

博士論文

再生可能エネルギー大量導入時における 電力系統の需給制御に関する研究

Study on Supply-and-demand Control in Power System
in Case of High Penetration of Renewable Energy Sources

指導教官 大山 力 教授

令和2年9月 提出

横浜国立大学大学院工学府 物理情報工学専攻

電気電子ネットワークコース

学籍番号 17SD108

辻井 佑樹

要約

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーを利用した分散型電源が急速に増加してきている。これらの分散型電源は日射量や風速などの気象条件によって出力が大きく変動する。分散型電源の出力変動に応じて、需給制御がどの程度困難となるのか定量的に評価することが重要となるため、需給制御を詳細に模擬した解析モデルが必要である。そこで、分散型電源が増加した場合の長時間領域の電力需給解析を実現するために、前日段階での発電機起動停止計画や、当日に集中型電源の出力を残余需要に合わせるように調整する需給バランス調整から構成される需給制御モデルを構築する。このモデルでは、10分ごとの分散型電源出力と需要データに対して、需給バランスが保持可能であるか年間を通して解析することができる。本論文では構築したこのモデルを用いて、分散型電源増加が需給安定性（周波数、連系線潮流、出力変化速度不足、上げ代・下げ代不足）と経済性（燃料コスト）に及ぼす影響を評価した。分散型電源大量導入時に何らかの対策を講じない場合、特に軽負荷期に大きな周波数および連系線潮流偏差が発生し、その要因として出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足が考えられることがわかった。

これら課題を解決するため、自地域の集中型電源や分散型電源の調整力を活用する対策方法、他地域の調整力を活用する対策方法、設備の柔軟性を活用する方法が挙げられる。自地域の集中型電源の調整力を活用する対策方法では、下げ代不足解消のための揚水発電機の運用時間帯変更、上げ代不足解消のための供給予備力変更、出力変化速度不足解消のための運転予備力変更が有効であると考えられる。自地域の分散型電源の調整力を活用する対策方法では、下げ代不足解消のための出力制御が有効であると考えられる。他地域の調整力を活用する対策方法では、出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足解消のための連系線活用による広域需給制御が有効であると考えられる。設備の柔軟性を活用する対策方法では、出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足解消のための火力発電機の出力変化速度変更、最小出力変更、最小運転時間変更、最小停止時間変更、起動時間変更が有効であると考えられる。本論文では構築した需給制御モデルを用いて、各対策方法による効果を評価した。自地域の調整力を活用することで、燃料コストは増加するが、周波数偏差を抑制できた。また、他地域の調整力および設備の柔軟性を活用することで、周波数偏差と燃料コストの双方を抑制できた。

以上より、再生可能エネルギー大量導入時において、需給制御が困難となる可能性があるが、自地域と他地域の調整力や設備の柔軟性を最大限活用することで、需給安定性と経済性を向上できることを示した。

目次

第1章 はじめに	1
1.1 背景	1
1.2 目的	2
第2章 分散型電源と需給制御	4
2.1 分散型電源の概要	4
2.1.1 太陽光発電	4
2.1.2 風力発電	5
2.2 需給制御の概要	6
2.2.1 需給制御の全体像	6
2.2.2 ガバナ制御	9
2.2.3 負荷周波数制御	11
2.2.4 経済負荷配分	13
2.2.5 発電機起動停止計画	13
2.3 分散型電源増加時における需給制御の課題	15
2.3.1 周波数調整力の不足	16
2.3.2 余剰電力の発生	16
第3章 分散型電源増加時における需給制御の影響評価	17
3.1 概要	17
3.2 解析条件	18
3.2.1 発電機データ	18
3.2.2 太陽光発電	20
3.2.3 風力発電	26
3.2.4 需要	29
3.3 需給制御モデル	29
3.3.1 需給制御モデルの概要	30
3.3.2 発電機起動停止計画	31
3.3.3 需給バランス調整	34
3.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出	37
3.3.5 影響評価指標算出	38
3.4 シミュレーション結果	39
3.4.1 過酷日の影響把握	39
3.4.2 周波数・連系線潮流に及ぼす影響把握	47
3.4.3 需給インバランスの原因把握	50
3.5 本章のまとめ	56

第4章 集中型電源の調整力確保と分散型電源の出力制御による対策評価	57
4.1 概要	57
4.2 解析条件	58
4.3 需給制御モデル	58
4.3.1 需給制御モデルの概要	58
4.3.2 発電機起動停止計画	58
4.3.3 需給バランス調整	58
4.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出	59
4.3.5 影響評価指標算出	60
4.4 集中型電源と分散型電源を活用した需給制御	60
4.4.1 揚水発電機の運用時間帯変更	60
4.4.2 供給予備力変更	61
4.4.3 10分間運転予備力変更	61
4.4.4 太陽光発電の出力制御	65
4.5 シミュレーション結果	66
4.5.1 揚水発電機の運用時間帯変更による対策評価	66
4.5.2 供給予備率変更による対策評価	69
4.5.3 10分間運転予備力変更による対策評価	72
4.5.4 太陽光発電の出力制御による対策評価	74
4.5.5 各方法による対策評価	76
4.6 本章のまとめ	79
第5章 地域間連系線を活用した広域需給制御による対策評価	81
5.1 概要	81
5.2 解析条件	82
5.2.1 発電機データ	82
5.2.2 太陽光発電	83
5.2.3 風力発電	84
5.2.4 需要	86
5.3 需給制御モデル	87
5.3.1 需給制御モデルの概要	87
5.3.2 発電機起動停止計画	88
5.3.3 需給バランス調整	89
5.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出	91
5.3.5 影響評価指標算出	91
5.4 地域間連系線を活用した広域需給制御	92
5.4.1 広域需給制御モデルの概要	92

目次

5.4.2 連系線容量を考慮した需給バランス調整	93
5.5 シミュレーション結果	95
5.5.1 広域需給制御（連系線容量考慮なし）による対策評価	95
5.5.2 広域需給制御（連系線容量考慮あり）による対策評価	101
5.6 本章のまとめ	107
第6章 火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性による対策評価	108
6.1 概要	108
6.2 解析条件	109
6.3 需給制御モデル	109
6.3.1 需給制御モデルの概要	109
6.3.2 発電機起動停止計画	110
6.3.3 需給バランス調整	111
6.3.4 影響評価指標算出	113
6.4 火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性	113
6.4.1 計画・運用の柔軟性変更	114
6.4.2 設備の柔軟性変更	115
6.5 シミュレーション結果	119
6.5.1 設備の柔軟性変更による対策評価	119
6.5.2 計画・運用と設備の柔軟性変更による対策比較	130
6.6 本章のまとめ	133
第7章 おわりに	135
謝辞	137
参考文献	138
発表文献	147
付録A 3章・4章の詳細発電機データ	150
付録B 5章・6章の詳細発電機データ	155

第1章 はじめに

本章では、背景と目的について説明する。

1.1 背景

近年、地球環境意識の高まりなどから、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーを利用した分散型電源の急速な普及、増加が見込まれている。これらの分散型電源は日射量や風速などの気象条件によって出力が大きく変動することが知られており、その変動性と不確実性により将来の需給制御はますます困難となることが予想される。特に太陽光発電が大量に増加すると、10分未満の領域に加えて、大きな雲が移動し広域で大きな出力変動が起こる場合など、10分以上の領域においても深刻な問題を引き起こす可能性がある。分散型電源の出力に応じて周波数が大きく変動すると考えられ、周波数変動を定量的に評価することが重要となる。そのために需給制御を詳細に模擬した解析モデルが必要である。需給制御モデルはこれまでも多く検討されており、1時間ごとに1日以上などの長期間の分析を行うモデルが開発されている。これらのモデルは需給バランス条件の基で、制約として短周期の変動を考慮している。また、負荷周波数制御のモデルを詳細に模擬し、秒単位などの短周期の変動を解析するモデルも多く構築されている。しかし、長周期の変動まで出力配分しながら短周期の周波数および連系線潮流変動を算出するモデルはまだ確立されていない。

また、評価結果より抽出された課題に対する対策方法についても検討する必要がある。対策方法としては、自地域の調整力を活用する対策方法、他地域の調整力を活用する対策方法、設備の柔軟性を活用する方法が挙げられる。自地域の調整力を活用する対策方法では、供給予備力や運転予備力の変更、揚水発電機の運用時間帯の変更、分散型電源の出力制御、蓄電池や電気自動車などの充放電、デマンドレスポンスを用いた需要シフトによる対策方法などが有効であると考えられる。これらにより、分散型電源の変動性と不確実性に対応するための調整力を確保することが期待される。他地域の調整力を活用する対策方法では、連系線活用により電力系統を広域的に需給制御することが有効であると考えられる。システムが大きくなると発電機数増加により変動に対する調整力が増加すること、ならし効果により分散型電源の出力が平滑化されることが期待される。さらに、広域化のメリットとしてエリア内に限定せず協調運用することでコストを低減できる可能性がある。設備の柔軟性を活用する対策方法では、集中型電源の出力変化速度変更、最小出力変更、最小運転時間変更、最小停止時間変更、起動時間変更などが有効であると考えられる。従来は柔軟性

の低い電源として設計されてきた発電機であっても、設備改造などにより、柔軟性を向上させることが期待される。

このように多くの対策方法が存在するため、対策方法を含めた上で、需給制御における影響を総合的に評価する手法・指標を確立していく必要があると考えられる。

1.2 目的

分散型電源増加時における電力系統の需給制御への影響を評価し、その対策方法について検討することを目的に、本論文では以下の研究項目(1)~(4)をそれぞれ第3章~第6章で説明する。また、各研究項目の背景技術として、第2章で分散型電源と需給制御の概要と課題について説明する。

(1) 分散型電源増加時における需給制御の影響評価

分散型電源が増加した場合の長時間領域の電力需給解析を実現するために、発電機起動停止計画や需要・分散型電源出力予測を考慮した解析モデルを構築する。具体的には、10分ごとの分散型電源出力と需要データに対して、分散型電源出力の予測を含めた需給バランスが保持可能であるか年間を通して解析するモデルであり、需給インバランスが発生した場合に周波数および連系線潮流偏差が算出される。本論文ではこの構築したモデルを用いて、分散型電源増加が周波数・連系線潮流に及ぼす影響について評価する。これらの検討は第3章で扱う。

(2) 集中型電源の調整力確保と分散型電源の出力制御による対策評価

分散型電源増加に伴う周波数偏差を抑制する需給制御の対策とその効果について、構築した需給制御モデルを用いて定量的に評価する。対策としては、蓄電池などの充放電機器や他地域の調整力には頼らず、自地域の集中型電源の調整力確保および分散型電源の出力制御を対象とする。加えて、これら対策による火力発電機の燃料コストに与える影響についても評価する。これらの検討は第4章で扱う。

(3) 地域間連系線を活用した広域需給制御による対策評価

分散型電源増加に伴う周波数偏差を抑制する需給制御の対策とその効果について、構築した需給制御モデルを用いて定量的に評価する。対策としては、連系線活用により電力系統を広域的に需給制御する広域需給制御を対象とする。単純に広域の燃料コスト順に発電機出力を配分すると、出力が地域間で偏り、連系線容量以上の潮流が発生する場合がある。そのため、連系線容量を考慮した広域需給制御についてもモデルを構築した上で評価する。これらの検討は第5章で扱う。

(4) 火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性による対策評価

分散型電源増加に伴う周波数偏差を抑制する需給制御の対策とその効果について、構築した需給制御モデルを用いて定量的に評価する。対策としては、計画・運用変更（計画における各日の断面で必要になる供給予備力と、運用での短期断面で必要になる運転予備力を調整）および設備改造（出力変化速度変更，最小出力変更，最小運転時間変更，最小停止時間変更，起動時間変更）を対象とする。計画・運用変更および設備改造の両者において，柔軟性を同一シミュレーションで評価し，経済性を含めて比較検討する。これらの検討は第6章で扱う。

第2章 分散型電源と需給制御

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーを用いた分散型電源は出力変動電源とも呼ばれ、電力系統に問題を引き起こす可能性がある。本論文では、その中で平常時の大局的課題として、周波数調整力の不足と余剰電力の発生を扱う。これらの課題は、分散型電源が大量導入され、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化することに起因する。本章では、分散型電源と需給制御の概要と、分散型電源導入時における需給制御の課題について説明する。

2.1 分散型電源の概要

現在、日本の主要電源は、石炭、LNG、石油などの化石燃料をエネルギー源とした集中型電源である。これに対し、太陽光、太陽熱、風力、バイオマスなどは、利用しても再生が可能であり、資源が枯渇しない分散型電源として注目されている。本研究では分散型電源として、太陽光発電と風力発電を扱うため以下にその概要を記載する^{[1][2]}。

2.1.1 太陽光発電

太陽光発電 (PhotoVoltaic generation, PV) は、光エネルギーを電気エネルギーに変換する太陽電池と、直流電力を交流電力に変換するインバータなどで構成されるシステムである。太陽光は豊富かつ、発電時に二酸化炭素などの温室効果ガスを排出しないエネルギー源である。しかし、PV は日中にのみ発電し、深夜には発電しない。また、天候に依存しやすく、晴れと曇りが交互に繰り返される場合に出力変動が大きくなる。日本の PV 導入量の推移を図 2.1 に示す^[3]。政府の補助金政策もあり、導入量は毎年増加している。一般住宅に加えて、メガソーラー (大規模発電所) も建設されつつある。

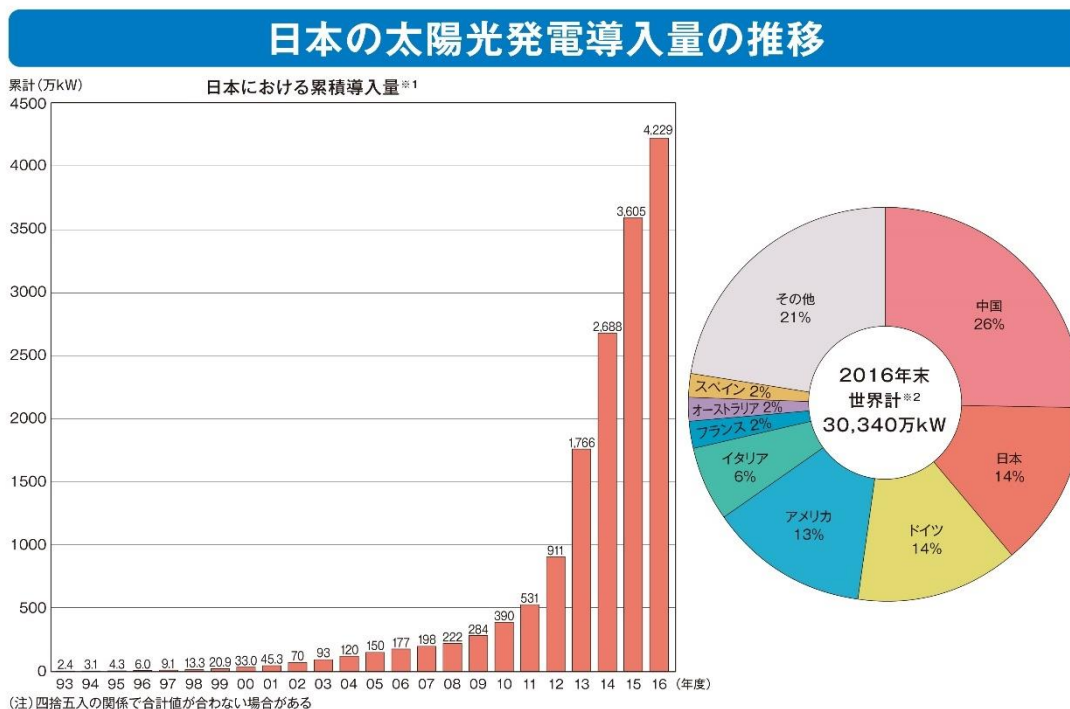


図 2.1 日本の PV 導入量の推移^[3]

2.1.2 風力発電

風力発電 (Wind Turbine generation, WT) は風力を利用して風車を回し、その回転エネルギーを電気エネルギーに変換するシステムである。WT も PV と同じく、豊富かつ温室効果ガスを排出しないエネルギー源である。WT は PV と異なり、夜間にも発電することで出力変動を生じる。軽負荷である夜間においては、WT が大量導入されると調整力不足によって周波数が変化する可能性がある。日本の WT 導入量の推移を図 2.2 に示す^[3]。WT の導入量は、日本では PV と比べて少ないが、これまでに年々増加している。海岸に近い陸地など、年間を通じて強い風の吹く場所への設置が進められている。

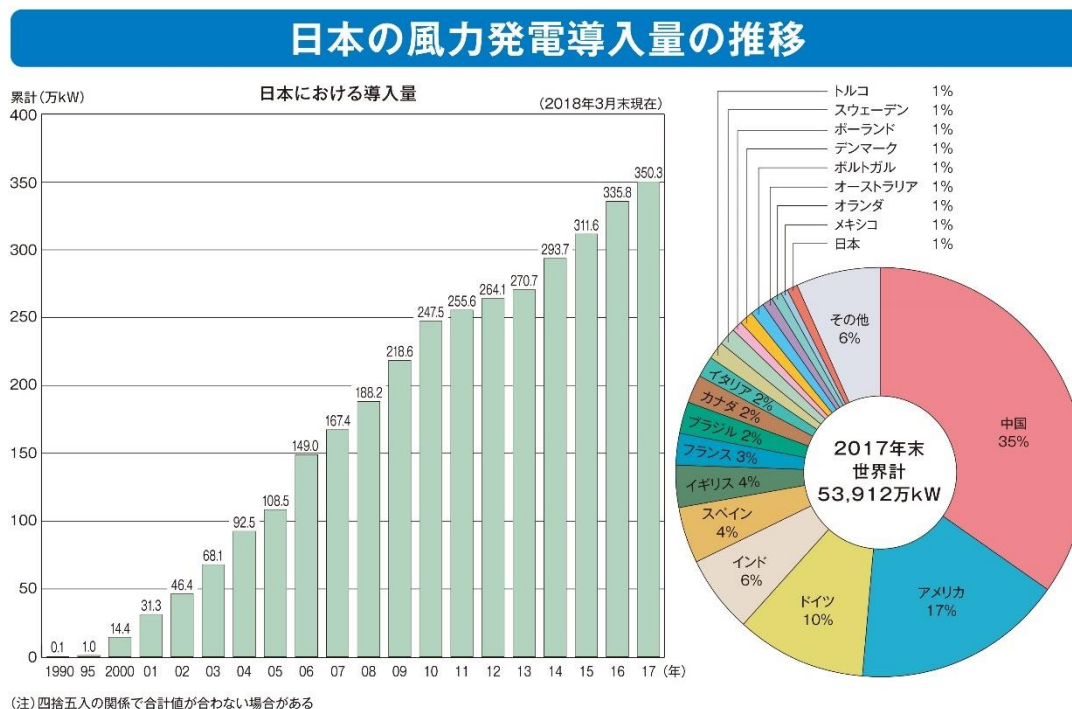


図 2.2 日本の WT 導入量の推移^[3]

2.2 需給制御の概要

本節では、電力系統の需給制御の概要について記載する。まず需給制御の全体像を説明し、次に時々刻々変化する周波数に対しての制御方式として、ガバナ制御、負荷周波数制御、経済負荷配分、発電機起動停止計画について説明する^{[4]~[8]}。

2.2.1 需給制御の全体像

電力系統では、常に周波数を基準周波数に維持するための制御を実施しており、それは需要家側、系統側の両者にとって重要である。需要家側においては、周波数が一定に維持される場合、電動機の回転速度も一定に維持されることで製品の質が向上する。需要家側の機器は、基準周波数で使用される前提のため、基準周波数から逸脱すると、機器に悪影響を与える可能性がある。一方、系統側においては、周波数が変化すると、発電機に直結されるタービンの回転数が変化する。周波数変化に伴いタービンが振動し、共振周波数に近づくことでタービンが破壊される可能性もある。このため、周波数が基準周波数から大きく逸脱した場合、機器の保護を目的に発電機を停止する必要がある。

また、電力の安定供給のためにも基準周波数を維持することは重要である。各系統運用者は自系統内の周波数を基準周波数（東日本：50Hz，西日本：60Hz）に維持するように、常に需給制御を実施している。各地域が設定している管理目標値を表 2.1 に示す。

表 2.1 日本の周波数変動管理目標値

地域	管理目標値 [Hz]
北海道	±0.3
東日本	±0.2
西日本	±0.2 (±0.1, 滞在率 95%以上)
沖縄	±0.3

電力系統の周波数は発電機の回転数によって決定される。発電機では、機械的エネルギーによる入力（蒸気タービン（火力）や水車（水力）の回転エネルギー）が電気エネルギーによる出力に変換される。機械的エネルギーとは、蒸気タービン（火力）や水車（水力）の回転エネルギーである。入力と出力のバランスが取れている場合、発電機が一定の回転数となるため、周波数は一定となる。実系統では需要は時々刻々変化しているが、発電機の入力は瞬時に変更できないため、入出力のバランスが取れなくなる。ここで、発電機の入出力には(2.1)式で表される関係がある。

$$P_m = P_e + M \times (df / dt) \tag{2.1}$$

ただし、

- P_m : 発電機の機械的エネルギーによる入力 [W]
- P_e : 発電機の電気エネルギーによる出力 [W]
- M : 慣性定数 [W・s²]
- f : 周波数 [Hz]

(2.1)式より、電力系統の入力と出力が常に一致していなければ、周波数が変動する。入力が出力を上回る場合、発電機の回転数が上昇し、周波数は上がり続ける。一方、入力が出力を下回る場合、発電機の回転数が下降し、周波数は下がり続ける。電力系統では、以下の方法で周波数を維持している。

- (i) 過去データから需要を予測して、事前に各発電機の出力を決定する。
- (ii) 時々刻々周波数を検知し、入力と出力の差を算出した上で、その差をなくすように調整する。

(i)の方法では、過去データを基に我々の生活習慣や気象状況などから需要を予測し、供給予備力や経済性を考慮し発電機の出力を決定しておく。(i)の方法によって、大まかに需要と供給のバランスを取れるが、予測された需要と実際の需要は完全には一致しない課題がある。そこで(ii)の方法による常時の需

給調整が必要となる。

時々刻々と変動する需要は、様々な周期成分を含んでいる。図 2.3 に示すように、数分以下の変動成分をサイクリック成分、数分から 10 数分程度までの変動成分をFRINGE成分、10 数分以上の変動成分をサステンド成分と定義される。

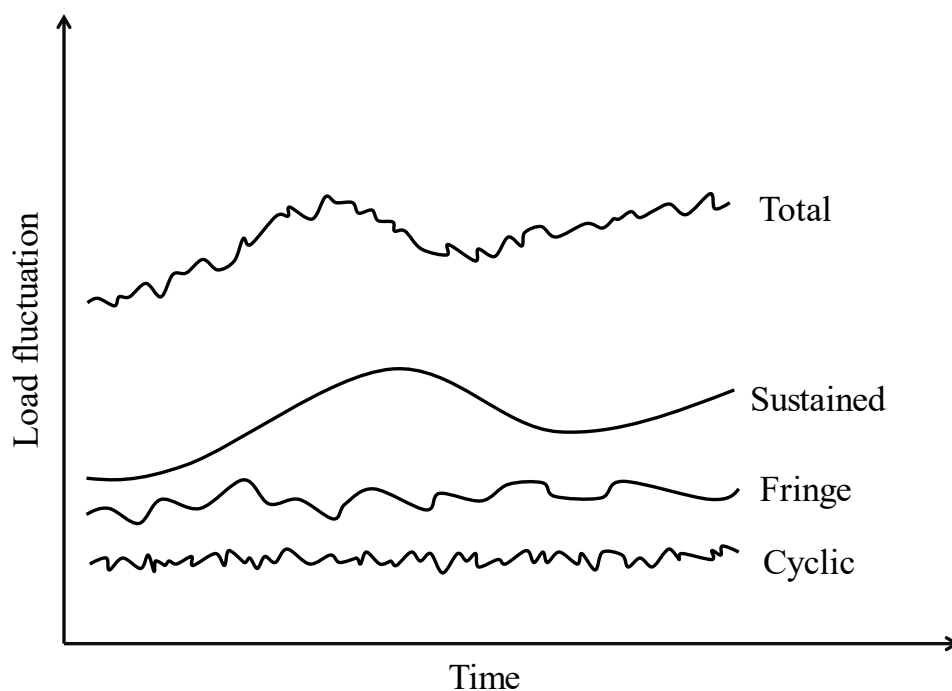


図 2.3 需要変動の周期成分^[4]

これらの変動成分に対して、発電機出力制御によって、それぞれ異なる方法で電力系統の周波数を維持している。1 つ目のサイクリック成分のうち、20 秒程度までの短周期の需要変動は、系統の負荷特性によって吸収され、20 秒以上数分程度の需要変動は発電機のガバナ制御によって吸収される。2 つ目のFRINGE成分は、サイクリック成分より変動が大きく、数分から 10 数分までの需要変動である。この需要変動は負荷周波数制御 (Load Frequency Control, LFC) によって対応する。LFC では、周波数変動や連系線潮流変動を検知し、需要変動に追従するように発電機出力を変化させる。3 つ目のサステンド成分は、需要変動が大きいため、変動が起きてからでは追従させることができないため、事前段階での予測を基に経済負荷配分 (Economic Load Dispatching control, ELD) によって発電機出力を決定する。さらに、発電機起動停止計画 (Unit Commitment, UC) によって、各発電機の起動と停止にかかる時間などを考慮した上で日単位の計画を立てる。以上の発電機の制御分担と需要変動幅との概念を図 2.4 に示す。

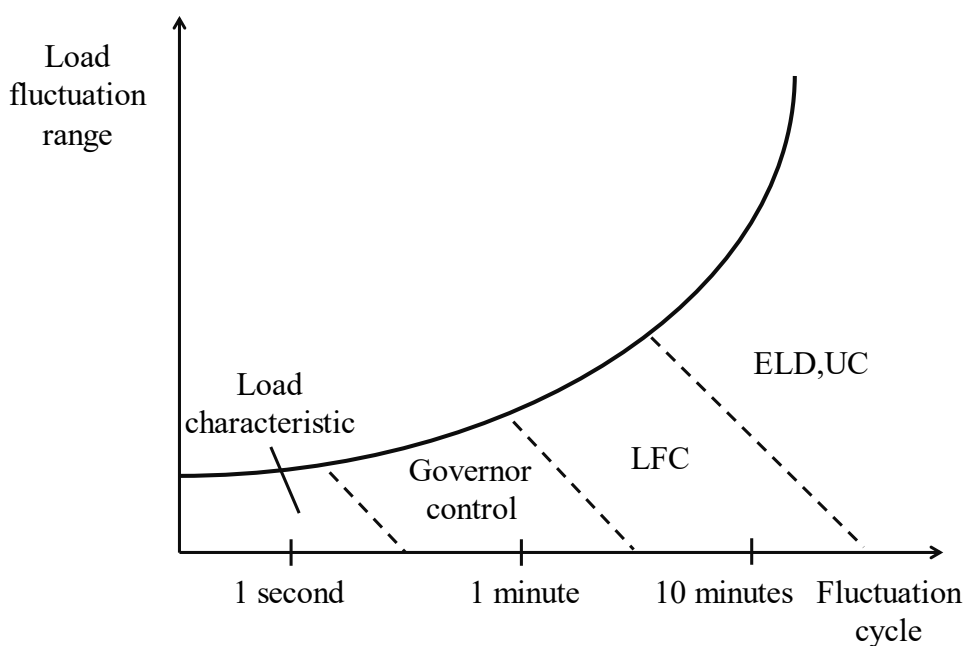


図 2.4 制御分担概略図^[4]

2.2.2 ガバナ制御

ガバナ制御は、调速機（ガバナ）を用いた自端制御のため、発電機ごとに個別に制御される。また、LFC や ELD に比べて応動が速い。周波数上昇時は、火力の場合は蒸気加減弁、水力の場合はガイドベーンを動作させることで、タービンへの蒸気量を抑制する。一方で周波数下降時は、タービンへの蒸気量を増加させる。ガバナの動作によって機械的エネルギーによる入力を制御することで、発電機の回転速度を一定に維持している。この制御をガバナ制御と呼ぶ。図 2.5 にガバナの構成を示す。出力指令値は LFC と ELD による中央給電指令所からの指令値である。出力指令値が変化しない場合、基準周波数からの偏差に応じた出力がサーボモータに入力される。火力発電機の場合は蒸気加減弁の開度、水力発電機の場合はガイドベーンの開度を変更する。

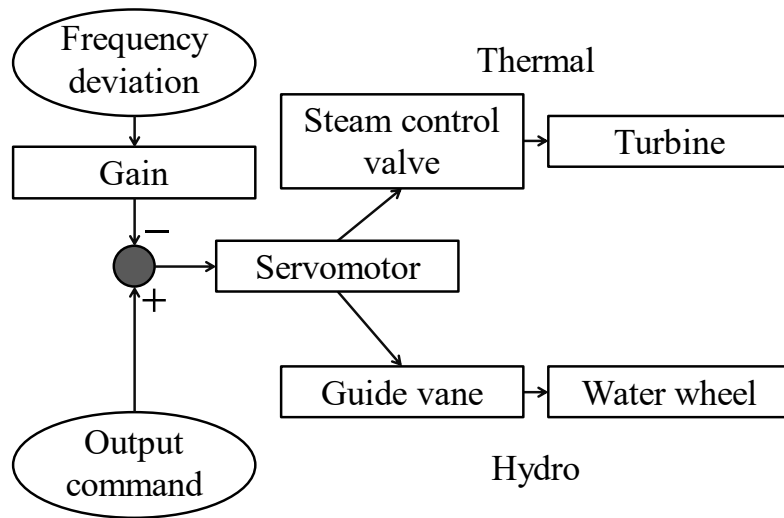


図 2.5 ガバナの構成^[6]

出力と需要の関係を直線で表した周波数特性を図 2.6 に示す。出力指令値が一定の場合、両者の関係は必ずしも直線で示せるわけではないことに注意されたい。ガバナ制御を実施する発電機の周波数特性として、周波数 f と発電機出力 P_m の関係は(2.2)式のように表される。

$$\Delta P_m = -(1/r) \times \Delta f \quad (2.2)$$

ただし、

r : 速度調定率 [%]

速度調定率は、调速機特性を表すパラメータであり、(2.3)式のように表される。

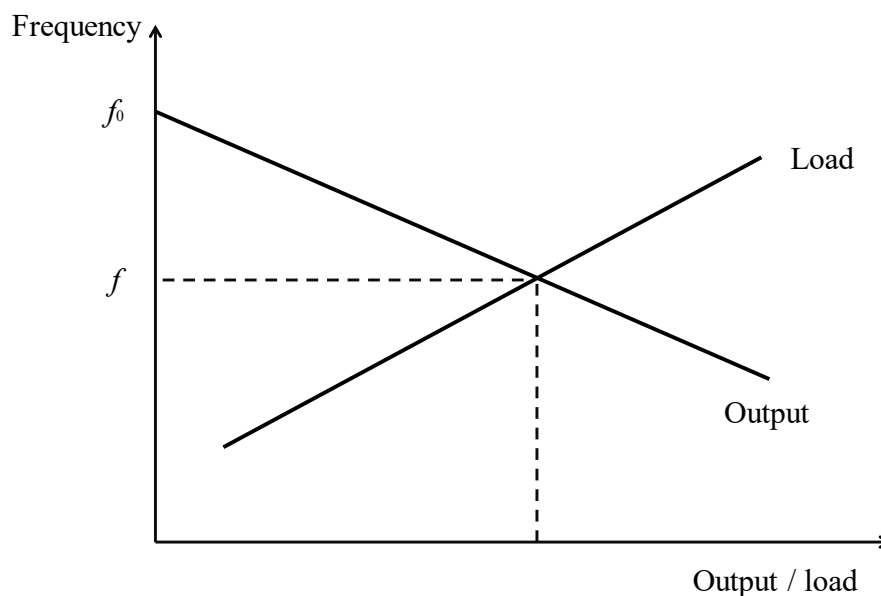
$$r = (f - f_0) / f_0 \quad (2.3)$$

ただし、

f : 無負荷時の回転速度 (周波数) [Hz]

f_0 : 定格回転速度 (定格周波数) [Hz]

r が小さいほど、周波数変化によって出力が大きく変化する。周波数の変化を低減するためには、 r が小さい方が望ましい。しかし、 r が小さすぎると、わずかな周波数の変化に対して、出力が大きく変動することになり、発電機にとっては好ましくない。ガバナ制御による出力の変化幅は発電機出力の数%程度に設定されるのが通常である。

図 2.6 出力と需要の周波数特性^[6]

2.2.3 負荷周波数制御

前項で説明した通り，各発電機のガバナ制御によって需給バランスを維持できるが，基準周波数からの定常偏差が残る。この周波数の定常偏差を LFC によって，基準周波数に戻すことができる。まず中央給電指令所において，需給インバランスの大きさを表す地域要求量（Area Requirement, AR）を計算する。次に AR を基に各 LFC 対象発電機への制御量を求め，各 LFC 対象発電機は制御量に応じて出力を制御する。ガバナ制御では各発電機を個別で制御するのに対して，LFC では集中的に発電機を制御する。

系統の連系状態や制御目的に応じて，日本では 2 つの LFC の方式が採用されている。1 つ目が FFC と呼ばれる，単独系統または連系系統内の主要系統の制御方式である。2 つ目が TBC と呼ばれる，連系系統における制御方式である。

(i) 定周波数制御（Flat Frequency Control, FFC）

周波数を検出し，基準周波数より大きい場合は発電機の出力を減少させ，基準周波数より小さい場合は出力を増加させることで，周波数を維持する方式である。周波数のみを基に制御することで連系線潮流が大きく変動するため，FFC は単独系統または連系系統内の主要系統で採用されている。連系系統内の他系統では，連系線潮流を制御する必要があるため，TBC が採用されている。

(ii) 周波数バイアス連系線潮流制御（Tie-line Bias Control, TBC）

複数系統が連系される場合において，周波数と連系線潮流の変化を同時に検出することで，各系統が自系統内に発生した需要変動を自系統内で調整する制

御方式である。2つの系統が連系される場合、系統内の需要変化量である地域要求量 AR は(2.4)式を用いて、周波数偏差と連系線潮流偏差から算出される。

$$AR = -KP\Delta f \pm \Delta P_T \quad (2.4)$$

ただし、

- K : 系統定数 [%MW/Hz]
- P : 系統容量 [MW]
- Δf : 周波数偏差 [Hz]
- ΔP_T : 連系線潮流偏差 [MW]

2つの系統が TBC を実施している場合、TBC+FFC を実施している場合の周波数と連系線潮流の関係を図 2.7 に示す。

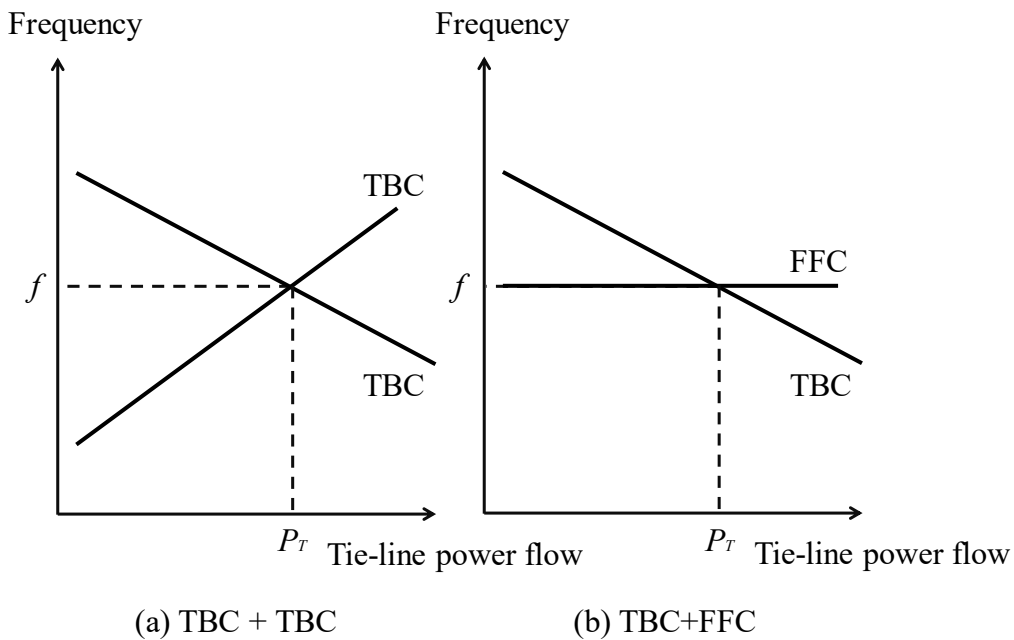


図 2.7 連系系統における周波数と連系線潮流の関係^[6]

図 2.8 に日本の LFC 方式を示す。日本では FFC と TBC が採用されている。50Hz 系統では、直流連系による単独交流連系である北海道電力と系統規模の大きい東京電力が FFC 方式を採用し、東北電力が TBC 方式を採用している。60Hz 系統では、単独系統である沖縄電力が FFC 方式を採用し、沖縄電力を除く全社が TBC 方式を採用している。

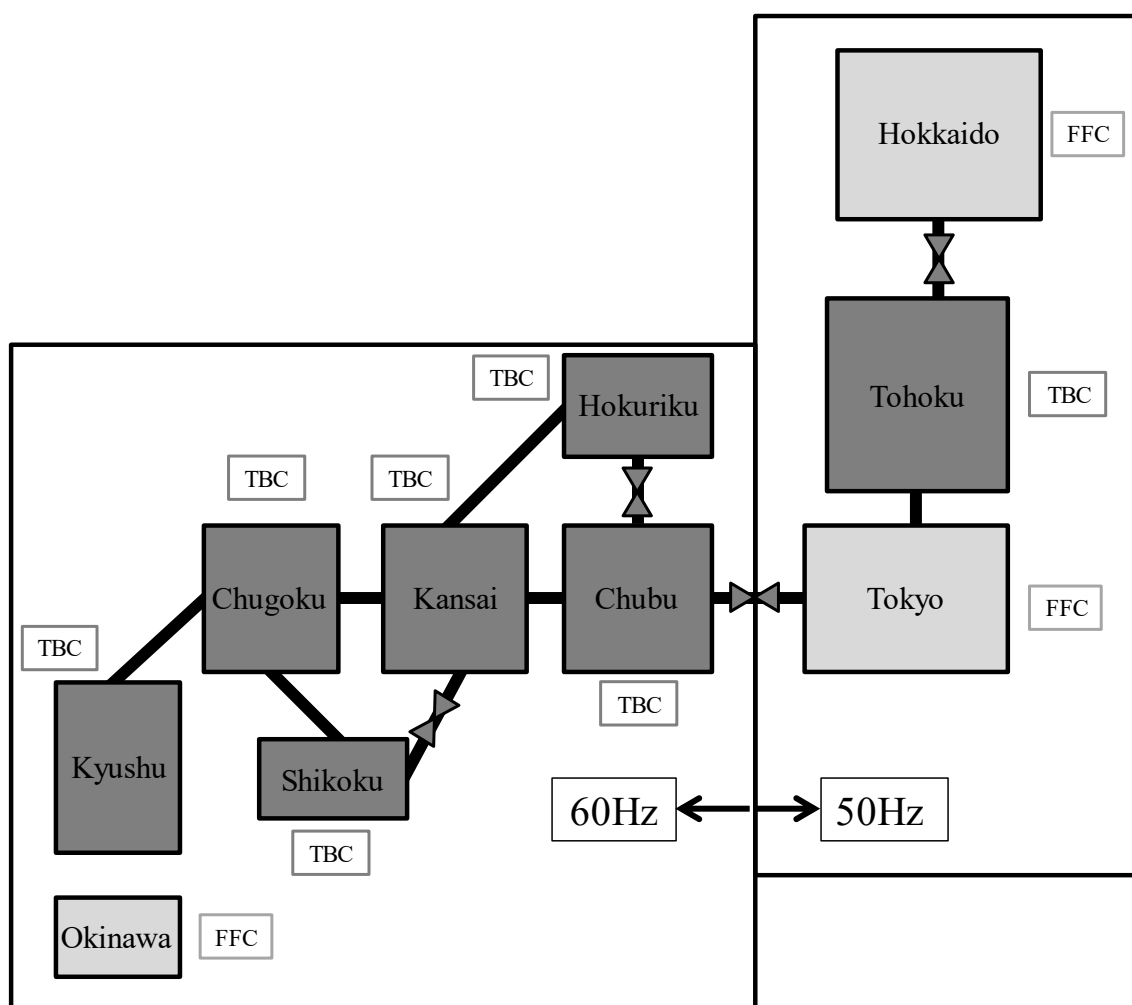


図 2.8 日本の LFC 方式

2.2.4 経済負荷配分

ELD は、LFC と同じく中央給電指令所において実施する制御である。需要の長周期変動成分の予測に基づき、中央給電指令所で周期的に各発電機への出力を決定する。長周期変動成分においては、各発電機への出力配分によって燃料コストが大きく異なる。したがって、火力発電機の燃料コストなど、各発電機の経済性を考慮した上で、各制約を満たしながら発電機へ出力配分する必要がある。

