導入する必要があり，これは変動量平均の増加につながる。レベル 1 では十分な容量の蓄電池が導入され，変動量平均を抑えることができている。一方でレベル 2 では地域熱配管の敷設コストがかさみ，蓄電池容量が小さくなり，変動量平均が大きくなってしまっている。コスト上限が 1 億 3,000 万円の場合，レベル 1 と 2 の変動量平均はそれぞれ 0.09, 0.08[kW/30min]で，差は小さいもののレベル 2 の方が変動量平均を削減できている。十分な予算がある場合には十分な大きさの蓄電池を導入できる。さらに，レベル 1 では熱需要の変動がそのまま電力需要の変動として現れるのに対し，レベル 2 では熱需要の変動の一部を水素ガスボイラや蓄熱槽で補償できるためである。その結果，補償すべき電力需要の変動はレベル 2 の方が小さくなる傾向がある。

以上の結果と考察から，MG 構築における電力と熱のセクターカップリングは，特に地域熱配管敷設に大きなコストを要するが，潤沢な予算を用意することができれば，買電量積算と変動量平均の両指標において電力系統への貢献度が向上する可能性があると結論付けられる。



(a)　レベル 1



(b)　レベル 2

図 2.8　パレート最適解

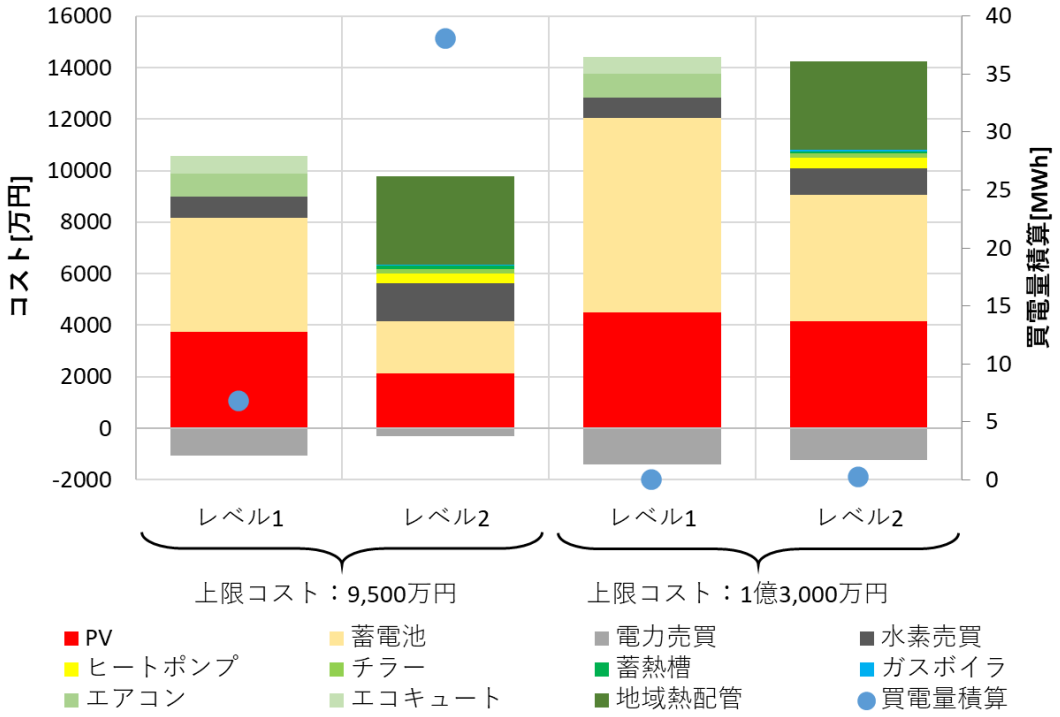
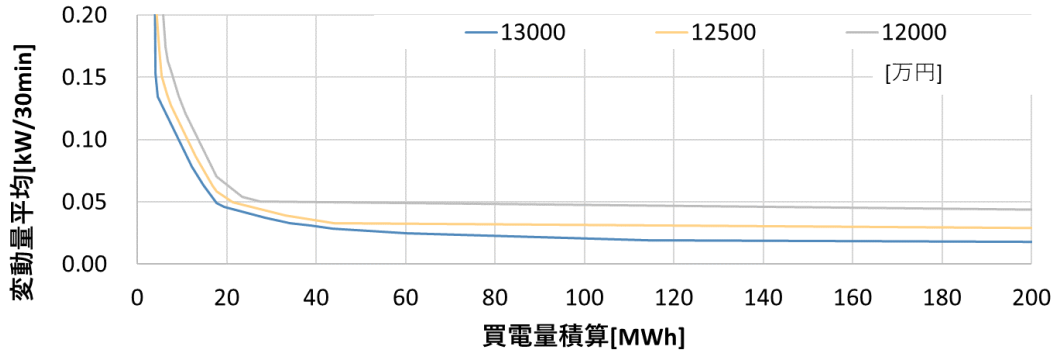
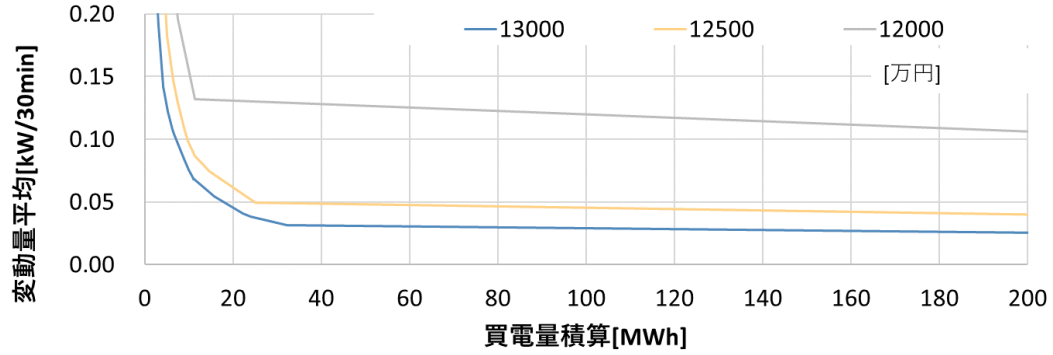


図 2.9　コスト内訳比較 (変動量平均上限：10[kW/30min])



(a)　レベル 1



(b)　レベル 2

図 2.10　パレート最適解 (縦軸方向拡大)

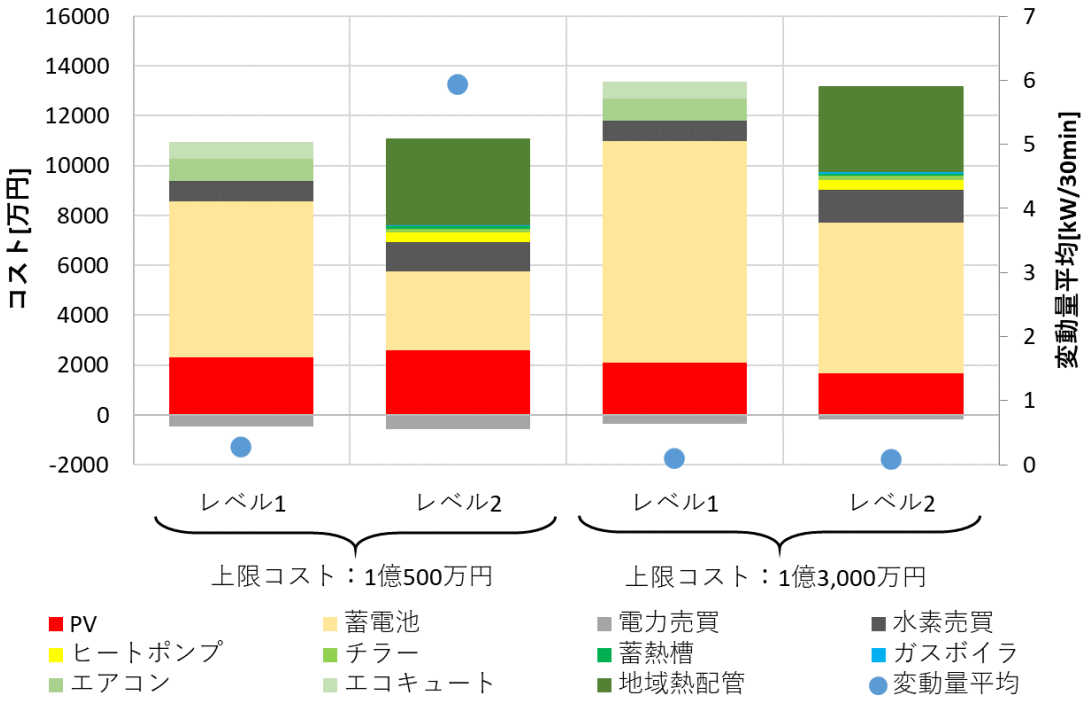


図 2.11　コスト内訳比較 (買電量積算上限：10[MWh])

ここから，水素エネルギーとのセクターカップリング効果について比較する。レベル 3 においては，上限コストが 8,500 万円の段階ですでに買電量積算も変動量平均もともにゼロにできた。つまり，水素エネルギーとのセクターカップリングは電力システムへの貢献と MG 構築の経済性において大きな可能性を秘めているといえる。図 2.12 はレベル 1 から 3 のコスト内訳を並べたものである。ここで，レベル 1 とレベル 2 は図 2.11 と同じ結果である。レベル 3 では PV の余剰電力から水素を製造し，水素で貯蔵する選択肢が増えて蓄電池導入量が大幅に削減されている。また，PV 出力不足の一部を燃料電池からの発電により補うことができるため，PV 容量も小さくなっている。レベル 2 でも熱とのセクターカップリングによって同様の改善が実現されているが，蓄熱槽からのロス率が高いこと，熱から電気に戻すフローを考慮していないことからその効果は限定的であるといえる。電気と水素の双方向のエネルギー変換は，本試算の評価指標の改善に貢献するといえる。

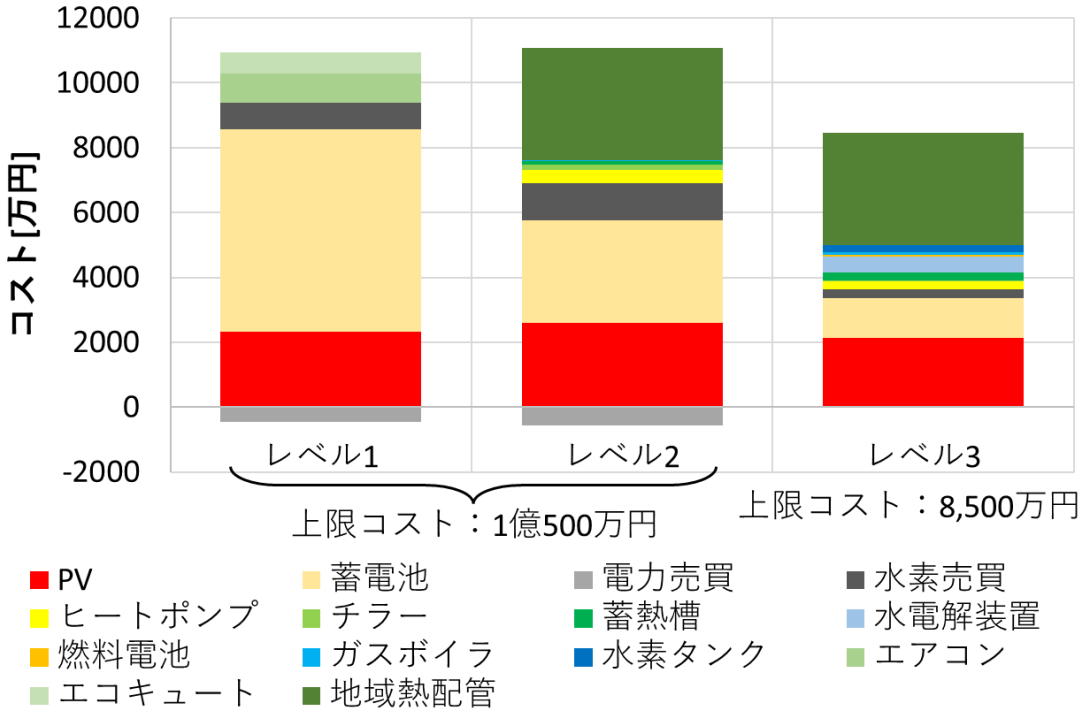


図 2.12　レベル 1 から 3 のコスト内訳比較

以上の試算比較により，電力系統への貢献を目的とした MG の構築においては，熱供給設備だけでなく水素設備も導入することが優位であることが示された。電力と熱のセクターカップリングの場合，予算が比較的小さいと地域熱配管の敷設コストの負担が大きく，電力系統への貢献効果の改善が見られない。購入電力を削減する場合には，PV を大量に導入すればいいが，系統電力の変動も抑えたい場合は PV と蓄電池をバランスよく導入する必要がある。PV を導入するとその余剰電力が系統に流れ，逆潮流や系統電力の変動につながるためである。また，地域熱配管の敷設コストがかかる場合は，これらの設備をバランスよく大量に導入することは困難となる。しかし，水素設備を導入すれば，水素製造による需要の創出により余剰電力を消費，エネルギーを貯蔵・利用・販売するという選択肢が増え，コストをかけずに系統電力に影響を与えない MG を構築することができる。以上の結果から，電力系統の安定化に貢献するためには余剰電力を系統に買電する以外の選択肢，例えば PV 出力抑制や熱廃棄など一般的に経済効率，エネルギー効率の観点からは望ましくない選択肢を受け入れることが重要である。中でも水素は，製造するだけでなく貯蔵後再度電力に戻すことも可能であり，エネルギー効率的にも受容性が高いといえる。

2.3　需給調整力確保に伴う追加コスト

2.2 節では，MG による系統への貢献を目的とし，系統からの買電量積算と変動量平均を削減するために必要な MG 内設備の容量設計を行い，電力・熱・水素の統合の度合い，すなわちどのセクターカップリングレベルが経済的に MG を構築できるかを数値試算により比較した。その結果，レベル 3，つまり電力・熱・水素を統合した MG が優位であることを示した。この試算では，残余需要の平滑化により系統に悪影響を与えない，いわば保守的な観点での系統貢献を目的としてきた。しかし，RES 比率が上昇するにつれて調整力の確保が困難になってきていることは前述のとおりである。そこで本節では，残余需要の平滑化を前提に，系統に供給する調整力を確保する，いわば積極的な系統貢献を担う MG を構築する際にどれだけの追加コストが生じるのかを評価する。 なお，2.2 節においてレベル 3 の MG が優位であることを示したため，ここではレベル 3 の MG のみを対象に試算を行う。

2.3.1　目的関数

本節では，系統電力安定化に貢献する MG を構築する際に係るコストを式 (2.56) で定義する年間コストの最小化を目的関数とする最適化問題を解くことにより評価する。この式は式 (2.55) の左辺と一致する。

$$\begin{aligned}\min f = {} & cap^{\mathrm{PV}} \times c^{\mathrm{PV}} + Cap^{\mathrm{BESS}} \times c^{\mathrm{BESS}} + cap^{\mathrm{HP}} \times c^{\mathrm{HP}} + cap^{\mathrm{AC}} \times c^{\mathrm{AC}} + cap^{\mathrm{HGB}} \times c^{\mathrm{HGB}} \\ & + cap^{\mathrm{WE}} \times c^{\mathrm{WE}} + cap^{\mathrm{FC}} \times c^{\mathrm{FC}} + Cap^{\mathrm{TS}} \times C^{\mathrm{TS}} + Cap^{\mathrm{HS}} \times C^{\mathrm{HS}} + C^{\mathrm{DHC}} \\ & + \sum_t \left(c_t^{\mathrm{p.buy}} \times p_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{p.sell}} \times p_t^{\mathrm{sell}} \right) \times Time \\ & + \sum_t \left(c_t^{\mathrm{h.buy}} \times h_t^{\mathrm{buy}} - c_t^{\mathrm{h.sell}} \times h_t^{\mathrm{sell}} \right) \times Time \end{aligned} \tag{2.56}$$

2.3.2 制約式

基本的には2.2.2.3での制約式と同様の制約条件を考慮した容量設計問題であるが，いくつか相違点がある。具体的には熱廃棄と EV 需要のロードシフトの扱いである。セクターカップリングレベルで結果を比較する際には，系統電力の変動を熱廃棄に肩代わりさせ抑制することは熱エネルギーの管理を可能としたレベル 2 と 3 が有利な条件となる。2.2 節ではこれを避けるために熱廃棄は考慮していなかったが，MG をレベル 3 に限定する場合，水素から電気を作る際に副産物として熱が生じ，この熱の収支の関係で燃料電池の利用が制限される可能性がある。エネルギー効率の観点では好ましくないが，ここでは熱廃棄を許容するモデル化に変更する。また，EV は電源に接続されている際には蓄電池のようにとらえることが可能であり，EV を調整力確保に活用することが可能である。ただし本研究においては需要家の積極的なデマンドレスポンスは検討の対象外である。そこで，あくまで需要家に悪影響を与えない範囲での EV 需要を対象としたロードシフトを考慮する。具体的には式 (2.30)，(2.31) で表す電力・熱の需給バランス制約を式 (2.57)，(2.58) に変更し，熱廃棄量の上下限制約，EV ロードシフト制約を追加する。これに加えて，外部エネルギー購入量と変動量に関する制約と調整力確保に関する制約を課す。

[需給バランス制約]

$$p_t^{\mathrm{buy}} + p_t^{\mathrm{BESS}} + \left(cap^{\mathrm{PV}} \times u_t^{\mathrm{PV.p.u}} - p_t^{\mathrm{PV.curtail}}\right) + p_t^{\mathrm{FC.out}} = p_t^{\mathrm{dem}} + p_t^{\mathrm{sell}} + \left(p_t^{\mathrm{EV.dem}} + \overleftarrow{p_t^{\mathrm{EV}}}\right) + p_t^{\mathrm{HP.in}} + p_t^{\mathrm{WE.in}} \tag{2.57}$$

$$q_t^{\mathrm{HP.out}} + q_t^{\mathrm{HGB.out}} + q_t^{\mathrm{FC.out}} + q_t^{\mathrm{TS}} = q_t^{\mathrm{hot.dem}} + q_t^{\mathrm{heat.dem}} + q_t^{\mathrm{AC.in}} + q_t^{\mathrm{waste}} \tag{2.58}$$

ここで，q_t^{waste}は熱廃棄量[kW]，$\overleftarrow{p_t^{\mathrm{EV}}}$は EV 需要の増加量[kW]を示す。

[熱廃棄下限制約]

$$0 \le q_t^{\mathrm{waste}} \tag{2.59}$$

[EV ロードシフト制約]

$$\overleftarrow{p_t^{\mathrm{EV}}} = 0, \qquad t \notin \boldsymbol{T}_{\mathbf{EV}} \tag{2.60}$$

$$\sum_t \overleftarrow{p_t^{\mathrm{EV}}} = 0, \qquad t \in \boldsymbol{T}_{\mathbf{EV}} \tag{2.61}$$

$$-\max_{\forall t} p_t^{\mathrm{EV.dem}} \le p_t^{\mathrm{EV.dem}} + \overleftarrow{p_t^{\mathrm{EV}}} \le \max_{\forall t} p_t^{\mathrm{EV.dem}} \tag{2.62}$$

ここで，$\boldsymbol{T}_{\mathbf{EV}}$は EV のロードシフト対象期間を示す。

式 (2.59)−(2.62) は EV の充放電制御に関する制約である。式 (2.60) は EV のロードシフトを許容しない時間帯は EV 需要を変化させないことを保障するものである。式 (2.61) はロードシフトを許容する時間帯の EV 需要増分の積算値がゼロになること，つまりロードシフト許容時間終了時に EV 充電量が増減していないことを保障する制約である。需要家に負担を与えない範囲での EV のロードシフトのみを想定した制約条件である。式 (2.62) は EV 需要の最大変更量を制約している。本研究では個別の EV の充電量や接続状態等を把握していないため，年間の EV 需要の最大値を EV 全体の最大出力であると仮定している。

[外部エネルギー購入量と変動量に関する制約]

$$\sum_t p_t^{\text{buy}} \times Time \le E^{\text{buy.total}} \tag{2.63}$$

$$\sum_t \frac{\left|\left(p_{t+1}^{\text{buy}} - p_{t+1}^{\text{sell}}\right) - \left(p_t^{\text{buy}} - p_t^{\text{sell}}\right)\right|}{T-1} \le p^{\text{var.limit}} \tag{2.64}$$

$$\sum_t h_t^{\text{buy}} \times Time \le H^{\text{buy.total}} \tag{2.65}$$

$$\sum_t \left|\left(h_{t+1}^{\text{buy}} - h_{t+1}^{\text{sell}}\right) - \left(h_t^{\text{buy}} - h_t^{\text{sell}}\right)\right| = 0 \tag{2.66}$$

ここで，$E^{\text{buy.total}}$，$p^{\text{var.limit}}$，$H^{\text{buy.total}}$ はそれぞれ買電量積算[kWh]，変動量平均[kW/30min]，水素購入量積算値[Nm^3]の上限値である。

式(2.65)，(2.66)はエネルギーの購入や系統電力の変動を水素売買に肩代わりさせることで電力系統の安定化に貢献しているように見せることを回避するための制約である。

[調整力確保に関する制約]

$$p^{\text{adj.up}} \le \Delta p_t^{\text{BESS}} + \Delta p_t^{\text{WE}} + \Delta p_t^{\text{FC}} + \Delta p_t^{\text{HP}} \tag{2.67}$$

$$\Delta p_t^{\text{BESS}} \le Cap^{\text{BESS}} \times crate^{\text{BESS}} - \left(-p_t^{\text{BESS}}\right) \tag{2.68}$$

$$\Delta p_t^{\text{WE}} \le cap^{\text{WE}} - p_t^{\text{WE.in}} \tag{2.69}$$

$$\Delta p_t^{\text{FC}} \le p_t^{\text{FC.out}} \tag{2.70}$$

$$\Delta p_t^{\text{HP}} \le cap^{\text{HP}} - p_t^{\text{HP.in}} \tag{2.71}$$

$$\Delta q_t^{\text{HGB}} \le cap^{\text{HGB}} - q_t^{\text{HGB.out}} \tag{2.72}$$

$$E_{t+1}^{\text{BESS}} + \sum_{s=t-(k-1)}^{t} \left(\Delta p_s^{\text{BESS}} \times Time\right) \le Cap^{\text{BESS}} \tag{2.73}$$

$$0 \le Q_{t+1}^{\text{TS}} + \sum_{s=t-(k-1)}^{t} \left(q_s^{\text{waste}} - \Delta p_s^{\text{FC}} \times \lambda^{\text{FC}} + \Delta p_s^{\text{HP}} \times \varepsilon^{\text{HP}} + \Delta q_s^{\text{HGB}}\right) \times Time \tag{2.74}$$

$$0 \le H_{t+1}^{\text{HS}} + \sum_{s=t-(k-1)}^{t} \left(\Delta p_s^{\text{WE}} \times \varepsilon^{\text{WE}} + \Delta p_s^{\text{FC}} / \varepsilon^{\text{FC}} - \Delta q_s^{\text{HGB}} / \varepsilon^{\text{HGB}}\right) \times Time \le Cap^{\text{HS}} \tag{2.75}$$

$$p^{\text{adj.down}} \le \nabla p_t^{\text{BESS}} + \nabla p_t^{\text{WE}} + \nabla p_t^{\text{FC}} + \nabla p_t^{\text{HP}} \tag{2.76}$$

$$\nabla p_t^{\text{BESS}} \le Cap^{\text{BESS}} \times crate^{\text{BESS}} - p_t^{\text{BESS}} \tag{2.77}$$

$$\nabla p_t^{\text{WE}} \le p_t^{\text{WE.in}} \tag{2.78}$$

$$\nabla p_t^{\text{FC}} \le cap^{\text{FC}} - p_t^{\text{FC.out}} \tag{2.79}$$

$$\nabla p_t^{\text{HP}} \le p_t^{\text{HP.in}} \tag{2.80}$$

$$\nabla q_t^{\text{HGB}} \le cap^{\text{HGB}} - q_t^{\text{HGB.out}} \tag{2.81}$$

$$0 \le E_{t+1}^{\text{BESS}} - \sum_{s=t-(k-1)}^{t} \left(\nabla p_s^{\text{BESS}} \times Time\right) \tag{2.82}$$

$$0 \leq Q_{t+1}^{\mathrm{TS}} + \sum_{s=t-(k-1)}^{t} (q_s^{\mathrm{waste}} + \nabla p_s^{\mathrm{FC}} \times \lambda^{\mathrm{FC}} - \nabla p_s^{\mathrm{HP}} \times \varepsilon^{\mathrm{HP}} + \nabla q_s^{\mathrm{HGB}}) \times Time \tag{2.83}$$

$$0 \leq H_{t+1}^{\mathrm{HS}} + \sum_{s=t-(k-1)}^{t} (-\nabla p_s^{\mathrm{WE}} \times \varepsilon^{\mathrm{WE}} - \nabla p_s^{\mathrm{FC}} / \varepsilon^{\mathrm{FC}} - \nabla q_s^{\mathrm{HGB}} / \varepsilon^{\mathrm{HGB}}) \times Time \leq Cap^{\mathrm{HS}} \tag{2.84}$$

ここで，$p^{\mathrm{adj.up}}$，$p^{\mathrm{adj.down}}$はそれぞれ調整力確保量[kW]を示し，これは外生的に与えるものである。$\Delta p_t^{\mathrm{BESS}}$，$\Delta p_t^{\mathrm{WE}}$，$\Delta p_t^{\mathrm{FC}}$，$\Delta p_t^{\mathrm{HP}}$はそれぞれ蓄電池，水電解装置，燃料電池，ヒートポンプの上げ調整力確保量[kW]，$\Delta q_t^{\mathrm{HGB}}$は上げ調整力確保時の水素ガスボイラの変更可能量[kW]を示す。$\nabla p_t^{\mathrm{BESS}}$，$\nabla p_t^{\mathrm{WE}}$，$\nabla p_t^{\mathrm{FC}}$，$\nabla p_t^{\mathrm{HP}}$，$\nabla q_t^{\mathrm{HGB}}$はそれぞれΔの逆方向を示す。ここでのΔは，各機器の出力増方向ではなく，電力需要を増やす方向を正に定義する。∇はナブラ (nabla) 演算子ではなく単に下げ調整力方向を示す。kは調整力の最大確保時間帯数を示す。

式 (2.67) は各機器で確保した上げ調整力の合計値を指定した値以上にするための制約式である。式 (2.68)-(2.72) は各機器の余力を上下限値から求めるための制約式である。式 (2.73)-(2.75) は確保した上げ調整力をkコマ連続で発動しても各貯蔵設備の上下限を逸脱しないことを保証する制約式である。本検討では調整力発動タイミングをシナリオで与えるようなことはしない。年間を通じて上げ下げ調整力の発動が等確率で行われること，発動直後の発動指令に対しては同一のアグリゲータの傘下にある他の MG が調整力の発動を担当することが可能であるといったことから，調整力の発動による貯蔵量の変化はある程度修正可能であると考えられるためである。式 (2.76)-(2.84) は下げ調整力に関する制約であり，それぞれ式 (2.67)-(2.72) に対応している

2.3.3　数値試算

2.2.3.1 と同様の試算条件を用いて，需給調整力確保に伴う追加コストを評価する。なお，今回の試算では一般家庭を需要として持つ MG を想定しているため，EV は主に昼間の時間帯に利用されるものとみなし，日中のロードシフトは行わず，深夜 0 時から朝 6 時までをロードシフト可能な時間帯 ($\boldsymbol{T}_{\mathbf{EV}}$は 0:00-6:00) とした。本試算を行うにあたり，MG を構築しない場合の需要をもとに，買電量積算，買電量平均，変動量平均を算出する。MG を構築していない状況のため，給湯・空調需要は各家庭のエアコンと給湯機を用いて電力から熱エネルギーに変換するものとし，式 (2.4) の右辺からp_t^{sell}を除いた需要の合計値を使用する。この需要から算出した基準値を表 2.3 にまとめる。

まず基準として，MG による調整力確保を考慮しない条件で試算を行った。具体的には，2.3.2 項で示した制約式のうち，調整力確保に関する制約を考慮せずに試算を行った。買電量積算と変動量平均の基準からそれぞれを 50%，10%，1%，0%に削減する場合 (4×4 で 16 パターン) のコストを評価した。試算結果として各条件におけるコストの内訳を図 2.13 に示す。積み上げグラフの縦軸はコストであり，正方向が支出，負方向が収入である。横軸は MG を構築しない場合を基準とした削減割合を (買電量積算，変動量平均) の形で示している。削減制約を厳しく設定するとコストが大きくなることがわかる。なお，変動量をゼロにすると系統電力が常にゼロとなり，買電量の制約にかかわらず結果はすべて同じになっている。

表 2.3　系統電力基準値

買電量積算 [MWh]	買電量平均 [kW]	変動量平均 [kW/30min]
1,324.6	75.6	20.7

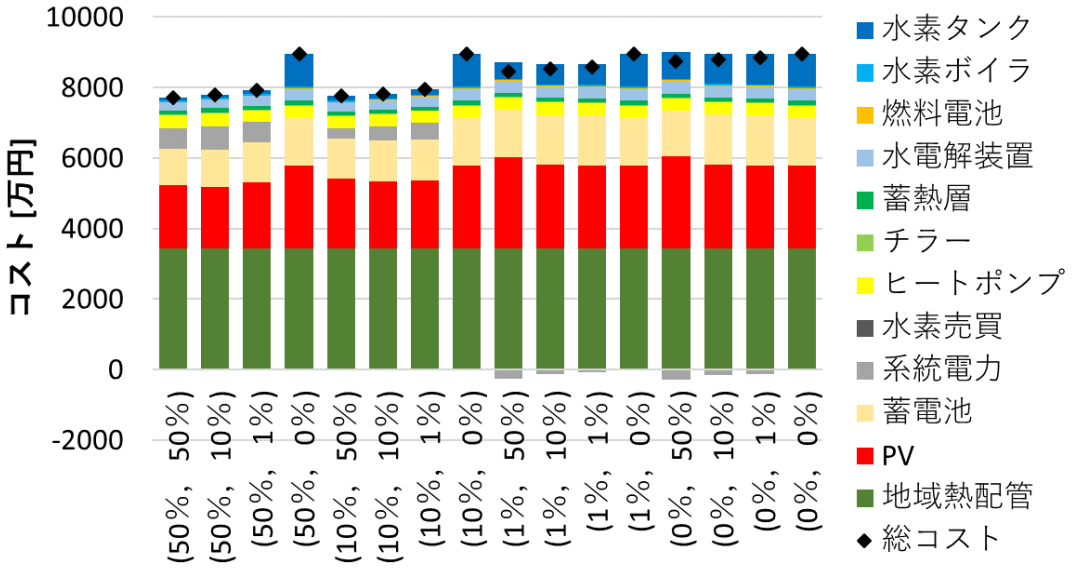


図 2.13　各条件における基準コスト

続いて，調整力確保に伴う追加コストを算出する試算を行った。調整力確保割合を横軸に，調整力確保に伴う年間コスト増分を縦軸にとったグラフを図 2.14 に示す。式 (2.68) と式 (2.77) の $p^{\mathrm{adj.up}}$，$p^{\mathrm{adj.down}}$ の値は表 2.3 の買電量平均に調整力確保割合を乗じたものである。調整力確保割合が 40%程度までであれば，買電積算量や変動量の制約によらず同程度の追加投資で調整力が確保できている。一方，調整力確保量が 50%を超えると，買電量積算削減 50%あるいは 10%の時に追加コストが跳ね上がっている。言い換えると，買電量積算を大幅(1%や 0%のよう)に削減するために導入すべき設備と，調整力確保に必要な設備とは似通っており，両目的は親和性が高いといえる。これを確かめるために，買電量積算と変動量平均をそれぞれ 1%に削減する制約下で，調整力確保量を変えたときに設備コストの内訳がどのように変化するかを図 2.15 に示す。縦軸は投資額の変化量 (調整力確保無しの状況が基準)，横軸は確保調整力割合を示す。確保調整力が 50%を超えたあたりから，水素タンク，燃料電池，水電解装置への追加投資が積極的に行われている。本論文では我が国の需給調整市場における三次調整力②を参考に，調整力の持続時間を 3 時間に想定している。したがって，調整力確保にはその ΔkW 量に 3 時間を乗じた，比較的多くのエネルギー量を確保する必要がある。そのため，年間を通して調整力を安定的に確保するためには時間経過によるエネルギー損失がない水素貯蔵が選ばれているのだろう。水素貯蔵は季節をま跨ぐようなエネルギーシフトにも利用可能であるため，買電量の削減との両立が容易であるといえる。

なお，図 2.14 では追加投資の意義を定量的に評価するために，1 年間調整力を確保した場合に得られるであろう収入を破線で示している。なおこの収入は，現状の RES 出力予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準[42]を参考に，ΔkW 単価を 0.9[JPY/ΔkW·h]として算定した。ほぼすべてのケースで調整力確保にかかわる追加コストがこの点線を下回っていることから，MG による調整力確保が経済的に成立することが分かる。

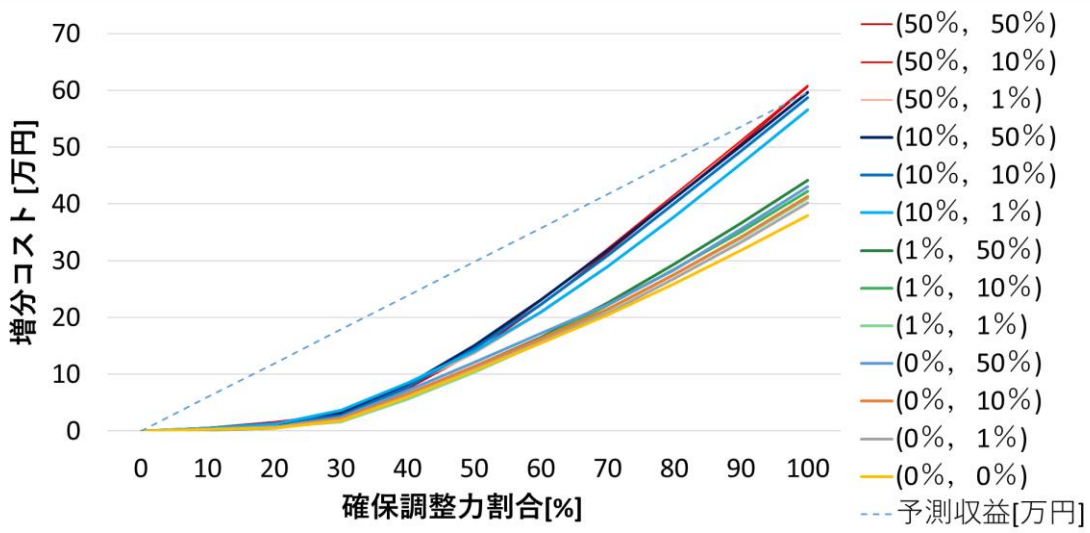


図 2.14　調整力確保による追加コスト

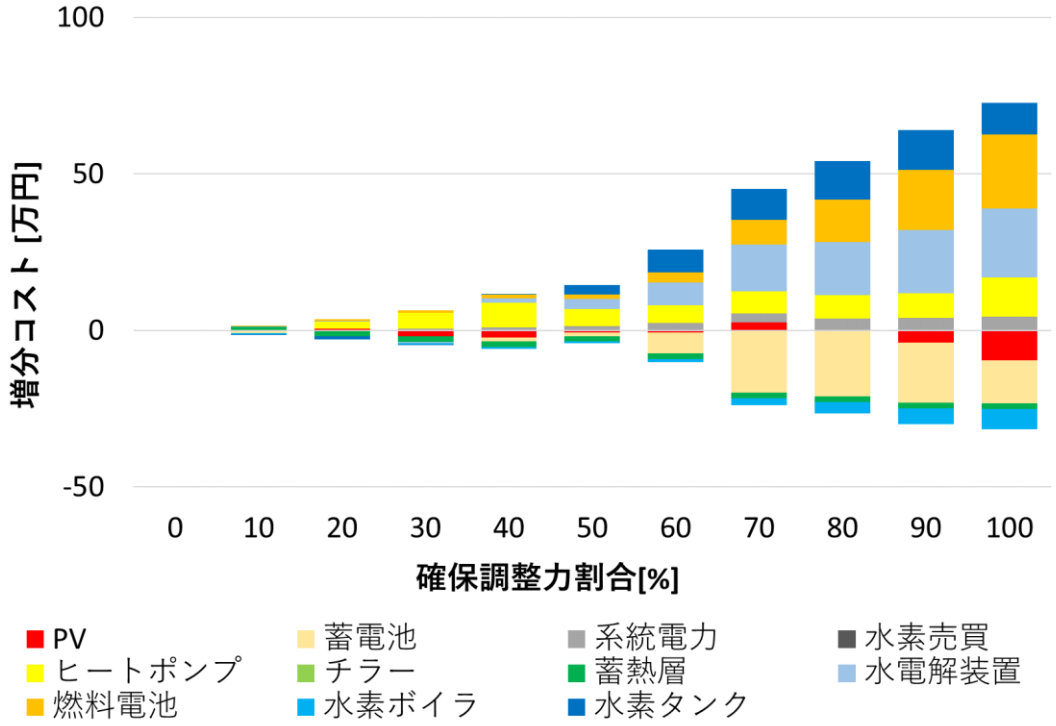


図 2.15　調整力確保による増分コスト内訳(買電量積算 1%，変動量平均 1%)

第3章　水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの運用手法

第 2 章では，電力系統に貢献する MG として，電力・熱・水素を統合したセクターカップリングレベル 3 の MG が最も経済的に構築できる可能性を示した。容量設計問題として定式化してきた第 2 章では PV 出力や各需要は既知の値として扱ってきた。しかしながら実際の運用では事前に取得できるものはあくまで予測値であり，少なからず誤差を含むものである。そこで本章では，福島県相馬市に実在する MG である「そうま IHI グリーンエネルギーセンター」(想定 MG) を想定し，その運用手法を提案する。想定 MG は水素製造設備を需要として含んでいること，電力系統への逆潮流ができないことが大きな特徴であり， 第 2 章で評価してきたレベル 3 の MG に近い設備を有している。想定 MG では製造水素を常時の電源等に用いることは考えていないが，水素製造を需要として含めることで MG 内の PV 出力を最大限に利用することを目指している。CO_2 フリー水素の製造を制御することで PV の最大限利用と MG の経済性を実現する運用手法を提案する。

3.1　システム構成と運用方法

3.1.1　システム構成

ここでは，本研究で対象とする想定 MG の概要を整理する。想定 MG は供給地域における「RE の地産地消」の実現を目的とし，2018 年 4 月に福島県相馬市において開所した MG である。想定 MG のイメージを図 3.1 に示す。MG 内に設置されている PV で発電した電力は，自営線を介して下水処理場の動力用電力として利用し，消費しきれない余剰電力は熱プロセス用の蒸気ならびに水素に変換して貯蔵・消費される。また，MG 内の蓄電池に充電しておき別の時間帯に利用することも可能である。水素貯蔵タンクに備蓄された水素は，災害発生時に利用する非常用電源としての燃料電池の燃料に利用することも念頭に置かれている。なお，接続先の一般送配電事業者との契約により，電力系統からの受電は可能であるものの，余剰電力を系統側へ戻す逆潮流はできない。

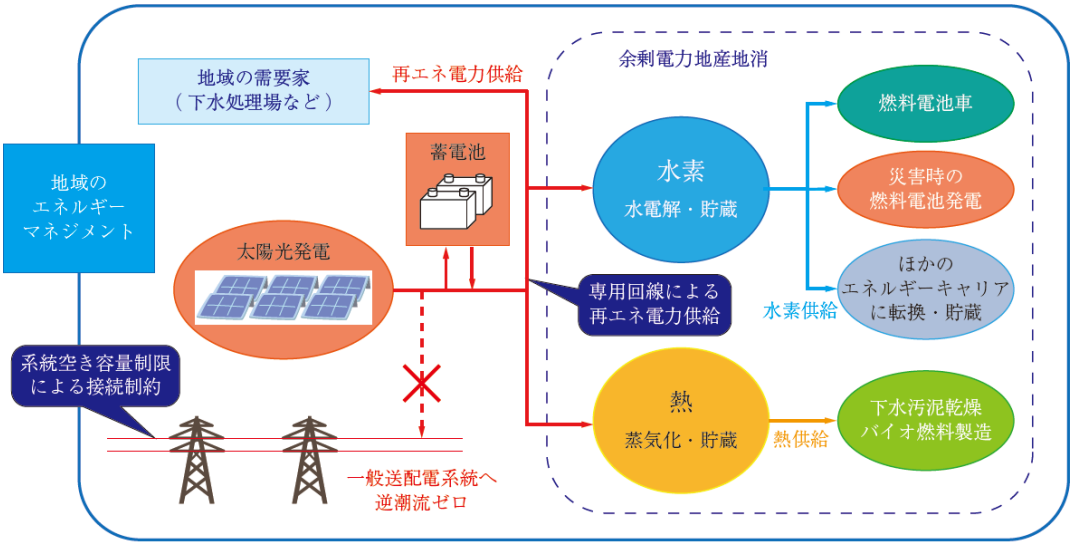


図 3.1　事業モデル 出典：[43]

以上の概要を踏まえて本研究で想定した MG のエネルギーフローモデルを図 3.2 に示す。想定 MG の主要設備である PV，蓄電池，電気ボイラ (蒸気製造用)，燃料ボイラ (油燃料による蒸気製造用)，蓄熱槽 (スチームアキュムレータ)，2 種類の水電解装置，水素タンクなどで構成している。また，必要に応じて外部から系統電力とボイラ用燃料を購入することも可能である。水電解装置としては，アルカリ型水電解装置 (水電解 A) と PEM 型水電解装置 (水電解 P) の二種類の併用を考える。両水電解装置は効率や負荷応答性に違いがあり，余剰電力対策や出力変動対策などの目的に対して柔軟に使い分けることを想定している。前述の通り，系統への逆潮流は許していないため，PV 出力が需要を上回る場合には，まずは蓄電池を活用して余剰電力を吸収し，吸収しきれない場合には順次，熱・水素へ変換し，最終的には PV を PCS 単位で出力抑制することになる。

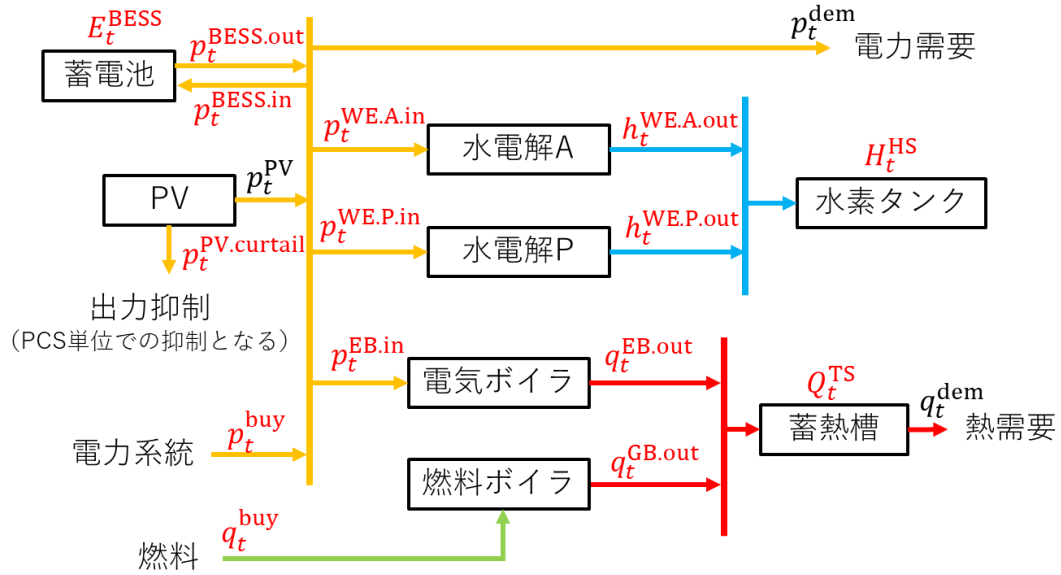


図 3.2　エネルギーフロー

3.1.2　運用方法

3.2 節で計画作成手法，3.3 節で実時間断面に行うリアルタイム (RT) 制御手法を提案する。図 3.3 に計画と RT 制御の関係図を示す。計画作成手法によって事前に作成した計画をもとに，次の計画までの間は予測値と実測値の差分を埋めるように RT 制御を施し運用していく。運用方法として，前日に計画作成を行い，当日の予測誤差に対しては RT 制御を行う前日計画手法が一般的である。この手法は，当日運用中は前日に作成した計画をある意味信じ切って運用を行う。しかし，予測誤差に対する RT 制御によって計画時との貯蔵量の推移に大きな乖離が生じることがありうる。事前に一定期間を考慮した最適化計算によって計画を立てる大きな目的は貯蔵設備をうまく利用することにある。そのため，この貯蔵量の推移がずれた場合その計画に従うことが最善とは限らない。そこで，本論文では，当日中も計画を更新する運用方法を提案する。

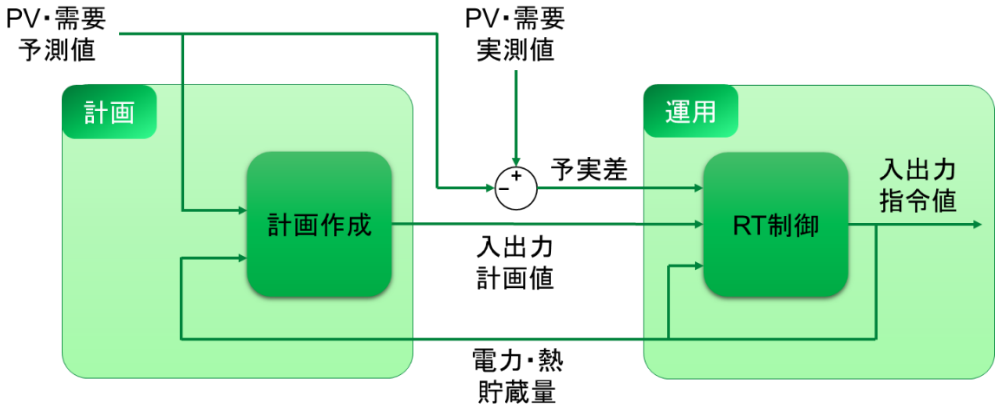


図 3.3　計画と RT 制御の関係図

3.1.2.1　モデル予測制御型運用手法

図 3.4 にモデル予測制御 (MPC) 型の運用手法のイメージを示す。本手法では，まず計画作成に使用する予測データの時間幅 (本研究では 30 分) ごとに計画作成を行う。その際，蓄電池・蓄熱槽の貯蔵量の境界条件 (初期条件) には，その時点での貯蔵量実績を用いる。このように計画作成の頻度を上げることで，RT 制御の結果を踏まえて計画を見直す。この変更に伴い，計画そのものは 48 時間分作成するものの，実際に RT 制御で参照されるのは直近の 30 分間分のみになる。

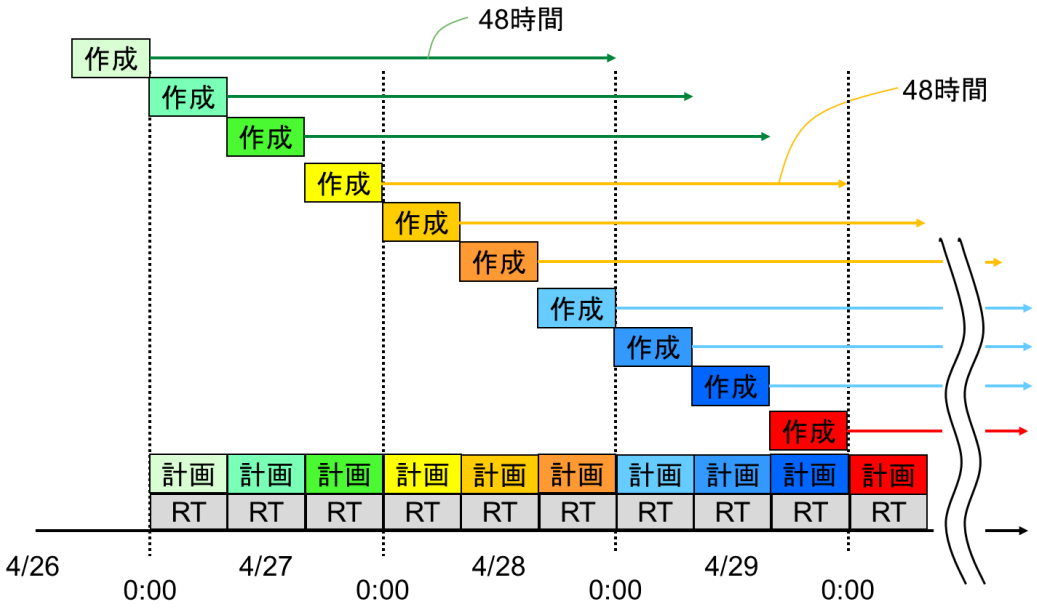


図 3.4　MPC 型運用手法イメージ

3.1.2.2　予測値修正手法

言うまでもなく PV 出力はその時刻の日射量によって決まる。そのため，PV 出力の予測誤差は時間的な相関を持つと考えられる。つまり，ある時点の予測より実測が大きく出た場合，次の時刻にも実測値が大きく出ることが多いと考え，前述の MPC 型運用手法で計画作成を行う際に，直前の予測誤差に従って，使用する予測値を修正する手法を提案する。イメージ図を図 3.5 に示す。基本的には MPC 型の運用手法で運用していくが，計画作成の際に直前の時間帯の予測誤差を反映させた予測値を使用し計画を作成する。これにより予測誤差の相関を反映させた運用を実現する。

この予測値修正のイメージを図 3.6 に示す。図中の$rate_t^{\mathrm{PV}}$は直前の PV 出力の予測誤差率であり，直前の時間帯の予測値と実測値の比を表す (式 (3.1) 参照)。この際，参照する時間帯数をt_{ref}としている。PV 出力予測誤差の時間的な相関は直近の時間帯にのみ影響すると考えられるため，48 時間帯すべての予測値を修正するのではなく直近の時間帯数t_{mod}分だけ修正する(式 (3.2) 参照)。