2.2.5 発電機起動停止計画

中央給電指令所では LFC と ELD によって出力を制御し、基準周波数を維持しているが、発電機出力においては調整速度と調整幅の両面からの制約がある。

上記の制約を解消するには、発電機の起動台数を事前に調整する必要があり、これを発電機起動停止計画 (Unit Commitment, UC) と呼ぶ。例えば同一の需要に対して4台の発電機で供給する場合 (図 2.9) と比較して、5台の発電機で供給する場合 (図 2.10) は全体として調整速度と調整幅 (上限値) を向上できる。しかし、燃料コストの高価な発電機を起動する必要があるだけでなく、発電機出力が定格出力に対して小さい場合に発電効率は減少する。したがって、発電機の起動台数を増加させるほど、燃料コストが増加することになる。調整速度と調整幅の向上が必要な時間帯のみ、発電機の起動台数を増加させることが望ましいが、火力発電機は起動準備として長時間予熱を必要とする。また、起動プロセスには数時間以上を要し、一度起動させたら数時間程度は停止させられない。

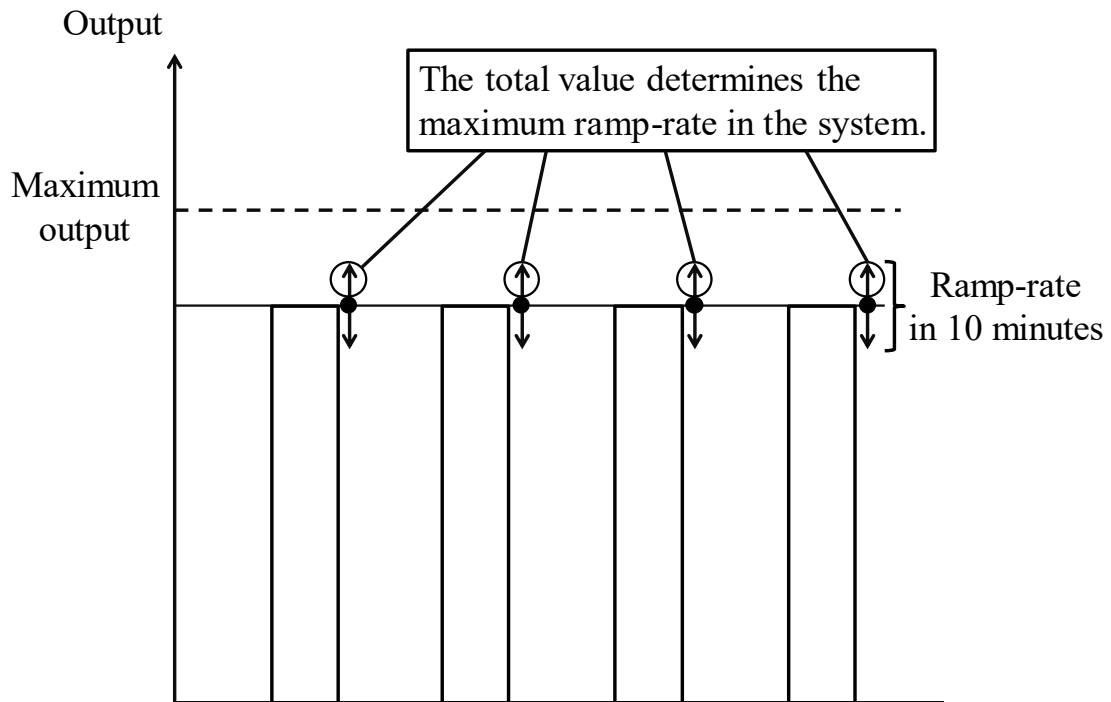


図 2.9 4台の発電機を稼働する場合

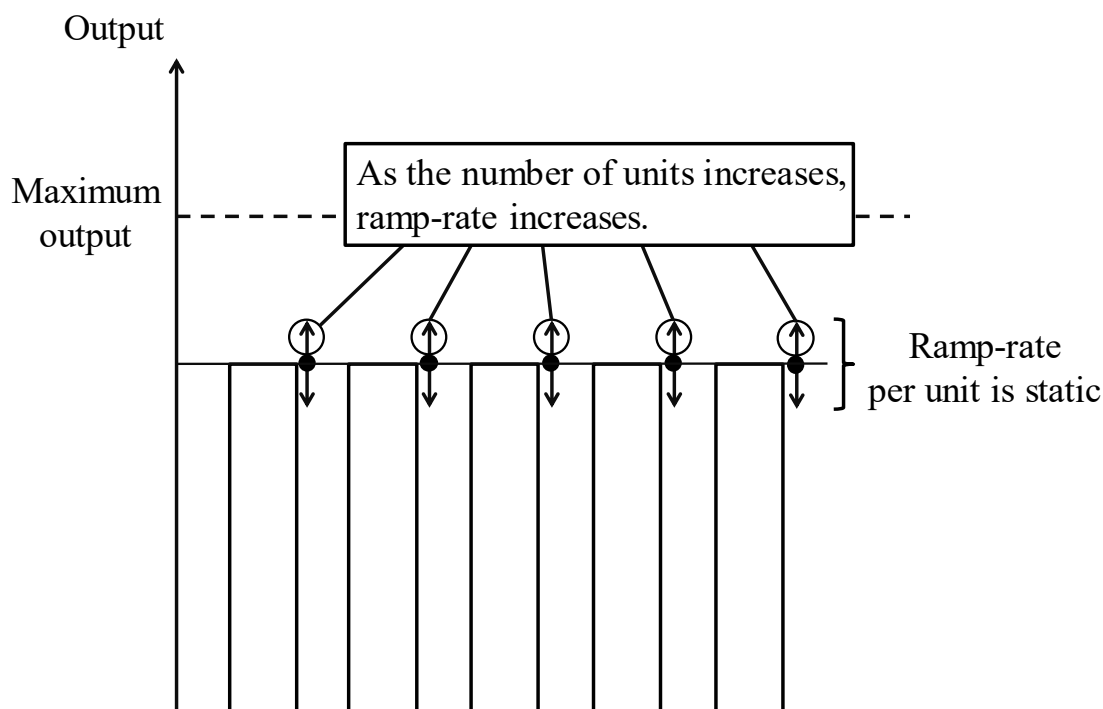


図 2.10 5 台の発電機を稼働する場合

2.3 分散型電源増加時における需給制御の課題

PV や WT などの分散型電源は出力が気象条件に依存する。電力系統に分散型電源が大量導入されると、局所的・大局的、平常時・事故時などの様々な状況で電力の安定供給ができなくなる可能性がある^{[9][10]}。

地域レベルでの局所的課題としては、平常時における電圧上昇および、事故時における単独運転が挙げられる。電圧上昇の課題は、PV から配電系統への逆潮流により、配電電圧の維持が難しくなることである。単独運転の課題は、複数の単独運転検出信号の相互干渉により、停電検出機能の動作遅れや不動作が起こることである。

また系統運用者単位での大局的課題として、平常時における周波数調整力の不足、余剰電力の発生および、事故時における系統擾乱の影響拡大、同期安定性の低下が挙げられる。周波数調整力の不足の課題は、分散型電源の短周期変動に対する調整力の不足により、周波数変動が発生することである。余剰電力の発生の課題は、火力発電機の最小出力制約などにより、発電機の下げ方向の調整力不足（下げ代不足）が発生し周波数が増加することである。系統擾乱の影響拡大の課題は、系統事故時の瞬低における分散型電源の一斉解列により、

周波数が低下することである。同期安定性の低下の課題は、火力発電機の稼働台数低下により、他発電機と同じ回転速度を維持する力である同期化力が低下することである。

本節では、その中でも平常時の大局的課題として、周波数調整力の不足、余剰電力の発生について説明する。分散型電源の出力の変動性と不確実性に対応するため、出力予測に基づく計画や運用において、どの程度の供給予備力と運転予備力を確保すべきかが重要となる。

2.3.1 周波数調整力の不足

電力系統の周波数は国や地域によって決められており、一定の周波数を維持することが求められる。周波数は、系統運用者が時々刻々需給バランスを調整することで維持されている。しかし、分散型電源は天候の影響を受けるため大量に既存の電力系統に接続されると、出力変動幅の拡大に伴い数分～20分程度の短周期変動に対する需給バランスの調整が困難になる。

周波数調整力の不足への対策としては、蓄電池（系統設置や需要家設置）や可制御機器（ヒートポンプ給湯器や電気自動車）による制御方式が研究されている。周波数を基準値以内に抑制するため、蓄電池や可制御機器を用いて、LFC用の発電機と協調して周波数変動を抑制する手法などが検討されている。また、分散型電源にも既存の火力発電機や水力発電機と同等の制御性を持たせることも期待される。さらに、地域間連系線を用いた広域での需給調整や、出力制御の実用化も進んでいる。

2.3.2 余剰電力の発生

PVが大量に導入されると、需要の小さい夜間やゴールデンウィーク、正月やお盆などの軽負荷期において、発電機の出力を絞る際に最小出力制約により出力を下げられない下げ代不足が発生する可能性がある。供給が需要を上回る下げ代不足が発生すると、周波数変動が拡大する。

余剰電力の発生への対策としては、地域間連系線を用いた広域での需給調整、蓄電池などへの蓄電、デマンドレスポンスによる需要シフトなどが挙げられる。また、昼間に揚水発電機の揚水運転を実施することでPVによる余剰電力を吸収することもできる。さらに余剰電力発生時に、PV用インバータに対して出力制御量を指令することも検討されている。

第3章 分散型電源増加時における需給制御の影響評価

本章では、分散型電源増加時における需給制御の影響を評価する。

3.1 概要

近年、地球環境意識の高まりなどから、PVやWTなどの再生可能エネルギーを利用した分散型電源の急速な普及・増加が見込まれている。これらの分散型電源は日射強度や風速などの気象条件によって出力が大きく変動することが知られており、その出力の不確かさにより将来の需給制御はますます困難となってくるのが予想される。特にPVが大量に増加すると、10分未満のガバナ領域に加えて、大きな雲が移動し広域で大きな出力変動が起こる場合など、10分以上のLFC領域においても深刻な問題を引き起こす可能性がある。したがって、これらの分散型電源の出力変動に応じて、需給制御がどの程度困難となるのか定量的に評価することが重要となる。そして、そのためには需給制御を詳細に模擬した解析モデルが必要である。

需給制御モデルはこれまでも多く検討されており、1時間ごとに1日以上などの長期間の分析を行うモデルが開発されている^{[11]~[31]}。これらのモデルは需給バランス条件の基で、LFC容量制約などの短周期の変動を考慮している。また、LFCモデルを詳細に模擬し、秒単位などの短周期の変動を解析するモデルも多く構築されている^{[32]~[47]}。しかし、ELD領域の長周期の変動まで出力配分しながら短周期の周波数および連系線潮流変動を算出するモデルはまだ確立されていない。

分散型電源が大量導入される以前は、長時間にわたって需給バランスがとれない事態は想定されていなかった。そのため、周波数および連系線潮流解析は発電機の動揺方程式を考慮して短時間領域で行われていた^{[32]~[47]}。しかし、分散型電源の大量導入に伴い、長時間にわたって需給バランスがとれない事態が想定されるようになってきた。長時間領域の解析では、発電機起動停止計画や需要予測などを考慮する必要があるが、動揺方程式による定式化とは異なる。このため、長時間領域の解析に適したモデルが必要となるが、これらモデルの報告事例はない。

そこで、本研究では、分散型電源が増加した場合の長時間領域の電力需給解析を実現するために、発電起動停止計画や分散型電源の出力予測を考慮した解析モデルを構築した。具体的には、10分ごとの分散型電源の出力と需要データに対して、分散型電源の出力予測を含めて需給バランスを保持可能であるか年間を通して解析するモデルであり、需給インバランスが発生した場合に周波数

および、連系線潮流変動が算出される。

本章ではこの構築したモデルを用いて、分散型電源増加が周波数・連系線潮流に及ぼす影響について評価する。なお、本章では分散型電源導入時の需給制御への影響を純粹に把握・評価するために、周波数変動などの問題が生じた場合の対策を取っていない。

3.2 解析条件

本節では解析条件として、発電機データ、太陽光発電、風力発電、需要について説明する。

3.2.1 発電機データ

電気学会標準系統モデル WEST30 機系統モデルの発電機を実規模と同程度の容量となるように 147 機に細分化し、需給制御のためのエリアを串状に 3 つに分割した図 3.1 の系統を用いる^{[48]-[52]}。本系統はオリジナルの WEST30 機系統モデルを一部縮約している。中部エリアをエリア A、北陸、関西エリアをエリア B、中国、四国、九州エリアをエリア C とした。本研究では、分散型電源として PV、WT を想定する。図 3.1 において PV は全需要ノードに導入し、WT は丸印「○」で囲んだ 6 カ所に導入する。

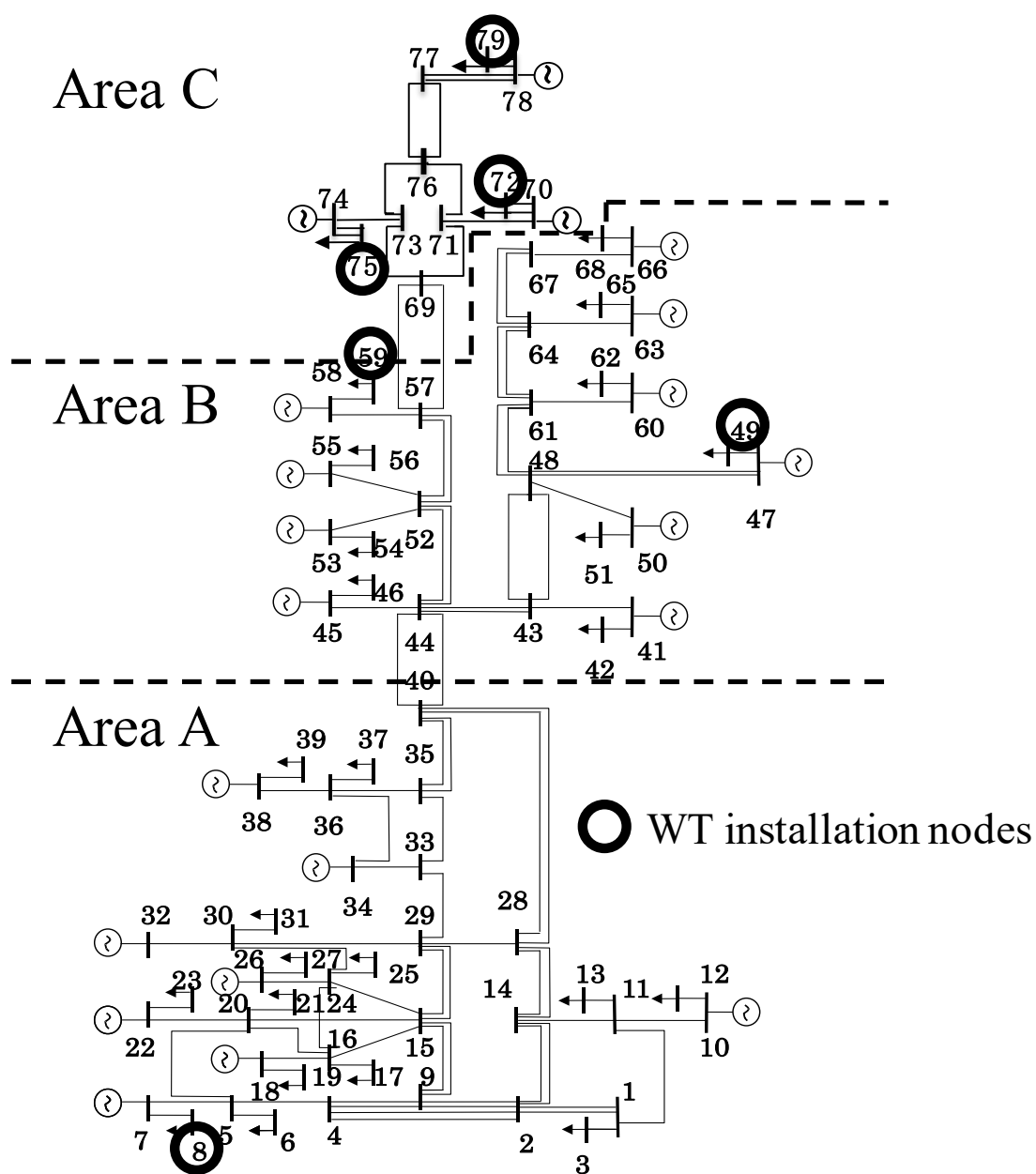


図 3.1 WEST30 機系統モデル

各エリアにおける各発電機の定格容量と台数を表 3.1 に示す。表 3.1 に記載した発電機の詳細データとして、147 機の発電機の燃料単価および定格容量を付録 A の表 A.1 に示す。なお、実需要データを使用するため、WEST30 機系統モデルでの設備容量が不足することから、一定の予備力が確保できるようエリア A の発電機台数を増加させる。

表 3.1 各発電機の定格容量と台数

		Area A		Area B		Area C	
		Number	Total Capacity [MW]	Number	Total Capacity [MW]	Number	Total Capacity [MW]
Nuclear		4	2,800	5	3,500	0	0
Hydro	Run-of-river	0	0	0	0	5	4,700
	Pumped-storage	2	1,200	2	2,300	2	2,300
Thermal	Coal	13	9,300	15	13,000	10	8,500
	LNG	14	11,600	20	15,600	12	10,400
	Oil	8	5,800	19	15,400	16	13,200
Total		41	30,700	61	49,800	45	39,100

3.2.2 太陽光発電

PV の設備容量，出力，出力予測値について説明する。

(1) 設備容量

PV の各エリアの設備容量は表 3.2 に示す 2030 年度最大導入ケースである^[53]。PV は各需要ノードに導入され，各エリアの総需要に対する各ノード需要の割合に応じて設備容量を配分する。WEST30 機系統モデルにおける各需要ノードに対応させる各地域の気象データを特定しておくことが必要であるため，表 3.3 のように需要接続ノードと各地域を対応させる。

東海地域アメダス観測所は移設のため 2012 年 10 月 16 日 14 時をもって観測を終了し，新しく大府地域アメダス観測所が 2012 年 10 月 17 日 16 時から観測を開始した。そのため，ノード 27 には東海と大府の 2 カ所を記載している。ノード 72，75，79 は，それぞれ中国エリア，四国エリア，九州エリアである。この 3 つの地方の気象データは，それぞれの地方における各県，各地点の気象データの平均値を使用する。中国エリアは広島，岡山，鳥取，松江，山口の 5 地点，四国エリアは高松，松山，徳島，高知の 4 地点，九州エリアは，福岡，大分，佐賀，長崎，宮崎，熊本，鹿児島島の 7 地点のデータを採用する。

表 3.2 PV 設備容量

Area A		Area B		Area C	
Chubu [MW]	Hokuriku [MW]	Kansai [MW]	Chugoku [MW]	Shikoku [MW]	Kyushu [MW]
8,970	1,540	6,920	3,380	2,090	5,740

表 3.3 需要接続ノードと各地域の対応表

Node no.	PV installation node
3	Matsumoto (Nagano)
6	Shimizu (Shizuoka)
8	Omaezaki (Shizuoka)
12	Mino (Gifu)
13	Gifu (Gifu)
17	Okazaki (Aichi)
19	Toyohashi (Aichi)
21	Toyota (Aichi)
23	Minamichita (Aichi)
25	Aisai (Aichi)
27	Tokai (Aichi), Obu (Aichi)
31	Yokkaichi (Mie)
37	Tsu (Mie)
39	Ueno (Mie)
42	Otsu (Shiga)
46	Nara (Nara)
49	Toyama (Toyama)
51	Higashiomi (Shiga)
54	Osaka (Osaka)
56	Kobe (Kobe)
59	Kamigori (Hyogo)
62	Kyoto (Kyoto)
65	Sonobe (Kyoto)
68	Fukuchiyama (Kyoto)
72	Chugoku
75	Shikoku
79	Kyushu

住宅・非住宅 PV のエリア別導入量試算（2030 年）を基に，エリアごとの PV 発電量を算出する^[54]。接続地点に関しては，図 3.1 に示すモデルの各需要ノードに接続されているものとする。各需要ノードの PV 発電導入量を算出するため，ノードごとの設備容量を(3.1)式で算出する。なお，ノード 49，72，75，79 にはそれぞれ北陸エリア，中国エリア，四国エリア，九州エリアの値を使用する。中部エリア，関西エリアに該当する需要ノードについては，導入量を振り分ける。各エリアの総需要に対する各ノードの需要割合と PV 発電設備量を表 3.4～表 3.6 にエリアごとにまとめる。

$$P_{PV_node} = P_{PV_total} \times R_{PV_node} \quad (3.1)$$

ただし，

P_{PV_node} : 各需要ノードの PV 設備容量 [MW]

P_{PV_total} : 各エリアの導入量 [MW]

R_{PV_node} : 各エリアの総需要に対する各ノードの需要の割合 [MW]

表 3.4 各エリアの総需要に対する各ノードの需要割合と PV 設備容量
(エリア A)

Area	Node no.	Load [%] (R_{PV_node})	Capacity [MW] (P_{PV_node})
Chubu	3	8.45	758.3
	6	11.89	1,066.3
	8	0.42	38.1
	12	0.39	34.6
	13	11.62	1042.1
	17	16.21	1,454.0
	19	1.00	90.0
	21	8.88	796.3
	23	0.31	27.7
	25	6.06	543.5
	27	0.12	10.4
	31	7.22	647.4
	37	26.52	2,378.4
	39	0.93	83.1
Total (P_{PV_total})			8,970

表 3.5 各エリアの総需要に対する各ノードの需要割合と PV 設備容量
(エリア B)

Area	Node no.	Load [%] (R_{PV_node})	Capacity [MW] (P_{PV_node})
Hokuriku	49	—	1,540
Kansai	42	14.94	1,033.6
	46	0.75	52.0
	51	9.41	651.3
	54	22.22	1,537.9
	56	22.65	1,567.3
	59	1.33	92.3
	62	9.44	653.6
	65	18.47	1,277.8
	68	0.78	54.2
Total (P_{PV_total})			8,460

表 3.6 各エリアの総需要に対する各ノードの需要割合と PV 設備容量
(エリア C)

Area	Node no.	Load [%] (R_{PV_node})	Capacity [MW] (P_{PV_node})
Chugoku	72	—	3,380
Shikoku	75	—	2,090
Kyushu	79	—	5,740
Total (P_{PV_total})			11,210

(2) 出力

需給制御に与える PV 出力の適当なデータが現状ないことから、比較的容易に入手できるアメダスの実績データより本出力を作成した。2012年7月2日～2013年7月1日の1年間の期間のアメダス実績データを基に10分ごとのデータを作成する。PV 接続ノードごとに月単位で晴天時日射量のデータを作成し^[55]、10分ごとの日照時間の実測値を掛けることで出力を模擬した^{[56][57]}。直達日射量が 0.12kW/m^2 以上となった時間を積算することにより日照時間は測定されるため、本作成方法では日射量があっても日照時間および出力が 0 になる場合があることに注意されたい。測定地点はアメダスの設置地点で、表 3.3 の地名のデータを用いる。欠損部分が一部でも生じている日は、前後2日間について10分間隔

の時間帯ごとに平均した値を用いる。連続した欠損が2日以上にわたる場合も、欠損が生じる前後の2日間を平均した値を用いる。

日射量については、NEDOの日射量データベースMETPV-11より、表3.3のアメダス設置地点から1時間ごとの日射量のデータ（南向き・傾斜角30°）を得る。しかし、MWTPV-11から得られるデータは「平均年データ」ごとであり、月ごとに年度の異なるデータとなっている^[58]。PV出力の作成方法を以下に示す。

STEP 1 日射量データの単位を $3.6\text{MJ/m}^2=1\text{kWh/m}^2$ として、 MJ/m^2 から kWh/m^2 へ変換する。

STEP 2 各アメダス設置地点で、平均年の1～12月において日射量が最も多い日（晴天日）を3日選択する。

STEP 3 選択された日の日射量を平均し、各地点、各月の晴天時日射量データとする。

STEP 4 ここでのデータは1時間ごとのデータ（前1時間の積算値）である。例えば、10時の日射量は9～10時の積算値である。そこで、10時の値 $[\text{kWh/m}^2]$ は9時30分の値 $[\text{kWh/m}^2]$ として扱う。なお、日射量データは1時間単位であるため、計算に用いる場合は1時間ごとに直線で結んで、中間値の点を補間する。

STEP 5 日照時間との比を取って1年分の日射量の実測データとする。

以上の流れを式にすると(3.2)式となる。

$$P_{PV}(t) = P_{cap} \times (I(t) / a) \times (T_{irr}(t) / 10) \quad (3.2)$$

ただし、

- $t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10分]
- P_{PV} : PV出力 [kW]
- P_{cap} : 設備容量 [kW]
- I : 晴天時日射量 $[\text{kWh/m}^2]$
- a : 単位日射量 $[\text{kWh/m}^2]$
- T_{irr} : 10分ごとの日照時間 [min]

アメダスデータ（10分値）からPV出力を求める上記方法について、設備利用率を試算した。図3.2にPV導入ノードごとの設備利用率を示す。

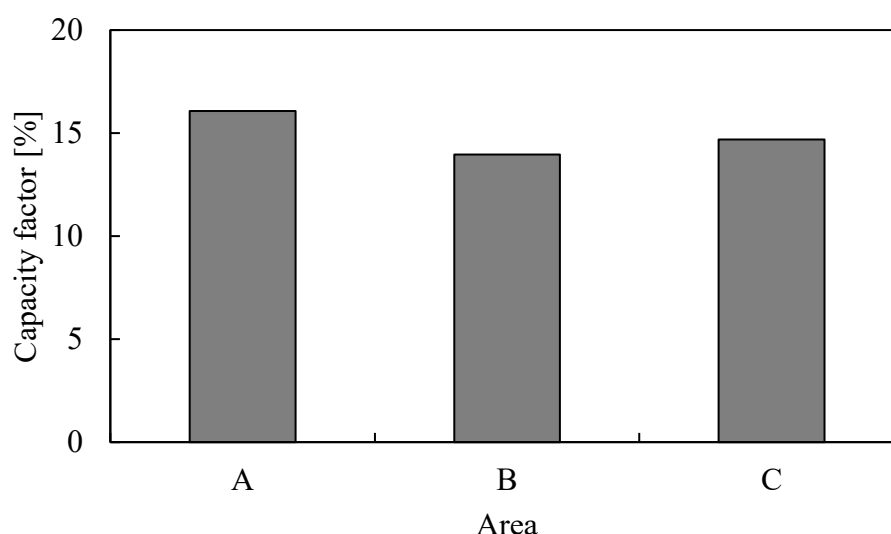


図 3.2 PV の設備利用率

(3) 出力予測値

分散型電源の出力は集中型電源の起動停止計画を立てる前日の段階で、予測しておかなければならない。本来であれば、日射量を予測した上で出力を推定するが、予測のためのデータが得られないのに加えて、予測技術は本研究の目的でない。そこで出力データを基に、翌日の天気がおおよそ晴れ、曇り、雨の3パターンが推定できるものとし、出力予測値を設定した。その算出方法を以下の通りに定める。

出力予測値はエリアごとに、12:00 を出力の頂点とし、その頂点が総設備容量の0.1, 0.5, 0.9 倍となる sin カーブ 3 種類の中から決定される。各日の実績電力量（面積）と3種類の sin カーブの面積を比較して、最も面積に近い sin カーブが予測値として選択される。なお、PV 出力の開始時刻（日の出）と終了時刻（日の入り）の予測値は表 3.7 の通り、月別で異なるものとする。

表 3.7 PV 出力の開始時刻（日の出）と終了時刻（日の入り）の予測値

Month	Start	End
11~2	7:00	17:00
3,4,9,10	6:00	18:00
5~8	5:00	19:00

図 3.3 に 2012 年 7 月 2 日のエリア A の太陽光発電出力と予測値候補を示す。太陽光出力の電力量は 52,149MWh, 候補 1 の電力量は 71,944MWh, 候補 2 の電

力量は 39,969MWh, 候補 3 の電力量は 7,994MWh であるため, 電力量が最も近い候補 2 が予測値として選択される。

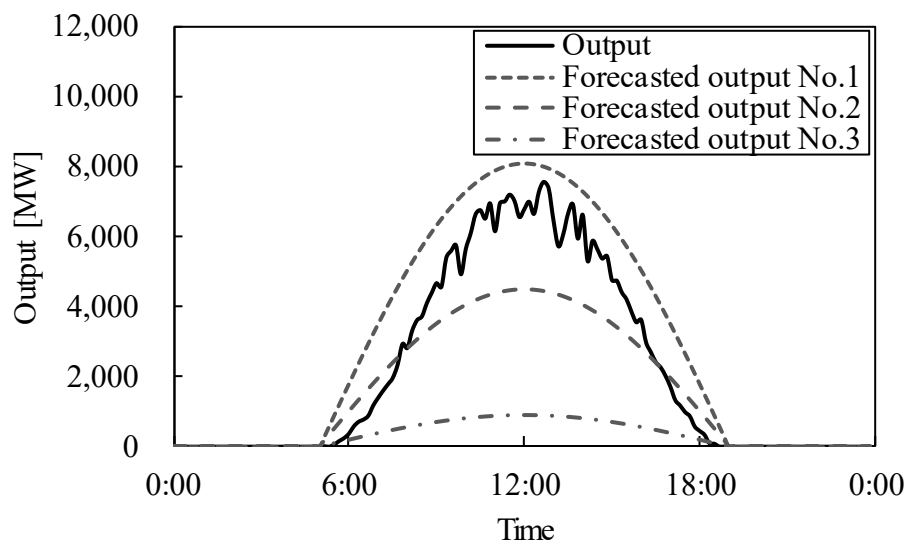


図 3.3 2012 年 7 月 2 日のエリア A の PV 出力予測値

3.2.3 風力発電

WT の設備容量, 出力, 出力予測値について説明する。

(1) 設備容量

WT の各エリアの設備容量は表 3.8 に示す 2030 年度最大導入ケースである^[53]。WT は各エリアで 1 ノードずつ導入され, 各ノードの設備容量は各エリアの設備容量とした。WEST30 機系統モデルにおける各需要ノードに対応させる各地域の気象データを特定しておくことが必要であるため, 表 3.9 のように需要接続ノードと各地域を対応させる。

表 3.8 WT の設備容量

Area A		Area B		Area C	
Chubu [MW]	Hokuriku [MW]	Kansai [MW]	Chugoku [MW]	Shikoku [MW]	Kyushu [MW]
87	200	250	177	90	445

表 3.9 需要接続ノードと各地域の対応表

Node no.	WT installation node
8	Omaezaki (Shizuoka)
49	Toyama (Toyama)
59	Kamigori (Hyogo)
72	Chugoku
75	Shikoku
79	Kyushu

WT 導入量については陸上・洋上 WT のエリア別導入量試算を基に，WT 発電量を算出した^[59]。2030 年最大導入ケースの WT の設備容量は，(3.3)式で算出する。なお，WT は各エリアで一つのノードに接続する。

$$P_{WT_node} = P_{WT_total} \quad (3.3)$$

ただし，

P_{WT_node} : 各需要ノードの WT 設備容量 [MW]

P_{WT_total} : 各エリアの導入量 [MW]

(2) 出力

需給制御に与える WT 出力の適当なデータが現状ないことから，比較的容易に入手できるアメダスの実績データより本出力を作成する。2012 年 7 月 2 日～2013 年 7 月 1 日の 1 年間の期間のアメダス実績データを基に 10 分ごとのデータを作成する。WT 出力の作成方法を以下に示す。

STEP 1 WT 接続ノードごとにアメダスの風速データを基に出力を模擬する^{[56][57]}。各風速は文献[60]を参考に，カットイン風速 (3.0m/s) で発電開始し，出力は風速の 3 乗に比例する。定格風速 (9.0m/s) で定格出力，定格～カットオフ風速 (25.0m/s) 間は定格出力，カットオフ風速より大きい風速の場合は出力しない。測定地点はアメダスの設置地点で，各ノードの風速データを用いた。欠損部分については，欠損部分が生じている時間帯の前後二つの時間帯を平均した値を用いる。なお，風力発電量の式は以下の通りである。(3.4)式を用い，風速の実測値から風力発電量を模擬した。 C_p , ρ , A に関しては，定数として扱い，風速 9.0m/s で定格出力が出るように設定した。

$$P_{WT}(t) = (1/2) \times C_p \times \rho \times A \times V(t)^3 \quad (3.4)$$

ただし，

$t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]

P_{WT} : WT 出力 [MW]

C_p : パワー係数
 ρ : 空気密度 [kg/m³]
 A : 風車の回転断面積 [m²]
 V : 風速 [m/s]

STEP 2 一部、設備利用率の低い WT 設置ノード (49, 59, 72, 79) については、WT の影響を顕著に示すために風速を 1.5 倍にし、全ての設置個所の利用率を 20%以上とした。図 3.4 に WT 導入ノードごとの設備利用率を示す。

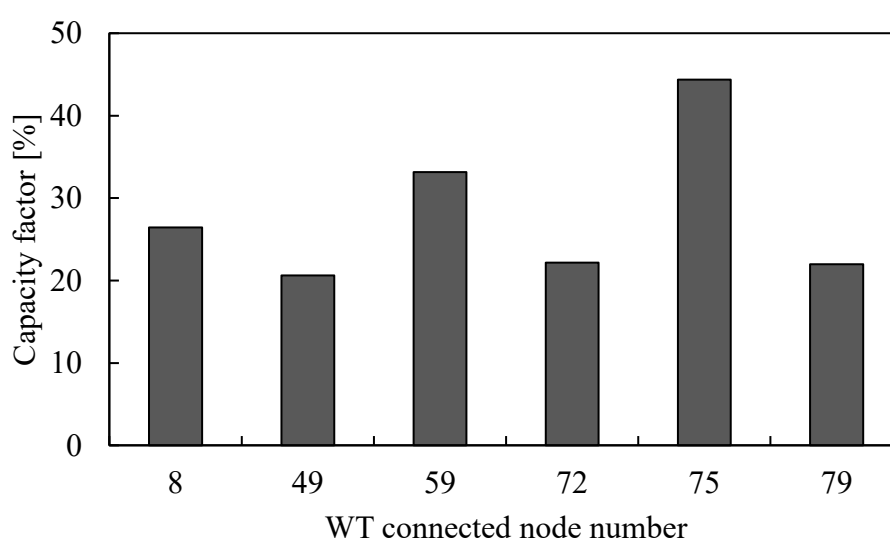


図 3.4 WT の設備利用率

(3) 出力予測値

分散型電源の出力は集中型電源の起動停止計画を立てる前日の段階で、予測しておかなければならない。本来であれば、風速を予測した上で出力を推定するが、予測のためのデータが得られないのに加えて、予測技術は本研究の目的でない。そこで出力データを基に、1日の平均風速を推定できるものとし、出力予測値を設定した。その算出方法を以下の通りに定める。

出力予測値はエリアごとに、実績風速データから各日の平均風速とし、その平均風速が1日の各時間帯均一となるように決定される。図 3.5 に 2012年7月7日のエリア A の風力発電出力と予測値を示す。

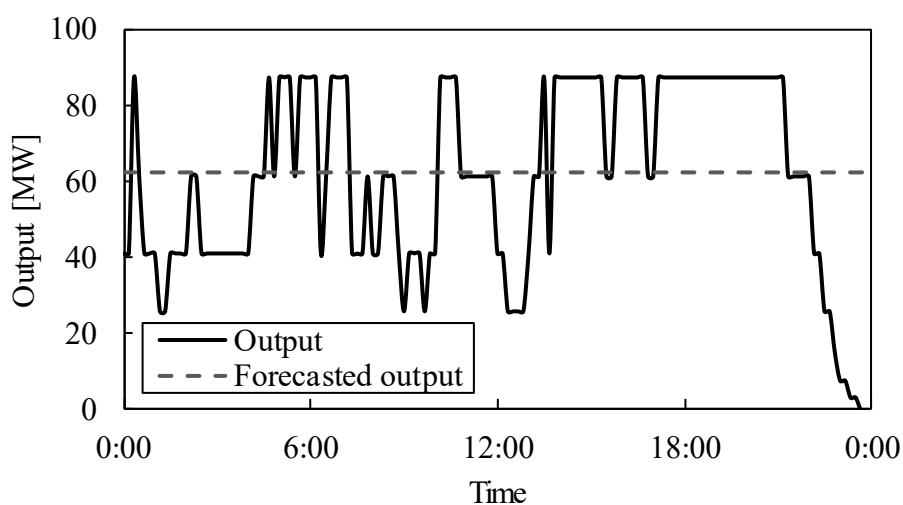


図 3.5 2012年7月7日のエリアAのWT出力予測値

3.2.4 需要

需要については、2012年7月2日～2013年7月1日（分散型電源出力と同じ期間）の中部エリア，北陸エリア，関西エリア，中国エリア，四国エリア，九州エリアの系統運用者の需要実績値を使用した^{[61]～[66]}。北陸電力，中国電力に関しては欠損部分があるため，月単位で時間帯ごとに平均値をとり，月ごとの需要を算出した。エリアAは中部エリア，エリアBは北陸，関西エリアの合計値，エリアCは中国，四国，九州エリアの合計値を用いる。

需要実績値は1時間ごとのデータのため，1時間ごとに直線で結んで10分ごとの中間値を補完した。エリアごとの最大・最小需要を表3.10に示す。なお，分散型電源が需給制御に与える影響を評価するため，需要予測値は需要値と同じ値とする。

表 3.10 最大需要および最小需要

	Area A [MW]	Area B [MW]	Area C [MW]
Maximum load	24,780	31,700	30,372
Minimum load	9,090	13,909	14,763

3.3 需給制御モデル

本節では需給制御モデルとして，需給制御モデルの概要，発電機起動停止計画，需給バランス調整，周波数・連系線潮流偏差算出，影響評価指標算出について説明する。

3.3.1 需給制御モデルの概要

需給制御モデルは、「発電機起動停止計画」、「需給バランス調整」、「周波数・連系線潮流偏差算出」、「影響評価指標算出」で構成される。発電機起動停止計画は、前日段階で PV, WT 出力予測値と需要から立案される。当日の運用については、PV, WT 出力と需要に基づく需給バランス調整によって発生した需給インバランスから周波数偏差および、連系線潮流偏差を算出する。10 分ごとの分散型電源出力と需要データに対して、集中型電源の出力変化速度などの条件を考慮した上で、需給バランスが保持可能であるか解析するモデルである。つまり、本解析モデルは、10 分以上の長時間領域の需給制御に着目しているため、動揺方程式を用いておらず 10 分未満のガバナ制御と LFC 領域は解析対象としない。そのため実際には、予測誤差に関する需給インバランスや 10 分未満の変動が追加で発生する可能性があることに注意されたい。需給制御モデルのフローチャートを図 3.6 に示す。