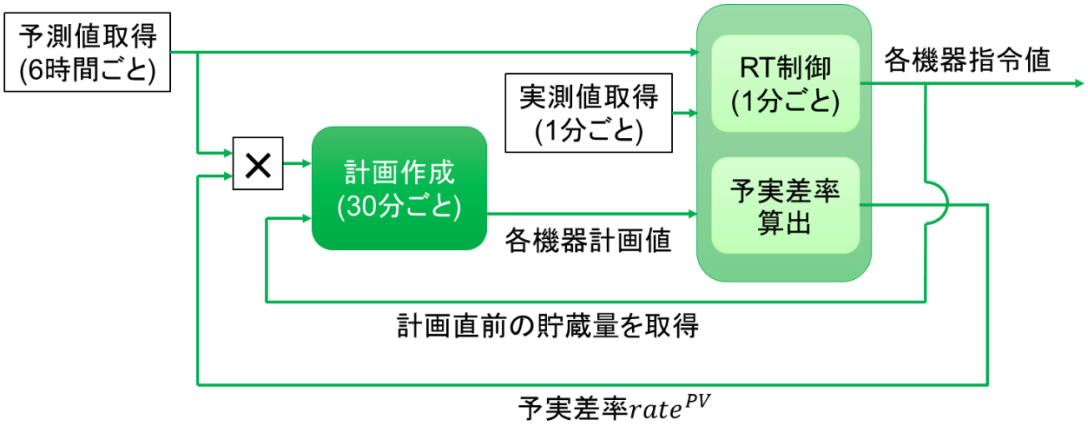


図 3.5　予測値修正手法

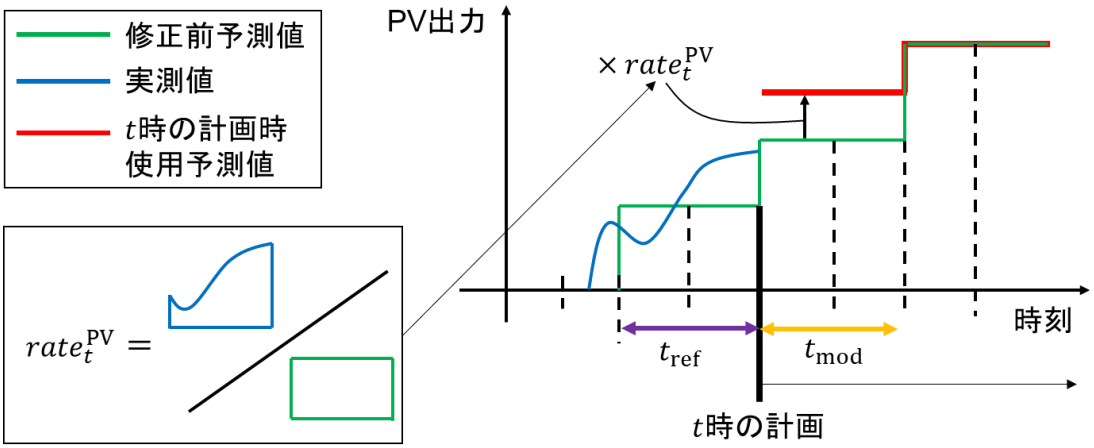


図 3.6　予測値修正イメージ

$$rate_t^{\mathrm{PV}} = \frac{\sum_{l=t-t_{\mathrm{ref}}}^{t-1} \sum_{m=1}^{\frac{Time}{time}} \left(p_{l,m}^{\mathrm{PV_{mea}}} \times time \right)}{\sum_{l=t-t_{\mathrm{ref}}}^{t-1} \left(p_l^{\mathrm{PV}} \times Time \right)} \tag{3.1}$$

$$P_n^{\mathrm{PV}^*} = p_n^{\mathrm{PV}} \times rate_t^{\mathrm{PV}} (n = t, t+1, \cdots, t_{\mathrm{mod}} - 1) \tag{3.2}$$

$rate_t^{\mathrm{PV}}$は直前の PV 出力の予測誤差率，t_{ref}，t_{mod}はそれぞれ予測誤差率を算出する際に参照する時間帯数，予測誤差率を乗算することによって予測値を修正する時間帯数，$p_{l,m}^{\mathrm{PV_{mea}}}$は計画作成時の時刻$l$から$m$分後の PV 出力の実測値[kW]，$time$は実測値の刻み幅[h]，$p_l^{\mathrm{PV}}$は計画作成時の時刻$l$の PV 出力予測値[kW]，$P_n^{\mathrm{PV}^*}$は修正後の PV 出力予測値[kW]，$Time$は予測値の刻み幅[h]である。

3.2 計画作成手法

3.2.1 各種予測情報に基づく運用計画手法

本項では，事前に各種予測情報に基づく最適化計算を解くことで MG 内の各機器の運用計画を作成する手法について説明する。

3.2.1.1 多段階最適化による計画策定

まず，想定する MG の運用方針は，PV を最大限に活用することで MG 全体のエネルギー自給率を向上させ，そのうえで運用コストを抑えながら余剰電力を利用して水素を製造することにある。そこで開発した手法では，以下に述べる 3 段階の混合整数線形計画問題を定式化し，最適化により運用計画を作成する。

STEP1：PV 出力抑制の最小化

まず，PV 出力を最大限活用するという観点から，電気・熱需要の時系列データに対して，逆潮流を起こさない最低限の PV の抑制量 (以下，必要抑制量) を最適化により決定する。この最適化では PV の抑制量は連続値として求めるが，実際には PCS 単位での抑制となるため，最適化後に PCS 台数制御を考慮した実際の抑制量を決定する (手順は 3.2.1.2 で述べる)。

STEP2：運用コスト最小化

STEP1 で求めた出力抑制後の PV 出力時系列に対して，想定 MG の外部エネルギーコスト (電力ならびにボイラ燃料の購入費用) が最小となるような運用方法を最適化により決定する。

STEP3：水素生産量の最大化

STEP2 で求めた運用コストを維持しながら，水素生産量が最大となるように各種機器の運用を決定する最適化問題を解き最終的な運用計画を得る。

以上の STEP1～3 の目的関数は次の通りである。

STEP1：PV 抑制量最小化

$$\min f_1 = \sum p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \times Time \tag{3.3}$$

ここで，$p_t^{\mathrm{PV.curtail}}$は PV 出力抑制量[kW]で決定変数である。$Time$は時間粒度[h]である。

STEP2：外部エネルギー購入コスト最小化

$$\min f_2 = \sum \left(c_t^{\mathrm{p.buy}} \times p_t^{\mathrm{buy}} + c_t^{\mathrm{fuel}} \times q_t^{\mathrm{buy}} \right) \times Time \tag{3.4}$$

ここで，p_t^{buy}，q_t^{buy}はそれぞれ電力購入量，燃料購入量[kW]であり決定変数である。$c_t^{\mathrm{p.buy}}$・c_t^{fuel}はそれぞれ時刻tにおける電気料金単価・燃料料金単価[JPY/kWh]を示している。

STEP3：水素生産量最大化

$$\max f_3 = \sum \left(h_t^{\mathrm{WE.A.out}} + h_t^{\mathrm{WE.P.out}} \right) \times Time \tag{3.5}$$

ここで，$h_t^{\mathrm{WE.A.out}}$，$h_t^{\mathrm{WE.P.out}}$はそれぞれ水電解 A，P の出力[kWh]であり，決定変数である。

前述の目的関数の最適化の際に考慮すべき運用上の制約を以下にまとめる。

[需給バランス制約]

$$p_t^{\mathrm{buy}} + p_t^{\mathrm{BESS.out}} + p_t^{\mathrm{PV}} = p_t^{\mathrm{dem}} + p_t^{\mathrm{WE.A.in}} + p_t^{\mathrm{WE.P.in}} + p_t^{\mathrm{EB.in}} + p_t^{\mathrm{BESS.in}} + p_t^{\mathrm{curtail}} \tag{3.6}$$

ここで，$p_t^{\mathrm{BESS.in}}$，$p_t^{\mathrm{BESS.out}}$はそれぞれ蓄電池の充電電力，放電電力[kW]，$p_t^{\mathrm{WE.A.in}}$，$p_t^{\mathrm{WE.P.in}}$はそれぞれ水電解 A，P の消費電力[kW]，$p_t^{\mathrm{EB.in}}$は電気ボイラの消費電力[kW]を示し，これらは決定変数である。p_t^{PV}は PV 出力予測値[kW]，p_t^{dem}は電力需要予測値[kW]である。

[エネルギー貯蔵制約]

$$E_{t+1}^{\mathrm{BESS}} = E_t^{\mathrm{BESS}} + \left(p_t^{\mathrm{BESS.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{BESS.in}} - \frac{p_t^{\mathrm{BESS.out}}}{\varepsilon^{\mathrm{BESS.out}}} \right) \times Time \tag{3.7}$$

$$Q_{t+1}^{\mathrm{TS}} = Q_t^{\mathrm{TS}} + \left(\left(q_t^{\mathrm{EB.out}} + q_t^{\mathrm{GB.out}} \right) \times \varepsilon^{\mathrm{TS.in}} - \frac{q_t^{\mathrm{dem}}}{\varepsilon^{\mathrm{TS.out}}} \right) \times Time \tag{3.8}$$

ここで，E_t^{BESS}，Q_t^{TS}はそれぞれ蓄電池，蓄熱槽の貯蔵量[kWh]を，$q_t^{\mathrm{EB.out}}$，$q_t^{\mathrm{GB.out}}$はそれぞれ電気ボイラ，燃料ボイラの出力[kW]を示し，これらは決定変数である。$\varepsilon^{\mathrm{BESS.in}}$，$\varepsilon^{\mathrm{BESS.out}}$はそれぞれ蓄電池充電，放電効率[-]，$\varepsilon^{\mathrm{TS.in}}$，$\varepsilon^{\mathrm{TS.out}}$はそれぞれ蓄熱槽の蓄熱，放熱効率[-]，$q_t^{\mathrm{dem}}$は熱需要予測値[kW]である。

[設備容量制約]

$$\underline{p^{\mathrm{buy}}} \le p_t^{\mathrm{buy}} \le \overline{p^{\mathrm{buy}}} \tag{3.9}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{BESS.out}} \le crate \times \overline{E^{\mathrm{BESS}}} \times a_t^{\mathrm{BESS}} \tag{3.10}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{BESS.in}} \le crate \times \overline{E^{\mathrm{BESS}}} \times \left(1 - a_t^{\mathrm{BESS}} \right) \tag{3.11}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{PV.curtail}} \le p_t^{\mathrm{PV}} \times \left(1 - a_t^{\mathrm{BESS}} \right) \tag{3.12}$$

$$0 \le E_t^{\mathrm{BESS}} \le \overline{E^{\mathrm{BESS}}} \tag{3.13}$$

$$E_1^{\mathrm{BESS}} \le E_T^{\mathrm{BESS}} \tag{3.14}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{WE.A.in}} \le \overline{p_t^{\mathrm{WE.A.in}}} \tag{3.15}$$

$$0 \le p_t^{\mathrm{WE.P.in}} \le \overline{p_t^{\mathrm{WE.P.in}}} \tag{3.16}$$

$$0 \le q_t^{\mathrm{EB.out}} \le \overline{q_t^{\mathrm{EB.out}}} \tag{3.17}$$

$$0 \le q_t^{\mathrm{GB.out}} \le \overline{q_t^{\mathrm{GB.out}}} \tag{3.18}$$

$$0 \leq Q_t^{\mathrm{TS}} \leq \overline{Q^{\mathrm{TS}}} \tag{3.19}$$

$$Q_1^{\mathrm{TS}} \leq Q_T^{\mathrm{TS}} \tag{3.20}$$

ここで，a_t^{BESS}は蓄電池の充放電バイナリであり，0 で充電，1 で放電を表す決定変数である。$crate$：蓄電池の C レート[h^{-1}]である。なお，上線，下線は各変数の上下限値を示す。式 (3.9) は，系統電力の上下限制約である。式 (3.10)， (3.11) は蓄電池の同時充放電禁止制約である。式 (3.12) は，PV の抑制と蓄電池からの放電を同時に行わないための制約である。式 (3.14)， (3.20) は電力と熱の貯蔵量の最終値制約である。これは，計画作成対象期間以降の MG の運用の自由度を確保する目的で設定している。反面，この制約条件により計画期間内の蓄電池・蓄熱槽の運用を制限してしまうことにもなる。そのため，より効果的な運用を実現するためには，計画作成の対象期間は長いほうが好ましいと考えられる。後の数値試算で利用する予測情報では 30 分刻みで，向こう 81 時間分が使用可能であるが，遠い将来の予測は誤差が大きい傾向にあること，ならびに PV 出力の日周期性を考慮して，計画作成期間は試行錯誤的に 2 日間 (48[h]) に設定している。

[水素製造・熱供給制約]

$$\varepsilon^{\mathrm{WE.A}} \times p_t^{\mathrm{WE.A.in}} = h_t^{\mathrm{WE.A.out}} \tag{3.21}$$

$$\varepsilon^{\mathrm{WE.P}} \times p_t^{\mathrm{WE.P.in}} = h_t^{\mathrm{WE.P.out}} \tag{3.22}$$

$$\varepsilon^{\mathrm{EB}} \times p_t^{\mathrm{EB.in}} = q_t^{\mathrm{EB.out}} \tag{3.23}$$

$$\varepsilon^{\mathrm{GB}} \times q_t^{\mathrm{buy}} = q_t^{\mathrm{GB.out}} \tag{3.24}$$

ここで，$\varepsilon^{\mathrm{WE.A}}$は水電解 A 変換効率[-]，$\varepsilon^{\mathrm{WE.P}}$は水電解 P 変換効率[-]，$\varepsilon^{\mathrm{EB}}$は電気ボイラ効率[-]，$\varepsilon^{\mathrm{GB}}$は燃料ボイラ効率[-]である。

3.2.1.2　PV 出力抑制決定手法

想定 MG では，連続値での PV 出力抑制ができない仕様になっている。図 3.7 にイメージ図を示す。PV ごとに抑制できるわけではなく，一定量の PV をまとめている PCS のオンオフのみでの起動停止が可能であるシステムである。具体的な PV 抑制量決定 (PCS 台数制御) の方法を図 3.8 に示す。図において，橙色の線グラフで表している量が PV 出力，青色の線グラフで表している量が STEP1 の最適化で求めた PV の必要抑制量である。時刻ΔTにおける PV 出力を PV の台数で等分し (図 3.8(a)(b))，必要抑制量を包含するように PCS 台数単位ごとに停止する (図 3.8(c)) ことで，最小の抑制台数を決定する (以下，実際の抑制量) 。PV 出力から実際の抑制量を引いたものが，抑制後の PV 出力として STEP2 以降に引き継がれる。図 3.8(d)は積み上げグラフとなっており，PV 出力の中で，紫色の範囲が実際の抑制量，橙色の範囲が引き継がれる抑制後の PV 出力となる。

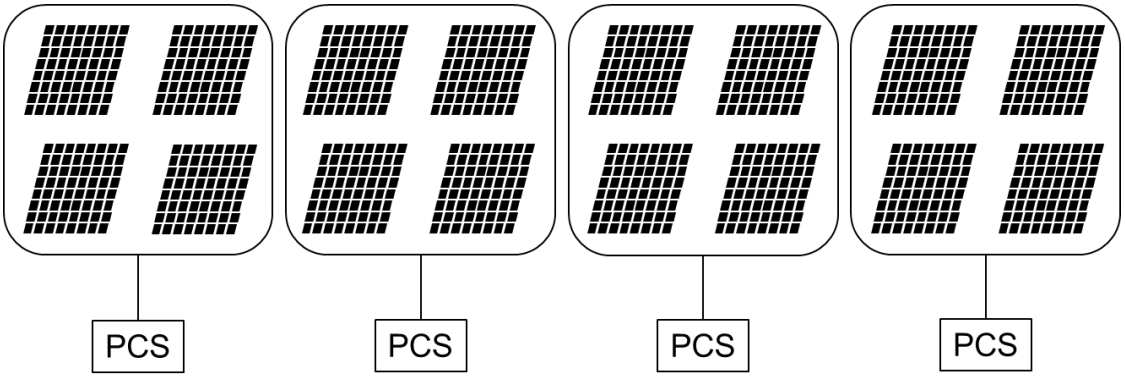
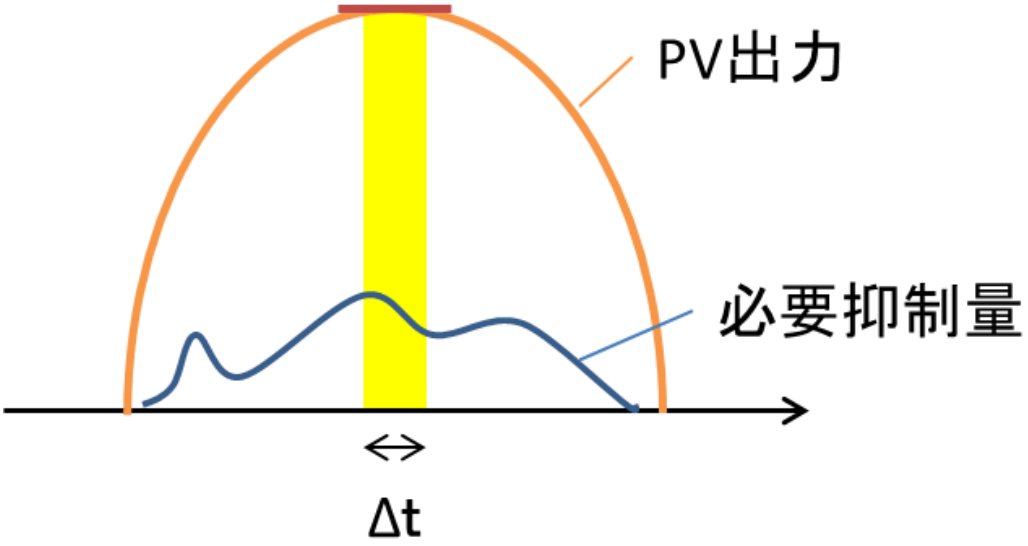
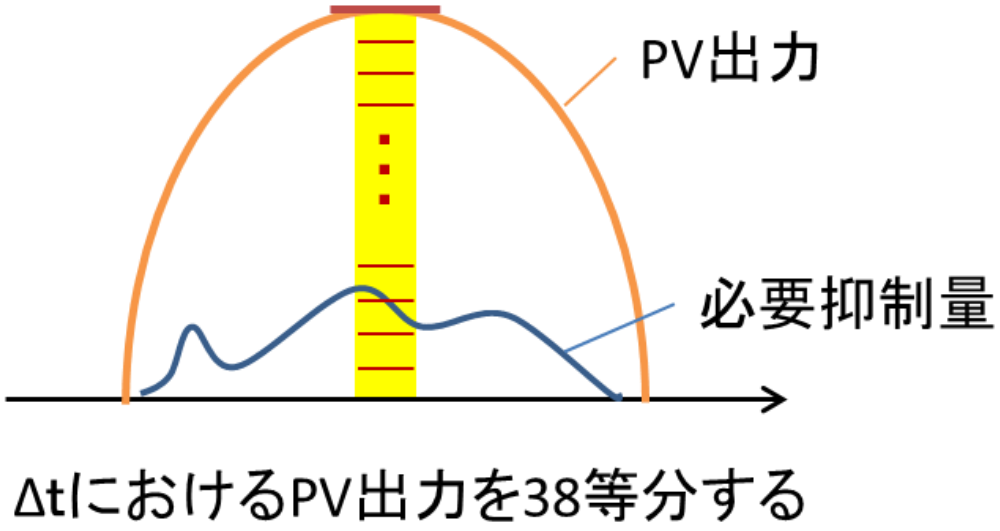


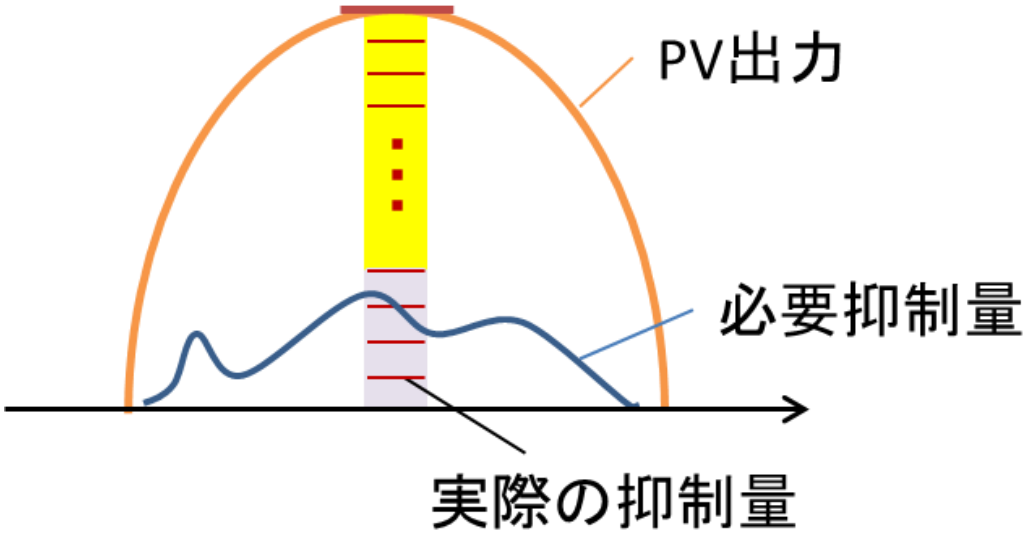
図 3.7 想定 MG の PV イメージ



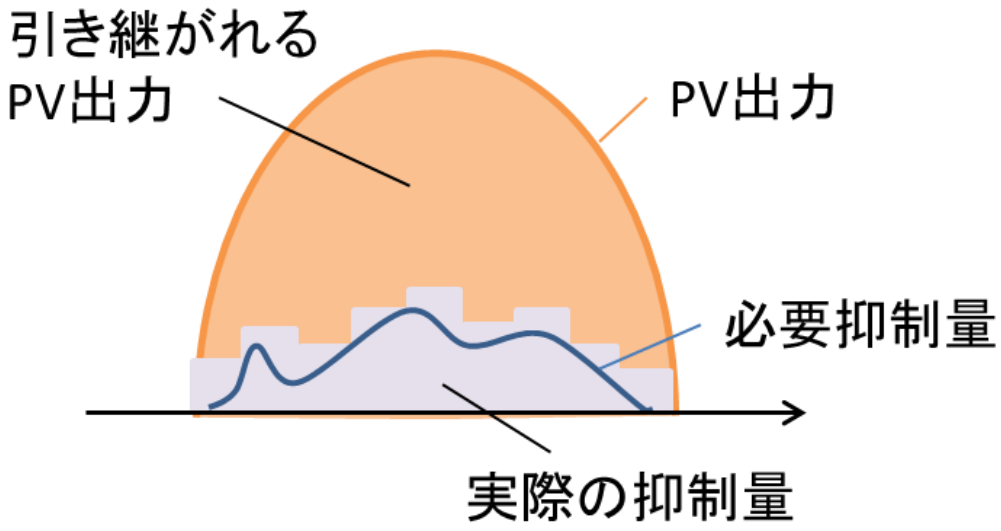
(a)



(b)



(c)



(d)

図 3.8　PV 抑制量決定方法イメージ図

3.3 運用当日のリアルタイム制御

本節では，事前計画値をベースとして実際の PV 出力や各需要値を確認しながら機器運用の指令値を決定するリアルタイム制御 (以下，RT 制御) について述べる。

3.3.1 各種予測誤差の影響

PV のような自然変動電源は，その出力を細かく制御することは難しい。そのため，実際の出力が予測していた出力から外れる，いわゆる予測誤差を完全に排除することはできない。前述した運用計画では，需要と供給の一致を制約条件として考慮しているが，これはあくまで PV 出力や需要が予測通りの値となったときに成立するものである。両者に誤差が含まれる場合は，何も手を施さなければ系統からの購入電力が変化することになり，逆潮流が生じたり，最悪の場合は契約電力を超過して連系点の遮断器がトリップし MG が主系統から切り離されたりするような事態にもなりかねない。そのため，実需給の断面において，PV 出力や需要が予測と異なる場合には，直ちに可制御な機器・装置を制御することで，需給バランス状態を効果的な形で維持させる必要がある。

3.3.2 開発した RT 制御

開発したモデルのフローチャートを図 3.9 に示す。RT 制御は，各種予測誤差を吸収するように機器への指令値を作成する「指令値作成ブロック」と，その後に熱のバランスをとる「熱バランス確認ブロック」で構成している。RT 制御は，比較的短い周期，後のシミュレーションでは 1 分単位で指令値を作成する状況を想定している。以降で各ブロックを詳細に説明する。

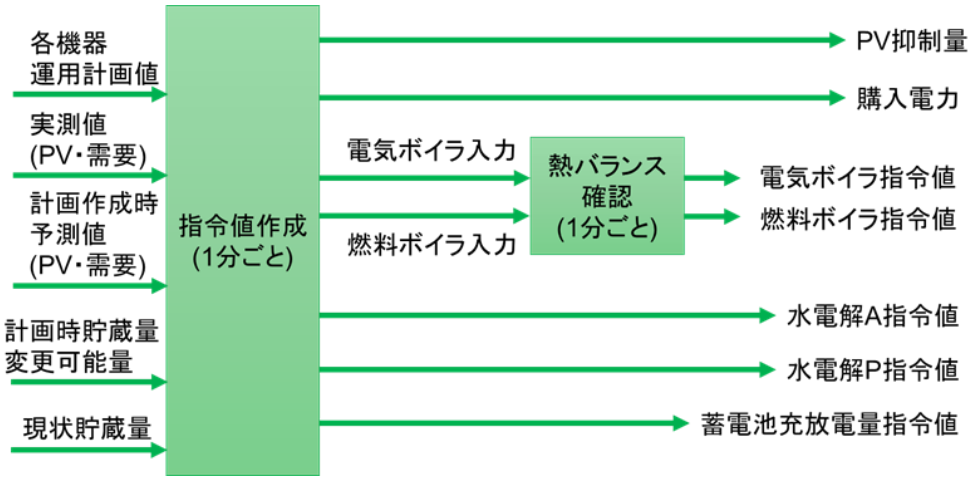


図 3.9 RT 制御全体の流れ

3.3.2.1　指令値作成ブロック

予測誤差が生じた場合，その影響は瞬間的に系統からの購入電力の変化として現れることになり，逆潮流や契約容量超過などの深刻な問題につながる可能性があるため，できる限り迅速に対応する必要がある。そこで開発した RT 制御では，計画作成時のような最適化ベースではなく，各種計測値に基づく条件判定 (ルールベース) で機器への指令値を作成することとした。具体的なフローチャートを図 3.10 に示す。なお，余剰発生時における「D)蓄電池による吸収」と「E)水電解追加」については，運用計画において作成した蓄電池の充電量の推移を重要視するという観点からは D の優先順位を下げ，E→D の順番で実装することも妥当である可能性がある。また，不足発生時における「H:蓄電池で吸収」と「I:買電量追加」についても同様に，H の優先順位を下げて I→H の順で実装することも考えられる。これらのパターンによる結果の差については 3.4.3 項で試算比較を行っており，詳細はこちらを参照されたい。

以下で図 3.10 の各パートの詳細を述べる。なお，図中のアルファベットは以降の段落名に対応している。

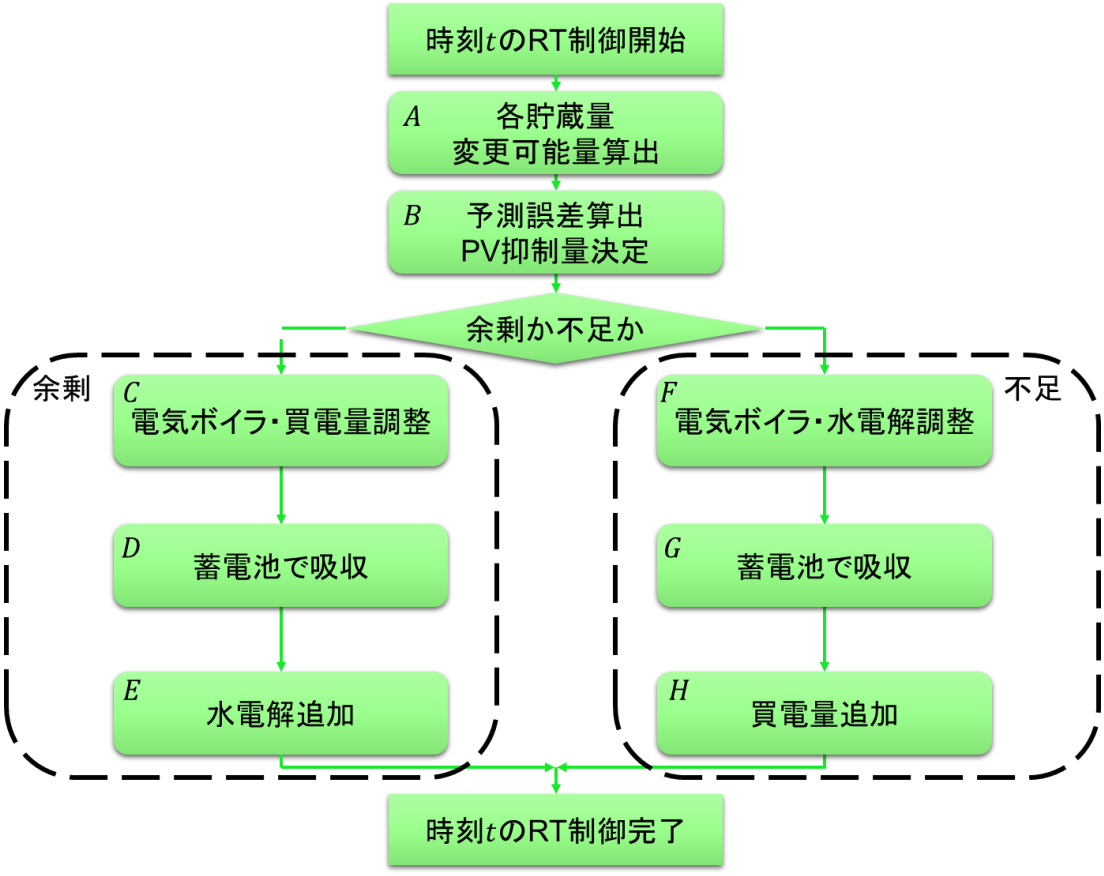


図 3.10 RT 制御のフローチャート

A)　貯蔵量変更可能ブロック

まず，前日のうちに計画作成により決定した蓄電池の充電量ならびに蓄熱槽の蓄熱量の推移予定シナリオから，現在時点でどの程度，充電量・熱貯蔵量が変更可能かを算出しておく。具体的には，現在の充電量・熱貯蔵量と容量の関係だけではなく，現在時点から運用当日の終わり (24 時) までのすべての時間帯において，各種貯蔵量が容量を超過しない，あるいは底をつかない限界値を上下両方向の変更可能量として[kWh]の単位で求める。これは，現在時点で貯蔵量が変化することによって，以降の時間帯で貯蔵量の制約を違反してしまうことを防ぐためである。この変更可能量を「計画段階貯蔵量変更可能量」と呼ぶ。図 3.11 に上げ方向の変更可能量を算出する手順を示す。まず現状の貯蔵量と計画時点でのこの時刻における貯蔵量の差分をとることで貯蔵量の累積増加量を算出する。この増加量を前述した計画時点の貯蔵量変更可能量から差し引くことで，この時間帯における変更可能量を算出する。この際，そもそもの貯蔵量の上下限制約を違反することのないように上下限値で制約を施す。

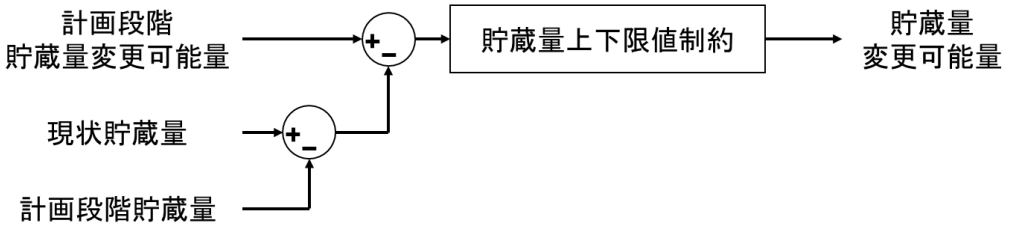


図 3.11 A)貯蔵量変更可能量の推定手順 (上げ方向)

B)　予測誤差算出・PV 抑制量決定ブロック

このブロックでは，PV 出力の抑制量を決定する。想定 MG では PV 出力を最大限に利用することを大きな目的としており，計画作成においても最初の最適化計算で抑制量を最小化している。RT 制御においてもこの目的に従い PV 出力抑制量を図 3.12 に示す順序で決定する。

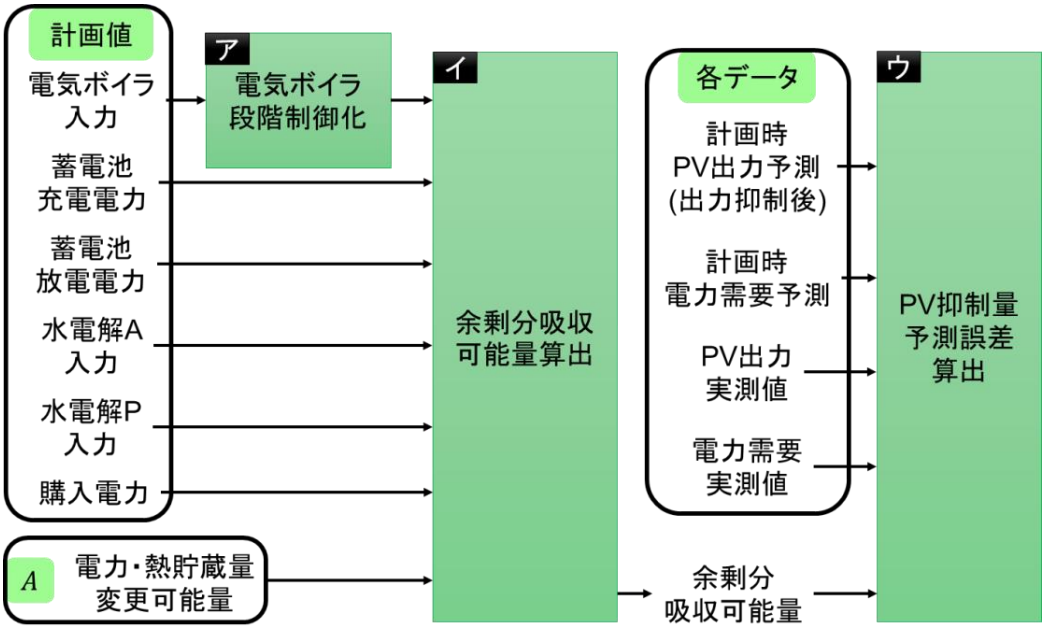


図 3.12 B)予測誤差算出・PV 抑制量決定ブロック

(ア) 電気ボイラの段階制御化

前日計画においては計算負荷の問題もあり電気ボイラ出力は連続値で決定している。しかし，想定 MG の電気ボイラは定格出力 50kW の電気ボイラが 8 台設置されており，それぞれのオンオフ制御のみが可能である。このため，計画値で策定した電気ボイラ出力 (連続値) をベースとして四捨五入的に離散値に修正する。

(イ) 余剰分吸収可能量算出

PV の抑制量は最小にしたい。そのためにまず，計画値を変更することでどれだけの余剰電力に対応できるのかを算出する。具体的には，買電量の削減可能量(最低購入電力 50kW までの kW 値)，蓄電池の充電方向変更可能量，電気ボイラの追加稼働可能量((A)で求めた電力・熱貯蔵量の変更可能量を考慮) と各水電解装置の追加稼働可能量の和をとったものである。

(ウ) PV 抑制量・予測誤差算出

このブロックではまず， PV 出力の実測値と計画作成時に使用した予測値の差分をとることで PV 出力の予測誤差を求める。ここで使用する PV 出力の予測値には，計画作成時の最適化計算によって抑制の判断がなされていれば抑制後の PV 出力を使用する。一方，実測値には，現状起動できる PCS をすべて起動させた場合の出力値を用いる (後述する最小停止時間制約により，常に全ての PCS が利用可能ではないことに留意されたい) 。こうすることで，以前の時間帯の RT 制御により蓄電池の充電量に変化が生じ，計画作成時には必要と判断された出力抑制を回避できる可能性が期待される。電力需要の予測誤差も同様に計算し，さらに(ア)において発生した最適化との電力の差も誤差とする。これらの和をとったものを予測誤差とする。

次に，(イ)で求めた余剰分吸収可能量と予測誤差を比較し，余剰分を吸収できない場合に PV を 1 段階追加で抑制する。抑制後の予測誤差と吸収可能量を比較し，吸収

可能量が上回るまで抑制を行い，最終的に必要となる最低限の PV 出力抑制量を決定する。この状態における PV 出力を実測値としてみなし，最終的な予測誤差を算出する。

なお，想定 MG の PV 用 PCS には最小停止時間制約 (一度 PCS が停止した場合に，再度起動するまでには最低 5 分間空けなければならないとする制約) を考慮する。最小停止時間を把握するモデル図が図 3.13 である。図 3.13 はi番目の PCS ユニットのモデルを例示している。停止時間確認ブロックでは次のような式で最後に停止したタイミングからの時間を計測している。

$$count_t^i = \begin{cases} 0 & if\ down_{t-1}^i = 0 \\ count_{t-1}^i + 1 & others \end{cases} \tag{3.25}$$

ここで，$count_t^i$は時刻tにおけるi番目の PCS ユニットが最後に停止してからの時間をカウントする変数であり，$down_t^i$は時刻tにおいてi番目の PCS ユニットが停止したことを示すバイナリ変数である。式(3.1)は，1 時刻前にi番目の PCS ユニットが停止した場合に$count^i$をリセットし，それ以外の場合は単純にカウントを増やしていくことを示している。停止状態確認ブロックにおいては式(3.2)，(3.3)に従って PCS ユニットの状態を確認する。

$$down_t^i = \begin{cases} 0 & if\ state_{t-1}^i - state_t^i = 1 \\ 1 & others \end{cases} \tag{3.26}$$

$$state_t^i = 0 \quad if\ count_t^i \le 5 \tag{3.27}$$

ここで，時刻tにおける$state_t^i$はi番目の PCS ユニットの起動停止状態を示すバイナリ変数である。

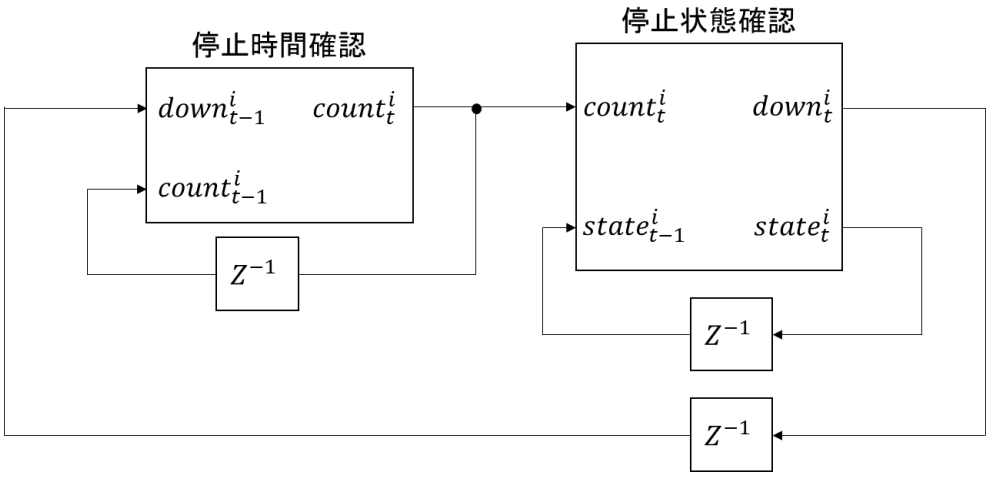


図 3.13 最小停止時間制約の把握方法

C)　電気ボイラ・買電量調整ブロック

C)〜E)は PV 抑制量が確定した後に算出した最終的な予測誤差が余剰側であった場合の，各機器への指令値作成について述べている。なお、予測誤差が不足側については F)〜H)に記載している。

まず C)のブロックでは電気ボイラと買電量の調整によって余剰分を吸収するための運

用変更を検討する。そのフローチャートを図 3.14 に示す。その骨子は，まず運用コスト最小化を優先する観点から，買電量の削減で予測誤差を吸収できるかを検討する。買電量の削減だけでは対応できないときには一旦買電量の変更は行わず，電気ボイラの調整を試みることになるが，電気ボイラは段階制御のみが可能であることに留意が必要である。電気ボイラの 1 ユニットあたりの消費電力は，出力が 50[kW/ユニット]，効率ε_hを考慮すると電気的入力は$50/\varepsilon_h$[kW]である。ここで，電気ボイラを 1 ユニット追加で稼働する。その後再度残りの余剰分を買電量の削減で対応できるかを確認する。このように，買電量の調整と電気ボイラの追加稼働を反復的に強調させることで効果的な電力余剰分の吸収を検討している。

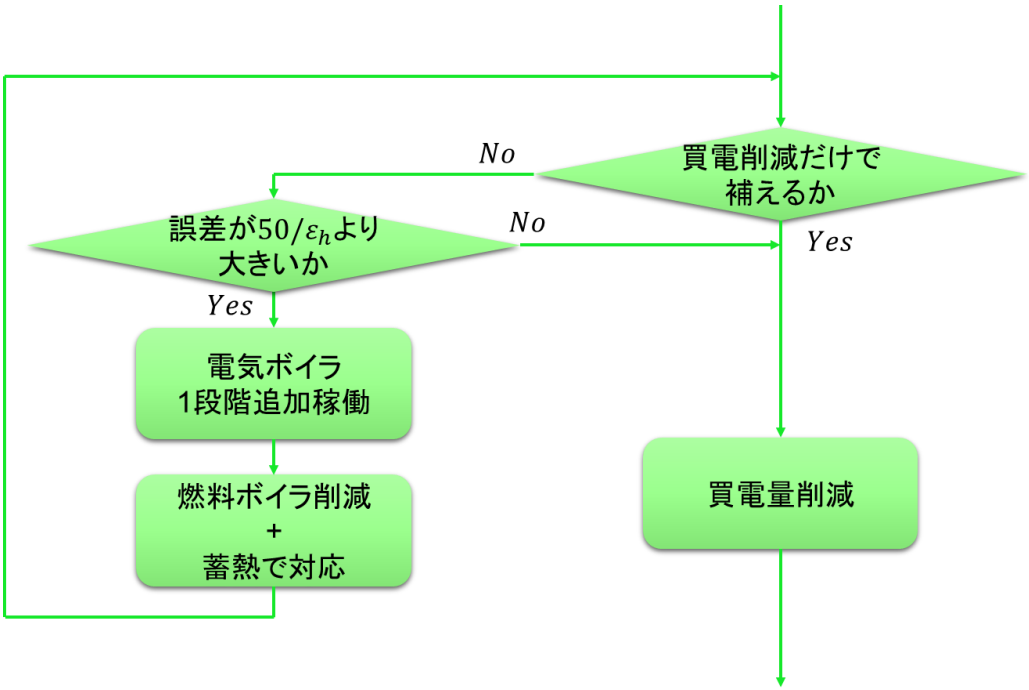


図 3.14 電気ボイラ・買電量調整ブロック

D)　蓄電池調整ブロック

このブロックでは，蓄電池の運用を変更することで C)で吸収しきれなかった予測誤差(余剰分) を，吸収する。まず，放電を行っている場合はその放電量を削減し，さらに調整が必要な場合には充電側に運転を変更する。この際，蓄電池の kW 容量のみで調整可否を判断するのではなく，A)で算出した貯蔵量変更可能量も考慮に入れて可否を判断する。

E)　水電解出力調整ブロック

このブロックでは C)では吸収しきれなかった予測誤差 (余剰分) を吸収するために，水電解装置の運転を調整する。計画作成の優先順位にもあったように，水素生産量は多いことが望まれるため，効率の良い水電解 A の出力を優先的に増やすこととしている。

F)　電気ボイラ・水電解調整ブロック

F)～H)は PV 抑制量が確定してから算出された予測誤差が不足側であった場合についての指令値作成方法である。

F)のブロックの目的は，電気ボイラと 2 種類の水電解装置を調整することで電力の不足

分を補うことである。フローチャートを図 3.15 に示す。まず，運用ポリシーの優先順位に則り，一番優先順位の低い水電解装置の運転を削減することで電力不足分を補填できるかを検討する。水電解装置の調整のみでは補えない場合，一旦水電解装置への入力を変更することはせず，電気ボイラを 1 ユニット停止して不足分を減少させてから，再び水電解装置の調整で補えるかを確認する。このように水電解調整と電気ボイラ調整を反復的に協調させることで，効果的な電力不足補償を検討している。

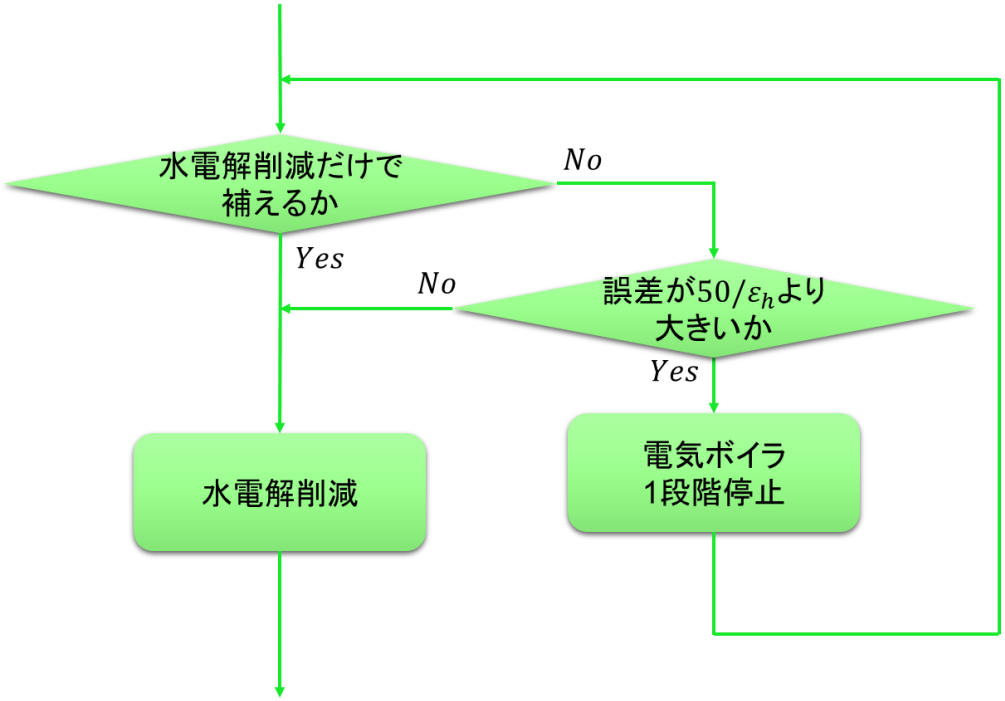


図 3.15 電気ボイラ・水電解調整ブロック

G)　蓄電池調整ブロック

F)の手順だけでは不足分を完全に補うことができない場合には，D)と同様に蓄電池の充放電量を修正することによって電力の不足分を捻出する。充電をする計画であった場合には充電量を削減し，さらに放電側への運転変更を含めて検討する。この際，A)で求めた貯蔵量変更可能量に基づいて変更量を考慮し，以降の時間帯で SOC 制約違反が起こらないように配慮する。

H)　買電量追加ブロック

G)までの手順で不足分が完全に解消できない場合は，その残差分だけ買電量が増加することになる。

3.3.2.2　熱バランス確認ブロック

3.3.2.1 の要領で各種装置の消費電力を調整した場合，特に電気ボイラの運転が変更されると熱需要が満たされない場合がある。この場合，追加で燃料ボイラを稼働させる必要がある。この調

整を行うことがこのブロックの目的である。

3.3.3　機器応答モデリング

本項では，機器のモデリングについて述べる。実際の機器では，指令を受けてすぐにそこまで出力を持っていくことができない場合が少なくない。このため，入力された指令値に対して各機器がどのような出力を出せるのかを模擬する必要がある。想定 MG においては，蓄電池の充放電と 2 種類の水電解装置に出力変化速度制約を持たせている。制約に使用した出力変化速度は，IHI 殿からご提供いただいた各機器の出力の時系列データにおいて，最大の変化速度を求めて利用した。各数値を表 3.1 にまとめる。3.3.2.1 の指令値作成ブロックにおいて作成された指令値と 1 秒前の実際の出力を比較し，増減両方向この値以上の変化ができないように制限をかけている。図 3.16 に出力変化のイメージを示す。時刻tで新しい指令値が与えられたとする。直前までの出力とその指令値との差Δpが表 3.1 の出力変化速度より小さい場合には制御遅れ 1 秒を考慮し図 3.16 の緑線のように指令値に追従する。しかし，Δpが表 3.1 の出力変化速度より大きい場合には，図 3.16 の青線のように比例的にその指令値に近づいていくような挙動になる。

表 3.1 出力変化速度

	蓄電池	水電解 A	水電解 P
出力変化速度[kW/sec]	11.0	1.5	2.0

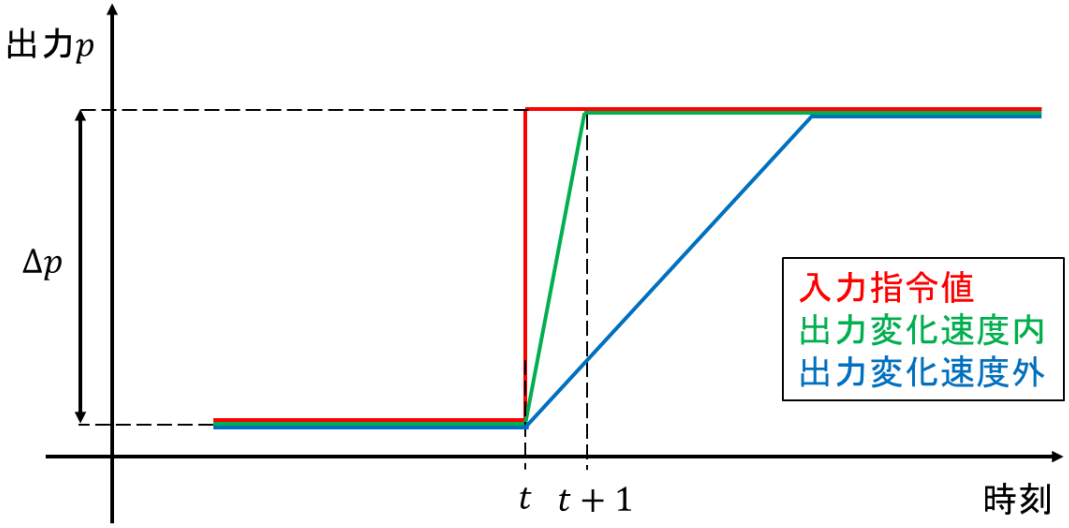


図 3.16 出力変化イメージ

3.4 数値試算

3.4.1 試算条件

提案手法の優位性を検証するために，数値試算による比較を行った。PV 出力の予測値は，気象庁が公開している日射量予測データ[45] (1 時間値) から算出した値を使用した。なお，このデータは 6 時間ごとに更新されるため，各計画作成時にはその時刻における最新のものを使用した。PV 出力の実測値には，国立研究開発法人産業技術総合研究所 (AIST) 及び AIST 福島再生可能エネルギー研究所 (FREA) が公開している FREA の日射量データ[46](1 分値) から算出した値を使用した。電力需要は想定 MG の下水処理場の負荷を想定しており，最大約 200kW となるように変動を与え作成した需要データ (30 分値) を使用する。熱需要は毎日 6 :00-18 :00 の間 160kW 一定であるとしている。簡単のために各需要は完全予測ができているものとする。試算期間は 2018 年の 1 年間のうち，欠損日を除いた 361 日間である。表 3.2 に各種設備情報を，表 3.3 に電力と燃料の料金設定を示す。電力料金は東北電力の業務用季節別時間帯別電力[47]を使用しており，22：00-8：00 は 11.33[円/kWh]，13：00-16：00 は 20.74[円/kWh]，残りの時間帯は 18.14[円/kWh]とした。また，燃料料金は電力料金より安価な 7[円/kWh]と設定した。

表 3.2 各種設備情報

	買電電力	水電解 A	水電解 P	電気ボイラ	燃料ボイラ
変換効率		0.7 $(\varepsilon^{\mathrm{WE.A}})$	0.5 $(\varepsilon^{\mathrm{WE.P}})$	0.9 $(\varepsilon^{\mathrm{EB}})$	0.9 $(\varepsilon^{\mathrm{GB}})$
上限[kW]	500 $(\overline{p_t^{\mathrm{buy}}})$	156 $(\overline{p_t^{\mathrm{WE.A.in}}})$	180 $(\overline{p_t^{\mathrm{WE.P.in}}})$	400 $(\overline{q_t^{\mathrm{EB.out}}})$	400 $(\overline{p_t^{\mathrm{EB.out}}})$
下限[kW]	50 $(\underline{p_t^{\mathrm{buy}}})$				

	蓄電池		蓄熱槽	
効率	1.0 $(\varepsilon^{\mathrm{BESS.in}})$	0.928 $(\varepsilon^{\mathrm{BESS.out}})$	0.8 $(\varepsilon^{\mathrm{TS.in}})$	0.8 $(\varepsilon^{\mathrm{TS.out}})$
貯蔵量上限[kWh]	1500 $(\overline{E^{\mathrm{BESS}}})$		4000 $(\overline{Q^{\mathrm{TS}}})$	
C レート[h^{-1}]	1/3 $(crate)$			

表 3.3 料金設定

時間帯	0:00-8:00	8:00-13:00	13:00-16:00	16:00-22:00	22:00-24:00
電気料金[JPY/kWh]	11.12	17.81	20.36	17.81	11.12
燃料料金[JPY/kWh]	7.00				

3.4.2　計画作成効果の検証

3.4.2.1　比較手法

計画作成の効果を検証するために，最適化を行わず当日の実測値にのみに基づいて機器の運用を決定する比較手法を用意する。図 3.17 に比較手法のイメージを示す。予測値を使用する前日計画は行わず，各時間帯において PV や電力・熱の需要値を監視しながら需給バランスを保つように機器の運用をルールベースで決定する。比較手法は，合理的な比較をするために，計画作成において想定した運用方針，すなわち「STEP1 で考慮した PV 出力抑制の最小化」，「STEP2 で考慮した運用コスト最小化」ならびに「STEP3 で考慮した水素生産量の最大化」の優先順位を尊重して作成した。最適化計算による計画作成を用いないことで，その場その場での対応となり，将来に生じる PV 出力や需要の影響を考慮した貯蔵量の管理ができない点が大きな相違点である。図 3.18 に比較手法における各時間帯での各機器の出力の指令値作成のフローチャートを示す。まず，現在の PV 出力，電力・熱の各需要値，現状の蓄電池・蓄熱槽の貯蔵量のデータを取得する。次に，取得した PV 出力から電力需要を差し引いて求めた余剰電力を用いて PV 出力抑制量を決定する。蓄電池・電気ボイラ・各水電解装置の出力上限の合計値と余剰電力を比較し，余剰電力のほうが小さくなるまで PV を段階的に停止させる。蓄電池と電気ボイラにおいては，各貯蔵量から出力上限を算出している。これにより，各時間断面においての PV 出力抑制量最小化を実現している。次に抑制後の PV 出力と電力需要から，余剰電力が発生するか残余需要が発生するかの判断を行う。残余需要が発生する場合，コスト最小化の観点から，残余需要分はできる限り蓄電池からの放電で補い，それでもなお不足する場合に限り系統から電力購入を行う。余剰電力が発生する場合，コストを抑えようとする観点から，まず蓄電池の充電に充てる。その後，電力購入より安い燃料購入を避けるために電気ボイラを動かす。さらに余剰している電力は水電解装置を用いて水素に変えることとする。以上の順序で電力の需給バランスを保った後で，熱の需要を確認し，蓄熱槽から放熱を行い不足分に関しては燃料を購入し，燃料ボイラで補うことになる。

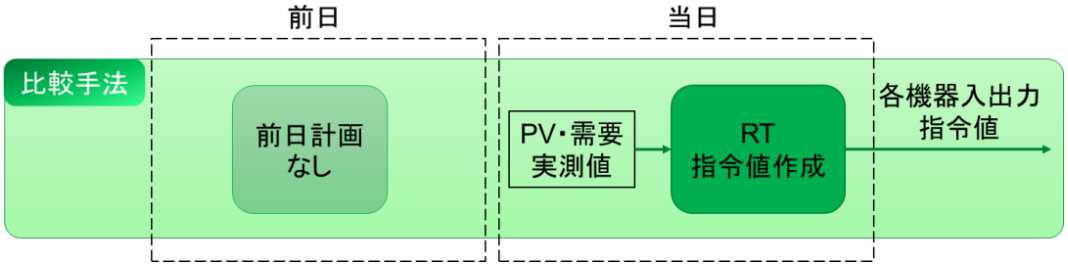


図 3.17 比較手法のイメージ

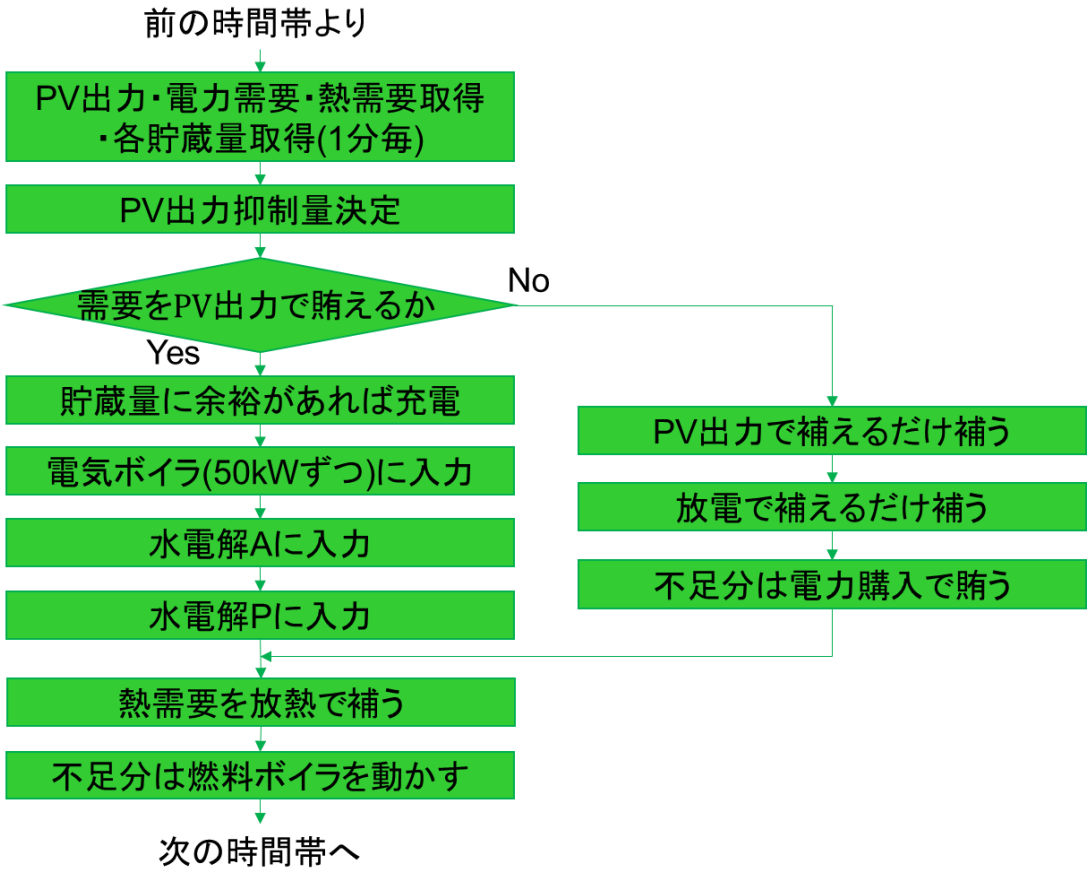


図 3.18 比較手法指令値作成フローチャート

3.4.2.2　前日計画手法

ここでは，3.2 節で提案した計画作成手法の効果を検証するための運用手法について述べる。図 3.19 に計画作成と RT 制御の関係図を示す。PV 出力・需要の予測値を使用し最適化計算によって計画作成を行う。その後，次の計画までの間は実測値との予測誤差を入力値としてその差分を埋めていくように RT 制御を行う。3.3.2.1 で触れたように，RT 制御の実装方法にはいくつかのバリエーションがあり得るが，本試算においては図 3.10 のフローチャートに従うこととする。

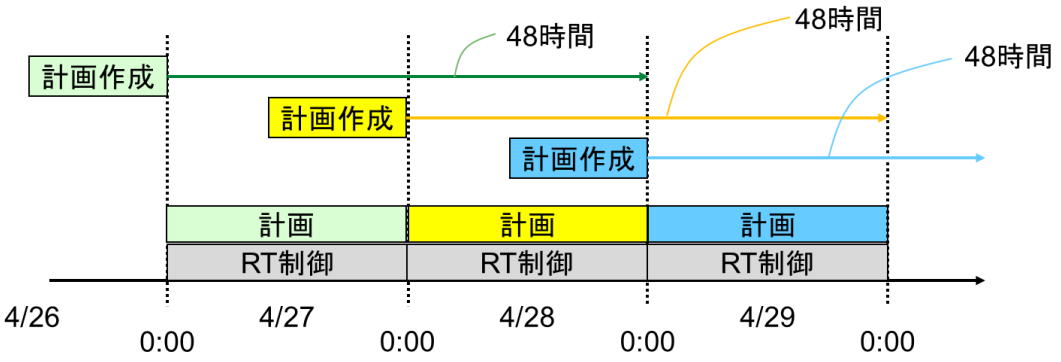


図 3.19　前日計画手法イメージ

3.4.2.3　試算比較

比較手法による 10 日目の運用結果を図 3.20 に示す。10 日目は実測値が予測値より大きく出る日である。図の上中下段の図はいずれも横軸は時刻であり，上段では電力生産として，PV 出力，系統からの買電電力，蓄電池からの放電に加えて PV 出力抑制量を，中段では電力消費として，電力需要，各水電解装置への入力，電気ボイラへの入力，蓄電池への充電を示している (いずれも縦軸は電力[kW]) 。下段は電力 (第 1 軸) ・熱の貯蔵量 (第 2 軸) であり，縦軸の単位はいずれも[kWh]である。比較手法は図 3.18 のフローチャートに従って運用を決定していくため，PV が発電を始める午前 8 時付近から蓄電池への充電を開始する。12 時付近までは蓄電池の kW 上限に達しない限りは電気ボイラを起動していない。蓄電池への充電を最優先で行っているために，蓄電池の電力貯蔵量が 12 時付近に上限に達している。このため余剰電力を蓄電池で吸収できず，12 時以降の PV 出力抑制量が大きくなってしまっていることが確認できる。

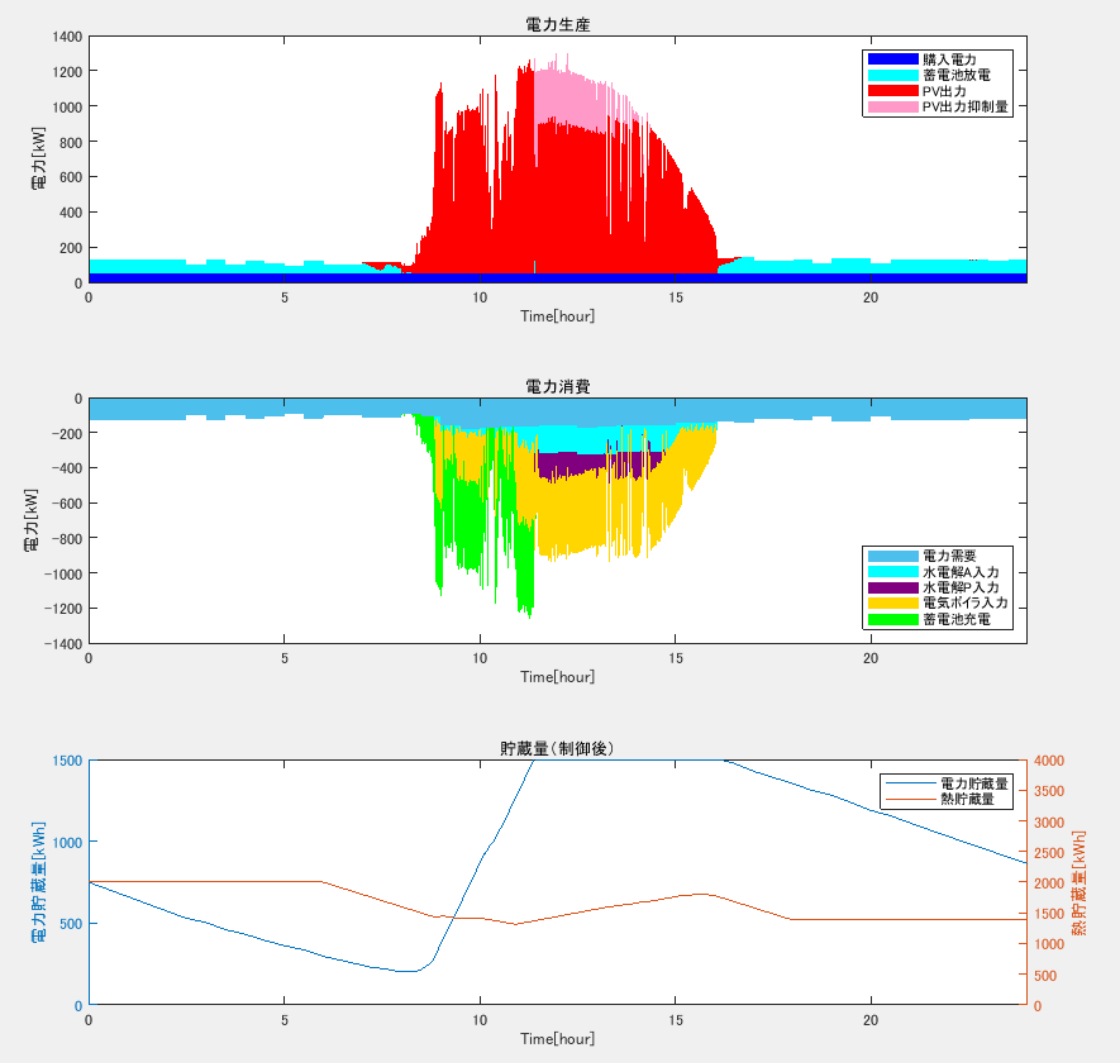


図 3.20　比較手法運用結果 (10 日目)

図 3.21 に前日計画手法の計画結果を示す。前日計画においては事前に PV 出力・需要の予測値を使用して計画期間分の運用を決定する。ここでは，PV 出力がそれほど大きくない予測が出ているため，蓄電池・蓄熱槽にバランスよくエネルギーを貯める必要がある。そこで，余剰電力が発生する午前 7 時頃はまず電気ボイラに入力することで電力を消費し，熱需要を満たすために熱を生成する。その後，日中の PV 出力が大きくなって以降に蓄電池に電力を貯めるという計画が立てられている。この計画ではいずれの水電解装置も稼働していない。この MG の運用ポリシーは 3.2.1.1 項の多段階最適化の優先順位にある通り，PV 抑制量を最小化してコストを最小化したのちになお余剰電力が残っていた場合に製造するものが水素であるため，この運用計画は理にかなったものであるといえる。

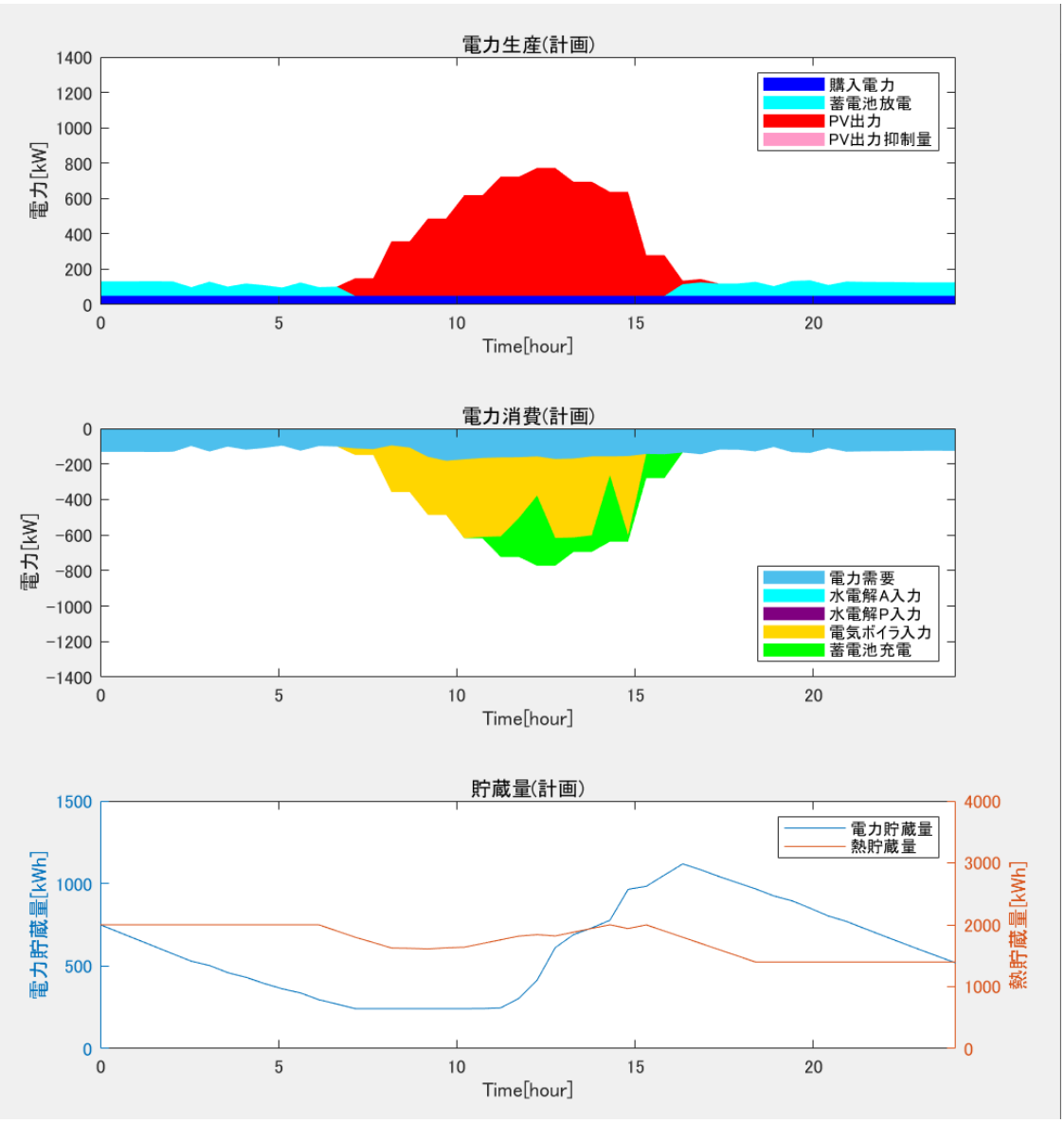


図 3.21　前日計画手法計画結果 (10 日目)

図 3.22 に前日計画手法の運用結果を示す。図 3.21 に示した計画に従って運用をするが，予測誤差は 3.3 で開発した RT 制御に従って埋めるように計画値を修正して指令値を作成している。前述の通り RT 制御は表 3.4 にある 4 種類があるが，本試算では A の RT 制御を採用した。まず，下段の各貯蔵量の推移を確認する。図 3.20 と比較すると，電力貯蔵量 (青線) が上限 (1500kWh) に達している時間が明らかに短くなっている。これは事前に蓄電池や蓄熱槽の貯蔵量の推移が計画されているためである。この結果，蓄電池の貯蔵量が上下限に張り付くことが少なくなり，余剰方向の予測誤差を蓄電池への充電で吸収することができている。したがって，比較手法の結果と比べ日中の PV 抑制量が削減できていることが確認できる。貯蔵量の推移がうまく管理できることが，計画作成の大きな特徴であることがわかる。

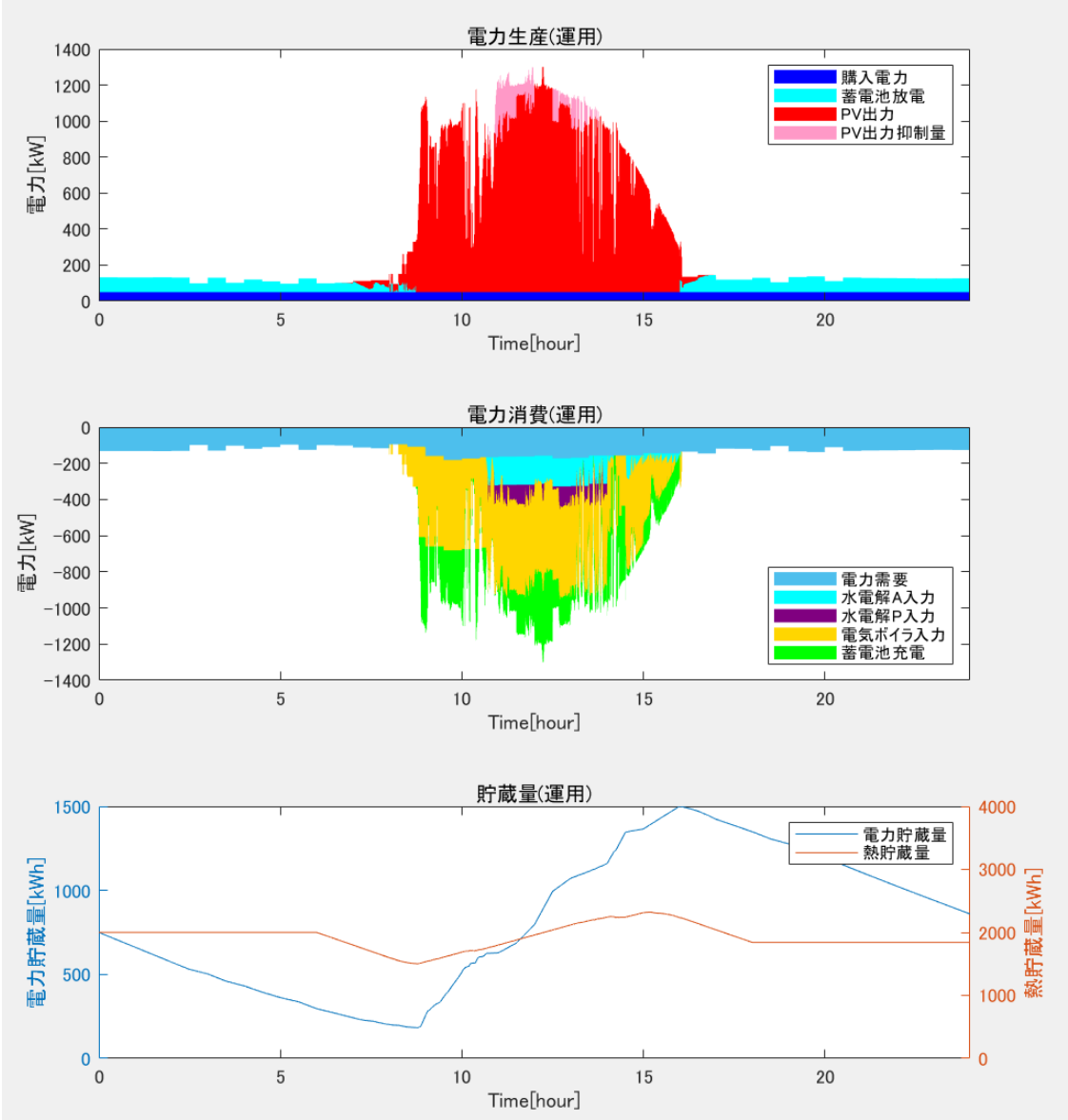


図 3.22　前日計画手法運用結果 (10 日目)

図 3.23 を確認する。これは実測値が予測値を下回る場合の代表日である。図 3.20 と比較すると PV 出力が出始める時間帯が早くなっているが，10 日目は冬であり 181 日目は夏であるためである。基本的な傾向は図 3.20 と同様であり，PV 出力が小さいにもかかわらず 12 時付近で蓄電池が満充電になり，蓄熱量が底を突く形となっている。本来は PV 出力がなくなってからの電力需要分の充電量があればいいが，予測情報を使用していないためこのような運用になっている。

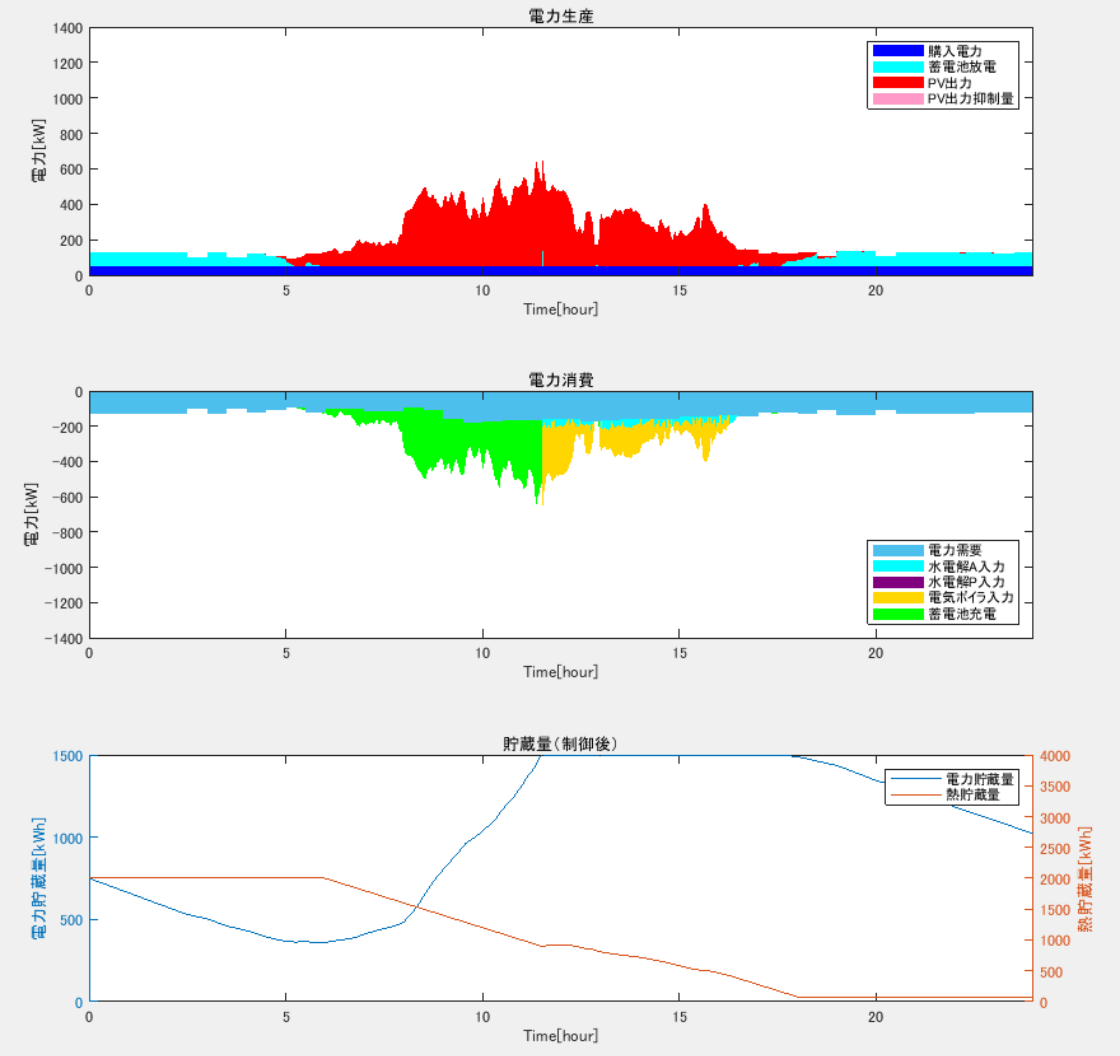


図 3.23 比較手法運用結果 (181 日目)

図 3.24 と図 3.25 に前日計画手法の計画結果と運用結果を示す。日中に電力需要だけでなく熱需要があることを考慮した計画を立てるため，PV 出力があまり大きくない時間帯は余剰電力を蓄電池への充電よりも電気ボイラを稼働させて熱需要を満たすことに使用する計画を立てていることがわかる。図 3.23 では 1 日の蓄熱槽の最終蓄熱量がかなり低くなっている一方で蓄電池の電力貯蔵量はある程度高い値に推移している。これは電力と熱をバランスよく運用できているとはいえず効率的な運用とは言えない。一方で，図 3.25 を見ると各貯蔵量の最終値が容量に対する割合で近い値で終えていることがわかる。これは明らかに計画作成の効果であり，PV 出力が予測より小さく出た場合でも電力と熱をバランスよく運用できているといえる。

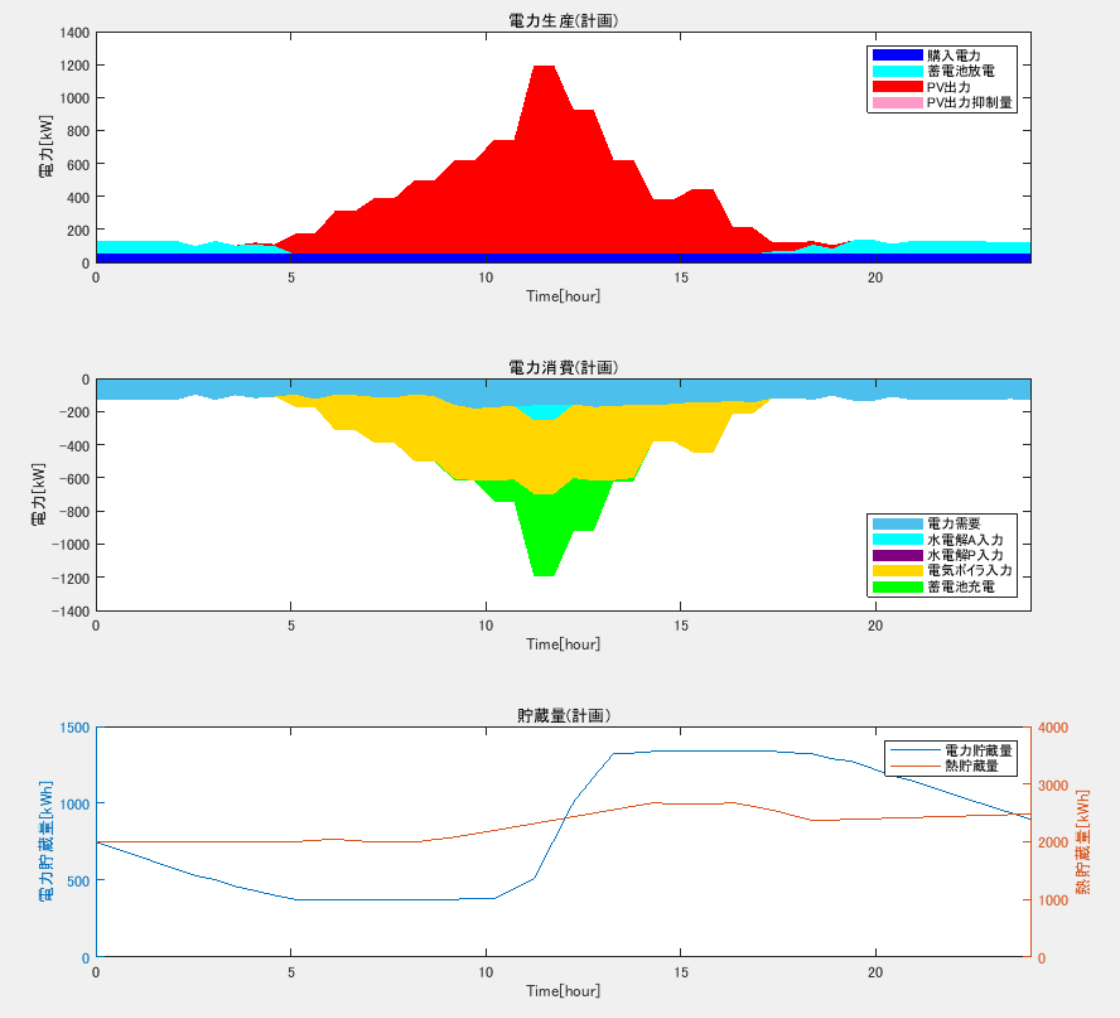


図 3.24 前日計画手法計画結果 (181 日目)

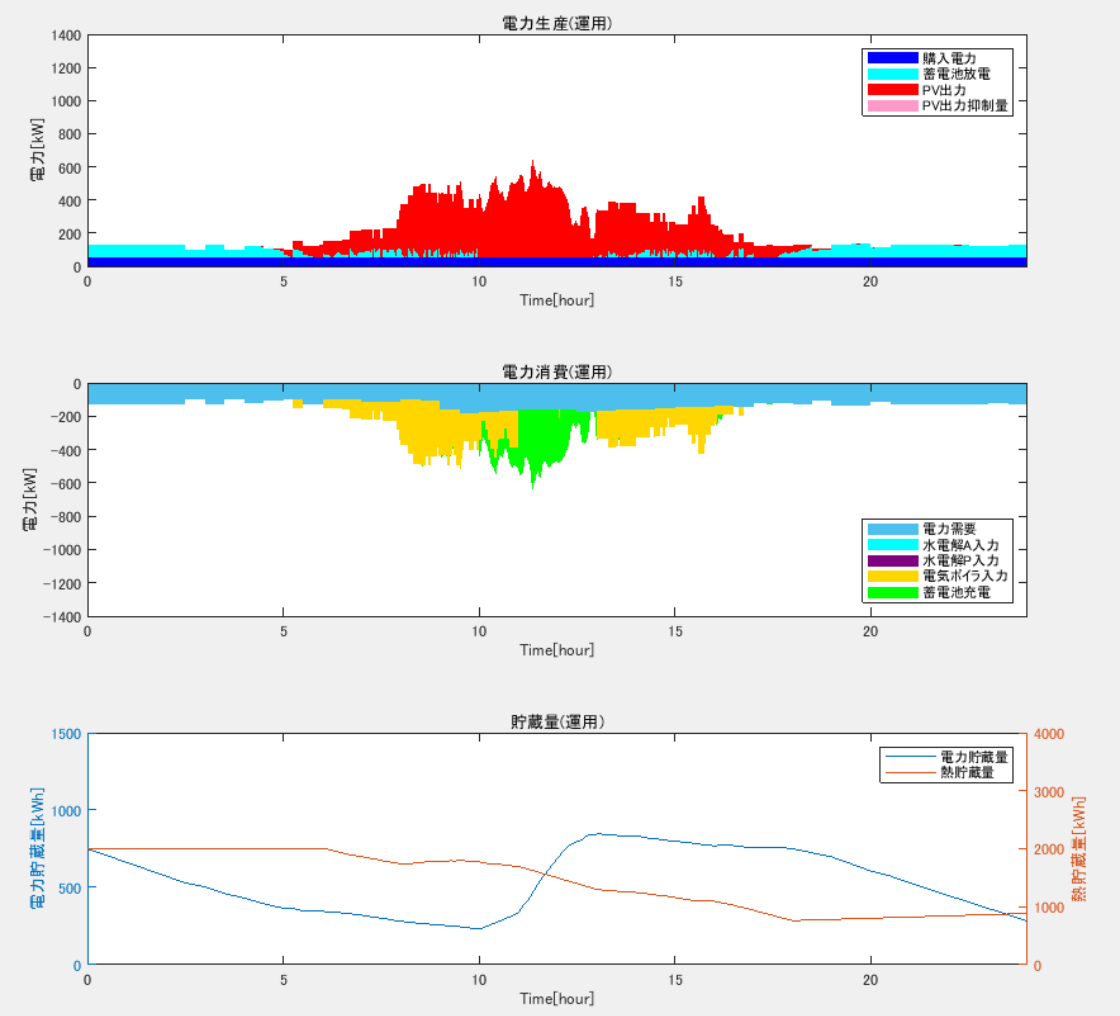


図 3.25 前日計画手法運用結果 (181 日目)

3.4.3　リアルタイム制御別結果比較

3.3.2.1 で触れたように，RT 制御の実装方法にはいくつかのバリエーションがあり得る。具体的には，余剰側の予測誤差への対応として，図 3.10 における D)の蓄電池調整ブロックと E)の水電解装置調整ブロックの優先順で 2 通り，不足側の予測誤差への対応として G)の蓄電池調整ブロックと H)の買電量追加ブロックの優先順で 2 通り，合計 4 通りのバリエーションが考えられる(表 3.4)。ここではこの 4 通りについて，利害得失を数値試算により定量的に比較する。

表 3.4 RT 制御パターン

	余剰時	不足時
A	充電優先	放電優先
B	水電解装置優先	買電優先
C	充電優先	買電優先
D	水電解装置優先	放電優先

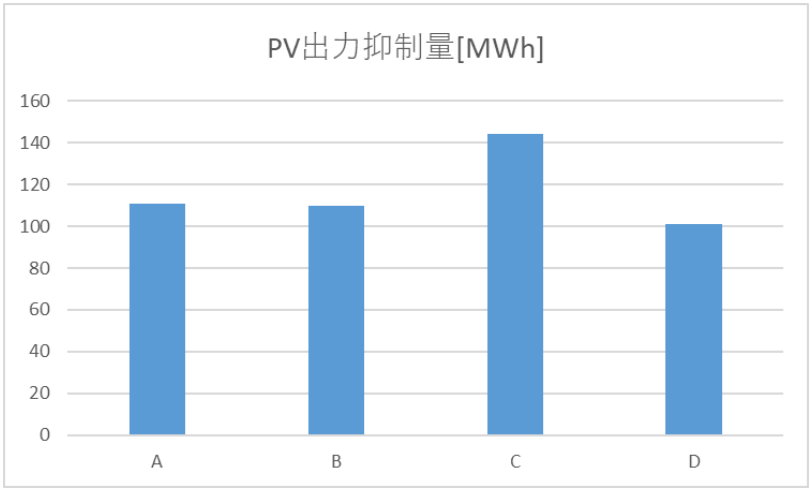
図 3.26 に試算結果を示す。計画作成の際に目的関数にした 3 つの指標の値の差を確認する。(a)は PV 抑制量積算値を，(b)は電力購入費と燃料購入費を合わせた外部エネルギー購入費を，(c)は水素生産量の積算値を示している。

PV 抑制量は C が最も多くなっていることがわかる。これは余剰時には充電を優先している一方で不足時には買電を優先しているため，作成された計画値と比べ蓄電池の電力貯蔵量の推移が上方向に推移する傾向になることが要因である。余剰電力発生時に蓄電池で対応できない時間帯が増えるため抑制量が増加する。一方，D は余剰時には水電解装置への入力を増加させ不足時には蓄電池からの放電を優先するため，電力貯蔵量の推移が計画値より下方向に推移する時間帯が増加する。このため余剰電力を蓄電池で吸収しやすくなり，PV 抑制量が最も削減できる結果となる。A，B は蓄電池の優先順位が上下方向で統一されているため，蓄電池の貯蔵量の推移が計画値から大きくずれることが少なく，両者に大きな差はない。

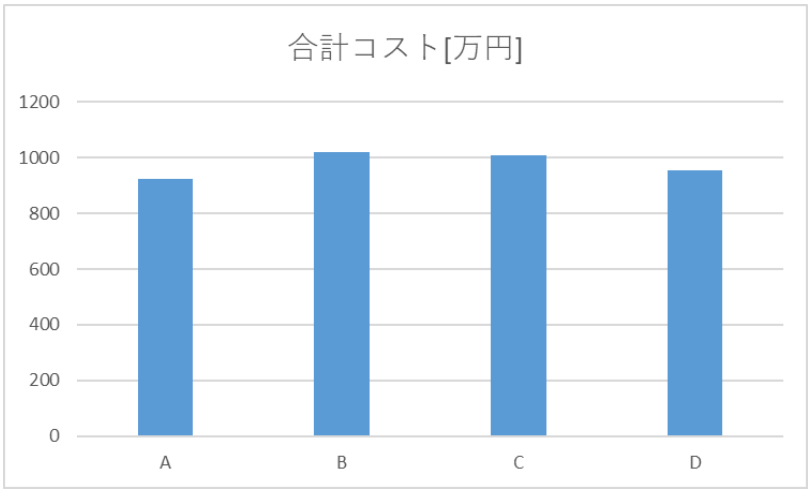
外部エネルギー購入費は，B，C が大きくなっている。これは電力不足時に蓄電池からの放電での対応を優先するのではなく買電による対応を優先するためである。B がより大きくなっているのは，余剰時に充電を優先していないために蓄電池の貯蔵量が小さくなることがあるためであると考えられる。同様の理由から，A と B を比較すると A がより経済的であることがわかる。

水素生産量は B，D が大きくなっている。これは，明らかに電力余剰時の優先順位によるものである。水素製造を余剰電力対策に生かすという観点においては効果が得られているといえる。

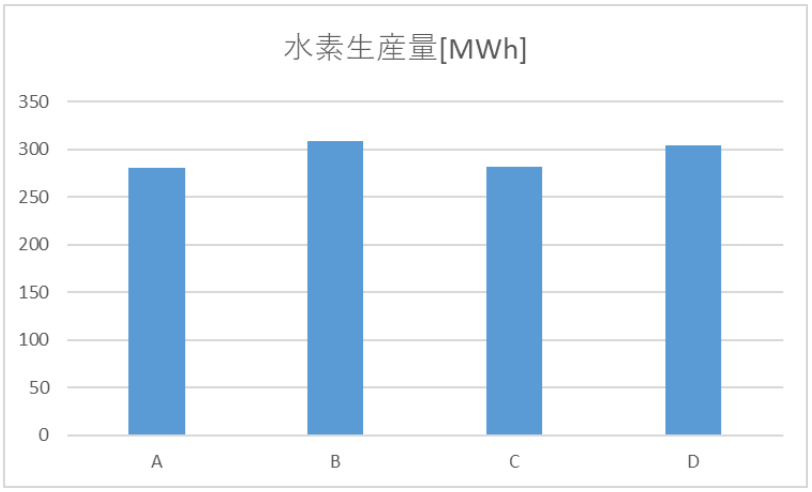
これらの指標を総合的に考える。各パターンによって各指標の変化が異なるため，どれが最適な手法であるかを一概に決定づけることは難しい。計画作成の際に優先順位が高かった PV 抑制量・コストの観点から考えると，PV 抑制量が比較的抑えられており，外部エネルギーコストが最も抑えられている A が合理的であるとの判断のもと，図 3.10 のフローチャートは A の順に設定しており，以降の試算における RT 制御もこのフローチャートに則るものとする。



(a)　PV 抑制量



(b)　外部エネルギー購入費



(c)　水素生産量

図 3.26　RT 制御別各指標比較

3.4.4　運用方法の優位性の検証

前日計画手法では，予測誤差に対応する RT 制御によって計画した貯蔵量が変動する。そこで，計画時間幅 (30 分) ごとにその時点での貯蔵量を初期値とした計画作成を行う。図 3.27 に 10 日目の 11 時時点での計画結果を示す。図 3.21 に比べて 11 時時点の電力貯蔵量が高いためより実態を反映した計画を再作成できる。また，1 日に 4 回更新される気象庁の日射量予測値を使用するため，計画時点での最新の予測値を使用することができる。予測値は予測した時点から離れるほどその精度が落ちる。PV 出力で考えると午後の値の精度が低くなりやすいということである。したがって，その都度最新の予測値を使用できることがこの手法のメリットであるといえる。

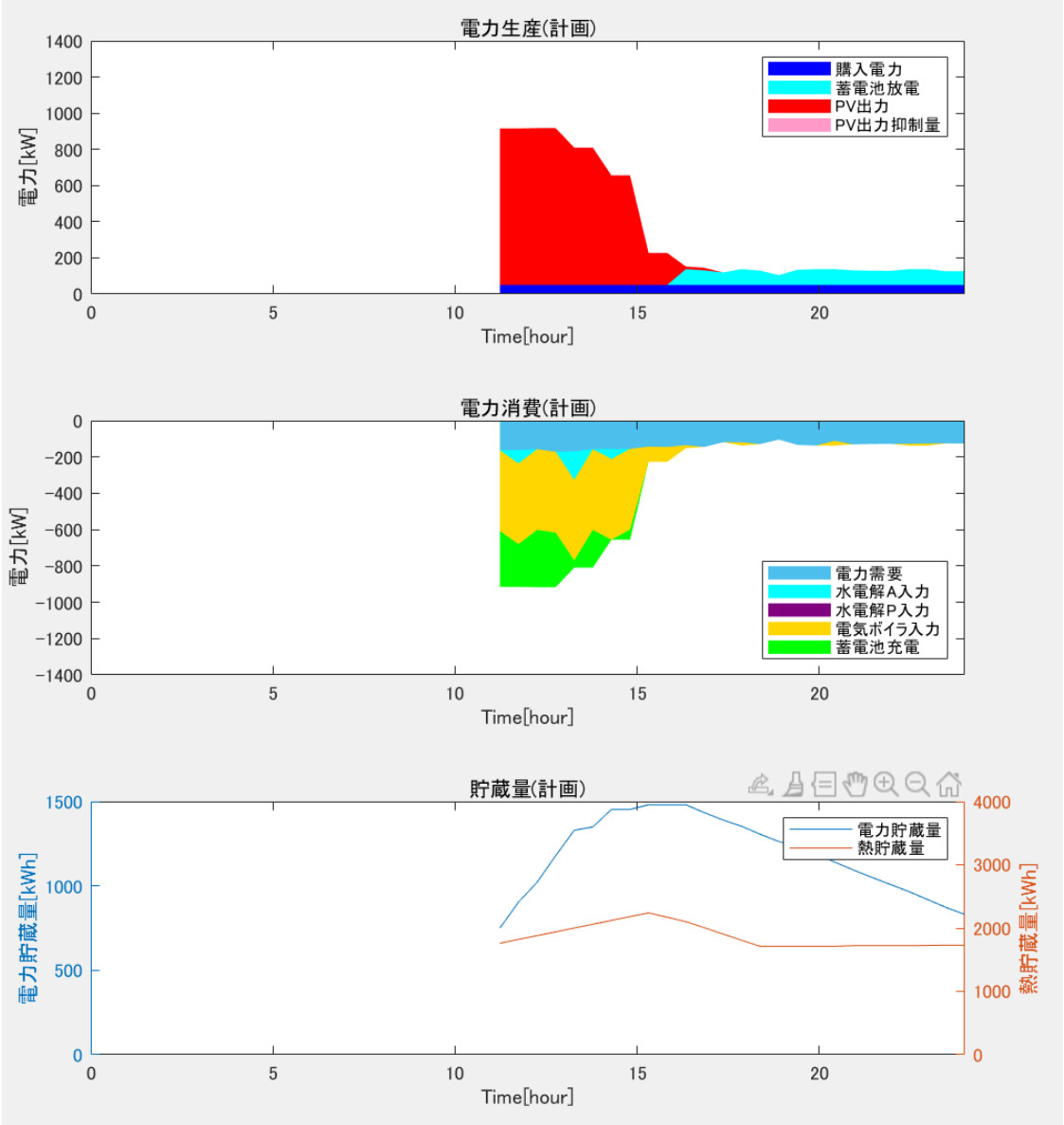


図 3.27　MPC 型運用手法 (10 日目 11 時時点計画)

図 3.28 に MPC 型運用手法の運用結果を示す。図 3.22 と比較して PV 抑制量の大きさに大差は見られない。一方，図 3.22 の熱貯蔵量の最終値は 2,000kWh を下回っているのに対し，この手法では，2,000kWh 付近になっている。これは，余剰電力がより熱に変えられて効率的に使用されている結果となっており，エネルギーの有効利用が実現していることが確認できる。これはこの手法の効果であるといえる。