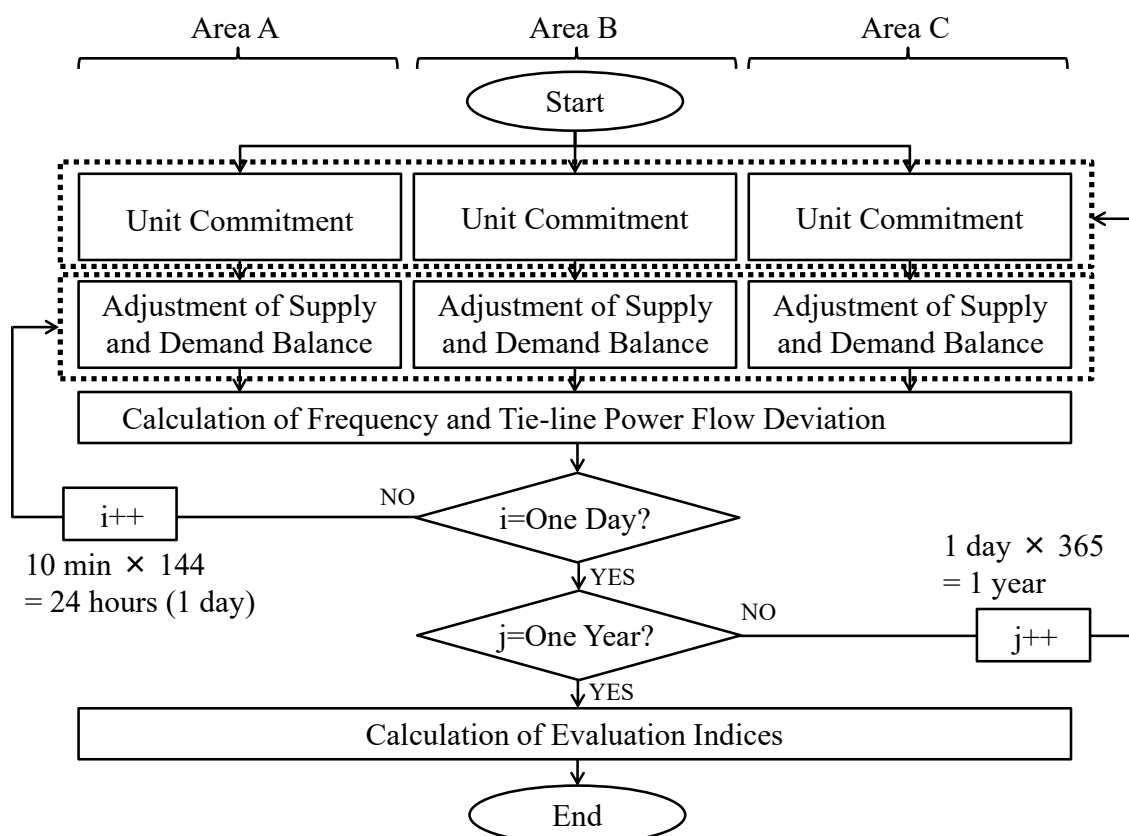


図 3.6 需給制御モデルのフローチャート

3.3.2 発電機起動停止計画

発電機起動停止計画は、PV、WT 出力予測値を基に供給予備力と燃料コストを考慮し決定される。火力発電機で起動を優先するのは、発電コストの安い順に石炭火力、LNG 火力、石油火力とする。なお、実運用では当日の残余需要に合わせて、待機発電機を追加起動したり、運転中の発電機を停止したりすることがある。しかし、シミュレーション上、自動的に起動停止を判断することは困難であるため、本論文では前日の予測のみに基づき起動停止することとした。発電機起動停止計画においては、(3.5)式の最小化を目的関数とし、(3.6)～(3.15)式を制約式とする。

$$\min = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (\alpha \times P_{max}(i,t)) \quad (3.5)$$

$$L_{resi_fore}(t) = L(t) - (P_{PV_fore}(t) + P_{WT_fore}(t)) \quad (3.6)$$

$$P_{cap}(t) = L_{resi_fore}(t) + \text{Max}(L_{resi_fore}) \times 10\% \quad (3.7)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{max}(i,t) \geq P_{cap}(t) \quad (3.8)$$

$$NoL_A \geq 2 \quad (3.9)$$

$$NoL_B \geq 4 \quad (3.10)$$

$$NoL_C \geq 2 \quad (3.11)$$

$$MOT \geq 1 \quad (3.12)$$

$$MST \geq 3 \quad (3.13)$$

$$DSU = 1 \quad (3.14)$$

$$DSD = 1 \quad (3.15)$$

ただし、

$t (t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]
$i (i=1, \dots, N)$: 発電機番号
α	: 燃料単価 [JPY/kWh] (表 A.1)
P_{max}	: 最大出力 [MW]
L_{resi_fore}	: 残余需要予測値 [MW]
L	: 需要 [MW]
P_{PV_fore}	: PV 出力予測値 [MW]
P_{WTS_fore}	: WT 出力予測値 [MW]
P_{cap}	: 最小供給力 [MW]
$\text{Max}(x)$: x の最大値
MOT	: 最小運転時間 [時間] (図 3.7)
MST	: 最小停止時間 [時間] (図 3.7)
DSU	: 起動時間 [時間] (図 3.7)
DSD	: 停止時間 [時間] (図 3.7)

NoL_A : エリア A の LNG 発電機の運転台数 [台]

NoL_B : エリア B の LNG 発電機の運転台数 [台]

NoL_C : エリア C の LNG 発電機の運転台数 [台]

発電機起動停止計画の制御フローを以下に示す。発電機起動停止計画の各値のイメージを示す図 3.8 を用いて説明する。

STEP 1 需要から PV, WT 出力予測値を差し引いた残余需要予測値を(3.6)式より求める。図 3.8 において, PV, WT 出力予測値は黒の太線, 残余需要はグレーの細線で示す。

STEP 2 残余需要予測値の最大値に対して 10%の供給予備率を常時保つように供給力を(3.7)式より求める。なお, 時間帯ごとに供給予備率を変更しないこととする。図 3.8 において, 最小供給力は黒の細線で示す。

STEP 3 各発電機に対して以下のように起動停止計画を実施する。

原子力発電機 :

運転日数 13 ヶ月 + 定期検査日数 3 ヶ月の方針を想定し^[67], 停止期間を表 3.11 の×印の通り設定する。

揚水発電機 :

揚水運転は開始時間 1:00, 終了時間が 7:00 とする。発電は開始時間が 11:00, 終了が揚水時の貯水量のみを考慮し, 効率 70%で発電した時に貯水量がなくなる時間とする。揚水運転時は定格容量の分だけ残余需要が増加する。前日段階で, 揚水発電機の発電時間は揚水時間の約 70%である 4 時間 10 分 (11:00~15:10) であると仮定し, 発電機起動停止計画を立てる。

火力発電機 :

(3.8)式を満たすように逐次, 発電機を燃料コストの安い順に起動し, 高い順に停止することで, 10 分ごとの起動台数を求める。図 3.8 において, 発電機の最大出力の合計値は黒の細一点鎖線で示す。

(3.9)~(3.11)式の各制約式を満たすように, LNG 発電機の最小運転台数はエリア A で 6 台, エリア B で 2 台とする。この最小運転台数は, 低需要時でも出力変化速度の速い LNG 火力発電機が 1 割以上確保できるように設定した値である。

(3.12)式の各制約式を満たすように, 発電機の起動台数を修正する。最小運転時間が 1 時間未満の場合, 1 時間となるまで最小運転時間未満の時間帯以降で逐次発電機の起動台数を増加させる^[68]。

(3.13)式の各制約式を満たすように, 発電機の起動台数を修正する。最小停止時間が 3 時間未満の場合, 3 時間以上となるように最小停止時間未満の時間帯で逐次発電機の起動台数を増加させる^[68]。この時,

起動時間，最小停止時間，停止時間の合計値を考慮した上で起動台数を決定する。

(3.14)式の各制約式を満たすように，起動プロセスの開始時間 T と出力 0 および，最小出力に達する時間 $T+6$ と最小出力 P_{min} を直線で結んで，図 3.7 のように中間値を線形補完することで起動曲線を設定する。また，(3.15)式の各制約式を満たすように，停止プロセスの開始時間 T と最小出力 P_{min} および，最小出力に達する時間 $T+6$ と出力 0 を直線で結んで，図 3.7 のように中間値を線形補完することで停止曲線を設定する。なお，起動または停止プロセス時および，停止プロセス開始直前の最大出力制限のかかる発電機以外の発電機で最小供給力を確保する。

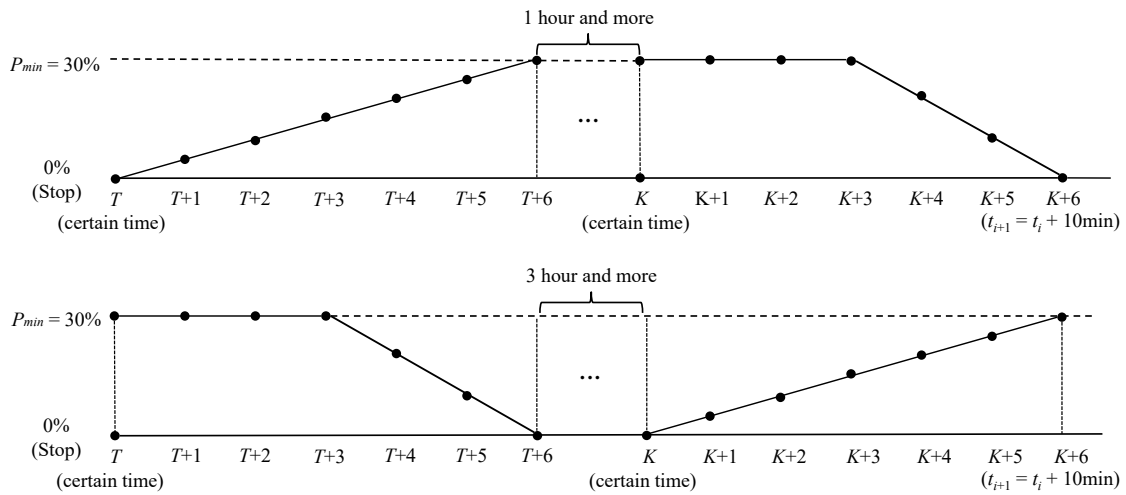


図 3.7 火力発電機の起動・停止プロセス
(上：最小運転時間，下：最小停止時間)

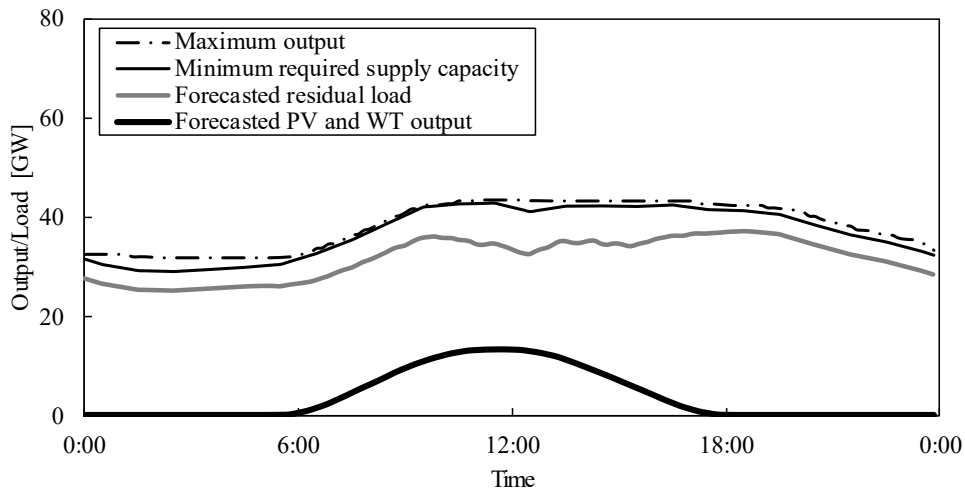


図 3.8 発電機起動停止計画のイメージ

表 3.11 原子力発電機の点検期間

	Month											
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
No.1										×	×	×
No.2				×	×	×						
No.3							×	×	×			
No.4												
No.5 (only Area B)										×	×	×

3.3.3 需給バランス調整

需給バランス調整では、PV、WT 出力を基に燃料コストを考慮し、各発電機の出力が決定される。現実には PV、WT 出力を把握することは不可能なので、これはあくまでもシミュレーション上の扱いである。需要から PV、WT 出力を差し引いた残余需要を(3.17)式より求める。発電機の最大・最小出力および出力変化速度の制約内で、残余需要に出力を追従できない場合、(3.18)式に示すように需給インバランスを生じる。(3.19)(3.20)式は起動している発電機の各制約式である。各制約を定格容量比で示した値を表 3.12 に示す^[69]。本章での需給バランス調整は、「(1) 経済負荷配分」の1ステップで構成される。

揚水発電機の発電開始（終了）および揚水運転開始（終了）の際は、供給力が需要を一気に上回る（下回る）ため、分散型電源の影響以外で需給インバランスが生じないように、シミュレーション上の扱いとして火力発電機の数値制約をなくす。停止プロセス開始時に定格の30%の出力になるように、停止プロセス開始直前は発電機出力の変化速度を考慮して出力を制限する。需給バランス調整においては、(3.16)式の最小化を目的関数とし、(3.17)～(3.20)式を制約式とする。

$$\min = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (\alpha \times P(i,t)) \quad (3.16)$$

$$L_{resi}(t) = L(t) - (P_{PV}(t) + P_{WT}(t)) \quad (3.17)$$

$$\sum_{i=1}^N P(i,t) = L_{resi}(t) + \Delta P(t) \quad (3.18)$$

$$P_{min_ramp}(i,t) \leq P(i,t) \leq P_{max_ramp}(i,t) \quad (3.19)$$

$$P_{min}(i) \leq P(i,t) \leq P_{max}(i) \quad (3.20)$$

ただし、

$t (t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]

$i (i=1, \dots, N)$: 発電機番号

α : 燃料単価 [JPY/kWh] (表 A.1)

P : 出力 [MW]

L_{resi}	: 残余需要 [MW]
L	: 需要 [MW]
P_{PV}	: PV 出力 [MW]
P_{WT}	: WT 出力 [MW]
ΔP	: 需給インバランス [MW]
P_{min_ramp}	: 出力変化速度を考慮した最小出力 [MW]
P_{max_ramp}	: 出力変化速度を考慮した最大出力 [MW]
P_{min}	: 最小出力 [MW]
P_{max}	: 最大出力 [MW]

表 3.12 発電機の定格に対する最大・最小出力および出力変化速度制約

		Maximum output/load [%]	Minimum output/load [%]	Ramp rate [%/10min]
Nuclear		100	100	—
Hydro	Run-of-river	100	100	—
	Pumped-storage (pumping mode)	100	100	—
	Pumped-storage (generating mode)	100	50	100
Thermal	Coal	100	30	10
	LNG	100	30	30
	Oil	100	30	30

(1) 経済負荷配分

残余需要に追従するように起動している発電機の出力を燃料コスト順に配分することで、需給インバランス (ΔP) を決定する。経済負荷配分のフローを図 3.9 を用いて以下に示す。

STEP 1 (3.21)式により最小出力を全ての発電機に配分する。なお、原子力発電機、流込式水力発電機については、最小出力は最大出力と同じで定格の 100%である。ここで、起動・停止プロセス中 (定格の 0~30%出力) の発電機は、需給調整には参加せず、スケジュール通り運転 (図 3.7) をするとし、出力配分する。

$$P(i,t) = P_{min_ramp}(i,t) \quad (3.21)$$

STEP 2 (3.22)式により ΔP を計算する。 ΔP が正の値の場合、供給過剰でフローを終了する。 ΔP が 0 または負の値であれば、STEP 3 に進む。

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N P(i,t) - L_{resi}(t) \quad (3.22)$$

STEP 3 燃料コスト順に各発電機に出力配分される。燃料コストについては、揚発時は揚発、石炭、LNG、石油の優先順、それ以外は石炭、LNG、石油の優先順とする。 ΔP が0または $P_{max} - P_{min}$ 以下の場合、(3.23)式により出力を決定する。 ΔP が $P_{max} - P_{min}$ より大きい場合、(3.24)式により出力を決定する。

$$P(i,t) = P_{min_ramp}(i,t) + \Delta P(t) \quad (3.23)$$

$$P(i,t) = P_{max_ramp}(i,t) \quad (3.24)$$

STEP 4 (3.25)式により ΔP を計算する。 ΔP が0の場合 (STEP 3 で(3.23)式を用いた場合)、需給バランスが満たされるため、フローを終了する。 ΔP が負の値の場合 (STEP 3 で(3.24)式を用いた場合)、STEP 5に進む。全発電機でSTEP 3, STEP 4が終了した場合、供給不足でフローを終了する。

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N P(i,t) - L_{resi}(t) \quad (3.25)$$

STEP 5 次の発電機 ($i=i+1$) を選択し、STEP 3に進む。

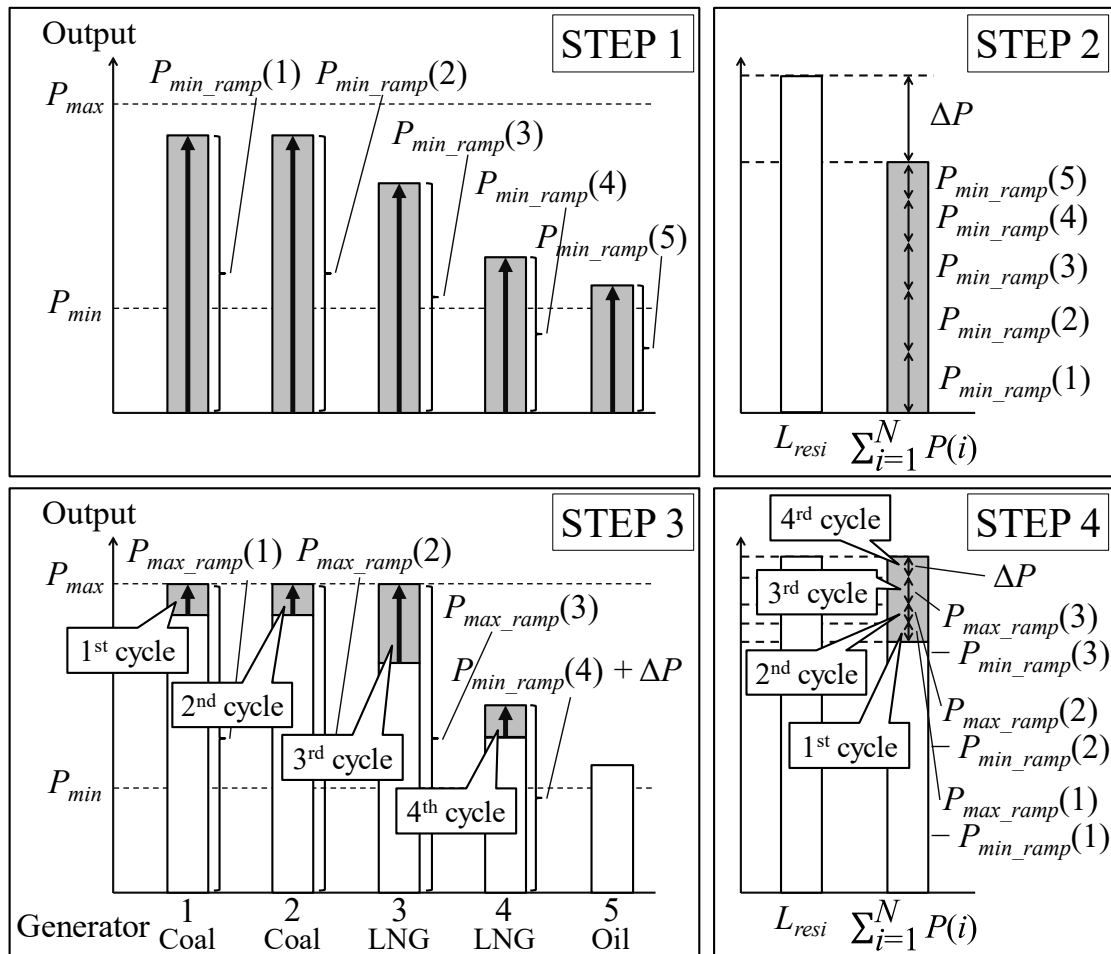


図 3.9 経済負荷配分のフロー

3.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出

図 3.10 の 3 地域連系システムにおいて(3.26)(3.27)(3.28)式を用いて、(3.29)式より周波数偏差、(3.30)式よりエリア A—B 間の連系線潮流偏差、(3.31)式よりエリア B—C 間の連系線潮流偏差を算出する。需給バランス調整にて生じた各エリアの需給インバランスと系統定数（正味需要に対して 10%MW/Hz）を用いて算出する。10 分以上の長時間領域の需給制御に着目しているため、動揺方程式を用いておらず 10 分未満のガバナフリーや負荷周波数制御の領域の制御は解析対象としない。そのため実際には、予測誤差に関する需給インバランスや 10 分未満の変動が追加で発生する可能性があることに注意されたい。

$$\Delta P_A(t) = K_A(t)\Delta f(t) + \Delta P_{TAB}(t) \quad (3.26)$$

$$\Delta P_B(t) = K_B(t)\Delta f(t) - \Delta P_{TAB}(t) + \Delta P_{TBC}(t) \quad (3.27)$$

$$\Delta P_C(t) = K_C(t)\Delta f(t) - \Delta P_{TBC}(t) \quad (3.28)$$

$$\Delta f(t) = (\Delta P_A(t) + \Delta P_B(t) + \Delta P_C(t)) / (K_A(t) + K_B(t) + K_C(t)) \quad (3.29)$$

$$\Delta P_{TAB}(t) = \{(K_B(t) + K_C(t))\Delta P_A(t) - K_A(t)(\Delta P_B(t) + \Delta P_C(t))\} / (K_A(t) + K_B(t) + K_C(t)) \quad (3.30)$$

$$\Delta P_{TBC}(t) = \{K_C(t)(\Delta P_A(t) + \Delta P_B(t)) - (K_A(t) + K_B(t))\Delta P_C(t)\} / (K_A(t) + K_B(t) + K_C(t)) \quad (3.31)$$

ただし、

- $t (t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]
- ΔP_A : エリア A の系統の需給インバランス [MW]
- ΔP_B : エリア B の系統の需給インバランス [MW]
- ΔP_C : エリア C の系統の需給インバランス [MW]
- K_A : 系統定数 [10%MW/Hz]
- K_B : 系統定数 [10%MW/Hz]
- K_C : 系統定数 [10%MW/Hz]
- Δf : 周波数偏差 [Hz]
- ΔP_{TAB} : エリア間の連系線潮流偏差 [MW]
(エリア A からエリア B の向きが正方向)
- ΔP_{TBC} : エリア間の連系線潮流偏差 [MW]
(エリア B からエリア C の向きが正方向)

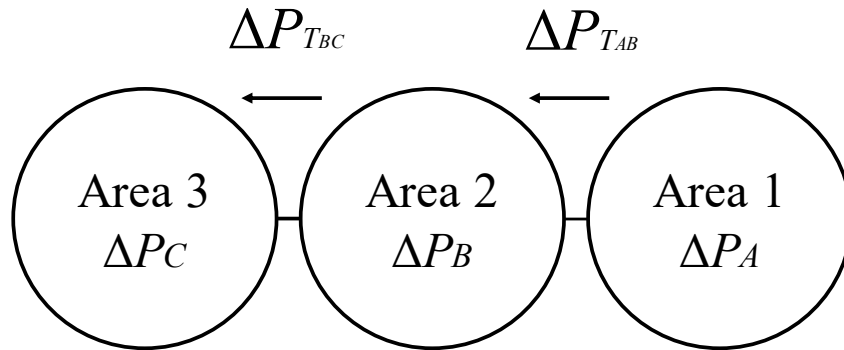


図 3.10 3 地域連系システム

3.3.5 影響評価指標算出

以下の指標を用いて、周波数偏差および、連系線潮流偏差に関する対策効果を評価する。評価対象期間は1年間であり、10分ごとのデータを扱うため、評価対象点は1日で144点、1年で52560点となる。

■ 周波数偏差の指標

(I) 周波数逸脱率 ($\pm 0.1\text{Hz}$) [%] :

周波数偏差目標の $\pm 0.1\text{Hz}$ の範囲から逸脱する割合

(II) 周波数逸脱率 ($\pm 0.2\text{Hz}$) [%] :

周波数偏差目標の $\pm 0.2\text{Hz}$ の範囲から逸脱する割合

■ 連系線潮流偏差の指標

(III) 連系線潮流 RMS 値 [MW] :

エリア A—B 間の連系線潮流 RMS 値 (二乗平均平方根値)

■ 需給インバランスの指標

(IV) 出力変化速度不足 (下げ側) 発生率 [%] : (3.32)式を満たす割合

$$\sum_{i=1}^N P_{min}(i,t) \leq L_{resi}(t) < \sum_{i=1}^N P_{min_ramp}(i,t) \quad (3.32)$$

(V) 出力変化速度不足 (上げ側) 発生率 [%] : (3.33)式を満たす割合

$$\sum_{i=1}^N P_{man_ramp}(i,t) < L_{resi}(t) \leq \sum_{i=1}^N P_{max}(i,t) \quad (3.33)$$

(VI) 下げ代不足発生率 [%] : (3.34)式を満たす割合

$$L_{resi}(t) < \sum_{i=1}^N P_{min}(i,t) \quad (3.34)$$

(VII) 上げ代不足発生率 [%] : (3.35)式を満たす割合

$$\sum_{i=1}^N P_{max}(i,t) < L_{resi}(t) \quad (3.35)$$

図 3.11 に各指標に使用する集中型電源の最大・最小出力、出力変化速度を考慮した最大・最小出力のイメージを記載する。残余需要が出力変化速度を考慮した最小出力未満または出力変化速度を考慮した最大出力より大きければ、需給インバランスが発生する。

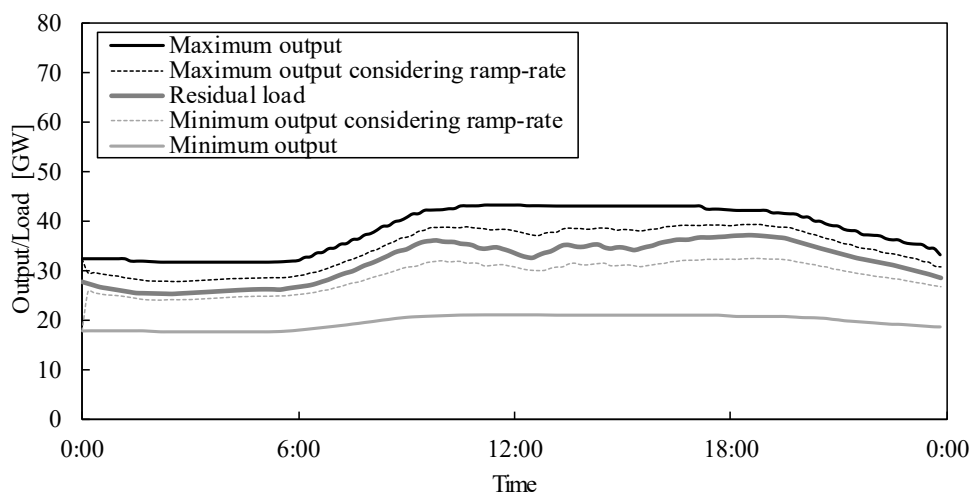


図 3.11 集中型電源の最大・最小出力のイメージ

3.4 シミュレーション結果

本節ではシミュレーション結果について説明する。

3.4.1 過酷日の影響把握

1年間で周波数が基準値から正の方向および、負の方向に最も変動した日について需給インバランスの原因を把握するため、発電機出力（残余需要、集中型電源の出力、最大・最小出力、出力変化速度を考慮した最大・最小出力）、分散型電源出力および残余需要とそれらの予測値、発電機別の出力を調査する。

(1) 正方向の最大周波数偏差発生日の影響把握

周波数が正の方向に最も変動した日は、4月28日であった。11:00～13:40に0.2Hzを超える変動があり、12:30に最大変動値0.734Hzとなった。図3.12にエリアAの発電機出力を示す。12:00前後において、残余需要が最小出力を下回っている。残余需要と最小出力の差分から算出される下げ代不足1.381GWに対して周波数の低下が理論値に比べ大きかった（全エリアにおける12:30の系統定数4.484GW/Hz）。その結果、図3.13に示すように、エリアAだけではなくエリアCでも同様に下げ代不足1.911GWが発生していて、エリアAとエリアCを併せて大幅に周波数が低下した。エリアBは変動が生じていないため、発電機の状態を示していない。他エリアと比べて、需要比あたりの分散型電源導入量が少ないため、下げ代不足が発生しなかったと考えられる。なお、揚水発電機の発電・揚水運転における起動停止時に関しては、火力発電機の出力変化速度制約をなくしているため、出力変化速度を考慮した最大・最小出力が最大・最小出力と同じ値となった。

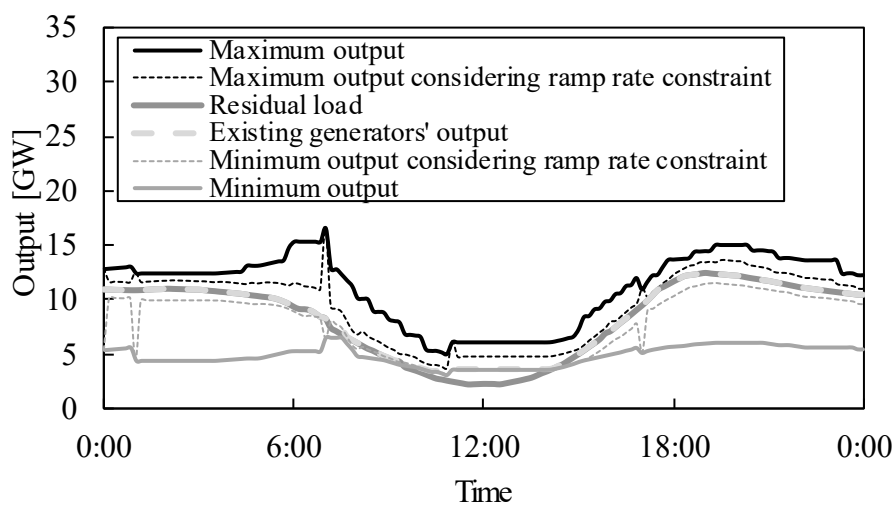


図 3.12 エリア A の発電機出力

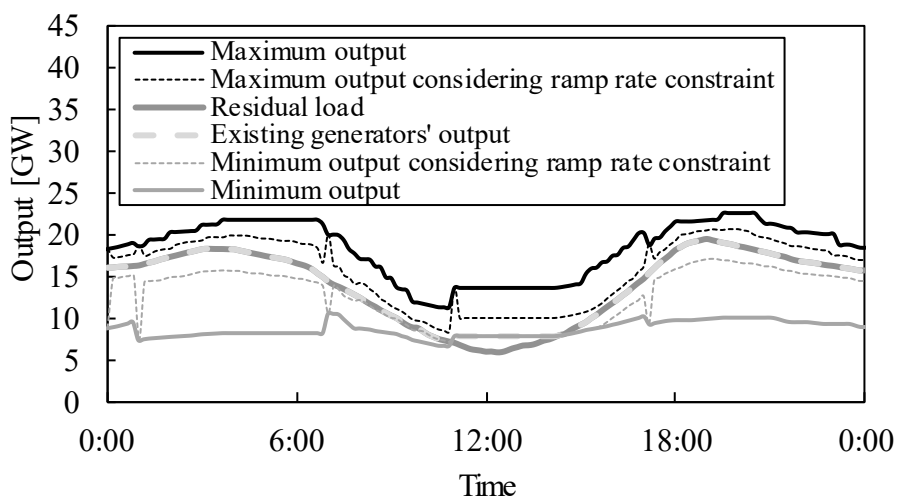


図 3.13 エリア C の発電機出力

エリア A, エリア C で下げ代不足が発生した理由を示すために, 図 3.14, 図 3.15 に分散型電源出力および残余需要とそれらの予測値を示す。快晴であることもあり, 分散型電源出力をほぼ予測できた。しかし, 残余需要予測値は集中型電源の最小出力を下回った。需要が小さくかつ分散型電源出力が大きい日は, 予測の精度に関わらず常時定格出力運転の発電機 (原子力, 水力) や LNG 火力発電機の最小運転台数の制約によって, 下げ代不足が発生したと考えられる。

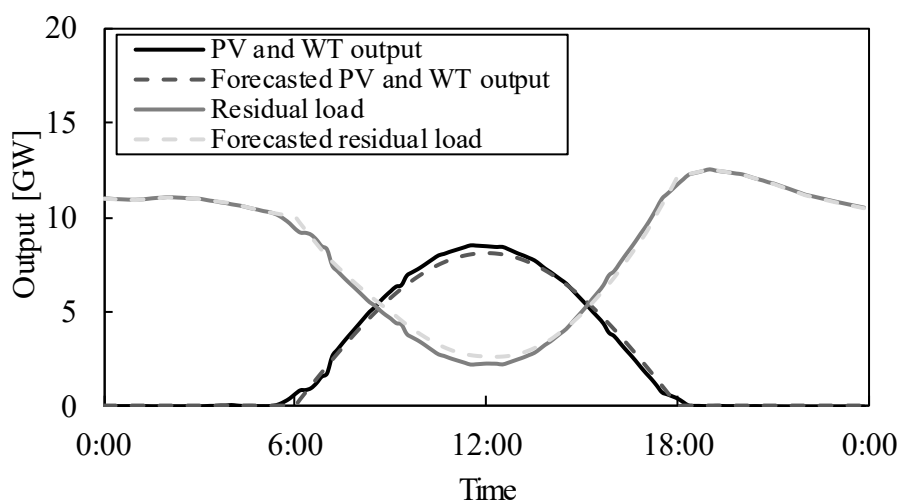


図 3.14 エリア A の分散型電源出力・残余需要と予測値

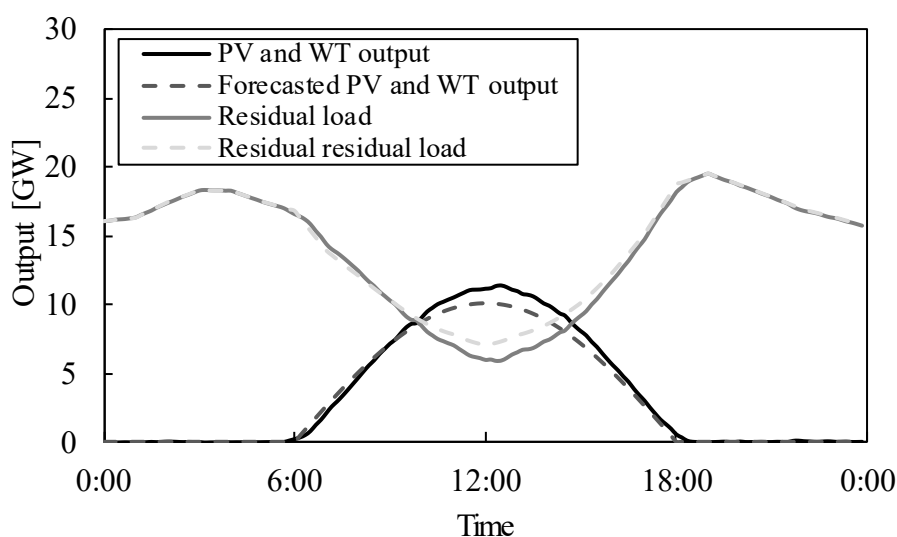


図 3.15 エリア C の分散型電源出力・残余需要と予測値

周波数が正の方向に最も変動した日について、各エリアの発電機別の出力を図 3.16, 図 3.17 (図 3.12, 図 3.13 に対応) に示す。0.2Hz を超える変動がある11:00~13:40 は、ベース電源出力および揚水・火力発電の最小出力で発電した。これ以上出力を下げられないため、下げ代不足が生じ、周波数が大きく変動した。

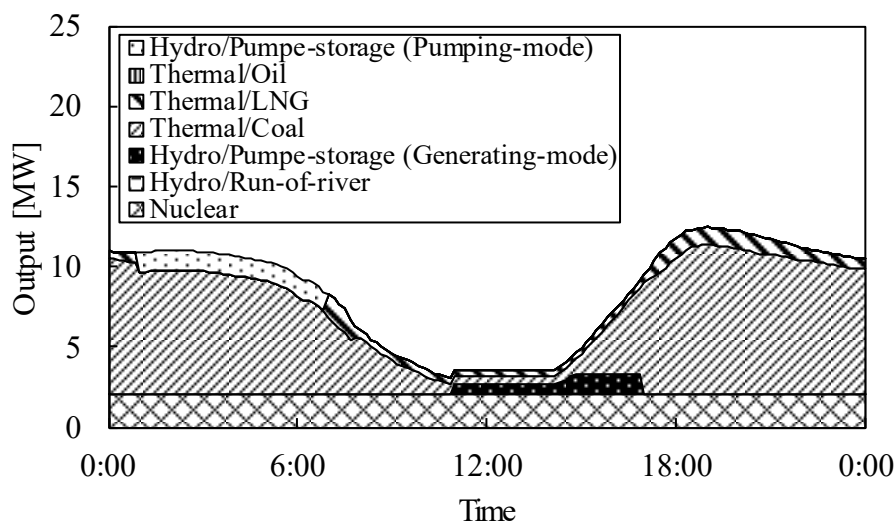


図 3.16 エリア A の発電機別の出力

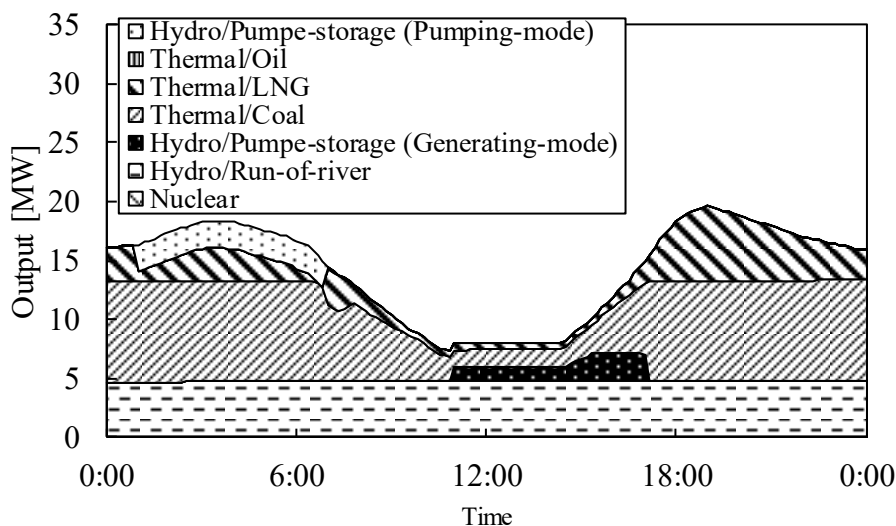


図 3.17 エリア C の発電機別の出力

(2) 負方向の最大周波数偏差発生日の影響把握

周波数が負の方向に最も変動した日は、4月29日であった。15:00~16:30に-0.2Hzを超える変動があり、15:50に最大変動値-0.794Hzとなった。図3.18にエリアAの発電機出力を示す。16:00前後に残余需要が出力変化速度を考慮した最大出力を上回った。ここで他エリアを調査した結果、図3.19に示すようにエリアBでは残余需要が最大出力を上回り、図3.20に示すようにエリアCではエリアAと同様の事象が発生した。その結果、全エリアでの上げ側の供給不足が3.834GWとなり、15:50の系統定数4.828GW/Hzであることから周波数偏差は-0.794Hzとなった。

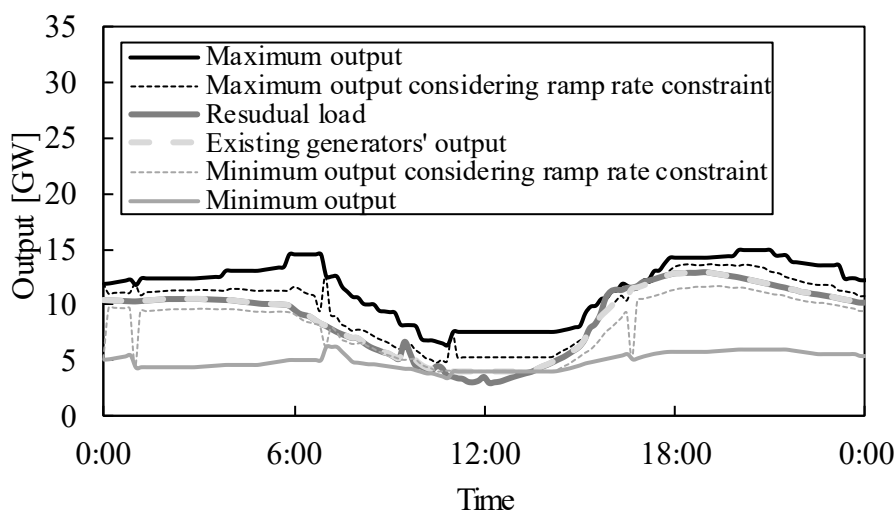


図 3.18 エリア A の発電機出力

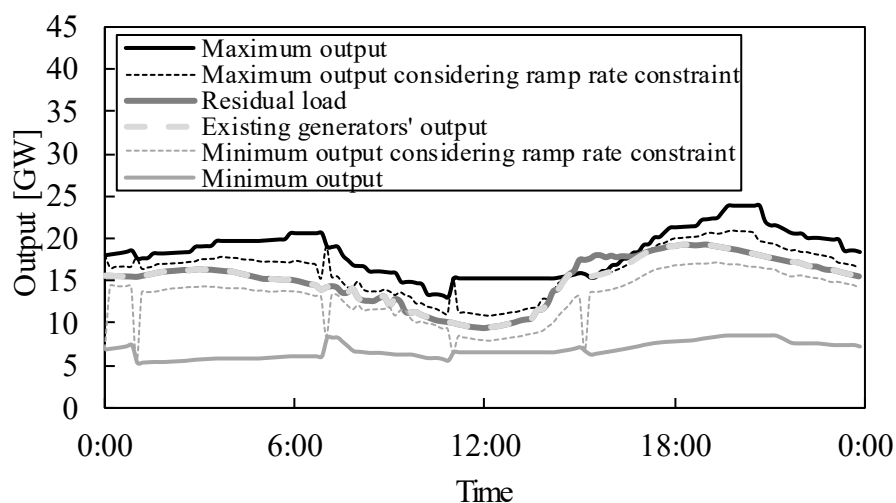


図 3.19 エリア B の発電機出力

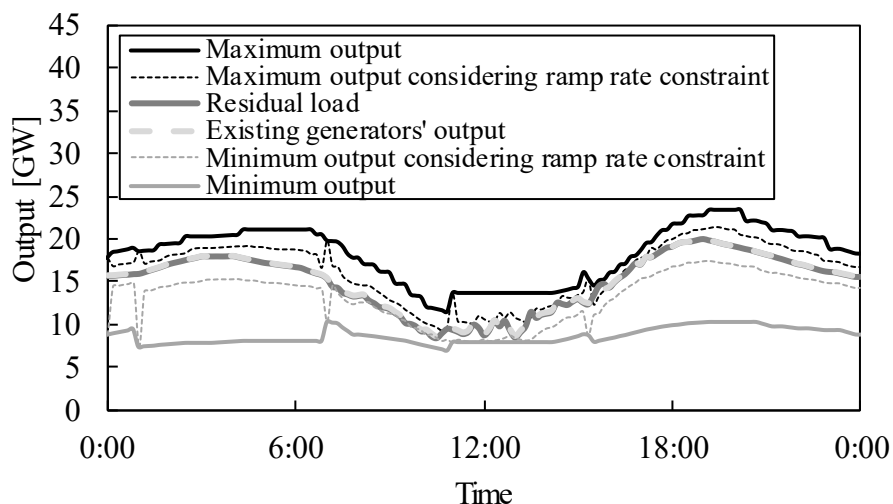


図 3.20 エリア C の発電機出力

全エリアで上げ側の不足が発生した理由を示すために、図 3.21～図 3.23 に分散型電源出力および残余需要とそれらの予測値を示す。エリア A とエリア C では、分散型電源の出力が急峻に低下し、15:50 に上げ側の出力変化速度不足をそれぞれ 1.215GW, 0.755GW 生じた。エリア B では 15:00～18:00 に分散型電源出力が予測値に比べて低下しているため、残余需要が予測値より大きくなり、上げ代不足が発生した。具体的には 15:50 に 3.861GW の過大予測をし、1.865GW の需給誤差を生じた。