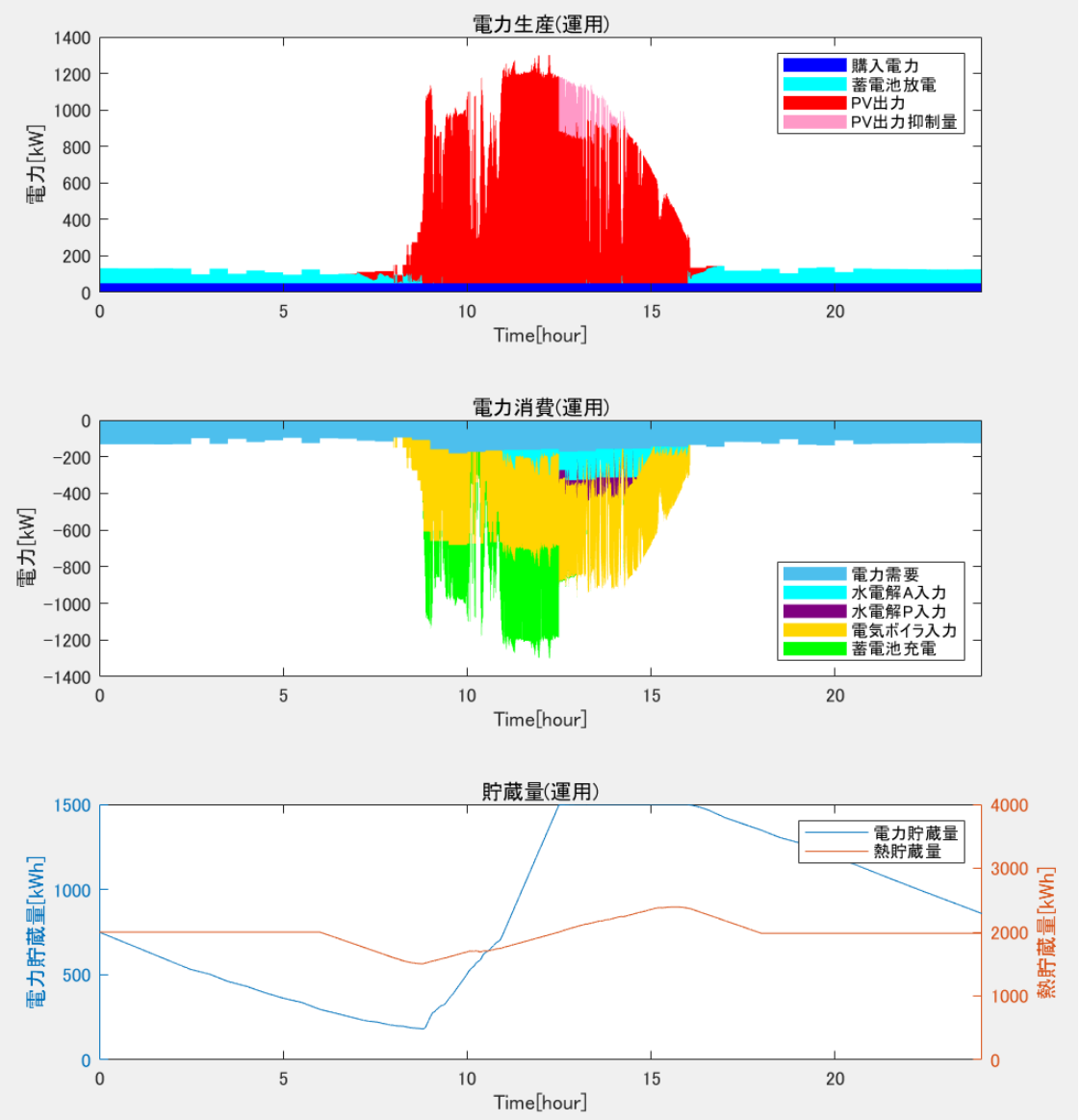


図 3.28　MPC 型運用手法運用結果 (10 日目)

図 3.29 に 181 日目の 14 時時点での計画結果を示す。先ほどの計画と同様に，その時間帯での貯蔵量を境界条件として反映させることでより実態を反映した計画を作成することができている。図 3.24 では 14 時から 15 時にかけての充電が計画されていないが，PV 出力が予測より不足側に出ているために蓄電池の電力貯蔵量が計画値より小さくなっていることが反映され，蓄電池への充電を行う計画へと更新されていることがわかる。この結果，図 3.30 で確認できるように，15 時付近での蓄電池への充電が実際に行われ，図 3.25 と比べ蓄電池の最終電力貯蔵量が高く推移したまま翌日へ進んでいる。これにより蓄熱槽の熱貯蔵量が小さくなっている。この変化の良し悪しはこの日の運用のみから判断できるものではないが，購入単価がより高い電力のたくわえができているという観点では効率的であるといえるだろう。

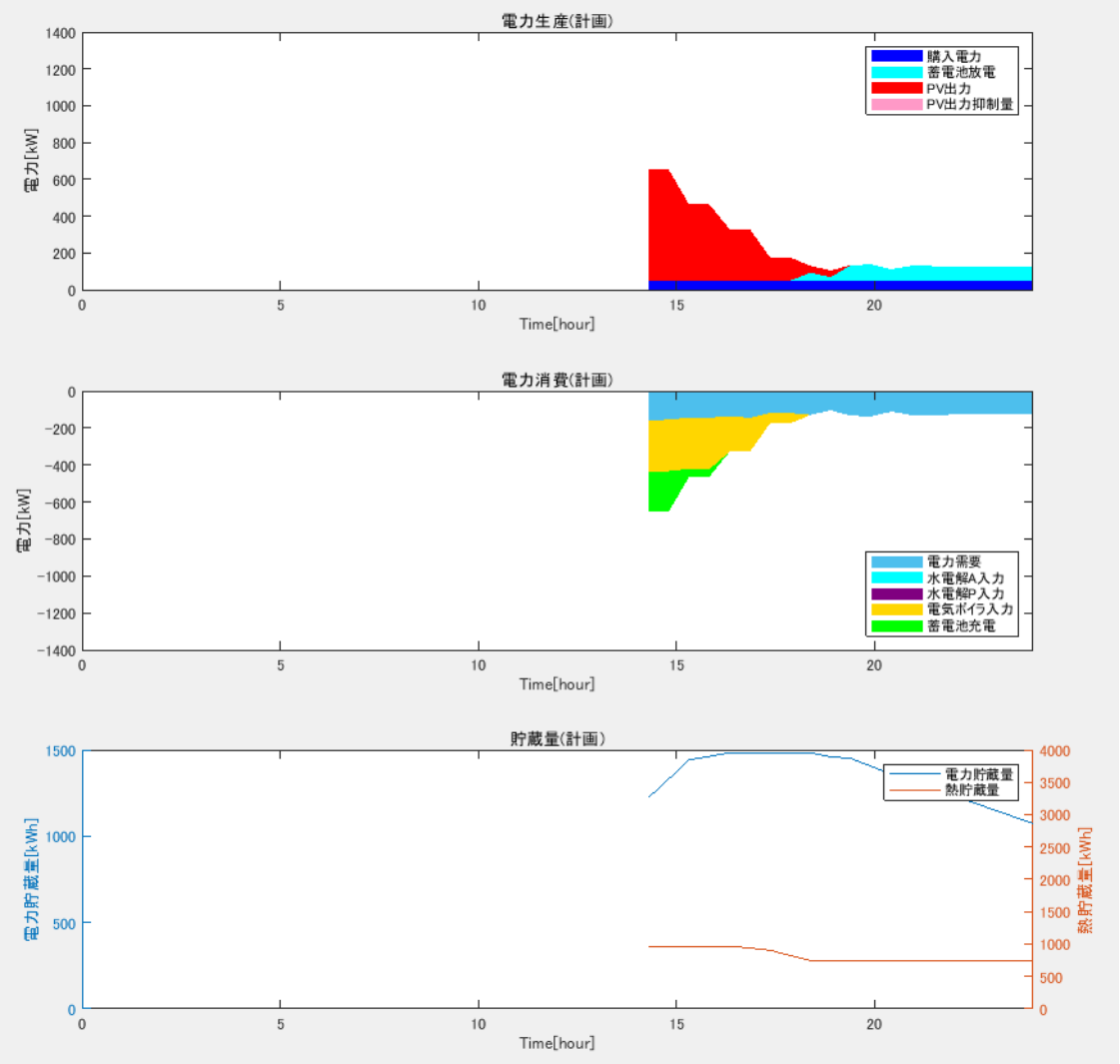


図 3.29　MPC 型運用手法 (181 日目 14 時時点計画)

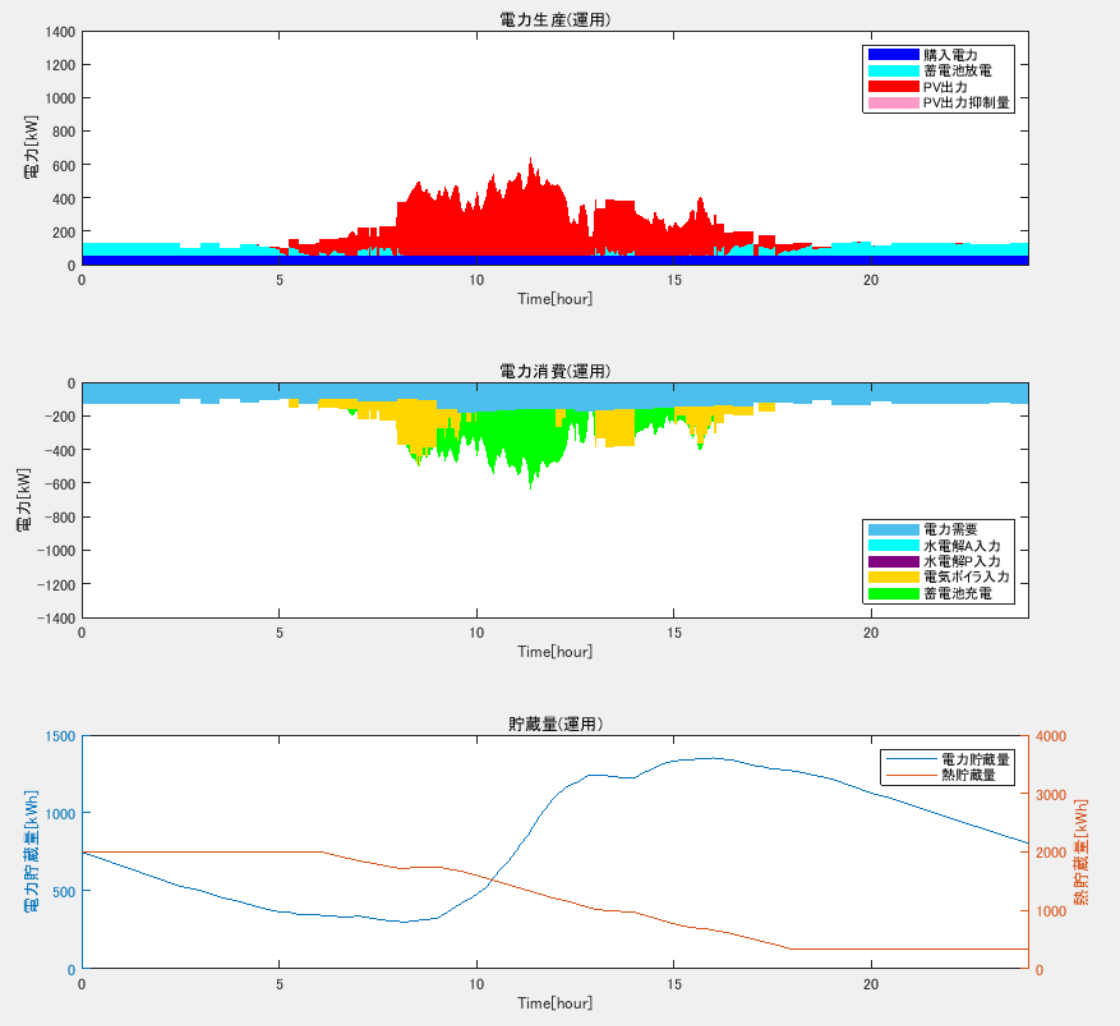


図 3.30 MPC 型運用手法運用結果 (181 日目)

図 3.31 に予測値修正手法の 11 時時点での計画結果を示す。図 3.27 と同時点での計画であり，使用している予測値が同様のものである。しかし，ここまでの時間帯で PV 出力予測が余剰側に外れているため，3.1.2.2 節に従い使用する予測値を余剰側に修正している。これにより，図 3.27 では購入電力と PV 出力の合計が 1,000kW を超えていないが，図 3.31 ではこの修正により 1,000kW を超えるような値となっている。これにより予測のずれの傾向を反映した計画を立てることに繋がっている。水電解 A をより多く使う計画になっていることからもこのことがわかる。

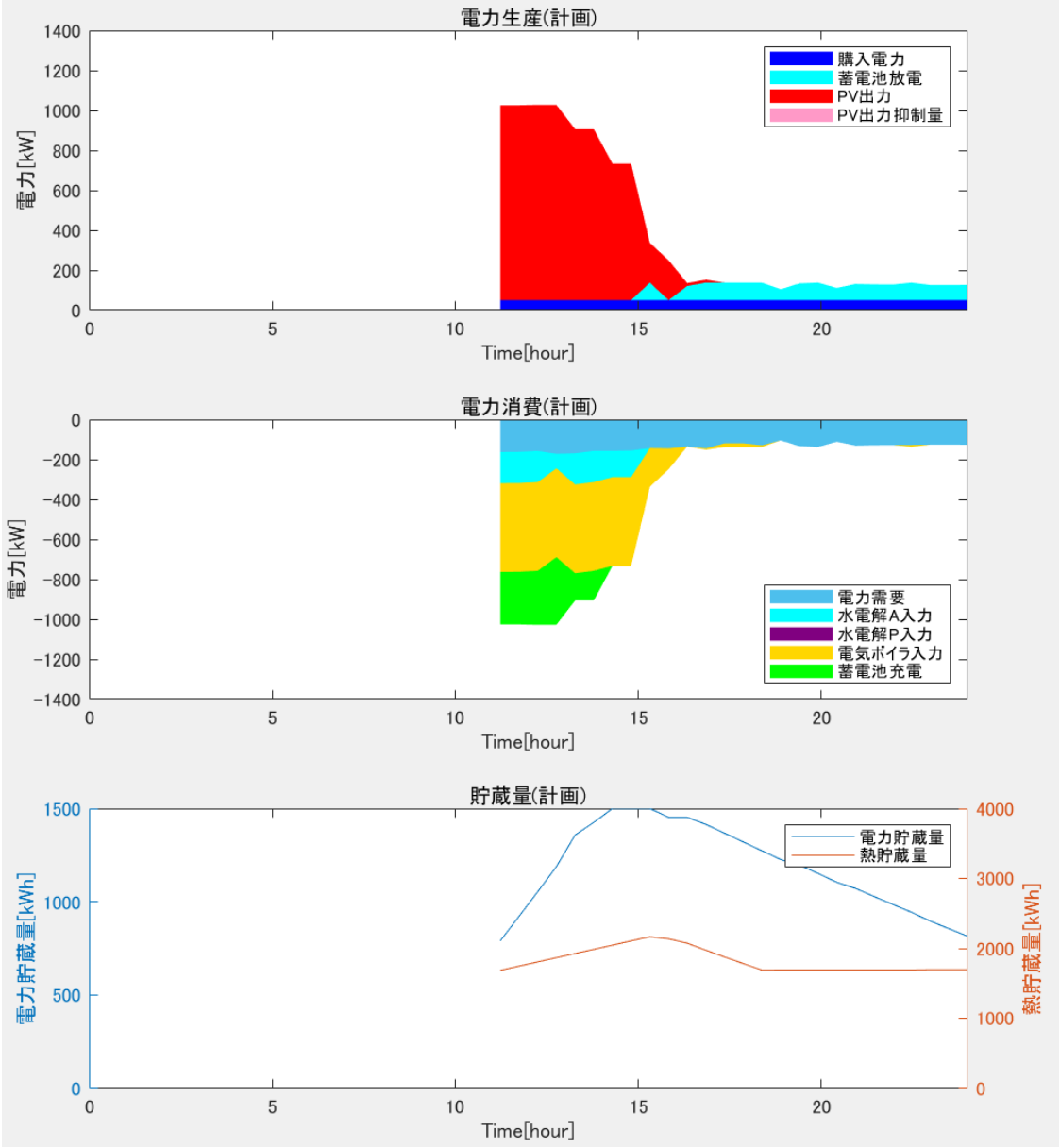


図 3.31　予測値修正手法 (10 日目 11 時時点計画)

図 3.32 に予測値修正手法の運用結果を示す。図 3.28 と比べ PV 抑制量が削減されていることが確認できる。精度が悪い予測値を使い続けることを避けることができた効果であると考えられ，予測値修正に効果がみられることを確認できる。

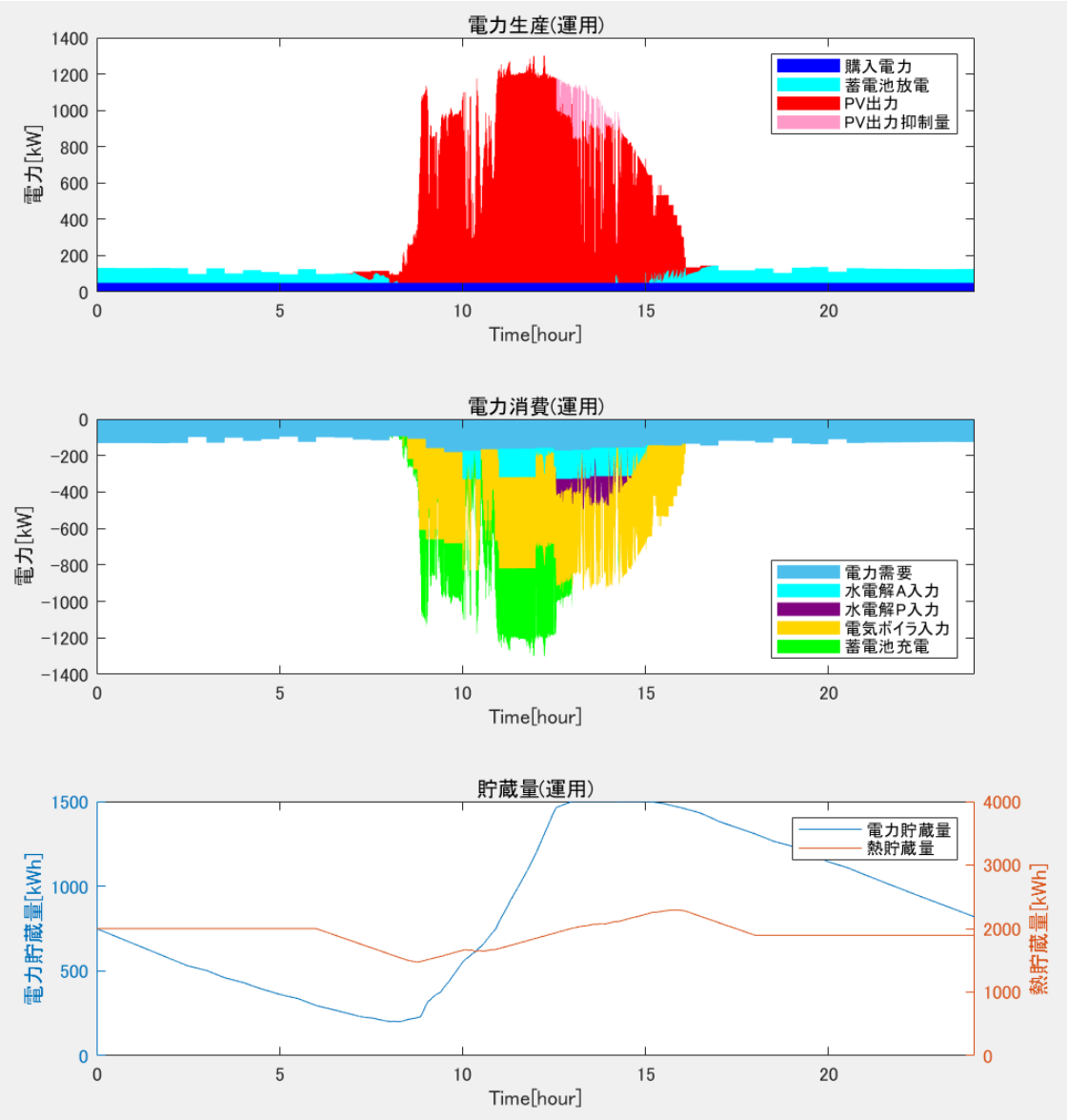


図 3.32　予測値修正手法運用結果 (10 日目)

図 3.33 に 181 日目の 14 時時点の計画結果を示す。図 3.29 と比較すると明らかに PV 出力予測値が小さくなっており，より実測 (図 3.34) の PV 出力の値に近づいていることがわかる。PV 出力の余剰電力を電気ボイラのみに入力し，熱需要を満たすことに使われていることがわかる。結果として蓄電池の電力貯蔵量の最終値が小さくなってしまっているが，この結果の良し悪しを 1 日の運用のみを確認することで決定づけることはできない。

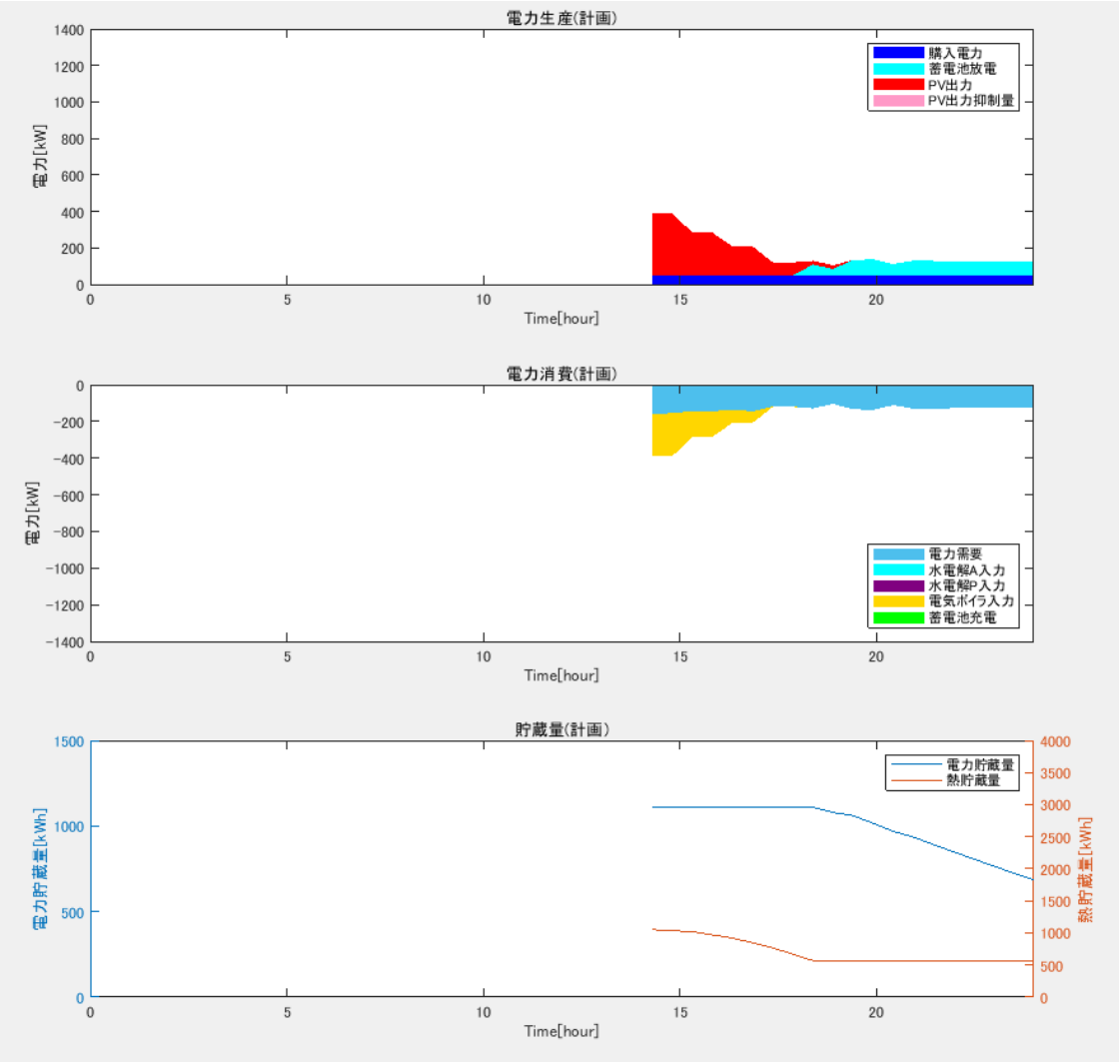


図 3.33 予測値修正手法 (181 日目 14 時時点計画)

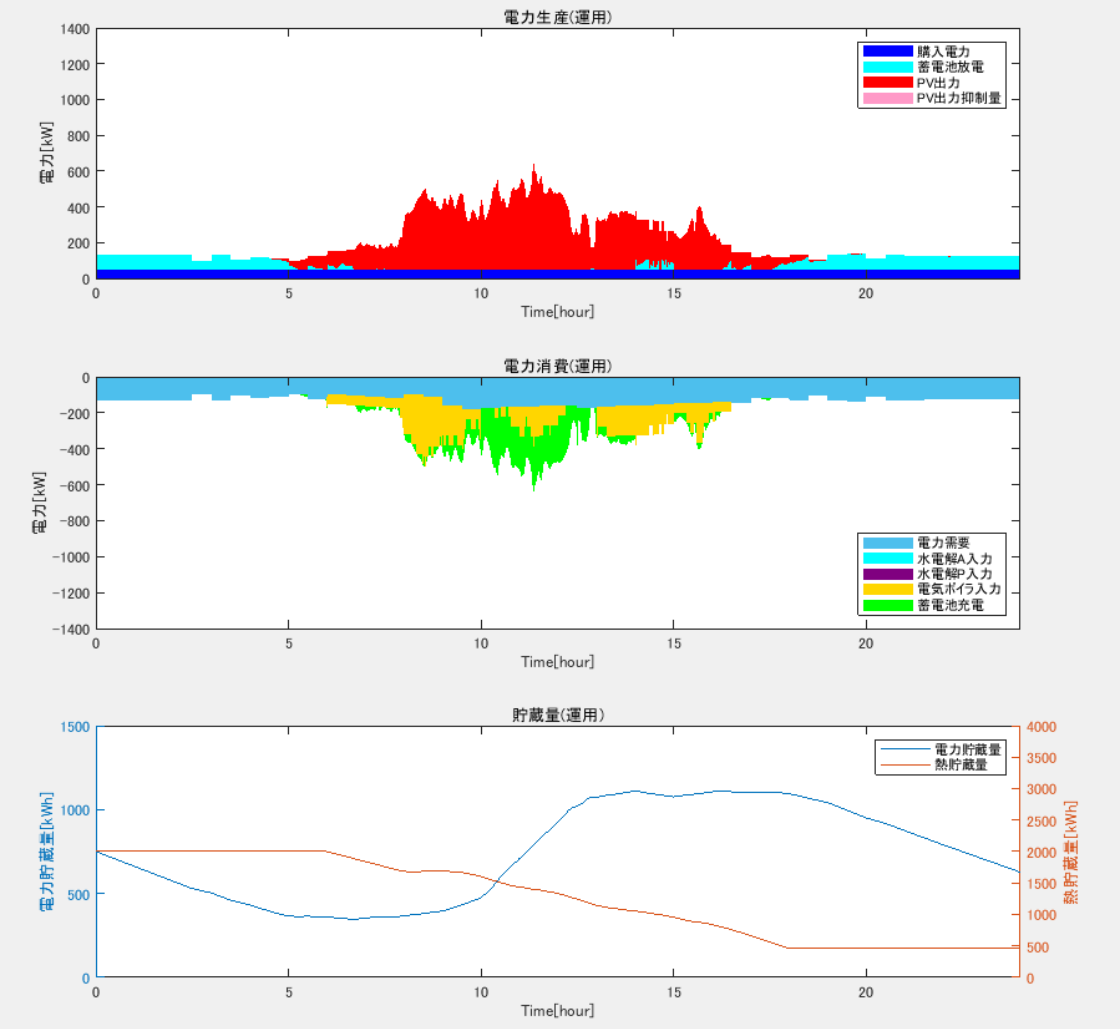


図 3.34 予測値修正手法運用結果 (181 日目)

ここまで，電力余剰，不足それぞれの代表日を抽出して各運用手法の特徴について考察してきた。ここからは，各運用手法について計画作成の際に目的関数にした PV 出力抑制量・外部エネルギー購入費・水素生産量の 3 つの観点から考察していく。図 3.35 から図 3.37 に各手法の運用手法別の年間試算結果を示す。これらの図の縦軸の最小値が 0 とは限らないことにご注意願いたい。

図 3.35 に PV 出力抑制量の変化を示す。前日計画手法に比べ，提案手法である MPC 型運用手法と予測値修正手法による結果が小さくなっていることがわかる。これにより，最適化による計画作成回数を増やすことで効率的な運用が実現されることが確認できた。提案手法の 2 つを比較すると，あまり大きな変化ではないが，予測値修正手法のほうがより PV 出力抑制量を削減できていることが確認できる。

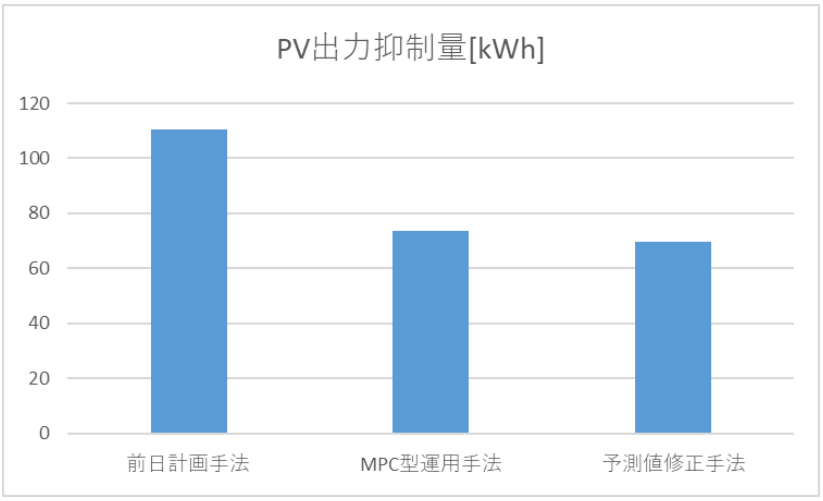
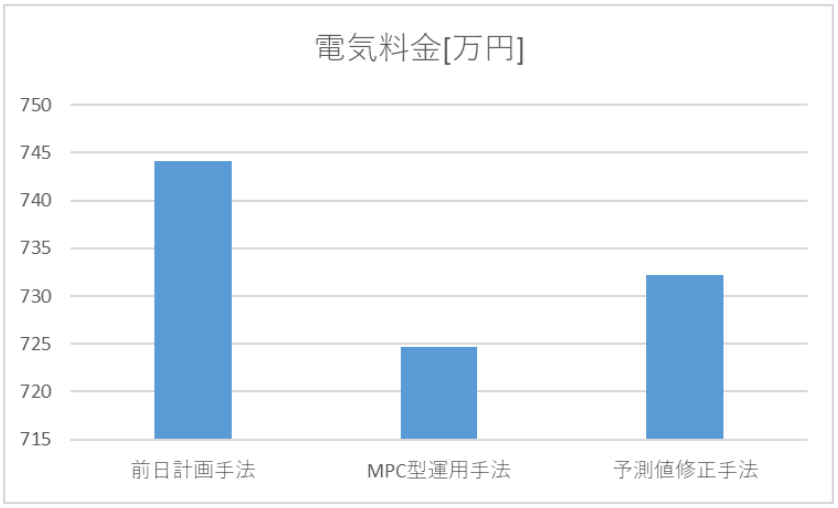
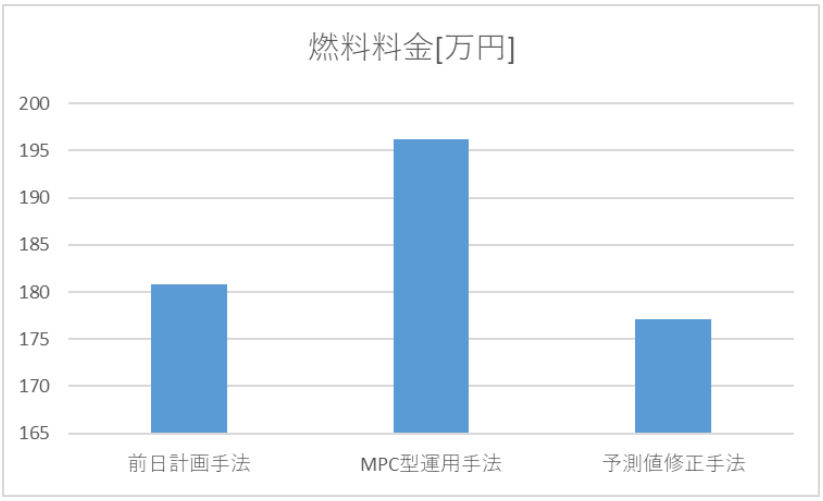


図 3.35 PV 出力量の変化

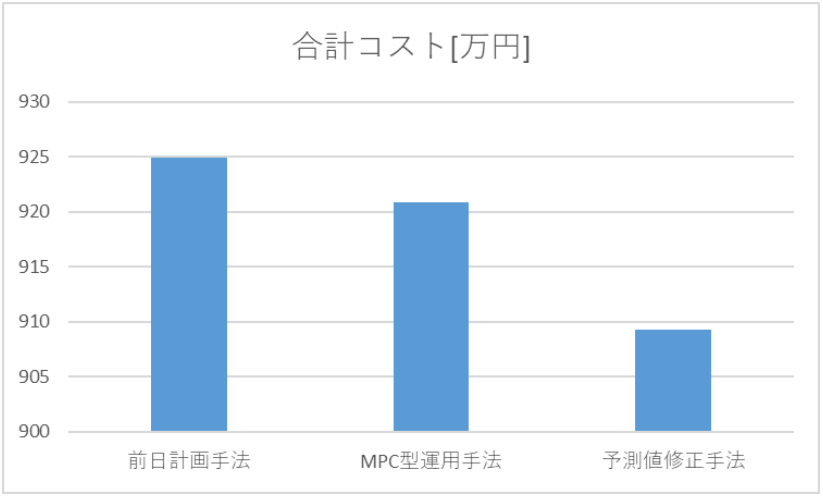
図 3.36 に外部エネルギー購入費の変化を示す。(a)に電力購入費，(b)に燃料購入費，(c)にこれら 2 つの合計コストを示している。(a)を見ると，前日計画手法に比べ 3.1.2 項で提案した 2 つの運用手法は，電力購入費の削減に効果があることがわかる。この原因の一つは図 3.35 に示したように PV 抑制量を削減でき使用可能なエネルギーが増加していることであると考えられる。しかし，(b)をみると MPC 型の運用手法を採用することで燃料購入費が増加してしまっている。これは一見結果が悪化しているように思われる。ただし，提案手法の目的の一つは燃料購入費を抑えることではなく電力購入費を合わせた合計コストを抑えることにある。そこで(c)を確認する。前日計画手法から MPC 型運用手法，予測値修正手法と移るにしたがってコストが削減できていることが確認できる。(a)と(b)をそれぞれ個別で見ると，どの運用手法が経済的なのかどうかがわからないが，合計コストでは予測値修正手法が最も経済的であることが確認できる。最適化による計画作成の効果の一つは電力と熱の各エネルギーを総合的にスケジュールできる点にある。前日計画手法と比べ MPC 型運用手法はこの計画作成回数が増えており，このことによりコストが抑えられていることがわかる。一方，最適化による計画作成におけるデメリットの一つは，その結果が予測値の精度に依存することである。特に PV は上空の雲にその出力が大きく左右され，予測誤差が生じやすい。そこで，最適化のような複雑な行程を踏まずに容易なプロセスにより予測値修正による効果を示したのが予測値修正手法の結果である。予測値修正が計画作成のデメリットを補完し，より効率的な運用が実現していることが確認できる。



(a)　電力購入費の変化



(b)　燃料購入費の変化



(c)　合計コストの変化

図 3.36 外部エネルギー購入コストの変化

図 3.37 に水素生産量の変化を示す。提案手法 2 ついずれも水素生産量が増加していることがわかる。これは先ほどから述べているように最適化回数の増加により，PV 抑制量が減少し余剰電力をうまく利用できていることの表れである。PV を主力電源化していくには余剰電力対策が必須である。この結果は余剰電力対策として水素製造を需要として扱うことの効果があることを示している。一方，MPC 型運用手法と予測値修正手法で比較すると後者の結果のほうが生産量が少なくなっている。これはこの観点では明らかに悪化している。しかし，この想定 MG の運用ポリシーの優先順位は PV 抑制量，外部エネルギー購入コスト，水素生産量の順である。この優先順位においては，水素生産量は余剰電力を表す一つの指標である。そのため，上位 2 つの指標が改善されながら水素生産量が減少しているという現象は，使用可能なエネルギーをより効率的に需要を満たすために使用できているという現象であると判断できる。そこで，この運用ポリシーにおいてはこの結果は合理的であり，この結果に基づいては予測値修正手法がより効率的な運用が実現しているといえる。なお，表 3.5 では 3.4.2.1 で述べた比較手法の結果も含めてまとめた試算結果を示している。

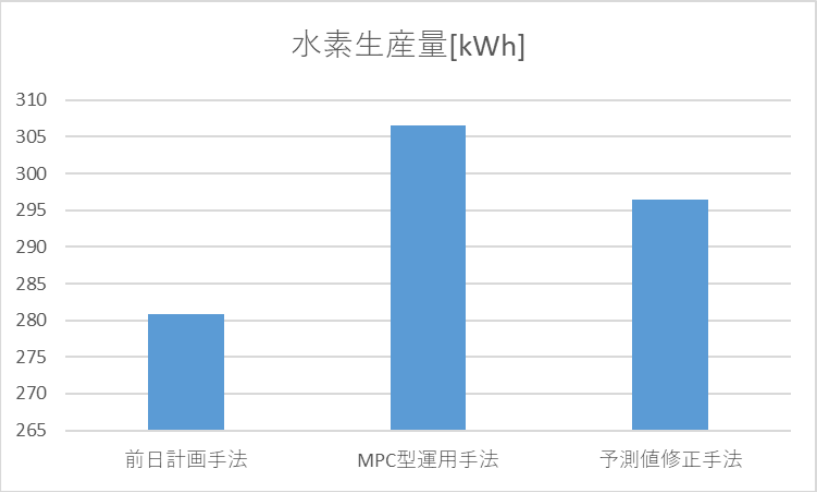


図 3.37 水素生産量の変化

表 3.5　試算結果

評価指標	単位	比較手法	前日計画手法	MPC 型運用手法	予測値修正手法
PV 出力抑制量	[kWh]	337.4	110.7	73.7	69.6
電気料金	[万円]	700.3	744.1	724.7	732.2
燃料料金	[万円]	287.0	180.8	196.2	177.1
合計コスト	[万円]	987.3	924.9	920.9	909.3
水素生産量	[kWh]	98.7	280.8	306.6	296.4

第4章　エリア間エネルギー融通を考慮した脱炭素社会の電源構成ベストミックス

本章では，エリア間のエネルギー連系設備を含む全体の電源構成を決定するモデルを構築し，将来の電力系統において，水素設備を含む場合と含まない場合の影響について議論する。CN のさらに先の脱炭素社会を想定し，化石燃料を用いる火力発電の全廃を前提としたモデルを構築する。

4.1　システム構成

本論文の検討では，国内をN個のエリアに分割し，各エリアでの電力・水素の需給バランス制約等を満たしながら，脱炭素社会における電源構成を決定するモデルを構築した。図 4.1 に各エリアにおけるエネルギーフローを示す。それぞれのエリアにおいて，電力・水素需要が存在する。電源として PV，陸上風力，洋上風力，地熱発電，水力発電，原子力発電，バイオマス発電の導入を検討する。電力貯蔵設備として蓄電池と揚水発電の導入を検討する。さらに水素関連設備としてエネルギーを電力の形態から水素の形態に変換する水電解装置，水素の形態でエネルギーを保存する水素タンク，水素を燃料にした水素火力発電の導入を検討する。他エリアとのエネルギーのやり取りとして，連系線を用いた電力融通と水素を液化しタンカーで運ぶ水素輸送を考慮する。電力融通には連系線の敷設にかかる固定コストが，水素輸送においては輸送時間と荷積み時点における水素の液化に伴う変換ロス，メンテナンスコストといった可変コストがかかる想定である。

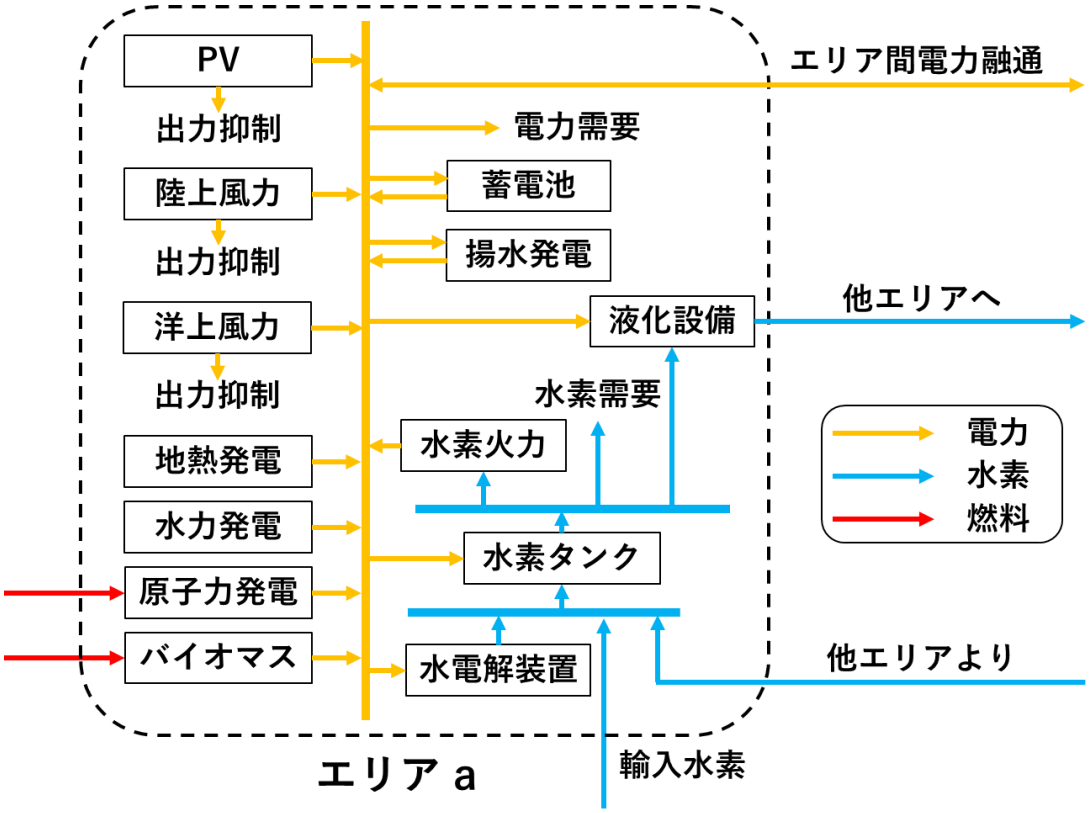


図 4.1　エリア内エネルギーフロー

4.2　最適電源構成決定問題

電源構成を検討するには，期間内に各電源が発電可能な総量だけでなく，1 年間などといった季節性を含む需要・RES 出力データを用いた各電源の運用の模擬が求められる。本論文では，次の目的関数・制約条件を踏まえた線形計画問題を定式化する。

表 4.1　添字定義

PV	太陽光発電
WTon	陸上風力発電
WToff	洋上風力発電
GPP	地熱発電
HPP	水力発電
H_2PP	水素火力発電
NPP	原子力発電
Bio	バイオマス発電
BESS	蓄電池
Pump	揚水発電
WE	水電解装置
HS	水素タンク
inter	エリア間エネルギー融通
compresser	水素圧縮
liq	水素液化

4.2.1　目的関数

本論文で検討する最適電源構成決定問題は，式 (4.1) から (4.3) で定義する設備コストと運用コストを合計した年間コストの目的関数を最小化する最適化問題として定式化する。

$$\min f = Cost^{\mathrm{cap}} + Cost^{\mathrm{ope}} \tag{4.1}$$

$$Cost^{\mathrm{cap}} = \sum_a \begin{pmatrix} \sum_\chi cap_a^\chi \times c^{\chi.\mathrm{cap}} + \sum_\psi cap_a^\psi \times c^{\psi.\mathrm{cap}} \\ + Cap_a^{\mathrm{HS}} \times C^{\mathrm{HS.cap}} + \sum_b cap_{a,b}^{\mathrm{inter}} \times c_{a,b}^{\mathrm{inter.cap}} \end{pmatrix},$$

$$\chi \in \{\mathrm{PV, WTon, WToff, GPP, HPP, H_2PP, NPP, Bio, BESS, Pump, WE}\},$$

$$\psi \in \{\mathrm{BESS, Pump}\} \tag{4.2}$$

$$\begin{aligned} Cost^{\mathrm{ope}} = \sum_a \sum_t \Big\{ & g_{t,a}^{\mathrm{NPP.in}} \times c^{\mathrm{NPP.fuel}} + g_{t,a}^{\mathrm{Bio.in}} \times c^{\mathrm{Bio.fuel}} + h_{t,a}^{\mathrm{im}} \times c^{\mathrm{h.fuel}} \\ & + p_a^{\mathrm{NPP.out}} \times c^{\mathrm{NPP.ope}} + p_a^{\mathrm{Bio.out}} \times c^{\mathrm{Bio.ope}} \\ & + p_a^{\mathrm{H_2PP.out}} \times c^{\mathrm{H_2PP.ope}} + p_a^{\mathrm{WE.in}} \times c^{\mathrm{WE.ope}} \\ & + (p_a^{\mathrm{BESS.in}} + p_a^{\mathrm{BESS.out}}) \times c^{\mathrm{BESS.ope}} \\ & + (p_a^{\mathrm{Pump.in}} + p_a^{\mathrm{Pump.out}}) \times c^{\mathrm{Pump.ope}} \\ & + (h_a^{\mathrm{HS.in}} + h_a^{\mathrm{HS.out}}) \times c^{\mathrm{HS.ope}} \\ & + \sum_b (h_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}} \times c^{\mathrm{h.inter}}) \Big\} \times Time \end{aligned} \tag{4.3}$$

ここで，$Cost^{\mathrm{cap}}$と$Cost^{\mathrm{ope}}$は設備導入費，設備運用費[JPY]を示す。χ，ψは，それぞれ設備単価を[JPY/kW]，[JPY/kWh]で指定する導入設備の集合である。cap_a^χ，Cap_a^ψ，Cap_a^{HS}，$cap_{a,b}^{\mathrm{inter}}$は設備$\chi$[kW]，設備$\psi$[kWh]，水素タンク[Nm^3]，エリア間連系線の容量[kW]，$g_{t,a}^{\mathrm{NPP.in}}$，$g_{t,a}^{\mathrm{Bio.in}}$は原子力発電，バイオマス発電の単位時間あたりの燃料消費量[kW]，$h_{t,a}^{\mathrm{im}}$は単位時間あたりの水素輸入量[Nm^3/h]，$p_a^{\mathrm{NPP.out}}$，$p_a^{\mathrm{Bio.out}}$，$p_a^{\mathrm{H_2PP.out}}$は原子力発電出力，バイオマス発電出力，水素火力出力[kW]，$p_a^{\mathrm{WE.in}}$は水電解装置の電気入力[kW]，$p_a^{\mathrm{BESS.in}}$，$p_a^{\mathrm{BESS.out}}$は蓄電池充電電力，放電電力[kW]，$p_a^{\mathrm{Pump.in}}$，$p_a^{\mathrm{Pump.out}}$は，揚水発電充電電力，放電電力[kW]である。$h_a^{\mathrm{HS.in}}$，$h_a^{\mathrm{HS.out}}$は水素タンクの入出力[Nm^3/h]，$h_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}}$はエリア$a$から$b$への水素送り出し量[Nm^3/h]を示し，これらは決定変数である。その他の変数は外生変数である。$u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u}}$，$u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u}}$，$u_{t,a}^{\mathrm{GPP.p.u}}$，$u_{t,a}^{\mathrm{HPP.p.u}}$は PV，風力発電，地熱発電，水力発電の定格に対する出力比[p.u.]，$c^{\chi.\mathrm{cap}}$，$C^{\psi.\mathrm{cap}}$，$C^{\mathrm{H_2S.cap}}$，$c^{\mathrm{inter.cap}}$は設備χ[JPY/kW]，設備ψ[JPY/kWh]，水素タンク[JPY/Nm^3]，エリア間連系線[JPY/kW]の容量単価である。$c^{\mathrm{NPP.fuel}}$，$c^{\mathrm{Bio.fuel}}$は原子力発電とバイオマス発電の燃料単価[JPY/kWh]，$c^{\mathrm{h.fuel}}$は輸入水素単価[JPY/Nm^3]，$c^{\chi.\mathrm{ope}}$，$c^{\mathrm{HS.ope}}$は設備χの運用コスト[JPY/kWh]，水素タンクの運用コスト[JPY/Nm^3]である。$c^{\mathrm{h.inter}}$は水素のエリア間融通コスト[JPY/Nm^3]である。$Time$は時間粒度[h]である。各変数の添え字$t\ (= 1,2,\cdots,T)$ は時刻を，$a, b(= 1,2,\cdots,N)$はエリアを示す。

4.2.2 制約式

本モデルは，各エリアで踏まえるべき制約条件，エリア間でのエネルギー融通に係る制約，全エリアの合計値に係る制約がありそれぞれを記載する。

4.2.2.1 エリア別制約

[需給バランス制約]

$$\begin{aligned}&\left(cap_a^{\mathrm{PV}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u}} - p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}}\right) + \left(cap_a^{\mathrm{WTon}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WTon.p.u}} - p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}}\right)\\ &+\left(cap_a^{\mathrm{WToff}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WToff.p.u}} - p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}}\right) + \left(cap_a^{\mathrm{GPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{GPP.p.u}}\right)\\ &+\left(cap_a^{\mathrm{HPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{HPP.p.u}}\right) + p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{NPP.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}} + \sum_{b=1}^{a-1} p_{t,b,a}^{\mathrm{inter}}\\ &= p_{t,a}^{\mathrm{dem}} + p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}} + p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}} + p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}} + \sum_{b=a+1}^{\mathrm{N}} p_{t,a,b}^{\mathrm{inter}} + p_{t,a}^{\mathrm{H_2S.compresser}} + \sum_{b=1}^{\mathrm{N}} p_{t,a,b}^{\mathrm{liq}} \qquad (4.4)\end{aligned}$$

$$h_{t,a}^{\mathrm{HS.in}} = h_{t,a}^{\mathrm{im}} + h_{t,a}^{\mathrm{WE.out}} + \sum_{b}^{9} h_{t,b,a}^{\mathrm{inter.in}} \qquad (4.5)$$

$$h_{t,a}^{\mathrm{HS.out}} = h_{t,a}^{\mathrm{dem}} + h_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.in}} + \sum_{b}^{9} h_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}} \qquad (4.6)$$

ここで，$p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}}$，$p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}}$，$p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}}$は PV，陸上風力，洋上風力の出力抑制量[kW]，$p_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}}$はエリア$a$から$b$への電力融通量[kW]，$p_{t,a}^{\mathrm{HS.compresser}}$は水素タンク入力時の圧縮消費電力[kW]，$p_{t,a,b}^{\mathrm{liq}}$はエリア$a$から$b$へ水素を輸送する際の液化電力[kW]，$h_{t,a}^{\mathrm{WE.out}}$は水電解装置の水素出力[Nm³/h]，$h_{t,k,b}^{\mathrm{inter.in}}$はエリア$a$におけるエリア$b$からの水素受入量[Nm³/h]，$h_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.in}}$は水素火力への水素入力[Nm³/h]を示す。ここまでは決定変数である。$p_{t,a}^{\mathrm{dem}}$，$h_{t,a}^{\mathrm{dem}}$は電力需要[kW]，水素需要[Nm³/h]であり，これらは外生変数である。

式 (4.5)，(4.6) は水素の需給バランス制約である。水素については，製造と同時に利用するという状況は考えづらいため，水素タンクの入力側と出力側で個別の需給バランスを考慮している。

[エネルギー貯蔵制約]

$$E_{t+1,a}^{\mathrm{BESS}} = (1 - loss^{\mathrm{BESS}}) \times E_{t,a}^{\mathrm{BESS}} + \left(p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{BESS}} - p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}} / \varepsilon^{\mathrm{BESS}}\right) \times Time \qquad (4.7)$$

$$E_{t+1,a}^{\mathrm{Pump}} = (1 - loss^{\mathrm{Pump}}) \times E_{t,a}^{\mathrm{Pump}} + \left(p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{Pump}} - p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}} / \varepsilon^{\mathrm{Pump}}\right) \times Time \qquad (4.8)$$

$$H_{t+1,a}^{\mathrm{HS}} = (1 - loss^{\mathrm{HS}}) \times H_{t,a}^{\mathrm{HS}} + \left(h_{t,a}^{\mathrm{HS.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{HS}} - h_{t,a}^{\mathrm{HS.out}} / \varepsilon^{\mathrm{HS}}\right) \times Time \qquad (4.9)$$

$$E_{1,a}^{\mathrm{BESS}} = E_{T,a}^{\mathrm{BESS}} \qquad (4.10)$$

$$E_{1,a}^{\mathrm{Pump}} = E_{T,a}^{\mathrm{Pump}} \qquad (4.11)$$

$$H_{1,a}^{\mathrm{HS}} = H_{T,a}^{\mathrm{HS}} \qquad (4.12)$$

$$0 \le E_{t,a}^{\mathrm{BESS}} \le Cap_a^{\mathrm{BESS}} \qquad (4.13)$$

$$0 \le E_{t,a}^{\mathrm{Pump}} \le Cap_a^{\mathrm{Pump}} \qquad (4.14)$$

$$0 \leq H_{t,a}^{\mathrm{HS}} \leq Cap_a^{\mathrm{HS}} \tag{4.15}$$

$$p_{t,a}^{\mathrm{HS.compresser}} = h_{t,a}^{\mathrm{HS.in}} \times r^{\mathrm{HS.compresser}} \tag{4.16}$$

ここで，$E_{t,a}^{\mathrm{BESS}}$，$E_{t,a}^{\mathrm{Pump}}$，$H_{t,a}^{\mathrm{HS}}$は蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量[kWh]，水素タンクの水素貯蔵量[Nm³]であり，これらは決定変数である。$loss^{\mathrm{BESS}}$，$loss^{\mathrm{Pump}}$，$loss^{\mathrm{HS}}$は時間経過によるエネルギーロス率，$\varepsilon^{\mathrm{BESS}}$，$\varepsilon^{\mathrm{Pump}}$，$\varepsilon^{\mathrm{HS}}$は各貯蔵設備の入出力効率，$r^{\mathrm{HS.compresser}}$は水素タンク充填時の圧縮消費電力比率[kWh/ Nm³]であり，これらは外生変数である。

[各設備入出力関係式]

$$\left(h_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.in}} \times r^{\mathrm{kWh-Nm^3}}\right) \times \varepsilon^{\mathrm{H_2PP}} = p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}} \tag{4.17}$$

$$g_{t,a}^{\mathrm{NPP.im}} \times \varepsilon^{\mathrm{NPP}} = p_{t,a}^{\mathrm{NPP.out}} \tag{4.18}$$

$$g_{t,a}^{\mathrm{Bio.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{Bio}} = p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}} \tag{4.19}$$

$$p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}} \times \varepsilon^{\mathrm{WE}} = h_{t+t^{\mathrm{delay}(a)},a}^{\mathrm{WE.out}} \tag{4.20}$$

ここで，$r^{\mathrm{kWh-Nm^3}}$は水素高位発熱量[kWh/Nm³]，$\varepsilon^{\mathrm{H_2PP}}$，$\varepsilon^{\mathrm{NPP}}$，$\varepsilon^{\mathrm{Bio}}$，$\varepsilon^{\mathrm{WE}}$は水素火力発電効率，原子力発電効率，バイオマス発電効率[-]，水電解装置変換効率[Nm³/kWh]，$t^{\mathrm{delay}(a)}$はエリアa内の水素輸送遅れ時間[h]であり，これらは外生変数である。

式 (4.17) は水素火力の入出力関係式であり，水素の単位変換のために，入力水素に水素高位発熱量を乗じている。式 (4.20) は水電解装置の入出力関係式である。入出力に遅れ時間を設けることで，エリア内の水素輸送の遅れを模擬している。

[各設備入出力上下限制約]

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}} \leq cap_a^{\mathrm{H_2PP}} \tag{4.21}$$

$$0 \leq p_t^{\mathrm{NPP.out}} \leq cap_a^{\mathrm{NPP}} \tag{4.22}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}} \leq cap_a^{\mathrm{Bio}} \tag{4.23}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}} \leq cap_a^{\mathrm{WE}} \tag{4.24}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}} \leq cap_a^{\mathrm{BESS}} \tag{4.25}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}} \leq cap_a^{\mathrm{BESS}} \tag{4.26}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}} \leq cap_a^{\mathrm{Pump}} \tag{4.27}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}} \leq cap_a^{\mathrm{Pump}} \tag{4.28}$$

$$0 \leq E_{t,a}^{\mathrm{BESS}} \leq Cap_a^{\mathrm{BESS}} \tag{4.29}$$

$$0 \leq E_{t,a}^{\mathrm{Pump}} \leq Cap_a^{\mathrm{Pump}} \tag{4.30}$$

$$0 \leq H_t^{\mathrm{HS}} \leq Cap_a^{\mathrm{HS}} \tag{4.31}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}} \leq cap_a^{\mathrm{PV}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u}} \tag{4.32}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}} \leq cap_a^{\mathrm{WTon}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WTon.p.u}} \tag{4.33}$$

$$0 \leq p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}} \leq cap_a^{\mathrm{WToff}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WToff.p.u}} \tag{4.34}$$

[供給予備力制約]

$$\begin{aligned} &p_{t,a}^{\mathrm{dem}} \times r^{\mathrm{res}} + \left(cap_a^{\mathrm{PV}} + cap_a^{\mathrm{WTon}} + cap_a^{\mathrm{WToff}} + cap_a^{\mathrm{GPP}} + cap_a^{\mathrm{HPP}}\right) \times r^{\mathrm{res.RE}} \\ &\leq p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtaill}} + p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtaill}} + p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtaill}} + \left(cap_a^{\mathrm{BESS}} - p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}}\right) \\ &\quad + \left(cap_a^{\mathrm{Pump}} - p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}}\right) + \left(cap_a^{\mathrm{H_2PP}} - p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}}\right) + \left(cap_a^{\mathrm{Bio}} - p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}}\right) \end{aligned}$$

$$+p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}}+p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}}+p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}} \tag{4.35}$$

$$\begin{aligned} p_{t,a}^{\mathrm{dem}}\times r^{\mathrm{res}}+\left(cap_a^{\mathrm{PV}}+cap_a^{\mathrm{WTon}}+cap_a^{\mathrm{WToff}}+cap_a^{\mathrm{GPP}}+cap_a^{\mathrm{HPP}}\right)\times r^{\mathrm{res.RE}} \\ \leq cap_{t,a}^{\mathrm{PV}}\times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}}+cap_{t,a}^{\mathrm{WTon}}\times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}}+cap_{t,a}^{\mathrm{WToff}}\times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}} \\ +p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}}+p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}}+p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}}+p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}}+\left(cap_a^{\mathrm{BESS}}-p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}}\right) \\ +\left(cap_a^{\mathrm{Pump}}-p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}}\right)+\left(cap_a^{\mathrm{WE}}-p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}}\right) \end{aligned} \tag{4.36}$$

ここで，r^{res}，$r^{\mathrm{res.RE}}$は電力需要に対する予備率，RES 導入量に対する予備率である。

式 (4.35)，(4.36) はそれぞれ出力上げ方向，出力下げ方向の供給予備力確保制約である。

[出力変化率制約]

$$\frac{\left|\left(p_{t+1,a}^{\mathrm{BESS.out}}-p_{t+1,a}^{\mathrm{BESS.in}}\right)-\left(p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}}-p_{t,a}^{\mathrm{BESS.in}}\right)\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{BESS}}\times RL^{\mathrm{BESS}} \tag{4.37}$$

$$\frac{\left|\left(p_{t+1,a}^{\mathrm{Pump.out}}-p_{t+1,a}^{\mathrm{Pump.in}}\right)-\left(p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}}-p_{t,a}^{\mathrm{Pump.in}}\right)\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{Pump}}\times RL^{\mathrm{Pump}} \tag{4.38}$$

$$\frac{\left|p_{t+1,a}^{\mathrm{H_2PP.out}}-p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}}\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{H_2PP}}\times RL^{\mathrm{H_2PP}} \tag{4.39}$$

$$\frac{\left|p_{t+1,a}^{\mathrm{NPP.out}}-p_{t,a}^{\mathrm{NPP.out}}\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{NPP}}\times RL^{\mathrm{NPP}} \tag{4.40}$$

$$\frac{\left|p_{t+1,a}^{\mathrm{Bio.out}}-p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}}\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{Bio}}\times RL^{\mathrm{Bio}} \tag{4.41}$$

$$\frac{\left|p_{t+1,a}^{\mathrm{WE.in}}-p_{t,a}^{\mathrm{WE.in}}\right|}{Time}\leq cap_a^{\mathrm{WE}}\times RL^{\mathrm{WE}} \tag{4.42}$$

ここで，RL^{BESS}，RL^{Pump}，$RL^{\mathrm{H_2PP}}$，RL^{NPP}，RL^{Bio}，RL^{WE}は蓄電池，揚水発電，水素火力，原子力，バイオマス，水電解装置の最大出力変化率を示し，これらは外生変数である。

4.2.2.2　エリア間エネルギー融通制約

[エリア間エネルギー融通制約]

$$\left|p_{t,a,b}^{\mathrm{inter}}\right|\leq cap_{a,b}^{\mathrm{inter}} \tag{4.43}$$

$$h_{t+t^{\mathrm{delay}(a,b)},a,b}^{\mathrm{inter.in}}=h_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}}\times\varepsilon_{a,b}^{\mathrm{inter.h}} \tag{4.44}$$

$$p_{t,a,b}^{\mathrm{liq}}=h_{t,a,b}^{\mathrm{inter.out}}\times r^{\mathrm{liq}} \tag{4.45}$$

ここで，$\varepsilon_{a,b}^{\mathrm{inter.h}}$，$r^{\mathrm{liq}}$はそれぞれ水素輸送効率，水素液化消費電力比率[kWh /Nm^3]を示し，これらは外生変数である。

式 (4.43) はエリア間連系潮流上下限制約，式 (4.44) は輸送時間遅れを考慮したエリア間水素融通制約，式 (4.45) は水素融通時の液化に使用される電力を表す制約である。

4.2.2.3　全エリア包括制約

[政策関連制約]

$$\sum_a \sum_t \left(cap_a^{\mathrm{PV}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.on}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.off}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}} + cap_a^{\mathrm{GPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{GPP.p.u.}} + cap_a^{\mathrm{HPP.off}} \times u_{t,a}^{\mathrm{HPP.p.u.}} + g_{t,a}^{\mathrm{NPP.in}} + g_{t,a}^{\mathrm{Bio.in}}\right) /$$
$$\sum_a \sum_t \left(cap_a^{\mathrm{PV}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.on}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.off}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}} + cap_a^{\mathrm{GPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{GPP.p.u.}} + cap_a^{\mathrm{HPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{HPP.p.u.}} + g_{t,a}^{\mathrm{NPP.in}} + g_{t,a}^{\mathrm{Bio.in}} + h_{t,a}^{\mathrm{im}} \times r^{\mathrm{kWh-Nm^3}}\right) \geq Ratio^{\mathrm{self}} \quad (4.46)$$

$$\sum_a \sum_t p_{t,a}^{\mathrm{NPP.out}} / \sum_a \sum_t \left(cap_a^{\mathrm{PV}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.on}} \times u_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}} + cap_a^{\mathrm{WT.off}} \times u_{t,a}^{\mathrm{WT.p.u.}} - p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}} + cap_a^{\mathrm{GPP}} \times u_{t,a}^{\mathrm{GPP.p.u.}} + cap_a^{\mathrm{HPP.off}} \times u_{t,a}^{\mathrm{HPP.p.u.}} + p_{t,a}^{\mathrm{H_2PP.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{NPP.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{Bio.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{BESS.out}} + p_{t,a}^{\mathrm{Pump.out}} \leq Ratio^{\mathrm{NPP}} \quad (4.47)$$

ここで，$Ratio^{\mathrm{self}}$，$Ratio^{\mathrm{NPP}}$はそれぞれエネルギー自給率下限値，原子力発電量比率であり，外生変数である。

式 (4.46) はエネルギー自給率制約であり，輸入水素量を制約するものである。式 (4.47) は原子力発電比率であり，発電設備容量ではなく発電量[kWh]での比率制約である。

4.3　数値試算

我が国のうち沖縄と離島を除く国内 9 エリア (N=9) を対象に，4.2 節で構築したモデルにより最適電源構成を求める。

4.3.1　試算条件

RES 出力データは電力広域的運営推進機関が公開している需給実績[48]を年間最大値で正規化した。なお，地熱発電出力は実績値が存在しないエリアがあるため，国内の総量をすべてのエリアで使用した。各エリアの電力需要データも同出典のデータを使用した。水素需要データは経済産業省が公表している現状の需要量である年間 150 億 Nm^3[49]を電力需要の比率で各エリアに配分し，それぞれを 1 年間で等分することにより設定した。試算期間は 1 年間 (T = 8760)，計算時間粒度は 1 時間 ($Time = 1$) である。表 4.2 に各設備の導入コストを示す。各設備コストは稼働年数で除することで 1 年あたりのコストとしているが，その計算に使用した稼働年数も併記する。表 4.3 に各設備の運用コストを，表 4.4 に効率等のパラメータを，表 4.5 にエリア間エネルギー融通に関するパラメータを，表 4.6 に電源設備の導入量上限値を示す。これらの値は引用文献[50]-[72]を参考に設定した。エリア間の水素融通に係る時間は現在就航している旅客フェリーの時間を参考に設定した。なお，エリア内の水素輸送時間遅れは一律 5 時間 ($t^{\mathrm{delay}(a)} = 5$) とした。RES 導入量の上限は環境省の導入ポテンシャル[73]を採用した。

表 4.2　各設備導入コスト

変数	値	単位	稼働年数
$c^{\mathrm{PV.cap}}$	8,320	[JPY/kW]	25
$c^{\mathrm{WTon.cap}}$	13,880	[JPY/kW]	25
$c^{\mathrm{WToff.cap}}$	20,600	[JPY/kW]	25
$c^{\mathrm{GPP.cap}}$	19,750	[JPY/kW]	40
$c^{\mathrm{HPP.cap}}$	10,333	[JPY/kW]	60
$C^{\mathrm{BESS.cap}}$	13,000	[JPY/kWh]	6
$c^{\mathrm{BESS.cap}}$	8,667	[JPY/kW]	6
$C^{\mathrm{Pump.cap}}$	800	[JPY/kWh]	40
$c^{\mathrm{Pump.cap}}$	1,000	[JPY/kW]	40
$c^{\mathrm{H_2PP.cap}}$	4,025	[JPY/kW]	40
$c^{\mathrm{NPP.cap}}$	6,667	[JPY/kW]	40
$c^{\mathrm{Bio.cap}}$	13,267	[JPY/kW]	30
$c^{\mathrm{WE.cap}}$	60,000	[JPY/kW]	8
$C^{\mathrm{HS.cap}}$	240	[JPY/ Nm^3]	15

表 4.3　各設備運用コスト

変数	値	単位
$c^{\mathrm{h.fuel}}$	100.00	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{NPP.fuel}}$	1.70	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{Bio.fuel}}$	21.00	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{PV.ope}}$	3.20	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{WTon.ope}}$	4.70	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{WToff.ope}}$	6.30	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{GPP.ope}}$	5.10	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{HPP.ope}}$	3.00	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{BESS.ope}}$	1.30	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{Pump.ope}}$	3.00	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{H_2PP.ope}}$	1.20	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{NPP.ope}}$	3.70	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{Bio.ope}}$	4.20	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{WE.ope}}$	3.31	[JPY/kWh]
$c^{\mathrm{HS.ope}}$	1.20	[JPY/(Nm^3/h)]
$c^{\mathrm{h.inter}}$	29.00	[JPY/ (Nm^3/h)]

表 4.4　各パラメータ

変数	値	単位
$loss^{\mathrm{BESS}}$	0.100	[/month]
$loss^{\mathrm{Pump}}$	0.000	[/month]
$loss^{\mathrm{HS}}$	0.000	[/month]
$\varepsilon^{\mathrm{BESS}}$	0.900	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{Pump}}$	0.900	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{HS}}$	1.000	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{H_2PP}}$	0.545	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{NPP}}$	0.351	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{Bio}}$	0.380	[-]
$\varepsilon^{\mathrm{WE}}$	0.222	[Nm^3/kWh]
$\varepsilon_{a,b}^{\mathrm{inter.h}}$	0.900	[-]
$r^{\mathrm{H_2S.compresser}}$	0.324	[kWh/ Nm^3]
$r^{\mathrm{kWh-Nm^3}}$	3.600	[kWh/ Nm^3]
r^{res}	0.080	[-]
$r^{\mathrm{res.RE}}$	0.150	[-]
r^{liq}	1.223	[kWh/ Nm^3]
RL^{BESS}	3600.000	[-]
RL^{Pump}	36.000	[-]
$RL^{\mathrm{H_2PP}}$	3.600	[-]
RL^{NPP}	0.000	[-]
RL^{Bio}	1.800	[-]
RL^{WE}	3600.000	[-]
$Time$	0.500	[h]

表 4.5　エリア間エネルギー融通関連パラメータ

輸送元エリア	輸送先エリア	連系線単価 [JPY/kW]	水素輸送時間 [h]
北海道	東北	160,000	10
北海道	東京	250,000	19
北海道	中部	300,000	22
北海道	北陸	300,000	19
北海道	関西	375,000	20
北海道	中国	425,000	25
北海道	四国	425,000	30
北海道	九州	625,000	40
東北	東京	88,000	10
東北	中部	88,000	15
東北	北陸	88,000	13
東北	関西	250,000	15
東北	中国	375,000	18
東北	四国	375,000	25
東北	九州	500,000	30
東京	中部	88,000	10
東京	北陸	300,000	10
東京	関西	200,000	10
東京	中国	250,000	15
東京	四国	200,000	18
東京	九州	375,000	25
中部	北陸	88,000	8
中部	関西	88,000	8
中部	中国	300,000	10
中部	四国	150,000	15
中部	九州	250,000	20
北陸	関西	88,000	6
北陸	中国	75,000	8
北陸	四国	300,000	12
北陸	九州	250,000	15
関西	中国	88,000	6
関西	四国	93,000	10
関西	九州	150,000	12
中国	四国	100,000	8
中国	九州	130,000	10
四国	九州	215,000	8

表 4.6　各設備導入量上限

[GW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
PV	17.98	42.16	76.33	43.26	15.73	36.39	30.90	16.27	49.88
陸上風力	132.38	68.92	4.85	8.53	4.33	10.68	8.41	4.51	19.42
洋上風力	383.60	216.13	66.56	38.69	52.80	25.40	117.78	41.67	365.93
地熱発電	7.50	3.98	1.41	1.11	0.73	0.08	0.15	0.04	1.31
水力発電	1.38	3.57	4.29	4.44	2.98	3.38	1.03	0.93	1.97
揚水[GWh]	4.00	2.30	58.27	20.51	0.55	22.91	10.62	3.08	11.50
揚水[GW]	0.80	0.46	11.65	4.10	0.11	4.58	2.12	0.62	2.30
バイオマス	0.47	2.08	1.42	0.72	0.32	0.63	0.75	0.55	1.00

4.3.2　水素設備の有無による電源構成への影響

本項では，脱炭素社会の電源構成について，水素設備を含む場合にどのような影響があるのかを数値試算によって評価する。4.2.2.3 で述べた政策関連制約について，$Ratio^{\mathrm{self}} = 1$，$Ratio^{\mathrm{NPP}} = 0$と設定し，海外由来水素を使用せず原子力発電も使用しない条件 (ベースケースとする) で試算する。

まず，水素設備を考慮しない，具体的には水電解装置，水素タンク，水素火力の導入を禁止し，水素融通も行わない条件での試算を行った。図 4.2 にエリア別電源構成を，図 4.3 にエリア別電源設備導入量を示す。図 4.2 の一番右の全エリア合計値から，33.6%を洋上電力で発電していることがわかる。また，北海道エリアは 9 割を超える量を地熱発電で発電しているが，図 4.3 より，北海道エリアには導入ポテンシャル上限の 7.5[GW]の地熱発電が導入されており，これは導入ポテンシャルを最大限活用した結果であるといえる。また，図 4.2 から東京エリアと関西エリアがほかのエリアから多くの電力の融通を受けていることがわかる。図 4.4 にエリア別の貯蔵設備の導入量を，図 4.5 に東京エリアの蓄電池の年間電力貯蔵量推移を，図 4.6 に東京エリアの揚水発電年間電力貯蔵量推移を示す。東京エリアに着目すると，RES 容量の 3 時間分に近い容量の貯蔵設備が導入されており，蓄電池や揚水発電によって時間的エネルギーシフトが行われている様子が確認できる。にもかかわらず東京エリアは PV・風力発電可能量のうち 48%を抑制している。非常に大きな貯蔵設備が導入されているが，これでも RES 出力の時間的エネルギーシフトには不十分な量であり，さらに追加で貯蔵設備を導入してエリア内で需要を賄うことは経済的でないと判断されている。

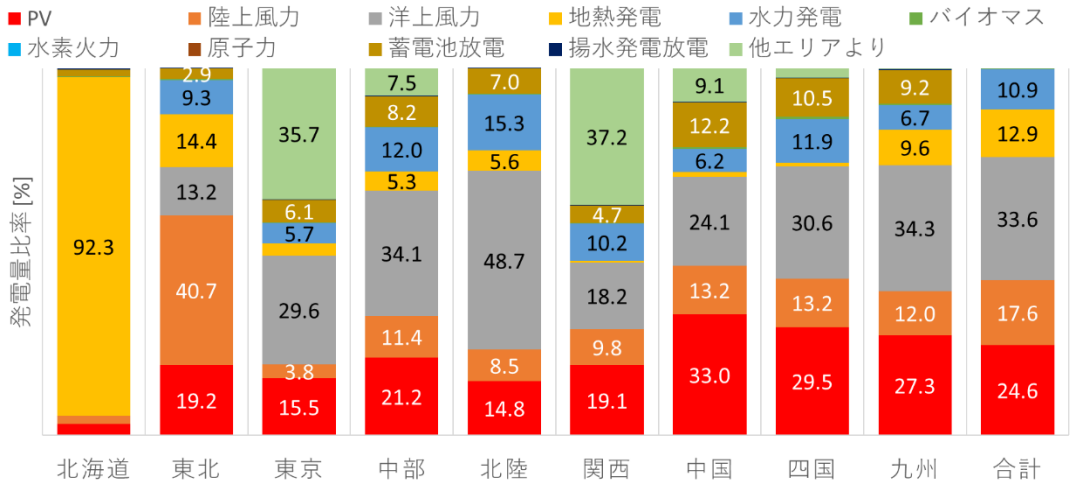


図 4.2　エリア別電源構成 (水素設備なし)

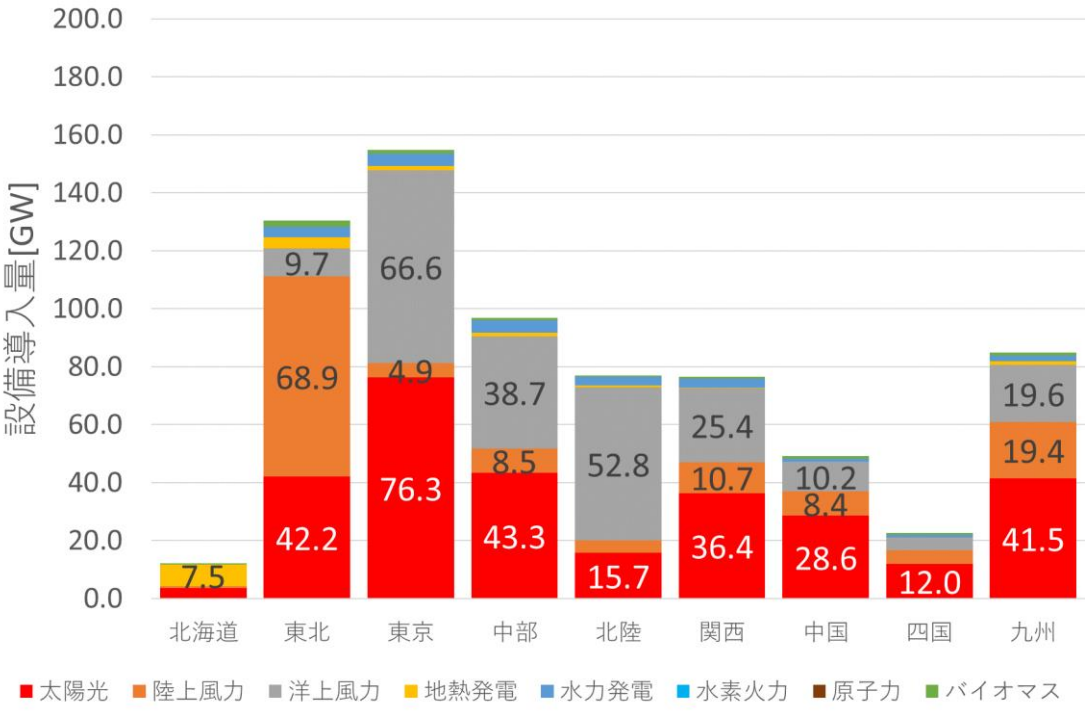


図 4.3　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし)

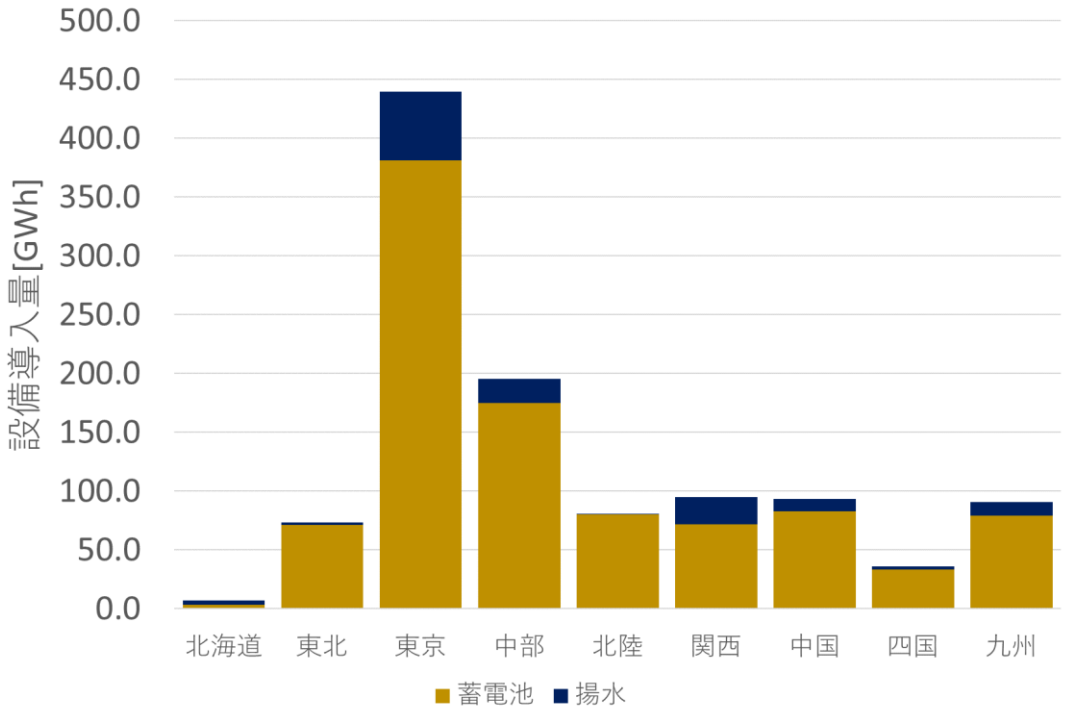


図 4.4　エリア別貯蔵設備導入量 (水素設備なし)

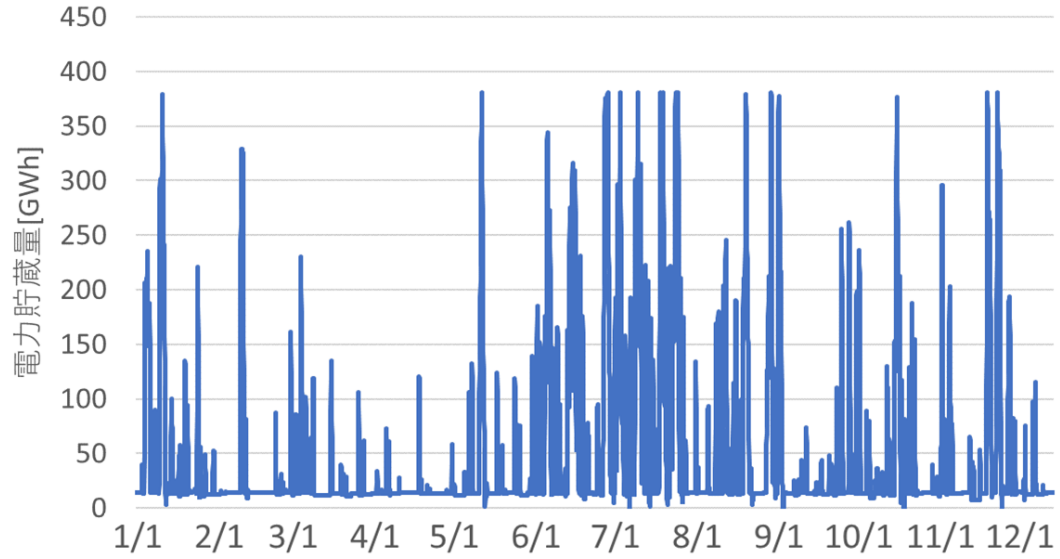


図 4.5　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

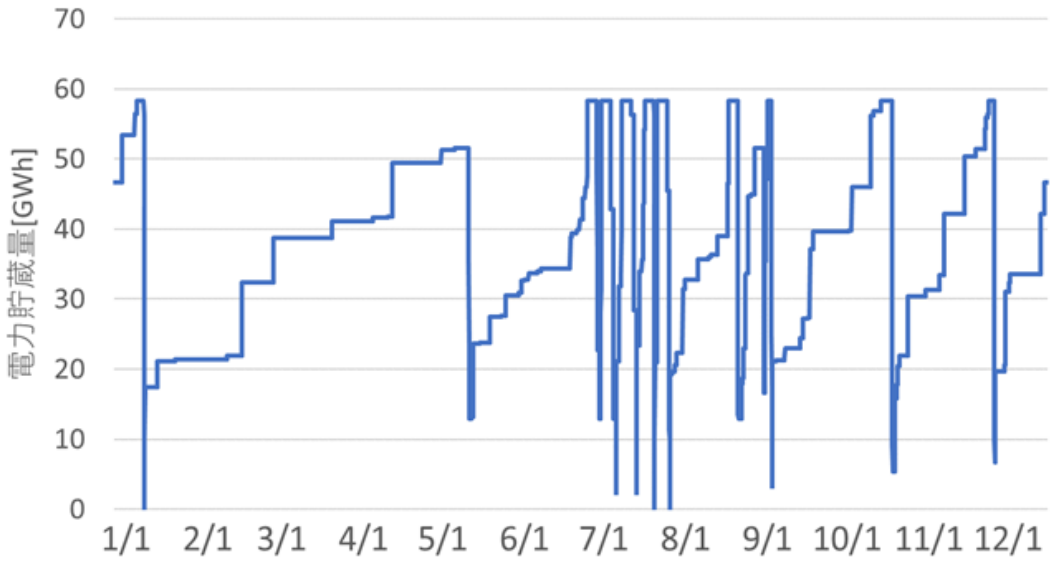


図 4.6　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

続いて，電力融通について結果を確認する。表 4.7 に連系線導入量を，表 4.8 に電力融通量を，表 4.9 に連系線利用率を示す。東北-東京間と北陸-関西間に大きな連系線が導入され，大量の電力が融通されていることがわかる。特に東北からは東京だけでなく中部，北陸に送電しており，北陸も関西だけでなく東北，中部，中国に送電していることがわかる。一方東京エリアは多くの受電をしていることは前述のとおりではあるが，東北エリアのみから受電しており，他のエリアとは連系線でつながっていない。しかし，北海道-東北間を通った電力がそのまま東北から東京に送られていることが多く，東北-東京間連系線は実質的に北海道エリアと東京エリアをつなぐ役割も担っているといえる。連系線利用率をみると，多くの連系線の利用率が 90%を超えるなかで東北-東京間連系線が 73%，北陸-関西間連系線が 68%と低い値となっている。東京，関西エリアはエリア内に RES が上限まで導入されている。そのため，これらの電源が十分に発電している時間帯はエリア内での電力供給が可能である。したがって，他エリアからの電力融通が必要となる時間帯は限られており，連系線の利用率の低下につながっている。通常，利用率の低い連系線の導入は避けられるが，この連系線の導入を避けるためにはエリア内に大量の貯蔵設備が必要となる。ただし代わりに導入される貯蔵設備も利用率が低くなり，やはりコストパフォーマンスは低い。これらの折り合いの付く形で導入された結果である。

表 4.7　連系線導入量 (水素設備なし)

[GW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		3.31							
東北			17.39	3.91	2.37				
東京									
中部					3.26				
北陸						10.69	1.66		
関西							0.36	1.79	1.42
中国									0.96
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.8　電力融通量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		24.96								24.96
東北	0.00		109.85	23.18	12.81					145.84
東京		1.47								1.47
中部		8.55			14.86					23.41
北陸		7.40		11.37		61.05	9.29			89.12
関西					2.75		2.33	3.60	5.96	14.64
中国					4.20	0.83			4.10	9.14
四国						2.84				2.84
九州						5.92	3.94			9.86
受電計	0.00	42.38	109.85	34.56	34.61	70.65	15.56	3.60	10.07	321.28

※単位は[TWh]，空欄は連系線の連系線が導入されていない経路

表 4.9　連系線利用率 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		85.97							
東北			73.07	92.62	97.33				
東京									
中部					91.88				
北陸						68.15	92.76		
関西							99.30	93.13	95.21
中国									96.10
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線の連系線が導入されていない経路

ここから，水素設備の導入・利用を考慮する条件で試算を行った。図 4.7 にエリア別の電源構成を示す。一番右の合計値を図 4.2 と比較してみると，PV，陸上風力の割合が増加し，洋上風力の割合が小さくなっている。また，水素火力による発電量が 3.6%を占めていることも異なる点である。エリア別にみると，特に東京，関西エリアの受電量が占める割合が 2 割足らずに変化している。図 4.8 にエリア別発電設備導入量を示す。図 4.3 と比べると，当たり前ではあるが水素火力の導入が目立つ。東京，関西エリアだけでなくすべてのエリアで導入されていることが特徴である。これに伴い，北陸エリアに大量に導入されていた洋上風力発電の導入が激減している。これは，水素設備を含まない場合に北陸からの電力融通に頼っていた関西，中部エリアがエリア内で水素貯蔵によって時間的なエネルギーシフトを行い，他エリアに頼らず供給できる電力が増えたからである。図 4.9 にエリア別電力貯蔵量導入量を示す。図 4.4 と比較すると，全エリアで導入量が削減されていることがわかる。図 4.10 に水素タンクの導入量を，図 4.11 に東京エリアの蓄電池電力貯蔵量推移を，図 4.12 に東京エリアの揚水発電電力貯蔵量推移を，図 4.13 に東京エリアの水素タンク貯蔵量推移を示す。図 4.5，図 4.6 と比較して，蓄電池と揚水発電が短い時間スパンのエネルギーシフトに使用される傾向がある。一方，水素タンクは明らかに長い時間を跨ぐエネルギーシフトに使用されている様子が確認できる。水素による貯蔵の選択肢が加わることで，比較的短い時間のエネルギーシフトには電力貯蔵が，長い時間のエネルギーシフトには水素貯蔵が使用されているといえる。

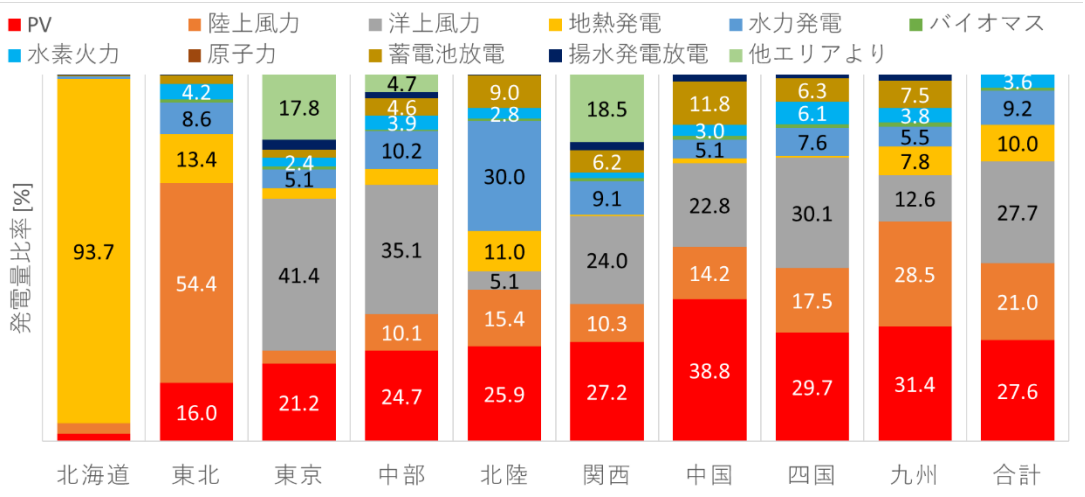


図 4.7　エリア別電源構成 (水素設備あり)

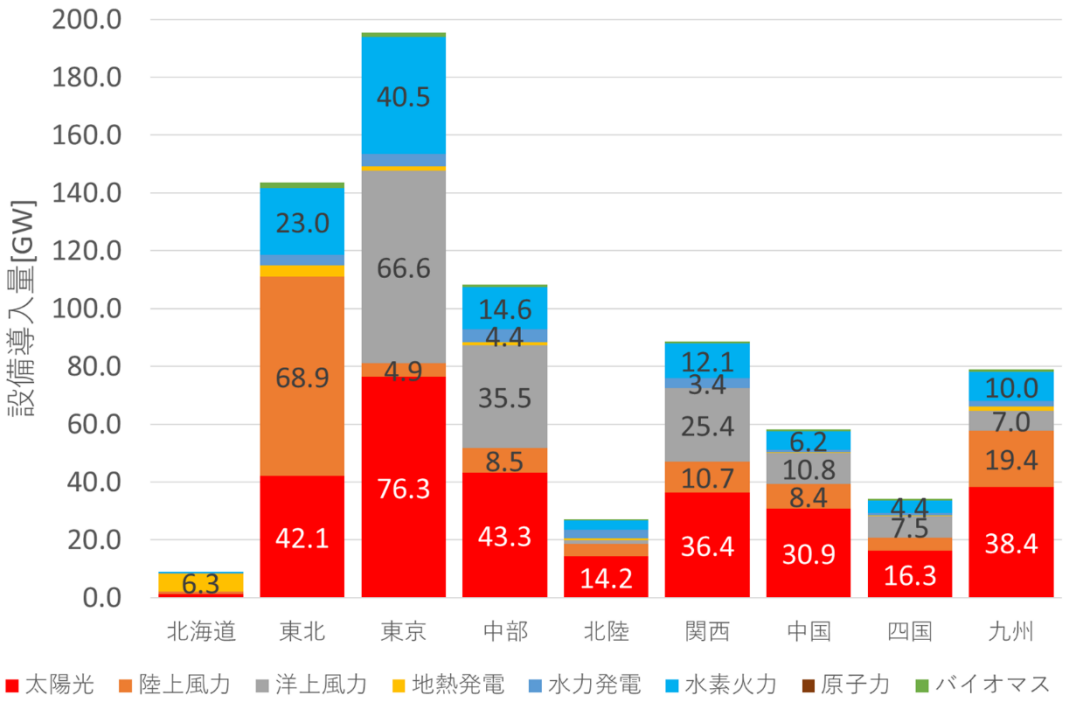


図 4.8　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり)

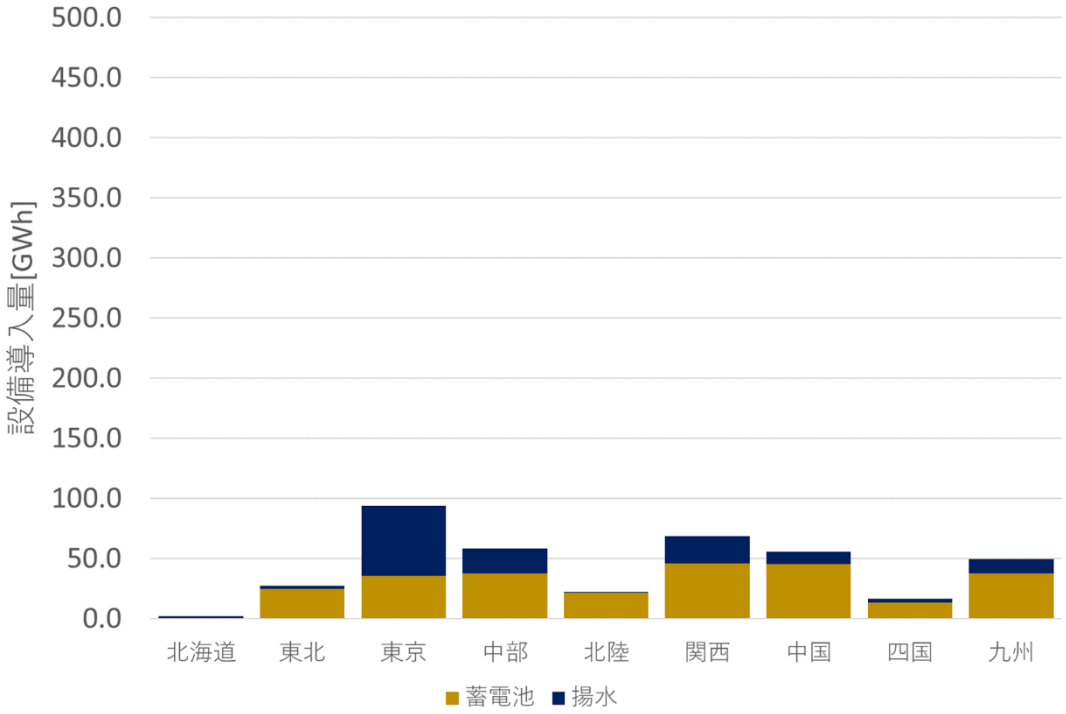


図 4.9　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり)

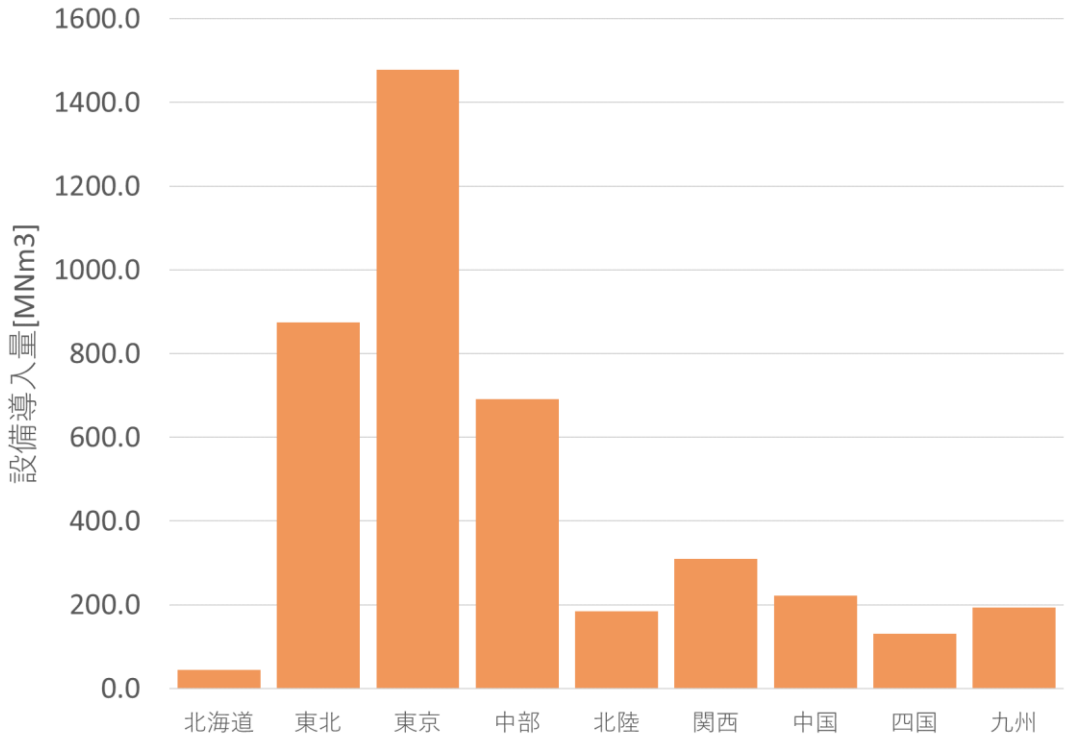


図 4.10　エリア別水素タンク導入量

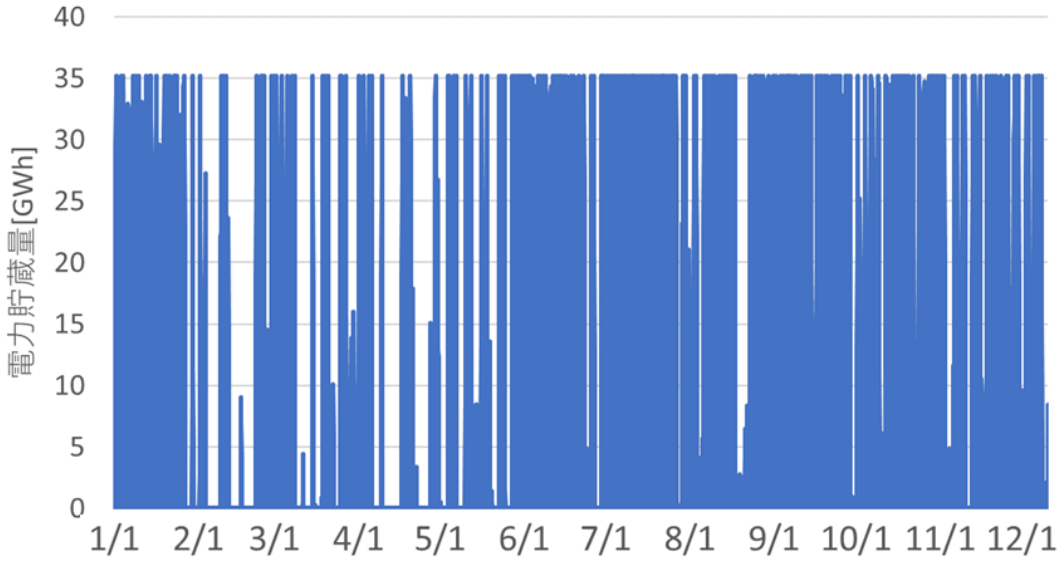


図 4.11　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

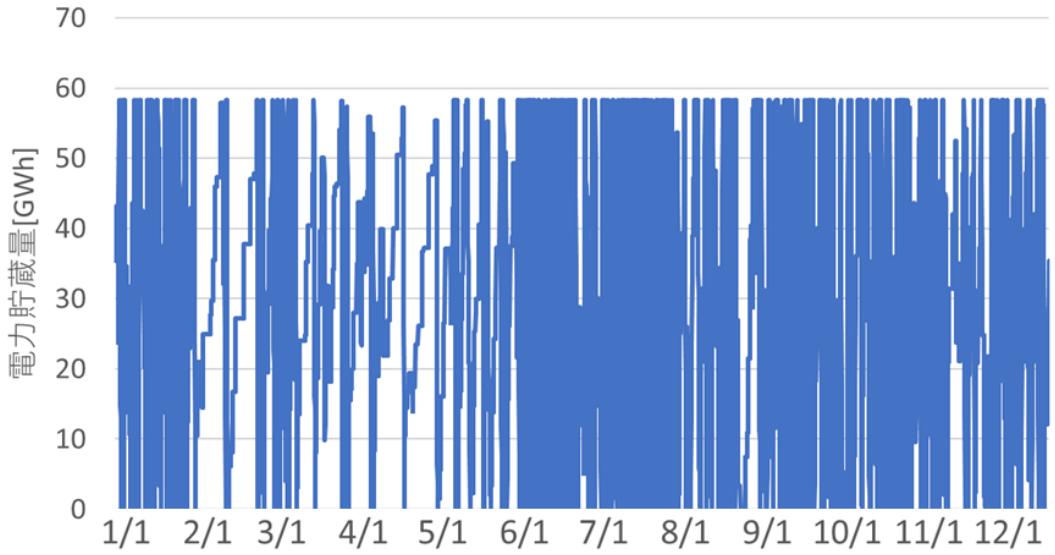


図 4.12　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)