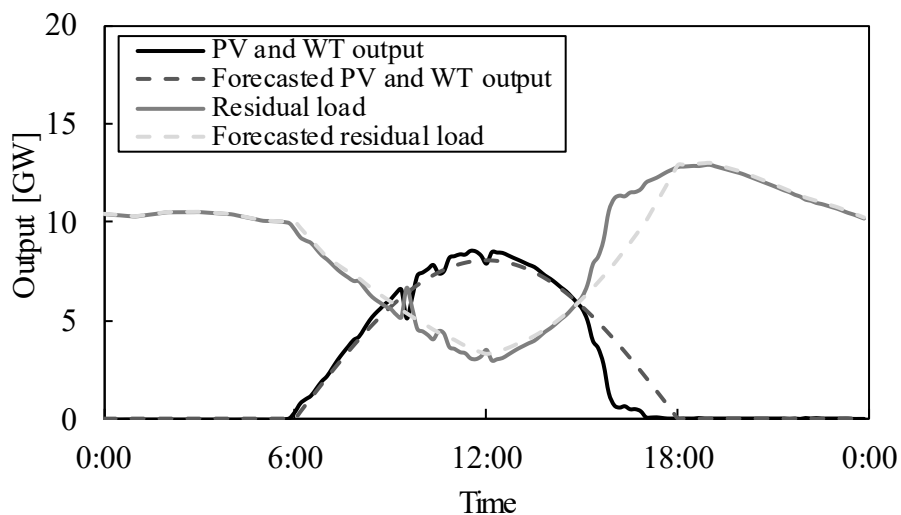


図 3.21 エリア A の分散型電源出力・残余需要と予測値

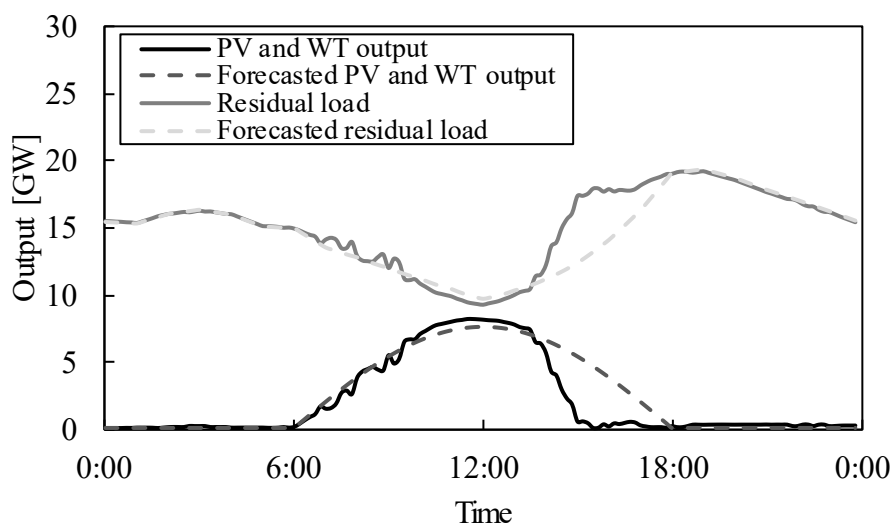


図 3.22 エリア B の分散型電源出力・残余需要と予測値

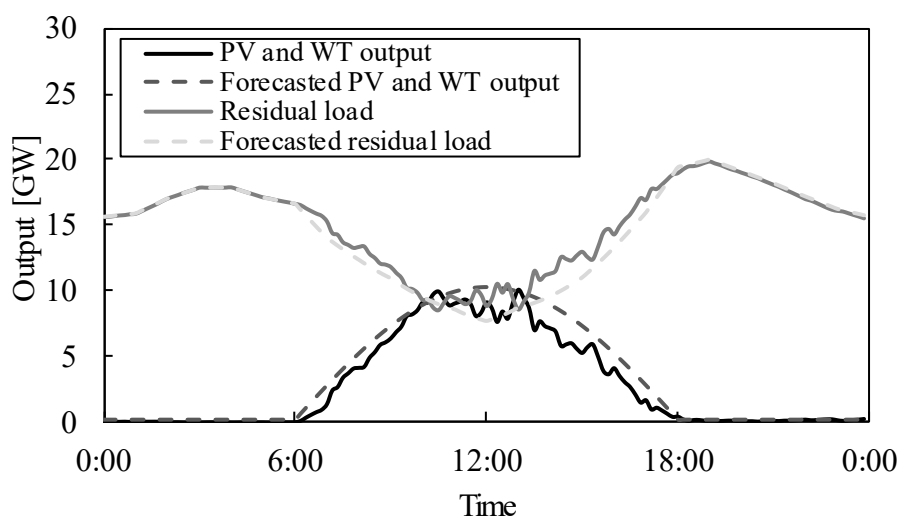


図 3.23 エリア C の分散型電源出力・残余需要と予測値

周波数が負の方向に最も変動した日について、各エリアの発電機別の出力を図 3.24～図 3.26 (図 3.18～図 3.20 に対応) に示す。-0.2Hz を超える変動がある 15:00～16:30 は、石炭火力の発電比率が LNG 火力に比べて大きい。そのため、出力変化速度の小さい石炭火力では大きな出力変動に対応できないため、周波数が大きく変動した。

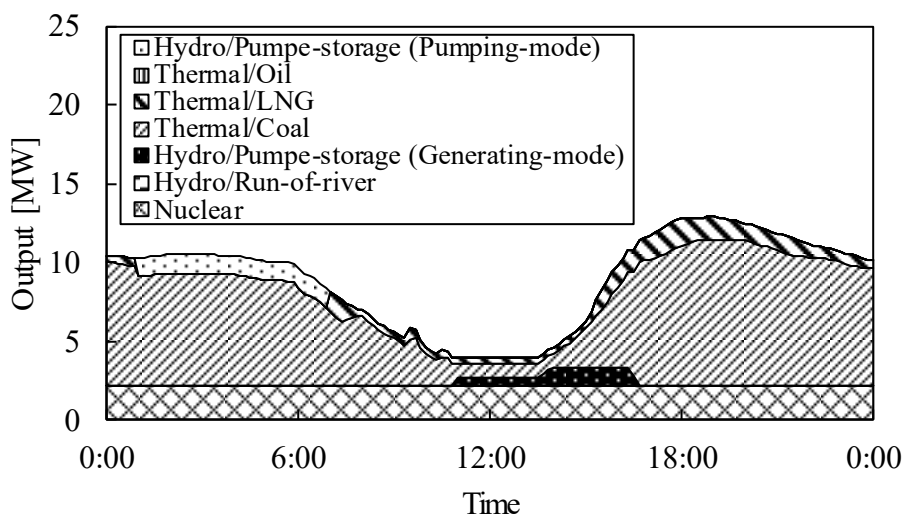


図 3.24 エリア A の発電機別の出力

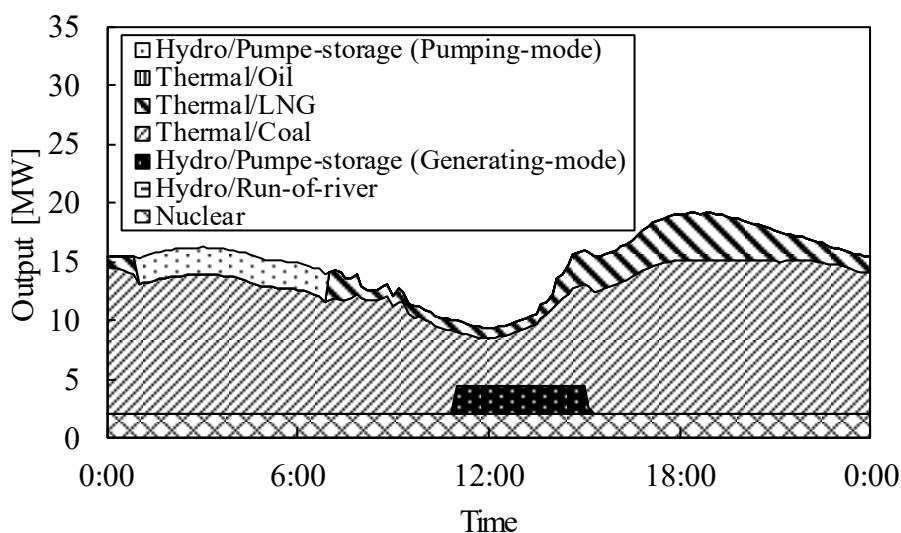


図 3.25 エリア B の発電機別の出力

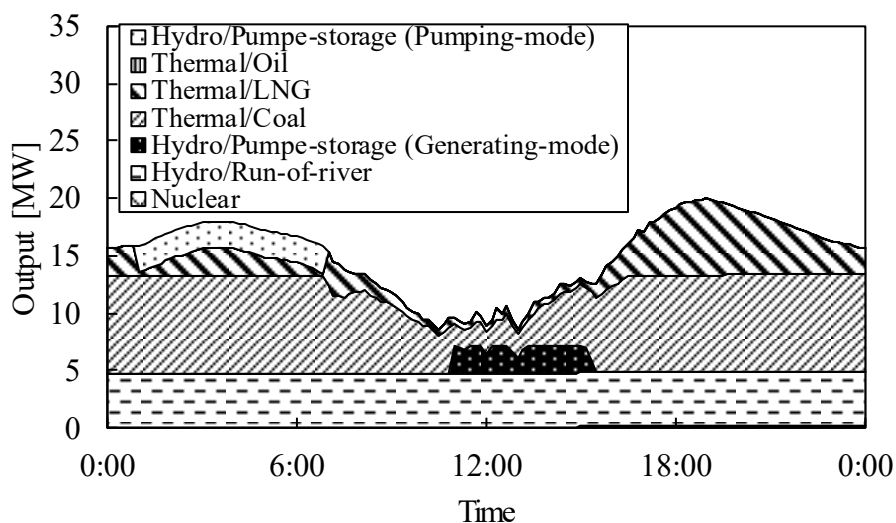


図 3.26 エリア C の発電機別の出力

3.4.2 周波数・連系線潮流に及ぼす影響把握

分散型電源の増加が周波数に及ぼす影響を把握する。

(1) 年間の影響把握

年間における周波数および連系線潮流の各指標は、「周波数逸脱率 ($\pm 0.1\text{Hz}$)」は 1.170%、「周波数逸脱率 ($\pm 0.2\text{Hz}$)」は 0.423%、「連系線潮流 RMS 値」は 72.452MW となった。

(2) 月別・平日休日別の影響把握

平日における月別の周波数逸脱率を図 3.27、休日における月別の周波数逸脱率を図 3.28、平日における月別の連系線潮流 RMS 値の影響を図 3.29、休日における月別の連系線潮流 RMS 値を図 3.30 に示す。なお、月別・平日休日ごとにそれぞれ評価対象期間が異なるため、評価対象点数も異なる。周波数偏差が大きい期間は、連系線潮流偏差も大きい傾向があるとわかった。月ごとに比較すると、3月～5月や10、11月の軽負荷期に変動が大きくなった。平日・休日を比較すると、特に大きい周波数偏差を生じるのは需要が小さい休日であり、2月、7月、8月、12月の重負荷期以外は $\pm 0.2\text{Hz}$ を逸脱する変動を生じた。同じく重負荷期である1月は正月などの影響で変動が生じた。

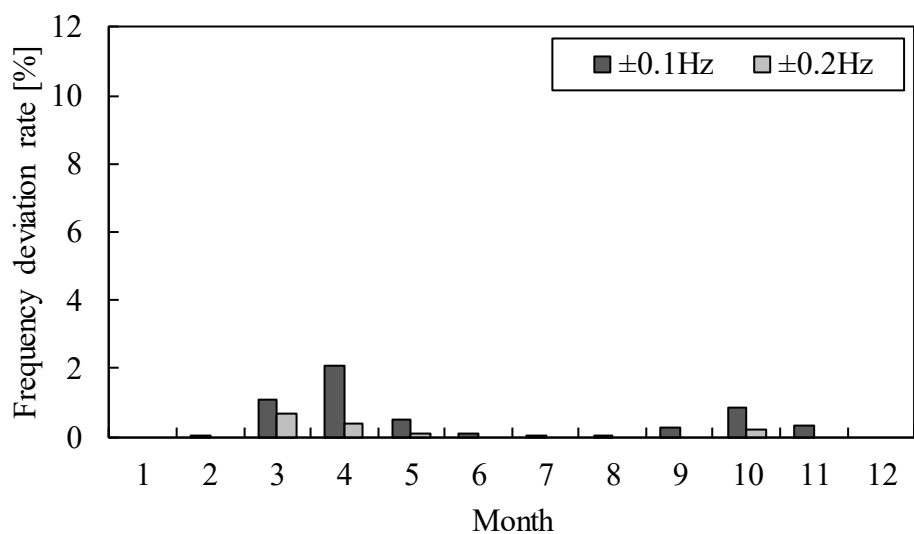


図 3.27 平日における月別の周波数逸脱率

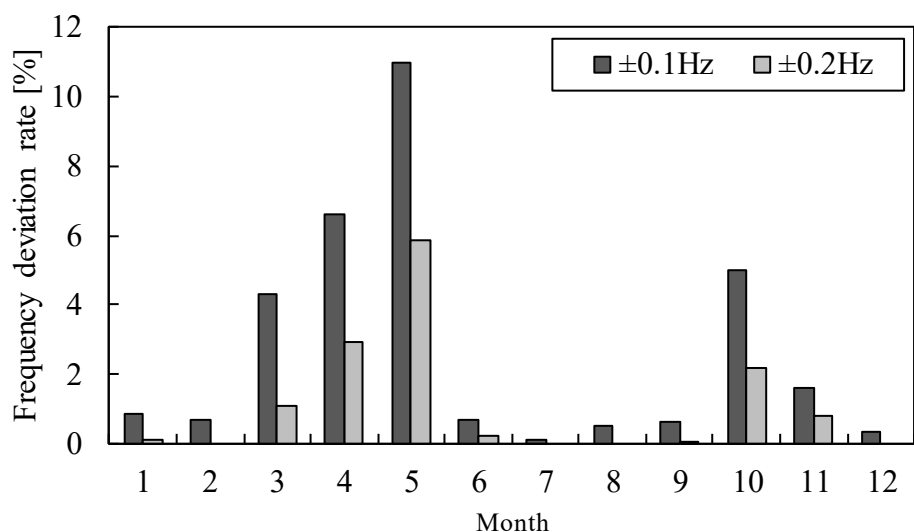


図 3.28 休日における月別の周波数逸脱率

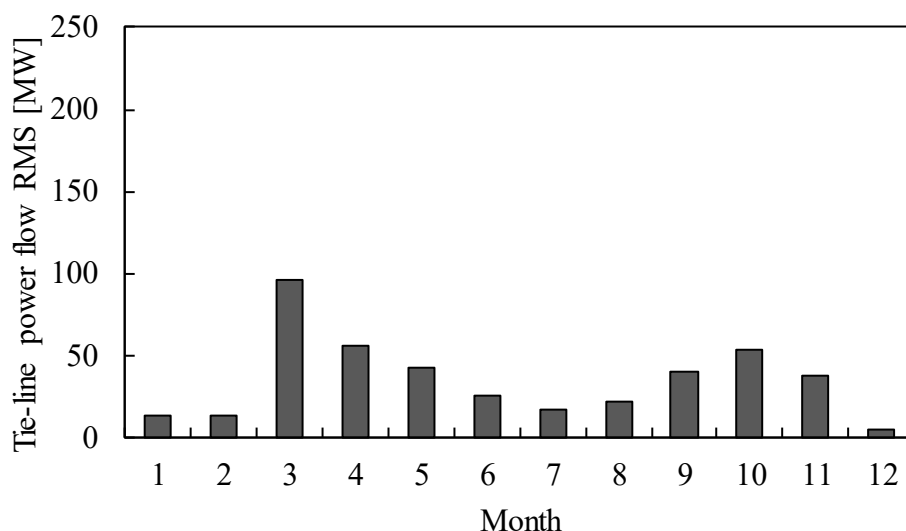


図 3.29 平日における月別のエリア A—B 間の連系線潮流 RMS 値

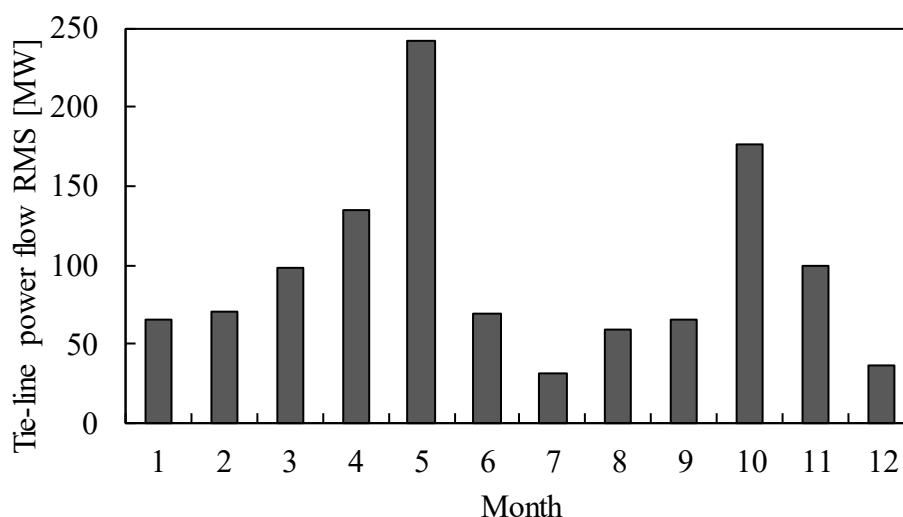


図 3.30 休日における月別のエリア A—B 間の連系線潮流 RMS 値

(3) 時間帯別の影響把握

時間帯別の周波数逸脱率を図 3.31, 連系線潮流 RMS 値を図 3.32 に示す。例えば 0 時の時間帯とは年間を通して、1 日あたり 0:00~0:50 までの 10 分ごとの 6 点のデータを取り扱う。PV の出力がある時間帯に周波数・連系線潮流が大きく変動し、特に変動が大きくなるのは 9 時~12 時および 15 時~16 時であった。13 時~14 時は、出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足の双方が少ないため、変動が小さかった (3.4.3(3)参照)。また夜間の時間帯は変動が生じないことより、WT について本導入シナリオでは、周波数および連系線潮流に与える影響は小さいことがわかった。

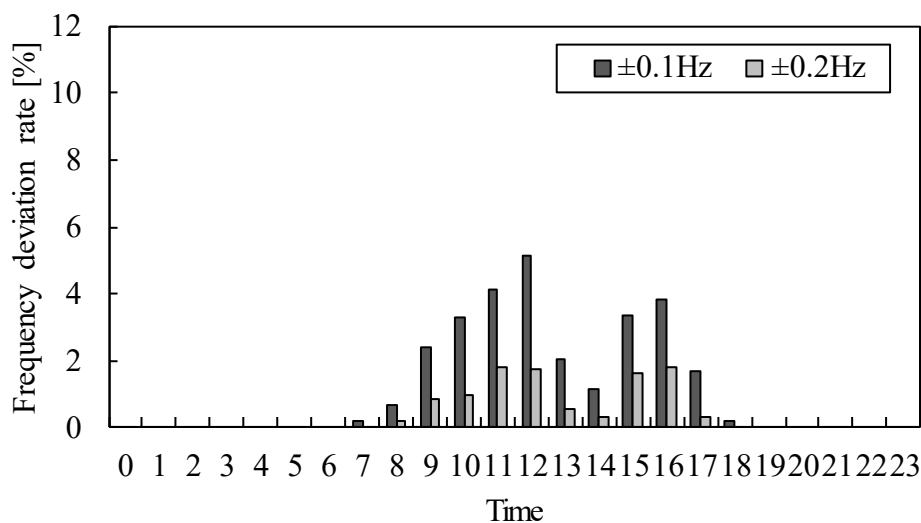


図 3.31 時間帯別の周波数逸脱率

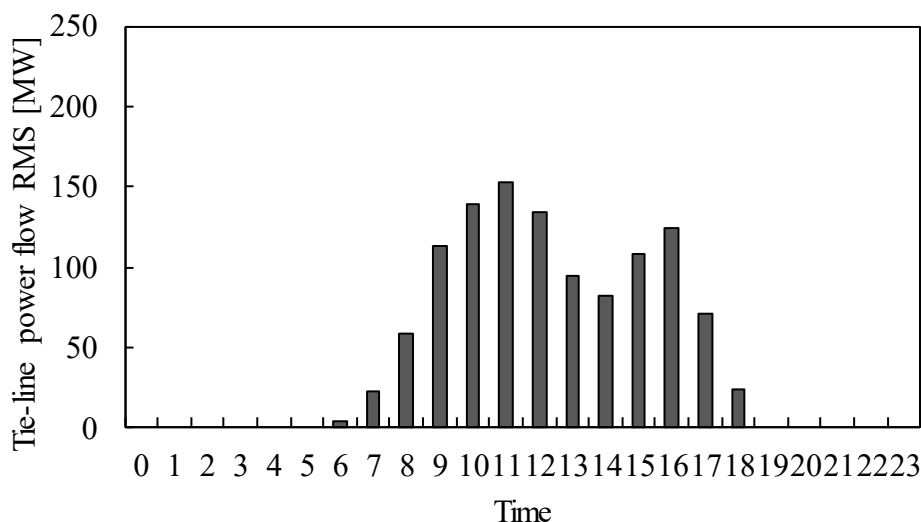


図 3.32 時間帯別のエリア A—B 間の連系線潮流 RMS 値

3.4.3 需給インバランスの原因把握

前項で把握した周波数・連系線潮流偏差が出力変化速度不足、上げ代・下げ代不足のどちらが原因で生じるかを時間領域ごとに確認する。需要が小さく需給調整の条件が厳しいエリア A の需給インバランスの原因を評価する。エリア B およびエリア C については、エリア A とほぼ同様な傾向を示すと考え、説明を省略する。

(1) 年間の原因把握

表 3.13 に年間あたりに上げ側・下げ側の出力変化速度不足発生率および上げ代・下げ代不足発生率を示す。出力変化速度不足の指標は評価対象点の全 52560 点から揚水発電機の発電運転開始（終了）および揚水運転開始（終了）を除く評価対象点に対して不足する割合である。上げ代・下げ代不足の指標は全評価対象点に対して不足する割合である。出力変化速度不足は上げ側・下げ側ともに 1%程度生じていた。また、上げ代不足が生じることから、分散型電源大量導入時において、供給予備率 10%では供給力不足が起こる可能性があるとわかった。さらに下げ代不足も発生し、多くの余剰電力も発生した。

表 3.13 需給インバランスの原因調査

	Ramp-rate shortage rate [%]	Spinning-reserve shortage rate [%]
Downward	0.7006	0.4300
Upward	1.1957	0.3805

(2) 月別・平日休日別の原因把握

出力変化速度不足が各月の 10 分ごとの評価対象点に対して生じる割合について、平日の結果を図 3.33、休日の結果を図 3.34 に示す（揚水発電・運転の開始・終了時は評価対象点から除く）。平日と比べて休日、また重負荷期に比べて軽負荷期に出力変化速度不足が多く発生するのは、需要が小さく発電機の並列台数が少なくなることで調整容量が小さくなったためである。

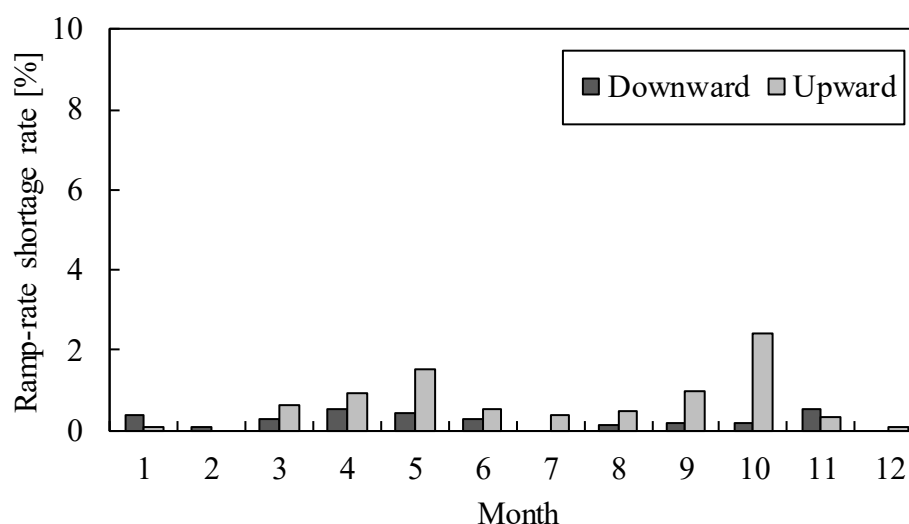


図 3.33 平日における月別の出力変化速度不足発生率

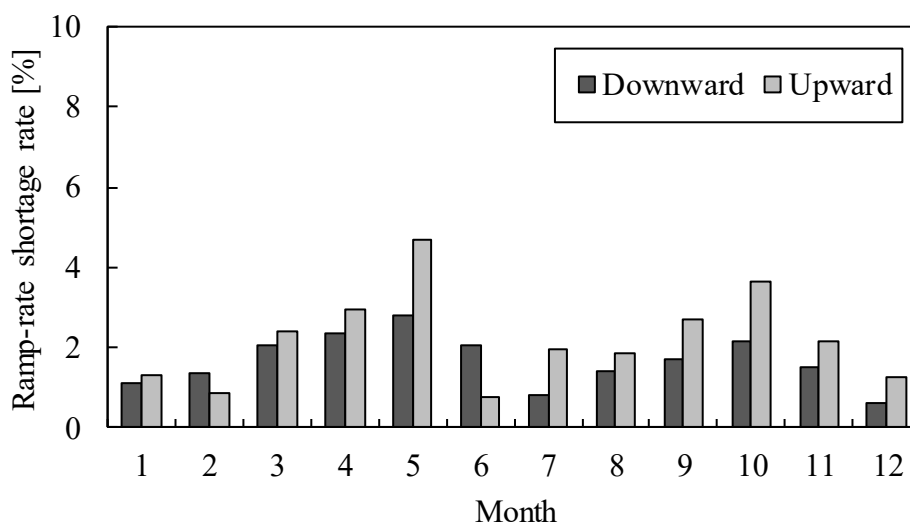


図 3.34 休日における月別の出力変化速度不足発生率

次に上げ代・下げ代不足が各月の評価対象点に対して不足する割合について、平日の結果を図 3.35、休日の結果を図 3.36 を示す。4 月、5 月の休日は需要の小さいゴールデンウィークの時期が重なるため、下げ代不足における指標は極めて大きな値となった。

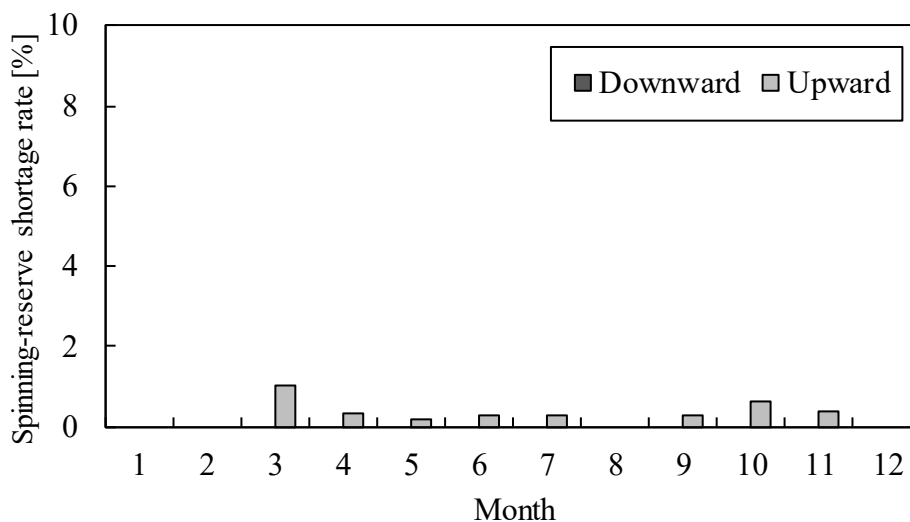


図 3.35 平日における月別の上げ代・下げ代不足発生率

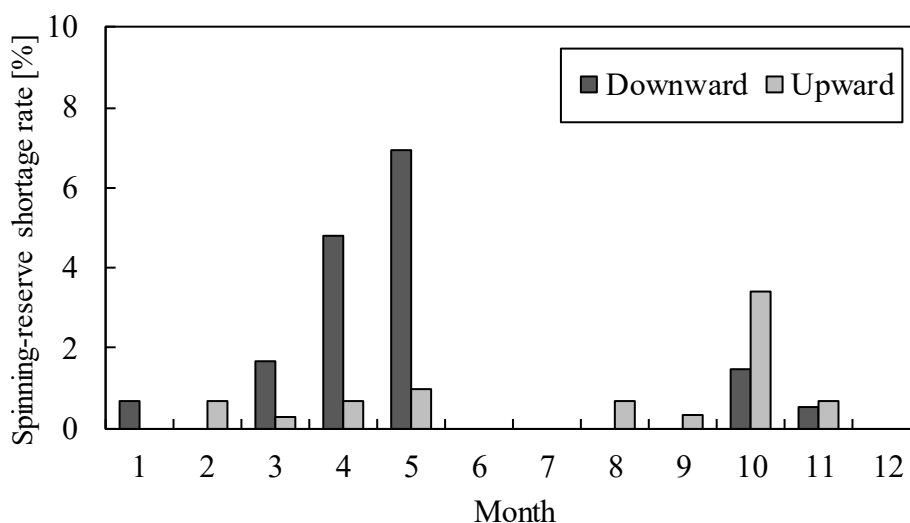


図 3.36 休日における月別の上げ代・下げ代不足発生率

次に、月別の分散型電源出力と予測値の誤差の全時間の平均値（設備容量に対する割合）を図 3.37 に示す。同図では、10月に分散型電源出力が過大に予測された。分散型電源出力が過大に予測されると集中型電源の供給力が不足するため、この予測誤差が図 3.36 における 10 月の上げ代不足の原因になったと推測される。以上より、需給インバランスの発生は、残余需要の大きさや発電機の起動台数だけが原因でなく、予測誤差も原因の一つと言える。

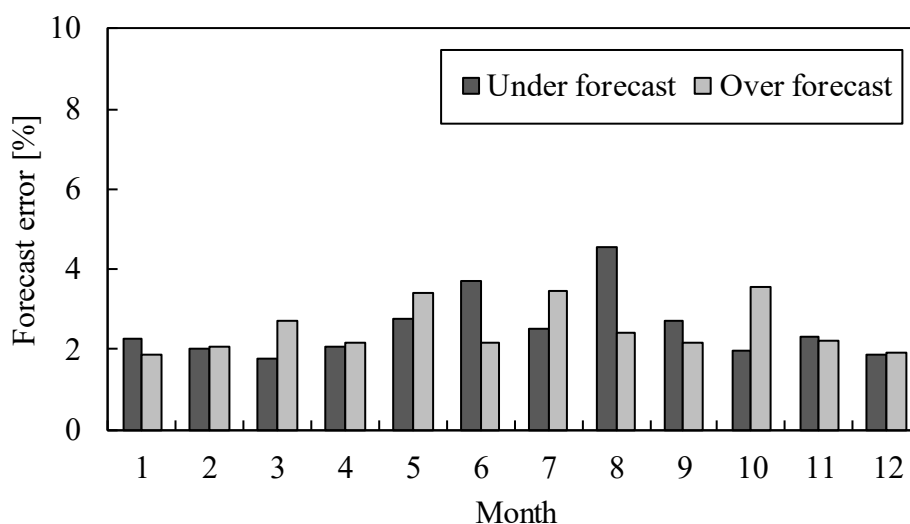


図 3.37 分散型電源の出力と予測値の誤差

(3) 時間帯別の原因把握

図 3.38 に出力変化速度不足が各時間帯の 10 分ごとの評価対象点に対して生じる割合を示す（揚水発電・運転の開始・終了時は評価対象点から除く）。8 時～11 時に下げ側の不足が多く生じたのは残余需要が主に減少する時間帯であるためであり、15 時～17 時に上げ側の不足が多く生じたのは残余需要が主に増加する時間帯であるためと考えられる。

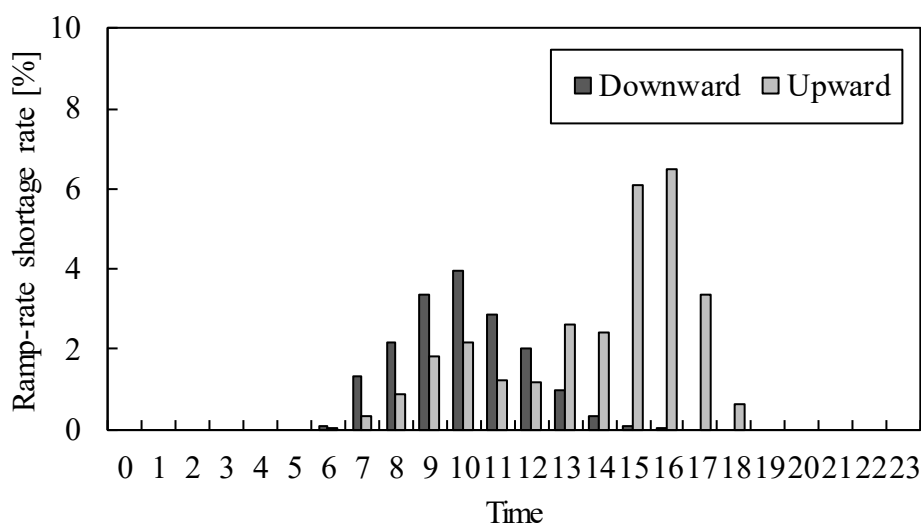


図 3.38 時間帯別の出力変化速度不足発生率

図 3.39 に上げ代・下げ代不足が各時間帯の評価対象点に対して生じる割合を示す。残余需要が小さくなる 11 時～13 時に下げ代不足が生じやすく、残余需要の大きくなり始める 15 時、16 時に上げ代不足が生じやすいことがわかった。1 日にわたって同じ予備力を保っているため、残余需要が小さいと相対的に供給力が大きく、残余需要が大きいと相対的に供給力が小さいことが原因と考えられる。

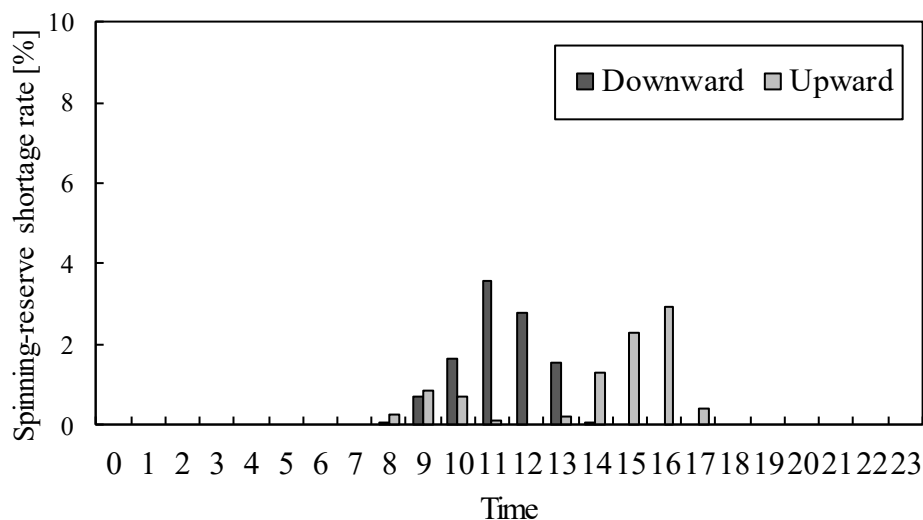


図 3.39 時間帯別の上げ代・下げ代不足発生率

次に、時間帯別の分散型電源出力と予測値の誤差を全時間の平均値（設備容量に対する割合）を図 3.40 に示す。同図から、9 時～13 時に分散型電源出力が過小に予測された。分散型電源出力が過小に予測されると集中型電源の供給力が余剰となるため、この予測誤差が図 3.39 における 9 時～13 時の下げ代不足の原因になったと推測される。一方、図 3.40 から、14 時～16 時に分散型電源出力が過大に予測されたため、この予測誤差が図 3.39 における 14 時～16 時の上げ代不足の原因になったと推測される。また、図 3.40 から 6 時～7 時に分散型電源出力が過大に予測されたが、図 3.39 において上げ代不足は発生しなかった。PV 出力の開始時刻は、需給誤差の平均値に対して上げ代不足につながるような大きな需給誤差が発生していないと推測される。以上より、需給インバランスを発生は、残余需要の大きさや発電機の起動台数だけが原因でなく、予測誤差も原因の一つと言える。

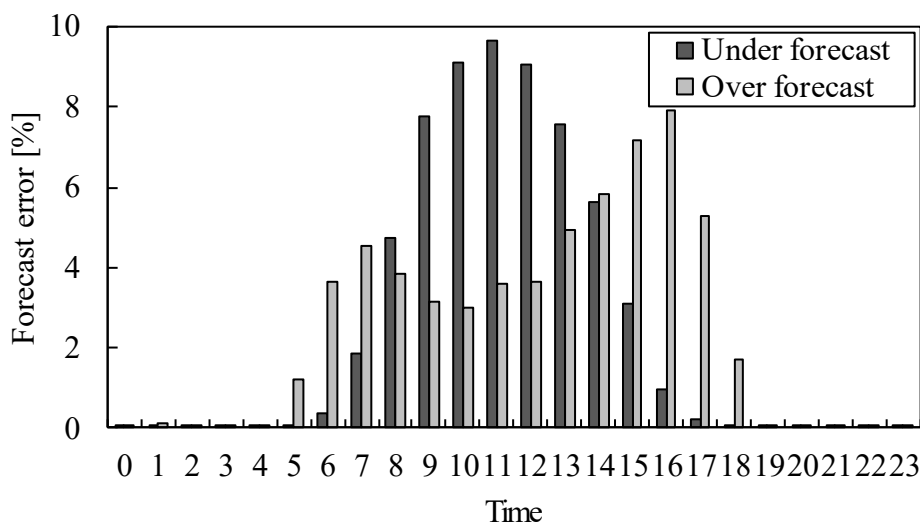


図 3.40 時間帯別の分散型電源の出力と予測値の誤差

3.5 本章のまとめ

電気学会 WEST30 機モデルをベースに、ELD 領域の長周期から 10 分間の短周期の変動まで考慮した需給制御モデルを構築し、分散型電源の増加が電力システムの周波数に及ぼす影響を定量的に評価した。まず、前日の段階で分散型電源の出力予測値を基に、供給力と燃料コストを考慮し発電機の起動停止計画を行った。次に、当日の運用は出力変化速度や上げ代・下げ代不足などを考慮し、残余需要に集中型電源の出力を合わせるように需給調整する需給バランス調整を実施した。そして、エリアごとに生じた需給インバランスと系統定数を用いて周波数偏差と連系線潮流偏差を算出した。分散型電源の出力変動などの解析条件・不確実性については、公表されている需要実績や気象データを用いて、実際に近い状況を反映した。

分散型電源大量導入時に何らかの対策を講じない場合、特に軽負荷期に大きな周波数・連系線潮流偏差が発生し、その要因は出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足の両者が考えられることがわかった。抽出されたこれら課題の対策方法について検討する必要がある。火力発電機などの集中型電源や PV などの分散型電源を活用した対策、地域間連系線を活用した対策などが考えられる。第 4 章～第 6 章では、上記対策を含めた上で、需給制御における影響を総合的に評価する手法・指標を確立していく。

第4章 集中型電源の調整力確保と分散型電源の出力制御による対策評価

本章では、集中型電源の調整力確保と分散型電源の出力制御による対策を評価する。

4.1 概要

現在、PV や WT などの再生可能エネルギーを利用した分散型電源が増加しているが、その出力変動や予測の難しさによって、需給制御がどの程度困難となるのか評価することは難しい。需給制御の評価方法を確立するため、筆者らはELD 領域の長周期から 10 分間の短周期の変動まで考慮した需給制御モデルを構築した（第3章）。そして、このモデルを用いてシミュレーションをし、分散型電源の増加が電力系統の周波数に及ぼす影響を評価した。その結果、以下の要因により周波数が大きく変動するとわかった。

- 出力変化速度不足（上げ側・下げ側）
- 上げ代・下げ代不足

これら課題を解決する対策として、蓄電池や電気自動車などの充放電を活用する方法[70][71]や、連系線を通して他地域の調整力を活用する方法[72][73]が考えられている。また、揚水発電機[74][75]のなど集中型電源の従来以外の運用方法や、分散型電源の出力制御[74]～[76]による対策方法も挙げられる。

本論文では分散型電源増加に伴う周波数偏差を抑制する需給制御の対策とその効果について、シミュレーションにより定量的に評価、把握することを目的とする。対策としては、蓄電池などの充放電機器や他地域の需給調整力には頼らず、自地域の集中型電源の活用および分散型電源の出力制御を対象とする。加えて、これら対策による既存火力発電機の燃料コストに与える影響についても評価する。

4.2 解析条件

発電機データ，太陽光発電，風力発電，需要については，3.2 節と同じ解析条件とする。

4.3 需給制御モデル

需給制御モデルの概要，発電機起動停止計画，需給バランス調整，周波数・連系線潮流偏差算出，影響評価指標算出については，大部分が3.3 節と同じ需給制御モデルとする。以下に3.3 節の需給制御モデルとの差分を説明する。

4.3.1 需給制御モデルの概要

3.3.1 項で説明した需給制御モデルと比較して，揚水発電機について一部修正する。具体的には，揚水発電機を可変速揚水発電機とし，揚水運転時の入力調整機能を有するものとする。

4.3.2 発電機起動停止計画

3.3.2 項と同じとする。

4.3.3 需給バランス調整

3.3.3 項で説明した各制約と比較して，可変速揚水発電機の揚水時の最小出力と出力変化速度を変更する。各制約を定格容量比で示した値を表 4.1 に示す。

表 4.1 発電機の定格に対する最大・最小出力および出力変化速度制約

		Maximum output/load [%]	Minimum output/load [%]	Ramp rate [%/10min]
Nuclear		100	100	—
Hydro	Run-of-river	100	100	—
	Pumped-storage (pumping mode)	100	70	100
	Pumped-storage (generating mode)	100	50	100
Thermal	Coal	100	30	10
	LNG	100	30	30
	Oil	100	30	30

(1) 経済負荷配分

3.3.3(1)で説明した経済負荷配分と比較して、可変速揚水発電機が加わったことで、STEP 1 と STEP 3 のフローが以下に変更になる。

STEP 1 揚水発電機の揚水時には(4.1)式により最大需要、それ以外の場合には(3.21)式により最小出力を全ての発電機に配分する。

$$P(i,t) = P_{max_ramp}(i,t) \quad (4.1)$$

STEP 3 燃料コスト順に各発電機に出力配分される。負荷平準化を目的とし揚水発電機を運用するため、揚水時は可能な限り最大負荷、揚発時は可能な限り最大出力で運用するものとする。揚水時は石炭、LNG、石油、揚水の優先順、揚発時は揚発、石炭、LNG、石油、それ以外は石炭、LNG、石油の優先順とする。 ΔP が 0 または $P_{max} - P_{min}$ 以下の場合、揚水発電機の揚水時には(4.2)式により揚水動力（需要）を決定し、それ以外は(3.23)式により出力を決定する。 ΔP が $P_{max} - P_{min}$ より大きい場合、揚水発電機の揚水時には(4.3)式により揚水動力（需要）を決定し、それ以外は(3.24)式により出力を決定する。

$$P(i,t) = P_{max_ramp}(i,t) - \Delta P(t) \quad (4.2)$$

$$P(i,t) = P_{min_ramp}(i,t) \quad (4.3)$$

4.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出

3.3.4 項と同じとする。

4.3.5 影響評価指標算出

3.3.5 項で説明した需給制御モデルと比較して、連系線潮流偏差の指標を除き、経済性の指標を追加する。経済性の指標は以下とする。

■ 経済性の指標

(I) 燃料コスト [億円] : 年間の燃料コスト

4.4 集中型電源と分散型電源を活用した需給制御

需給制御における対策方法を第3章の需給制御モデルに追加する。本論文で検討する対策を以下の①～④に示す。これら対策の目的は、分散型電源増加時の出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足を解消することである。

対策① 揚水発電機の運用時間帯変更：

PV 出力増加による昼間帯の下げ代不足解消

対策② 供給予備率変更：

分散型電源の出力予測誤差による上げ代不足解消

対策③ 10 分間運転予備率変更：

分散型電源の出力変動による出力変化速度不足解消

対策④ PV の出力制御：

PV 出力増加による昼間帯の下げ代不足解消

各対策の具体的な方法については、対策①を 4.4.1、対策②を 4.4.2、対策③を 4.4.3、対策④を 4.4.4 に記載する。

4.4.1 揚水発電機の運用時間帯変更

揚水運転および発電する時間帯を複数パターン用意し、それぞれについての影響を評価する。運用時間帯は従来手法の運用(α)を含めて、以下の3つを設定する。

- 運用(α) : 揚水運転 : 1:00～7:00, 発電 : 11:00～
- 運用(β) : 揚水運転 : 1:00～7:00, 発電 : 18:00～
- 運用(γ) : 揚水運転 : 9:00～15:00, 発電 : 18:00～

運用(β)は、夕方以降の残余需要のピークに合わせて発電する運用である。運用(γ)は、昼間の残余需要のボトムに合わせて揚水運転する運用である。実際の運用では、分散型電源出力や需要の状況と貯水池運用を勘案しながら、揚水・発電運転の時間を決定するが、ここでは便宜上、上記の運用時間帯で以下の4つの運用パターンを設定する。

- P1_G11：毎日，運用(α)を選択
- P1_G18：毎日，運用(β)を選択
- P9_G18：毎日，運用(γ)を選択
- Psel_Gsel：図 4.1 に基づき各日の運用を(α)~(γ)より選択

なお本論文では，翌日の分散型電源出力変動対策として，揚水発電機の速い出力変化速度を確保するため，残余需要が平準化している日であっても，上記いずれかの運用パターンで毎日運用することとした。

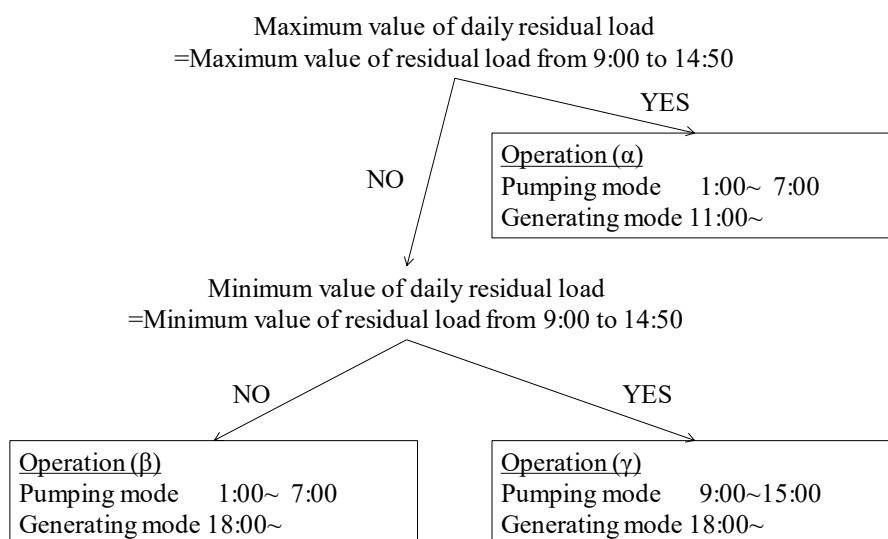


図 4.1 Psel_Gsel の運用手法

4.4.2 供給予備力変更

残余需要の最大値に対して一定の割合の供給予備率を常時保つように供給力を求める。3.3.2 項の STEP 2 の(3.7)式で 10%であった供給予備率を可変とする。

4.4.3 10 分間運転予備力変更

本章での需給バランス調整は，3.3.3 項の「経済負荷配分」に加えて，以下に説明する「 SR_{10} 確保目標値算出」，「自エリア出力持替」の 3 ステップで構成される。次の 10 分後の変動に対応できる調整可能幅（出力変化速度）を 10 分間運転予備力（10-minute Spinning Reserve, SR_{10} ）と定義する。ここでは，分散型電源の出力変化に伴う影響を抑制できる分の SR_{10} を確保することを目標とする。本対策を簡易的に述べると，調整可能幅を確保できるように出力の増減が可能な部分負荷運転の火力発電機を複数用意しておく方法である。

(1) 10 分間運転予備力確保目標値算出

PV, WT 出力変動に対して不確実性補償レベル (Uncertainty Compensation Level, UCL) の確率で変動補償できるように SR_{10} の確保目標値を求める。 SR_{10} の確保目標値を決定するために UCL[%]を設定する。本論文では電力系統の確率論的手法で良く用いられる正規分布の 2σ の信頼区間を想定し, UCL を 95%とする。さらに, 信頼区間が大きくなった場合も比較対象とするため, 4σ の信頼区間 (UCL=99.99%) も想定する。

STEP 1 PV 出力変動に対する SR_{10} の確保目標値 ($\Delta P_{tar_PV(MW)}$ [MW]) は, 3.2.2(2) で作成した 1 年間の PV 出力変動のうち, 9:00~14:50 における統計データを基に決定される。エリア A の統計データを図 4.2 に示す。図 4.2 では, UCL が 95%, 99.99%の確率で PV 出力変動を補償可能な容量として, $\Delta P_{tar_PV(\%)}$ [%]を算出する。図 4.2 の縦軸は出力変動増加・減少方向それぞれにおける, 現在の出力と 10 分後の出力の差の内, 95%, 99.99%の値である。ここで, 出力変動は晴天日の PV 出力で除した値である。図 4.2 の横軸は晴天日に対する出力の大きさによる出力変化量, 方向を考慮するため, 10%ごとに分けられている。

STEP 2 晴天日出力との比率である $\Delta P_{tar_PV(\%)}$ [%]から実際の大きさである $\Delta P_{tar_PV(MW)}$ [MW]に変換するのは, 図 4.2 の値を参照に(4.4)式を用いることで計算される。

$$\Delta P_{tar_PV(MW)}(t) = P_{PV_theo(MW)}(t) \times (P_{PV_curr(\%)}(t) + \Delta P_{tar_PV(\%)}(t)) - P_{PV_curr(MW)}(t) \quad (4.4)$$

ただし,

- $t (t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]
- $P_{PV_theo(MW)}$: 10 分後の晴天時出力 [MW]
- $P_{PV_curr(\%)}$: 現在の出力 [%]
- $P_{PV_curr(MW)}$: 現在の出力 [MW]

STEP 3 次に WT の出力変動のために必要な SR_{10} の容量を算出する。それぞれ設置ノードごとに, UCL の確率で変動が補償可能な容量を, 出力変動が増加, 減少方向それぞれについて算出する ($\Delta P_{tar_WT(MW)}$ [MW])。なお, PV と異なり, 出力の大きさによる出力変化量, 方向は考慮していない。

STEP 4 需要変動に対する SR_{10} の確保目標値 ($\Delta P_{tar_load(MW)}$ [MW]) を含めた変動合計に対する SR_{10} の確保目標値 (SR_{10_tar} [MW]) は代数的手法を用いて(4.5)式で求める。現在の LFC 調整力は約 2%であることを考慮し, 需要に対する SR_{10} の目標値は正味需要の 2%とした。

$$SR_{10_tar}(t) = \sqrt{\Delta P_{tar_PV(MW)}(t)^2 + \Delta P_{tar_WT(MW)}(t)^2 + \Delta P_{tar_load(MW)}(t)^2} \quad (4.5)$$

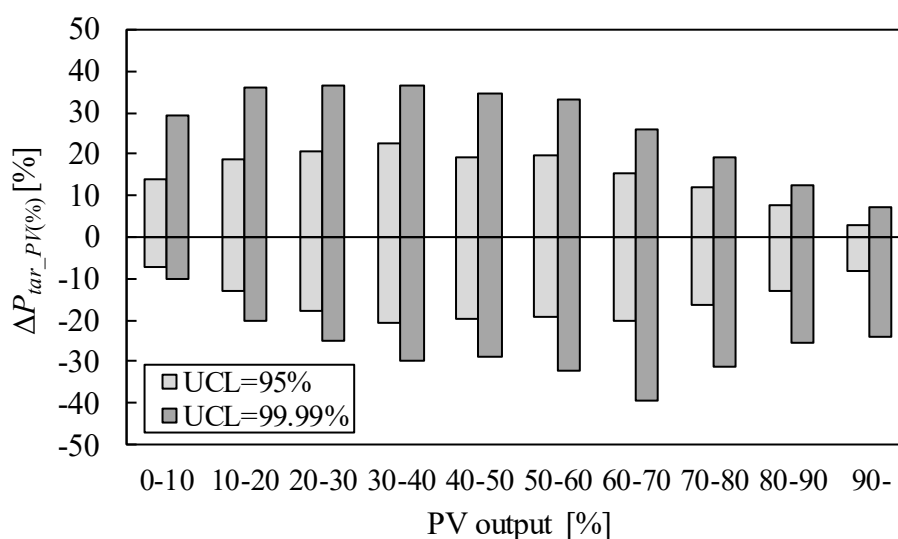


図 4.2 エリア A の 1 年間の PV 出力変動の統計データ

(2) 自エリア出力持替

現在確保している SR_{10} が確保目標値に満たない場合に、自エリアの発電機の出力を持替える。最大出力付近であり、上げ側の調整可能幅を最大限有していない発電機の出力を下げる。最小出力付近であり、下げ側の調整可能幅を最大限有していない発電機の出力を上げる。該当発電機の内、燃料コストの高い順に出力を下げ、燃料コストの安い順に出力を上げる。自エリア出力持替のフローを図 4.3 を用いて以下に示す。

STEP 1 SR_{10} の確保目標値 SR_{10_tar} のうち、上げ側の確保目標値を $SR_{10+_tar_own}$ 、下げ側の確保目標値を $SR_{10-_tar_own}$ と定義する。

STEP 2 10 分後 ($t+1$) の需給バランス調整に向けて、上げ側の 10 分間運転予備力 SR_{10+} を(4.6)式、下げ側の 10 分間運転予備力 SR_{10-} を(4.7)式で求める。

$$SR_{10+}(t) = \sum_{i=1}^N P_{max_ramp}(i,t+1) - \sum_{i=1}^N P(i,t) \quad (4.6)$$

$$SR_{10-}(t) = \sum_{i=1}^N P(i,t) - \sum_{i=1}^N P_{min_ramp}(i,t+1) \quad (4.7)$$

STEP 3 $SR_{10+_tar_own}$ から現在の SR_{10+} を差引いた値 Tar_{+_own} を決定する。 Tar_{+_own} は確保目標値に対して、追加して確保すべき 10 分間の調整可能幅である。 Tar_{+_own} が負の値または 0 の場合、STEP 4~STEP 8 を省略する。

STEP 4 出力変化速度を考慮した時に上げ側の調整可能幅が最大でない発電機の出力を下げる準備として、調整可能幅の合計値 Dow_{+_own} (上げ側の調整可能幅の増加可能分) を算出する。このフローでは、出力を変えずに Dow_{+} を算出するのみである。LNG・石油火力は出力変化速度が 30%/10min のため、定格 70~100%出力の発電機は 70%まで出力を下げ

ることで、発電機1機あたりの SR_{10+} を最大化させる。また、石炭火力は出力変化速度が10%/10minのため、定格90~100%出力の発電機を90%まで出力を下げることで、発電機1機あたりの SR_{10+} を最大化させる。

- STEP 5 次に出力を絞る分、別の発電機において上げ側の調整可能幅を減少しない範囲で出力を上げる準備として、調整可能幅の合計値 Up_{+own} （出力調整可能分）を算出する。このフローでは、出力を変えずに Up_{+own} を算出するのみである。30~90%出力の石炭火力は出力変化速度を考慮し最大で定格90%まで、30~70%出力の石油・LNG火力は出力変化速度を考慮し最大で定格70%まで上げることで、上げ側の調整可能幅を減少させない。
- STEP 6 Tar_{+own} , Dow_{+own} , Up_{+own} を比較して、最も小さい値のものを $SR_{10+_own_add}$ とする。
- STEP 7 STEP 4 で対象となった発電機の中から燃料コストの高い順に、各発電機の出力変化速度の制約内で $SR_{10+_own_add}$ の分だけ出力を下げる。
- STEP 8 STEP 5 で対象となった発電機の中から燃料コストの安い順に、各発電機の出力変化速度の制約内で $SR_{10+_own_add}$ の分だけ出力を上げる。
- STEP 9 SR_{10-} についても、STEP 3~STEP 8における SR_{10+} と同様に確保目標値 $SR_{10_tar_own}$ を満たすように、燃料コストを考慮しながら制約内で可能な限り確保する。

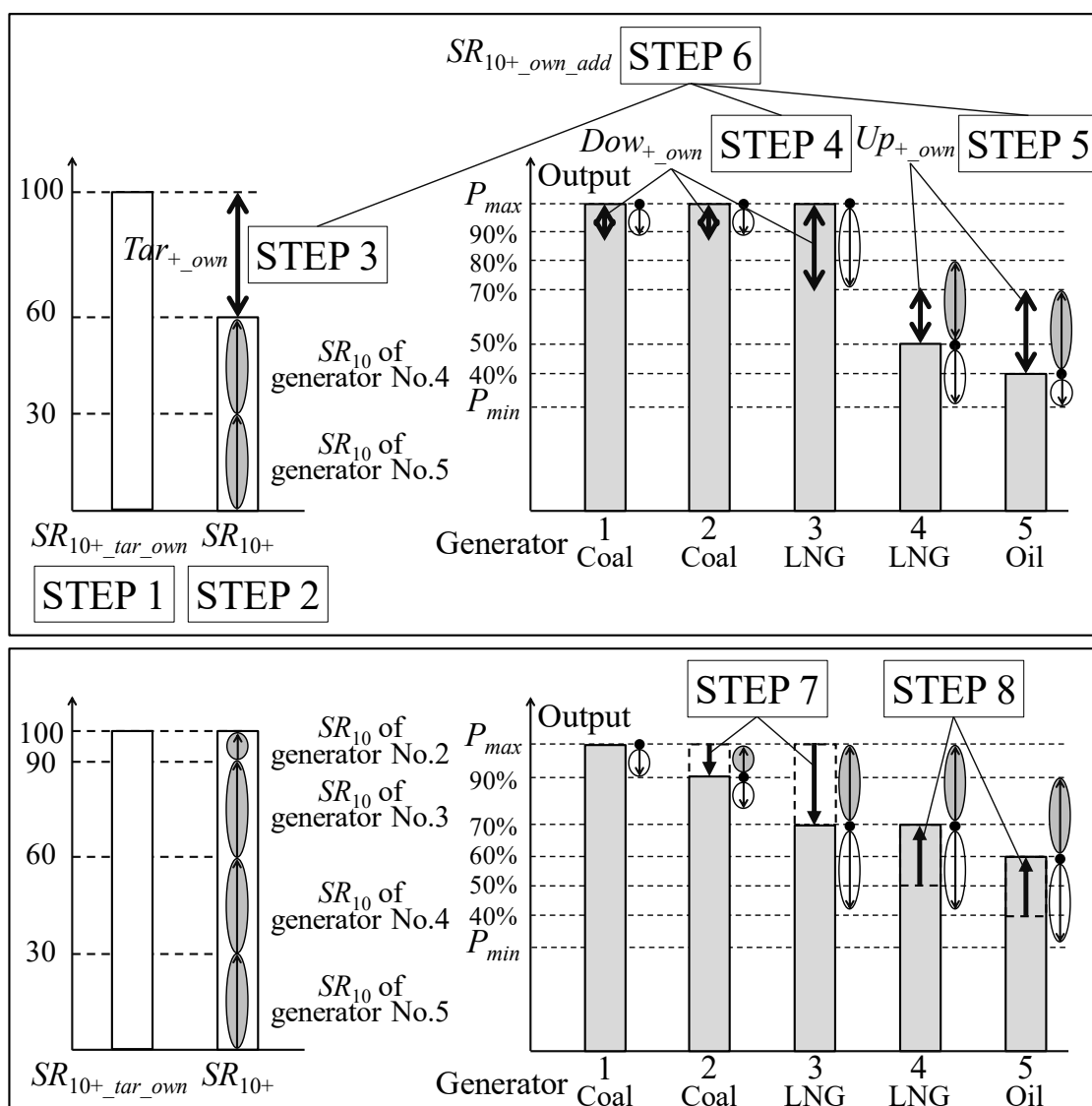


図 4.3 自エリア出力持替のフロー

4.4.4 太陽光発電の出力制御

残余需要が集中型電源の最小出力を下回る場合、残余需要と最小出力の差分が0となるまでPVの出力を抑制する。下げ代不足となった場合には、時間帯にかかわらずPV抑制が必ず行えるとする。検討パターンは以下の通りとする。

- P3_R20_w/o Sup
: 3種類予測・供給予備率 20%・出力制御なし
- P3_R20_w/ Sup
: 3種類予測・供給予備率 20%・出力制御あり
- P3_R10_w/ Sup

: 3種類予測・供給予備率 10%・出力制御あり

- P1_R10_w/ Sup

: 上げ代不足回避予測・供給予備率 10%・出力制御あり

P3_R20_w/o Sup～P3_R10_w/ Sup の3種類予測とは、3.2.2(3)で記載したPVの出力予測手法である。P1_R10_w/ Supの上げ代不足回避予測とは、PV出力を過小に見積もることで上げ代不足を回避するために、全ての日において頂点がPV設備容量の0.1倍のsinカーブを採用した予測である。上げ代不足回避予測においては、供給予備率10%に対して、実質の予備率はそれ以上に確保しているが、供給予備率をパラメータとした理由は、供給予備率の取り方によってPV抑制への影響を確認するためである。

4.5 シミュレーション結果

本節ではシミュレーション結果について説明する。

4.5.1 揚水発電機の運用時間帯変更による対策評価

揚水発電機の運用時間帯変更による周波数逸脱発生率を図4.4に示す。周波数偏差について、P1_G18, P1_G11, P9_G18の順で大きな変動が発生した。P1_G18が大きな変動を生じる理由は、PV出力が大きい昼間に揚水発電機の需給調整力を活かさないためである。P1_G11がP1_G18より変動抑制されている理由は、昼間の揚水発電により火力の周波数調整力で対応できなくなった場合に、揚水発電による調整力を使えるためである。P9_G18がP1_G11より変動抑制されている理由は、昼間(9:00～15:00)の揚水運転により需要が増加し、それに伴い火力発電機の運転台数も増加することで、出力調整幅が大きくなるためである。以上より、運用(γ)、運用(α)、運用(β)の順番で周波数抑制効果があると考えられる。しかし、Psel_Gselは運用(α)～運用(γ)のどの運用日数が多いかによって、周波数偏差抑制効果が変わってくるため、必ずしも周波数の各評価指標の改善にはつながらないことがわかった。

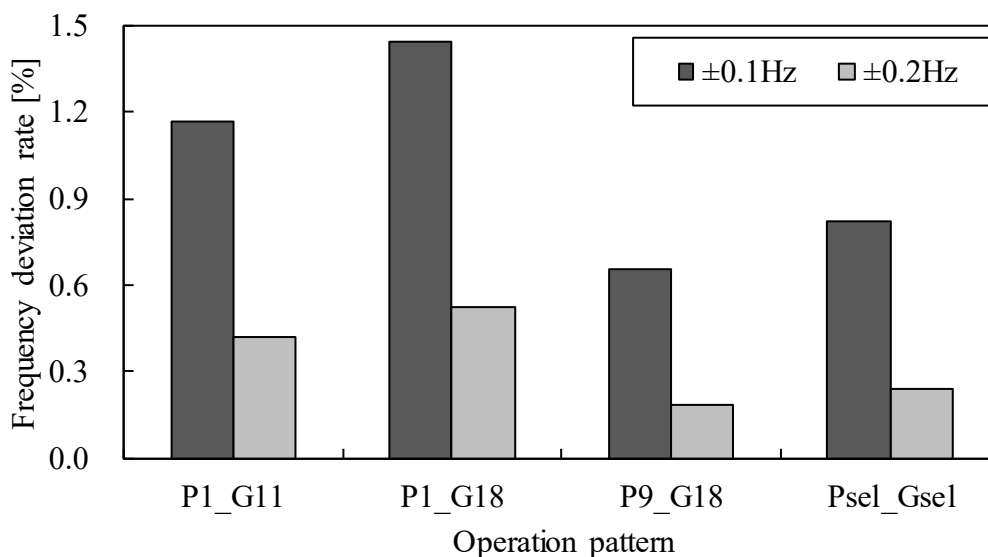


図 4.4 揚水発電機の運用時間帯変更による周波数逸脱発生率

図 4.5 に揚水発電機の運用時間帯変更による出力変化速度不足発生率を示す。出力変化速度不足について、昼間に揚水運転・発電を実施しない P1_G18 より P1_G11 が抑制されている理由は、昼間の揚水発電により揚水発電分の調整力を利用できるからである。P1_G18 に比べて P9_G18 が抑制されている理由は、昼間の揚水運転による調整力に加えて、揚水分の需要が増加し、火力発電機の出力調整幅が大きくなるからである。

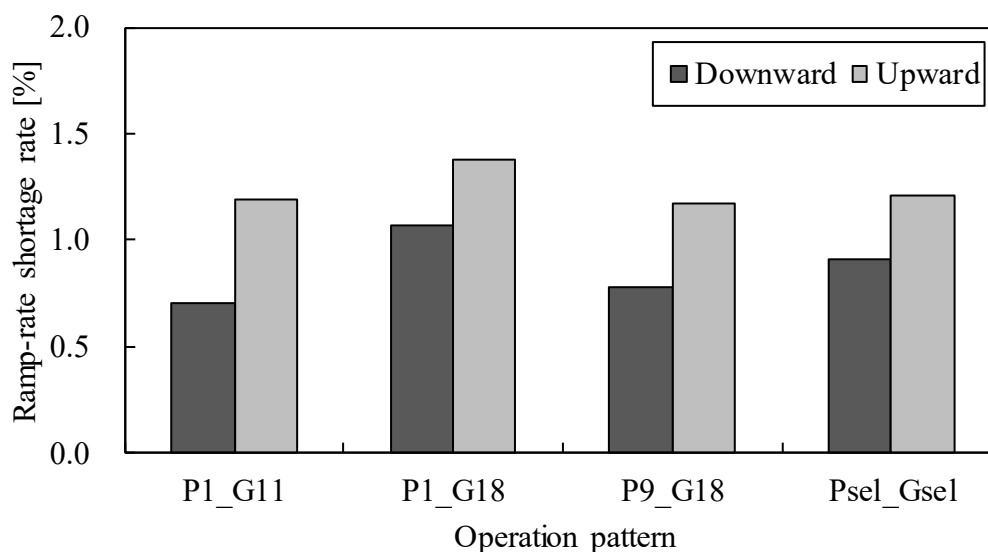


図 4.5 揚水発電機の運用時間帯変更による出力変化速度不足発生率

図 4.6 に揚水発電機の運用時間帯変更による上げ代・下げ代不足となる時間の割合を示す。上げ代・下げ代不足について、下げ代不足で P9_G18 が最も少ないのは、昼間(9:00~15:00)の揚水運転により需要が増加するからである。P1_G11 が最も多い理由は、P1_G11 は軽負荷の晴天時昼間に揚水発電の最小出力分だけ下げ代不足が起きる可能性が高いからである。

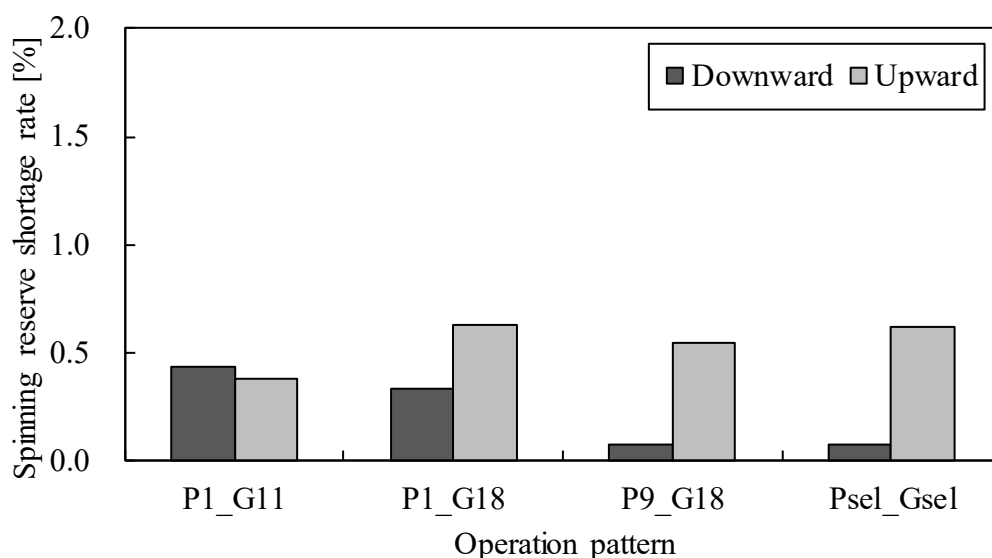


図 4.6 揚水発電機の運用時間帯変更による上げ代・下げ代不足発生率

図 4.7 に揚水発電機の運用時間帯変更による燃料コスト (P1_G18 における需給制御との差分) を示す。燃料コストは Psel_Gsel, P9_G18, P1_G18, P1_G11 の順番で削減効果があることがわかる。需要が平準化されるほど、高い燃料コストの発電機への依存度を少なくできるため、燃料コストも同様な順番で削減できた。

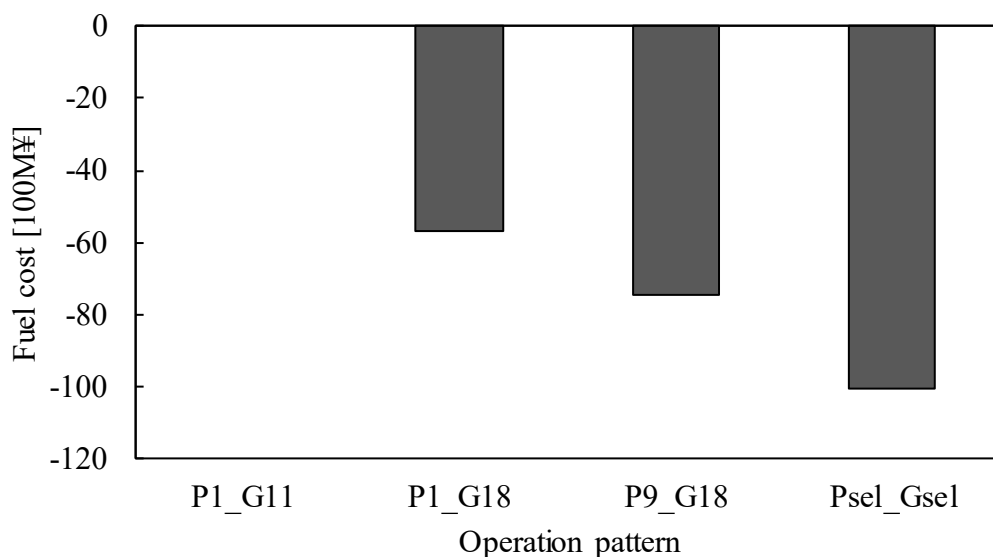


図 4.7 揚水発電機の運用時間帯変更による燃料コスト

4.5.2 供給予備率変更による対策評価

図 4.8 に供給予備力変更による周波数逸脱率を示す。同図予備率 10%では、周波数偏差が発生することがわかった。予備率 20%の時に、周波数偏差を最も抑制できる。さらに予備率を 25%, 30%と増加させると周波数偏差が大きくなった。

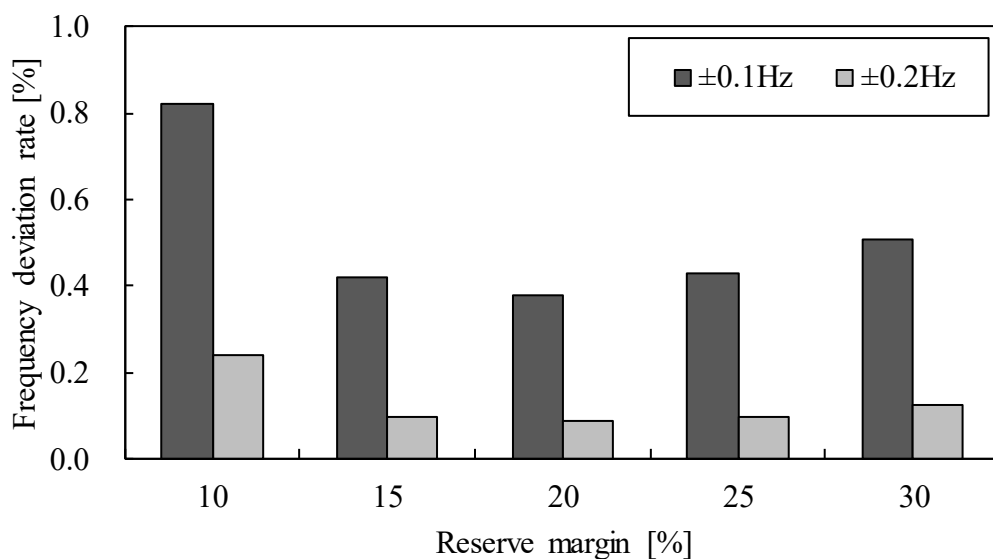


図 4.8 供給予備力変更による周波数逸脱率

図 4.9 に供給予備力変更による出力変化速度不足発生率を示す。出力変化速度不足も出力調整可能容量不足の傾向に伴い、予備率が小さいと上げ側が不足し、予備率が大きいと下げ側が不足することがわかった。

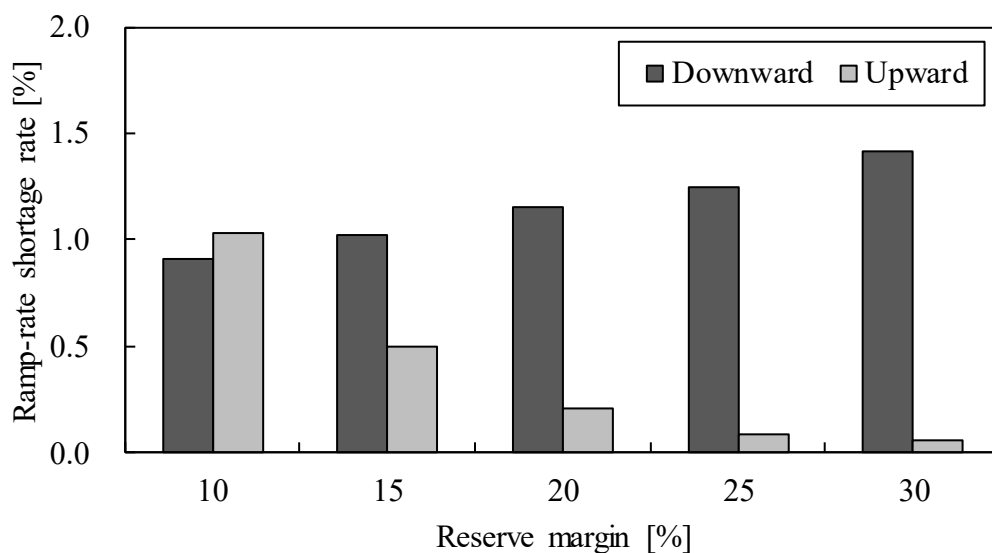


図 4.9 供給予備力変更による出力変化速度不足発生率

図 4.10 に供給予備力変更による上げ代・下げ代不足発生率を示す。予備率 10% では、分散型電源出力の予測誤差が発生した場合に上げ代不足が起こった。さらに予備率を増加させると上げ代不足は減少するが、集中型電源の最小出力が増加することで下げ代不足が発生した。

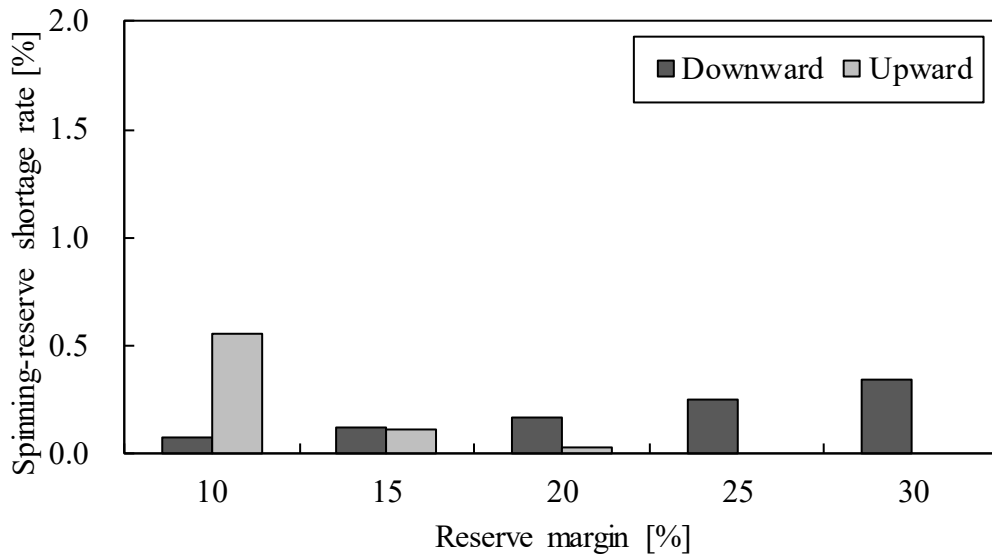


図 4.10 供給予備力変更による上げ代・下げ代不足発生率

図 4.11 に供給予備力変更による燃料コスト（供給予備率が 10%における需給制御との差分）を示す。供給予備率を増加させると、燃料コストの高い発電機が起動し出力することで、燃料コストが増加することがわかった。

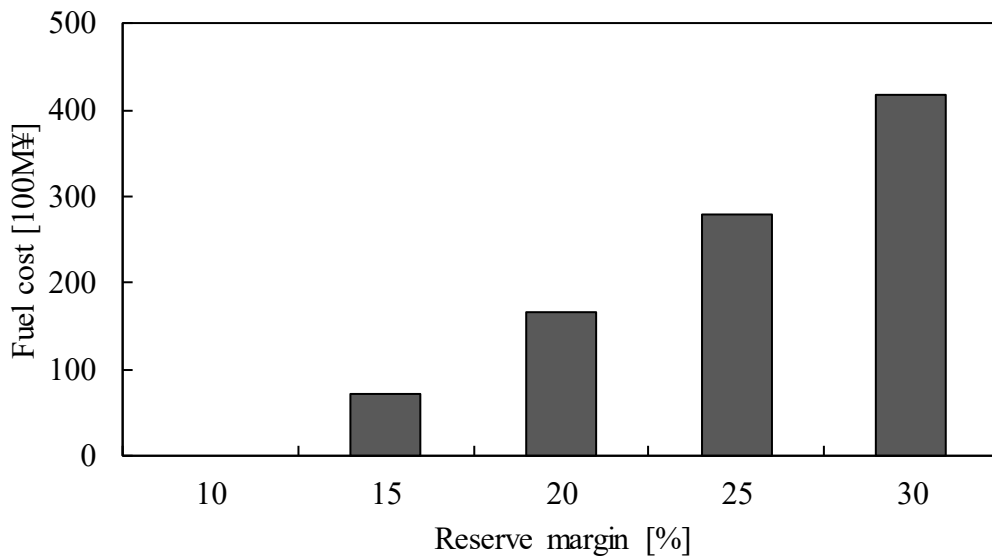


図 4.11 供給予備力変更による燃料コスト

4.5.3 10 分間運転予備力変更による対策評価

図 4.12 に SR_{10} 変更による周波数逸脱率を示す。発電機の状態によっては SR_{10} の確保目標値を完全に確保できない可能性もあるが、不確実性補償レベル (UCL) が増加するにつれて、周波数偏差が抑制できていることがわかった。