図 4.13　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移

続いて，電力融通について結果を確認する。表 4.10 に連系線導入量を，表 4.11 に電力融通量を，表 4.12 に連系線利用率を，表 4.13 に水素融通量を示す。表 4.7 と比較すると，連系線導入量は全体的に減少していることがわかる。一方で，水素設備を考慮しない場合にはそもそも導入されていなかった連系線の導入が行われている箇所もある。東京-中部間の連系線はどちらか一方向に電力を送るためではなく，東京から中部に 3.20[TWh]，中部から東京に 2.25[TWh]の電力が送られている。中部-関西間連系線は，中部から関西に 13.95[TWh]，関西から中部に 3.55[TWh]電力を送っている。関西エリアは RES が上限まで導入されており，電力が不足する時間帯が比較的多く存在する。中部エリアも高需要エリアではあるが，洋上風力が上限までは導入されておらず，関西エリアと比べると余裕があるといえる。水素設備の導入を考慮していない条件下では北

陸エリアに大容量の電源設備が導入され，関西や中部地方に電力融通を行っていたが，本条件では中部から関西に電力融通を行う傾向にある。表 4.13 より，北海道，東北を中心に水素が送られていることがわかる。しかし，電力融通量と単位を合わせて比較すると，全エネルギー融通量のうち水素融通量が占める割合は 7.4%にとどまっており，空間的なエネルギーシフトには水素よりも電力が採用されるといえる。この原因について考察する。そもそも，水素融通の長所はその輸送のために連系線のような大きな初期投資が不要であるということである。そのため，年間を通してではなく特定の時間帯にのみ空間的なエネルギーの過不足が生じやすくなる RES 大量導入系統の，エネルギー融通に有利であると予想される。しかしながらエネルギー融通のほとんどは，連系線の敷設のための初期投資が必要な電力によって担われた。本モデルでは水素輸送時に水素を液化して液化水素の状態で輸送することを想定しており，この液化に際し電力消費を伴うこととしている。また，輸送中にもボイルオフガスとして水素が一定量漏れ出す想定としている。つまり，輸送先で水素として利用する場合には電力の形態でエネルギーを輸送し，送り先のエリアで水素に変換するほうが高効率である。さらに，水素は長期・大容量の貯蔵に向いている。そこで，エネルギーの余剰が生じがちなエリアから不足が生じがちなエリアで常時一定量の電力融通を行いつつ，送り先で余剰電力が生じた場合には水素に変換して貯蔵することで，空間的な需給の不一致を解消しつつ，その送り先エリアで時間的な需給の不一致を解消している。水素設備を含むことにより大規模・長期の貯蔵の手段が増え，結果的に連系線の利用率が増加し，余計な容量を削減できているともいえる。

表 4.14 で水素設備の有無によるコストの内訳を比較する。水素設備を含む条件では，水電解装置や水素火力等を導入しているにも関わらず，導入コストが 23.7%削減されている。図 4.4 と図 4.9 を比較したように，電力貯蔵設備，特に蓄電池の導入量が抑えられたことが要因である。さらに水素設備導入前には PV・風力発電の出力抑制率が 46.2%であったが，水素設備を考慮することで 26.7%まで抑えられ，設備利用率の低い電源設備の導入が回避されていることも一因である。また，前述のとおりある意味余計な量の連系線導入量を削減できているため，電力融通に関するコストが大幅に削減できている。水素融通に関するコストと合算してもエネルギー融通に関するコストは 50%以上削減できている。一方で，水素設備を含む場合，燃料費・運用費が増加している。これは電力の形態での貯蔵の大部分が水素での貯蔵に置き換えられたことに起因する。この運用費は設備の利用量に比例して加算されるようにモデル化している。電力貯蔵においては直接蓄電池に充電し蓄電池から放電するが，水素貯蔵においては水電解装置で電力から水素に変換し水素タンクに充填しさらに水素タンクから水素を放出し水素火力によって電力に戻す必要がある。この工程の多さが運用費の増加につながっていると考えられる。結果として合計コストは 23.1%削減された。

表 4.10　連系線導入量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		0.33							
東北			9.54	2.98	0.92				
東京				0.64					
中部					0.20	2.21			
北陸						1.64	0.27		
関西							1.00	1.52	0.57
中国									0.02
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.11　電力融通量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		2.19								2.19
東北	0.67		65.11	20.52	5.77					92.07
東京		4.08		3.20						7.28
中部		3.00	2.25		0.82	13.95				20.03
北陸		1.73		0.88		11.09	1.56			15.26
関西				3.55	1.53		2.93	2.07	1.87	11.94
中国					0.77	5.35			0.05	6.17
四国						9.63				9.63
九州						3.03	0.11			3.13
受電計	0.67	11.00	67.36	28.14	8.89	43.05	4.60	2.07	1.91	167.70

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.12　連系線利用率 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		97.65							
東北			82.78	90.05	93.06				
東京				97.86					
中部					99.11	90.21			
北陸						87.65	97.41		
関西							94.33	88.04	97.17
中国									99.98
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.13　水素融通量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		6.67	533.05	68.85	9.73	903.09	168.94	68.25	134.04	1892.63
東北	0.00		404.38	0.00	0.00	897.91	4.05	0.00	122.83	1429.17
東京	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
中部	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
北陸	0.00	0.00	29.58	3.39		0.99	0.00	0.00	2.09	36.06
関西	0.04	0.00	0.00	1.20	0.00		0.00	0.00	0.00	1.24
中国	1.59	2.10	18.67	0.43	0.00	2.65		0.00	0.00	25.45
四国	0.53	11.32	47.99	0.39	0.53	4.45	0.00		0.00	65.22
九州	6.00	9.33	204.93	3.39	0.87	28.40	2.62	3.05		258.60
受電計	8.16	29.43	1238.60	77.66	11.14	1837.50	175.61	71.30	258.96	3708.36

※単位は[MNm^3]

表 4.14　コスト比較

	導入コスト	燃料費・運用費	電力融通費	水素融通費	合計コスト
水素なし	18.33	0.41	4.41	0.00	23.15
水素あり	13.98	1.70	1.99	0.12	17.79

※単位は[兆円]

4.3.3　パラメータ変更時の水素設備を含む場合の影響の変化

前項では，ある条件下での電源構成ベストミックスについて，水素設備を含む場合の方がコストを 23.1%削減できることを示した。一方で，化石燃料を用いる火力発電を使用しない脱炭素社会は遠い将来であり，あらゆる条件はそれぞれ様々な不確実性を含んでいる。そこで本項では，いくつかの要素に着目し，その要素を変更した際の電源構成ベストミックスにおける水素設備を含む効果について議論する。

4.3.3.1　原子力発電設備の有無による影響

前項では，原子力発電設備を考慮しない条件で試算を行ったが，第 6 次エネルギー基本計画[74]では 2030 年の電源構成において 22%の原子力発電が想定されている。わが国では第 6 次エネルギー基本計画で準国産エネルギーに含めており，原子力発電を含めた場合の電源構成も検討する価値がある。そこでここでは，$Ratio^{\mathrm{NPP}} = 0.22$として，全エリアの GWh 合計値で 22%を上限に原子力発電の導入を許可した場合の電源構成において，水素設備を含む場合の影響について議論する。

図 4.14，図 4.15 に水素設備を含まない条件での，図 4.16，図 4.17 に水素設備を含む条件でのそれぞれエリア別電源構成と電源設備導入量を示す。水素設備を含まない場合は東京，関西といった高需要エリアにのみ原子力発電設備が導入されている一方，水素設備を含む場合は中部，中国エリアにも原子力発電が導入されている。ただし，原子力発電を考慮しても高需要エリアでの電力が不足することがあるため，水素設備を含まない場合に北陸エリアに洋上風力が大量に導入さ

れているが，水素設備を含まない場合にこの比率が激減している様子は原子力発電を考慮しない場合と同様である。これは水素設備の考慮によりエリア内の貯蔵能力が上がったことに起因する。図 4.18 に水素設備を含まない場合の電力貯蔵設備導入量を，図 4.19，図 4.20 に水素設備を含む場合の電力貯蔵設備導入量と水素タンク容量を示す。4.3.2 項と同様に，水素設備を含むことで電力貯蔵設備容量が大きく削減されている。図 4.21，図 4.22 に水素設備を含まない場合の東京エリアの蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量の年間推移を，図 4.23，図 4.24，図 4.25 に水素設備を含む場合の東京エリアの蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量年間推移，水素タンクの貯蔵量年間推移を示す。4.3.2 項と同様に，蓄電池と揚水発電で行われていた電力の長期間のエネルギーシフトが水素タンクに置き換えられ，単価の高い電力貯蔵設備の導入を回避している様子が見られる。しかし，今回の条件においては，水素設備を含む場合にも揚水発電で長期間のエネルギーシフトを行っている期間がみられる。原子力発電の導入により，貯蔵設備によって抑える必要のある短い時間幅の変動量自体が小さくなり，蓄電池で十分に担うことができているため，揚水発電は長期のエネルギーシフトに使用されていると考えられる。

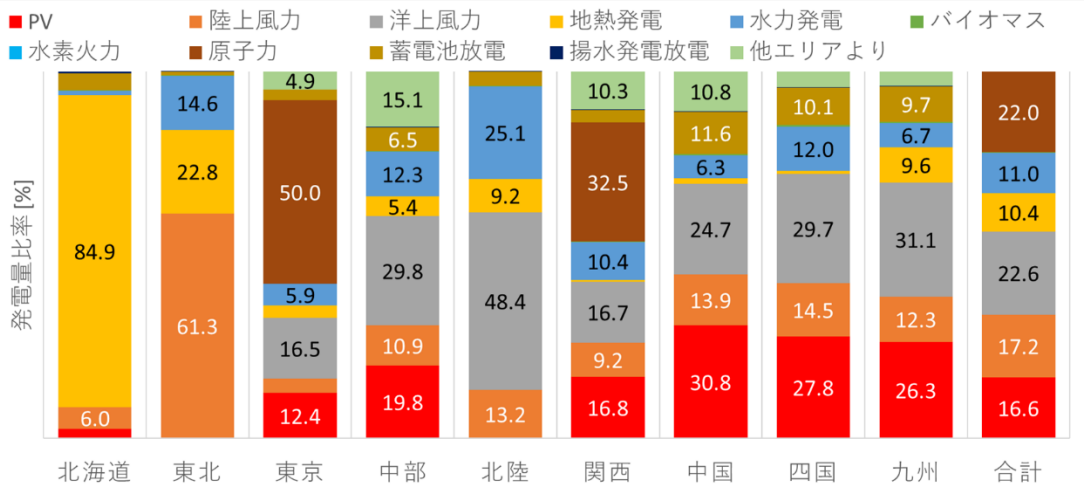


図 4.14　エリア別電源構成 (水素設備なし)

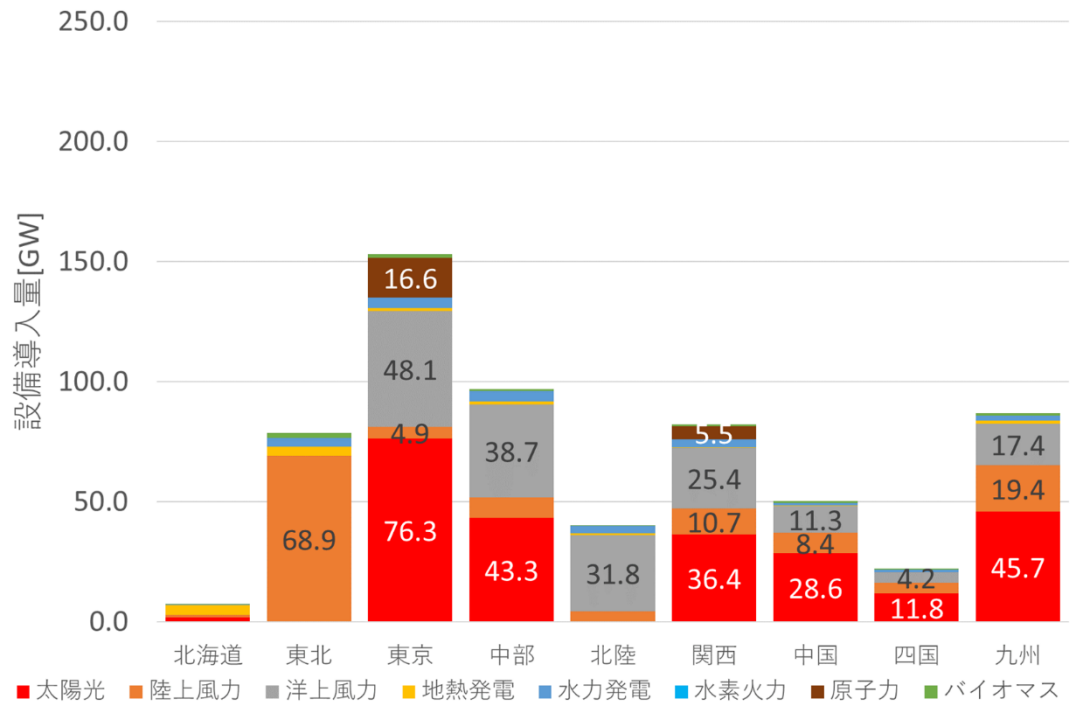


図 4.15　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし)

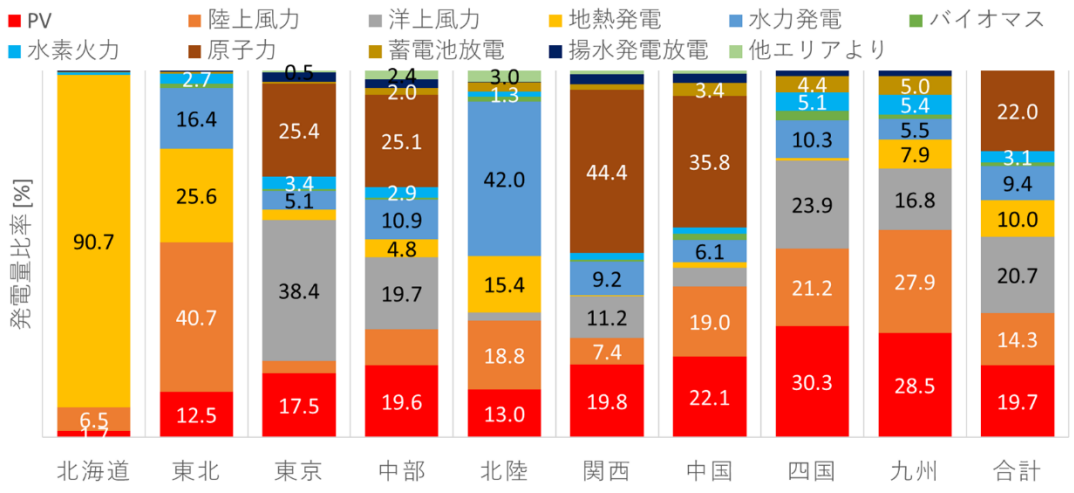


図 4.16　エリア別電源構成 (水素設備あり)

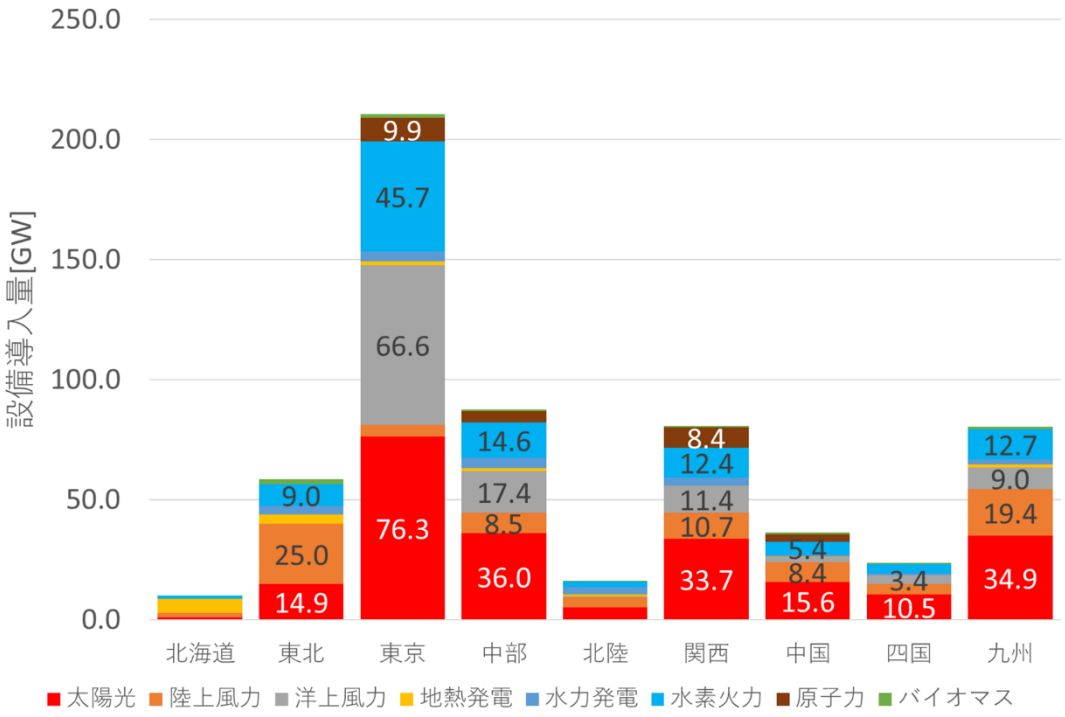


図 4.17　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり)

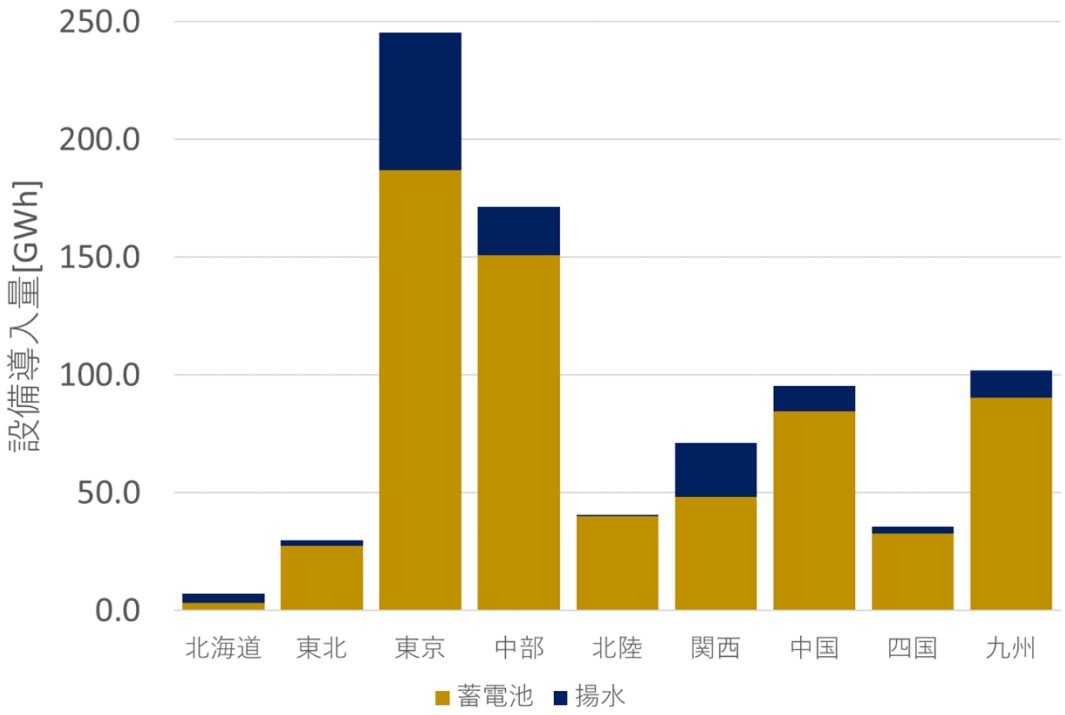


図 4.18　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし)

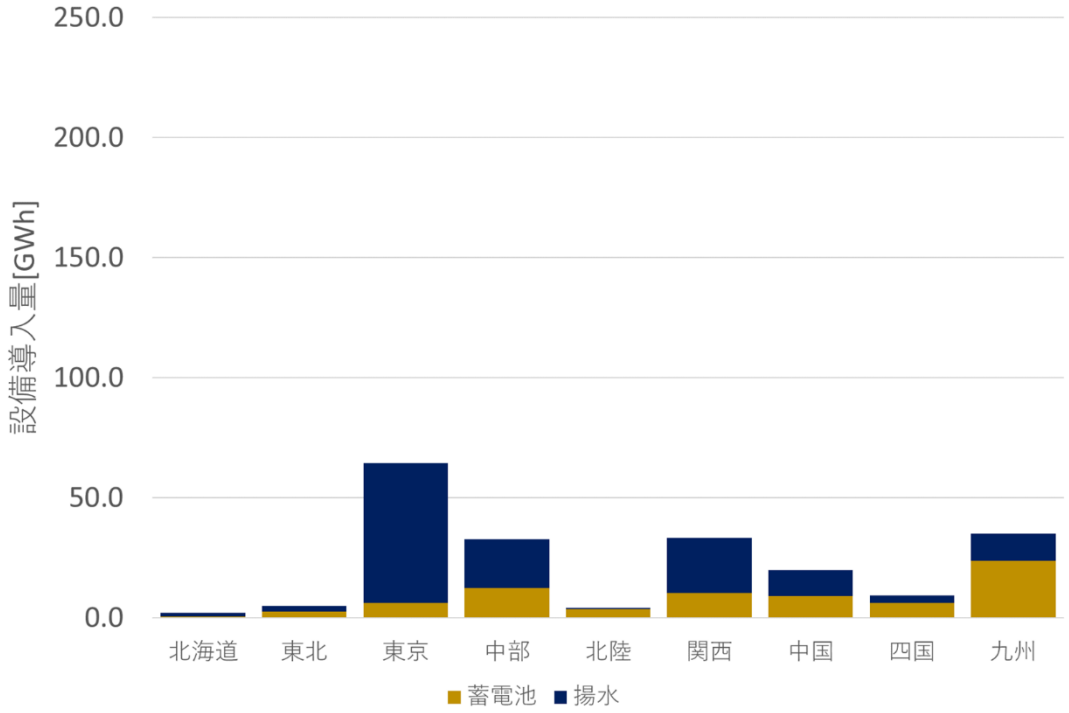


図 4.19　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり)

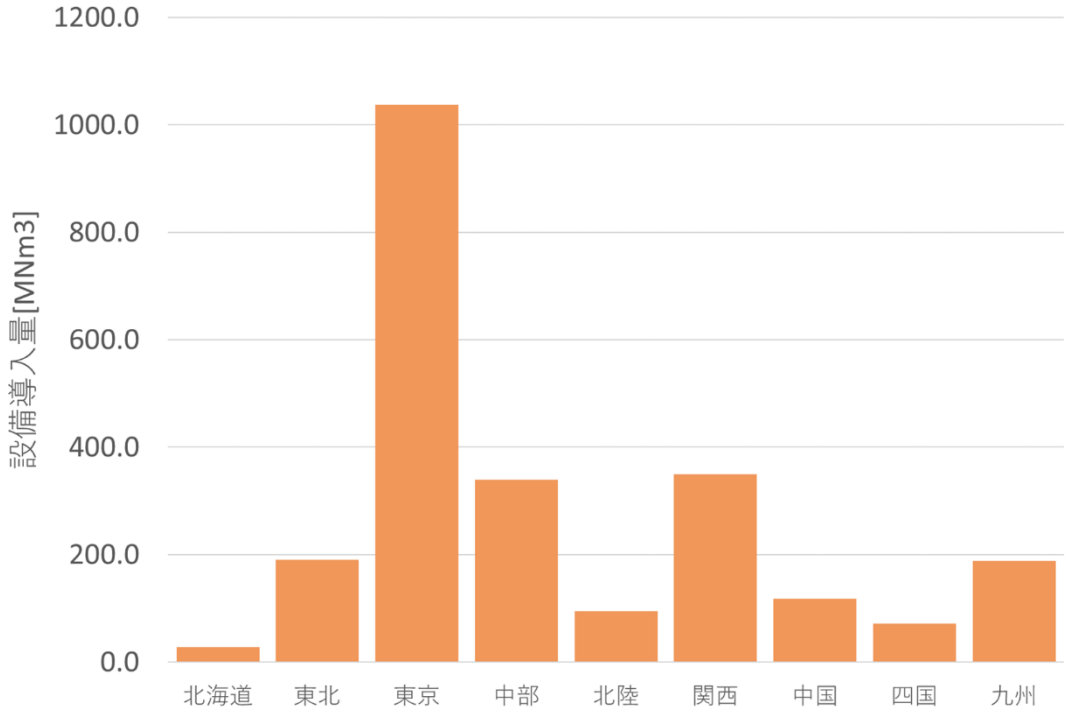


図 4.20　エリア別水素タンク導入量

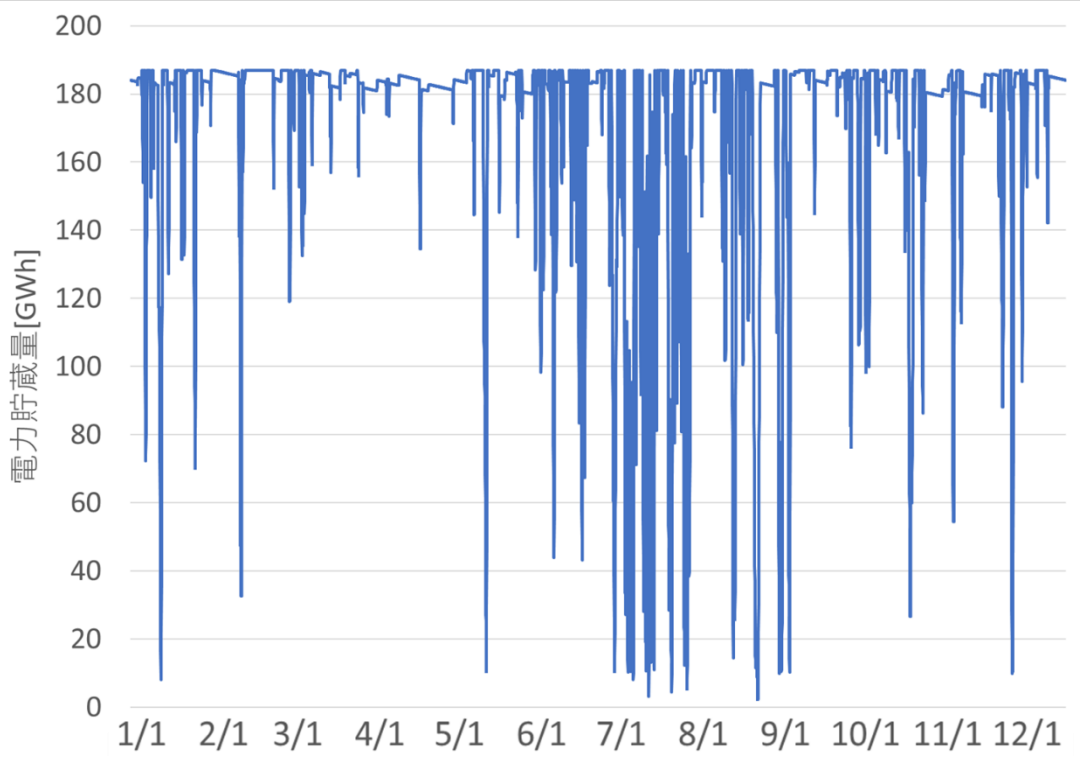


図 4.21 東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

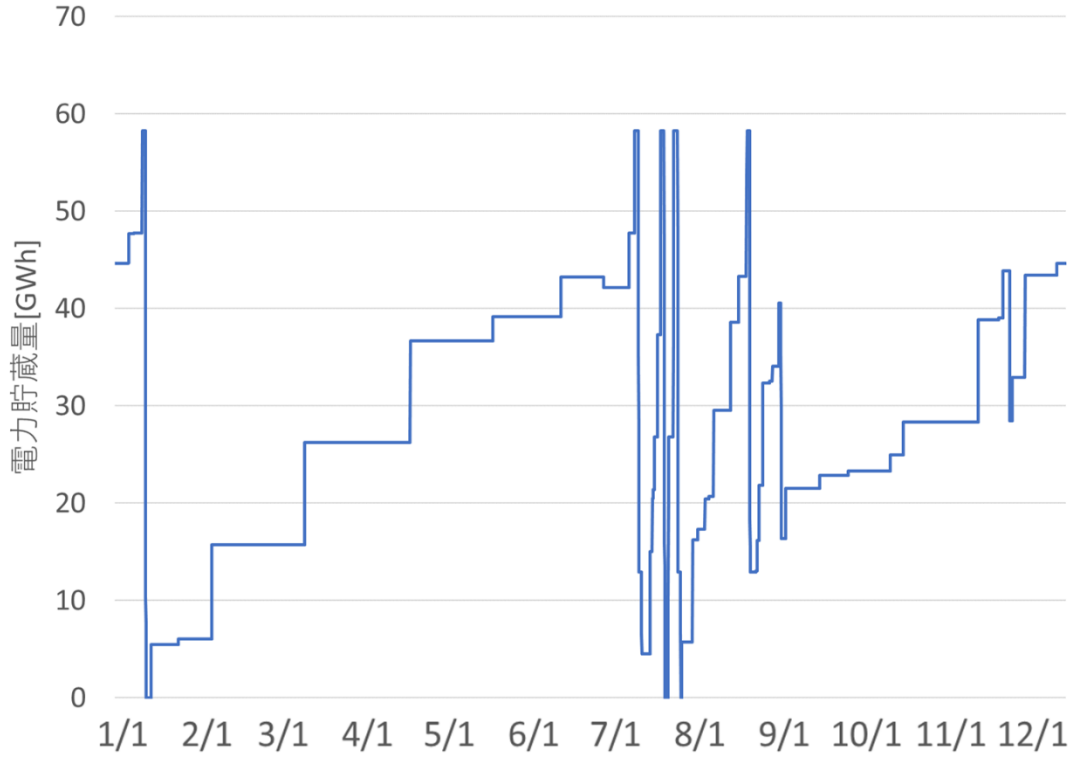


図 4.22　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

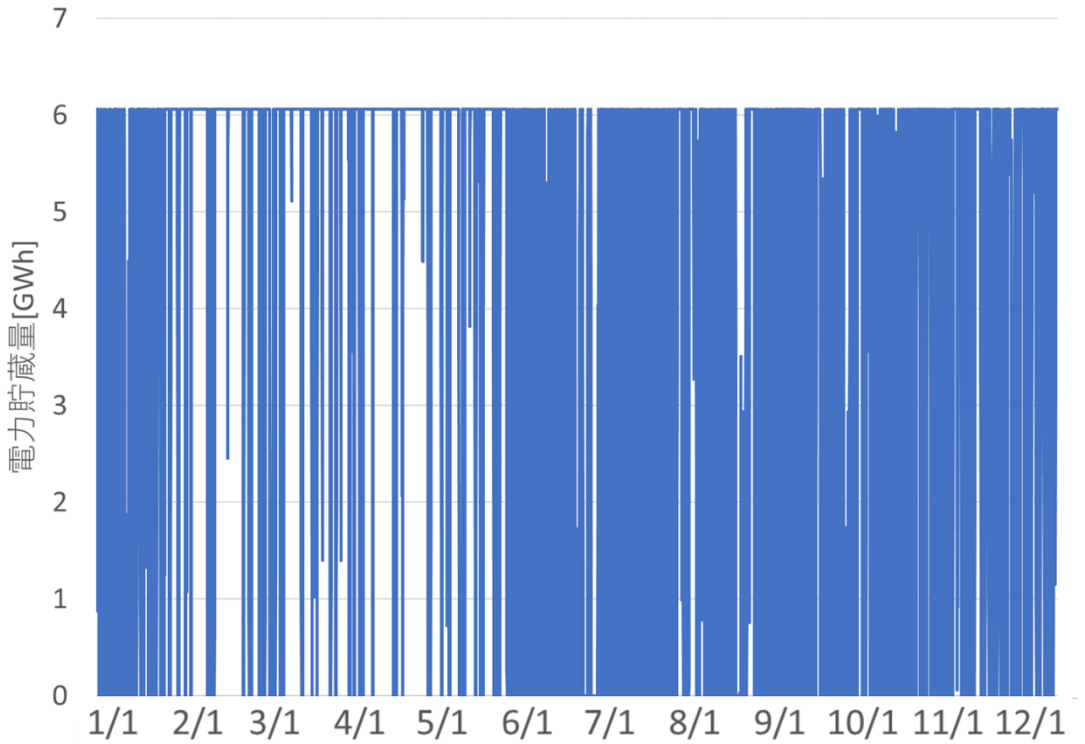


図 4.23　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

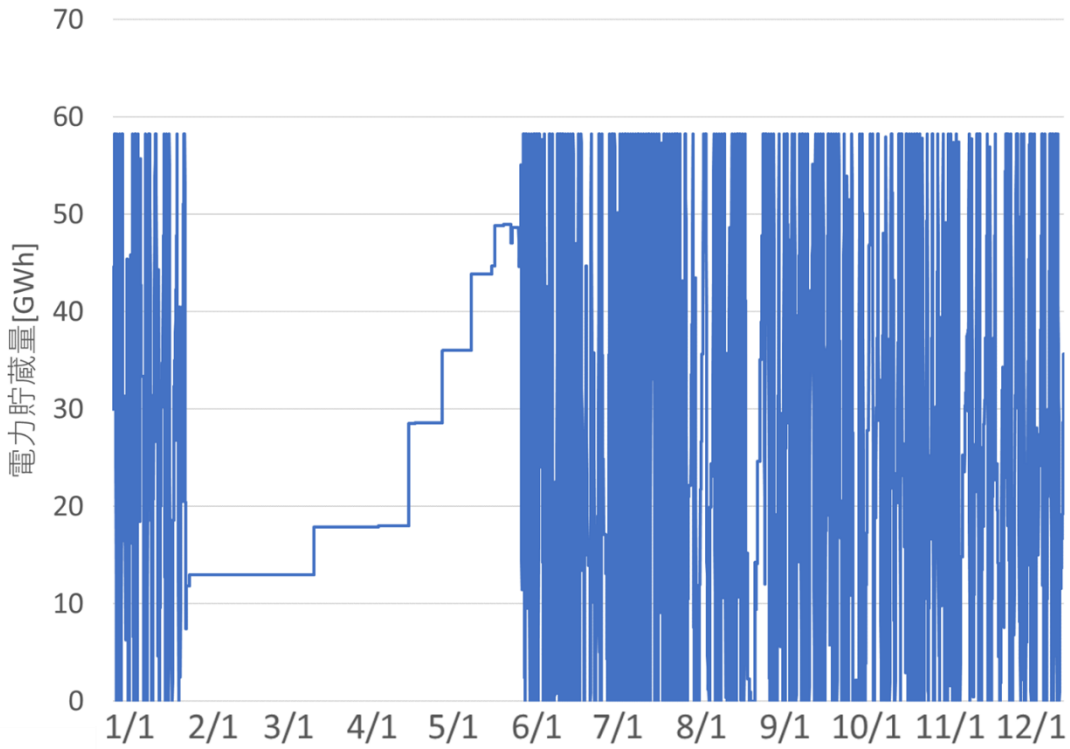


図 4.24　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)



図 4.25　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移

続いて，電力融通について結果を確認する。表 4.15，表 4.16，表 4.17 に水素設備を含まない場の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率を，表 4.18，表 4.19，表 4.20，表 4.21 は水素設備を含む場合の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率，水素融通量を示す。4.3.2 項での比較と同様に全体的に連系線導入量が減少していながら，水素設備考慮前に導入されていなかった箇所にも導入されている。特徴的な点として，水素設備を考慮することによって北海道と九州がほかのエリアと連系されず単独の系統となっていることがあげられる。水素設備考慮前からすでに連系線容量が小さかったこともあるが， 原子力発電を導入により各エリア内で需要を満たすことが容易になり連系の必要性が小さくなったことが要因であると考えられる。また，4.3.2 項と同様に水素融通が行われているが，北海道と東北だけでなくほかのエリアと連系されていない九州エリアからも多くの水素が送られている。しかし，エネルギー融通量全体に占める水素融通量の割合が 20.1%と，より水素融通が選択されている様子が確認できる。これは，高需要エリアに積極的に原子力発電が導入されていることに起因していると考えられる。原子力発電は一定量の電力を年間通して発電できる。そのため，恒常的に電力が不足しているエリアに原子力発電が導入されると，エリアごとの恒常的な電力の過不足が軽減される。したがって，固定費の高い連系線の導入が進まない。しかし，恒常的な電力の過不足が軽減されてもスポット的な電力の過不足は生じるうえ，連系線容量に対するこの変動の大きさは 4.3.2 項の条件と比べて大きくなる。つまり，連系線で対応できないエネルギーの過不足が増えることになる。したがって，より水素融通が利用される結果が得られた。

表 4.22 で水素設備の有無によるコストの内訳を比較するが，コストの減少や増加の傾向は 4.3.2 項の結果と差は見られない。設備コストとエネルギー融通に係るコストが削減され，運用費は大きくなった結果，合計として 27.4%のコストが削減された。

表 4.15　連系線導入量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		0.38							
東北			9.10	4.08	1.12				
東京									
中部					2.90				
北陸						5.37	1.44		
関西							0.60	0.71	0.96
中国									0.79
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.16　電力融通量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		2.50								2.50
東北	0.40		28.91	26.54	7.13					62.97
東京		14.68								14.68
中部		5.43			10.63					16.07
北陸		2.47		11.35		26.09	8.91			48.81
関西					4.51		3.79	3.53	5.34	17.18
中国					2.71	1.32			3.91	7.94
四国						2.21				2.21
九州						2.77	2.77			5.54
受電計	0.40	25.08	28.91	37.89	24.99	32.39	15.47	3.53	9.25	177.90

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.17　連系線利用率 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		85.58							
東北			54.68	89.52	97.51				
東京									
中部					86.65				
北陸						65.02	92.43		
関西							97.89	92.03	96.15
中国									96.14
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.18　連系線導入量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道									
東北			0.93	0.49	0.40				
東京				0.84					
中部					0.22	0.69			
北陸						0.16	0.25		
関西							0.11	0.03	
中国								0.11	
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.19　電力融通量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道										0.00
東北			6.16	3.42	2.46					12.04
東京		1.46		4.99						6.44
中部		0.75	2.08		0.97	3.63				7.43
北陸		0.71		0.89		0.86	1.24			3.70
関西				2.05	0.53		0.59	0.08		3.24
中国					0.76	0.41		0.50		1.66
四国						0.16	0.42			0.58
九州										0.00
受電計	0.00	2.91	8.24	11.35	4.71	5.06	2.25	0.58	0.00	35.10

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.20　連系線利用率 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道									
東北			93.47	96.89	90.74				
東京				96.33					
中部					96.66	94.47			
北陸						97.18	93.03		
関西							99.09	99.67	
中国								98.29	
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.21　水素融通量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		46.82	315.17	49.63	116.67	510.18	346.05	125.07	307.02	1816.60
東北	0.00		127.15	15.24	2.03	143.83	3.64	4.64	62.78	359.31
東京	0.00	0.00		21.84	0.00	2.53	0.05	1.04	0.00	25.46
中部	0.00	1.37	0.37		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.74
北陸	0.00	0.20	14.79	1.16		0.00	0.00	0.00	0.00	16.15
関西	0.00	12.22	45.55	18.59	0.88		1.72	0.00	4.60	83.55
中国	0.00	2.96	6.09	0.47	0.00	0.00		0.00	0.00	9.52
四国	0.00	2.29	19.35	1.79	0.47	2.96	2.32		0.09	29.27
九州	0.00	9.00	201.37	15.70	1.09	16.76	3.01	2.08		249.01
受電計	0.00	74.87	729.82	124.41	121.14	676.25	356.78	132.83	374.50	2590.60

※単位は[MNm^3]

表 4.22　コスト比較

[兆円]	導入コスト	燃料費・運用費	電力融通費	水素融通費	合計コスト
水素なし	14.30	1.94	2.52	0.00	18.76
水素あり	9.74	3.42	0.37	0.08	13.62

※単位は[兆円]

原子力発電設備の導入を前提とした場合も，水素設備を考慮することによる影響は原子力発電設備を導入しない場合と似たような傾向がみられた。しかし，揚水発電設備の使われ方の変化と連系線敷設量の様子の変化，エネルギー融通量に占める水素融通量の割合という点で違いがみられた。原子力発電を導入することで RES の割合が減少したこと，高需要エリアへの導入によりエリア間の恒常的なエネルギーの過不足の差が改善されたことが要因である。

4.3.3.2　再生可能エネルギー電源導入量上限によるコスト影響

4.3.2 項では，RES 導入量の上限値に，環境省の再生可能エネルギー導入ポテンシャルを採用した。これは環境省が推計した，エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による可否を考慮したエネルギー資源量である。しかしながら，これらの値はあくまでポテンシャルであるため，一定の制約を満たせば，設置が比較的困難な箇所であっても含まれている。前述のとおり脱炭素社会は遠い将来であるため，このポテンシャル上限まで発電設備が導入される可能性もあるが，基本的には導入が容易で安価な箇所や設備から導入が進むと考えられる。そこでここでは，RES 導入量の上限値に比較的現実的な値を与えた場合の試算を行う。ただし，導入可能となっている箇所のその電源設備の導入コストを細かく設定することは困難である。そこで，マスタープランで想定されている RES 導入量を参考に上限値を与え試算を行った。上限の決め方のイメージを図 4.26 に示す。マスタープランでは 2050 年 CN を視野に入れた想定になっており，本論文において想定している脱炭素社会とは目的が異なっているため，マスタープランで想定されている値を上限値として与えると，そもそもエネルギー量が不足する。しかしマスタープランでは様々な根拠をもとに RES の導入量が決められている。そこで，その傾向を活かし，導入ポテンシャルとマスタープランでの想定値の差を 3 等分し，そのうちのマスタープラン想定値に近いほうの値

を採用する。このようにして設定した上限値を表 4.23 に示す。表 4.6 と比較すると，PV 容量の上限値にはそれほど差はないが，陸上・洋上風力発電の上限が大きく異なる。4.3.2 項の条件からこの電源設備導入上限値のみを変更した場合に，水素設備考慮の影響がどのように変わるのかを議論する。

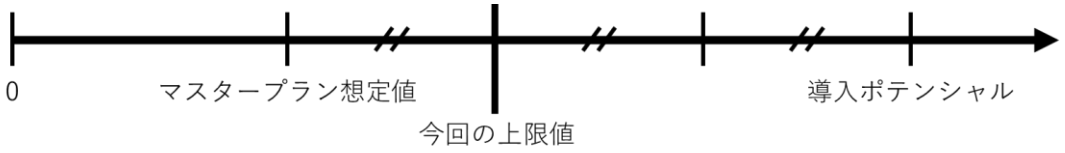


図 4.26　RES 導入量上限決定方法イメージ

表 4.23　RES 設備導入上限

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
PV	11.53	36.57	65.60	40.42	8.56	27.53	27.82	14.42	49.56
陸上風力	48.32	35.14	4.21	3.66	2.64	5.16	4.23	2.80	8.50
洋上風力	137.43	77.93	24.62	14.25	18.45	9.23	39.59	14.99	129.73
地熱発電	2.64	1.72	0.56	0.44	0.24	0.03	0.06	0.01	0.74
水力発電	1.38	3.57	4.29	4.44	2.98	3.38	1.03	0.93	1.97
揚水[GWh]	4.00	2.30	58.27	20.51	0.55	22.91	10.62	3.08	11.50
揚水[GW]	0.80	0.46	11.65	4.10	0.11	4.58	2.12	0.62	2.30
バイオマス	0.47	2.08	1.42	0.72	0.32	0.63	0.75	0.55	1.00

※単位は[GW]

図 4.27，図 4.28 に水素設備を含まない条件での，図 4.29，図 4.30 に水素設備を含む条件でのそれぞれエリア別電源構成と電源設備導入量を示す。水素設備を含まない場合は東京，中部，関西という高需要エリアだけでなくこれらのエリアの近辺のエリアである東北や北陸エリアに PV，陸上風力，洋上風力が上限まで導入されている。4.3.2 項で考慮されている導入ポテンシャルほどの RES の導入ができないため，幅広く電源設備が導入されている。東京，関西エリアは半分以上の電力を他のエリアに頼っていることから，恒常的にエネルギーの不足するエリアと余剰させるエリアが存在していることがわかる。一方，水素設備を含む場合，東北，東京，中部，関西エリアの PV，風力発電設備は上限まで導入されているが，そのほかのエリアではこれらの電源設備の導入量が減少している。水素設備を含むことで，そもそも全エリアで効率的なエネルギーの利用が可能になり，他のエリアにエネルギーを頼らざるを得ない量が減少している。したがって，東京，関西エリアの他エリアに依存している割合が 4 割程度に減少している。図 4.31 に水素設備を含まない場合の電力貯蔵設備導入量を，図 4.32，図 4.33 に水素設備を含む場合の電力貯蔵設備導入量と水素タンク導入量を示す。4.3.2 項と同様に，水素設備を含むことで電力貯蔵設備容量が大きく削減されている。図 4.34，図 4.35 に水素設備を含まない場合の蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量の年間推移を，図 4.36，図 4.37，図 4.38 に水素設備を含む場合の蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量年間推移，水素タンクの貯蔵量年間推移を示す。4.3.2 項と同様に，蓄電池と揚水発

電で行われていた電力の長期間のエネルギーシフトが水素タンクに置き換えられ，単価の高い電力貯蔵設備の導入を回避している様子が見られる。RES で需要を賄われているということから細かい出力変動対策が必要なため，年間通じて蓄電池と揚水発電を短周期の需給バランス一致に使用されている様子がうかがわれ，長期のエネルギーシフトがほぼ完全に水素タンクに任されていることが確認できるが，これは 4.3.2 項と同様の傾向であるといえる。

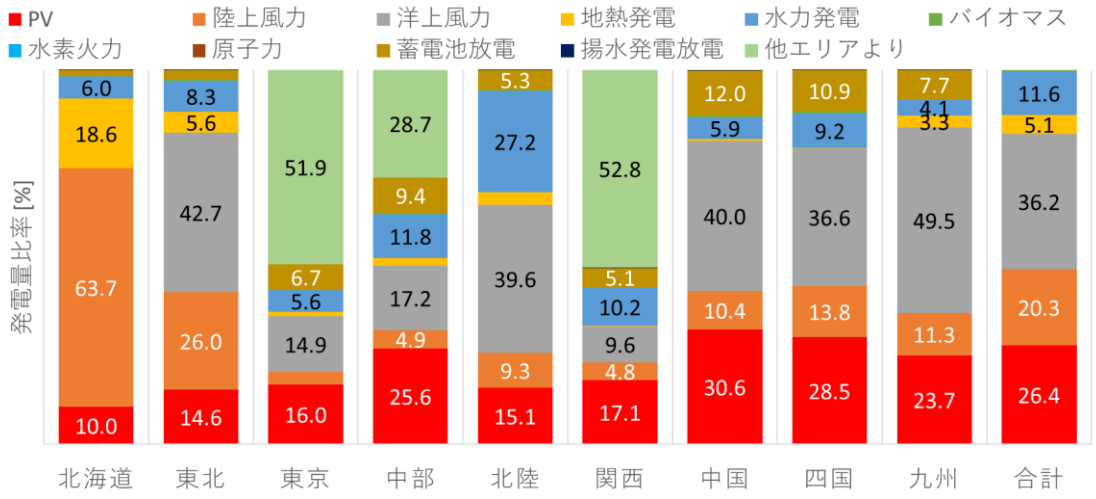


図 4.27　エリア別電源構成 (水素設備なし)