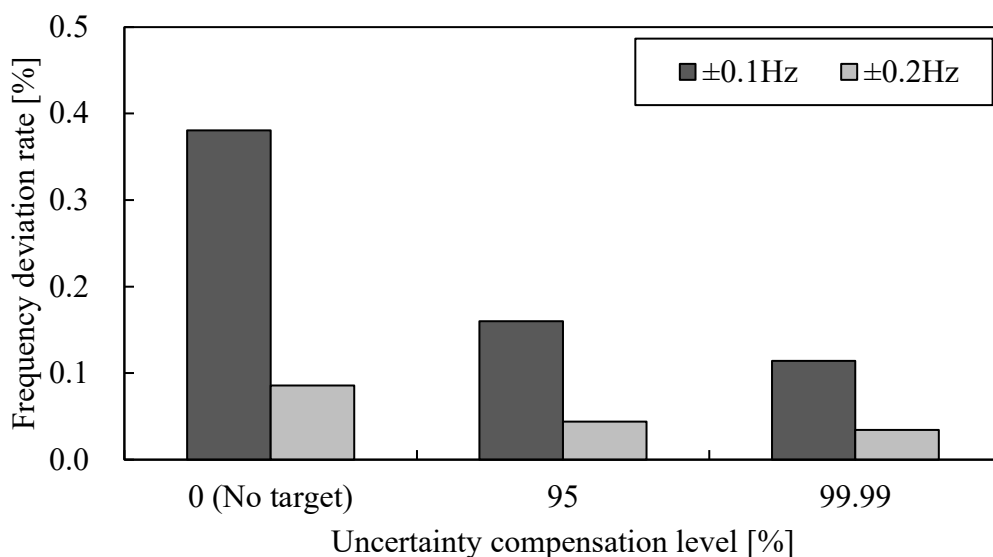


図 4.12 SR_{10} 変更による周波数逸脱率

図 4.13 に SR_{10} 変更による出力変化速度不足発生率を示す。 UCL を増加させるに従い、出力変化速度不足を減少できていることがわかった。

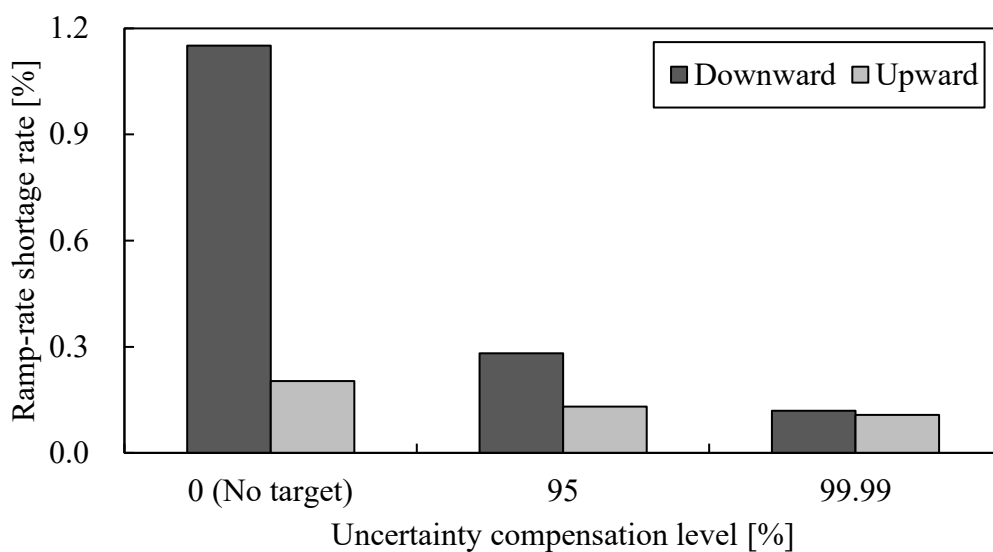


図 4.13 SR_{10} 変更による出力変化速度不足発生率

図 4.14 に SR_{10} 変更による上げ代・下げ代不足発生率を示す。出力調整可能容量不足については、起動中の出力の中で調整力を確保する制御のため変化はないことがわかった。

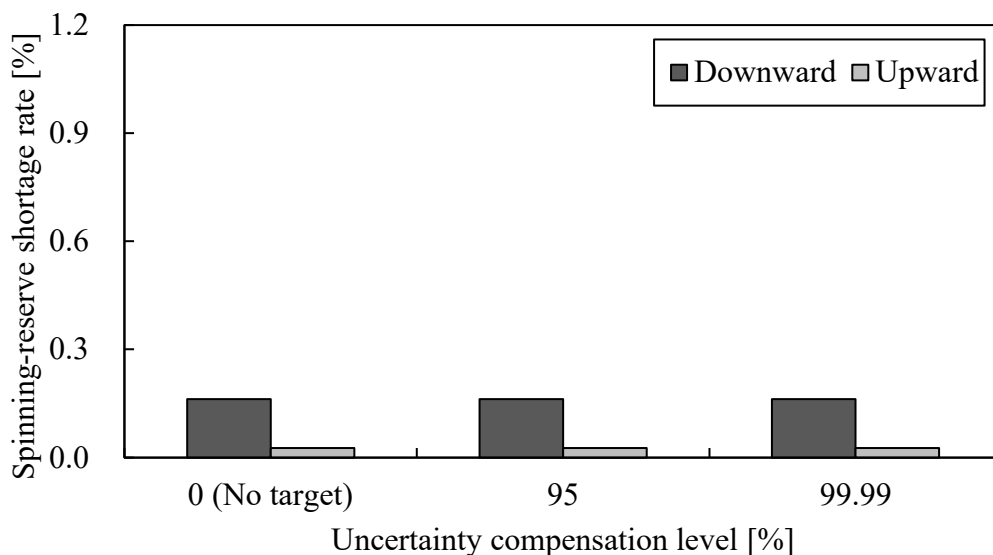


図 4.14 SR_{10} 変更による上げ代・下げ代不足発生率

図 4.15 に SR_{10} 変更による燃料コスト (UCL が 0% (確保目標値なし) における需給制御との差分) を示す。不确实性補償レベルを増加させると、部分負荷運転の発電機が増えることで、燃料コストが増加することがわかった。

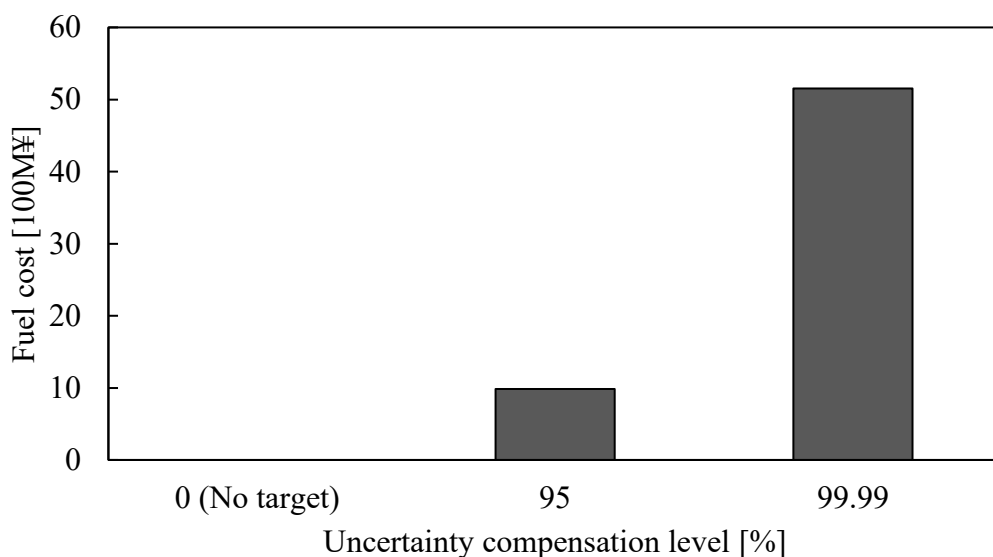


図 4.15 SR_{10} 変更による燃料コスト

4.5.4 太陽光発電の出力制御による対策評価

図 4.16 に PV の出力制御による周波数逸脱率を示す。3 種類予測の場合は、出力制御すると「周波数逸脱率 ($\pm 0.2\text{Hz}$)」を 0.0057%に抑制できることがわかった (P3_R20_w/ Sup)。

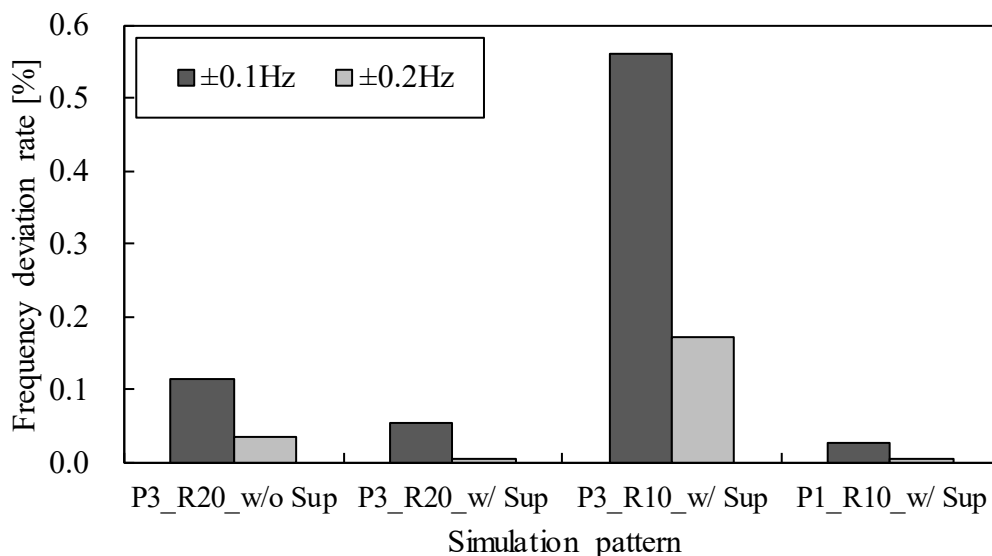


図 4.16 PV の出力制御による周波数逸脱率

図 4.17 に PV の出力制御による出力変化速度不足発生率を示す。P3_R20_w/o Sup と P3_R20_w/ Sup を比較すると、残余需要と最小出力の差分が 0 となるまでしか PV 出力制御をしないため、出力変化速度不足は解消されないことがわかった。

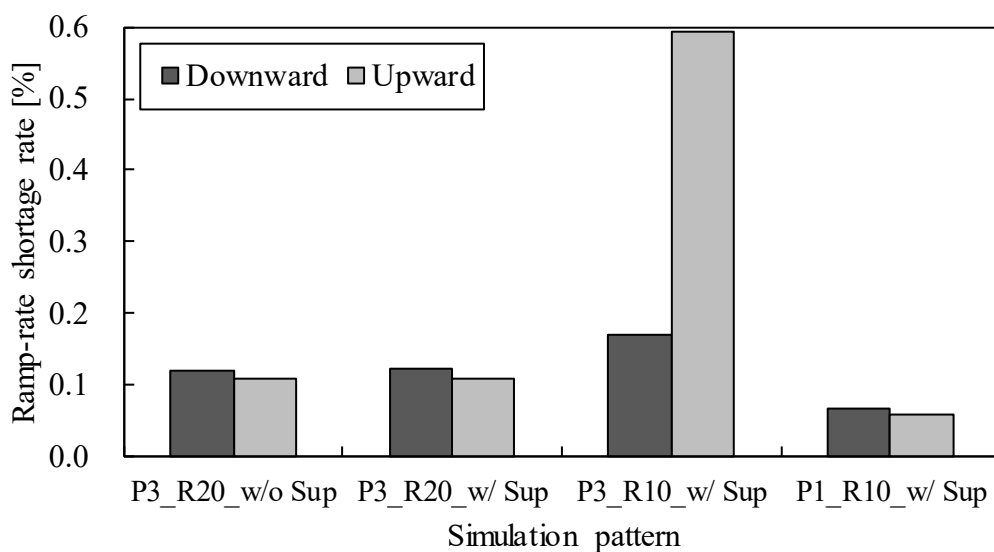


図 4.17 PV の出力制御による出力変化速度不足発生率

図 4.18 に PV の出力制御による上げ代・下げ代不足発生率を示す。3 種類予測の場合は、出力制御すると下げ代不足を解消できることがわかる (P3_R20_w/ Sup)。また、P3_R20_w/ Sup と P3_R10_w/ Sup を比較することで、予備率が増えると上げ代不足を解消できることがわかった。上げ代不足回避予測の場合は、出力制御をすると上げ代・下げ代不足とも発生しないため、周波数偏差を最も抑制できることがわかった (P1_R10_w/ Sup)。

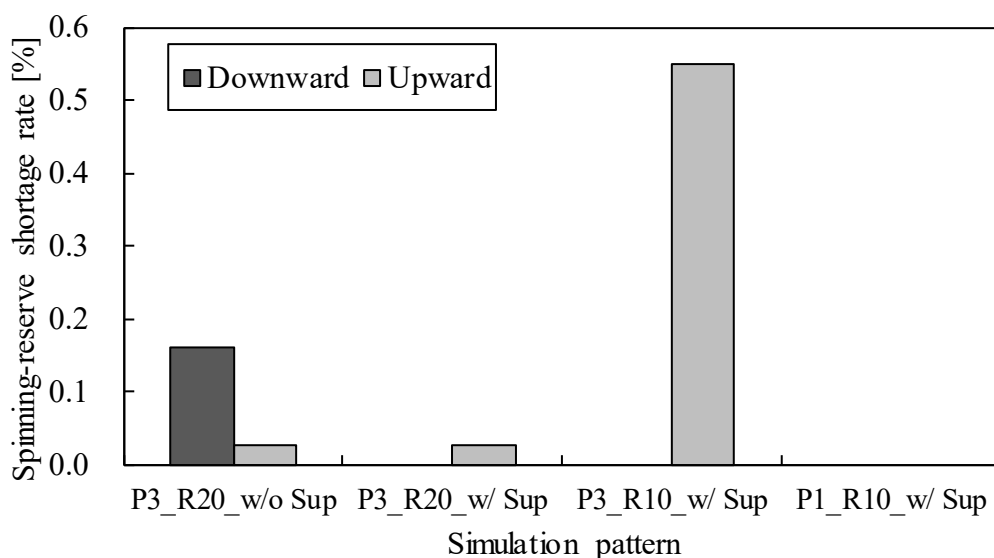


図 4.18 PV の出力制御による上げ代・下げ代不足発生率

図 4.19 に PV の出力制御による燃料コスト (P3_R20_w/o Sup における需給制御との差分) を示す。P3_R20_w/o Sup と P3_R20_w/ Sup の燃料コストが変わらないのは、出力制御をしても火力発電機の出力に影響を与えないからである。P3_R20_w/ Sup と P1_R10_w/ Sup の燃料コストが、P3_R10_w/ Sup より高いのは、それぞれ供給予備率が増加しているからである。最後に P3_R20_w/ Sup の燃料コストが、P1_R10_w/ Sup より高い理由について以下に述べる。昼間の時間帯は両者とも大きな予備率を確保している。P3_R20_w/ Sup については、本来は PV 出力増加による対策であるため、昼間帯だけ予備率を 20%以上確保すればよい。しかし、処理の簡便さから昼間帯・夜間帯に関わらず 20%以上を確保しているため、夜間帯の運転台数の増加により燃料コストが増加したと考えられる。

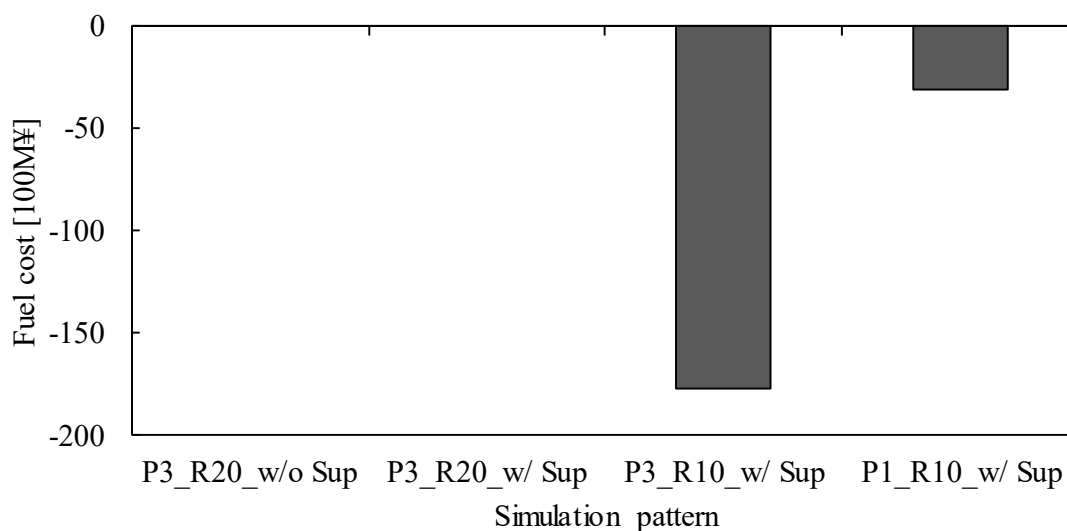


図 4.19 PV の出力制御による燃料コスト

4.5.5 各方法による対策評価

これまでに検討した各対策を順次追加した時の影響をまとめて評価する。以下に基本ケース M_0 に加えて、対策を含むモデル M_1~M_4 について、追加する対策とともに以下に記載し、さらに一覧表を表 4.2 にまとめる。

- M_0 : 対策なしの需給制御モデル
- M_1 : M_0 + 揚水発電の運用時間帯 (Psel_Gsel)
- M_2 : M_1 + 供給予備率 (20%)
- M_3 : M_2 + SR₁₀ (UCL = 99.99%)
- M_4 : M_3 + PV 出力制御

表 4.2 各方法による対策評価

	Pumped-storage operation (Psel_Gsel)	Increasing supply power capacity (20%)	Increasing SR ₁₀ (UCL = 99.99%)	Suppression control of PV
M-0				
M-1	○			
M-2	○	○		
M-3	○	○	○	
M-4	○	○	○	○

周波数逸脱率を図 4.20, エリア A の出力変化速度不足発生率を図 4.21, 上げ代・下げ代不足発生率を図 4.22, 燃料コスト (M_0 における需給制御との差分) を図 4.23 に示す。

負荷平準化を目的とし揚水発電機を運用する M_1 については, 周波数偏差を抑えられるのに加えて燃料コストを大きく低減できることがわかった。

供給予備率を 10%から 20%に増加させる M_2 については, 周波数偏差を低減できた。供給予備率 10%の場合では, 分散型電源の出力予測誤差によって上げ代不足が発生する可能性があり, 分散型電源大量導入時にはそれ以上の供給予備率が必要になることが想像できる。

SR₁₀を確保する M_3 については, 「周波数逸脱率 (±0.2Hz)」を 0.034%にすることができた。出力増減可能な中間出力帯の発電機を複数台用意することで, 出力変化速度不足を大きく減らすことができ, 燃料コストを犠牲にすれば周波数偏差を大きく抑えられることがわかった。すなわち, 出力変化速度を考慮しないと, 単に M_2 のように供給予備率を増やしても, 周波数偏差を十分抑制できないことがわかった。

PV の出力制御による M_4 については, 「周波数逸脱率 (±0.2Hz)」を 0.0057%にすることができた。本対策は下げ代不足に効果があるため, 下げ代不足を多く生じている場合ほど, PV 出力制御は周波数偏差の抑制に効果が期待できる。

このように集中型電源や PV の出力制御によって様々な対策を講じることで, 分散型電源大量導入時でも需給バランスを取ることが可能であると示した。

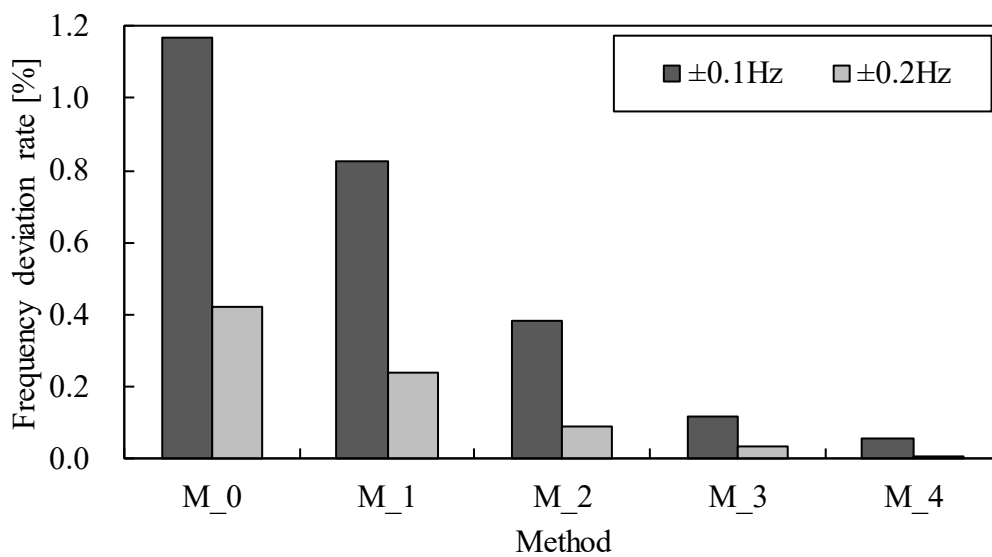


図 4.20 各対策による周波数逸脱率

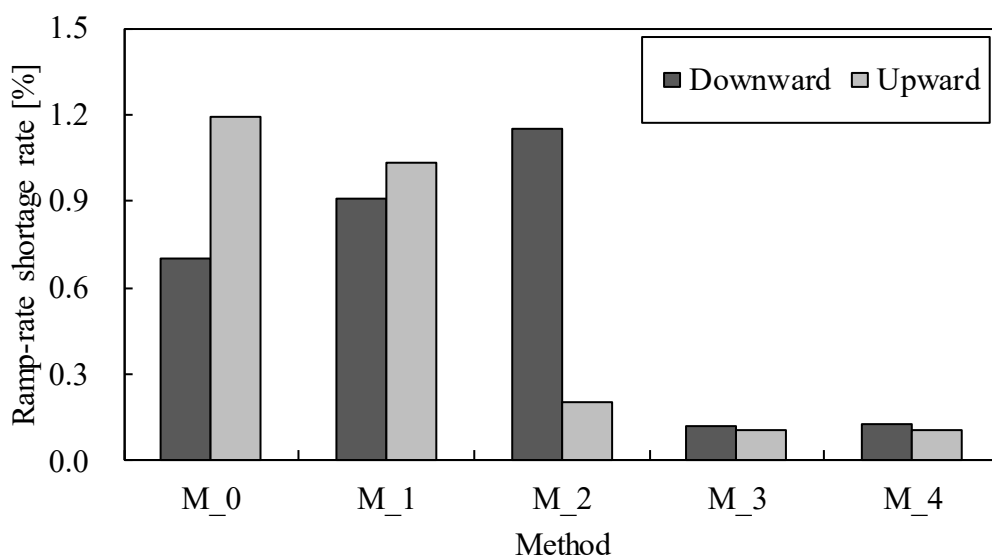


図 4.21 各対策による出力変化速度不足発生率

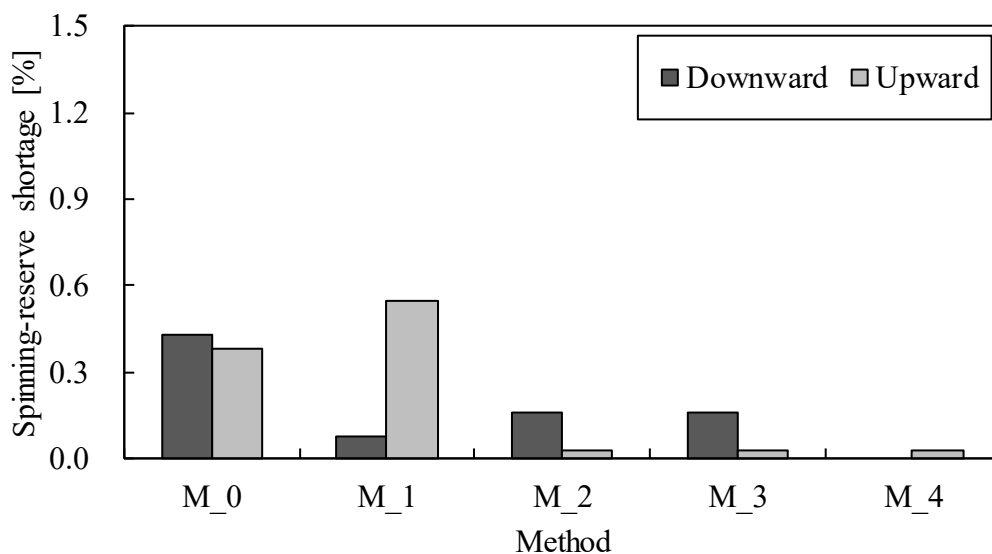


図 4.22 各対策による上げ代・下げ代不足発生率

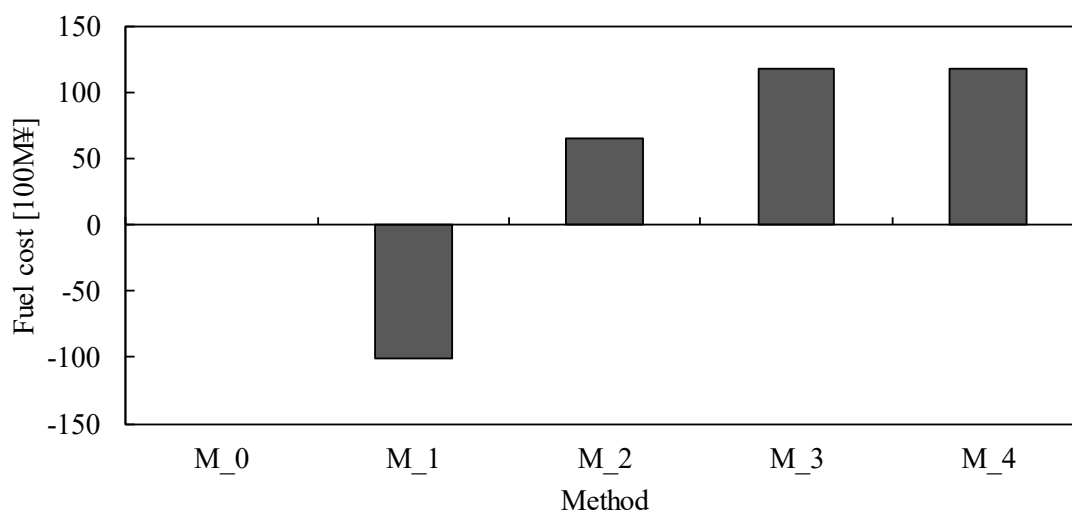


図 4.23 各対策による燃料コスト

4.6 本章のまとめ

本論文では、分散型電源大量導入時において需給制御の対策を講じた際に、周波数偏差（出力変化速度不足，上げ代・下げ代不足）および燃料コストに与える影響について定量的に評価した。対策としては、自地域の集中型電源の調整力確保および分散型電源の出力制御を対象とした。以下に各対策により得られた知見を示す。

- 揚水発電機の運用時間帯変更
 - PV 大量導入時に昼間に揚水運転または発電することで、下げ代不足を低減可能
 - 負荷平準化を目的とした運用をすると、燃料コストを大きく低減可能
- 供給予備率の変更
 - 供給予備率を増加することで、上げ代不足を低減可能
 - 燃料コストを犠牲に周波数偏差を抑制可能
- SR_{10} の変更
 - SR_{10} を増加することで、出力変化速度不足を低減可能
 - 燃料コストを犠牲に周波数偏差を抑制可能
- PV の出力制御
 - PV の出力制御することで、下げ代不足を低減可能

集中型電源や分散型電源によって様々な対策を講じることで、蓄電池などの充放電機能や他地域から融通なしでも、需給バランスを取ることが可能であると示した。しかし、火力発電機における対策を行うと燃料コストが増加し、PV の出力制御を行うと機会損失が発生した。第5章では、集中型電源以外の対策として、地域間連系線の活用による対策の効果やコストを評価し、講じるべき対策を検討していく。

第5章 地域間連系線を活用した広域需給制御による 対策評価

本章では、地域間連系線を活用した広域需給制御による対策を評価する。

5.1 概要

近年、電力広域的運営推進機関の設立や電力小売全面自由化により地域間連系線（以降、連系線と呼ぶ）の重要性が増している。周波数偏差低減や経済的運用のため、連系線活用により電力系統を広域的に需給制御すること（以下、広域需給制御と呼ぶ）が有効である。システムが大きくなると発電機数増加により変動に対する調整力が増加すること、ならし効果により PV や WT などの再生可能エネルギーを利用した電源の出力が平滑化されることが期待される^[77]。また、需給調整市場における広域化による効率化の在り方に関する議論では、広域化のメリットとしてエリア内に限定せず協調運用することでコストが低減されることが挙げられている^[78]。学術論文においても、連系線を活用して電力融通することで経済運用の効果を試算する手法が検討されている^{[79]~[82]}。また、予備力に余裕がある地域から予備力が不足している地域に対して、電力融通することで需給インバランスを解消する手法が検討されている^{[83][84]}。さらに、広域系統運用において出力変動時間、予備力、過渡安定性を確保するため、各指標を多目的に評価する手法が検討されている^[85]。負荷周波数制御の領域においても、他エリアの変動も含めて出力配分値を決定する手法が検討されている^{[86][87]}。しかし、先に挙げた学術論文^{[79]~[87]}において、需給安定性について、出力変化速度不足および、上げ代不足・下げ代不足の双方を考慮して、周波数偏差と連系線潮流偏差を定量的に評価した検討はなされていない。

筆者らは第3章において、PV や WT の出力変動や予測の難しさにより需給制御がどの程度困難となるのか評価するため、経済負荷配分領域の長周期から 10 分間の短周期の変動まで考慮した需給制御モデルを構築した。発電機の出力変化速度不足および、上げ代不足・下げ代不足が要因となり、周波数が大きく変動するとわかった。さらに第4章において、周波数偏差を低減する需給制御の対策とその効果について、定量的に評価した。しかしながら、筆者らの先行研究では、自エリアで需給インバランスを解消する需給制御を模擬しているのみであり、連系線活用により複数エリアを一体で制御する広域需給制御については検討していない。そこで本論文では、筆者らが構築した需給制御モデルをベースとし、広域需給制御の需給安定性（周波数、連系線潮流、出力変化速度不

足、上げ代・下げ代不足)と経済性(燃料コスト)を評価する手法を検討する。単純に広域の燃料コスト順に発電機出力を配分すると、出力が地域間で偏り、連系線容量以上の潮流が発生する場合がある。そのため、連系線容量を考慮した広域需給制御についてもモデルを構築した上で評価する。

5.2 解析条件

本節では解析条件として、発電機データ、太陽光発電、風力発電、需要について説明する。

5.2.1 発電機データ

電力広域的運営推進機関が作成した連系線潮流シミュレーションツールの設備容量を基に、エリアA(東京エリア)、エリアB(東北エリア)における系統規模の発電機データを作成した。エリアA、エリアBにおける各発電機の定格容量と台数を表5.1^[88]、火力発電機の燃料単価を表5.2^[89]に示す。表5.1に記載した発電機の詳細データとして、152機の発電機の定格容量とエリアについて、広域需給制御における起動停止と出力配分の優先順に付録Bの表B.1に示す。

表 5.1 各発電機の定格容量と台数

		Area A		Area B	
		Number	Total Capacity [MW]	Number	Total Capacity [MW]
Nuclear		14	14,000	6	6,000
Hydro	Run-of-river	1	1,500	1	1,500
Thermal	Coal	14	11,900	14	11,900
	LNG	72	32,900	19	7,800
	Oil	9	5,300	2	1,000
Total		110	65,600	42	28,200

表 5.2 火力発電機の燃料単価

	Thermal		
	Coal	LNG	Oil
Variable cost [JP¥/kWh]	5.1	10.0	19.3

5.2.2 太陽光発電

PV の設備容量，出力，出力予測値について説明する。

(1) 設備容量

長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度断面を想定し，エリア A の設備容量を 17,350MW，エリア B の設備容量を 6,800MW とする^[90]。

(2) 出力

2016 年 4 月 1 日～2017 年 3 月 31 日の 1 年間におけるアメダス^[91]の日射量実績データを基に 10 分ごとのデータを作成する。日射量実測を取得可能な地点のデータを用いる。エリア A のデータ取得地点は 6 点，エリア B のデータ取得地点は 7 点である。各エリアのデータ取得地点を表 5.3 に示す。

表 5.3 データ取得地点

Area	Point
Area A	Tokyo
	Choshi
	Tsukuba
	Utsunomiya
	Maebashi
	Kohu
Area B	Aomori
	Akita
	Morioka
	Yamagata
	Sendai
	Fukushima
	Niigata

PV 出力の作成方法を以下に示す。

STEP 1 エリアごとの日射量平均値 X を算出する。

STEP 2 同日の PV 出力の実績データ P_{PV_act} (A エリア 30 分値，B エリア：60 分値)^{[92][93]}と電力量が等しくなるように，各時間断面の X を定数 C_1 倍した値を P_{PV_2016} とする ($W/m^2 \rightarrow W$ に変換)。すなわち，(5.1)式を満たすように C_1 を決定した上で，(5.2)式より P_{PV_2016} を算出する。

$$\sum_{i=1}^T P_{PV_act}(t) = \sum_{i=1}^T (C_1 \times X(t)) \quad (5.1)$$

$$P_{PV_2016}(t) = C_1 \times X(t) \quad (5.2)$$

ただし、

$t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 min]

STEP 3 2016年度断面を2030年度断面とするために、 P_{PV_2016} に対して、「2030年度の設備容量/ P_{PV_2016} の最大値」を乗じることで、PV出力 (P_{PV}) を作成する。

(3) 出力予測値

エリア A については、同日の PV 出力予測データ (30 分値)^[92]に対して、「2030年度の設備容量/ P_{PV_2016} の最大値」を乗じることで、PV 出力予測値 (P_{PV_fore}) を作成する。エリア B については、12:00 を出力の頂点とする sin カーブを 3 種類 (頂点が設備容量×0.1, 0.5, 0.9) 作成し、各日の実績電力量が最も近い sin カーブを予測値とする。

5.2.3 風力発電

風力発電 (Wind Turbine generation, WT) の設備容量, 出力, 出力予測値について説明する。

(1) 設備容量

長期エネルギー需給見通しにおける 2030 年度断面を想定し、エリア A の設備容量を 470MW, エリア B の設備容量を 5,790MW とする^[90]。

(2) 出力

2016 年 4 月 1 日～2017 年 3 月 31 日の 1 年間におけるアメダス^[91]の風速実績データを基に 10 分ごとのデータを作成する。2017 年度末で 10MW 以上のウィンドファームが設置され、当設置指定に近い地点の風速データを用いる。エリア A のデータ取得地点は 6 点, エリア B のデータ取得地点は 19 点である。各エリアのデータ取得地点を表 5.4 に示す。

表 5.4 データ取得地点

Area	Point
Area A	Daigo
	Kashima
	Choshi
	Inatori
	Irozaki
Area B	Oma
	Odanosawa
	Goshogawara
	Noheji
	Rokkasho
	Fukaura
	Noshiro
	Oga
	Ogata
	Akita
	Honjo
	Nikaho
	Kuzumaki
	Kamaishi
	Sakata
	Wakamatsu
	Koriyama
Kawauchi	
Nakajo	

風力発電出力の作成方法を以下に示す。

STEP 1 アメダスの風速データは地上観測のため、(5.3)式を用いてタービン高さでの風速に補正する^{[94][95]}。

$$U_z(t) = U_s(t) \times (Z/Z_s)^p \quad (5.3)$$

ただし、

$t (t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 min]

U_z : 上層風速 [m/s]

U_s : 基準高度の風速 [m/s]

Z : 上層高度 [m]

Z_s : 基準高度 [m]

p : べき指数

STEP 2 風速を出力に変換する ($W/m^2 \rightarrow W$ に変換)。カットイン風速 (3.0m/s) で発電開始し、出力は風速の3乗に比例する。定格風速 (9.0m/s) で定格出力、定格～カットオフ風速 (25.0m/s) 間は定格出力、カットオフ風速より大きい風速の場合は出力しない。

STEP 3 エリアごとに風力発電出力の平均 Y を取る。

STEP 4 同日の WT 出力の実績データ P_{WT_act} (A エリア 30 分値, B エリア : 60 分値) ^{[92][93]} と電力量が等しくなるように、各時間断面の Y を定数倍した値を P_{WT_2016} とする。すなわち、(5.4)式を満たすように C_2 を決定した上で、(5.5)式より $P_{PV_2016}(t)$ を算出する。

$$\sum_{i=1}^T P_{WT_act}(t) = \sum_{i=1}^T (C_2 \times Y(t)) \quad (5.4)$$

$$P_{WT_2016}(t) = C_2 \times Y(t) \quad (5.5)$$

STEP 5 2016 年度断面を 2030 年度断面とするために、 P_{WT_2016} に対して、「2030 年度の設備容量 / P_{WT_2016} の最大値」を乗じることで、WT 出力 (P_{WT}) を作成する。

(3) 出力予測値

エリア A については、同日の WT 出力予測データ (30 分値) ^[92] に対して、「2030 年度の設備容量 / P_{WT_2016} の最大値」を乗じることで、WT 出力予測値 (P_{WT_fore}) を作成する。エリア B については、各日の WT 出力の平均出力を各日の出力予測値とする。

5.2.4 需要

需要については、PV, WT 出力と同期間の 1 年間の需要実績を使用する ^{[92][93]}。2030 年における需要の増減を見通すことは困難なため、2020 年の需要を模擬する。文献[96]を参考に、各時間断面における A エリアの需要実績を 1.065 倍、B エリアの需要実績を 1.053 倍した。需要実績は 1 時間ごとのデータのため、1 時間ごとに直線で結んで 10 分ごとの中間値を線形補完した。エリアごとの最大・最小需要を表 5.5 に示す。PV 出力が需給制御に与える影響を評価するため、需要予測値は需要と同じ値とした。

表 5.5 最大需要および最小需要

	Area A [MW]	Area B [MW]
Maximum load	56,798	14,434
Minimum load	21,560	6,632

5.3 需給制御モデル

本節では需給制御モデルとして、需給制御モデルの概要、発電機起動停止計画、需給バランス調整、周波数・連系線潮流偏差算出、影響評価指標算出について説明する。

5.3.1 需給制御モデルの概要

3.3.1 項で説明した需給制御モデルと比較して、モデルを3エリアから2エリアとする。需給制御全体のフローチャートを図 5.1 に示す。

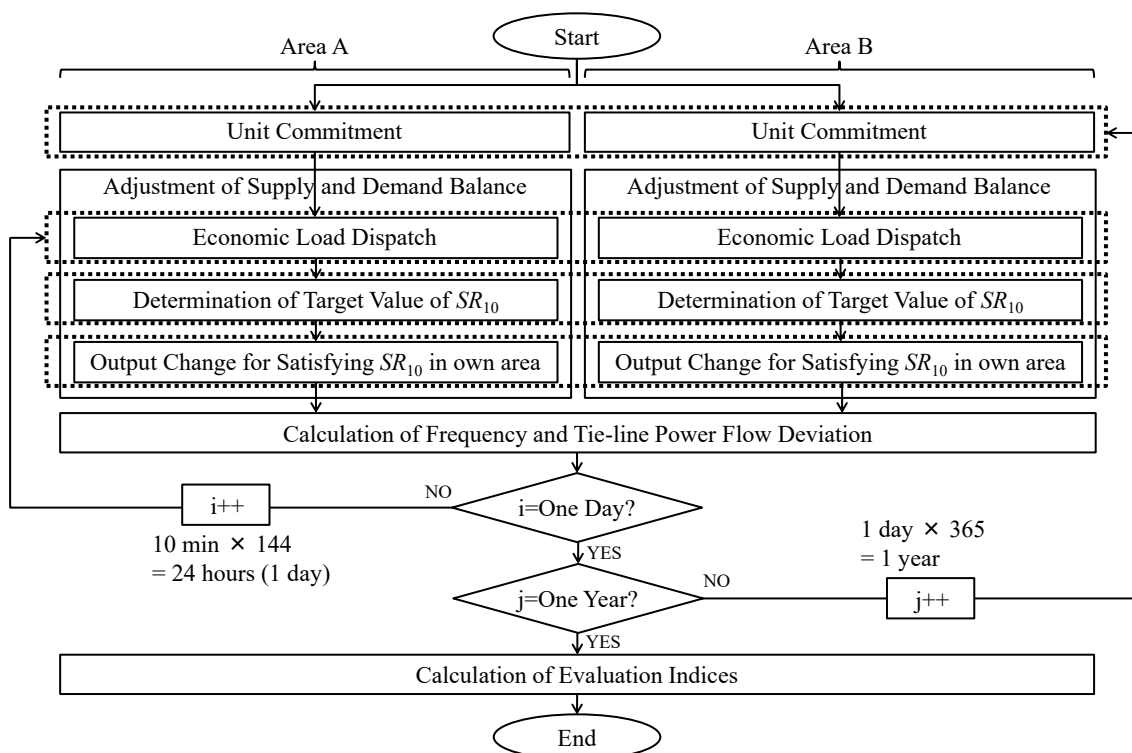


図 5.1 需給制御の全体フローチャート

5.3.2 発電機起動停止計画

3.3.2 項で説明した発電機起動停止計画と比較して、STEP 1 のフローが以下に変更になる。

STEP 1 (5.6)式より需要そのものを残余需要予測値として扱う。これより、最小供給力を PV, WT 出力を考慮しないで決定することになる。

$$L_{resi_fore}(t) = L(t) \quad (5.6)$$

また、3.3.2 項で説明した発電機起動停止計画と比較して、STEP 3 のフローが 3 点変更になる。1 点目は、原子力発電機の稼働台数が全台数の 50% であることである。また、表 5.6, 表 5.7 に示す通り、原子力発電の点検期間が異なることである。2 点目は、STEP 3 の揚水発電機が存在しないことである。3 点目は、(5.7) 式, (5.8) 式に示す通り、LNG 火力発電機の最小運転台数が異なることである。

表 5.6 エリア A の原子力発電機の点検期間

	Month											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
No.1	×	×	×									
No.2							×	×	×			
No.3										×	×	×
No.4												
No.5	×	×	×									
No.6							×	×	×			
No.7										×	×	×

表 5.7 エリア B の原子力発電機の点検期間

	Month											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
No.1										×	×	×
No.2							×	×	×			
No.3	×	×	×									

$$NoL_A \geq 6 \quad (5.7)$$

$$NoL_B \geq 2 \quad (5.8)$$

ただし、

NoL_A : エリア A の LNG 発電機の運転台数

NoL_B : エリア B の LNG 発電機の運転台数

5.3.3 需給バランス調整

需給バランス調整は、「経済負荷配分」、「 SR_{10} 確保目標値算出」、「自エリア出力持替」の3ステップで構成される。3.3.3項で説明した各制約と比較して、揚水発電機が存在しない。各制約を定格容量比で示した値を表5.8に示す。

表 5.8 発電機の定格に対する最大・最小出力および出力変化速度制約

		Maximum output/load [%]	Minimum output/load [%]	Ramp rate [%/10min]
Nuclear		100	100	—
Hydro	Run-of-river	100	100	—
Thermal	Coal	100	30	10
	LNG	100	30	30
	Oil	100	30	30

(1) 経済負荷配分

3.3.3(1)で説明した経済負荷配分と比較して、STEP 3 の揚水発電機が存在しない。

(2) 10 分間運転予備力の確保目標値算出

PV, WT 出力変動に対して不確実性補償レベル (UCL) の確率で変動補償できるように SR_{10} の確保目標値を求める。 SR_{10} の確保目標値を決定するために UCL [%] を設定する。本論文では電力系統の確率論的手法で良く用いられる正規分布の 2σ の信頼区間を想定し、 UCL を 95% とする。

STEP 1 4.4.3(1)のSTEP 1と同じとする。1年間のPV出力の統計データを図5.2に示す。図5.3では、 UCL が95%の確率でPV出力変動を補償可能な容量として $\Delta P_{tar_PV(\%)}$ [%] を算出する。

STEP 2 4.4.3(1)のSTEP 2と同じとする。

STEP 3 WT出力変動に対する SR_{10} の確保目標値 ($\Delta P_{tar_WT(MW)}$ [MW]) は、5.2.3(2)で作成した1年間のWT出力変動のうち、9:00~14:50における統計データを基に決定される。この統計データを図5.3に示す。図5.3では、 UCL が95%の確率でWT出力変動を補償可能な容量として $\Delta P_{tar_WT(\%)}$ [%] を算出する。図5.3の縦軸は出力変動増加、減少方向それぞれにおける、現在の出力と10分後の出力の差のうち95%の値である。ここで、出力変動は定格出力のWT出力で除した値である。図5.3の横軸は定格出力に対する出力の大きさによる出力変化量・方向を考慮

するため、10%ごとに分けられている。

STEP 4 定格出力との比率である $\Delta P_{tar_WT(\%)}[\%]$ から実際の大きさである $\Delta P_{tar_WT(MW)}[MW]$ に変換するのは、図 5.3 の値を参照に、(5.9)式を用いることで計算される。

$$\Delta P_{tar_WT(MW)}(t) = P_{WT_theo(MW)}(t) \times P_{tar_WT(\%)}(t) \quad (5.9)$$

ただし、

$t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]

$P_{WT_theo(MW)}$: 設備容量 [MW]

STEP 5 需要変動に対する SR_{10} の確保目標値 ($\Delta P_{tar_load(MW)}[MW]$) を含めた変動合計に対する SR_{10} の確保目標値 ($SR_{10_tar}[MW]$) は代数的手法を用いて(5.10)式で求める。需要についても 95%の確率で変動補償できる値を用いる。

$$SR_{10_tar}(t) = \sqrt{\Delta P_{tar_PV(MW)}(t)^2 + \Delta P_{tar_WT(MW)}(t)^2 + \Delta P_{tar_load(MW)}(t)^2} \quad (5.10)$$

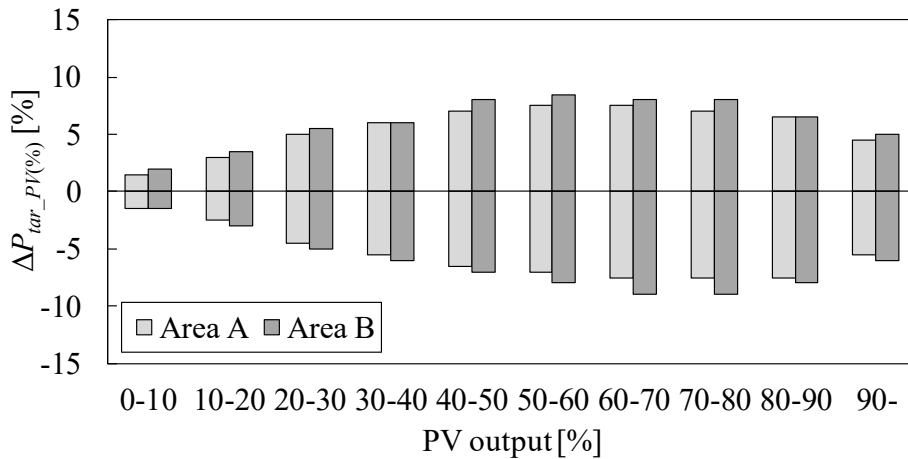


図 5.2 1年間の PV 出力の統計データ

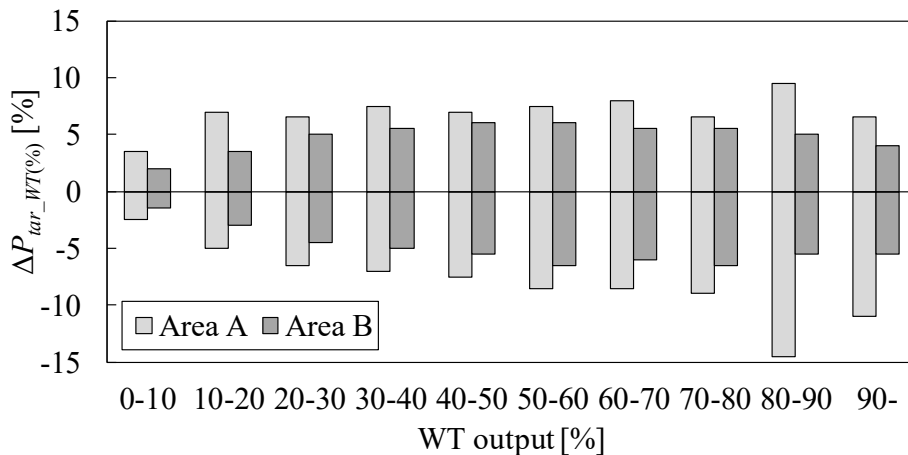


図 5.3 1年間の WT 出力の統計データ

(3) 自エリア出力持替

4.4.3(2)と同じとする。

5.3.4 周波数・連系線潮流偏差算出

図 3.10 の 2 地域連系システムにおいて(5.11)(5.12)式を用いて, (5.13)式より周波数偏差, (5.14)式よりエリア間の連系線潮流偏差を算出する。需給バランス調整にて生じた各エリアの需給インバランスと系統定数 (正味需要に対して 10%MW/Hz) を用いて算出する。

$$\Delta P_A(t) = K_A(t)\Delta f(t) + \Delta P_{TAB}(t) \quad (5.11)$$

$$\Delta P_B(t) = K_B(t)\Delta f(t) - \Delta P_{TAB}(t) \quad (5.12)$$

$$\Delta f(t) = (\Delta P_A(t) + \Delta P_B(t)) / (K_A(t) + K_B(t)) \quad (5.13)$$

$$\Delta P_{TAB}(t) = (K_B(t)\Delta P_A(t) - K_A(t)\Delta P_B(t)) / (K_A(t) + K_B(t)) \quad (5.14)$$

ただし,

- $t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]
- ΔP_A : エリア A の系統の需給インバランス [MW]
- ΔP_B : エリア B の系統の需給インバランス [MW]
- K_A : 系統定数 [10%MW/Hz]
- K_B : 系統定数 [10%MW/Hz]
- Δf : 周波数偏差 [Hz]
- ΔP_{TAB} : エリア間の連系線潮流偏差 [MW]
(エリア A からエリア B の向きが正方向)

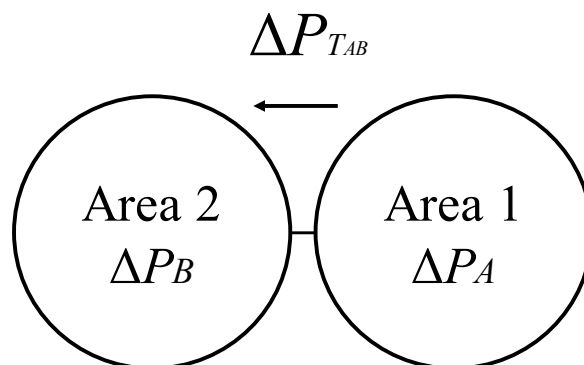


図 5.4 2 地域連系システム

5.3.5 影響評価指標算出

以下の指標を用いて, 周波数偏差および, 連系線潮流偏差に関する対策効果

を評価する。

■ 周波数偏差の指標

3.3.5(I)と同じとする。

■ 連系線潮流偏差の指標

- (I) 連系線潮流逸脱率 [%] : 2019 年時点における東北東京間連系線容量 5.73GW^[97]の範囲から逸脱する割合 (2027 年における設備増強予定を考慮した東北東京間連系線容量 10.28GW^[97]の年間評価も実施)

■ 経済性の指標

4.3.5(I)と同じとする。

■ 需給インバランスの指標

3.3.5(IV)~(VII)と同じとする。

5.4 地域間連系線を活用した広域需給制御

広域需給制御モデルの概要と連系線容量を考慮した需給バランス調整について説明する。

5.4.1 広域需給制御モデルの概要

広域需給制御モデルのフローチャートを図 5.5 に示す。従来の需給制御 (図 5.1) では、各エリアで発電機起動停止計画、需給バランス調整を実施する。一方、広域需給制御 (図 5.5) では、全エリアで発電機起動停止計画、需給バランス調整を実施する。これにより、周波数偏差低減や経済的運用が期待できる。このモデルを用いて、「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」のシミュレーション結果を検証する。「連系線容量考慮なし」の場合、図 5.5 における需給バランス調整の「他エリア出力持替」のステップを省略する。「連系線容量考慮あり」の場合、「他エリア出力持替」のステップを実施する。「他エリア出力持替」は、連系線潮流偏差が連系線容量を超えた場合に、連系線容量を超えた出力をエリア間で持替えるステップであり、5.4.2 で詳細を説明する。

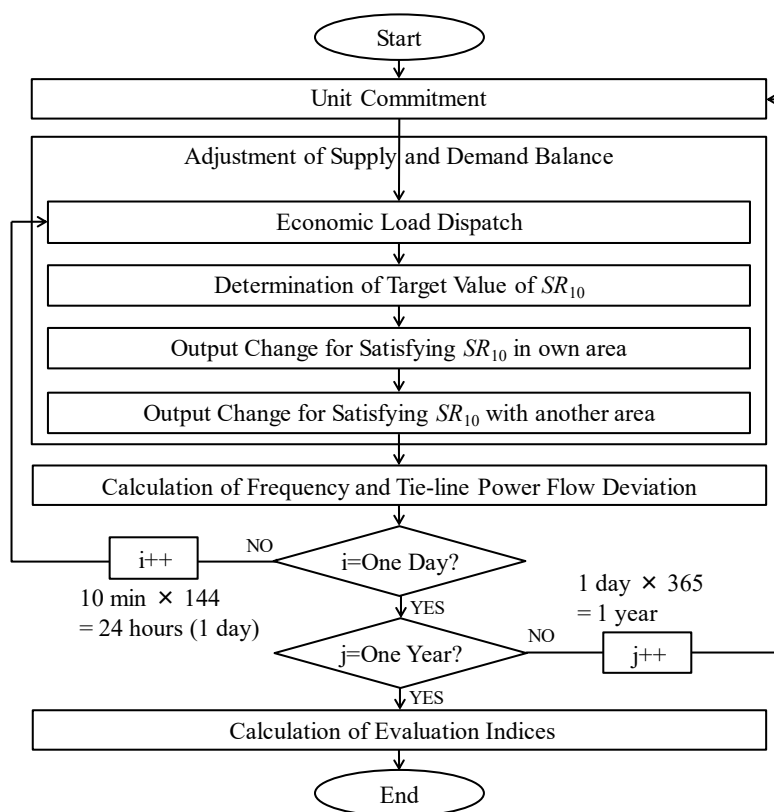


図 5.5 広域需給制御モデルのフローチャート

5.4.2 連系線容量を考慮した需給バランス調整

連系線容量を考慮する需給バランス調整は、「経済負荷配分」、「 SR_{10} 確保目標値算出」、「自エリア出力持替」「他エリア出力持替」の4ステップで構成される。「経済負荷配分」、「 SR_{10} 確保目標値算出」、「自エリア出力持替」については5.3.3と同様である。「他エリア出力持替」について下記で詳細を説明する。

(1) 他エリア出力持替

連系線容量を逸脱した場合に、自エリアと他エリアの発電機の出力を持替える。連系線潮流が他エリア向きであるエリアの発電機出力を下げ、自エリア向きであるエリアの発電機出力を上げる。該当発電機の内、燃料コストの高い順に出力を下げ、燃料コストの安い順に出力を上げる。まず、「自エリア出力持替」で確保した SR_{10+} 、 SR_{10-} が減少しない範囲で出力を持替えた後、 SR_{10+} 、 SR_{10-} が減少しない範囲という制約を除いた上で出力を持替える。他エリア出力持替のフローを図 5.6 を用いて以下に示す。

STEP 1 ΔP_{TAB} が正の値の場合はSTEP 2に進み、負の値の場合はSTEP 9に進む。

STEP 2 現在の連系線潮流 ΔP_{TAB} の絶対値から連系線容量 P_{T_cap} を差引いた値

Tar_{+_ano} を決定する。 Tar_{+_ano} は発電機の出力の持替え幅である。 Tar_{+_ano} が負の値または0の場合、STEP 3～STEP 8 を省略する。

- STEP 3 連系線潮流が他エリア向きのエリア A の発電機において、 SR_{10-} を減少しない範囲で出力を下げる準備として、調整可能幅の合計値 Dow_{+_ano} (下げ側の調整可能幅) を算出する。このフローでは、出力を変えずに Dow_{+_ano} を算出するのみである。
- STEP 4 次に出力を絞る分、連系線潮流が自エリア向きのエリア B の発電機において、 SR_{10+} を減少しない範囲で出力を上げる準備として、調整可能幅の合計値 Up_{+_ano} (上げ側の調整可能幅) を算出する。このフローでは、出力を変えずに Up_{+_ano} を算出するのみである。
- STEP 5 Tar_{+_ano} , Dow_{+_ano} , Up_{+_ano} を比較して、最も小さい値のものを ΔP_{TAB_ano} とする。
- STEP 6 STEP 3 で対象となった発電機の中から燃料コストの高い順に、各発電機の出力変化速度の制約内で ΔP_{TAB_ano} の分だけ出力を下げる。
- STEP 7 STEP 4 で対象となった発電機の中から燃料コストの安い順に、各発電機の出力変化速度の制約内で ΔP_{TAB_ano} の分だけ出力を上げる。
- STEP 8 SR_{10+} , SR_{10-} を減少させない範囲でという制約を除いた上で STEP 2～7 を実施し、フローを終了する。
- STEP 9 ΔP_{TAB} が負の値の場合についても、STEP 2～STEP 8 における正の値の場合と同様に、燃料コストを考慮しながら制約内で可能な限り出力を持替える。

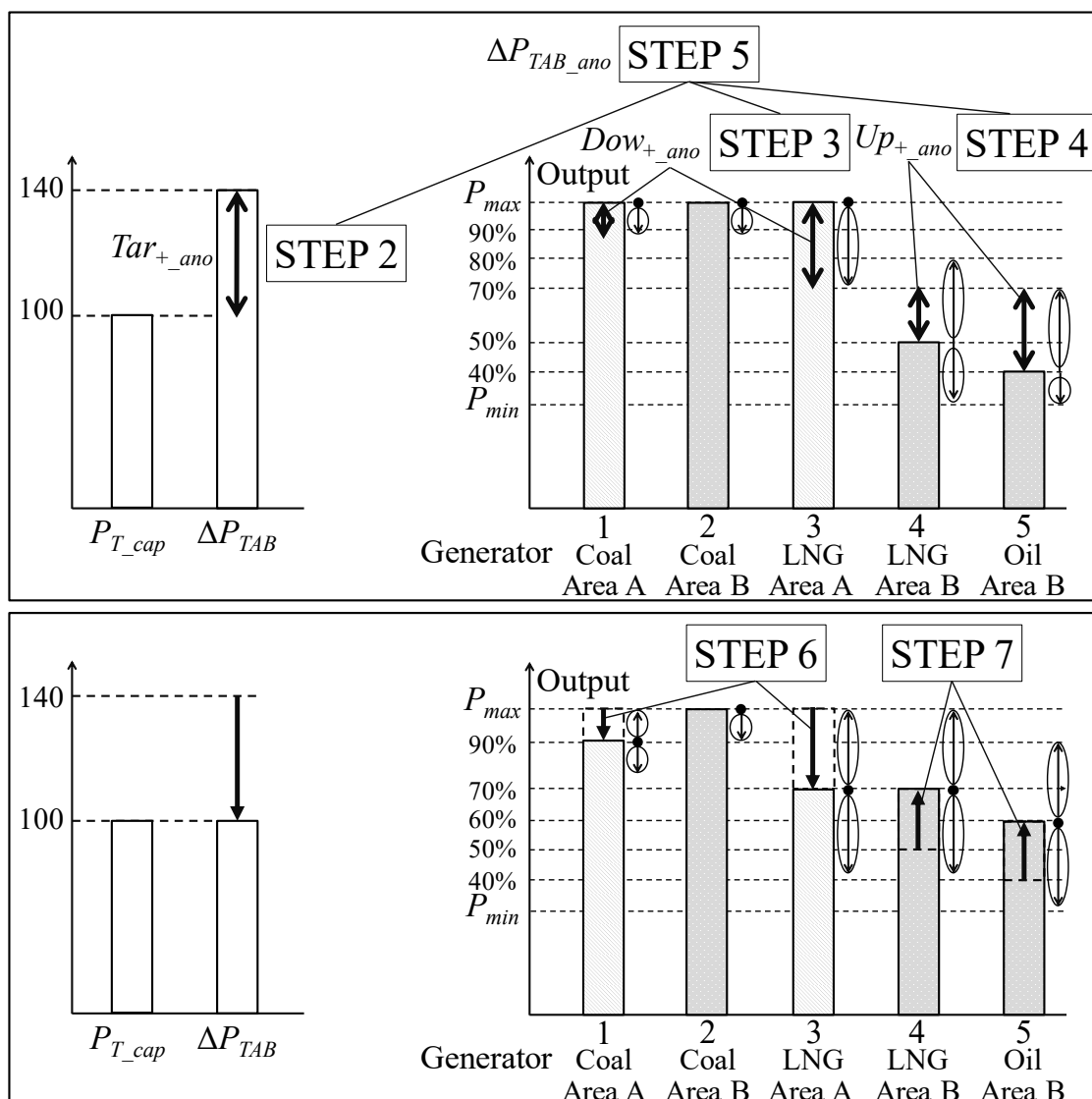


図 5.6 他エリア出力持替のフロー

5.5 シミュレーション結果

本節ではシミュレーション結果について述べる。

5.5.1 広域需給制御（連系線容量考慮なし）による対策評価

過酷日と年間の対策評価について説明する。

(1) 過酷日の対策評価

従来の需給制御，広域需給制御（連系線容量考慮なし），広域需給制御（連系

線容量考慮あり) に関して, 過酷日の結果を検証する。連系線容量は 5.73GW と
して検証する。過酷日は, 低負荷期の 1 月 1 日とする。

従来の需給制御と広域需給制御 (連系線容量考慮なし) の結果を比較する。
周波数偏差を図 5.7 に示す。従来の需給制御については, 14:10 に最大 0.64Hz
の周波数偏差が発生した。広域需給制御については, 全時間帯で周波数偏差が
発生しなかった。

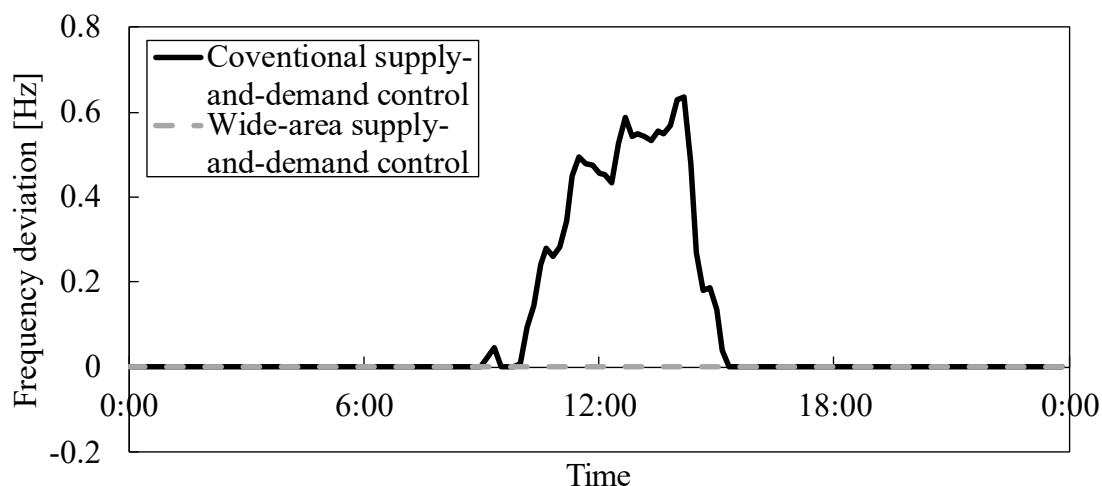


図 5.7 従来の需給制御と広域需給制御 (連系線容量考慮なし) の周波数偏差

連系線潮流偏差を図 5.8 に示す。従来の需給制御については, 14:10 にエリア
B からエリア A に最大 1.54GW の連系線潮流偏差が発生した。広域需給制御に
ついては, 21:00 にエリア B からエリア A に最大 9.48GW の連系線潮流偏差が発
生した。

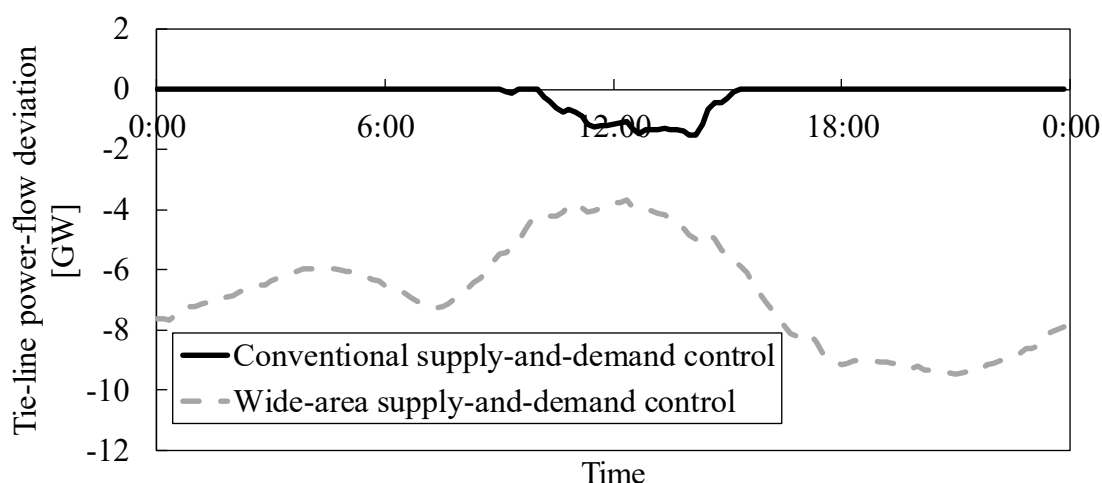


図 5.8 従来の需給制御と広域需給制御 (連系線容量考慮なし)
の連系線潮流偏差

燃料コストを表 5.9 に示す。従来の需給制御の燃料コストは 37.160 億円，広域需給制御の燃料コストは 30.328 億円となった。これらの結果より，広域需給制御によって，従来の需給制御と比較して周波数偏差と燃料コストを低減できるが，連系線潮流偏差が増加することがわかった。

表 5.9 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の燃料コスト

Conventional supply-and-demand control	Wide-area supply-and-demand control
37.160 [100M¥]	30.328 [100M¥]

次に，周波数偏差と連系線潮流偏差の原因を確認するため，従来の需給制御におけるエリア A の発電機出力を図 5.9，エリア B の発電機出力を図 5.10，広域需給制御の発電機出力を図 5.11 に示す。出力の他，最大・最小出力，出力変化速度を考慮した最大・最小出力も示す。図 5.9 より従来の需給制御におけるエリア A では，全時間帯で需給インバランスが発生しなかった。図 5.10 より従来の需給制御におけるエリア B では，10:00～15:10 に残余需要が発電機の最小出力を下回り，下げ代不足が発生した。図 5.11 より広域需給制御では，全時間帯で需給インバランスが発生しなかった。これらの結果より，広域需給制御によって，エリア B で発生した下げ代不足が解決されることがわかった。これは，エリア B で発生したインバランスをエリア A を含めた全エリアで解消できたためである。

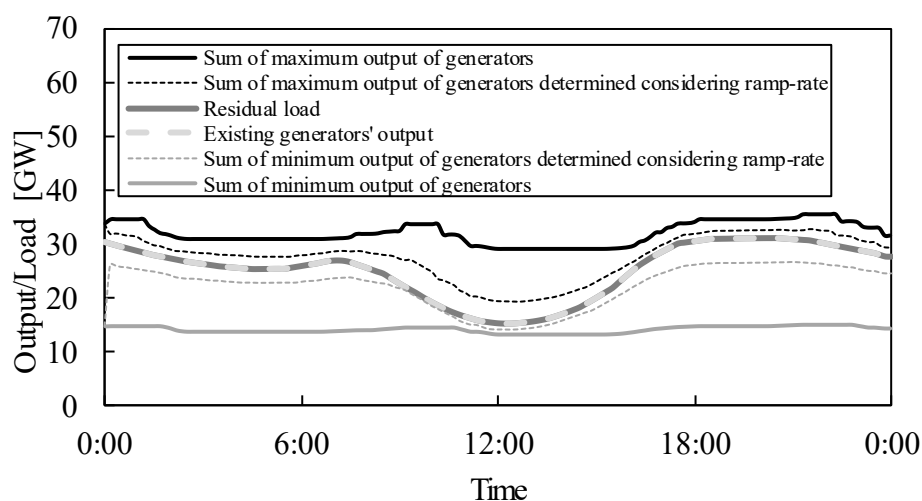


図 5.9 従来の需給制御の発電機出力（エリア A）

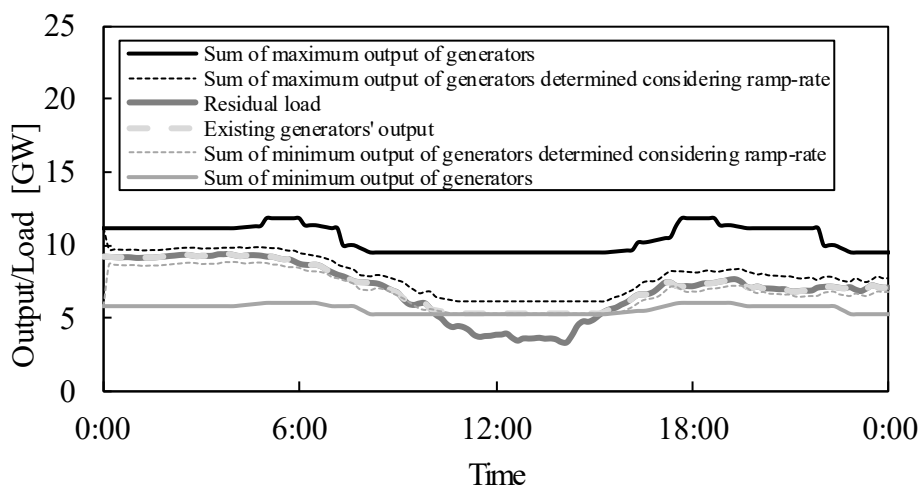


図 5.10 従来の需給制御の発電機出力 (エリア B)

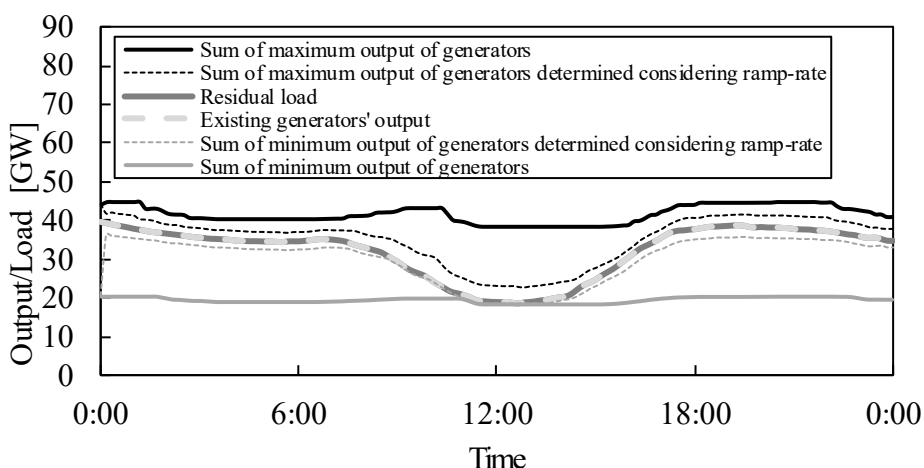


図 5.11 広域需給制御の発電機出力

(2) 年間の対策評価

従来の需給制御，広域需給制御（連系線容量考慮なし），広域需給制御（連系線容量考慮あり）に関して，年間の結果を検証する。連系線容量は 5.73GW，10.28GW の両パターンで検証する。周波数逸脱率を図 5.12，連系線潮流逸脱率を図 5.13，燃料コスト（従来の需給制御との差分）を図 5.14，出力変化速度不足発生率を図 5.15，上げ代・下げ代不足発生率を図 5.16 に示す。

従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の結果を比較する。周波数逸脱率は，広域需給制御によって低減できた。これは，出力変化速度不足，上げ代・下げ代不足を低減できた理由に同じであり，次段落で説明する。連系線潮流逸脱率は，広域需給制御によって増加した。これは，全エリアの燃

料単価順に基づいた出力配分により、各エリアの残余需要が発電機出力と一致しないためである。燃料コストは、広域需給制御によって低減できた。これは、エリア内に限定しない協調運用により、燃料単価の安い発電機の出力を増加できたためである。

従来の需給制御において、エリア B で発生した出力変化速度不足（下げ側）と下げ代不足は、広域需給制御によって低減できた。これは、PV、WT 出力による供給過剰の多いエリア B から需要の大きいエリア A に継続的に送電することによって、全エリアで需給インバランスを解消できたためと考えられる。なお、出力変化速度不足（上げ側）と上げ代不足は、最小供給力を PV、WT 出力を考慮しないで決定したため、発生しなかった。

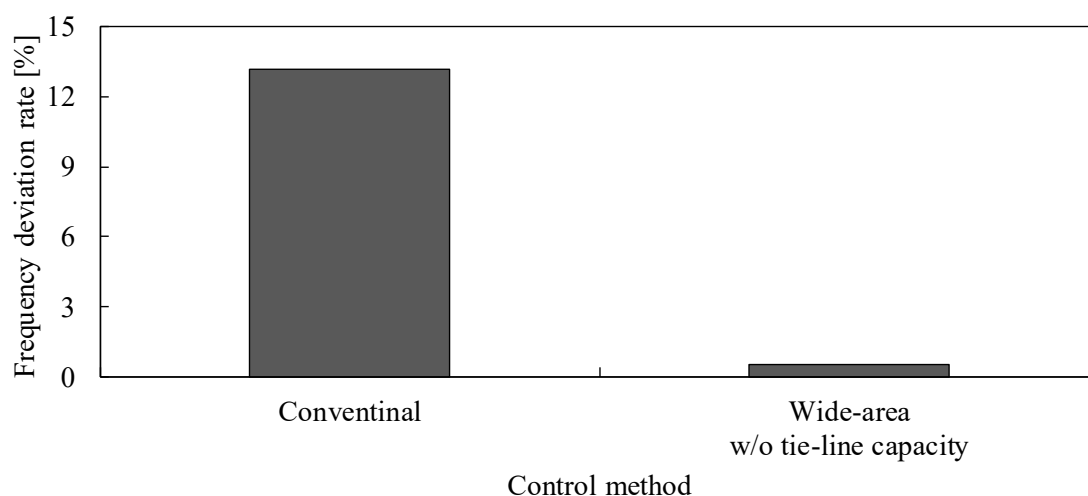


図 5.12 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の周波数逸脱率

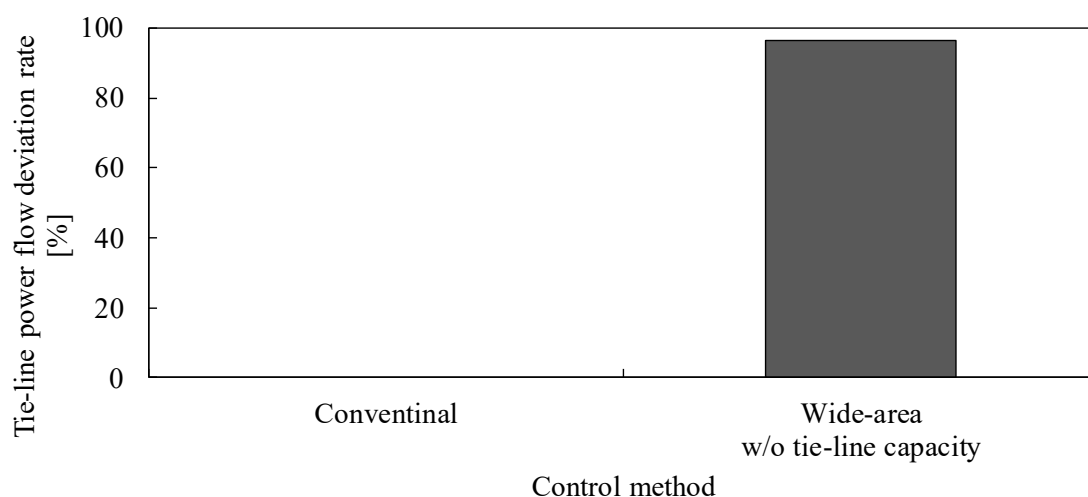


図 5.13 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の連系線潮流逸脱率

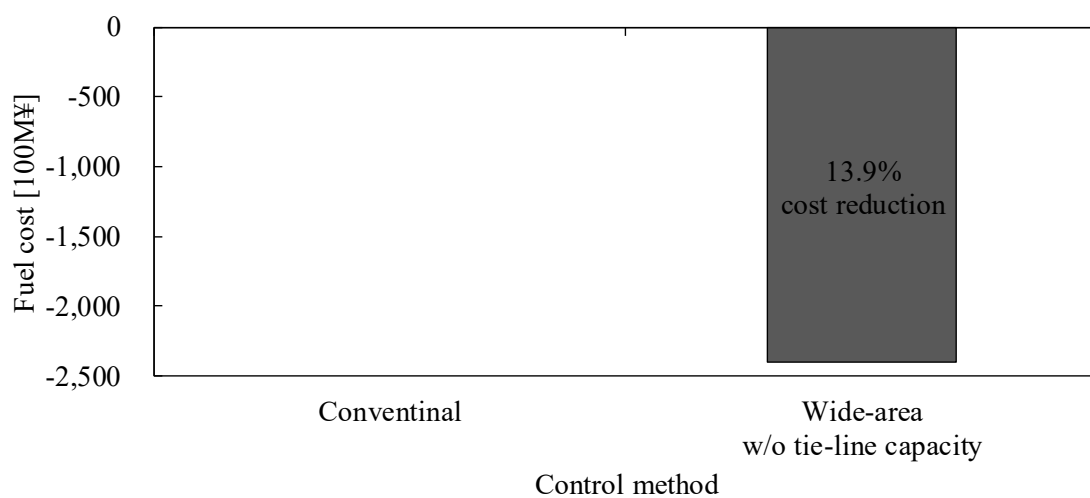


図 5.14 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の燃料コスト

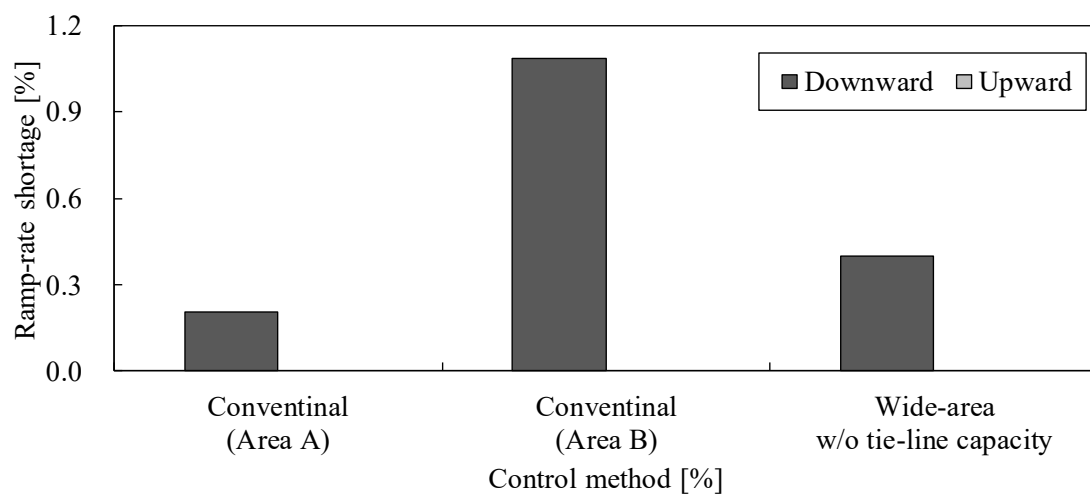


図 5.15 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の出力変化速度不足発生率

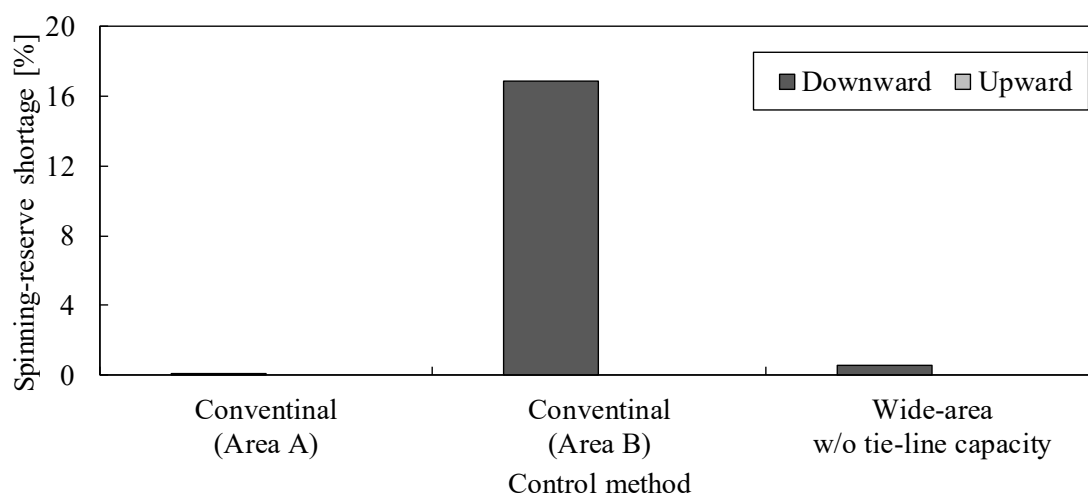


図 5.16 従来の需給制御と広域需給制御（連系線容量考慮なし）の上げ代・下げ代不足発生率

5.5.2 広域需給制御（連系線容量考慮あり）による対策評価

過酷日と年間の対策評価について説明する。

(1) 過酷日の対策評価

従来の需給制御，広域需給制御（連系線容量考慮なし），広域需給制御（連系線容量考慮あり）に関して，過酷日の結果を検証する。連系線容量は 5.73GW として検証する。過酷日は，低負荷期の 1 月 1 日とする。