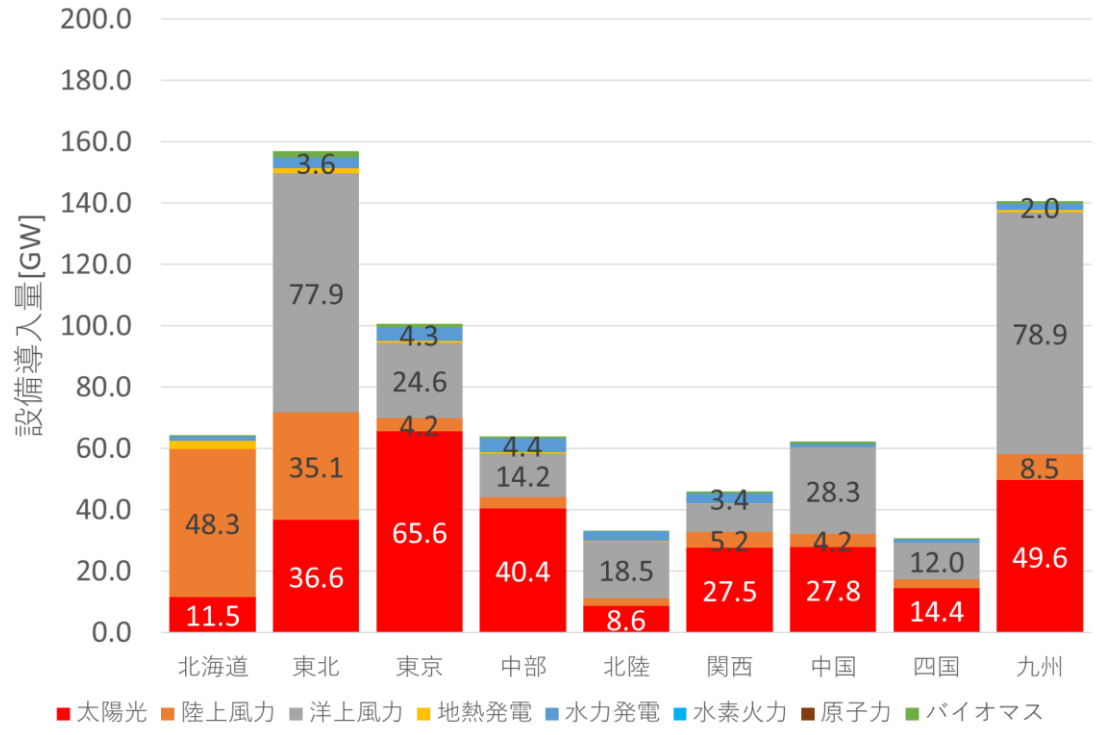


図 4.28　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし)

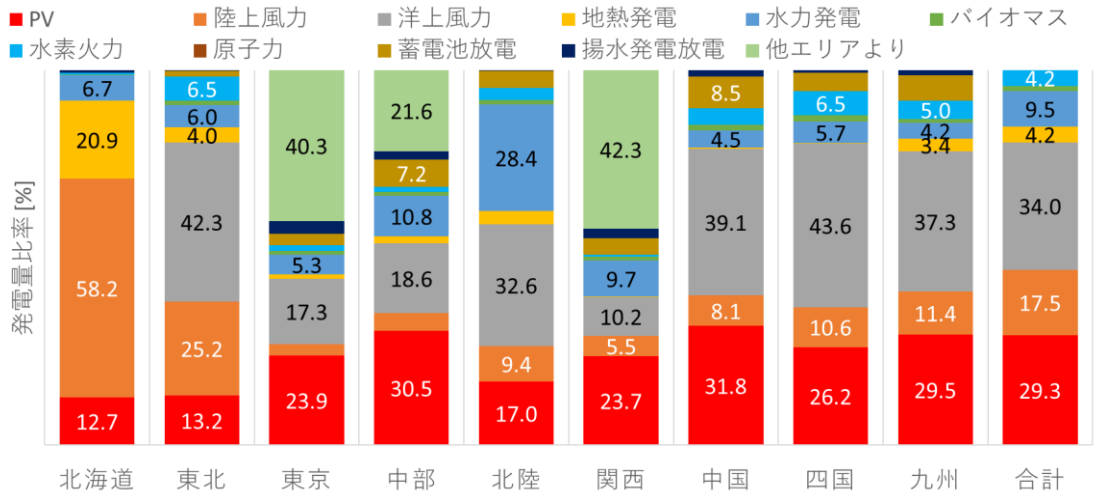


図 4.29　エリア別電源構成 (水素設備あり)

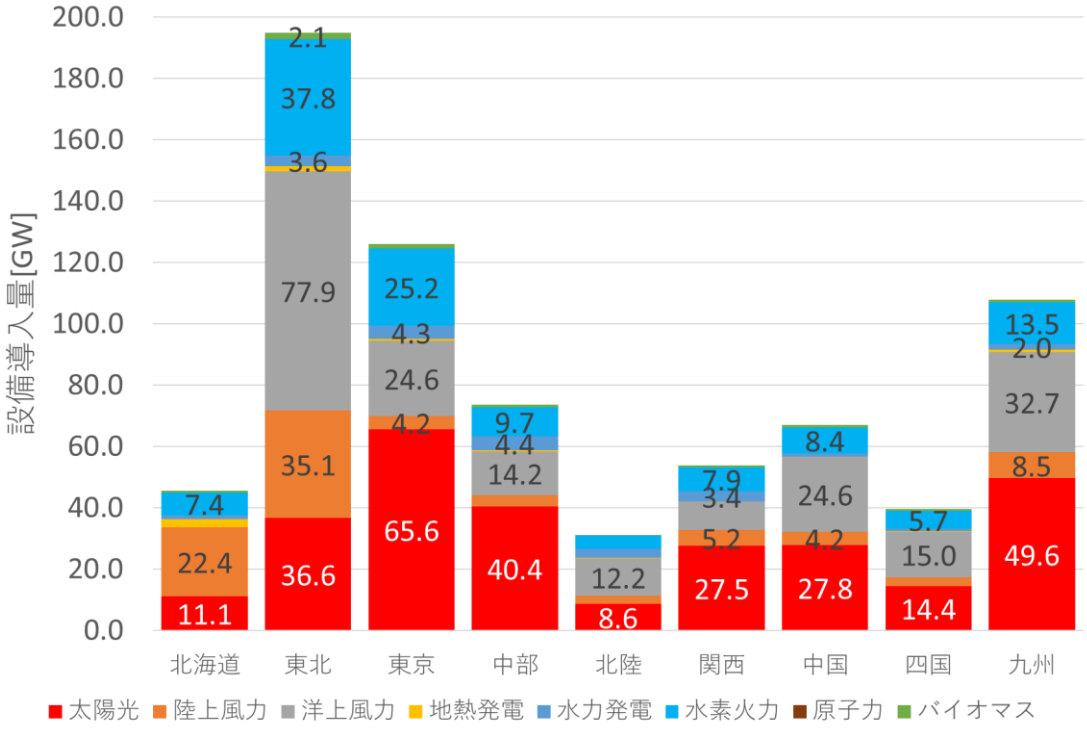


図 4.30　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり)

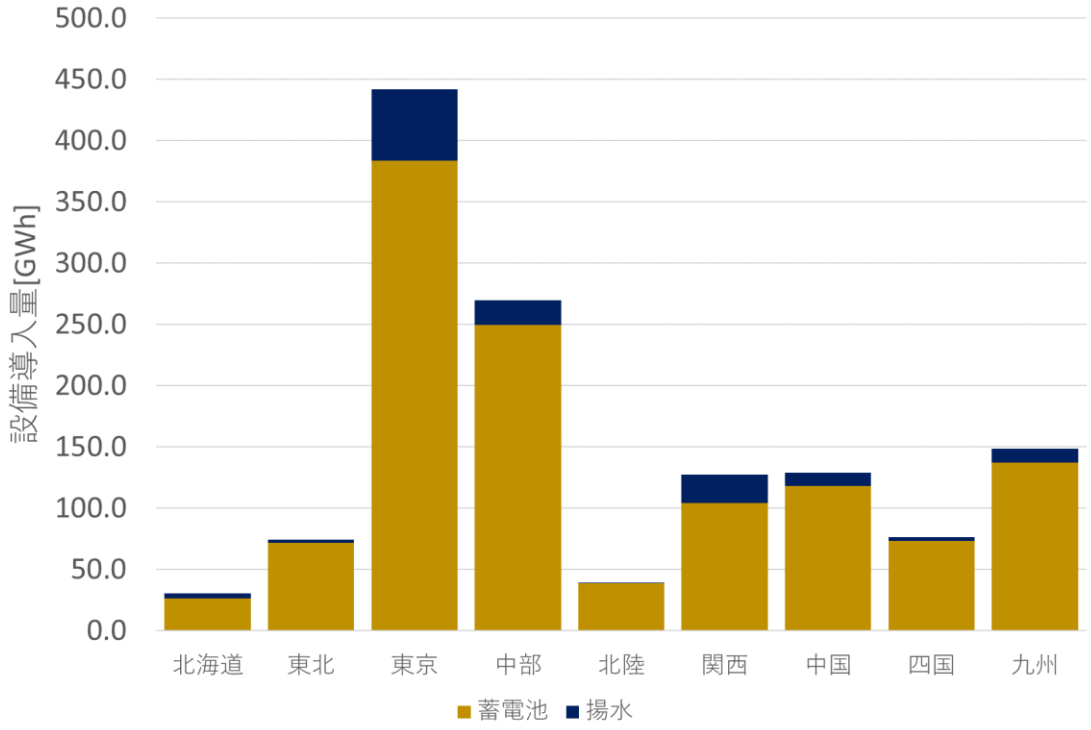


図 4.31　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし)

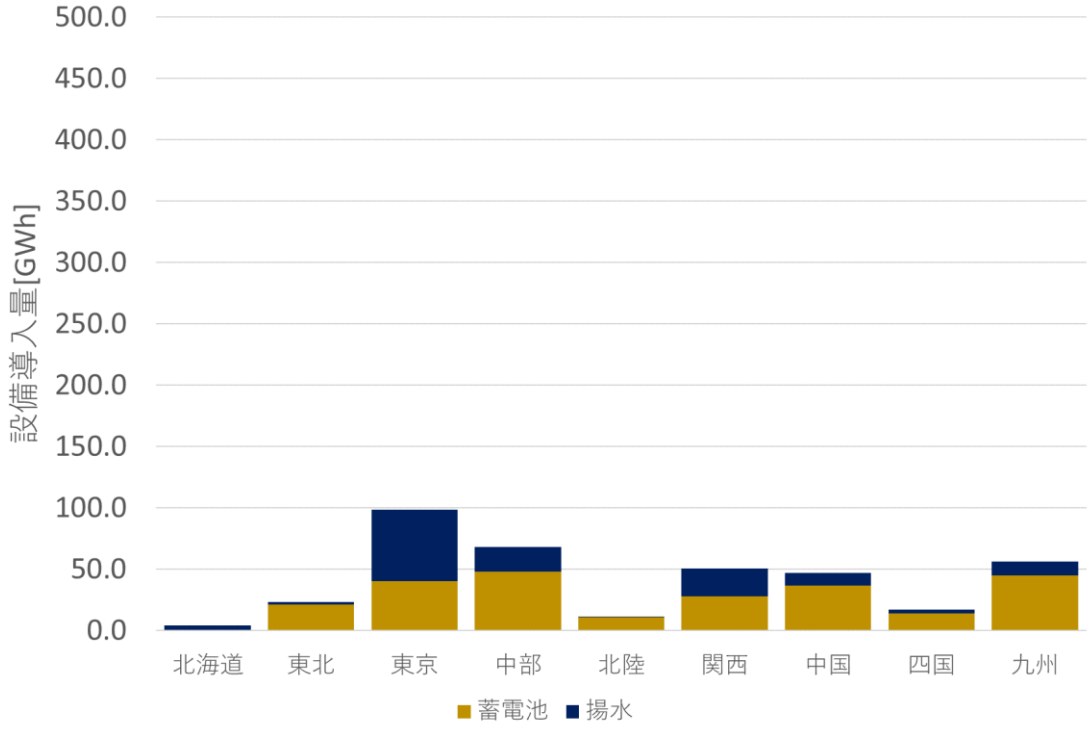


図 4.32　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり)

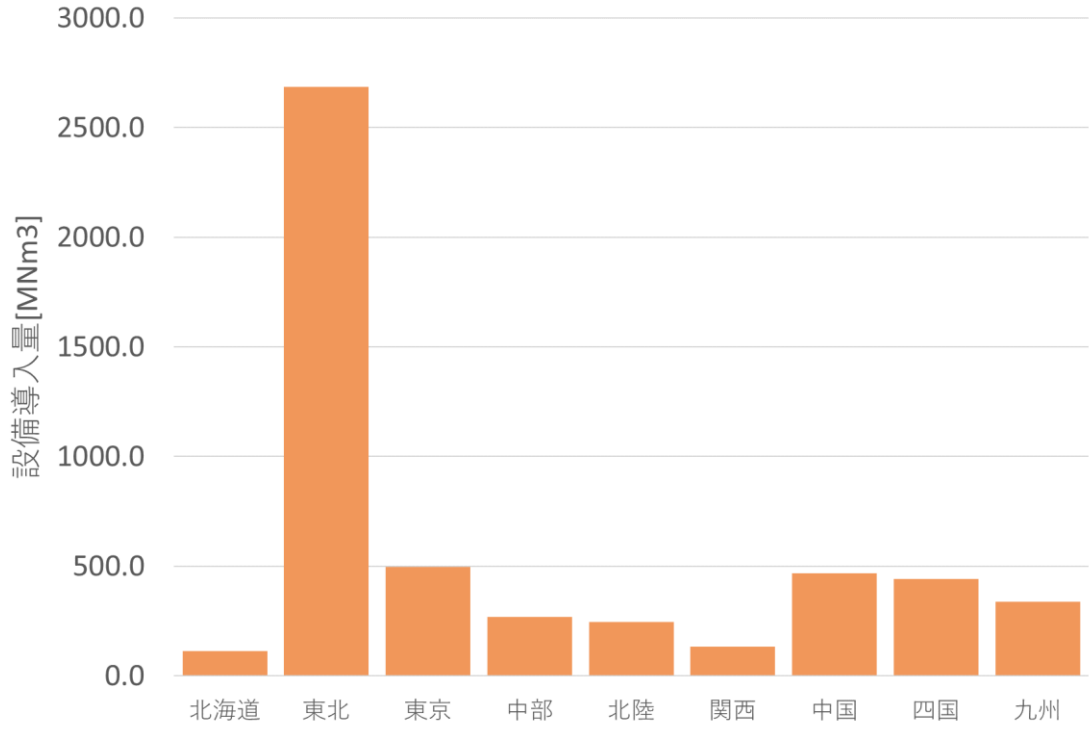


図 4.33　エリア別水素タンク導入量

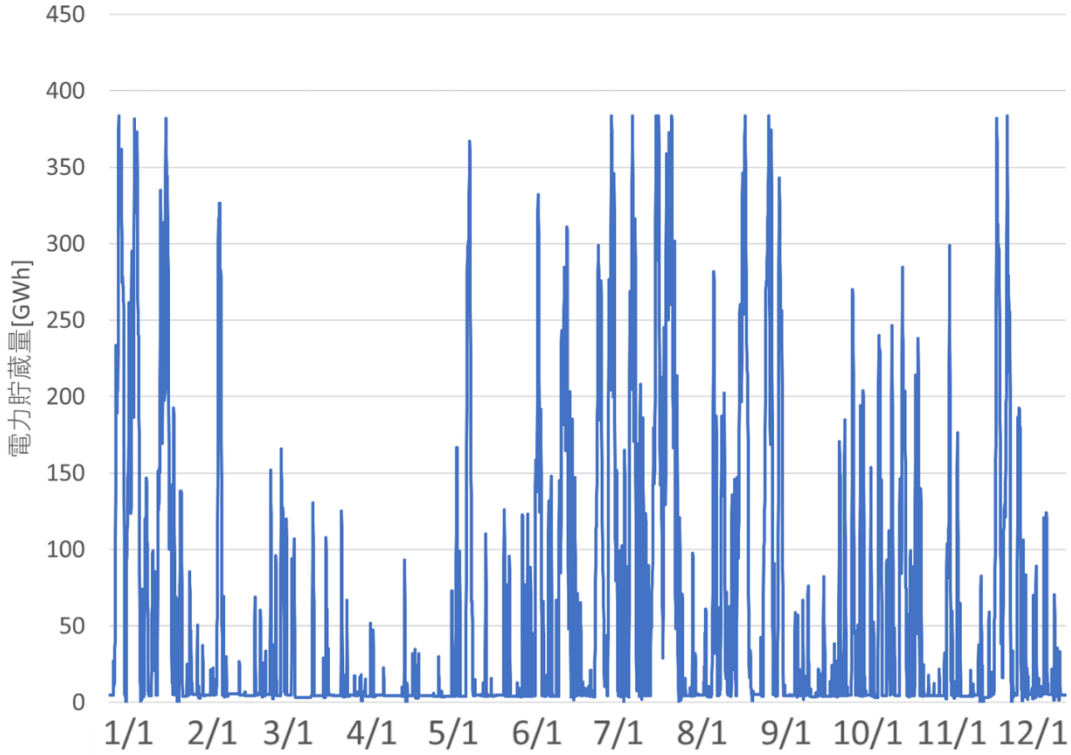


図 4.34　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

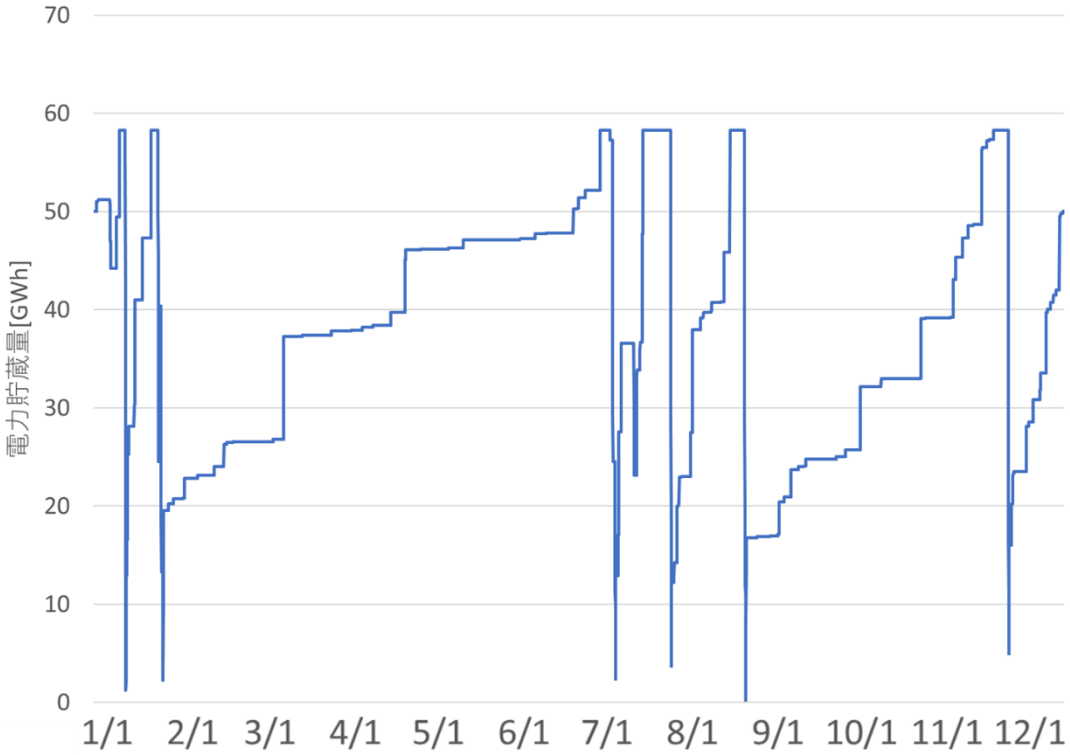


図 4.35　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

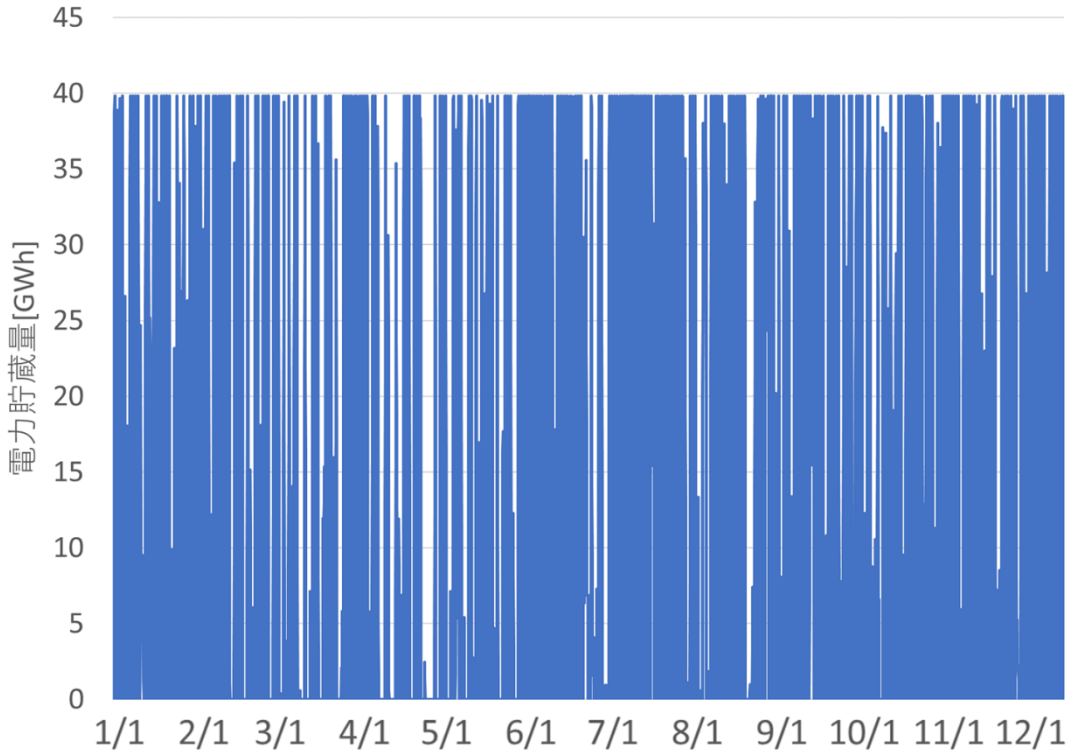


図 4.36　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

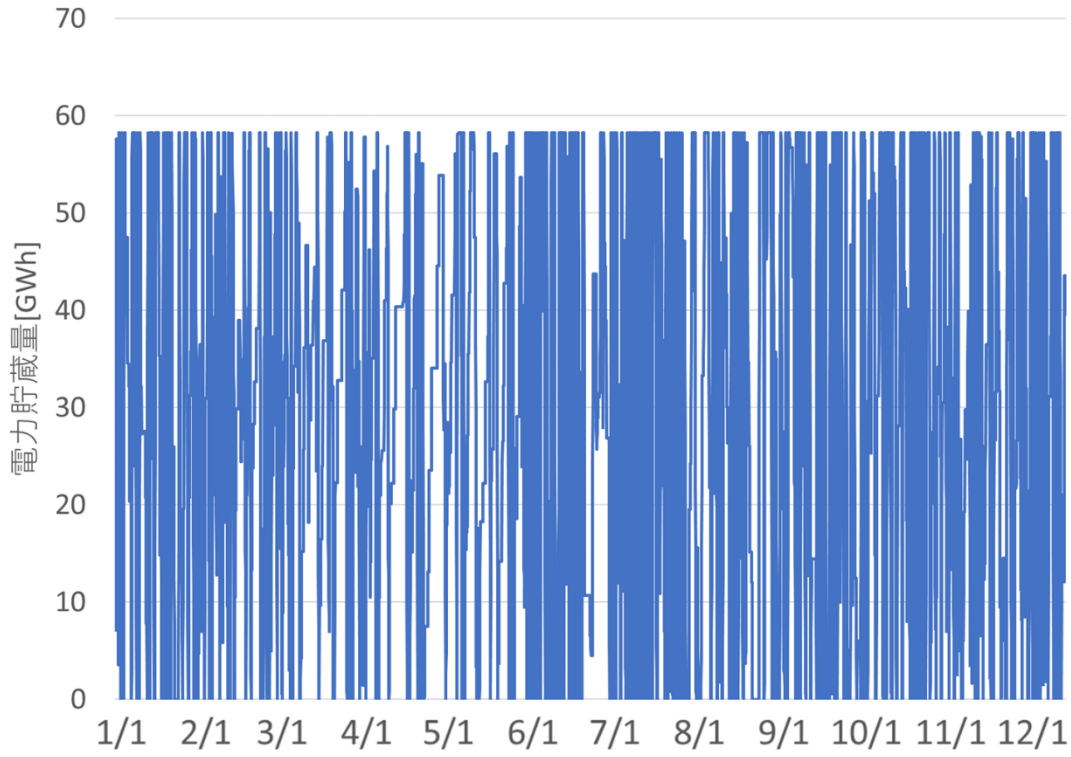


図 4.37　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

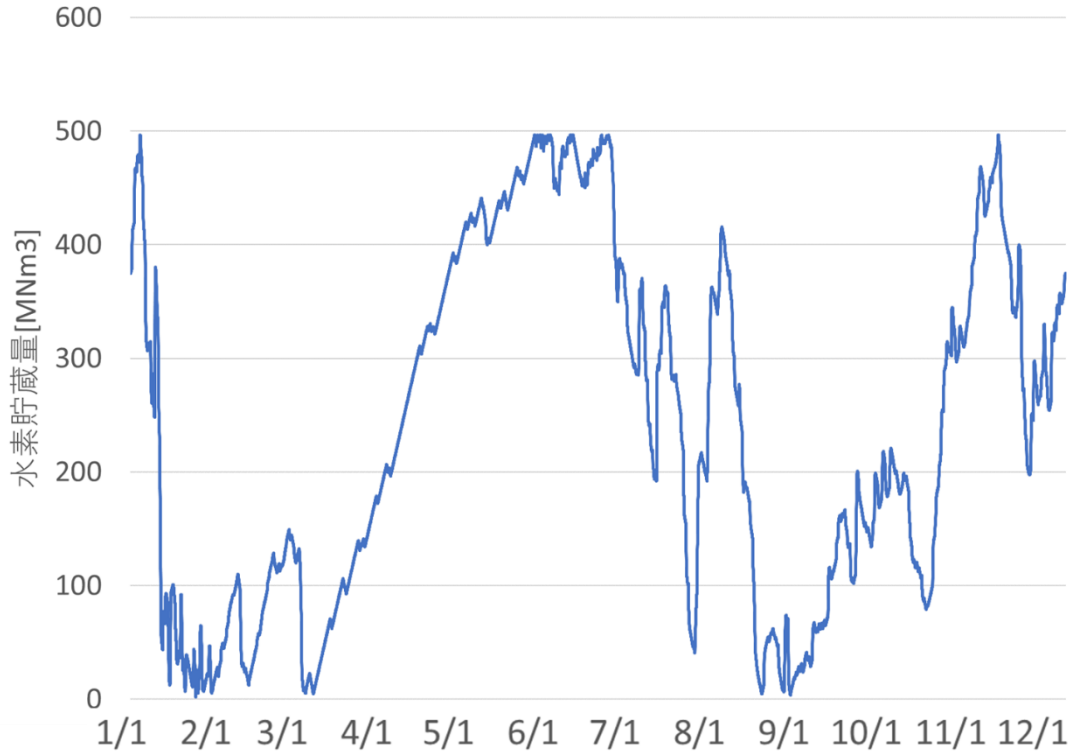


図 4.38　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移

続いて，電力融通について結果を確認する。表 4.24，表 4.25，表 4.26 に水素設備を含まない場合の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率を，表 4.27，表 4.28，表 4.29，表 4.30 に水素設備を含む場合の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率，水素融通量を示す。これまでの試算結果では見られなかった四国-東京間連系線や，四国-中部間連系線が導入されている。RES 導入量上限により厳しい制限がある場合，低需要エリアからの電力融通の必要性がより増す傾向があるといえる。水素設備を含む場合は，4.3.2 項での比較と同様に全体的に連系線導入量が減少している。ただし，連系線利用率の平均値は水素設備考慮前に 89.14%であり，考慮後も 89.06%と，利用率の向上には寄与していない。この条件では RES の導入量が限られているため，水素設備考慮前から大容量の蓄電池が導入されている。これを用いて送り先で貯蔵し，連系線の利用率の上昇に寄与しているためである。水素設備の導入により高需要エリアでの貯蔵能力が上昇し，単純に他エリアからの電力融通量の必要量が減少する。しかし，基本的にはその総量が減少しただけであるため，その地域差の傾向は変わっていない。一定量の電力融通を行いながら，送り先にてエネルギー貯蔵で調整するという基本姿勢に変化がないため，利用率は変わらず単純に連系線導入量が削減されていると考えられる。

表 4.31 で水素設備の有無によるコストの内訳を比較するが，コストの減少や増加の傾向は 4.3.2 項の結果と差は見られない。設備コストとエネルギー融通に係るコストが削減され，運用費は大きくなった結果，合計として 25.3%のコストが削減された。

表 4.24　連系線導入量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		8.66							
東北			22.72	5.87	3.29				
東京								0.04	
中部					1.89	2.74		1.64	
北陸						2.31	2.24		
関西							2.02	0.83	10.85
中国									2.07
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.25　電力融通量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		67.19								67.19
東北	0.16		159.17	37.75	14.96					212.03
東京		0.31						0.23		0.54
中部		6.92			4.62	10.90		2.75		25.19
北陸		11.08		10.52		15.15	11.51			48.26
関西				10.01	3.44		5.77	3.24	1.79	24.24
中国					6.22	10.61			10.67	27.50
四国			0.12	10.08		3.78				13.99
九州						63.47	6.37			69.84
受電計	0.16	85.51	159.29	68.36	29.24	103.92	23.64	6.21	12.46	488.79

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.26　連系線利用率 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		88.76							
東北			80.13	86.85	90.46				
東京								99.91	
中部					91.65	87.00		89.41	
北陸						91.69	90.48		
関西							92.48	96.36	68.65
中国									94.10
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.27　連系線導入量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		2.41							
東北			18.18	6.18	1.38				
東京									
中部					0.56	1.04			
北陸						1.99	0.25		
関西							2.21	2.94	3.48
中国									
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.28　電力融通量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		18.40								18.40
東北	1.58		133.46	38.86	6.93					180.83
東京		1.22								1.22
中部		3.75			1.57	4.97				10.30
北陸		4.00		3.17		13.43	1.24			21.83
関西				3.61	1.30		3.05	0.93	1.86	10.76
中国					0.95	13.95				14.91
四国						21.12				21.12
九州						24.22				24.22
受電計	1.58	27.36	133.46	45.64	10.75	77.70	4.29	0.93	1.86	303.59

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.29　連系線利用率 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		94.78							
東北			84.57	78.72	90.23				
東京									
中部					95.89	93.87			
北陸						84.30	98.32		
関西							87.78		
中国								85.65	85.59
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.30　水素融通量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		275.96	2229.36	934.88	8.97	1999.38	178.05	48.48	12.30	5687.39
東北			217.13	44.00		57.76				318.90
東京										0.00
中部										0.00
北陸			1.99	0.78		1.02	0.34			4.14
関西										0.00
中国	0.31	1.86	4.66	3.78	0.35	13.67				24.63
四国	0.61	25.52	18.34	10.26	0.35	10.38	0.24		0.09	65.78
九州	11.32	98.61	301.03	49.62	4.74	191.02	0.30	8.56		665.20
受電計	12.24	401.95	2772.53	1043.32	14.40	2273.23	178.93	57.04	12.39	6766.04

※単位は[MNm^3]

表 4.31　コスト比較

[兆円]	導入コスト	燃料費・運用費	電力融通費	水素融通費	合計コスト
水素なし	20.29	0.49	7.38	0.00	28.15
水素あり	14.66	2.17	3.98	0.22	21.02

※単位は[兆円]

4.3.3.3　再生可能エネルギー電源出力抑制量上限によるコスト影響

ここまでの試算では，PV，風力発電の出力抑制量に制約は与えず，自由に抑制が可能な条件で試算を行ってきた。現状の料金構造では，発電事業者はできるだけ発電し，売電することによって利益を得る。ゆえに設備利用率の低い，つまり出力抑制率の高い電源設備の導入は思うように進まないことが想定される。そこでここでは，PV，風力発電の出力抑制率に上限を与え，発電設備の一定以上の設備利用率を保障した場合の電源構成ベストミックスにおいて，水素設備を含まない場合と含む場合の影響を評価する。

PV，風力発電の出力抑制量に上限を与えるため，4.2 節で定式化した最適電源構成決定問題に次の式 (4.48) - (4.50) を追加し，PV，陸上風力，洋上風力の各エリアの出力抑制量を制約する。

$$\sum_{t} p_{t,a}^{\mathrm{PV.curtail}} \leq \sum_{t} \left(cap_{a}^{\mathrm{PV}} \times p_{t,a}^{\mathrm{PV.p.u}} \right) \times Ratio^{\mathrm{PV.curtail}} \tag{4.48}$$

$$\sum_{t} p_{t,a}^{\mathrm{WTon.curtail}} \leq \sum_{t} \left(cap_{a}^{\mathrm{WTon}} \times p_{t,a}^{\mathrm{WTon.p.u}} \right) \times Ratio^{\mathrm{WTon.curtail}} \tag{4.49}$$

$$\sum_{t} p_{t,a}^{\mathrm{WToff.curtail}} \leq \sum_{t} \left(cap_{a}^{\mathrm{WToff}} \times p_{t,a}^{\mathrm{WToff.p.u}} \right) \times Ratio^{\mathrm{WToff.curtail}} \tag{4.50}$$

ここで，$Ratio^{\mathrm{PV.curtail}}$，$Ratio^{\mathrm{WTon.curtail}}$，$Ratio^{\mathrm{WToff.curtail}}$はそれぞれ PV，陸上風力，洋上風力の出力抑制率上限値を示す。

本試算では出力抑制率上限をすべて 10%，つまり$Ratio^{\mathrm{PV.curtail}} = 0.1$，$Ratio^{\mathrm{WTon.curtail}} = 0.1$，$Ratio^{\mathrm{WToff.curtail}} = 0.1$とする。

図 4.39，図 4.40 に水素設備を含まない条件での，図 4.41，図 4.42 に水素設備を含む条件でのそれぞれのエリア別電源構成と電源設備導入量を示す。水素設備を含まない場合，すべてのエリアで発電量のうち大部分を蓄電池からの放電で賄っている様子がわかる。東京，関西エリアで 15-20%を他エリアからの融通で担っている。また，RES 出力の抑制量に上限が与えられるとエネルギーを捨てることができないため，エネルギーの無駄が減少する。そのため，需要の大きい東京，中部エリアの洋上風力が上限までは導入されていないことが特徴である。一方で，水素設備を含む場合はすべてのエリアでの蓄電池放電による比率が減少している。電源設備導入量をみると，洋上電力の導入状況が大きく変化しており，北陸や中国エリアに導入されていた洋上風力が東京エリアに導入されるようになった様子がみられる。水素設備を考慮することでエリア内での貯蔵能力が上昇し，他エリアからのエネルギー融通のコストを削減している様子がうかがえる。図 4.43 に水素設備を含まない場合の電力貯蔵設備導入量を，図 4.44，図 4.45 に水素設備を含む場合の電力貯蔵設備導入量と水素タンク導入量を示す。4.3.2 項と同様に，水素設備を含むことで電力貯蔵設備容量が大きく削減されている。図 4.46，図 4.47 に水素設備を含まない場合の東京エリアの蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量の年間推移を示す。水素設備を含まない場合，蓄電池も揚水発電も短時間のエネルギーシフトに活用されている様子が見られ，長期間のエネルギーシフトは行われていない。図 4.48 に全エリア合計での RES 出力抑制率年間推移を示す。図から出力抑制が積極的に行われている期間と行われていない期間がみられる。年間合計値での出力抑制率に制約がある場合，短周期の変動抑制のために出力抑制を行うことはある意味でもったいない。細かい出力変動は蓄電池で対応し，蓄電池が不得意な長期なエネルギーシフトは行わず，低需要期にまとめて出力抑制を行うことで需給を一致させている。図 4.49，図 4.50，図 4.51 に水素設備を含む場合の東京エリアの蓄電池，揚水発電の電力貯蔵量年間推移，水素タンクの貯蔵量年間推移を示す。水素タンクの導入により長期のエネルギーシフトが可能になり，より積極的に蓄電池と揚水発電が短周期の変動抑制に使用されている様子が見られる。短周期の変動抑制においても，蓄電池だけでなく水素発電の出力調整や水電解装置の入力調整も活用することで蓄電池の導入量削減につながっているといえる。

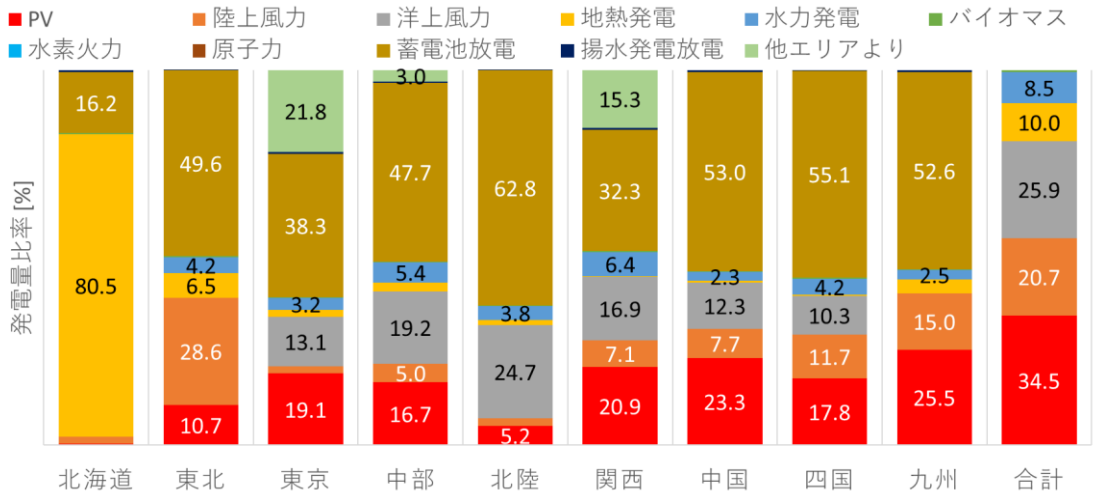


図 4.39　エリア別電源構成 (水素設備なし)

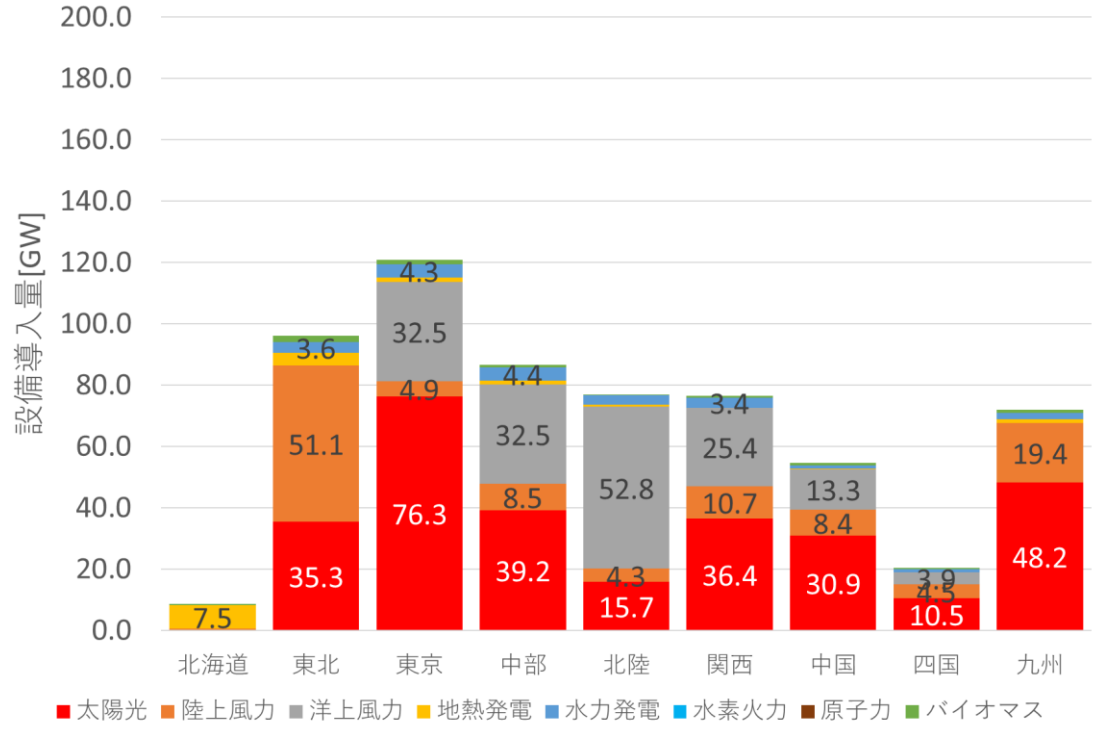


図 4.40　エリア別各電源設備導入量 (水素設備なし)

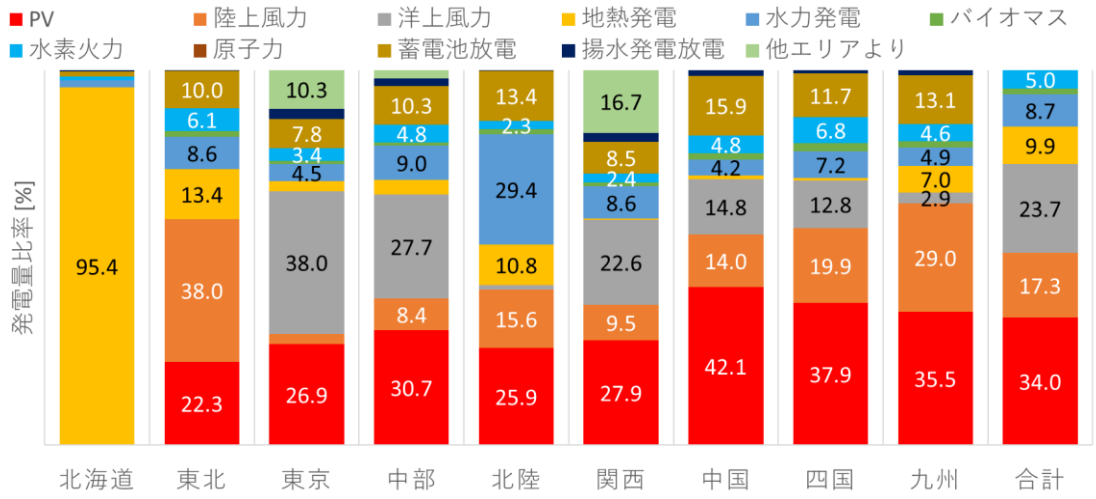


図 4.41　エリア別電源構成 (水素設備あり)

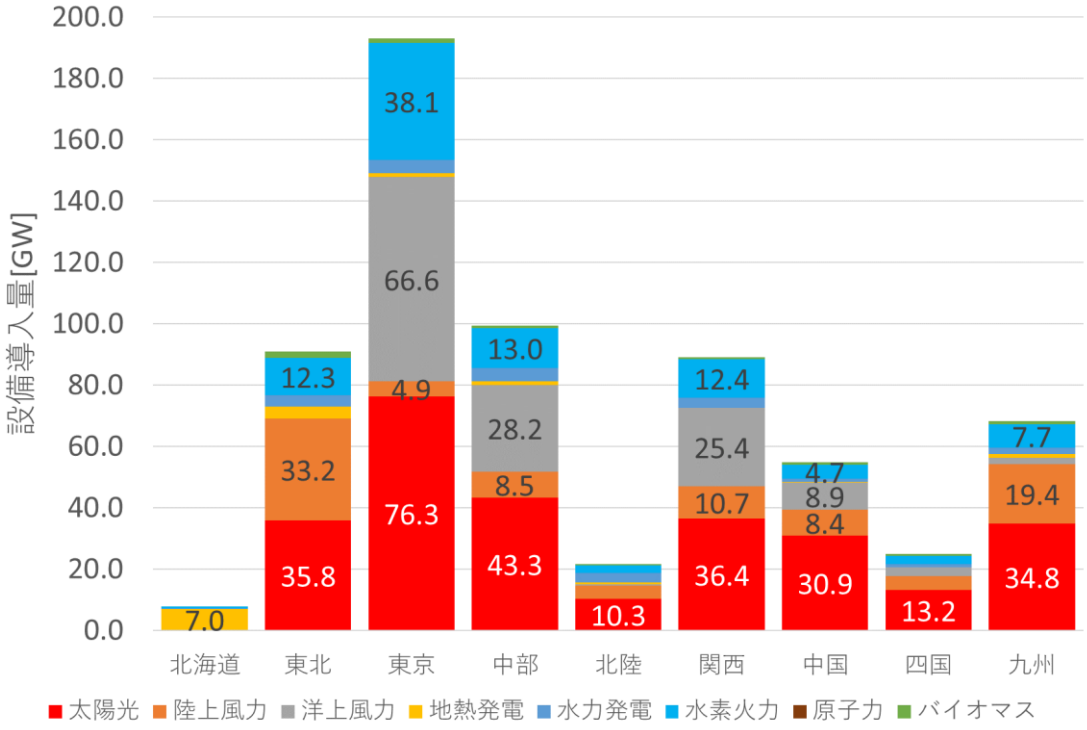


図 4.42　エリア別各電源設備導入量 (水素設備あり)

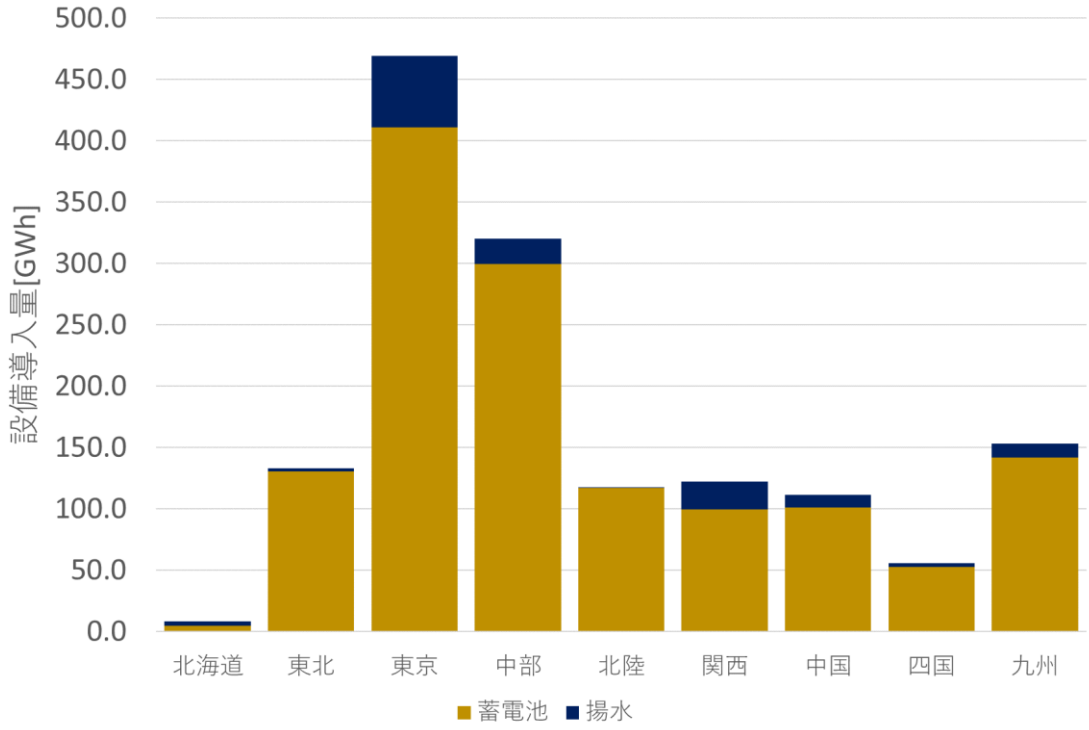


図 4.43　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備なし)

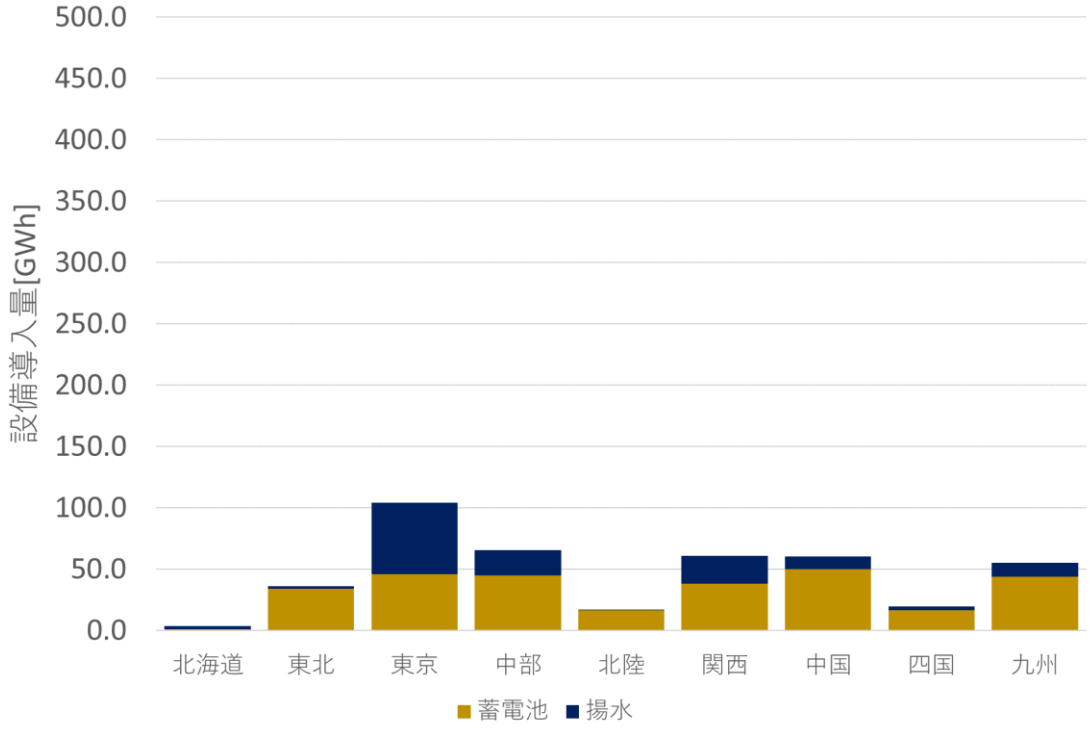


図 4.44　エリア別電力貯蔵設備導入量 (水素設備あり)

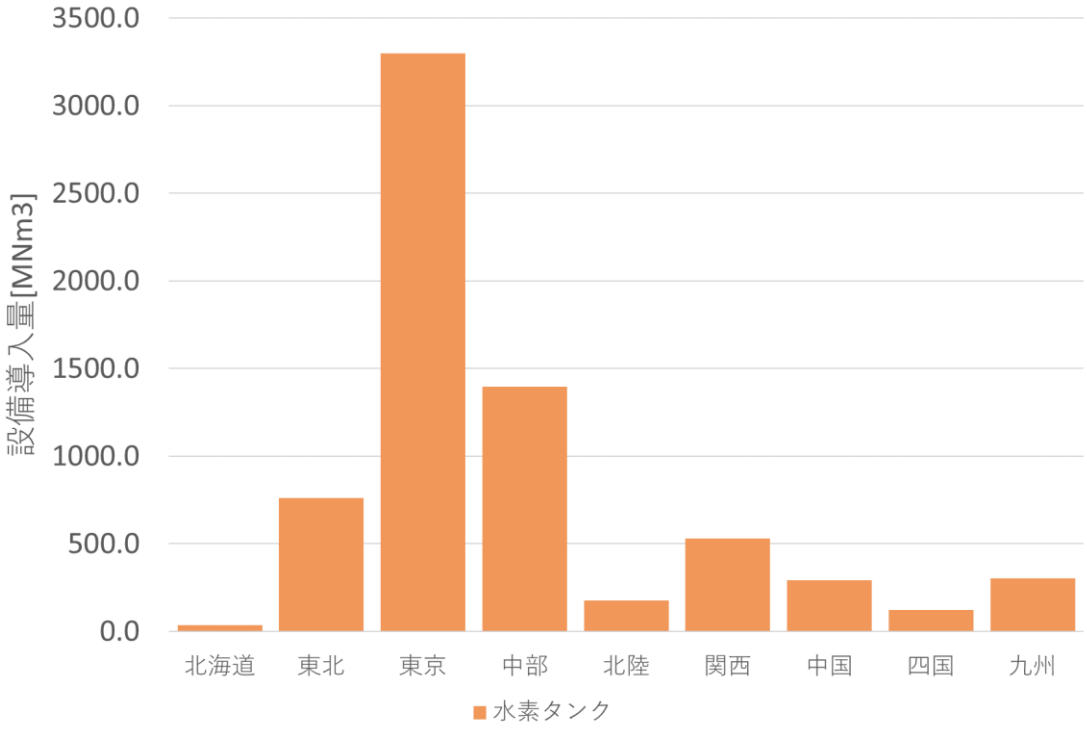


図 4.45　エリア別水素タンク導入量

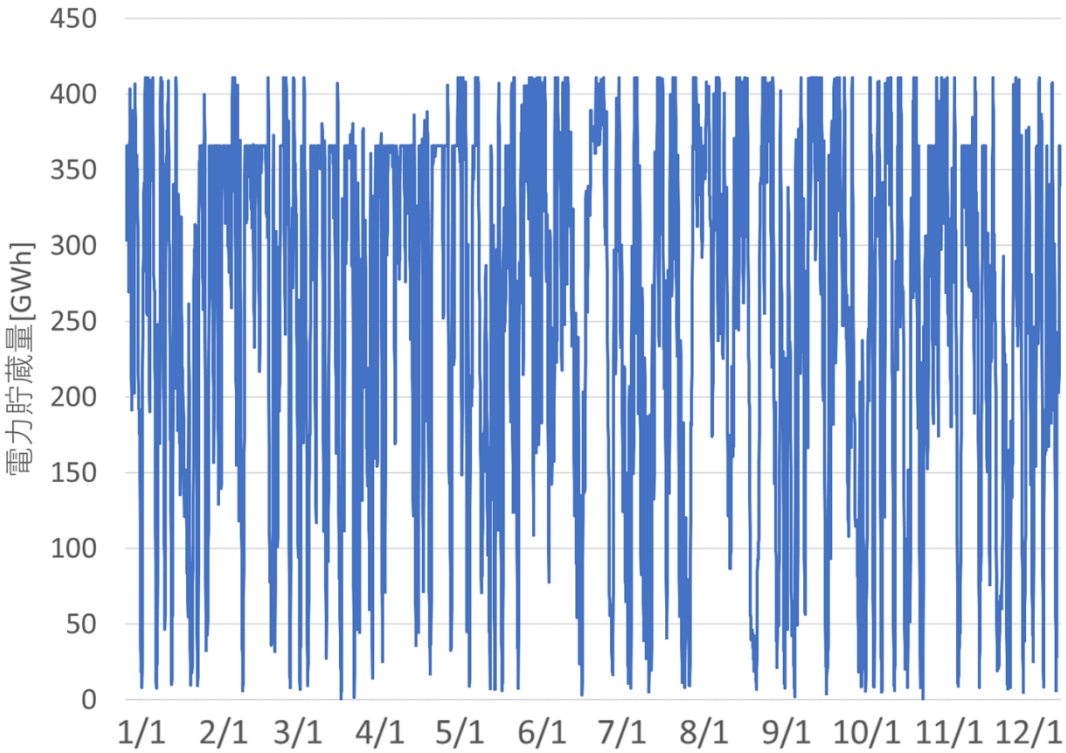


図 4.46　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

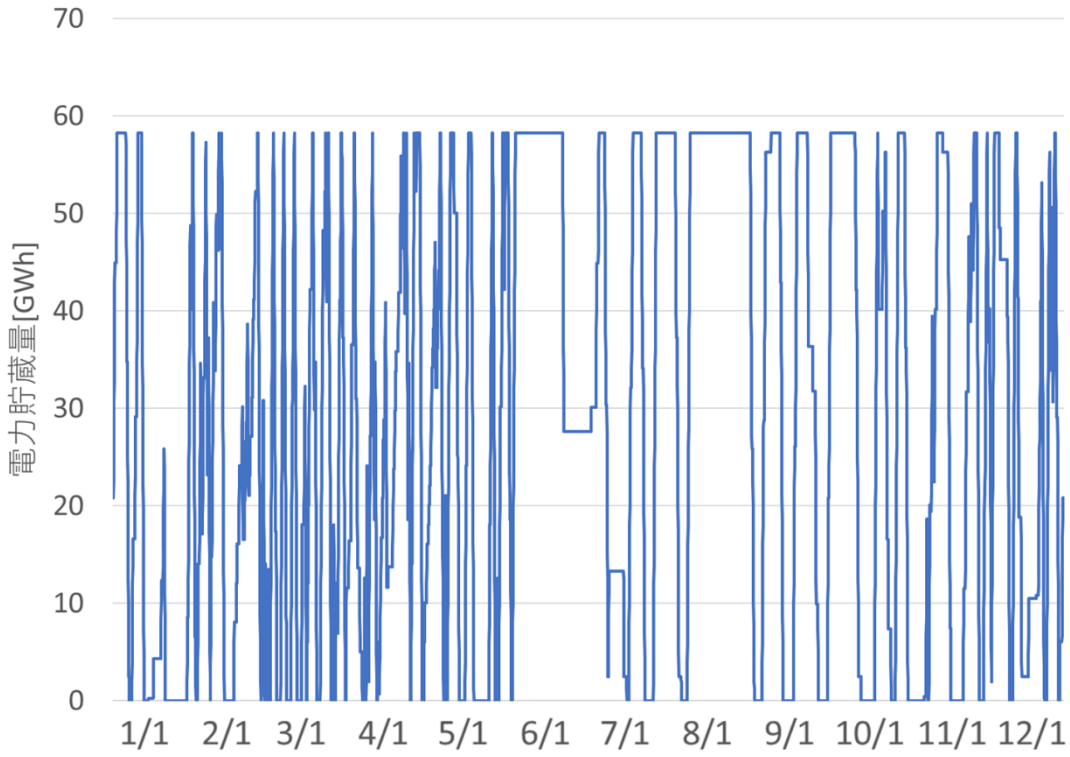


図 4.47　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備なし)

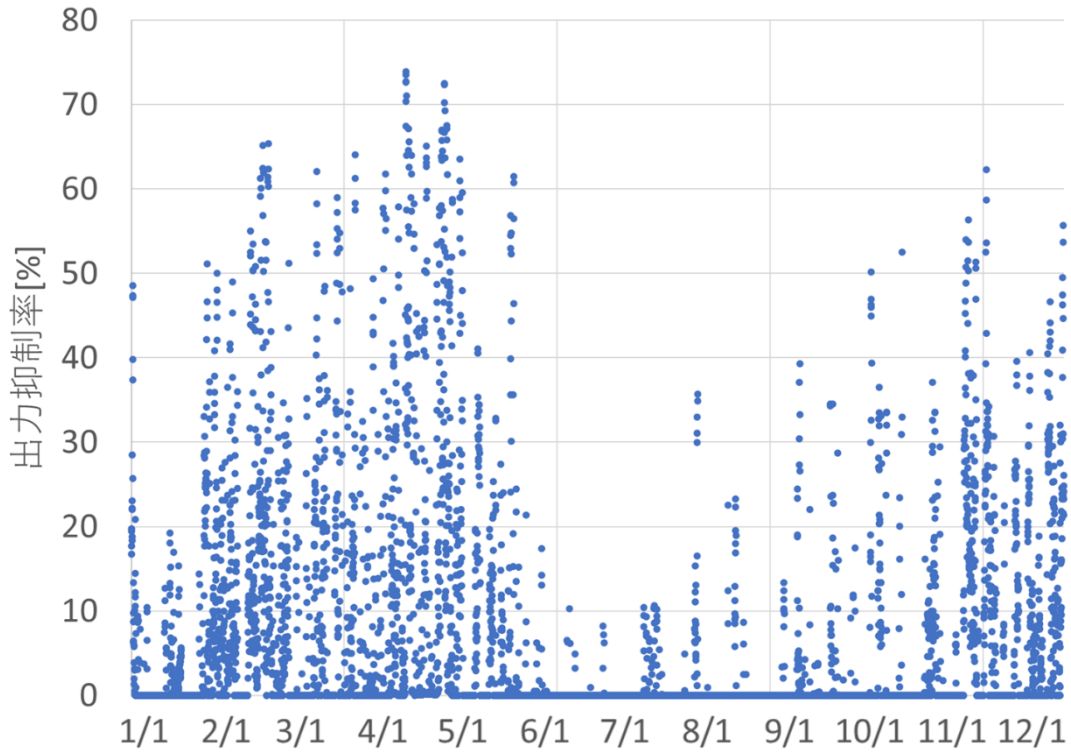


図 4.48　全エリア RES 出力抑制率年間推移

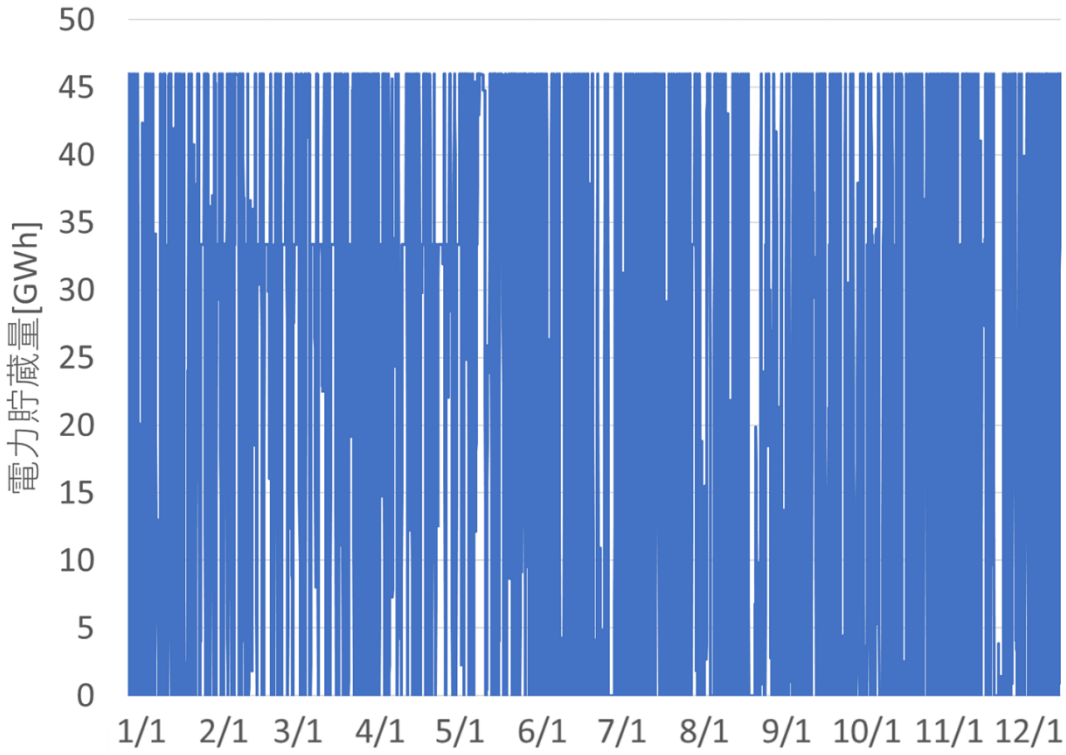


図 4.49　東京エリア蓄電池年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

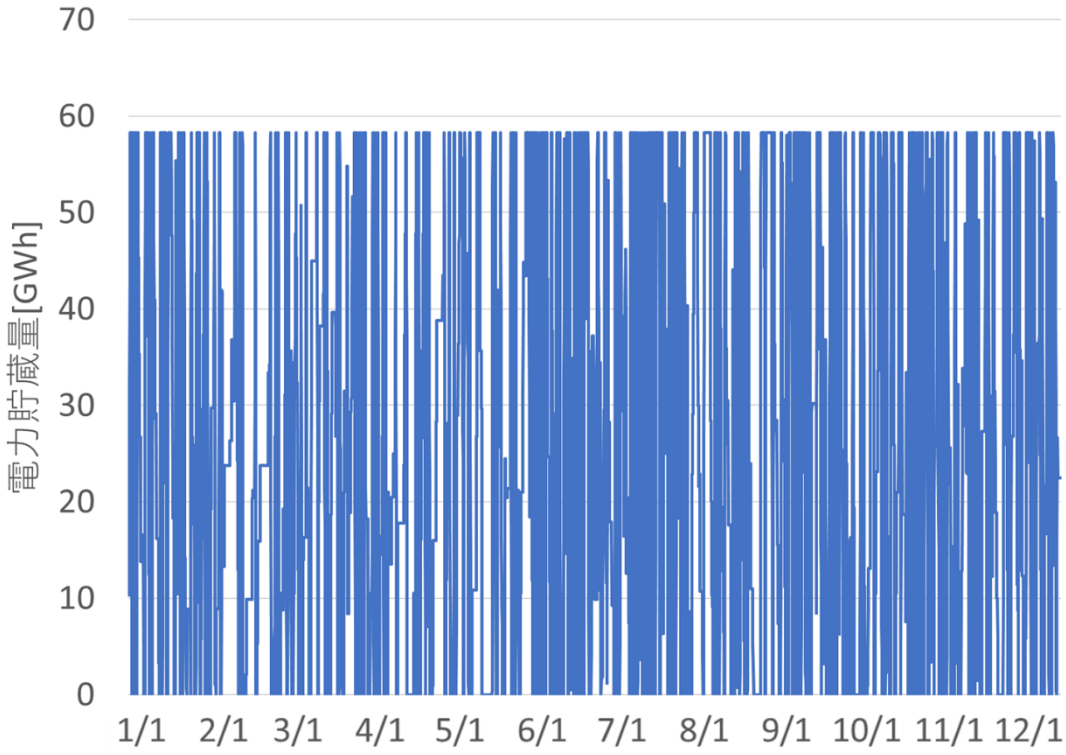


図 4.50　東京エリア揚水発電年間電力貯蔵量推移 (水素設備あり)

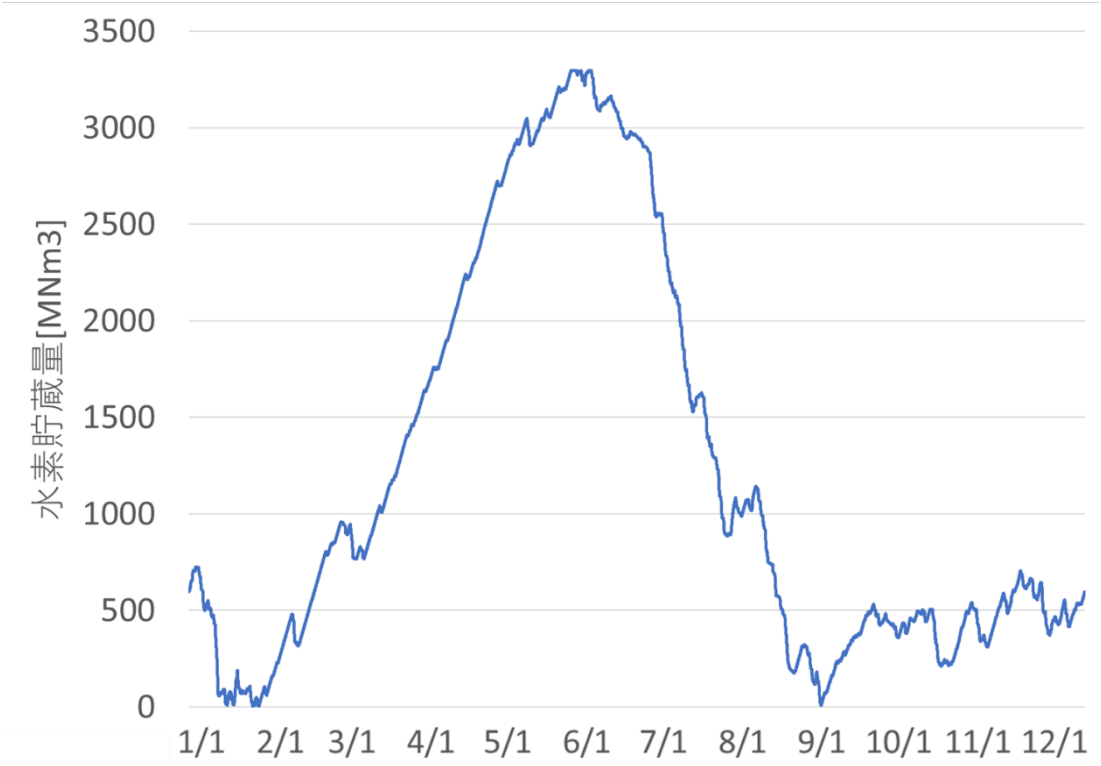


図 4.51　東京エリア水素タンク年間貯蔵量推移

続いて，電力融通について結果を確認する。表 4.32，表 4.33，表 4.34 に水素設備を含まない場合の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率を，表 4.35，表 4.36，表 4.37，表 4.38 に水素設備を含む場合の連系線導入量，電力融通量，連系線利用率，水素融通量を示す。4.3.2 項での比較と同様に全体的に連系線導入量が減少している傾向にあるが，東北-中部間連系線や，中部-関西間連系線など容量が増えている経路も存在している。長期の貯蔵が可能となったことにより，エリア内の発電で需要を満たすことができるようになったため，北陸，東北エリアから他エリアへの送電量が減少している。東北や北陸に導入される電源が小さくなるため，結果的に中部や関西で電力が余剰する時間帯が生じ，連系線が増えている経路が生じたものと考えられる。これらに関しては 4.3.2 項と同様の傾向があるといえる。

表 4.39 に水素設備の有無によるコストの内訳を比較する。今回の試算では，水素設備を含むことで導入コスト，燃料費・運用費，エネルギー融通費のいずれの項目においてもコストが削減されている。4.3.2 項では燃料費・運用費のコストが増加していた。RES 出力抑制に制約を与えると変動抑制に蓄電池が頻繁にしようされ，充放電サイクル数が格段に多くなる。これが水素火力や水電解装置に置き換わることで，変動抑制をこれらの設備の出力減で対応できることになる。蓄電池の運用費は充放電双方向で，水素火力や水電解装置の運用費は出力に比例する形で換算されるため，水素設備を含むことで運用費が削減されている。合計コストも 33.7%削減されており，出力抑制に制約がある場合に水素設備を含んだ電源構成を考えることは比較的大きなメリットがあるといえる。

表 4.32　連系線導入量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		3.19							
東北			17.95		5.86				
東京				1.88					
中部					1.64	0.79			
北陸						7.56	2.82		
関西							1.69	0.78	0.37
中国								0.29	2.47
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.33　電力融通量 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		21.39								21.39
東北	0.02		121.57		15.63					137.23
東京		3.30		8.47						11.76
中部			7.47		3.79	2.20				13.46
北陸		29.93		10.31		42.57	11.23			94.04
関西				4.62	9.81		4.82	2.81	1.15	23.21
中国					11.77	9.25		1.37	9.34	31.73
四国						3.69	1.17			4.86
九州						2.04	10.58			12.62
受電計	0.02	54.61	129.04	23.40	41.00	59.75	27.81	4.18	10.50	350.31

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.34　連系線利用率 (水素設備なし)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		76.76							
東北			79.41		88.72				
東京				96.66					
中部					98.22	99.05			
北陸						79.12	92.98		
関西							94.97	94.79	99.41
中国								98.84	92.27
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.35　連系線導入量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		1.04							
東北			6.44	2.39	0.77				
東京				1.02					
中部					0.27	2.18			
北陸						1.12	0.31		
関西							1.37	0.96	0.39
中国									0.04
四国									
九州									

※単位は[GW]，空欄は連系線が導入されなかった経路

表 4.36　電力融通量 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		6.88								6.88
東北	1.33		43.77	17.15	4.72					66.98
東京		4.87		4.30						9.17
中部		2.45	4.41		0.98	14.13				21.97
北陸		1.65		1.33		8.27	1.61			12.86
関西				3.53	1.06		2.86	1.38	1.06	9.88
中国					0.99	8.49			0.18	9.66
四国						6.52				6.52
九州						2.25	0.20			2.45
受電計	1.33	15.85	48.18	26.31	7.76	39.66	4.67	1.38	1.24	146.37

※単位は[TWh]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.37　連系線利用率 (水素設備あり)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
北海道		89.63							
東北			86.18	93.80	93.94				
東京				97.17					
中部					98.78	92.48			
北陸						94.79	96.99		
関西							94.41	94.05	98.11
中国									99.79
四国									
九州									

※単位は[%]，空欄は連系線が導入されていない経路

表 4.38　水素融通量

[MNm^3]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	送電計
北海道		0.52	357.64	83.84	2.85	926.49	127.27	25.97	139.07	1663.64
東北			317.11	14.39	1.68	1144.48	14.07	16.21	171.59	1679.52
東京				6.53						6.53
中部	0.35	2.23				0.56	0.24	0.01	6.15	9.53
北陸	1.09	0.00	10.04	0.49		40.52	0.38	0.27	0.85	53.63
関西	1.53	0.82	4.27	1.46					1.24	9.32
中国	6.25	17.82	18.99	0.26	0.32	3.18				46.82
四国	1.76	16.13	39.23	4.47	0.28	7.27	11.74		0.29	81.16
九州	4.53	16.74	115.33	37.08		32.91				206.60
受電計	15.51	54.25	862.61	148.54	5.12	2155.40	153.69	42.45	319.18	3756.76

※単位は[MNm^3]

表 4.39　コスト比較

[兆円]	導入コスト	燃料費・運用費	電力融通費	水素融通費	合計コスト
水素なし	20.09	3.80	4.49	0.00	28.38
水素あり	14.44	2.53	1.71	0.12	18.81

※単位は[兆円]

第5章　結論

5.1 本論文のまとめ

本論文では，CN のさらにその先の化石燃料を使用しない脱炭素社会を見据え，次世代電力ネットワークに対して CO_2 フリー水素を融合させることを目指した研究を行った。次世代電力ネットワークとして MG と広域連系系統をあげ，それぞれに CO_2 フリー水素を考慮し，これらの融合の効果を評価した。

第 1 章では，本論文の背景として，地球温暖化問題や化石燃料の枯渇問題について述べ，さらに RES の大量導入によって求められるエネルギーシフトや水素エネルギーについて述べた。そして次世代電力ネットワークとして MG と広域連系系統について述べた。最後に，関連研究の動向並びに本研究の目的と事業展開への可能性，本論文の構成について述べた。

第 2 章では，電力系統に貢献する MG を構築する際のエネルギーセクターカップリングの効果を評価するため，3 段階のレベルで試算を行い，そのコストと貢献度について述べた。その結果，電力・熱・水素を統合したレベル 3 の MG においてその優位性を示した。さらにこのレベル 3 において系統に提供する調整力を常時確保しておくための設備を含めた場合，その MG 構築コストがどう変化するのかを評価し，水素設備の導入効果を示した。

第 3 章では，福島県相馬市に実在する「そうま IHI グリーンエネルギーセンター」を想定 MG とし，その運用手法を提案した。想定 MG はその利用こそ考慮していないものの，水素製造設備を備えており，うまく利用することで PV の利用率を向上させる可能性がある。事前の予測情報を用いた計画作成手法，当日の予測誤差を踏まえて都度その入出力を修正する RT 制御手法を提案し，これらを組み合わせる際に直前の予測誤差を反映させ計画作成に使用する予測情報を更新する MPC 型の運用手法について述べた。単純に当日の電力・熱需要を監視しながら各機器の運用をルールベースで決定する比較手法との試算比較により，提案手法が優位であることを示した。

第 4 章では，エリア間エネルギー融通を考慮した広域連系系統モデルを作成し，脱炭素社会における電源構成ベストミックスを求め，水素設備の有無による結果の差を評価した。電力エネルギーから水素エネルギーに変換する水電解装置，水素を貯蔵する水素タンク，水素エネルギーから電力エネルギーに変換する水素火力発電だけでなく，エリア間の輸送キャリアとしても水素を選択肢に含め，電源構成を算出した。その結果，水素設備を含むことでコストが大きく削減できる可能性を示した。一方で RES が大量に導入され，エリア間でのエネルギーの過不足が生じるような状況においても，エネルギーの融通には水素より電力が用いられる傾向があることが分かった。一定量の電力を常時融通し，送り先で余剰が生じた場合にはそこで水素に変えて貯蔵するという結果が得られ，水素エネルギーはその輸送性より貯蔵性が有効活用される可能性を示した。

5.2　今後の展望

本論文で述べたように，MG や広域連系系統において CO_2 フリー水素をエネルギー媒体として組み込むことが経済的に電力の安定供給に寄与できる可能性がある。本研究の今後の展望について第 2 章，第 3 章の「MG と CO_2 フリー水素の融合」，第 4 章の「広域連系系統と CO_2 フリー水素の融合」，最後に「MG と広域連系系統の融合」の可能性に分けて挙げる。

【MG と CO_2 フリー水素の融合】

(1) 本論文では，一般家庭群を対象にした MG 構築にかかるコストを評価したが，需要家種別は他にも複数存在する。特に製造業は非常に大きな熱需要を持つ需要も存在する。これらのうち高温のものは電化が困難であるといわれており水素の活用などが期待されている分野である。これらを考慮することでより大きな水素需要を考慮することができ，異なる傾向の結果が得られる可能性がある。

(2) 本論文において考慮した調整力はあくまで確保量であり，その発動は考慮していない。3 時間分を発動しても直ちにエネルギー不足や余剰が生じることがないように制約しているが，連続して同方向の調整力発動要請が出た場合は発動できない可能性がある。調整力発動要請や，RES 出力や各需要にも不確実性を与えるシナリオを想定し，調整力の発動まで踏まえた試算を行うと実際に近い損益を評価できる可能性がある。

【広域連系系統と CO_2 フリー水素の融合】

(1) 本論文では，輸入水素を考慮できるモデルを作成した。しかし，本論文で扱う水素は CO_2 フリー水素であり，RES 由来のもののみを想定している。いわゆるグレー水素やブルー水素のようなものは想定していない。そのため，その価格設定根拠が得られない。したがって試算の中では考慮しなかった。この値をパラメータとして与えた試算により感度分析ができると考えられる。さらに，脱炭素社会においてはわが国が水素を輸出することも想定でき，エネルギー輸出国としての役割を担う可能性を示すことができるかもしれない。

(2) 本論文では，RES 導入単価はエリア，導入量によらず一定で試算を行った。しかしながら電源立地に制約の大きい RES は，導入しやすくコストが低い箇所から導入が進むと考えられる。そこで，導入量が増えると単価があがり，その価格曲線もエリアごとに異なるモデルを構築できればより現実的な試算ができる可能性がある。

【MG と広域連系系統の融合】

(1) 本論文では，次世代電力ネットワークとして MG と広域連系系統を検討した。電力の安定供給を目指したそれぞれのネットワークにおいて CO_2 フリー水素との融合に一定の効果が見込めることを示した。同一の目的をもった二つのネットワークを融合することでより経済的に安定供給の実現に近づける可能性がある。これらを融合したモデルを構築し，試算を行うことでその可能性を示すことができると考えられる。

5.3 本研究の事業への展開の可能性

本研究はアカデミックな議論にとどまらず，実社会への実装に向けた事業展開を見込んでいる。世界的な動きや政府の意向もあり，CN に向けた動きが活発化しており，様々な検討が行われている。本研究で検討してきた次世代電力ネットワークと CO_2 フリー水素の融合は CN 実現の一助になると期待している。

MG は，近年の技術発展や環境意識の高まりからその実装が研究段階から実証段階に移りつつあるが，なかなか実証を超えた実装には至っていない。現状ではその必要性や緊急性が薄いことが大きい障壁であると考えられる。わが国ではユニバーサルサービスとして地域による分け隔てのない電力供給が，信頼性の面でも経済性の面でも実現されている。そのため平常時は不便を感じないことが多く，実際にその効果を実感することができるのは災害時に限られることも多い。基本的には手を加えずとも電力の融通を受けられるため，新たに設備等を導入する必要のある MG は持続的な運営が経済的であることは珍しい。そこで，MG を需要家側がその経済性を求めて構築するのではなく，系統運用者側がそれこそユニバーサルサービス維持のために構築する可能性に着目した。RES が主力電源化すると需給バランスを一致させることが困難となることを述べた。需要家側それぞれで需給を一致させることができれば，電力系統の安定供給に寄与できる可能性がある。第 2 章，第 3 章で，水素エネルギーまで含めた MG において経済的に残余需要を平滑化し，系統の安定供給に寄与できる可能性を示した。これは MG がその内外においてメリットをもたらすことを示したことになり両者からの投資が見込まれる。エネルギーの地産地消や買電収入といった目的だけでなく電力系統全体の利益を含んだ MG のメリットを示すことでその事業性が向上し，普及につながると考えている。

広域連系系統はマスタープランで議論され，その方針が示されている。CN に向けてどのエリアにどれだけの RES が入るのかが試算され，予測される需要に対してどの経路で電力を送るのかを，連系線やエリア内系統設備増強も含めて詳細にまとめられている。本研究では CN の先の脱炭素社会実現に向けた広域連系系統を想定し，CO_2 フリー水素を含めることでコストや電源構成がどのように変化するのかを示した。水素設備を踏まえることでより経済的に広域連系系統が実現するということは，その整備が加速する可能性があり，電力の安定供給を継続的に維持できる可能性が高まる。

なお，これらの試算により水素設備の重要性を示すことができ，現在需要が少なく設備投資が進みづらい現状に対して将来性を示すことができ，水素設備の普及に貢献できると可能性がある。

参考文献

[1] 全国地球温暖化防止活動推進センター(JCCCA)IPCC 第 5 次評価報告書 特設ページ https://www.jccca.org/ipcc/ar5/wg1.html

[2] 全国地球温暖化防止活動推進センターウェブサイト http://www.jccca.org/

[3] 環境省 IPCC 第 5 次評価報告書の概要－第 1 作業部会(自然科学的根拠)－ 2014 年 12 月版 http://www.env.go.jp/earth/ipcc/5th/pdf/ar5_wg1_overview_presentation.pdf

[4] 令和元年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書 2020)

[5] パリ協定外務省：「気候変動 2020 年以降の枠組み：パリ協定」，令和 4 年 2 月 24 日 https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000119.html

[6] 環境省：「G7 札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合」，2023 年 4 月 https://www.env.go.jp/earth/g7/2023_sapporo_emm/index.html

[7] Prime Minister of Japan and His Cabinet: “Policy speech by the prime minister to the 203rd session of the diet”, Oct. 28, 2020.
Available: https://japan.kantei.go.jp /99_suga/statement/202010/_00006.html

[8] NEDO 広報誌 FocusNEDO 第 47 号 「大海原の風をとらえる―未来を拓く洋上風力発電プロジェクト―」

[9] 環境エネルギー政策研究所：「自然エネルギー白書 2017」，5.3 自然エネルギー導入ポテンシャル 図 5.11

[10] 内閣府 2020 年オリンピック・パラリンピック東京大会に向けた科学技術・イノベーションの取組に関するタスクフォース事業計画 科学技術・イノベーションの取り組みに関するタスクフォース事業計画 P5 水素エネルギーシステム
https://www8.cao.go.jp/cstp/tyousakai/olyparatf/project/pj5.pdf

[11] 経済産業省 資源エネルギー庁 水素エネルギーとは
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/hydrogen/about/

[12] エネルギーキャリア 戦略的イノベーション創造プログラム (SIP)

[13] https://www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2016.pdf

[14] 新エネルギー・産業技術総合開発機構「新エネルギー等地域集中導入技術ガイドブック」 https://www.nedo.go.jp/content/100083461.pdf

[15] 平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う 大規模停電に関する検証委員会 最終報告
2018 年 12 月 19 日

[16] 電力広域的運営推進機関：「広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン) の策定について」，更新日：2023 年 3 月 29 日
https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/230329_choukihoushin_sakutei.html

[17] 「隠岐ハイブリッド蓄電池システムの実証結果について」 中国地域エネルギー・温暖化対

策推進会議 2019 年 11 月 19 日
http://chushikoku.env.go.jp/20191119chugokudenryoku.pdf

[18] 八戸市 水の流れを電気で返すプロジェクト 成果報告書 (NEDO)
https://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_200904/100013419.html

[19] 大山達也，加藤尚，松本弘，真島洋一，細越秀男，「再生可能エネルギーの出力変動対策の評価指標の提案と水素製造システムへの適用」電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌)，2019 年 139 巻 12 号 pp.737-745

[20] 磯貝基，小宮山涼一，藤井康正：「エネルギー部門を詳細化した動学的他部門エネルギー経済モデルの開発と2050年に向けた日本の最適電源構成の検討」，電気学会論文誌B，Vol. 139，No. 77，pp. 461-469 (2019)

[21] 原田耕佑，矢部邦明，高見洋史，後藤晃，佐藤康司，林泰弘：「輸入水素および国内製造水素の発電・直接利用を含む電源構成・需給最適化モデルの構築」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 42，No. 55，pp. 315-324 (2021)

[22] NEDO：集中的太陽光発電システム実証研究 (太田プロジェクト) (2002-2007)

[23] 総務省統計局 統計データ 日本の統計 本書の内容 第 2 章 人口・世帯 2-12 都道府県，世帯人員別一般世帯数と世帯の種類別世帯人員 (平成 27 年)
https://www.stat.go.jp/data/nihon/02.html

[24] 自動車検査登録情報協会 車種別(詳細)保有台数表 令和 2 年 5 月末現在，
https://www.airia.or.jp/publish/statistics/number.html

[25] 小田拓也，伊藤雅一，川崎憲広，宮崎隆彦，柏木孝夫：「交通センサス観測結果等を用いた乗用車の EV 充電負荷曲線と充電ポテンシャルの推定」，電気学会論文誌 B，Vol.131，No.12，pp.920-926 (2011)

[26] 小澤暁人，吉田好邦：「アンケート調査に基づく家庭エネルギー需要モデル」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol.36, No.5, pp.12-23 (2015)

[27] 前真之，飯尾昭彦，井上隆，室恵子，田中俊彦，平山翔，関崎真：「用途別エネルギー消費量の年合計および月変動 関東地域における住宅のエネルギー消費量に関する調査研究」，日本建築学会環境系論文集，Vol.71, No.610, pp.91-98 (2006)

[28] 株式会社住環境計画研究所：「平成 25 年度家庭における電力消費量実測調査報告書」，環境省 地球環境・国際環境協力報告書

[29] 森田圭，真鍋勇介，加藤丈佳，舟橋俊久，鈴置保雄：「数百世帯規模の家庭の平均電力の評価」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol.38, No.1, pp.20-29 (2017)

[30] 中上英俊：「家庭用エネルギー消費の動向」，第 5 回 国土交通省 住宅・建築物のエネルギー消費性能の実態に関する研究会 資料 2-1 平成 30 年 2 月 22 日

[31] 「【資料２】 住宅太陽光発電に係る消費者保護に関する取り組み (経済産業省提出資料)」第 82 回消費者委員会 配布資料 資料 2

[32] 経済産業省：「令和 2 年度の調達価格等に関する意見」，経済産業省 調達価格等委員会 令和 2 年 2 月 4 日

[33] 経済産業省：「資料 8 定置用蓄電池の価格低減スキーム」，エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会(第 5 回) 平成 29 年 3 月 8 日

[34] 独立行政法人 経済産業研究所：「家電製品の省エネ化と価格変動：パネルデータ(1996-

2019)による分析」
[35] 総務省統計局 I 主要耐久消費財の所有状況
https://www.stat.go.jp/data/zensho/2004/taikyu/gaiyo1.html
[36] 経済産業省：「資料 3 電気温水機器の現状について」，第 1 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 省エネルギー小委員会 エアコンディショナー及び電気温水機器判断基準ワーキンググループ 2019 年 6 月 17 日
[37] 総務省：「自治体主導の地域エネルギーシステム整備研究会 第 4 回資料 分散型エネルギーインフラによる地域経済活性化とサービス・イノベーション」自治体主導の地域エネルギーシステム整備研究会(第 4 回) 平成 27 年 5 月 11 日
[38] 三菱電機 ホットウォーターヒートポンプ 仕様書
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/007/pdf/007_05.pdf
[39] International energy agency (IEA) (最終閲覧日 2021 年 9 月)
https://www.iea.org/topics/hydrogen/production.
[40] 株式会社サンキ工作所 製品詳細 STS-201
http://www.sankipaionia.co.jp/product/heater/stii-180
[41] 株式会社巴商会 製品情報 製品検索 トモエレガシー (閲覧日 2020 年 10 月 14 日)
http://tomoeshokai.com/product
[42] 経済産業省：「資料 3 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用」，総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (第 22 回)　基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 (第 10 回) 合同会議 2020 年 12 月 7 日
[43] 株式会社 IHI「そうま IHI グリーンエネルギーセンター」
https://www.ihi.co.jp/var/ezwebin_site/storage/original/application/4445352a54862fd49f5f74dbc73ebff3.pdf
[44] 福島県 「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン(改訂版)」平成 24 年 3 月
https://www.pref.fukushima.lg.jp/download/1/re_zenpen.pdf
[45] 気象庁報道発表資料 平成 29 年 12 月 5 日
https://www.jma.go.jp/jma/press/1712/05a/20171205_nissha.pdf
[46] SoRA 気象観測データ　https://www.renewable.pr.aist.go.jp/ent/weather_info
[47] 東北電力 業務用季節別時間帯別電力
https://www.tohoku-epco.co.jp/dbusiness/menu/hight_bus.html
[48] 電力広域的運営推進機関：「供給区域別の需給実績(電源種別，1 時間値)」,
[49] 経済産業省：「水素・燃料電池戦略ロードマップ～水素社会の実現に向けた取り組みの加速～」，水素・燃料電池戦略協議会（第 8 回）配布資料，(2016)
[50] 経済産業省：「各電源の諸元一覧」，総合資源エネルギー調査会，発電コスト検証ワーキンググループ，第 8 回会合，資料 3 (2021)
[51] Sandia National Laboratories: “Energy Storage Systems Cost Update”, Sandia report (2011)
[52] 経済産業省：「水素・燃料電池戦略ロードマップの達成に向けた対応状況」，第 2 回 水素・燃料電池戦略ロードマップ評価ワーキンググループ (2020)

[53] IEA: “The Future of Hydrogen” (2019)
[54] 国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター：「日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト」(2019)
[55] 株式会社三菱総合研究所：「定置型蓄電システムの目標価格および導入見通しの検討」，経済産業省，第 3 回定置用蓄電システム普及拡大検討会，資料 4 (2021)
[56] 文部科学省：「トヨタ MIRAI の構造及び整備技術」，文部科学省委託事業，次世代自動車エキスパート要請教育プログラム開発事業，次世代自動車エキスパート FCV 編 (2016)
[57] Fraunhofer ISE: “cost forecast for low temperature electrolysis – technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems” (2021)
[58] 経済産業省：「系統安定化費用について」，総合資源エネルギー調査会，発電コスト検証ワーキンググループ（第 4 回会合）資料 2 (2021)
[59] 経済産業省：「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」，発電コストワーキンググループ (2021)
[60] G. Pan, W. Gu, Y. Lu, H. Qiu, S. Lu and S. Yao: "Optimal Planning for Electricity-Hydrogen Integrated Energy System Considering Power to Hydrogen and Heat and Seasonal Storage", IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 11, No. 4, pp. 2662-2676 (2020)
[61] RITE：「2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）」，総合資源エネルギー調査会基本政策分科会 (2021)
[62] Nor Erniza Mohammad Rozali, Sharifah Wan Alwi, Zainuddin Abdul Manan, Jiří Jaromír Klemeš, and Mohammad Yusri Hassan: “Optimisation of Pumped-Hydro Storage System for Hybrid Power System Using Power Pinch Analysis”, Chemical Engineering Transactions Vol. 35 (2013)
[63] 加地テック 製品紹介 HyKom340 (最終閲覧日 2023/6/29)
https://www.kajitech.com/product/hydrogen/#introduce
[64] 中部電力：「中部電力西名古屋火力発電所 7-1 号 世界最高効率のコンバインドサイクル発電設備としてギネス世界記録認定～発電効率 63.08%を達成～」，プレスリリース (2018)
[65] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力・周波数シミュレーションの標準解析モデル」
[66] T. Oyama, H. Kato, H. Matsumoto, Y. Mashima, and H. Hosogoe: “An Evaluation Method for Suppression of Fluctuation in Renewable Energy Output and its Application to Hydrogen Production System”, IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol. 139, No. 12, pp. 737-745 (2019)
大山達也，加藤尚，松本弘，真島洋一，細越秀男：「再生可能エネルギーの出力変動対策の評価手法の提案と水素製造システムへの適用」，電気学会論文誌 B，Vol. 139，No. 12，pp. 737-745 (2019)
[67] 需給検証委員会：「需給検証委員会報告書」，エネルギー・環境会議 電力需給に関する検討会合 (2012)
[68] 経済産業省：「北海道における再エネ導入拡大に向けた調整力制約への対応」，第 40 回総合資源エネルギー調査会 省エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ 資料 2 (2021)
[69] 電力広域的運営推進機関：「マスタープランに関する議論の中間整理について~連系線絵を中心とした増強の可能性~」，第 9 回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの

在り方等に関する検討委員会 (2021)

[70] 電力広域的運営推進機関：「北海道本州間連系設備に係る計画作成プロセスおよび東北東京間連系線に係る広域系統整備計画について」，第 48 回広域系統整備委員会 資料 4 (2020)

[71] 環境エネルギー政策研究所：「自然エネルギー白書 2017」，5.3 自然エネルギー導入ポテンシャル (2017)

[72] 経済産業省：「電力調査統計 I -（2）都道府県別発電所数」，出力数，2021 年度版

[73] 平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書，平成 23 年 4 月 https://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/

[74] 経済産業省：「第 6 次エネルギー基本計画」，令和 3 年 10 月 22 日

著者が発表した論文

本論文に関して著者が公表した論文

[1] 喜田勇志, 原亮一, 北裕幸, 小熊祐司，稲村彰信，濱口謙一：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの 2 段階運用手法」，電気学会論文誌 B 分冊，Vol.141，No.2，pp. 113-120 (2021)

[2] Yushi Kida, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Yuji Koguma, Akinobu Inamura, Kenichi Hamagchi: “Two stage operation scheme for a microgrid including hydrogen production as a part of demand”, Electrical Engineering in Japan, Vol. 214, Issue 2, e23330 (2021)

[3] Yushi Kida, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita: “Impact of sector-coupling in microgrid to residual electricity demand properties”, Electric Power Systems Research, Vol. 211, 108463 (2022)

[4] 喜田勇志，原亮一，北裕幸：「電力系統安定化に貢献するマイクログリッド構築 －需給調整力確保に伴う追加コスト－」，電気学会論文誌 B 分冊，Vol.143，No.2，pp. 157-164 (2023)

本論文に関して著者が行った講演発表等

[1] 喜田勇志，原亮一，北裕幸，小熊祐司，稲村彰信：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの最適運用 －運用計画期間の違いが与える影響の検証－」，平成 31 年電気学会全国大会 No.6-266 (2019)

[2] 喜田勇志，原亮一，北裕幸，小熊祐司，稲村彰信，濱口謙一：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの最適運用 －エネルギー自給率とコストの関係－」，令和元年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.206 (2019)

[3] 喜田勇志，原亮一，北裕幸，小熊祐司，稲村彰信，濱口謙一：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの最適運用 －予実差異に対するリアルタイム制御手法－」，令和元年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会 No.48 (2019)

[4] 喜田勇志，原亮一，北裕幸，小熊祐司，稲村彰信，濱口謙一：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの最適運用－最適化に基づく計画作成の効果－」，令和 2 年電気学会全国大会 No.6-209 (2020)

[5] 喜田 勇志，原亮一，北裕幸，小熊祐司，稲村彰信，濱口謙一：「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの 2 段階運用手法」，令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.47 (2020)

[6] 喜田勇志, 原亮一, 北裕幸, 「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの運用手法 －モデル予測制御型の運用手法の提案－」，令和 2 年電気学会電力技術・電力系統技術合

同研究会，PE-20-045 / PSE-20-050 (2020)

[7] 喜田勇志，原亮一，北裕幸：「マイクログリッド化による残余需要平準化効果の検証 ―コストと効果の関係―」，令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会 No.240 (2021)

[8] 喜田勇志, 原亮一, 北裕幸,「マイクログリッド化による残余需要平準化効果の検証 ―電力と熱の併給の統合効果―」，令和 3 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-21-093 / PSE-21-106 (2021)

[9] 喜田勇志, 原亮一, 北裕幸,「マイクログリッド化による残余需要平準化効果の検証 ―熱廃棄による系統電力変動量の削減―」，令和 3 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会，No.27 (2021)

[10] 喜田勇志, 原亮一, 北裕幸,「電力系統安定化に貢献するマイクログリッド構築 ―調整力確保に伴う追加投資の評価―」，電気学会電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会，PE-22-032 / PSE-22-052 / SPC-22-080 (2022)

[11] Yushi Kida, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita: “Impact of sector-coupling in microgrid to residual electricity demand properties”, XXII Power Systems Computation Conference (PSCC 2022), No. 1924 (2022)

[12] 喜田勇志，原亮一，北裕幸：「エリア間エネルギーキャリアとしての水素を考慮した脱炭素電源構成」，令和 4 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-23-189 / PSE-23-181 (2023)

[13] 喜田勇志，原亮一，北裕幸：「脱炭素社会の電源構成における VRE 出力抑制量制約が与える影響」，令和 4 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会，No. 66 (2023)

謝辞

本論文は筆者が北海道大学大学院情報科学院情報科学専攻システム情報科学コースシステム融合学分野電力システム研究室に在籍中の研究成果をまとめたものである。本論文を執筆するにあたり，多くの方々から多大なるご指導，ご支援をいただきました。

北海道大学大学院情報科学研究院電力システム研究室 北裕幸教授には，日ごろの研究打ち合わせ，研究室ゼミ等，多岐にわたって貴重なご指導を頂きました。心から御礼申し上げます。

北海道大学大学院情報科学研究院電力システム研究室 原亮一准教授には，指導教官として，日ごろの打ち合わせ，研究室ゼミ，学会の発表練習，論文添削，国際学会引率，日々の昼食等，様々な場面で貴重な経験，ご指導を頂きました。ここに御礼申し上げます。

酪農学園大学農食環境学群 石川志保准教授には，2020 年度まで本研究室にて特任助教としてご在籍の際，研究室ゼミ等において農学博士の視点から貴重なご意見を頂きました。転出後も，水素関連施設の見学会にお誘いいただくなど大変お世話になりました。ここに御礼申し上げます。

筆者が在籍中に秘書として所属されていた有馬理恵様，高橋緑様，尾崎ちえみ様には，学会の手続きから普段の研究室活動まで大変お世話になりました。技術職員 李家康様には，研究設備のメンテナンス等，日々の研究活動のサポートをしていただきました。心から御礼申し上げます。

研究室の先輩・後輩の皆様からも，ゼミなどにおきまして有益なご討論，ご助言をいただき，さらには普段の研究室での生活におきましても多大なご協力をいただきましたことを感謝申し上げます。特に同期の皆様は打ち合わせやゼミ以外でも研究に関する議論，助言をいただきました。研究以外においてもお世話になり，充実した研究室生活を送ることができました。

北海道大学大学院情報科学研究院 五十嵐一教授ならびに早稲田大学先進理工学研究科 林泰弘教授にはご多忙の中本論文の副査を務めていただきました。深く御礼申し上げます。

株式会社 IHI 小熊祐司氏，稲村彰信氏，濱口謙一氏には，定例の打ち合わせなどにおきまして，多くの貴重なご意見をいただきましたことを感謝申し上げます。

日新電機株式会社 竹内雅靖様，藤原基伸様には，定例の打ち合わせなどにおきまして，多くの貴重なご意見を頂きましたことに感謝申し上げます。

北海道電力ネットワーク株式会社 酒井寛好様，新田健太様には，定例の打ち合わせなどにおきまして，多くの貴重なご意見を頂きましたことに感謝申し上げます。

最後に，大学院進学まで生活や経済的な支援をしていただいた両親に深く感謝いたします。本当にありがとう。

2024 年 3 月

北海道大学 大学院情報科学院

システム情報科学コース　電力システム研究室

喜田勇志