広域需給制御における「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の結果を比較する。周波数偏差を図 5.17 に示す。「連系線容量考慮なし」については，全時間帯で周波数偏差が発生しなかった。「連系線容量考慮あり」についても，全時間帯で周波数偏差が発生しなかった。

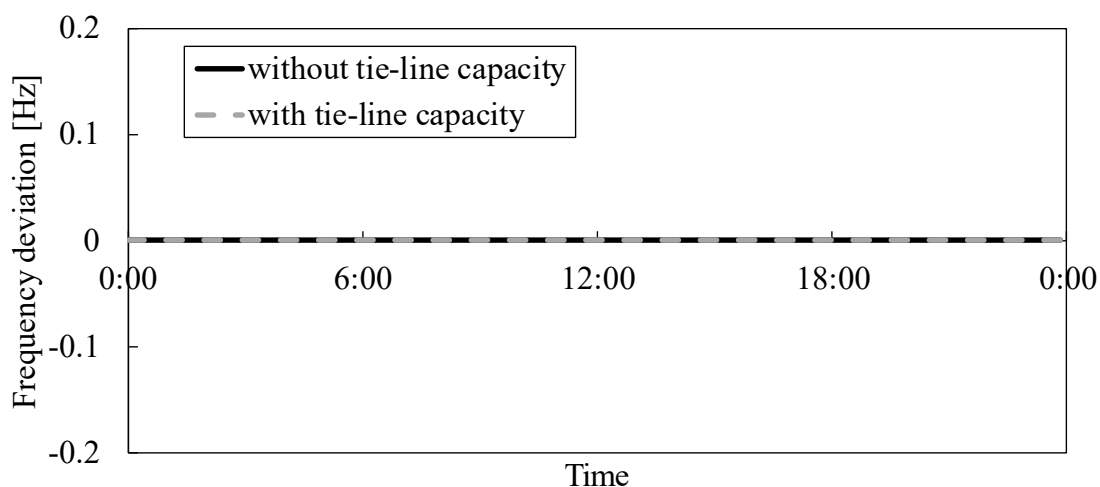


図 5.17 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の周波数偏差

連系線潮流偏差を図 5.18 に示す。「連系線容量考慮なし」については、21:00 にエリア B からエリア A に最大 9.48GW の連系線潮流偏差が発生した。「連系線容量考慮あり」については、全時間帯で連系線潮流を連系線容量 5.73GW 以下まで低減できた。

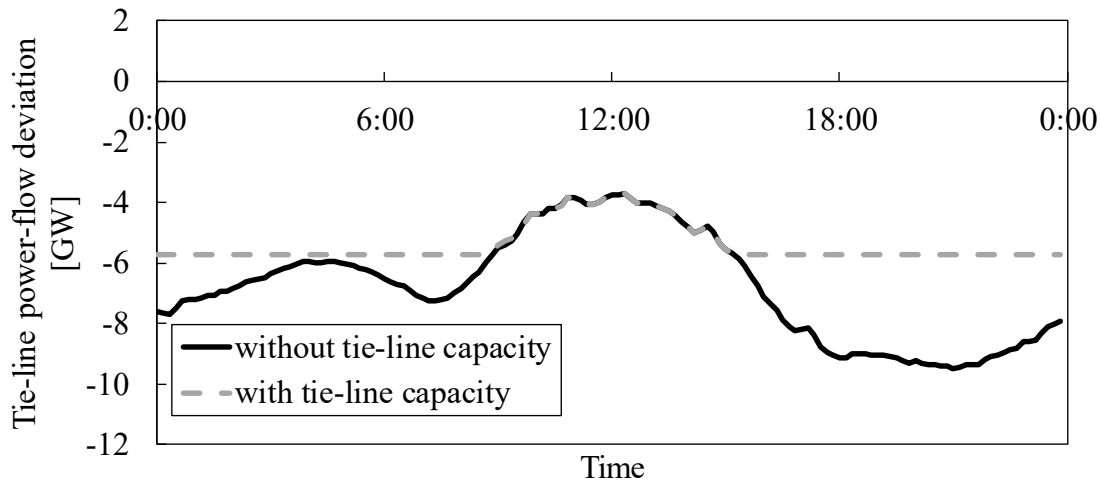


図 5.18 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の連系線潮流偏差

燃料コストを表 5.9 に示す。「連系線容量考慮なし」の燃料コストは 30.328 億円、「連系線容量考慮あり」の燃料コストは 31.784 億円となった。これらの結果より、「連系線容量考慮あり」によって、燃料コストは増加するが、周波数偏差は変化しないまま、連系線潮流偏差を低減できることがわかった。

表 5.10 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の燃料コスト

Conventional supply-and-demand control	Wide-area supply-and-demand control
30.328 [100M¥]	31.784 [100M¥]

次に、発電機出力持替を確認するため、「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」におけるエリア A の発電機出力を図 5.19、エリア A の発電機出力を図 5.20 に示す。出力の他、最大・最小出力も示す。図 5.19 よりエリア A では、「連系線容量考慮あり」は、「連系線容量考慮なし」と比較して発電機出力が増加した。図 5.20 よりエリア B では、「連系線容量考慮あり」は、「連系線容量考慮なし」と比較して発電機出力が減少した。これらの結果より、「連系線容量考慮あり」によって、エリア間の発電機出力持替が発生したことがわかった。

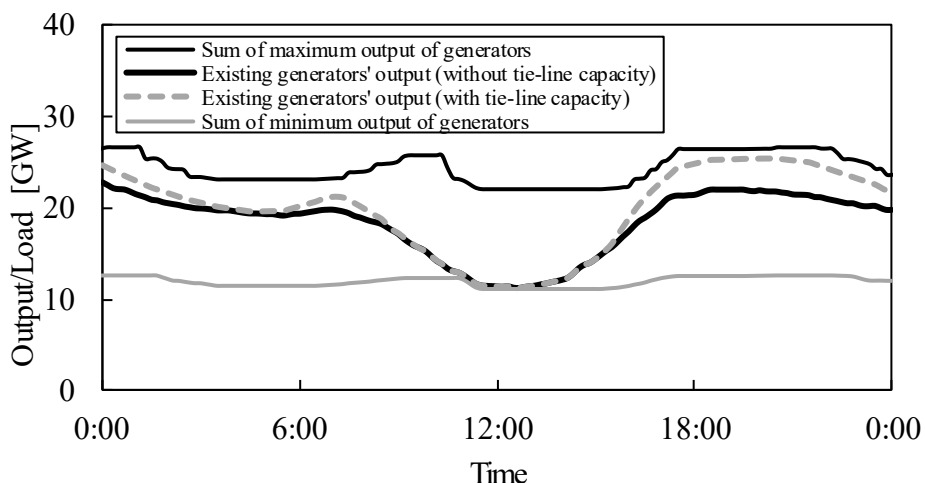


図 5.19 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の発電機出力 (エリア A)

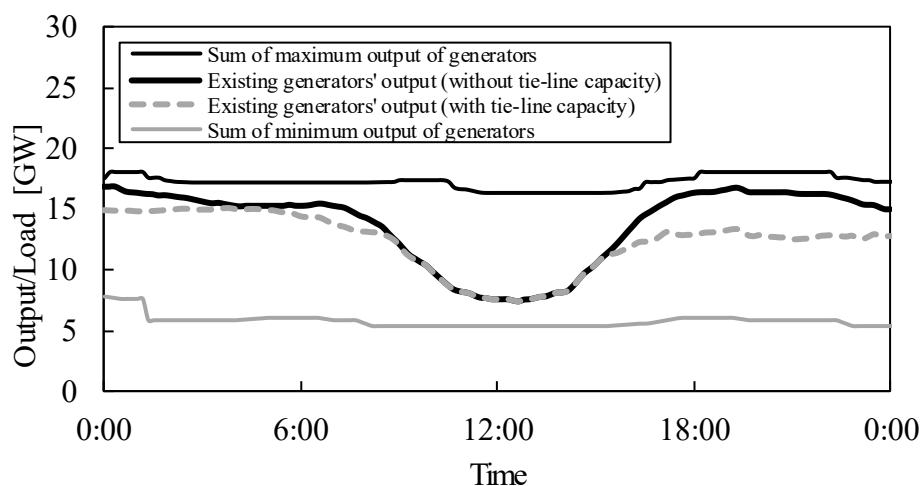


図 5.20 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の発電機出力（エリア B）

(2) 年間の対策評価

従来の需給制御，広域需給制御（連系線容量考慮なし），広域需給制御（連系線容量考慮あり）に関して，年間の結果を検証する。連系線容量は 5.73GW，10.28GW の両パターンで検証する。周波数逸脱率を図 5.21，連系線潮流逸脱率を図 5.22，燃料コスト（従来の需給制御との差分）を図 5.23，出力変化速度不足発生率を図 5.24，上げ代・下げ代不足発生率を図 5.25 に示す。

広域需給制御における「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の結果を比較する。なお，連系線容量が 10.28GW の「連系線容量考慮あり」の場合，「連系線容量考慮なし」と同じ結果となった。連系線容量が 10.28GW の場合，全エリアの燃料単価順に基づき出力配分しても，連系線潮流逸脱しなかったためである（図 5.22 では，連系線容量が 5.73GW の場合の連系線潮流逸脱率を示す）。以下では，連系線容量が 5.73GW の「連系線容量考慮あり」の結果を考察する。

周波数逸脱率は，「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」ではほぼ変わらなかった。結果が若干異なるのは，出力変化速度不足を低減できた理由に同じであり，次段落で説明する。連系線潮流逸脱率は，「連系線容量考慮あり」によって低減できた。これは，エリア間で連系線容量を超えないようにエリア間で発電機の出力を持替えたためである。燃料コストは，「連系線容量考慮あり」によって増加した。これは，出力を持替えにおいて，エリア A で燃料単価の高い発電機の出力を上げ，エリア B で燃料単価の安い発電機の出力を下げることになったためである。

出力変化速度不足（下げ側）は，「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮

あり」でほぼ変わらなかった。結果が若干異なるのは、各発電機の出力が変更されたことで、 SR_{10} の確保量も変更されたためと考えられる。下げ代不足は、「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」で同じ結果となった。これは、発電機起動停止計画が変わらないためである。なお、出力変化速度不足（上げ側）と上げ代不足は、最小供給力をPV、WT出力を考慮しないで決定したため、発生しなかった。

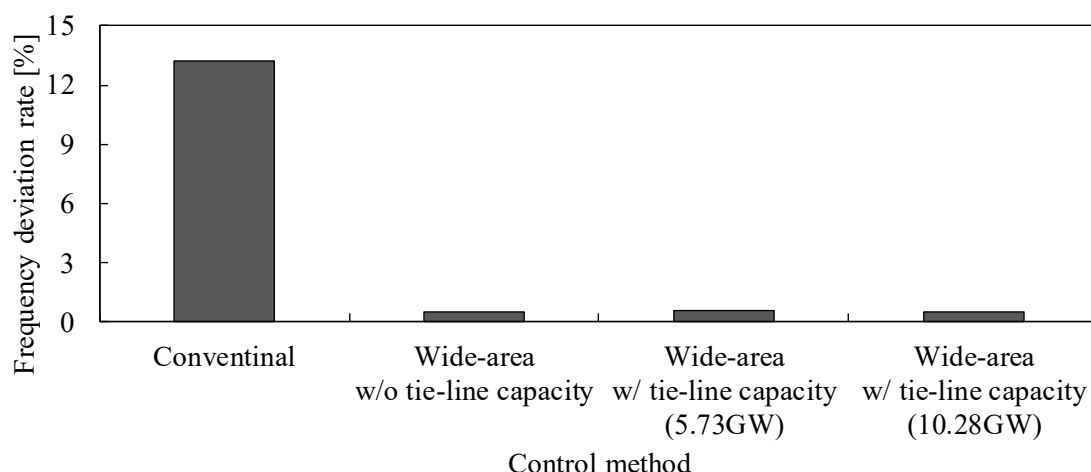


図 5.21 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の周波数逸脱率

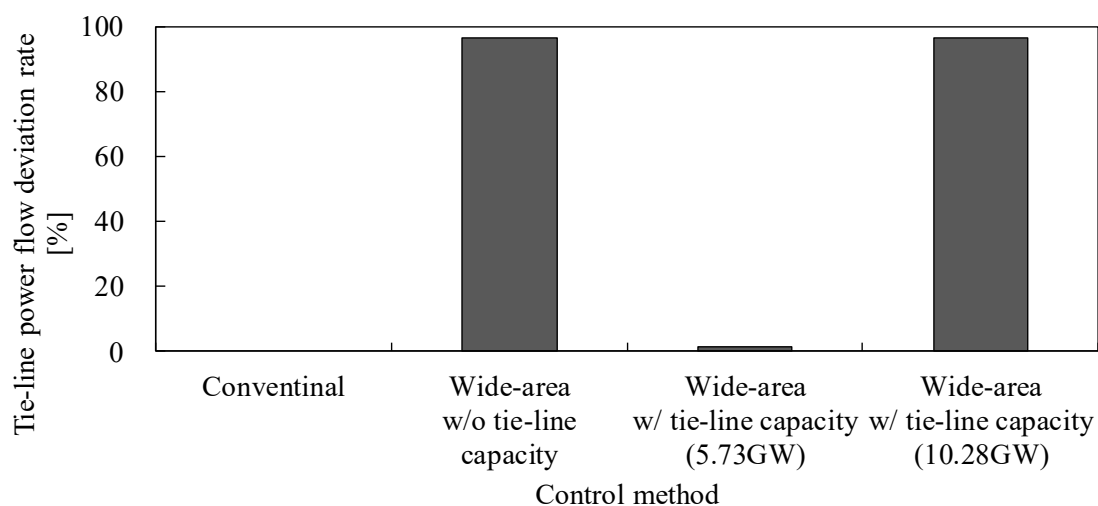


図 5.22 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の連系線潮流逸脱率

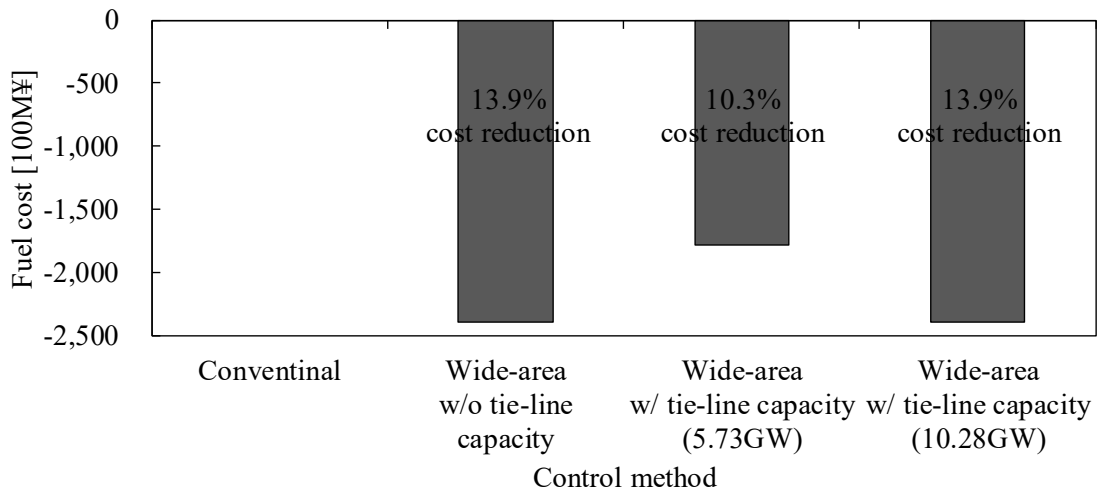


図 5.23 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の燃料コスト

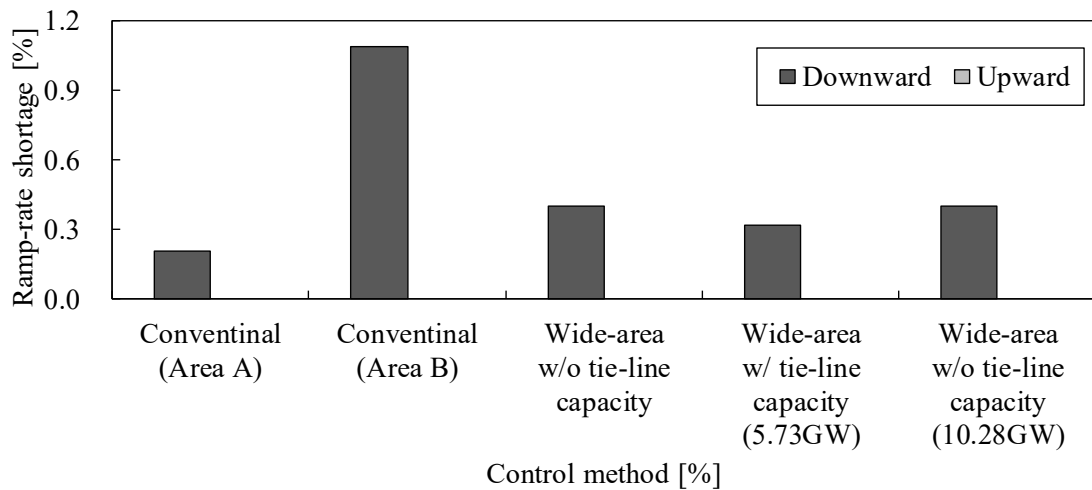


図 5.24 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の出力変化速度不足

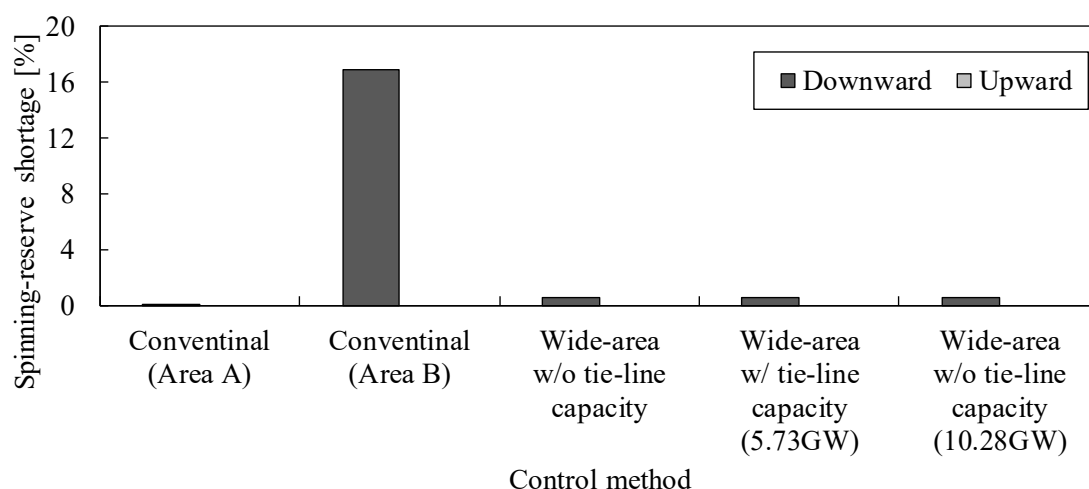


図 5.25 「連系線容量考慮なし」と「連系線容量考慮あり」の上げ代・下げ代不足

5.6 本章のまとめ

本論文では、周波数偏差低減や経済的運用のため、連系線活用により電力系統を広域的に需給制御する対策を講じる際に、周波数偏差、連系線潮流偏差、燃料コスト、出力変化速度不足、上げ代・下げ代不足に与える影響を定量的に評価した。広域需給制御の評価によって、以下の知見を得た。

- 連系線を活用した広域需給制御によって、従来の需給制御と比較して周波数偏差と燃料コストを低減できるが、連系線潮流偏差が増加する。
- 連系線容量を考慮した需給バランス調整によって、連系線容量を考慮しない需給バランス調整と比較して燃料コストは増加するが、周波数偏差は変化しないまま、連系線潮流偏差を連系線容量以内に低減できる。
- 2027年の連系線の設備増強予定を考慮した広域需給制御の場合、単純に広域の燃料コスト順に発電機出力を配分しても、連系線容量以上の潮流が発生しない。

第6章では、集中型電源や分散型電源の計画・運用変更以外の対策として、設備の柔軟性による対策の効果やコストを評価し、講じるべき対策を検討していく。

第6章 火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性による 対策評価

本章では、火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性による対策を評価する。

6.1 概要

電力系統の需給制御では、ガバナフリー、負荷周波数制御、経済負荷配分などの複数発電機の制御によって、電力需給を調整している。従来の需給制御では、予想されるまたは予想されない変動に対して電力供給または需要を調整できる範囲を示す「柔軟性」を電力系統全体で構成している^[98]。現在、PVやWTなどの再生可能エネルギーを利用した分散型電源が増加しているが、分散型電源には出力変動と不確実性の課題がある。また、分散型電源増加により需給調整機能を備える火力発電機などの従来電源の調整力が減少するという課題もある。そのため、分散型電源を増加させる場合、電力系統の柔軟性向上に対しての対策が必要となる。柔軟性を向上させるためには計画・運用面と設備面の双方での対応が必要であり、代表的な施策として、集中型電源（従来電源）の調整力の更なる活用、分散型電源の調整力の活用、分散型電源予測の高度化、需要側の調整力の活用、連系線の増強と広域的な需給制御などが考えられる^{[99]~[103]}。これらの施策は柔軟性の向上に貢献するが、それぞれ特徴を有している。本論文では、現在の国内の電力系統において、従来電源の中で支配的な役割を担う火力発電機の調整力の更なる活用について検討する。火力発電機においては、計画・運用変更や設備改造によって柔軟性を向上することができる。

計画・運用における火力発電機の柔軟性の要素としては、供給予備力と SR_{10} が挙げられる。供給予備力は供給力と需要の差分で表され、計画における各日の断面で必要になる予備力である。この値が大きいほど上げ代不足（供給不足）を防止できるが、起動する発電機の台数が増加することで下げ代不足（供給過剰）が発生する可能性が高まる（第4章）。 SR_{10} は運用での短期断面（10分間以内）で必要になる予備力である。この値が大きいほど出力変化速度不足を防止できる（第4章）。供給予備力と運転予備力を調整することで、柔軟性を向上させることが可能である。

設備における火力発電機の柔軟性の要素としては、①出力変化速度、②最小出力、③最小運転時間、④最小停止時間、⑤起動時間が挙げられる^{[99]~[106]}。①は速いほど、②は小さいほど、③④⑤は短いほど、柔軟性が高いと言え、これらをもとめることが望まれる。これらの要素は、燃料の種類やプラント設計によっ

で大きく異なる。しかし、ベースロード電源として設計されてきた石炭火力発電機を始めとして、柔軟性が低いものも多く存在している。従来は柔軟性の低い電源として設計されてきた発電機であっても、設備改造などにより、柔軟性を向上させることができる。文献[102]では、最小出力を小さくすると下げ代不足を減らせることが示されている。また文献[107][108]では、出力変化速度や最小出力を考慮した柔軟性指標を基に電力システムの柔軟性が評価されている。設備における火力発電機の柔軟性については、このような検討がなされてきたが、上記①～⑤の要素を総合的に評価した文献は見当たらない。また、計画・運用変更および設備改造の両者において、火力発電機の柔軟性を同一シミュレーションで評価し、経済性を含めて比較検討した例も見当たらない。本論文では、RESの大量導入システムにおいて、設備の柔軟性検証および、計画・運用と設備の柔軟性比較を実施したので、その内容を報告する。

6.2 解析条件

発電機データ、太陽光発電、風力発電、需要については、5.2節と同じ解析条件とする。なお、本章ではエリアAのみの解析を実施し、他地域（エリアB）との連系は考慮しないものとする。

6.3 需給制御モデル

本節では需給制御モデルとして、需給制御モデルの概要、発電機起動停止計画、需給バランス調整、影響評価指標算出について説明する。

6.3.1 需給制御モデルの概要

5.3.1項で説明した需給制御モデルと比較して、モデルを2エリアから1エリアとし、「周波数・連系線潮流偏差算出」を省略する。需給制御全体のフローチャートを図6.1に示す。

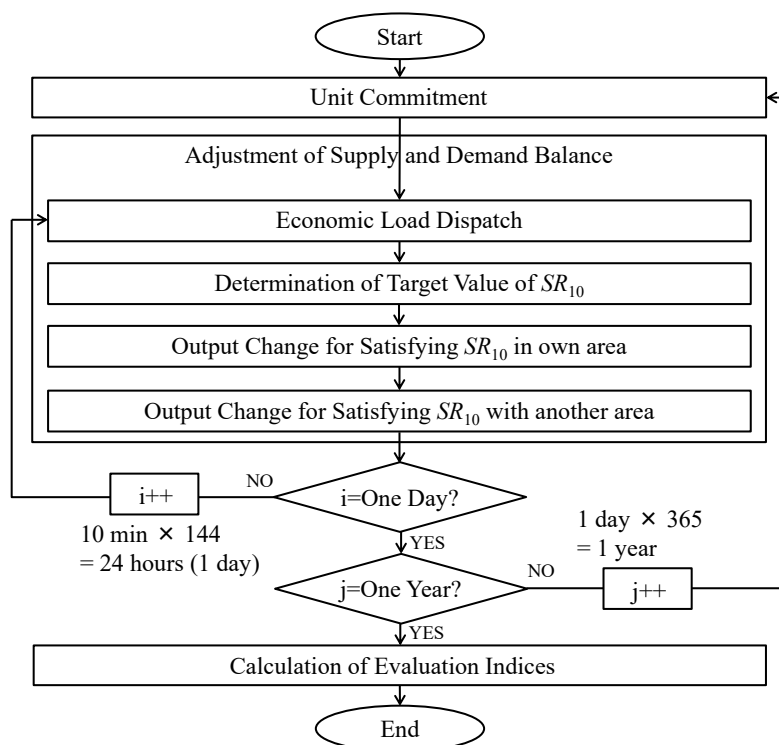


図 6.1 需給制御の全体フローチャート

6.3.2 発電機起動停止計画

5.3.2 項で説明した発電機起動停止計画と比較して、STEP 3 のフローが 2 点変更になる。1 点目は、原子力発電機の稼働台数が全台数の 50% から 100% となることである。また、表 6.1 に示す通り、原子力発電の点検期間が異なることである。2 点目は、(6.1)式、(6.2)式、(6.3)式に示す通り、最小運転時間、最小停止時間、起動時間がパラメータとなることである。

表 6.1 エリア A の原子力発電の点検期間

	Month											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
No.1				×	×	×						
No.2				×	×	×						
No.3							×	×	×			
No.4							×	×	×			
No.5							×	×	×			
No.6							×	×	×			
No.7										×	×	×
No.8										×	×	×
No.9										×	×	×
No.10										×	×	×
No.11	×	×	×									
No.12	×	×	×									
No.13	×	×	×									
No.14	×	×	×									

$$MOT \geq T_{MOT} \quad (6.1)$$

$$MST \geq T_{MST} \quad (6.2)$$

$$DSU = T_{DSU} \quad (6.3)$$

ただし、

MOT : 最小運転時間 [時間]

T_{MOT} : 最小運転時間 (パラメータ) [時間]

MST : 最小停止時間 [時間]

T_{MST} : 最小停止時間 (パラメータ) [時間]

DSU : 起動時間 [時間]

T_{DSU} : 起動時間 (パラメータ) [時間]

6.3.3 需給バランス調整

需給バランス調整は、「経済負荷配分」、「 SR_{10} 確保目標値算出」、「自エリア出力持替」の3ステップで構成される。5.3.3項で説明した各制約と比較して、出力変化速度、最小出力がパラメータとなる。定格容量に対する最小出力の比率 P_{min_rated} 、定格容量と10分間の出力変更可能幅（出力変化速度）の比率 P_{ramp_rated}

を用いて、各制約を定格容量比で示した値を表 6.2 に示す。ここで出力変化速度 P_{ramp_rated} について、石炭火力発電機の出力変化速度を $P_{ramp_rated_coal}$ 、LNG 火力発電機と石油火力発電機の出力変化速度を $P_{ramp_rated_LNG\&oil}$ と定義する。

表 6.2 発電機の定格に対する最大・最小出力および出力変化速度制約

		Maximum output/load [%]	Minimum output/load [%]	Ramp rate [%/10min]
Nuclear		100	100	—
Hydro	Run-of-river	100	100	—
Thermal	Coal	100	$P_{min_rated} \times 100$	$P_{ramp_rated_coal} \times 100$
	LNG	100	$P_{min_rated} \times 100$	$P_{ramp_rated_LNG\&oil} \times 100$
	Oil	100	$P_{min_rated} \times 100$	$P_{ramp_rated_LNG\&oil} \times 100$

(1) 経済負荷配分

3.3.3(1)と同じとする。

(2) 10 分間運転予備力の確保目標値算出

5.3.3(2)と同じとする。5.3.3(2)で説明した UCL が 95%における 1 年間の PV, WT 出力の統計データの外、 UCL が 80%, 99%, 99.9%における 1 年間の PV, WT 出力も加えた統計データをそれぞれ図 6.2, 図 6.3 に示す。

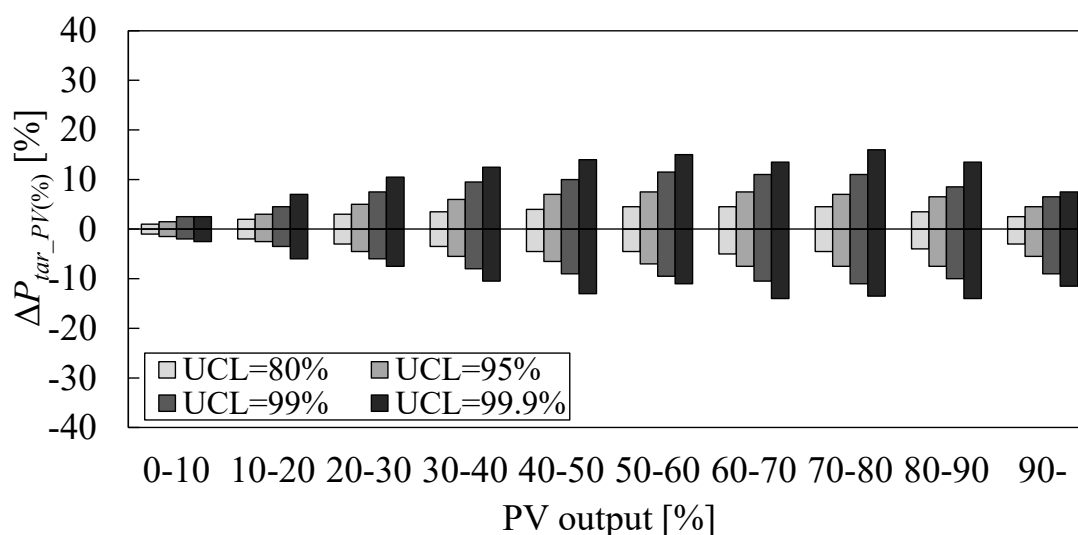


図 6.2 1 年間の PV 出力の統計データ

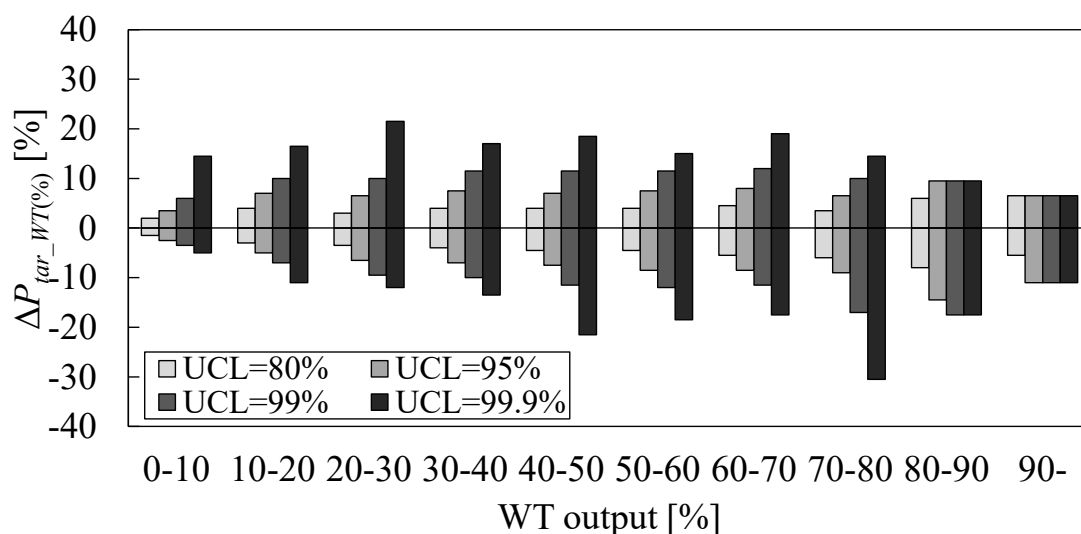


図 6.3 1年間の WT 出力の統計データ

(3) 自エリア出力持替

4.4.3(2)と同じとする。

6.3.4 影響評価指標算出

以下の指標を用いて、経済性、需給インバランスに関する影響を評価する。

- 経済性の指標

4.3.5(I)と同じとする。

- 需給インバランスの指標

3.3.5(IV)～(VII)と同じとする。

6.4 火力発電機の計画・運用と設備の柔軟性

計画・運用の柔軟性と設備の柔軟性について説明する。ここで、シミュレーションで用いる需給制御モデルのパラメータを以下に整理する。各パラメータの詳細は本節で説明する。

<計画・運用の柔軟性>

- (I) 出力最低期待率 (*MER*) : 発電機起動停止計画で考慮する PV, WT 出力の割合 (供給予備力を調整するためのパラメータ)
- (II) 不確実性補償レベル (*UCL*) : 需給バランス調整で補償する PV, WT 出力変動の大きさ (*SR₁₀* を調整するためのパラメータ)

<設備の柔軟性>

- (III) 出力変化速度 (P_{ramp_rated}) : 上げ・下げ方向の調整速度
- (IV) 最小出力 (P_{min_rated}) : 安定して運転できる出力設定下限
- (V) 最小運転時間 (T_{MOT}) : 発電機の並列を必要とする時間
- (VI) 最小停止時間 (T_{MST}) : 発電機の解列を必要とする時間
- (VII) 起動時間 (T_{DSU}) : 最小出力に達するのに必要な時間

6.4.1 計画・運用の柔軟性変更

計画・運用における火力発電機の柔軟性の要素として、供給予備力変更と SR_{10} 変更について説明する。

(1) 供給予備力変更

5.3.2 項で説明した発電機起動停止計画と比較して、STEP 1 のフローが以下に変更になる。

STEP 1 需要から PV, WT 出力予測値に $MER[\%]$ を乗じた値を差し引いた残余需要予測値を(6.4)式より求める。供給予備力の確保目標値を決定するために出力最低期待率 (Minimum Expectation Ratio, MER) を設定する。

$$L_{resi_fore}(t) = L(t) - (P_{PV_fore}(t) + P_{WT_fore}(t)) \times MER \quad (6.4)$$

ただし、

- $t(t=1, \dots, T)$: 経過時間 [10 分]
- L_{resi_fore} : 残余需要予測値 [MW]
- L : 需要 [MW]
- P_{PV_fore} : PV 出力予測値 [MW]
- P_{WTS_fore} : WT 出力予測値 [MW]

供給予備力変更のため、4.4.2 項では供給予備率を変更したが、ここでは MER を変更する。 MER 変更のイメージとして、 $MER=0\%$ と $MER=100\%$ の場合の残余需要予測値を図 6.4 に示す。 $MER=0\%$ の場合、残余需要予測値は需要の予測値と等しくなる。PV, WT 出力を供給力として期待せず発電機起動停止計画を決定するため、PV, WT 出力が 0 であっても上げ代不足は発生しない。一方、起動する発電機が増加し、供給過剰による下げ代不足が発生する可能性がある。 MER が大きいほど (図 6.4 の例は $MER=100\%$)、残余需要予測値が減少することで、確保される供給予備力も減少する。起動する発電機が減少し、供給過剰を防げることで下げ代不足が減少する可能性がある。また、PV, WT 出力を供給力として期待して (予測誤差なしと仮定して) 発電機起動停止計画を決定するため、PV, WT 出力が PV, WT 出力予測値と等しい場合は上げ代不足が発生しない。一方、PV, WT 出力が PV, WT 出力予測値より小さい場合に上げ代不

足が発生する可能性がある。

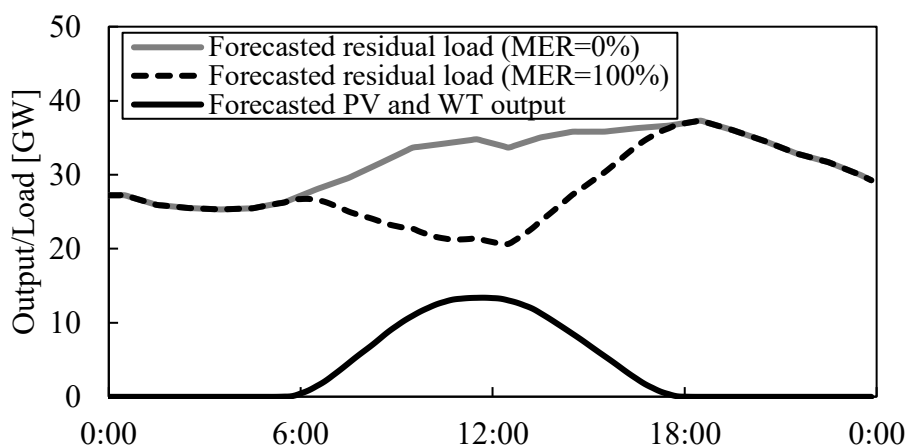


図 6.4 MER 変更のイメージ

(2) 10 分間運転予備力変更

4.4.3 項と同じである。

6.4.2 設備の柔軟性変更

設備における火力発電機の柔軟性の要素として、出力変化速度変更，最小出力変更，最小運転時間変更，最小停止時間変更，起動時間変更について説明する。

(1) 出力変化速度変更

火力発電機の柔軟性の要素の 1 つ目として、出力変化速度が挙げられる。出力変化速度は、需要変化に応じて出力を上げ方向および、下げ方向に調整できる速度である。出力変化速度を変更した場合における発電機の出力の例を図 6.5 に示す。出力変化速度が遅い例を(a)，出力変化速度が速い例を(b)に示す。(a)の場合、単位時間「 $t_1 - t_0$ 」における発電機の出力変更可能幅は「 $P_a - P_0$ 」である。(b)の場合、単位時間「 $t_1 - t_0$ 」における発電機の出力変更可能幅は「 $P_b - P_0$ 」である。「 $P_b - P_0$ 」は「 $P_a - P_0$ 」より大きいため、(b)は(a)より出力変化速度が速い。出力変化速度が速いほど短周期の需要変化に追従する能力が高く、柔軟性が高いと言える。本章では、定格容量「 P_{rated} 」に対する 10 分間の出力変更可能幅（出力変化速度）の比率を「 P_{ramp_rated} 」と定義する。

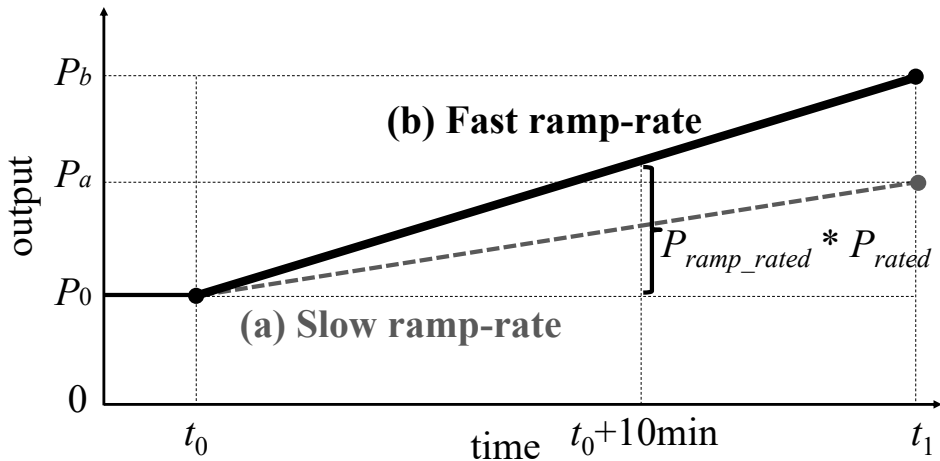


図 6.5 出力変化速度を変更した場合における発電機の出力の例

(2) 最小出力変更

火力発電機の柔軟性の要素の2つ目として、最小出力が挙げられる。最小出力は、安定して運転できる出力設定の下限である。最小出力を変更した場合における発電機の出力の例を図 6.6 に示す。最小出力が大きい例を(a)、最小出力が小さい例を(b)に示す。(a)の場合、時間「 t_0 」において発電機の出力を「 P_0 」から小さくすると「 P_a 」まで出力が下げられる。(b)の場合、時間「 t_0 」において発電機の出力を「 P_0 」から小さくすると「 P_b 」まで出力が下げられる。「 P_b 」は「 P_a 」より小さいため、(b)は(a)より最小出力が小さい。最小出力が小さいほど下げ代が不足する可能性が低く、柔軟性が高いと言える。本章では、定格容量 P_{rated} に対する最小出力の比率を「 P_{min_rated} 」と定義する。

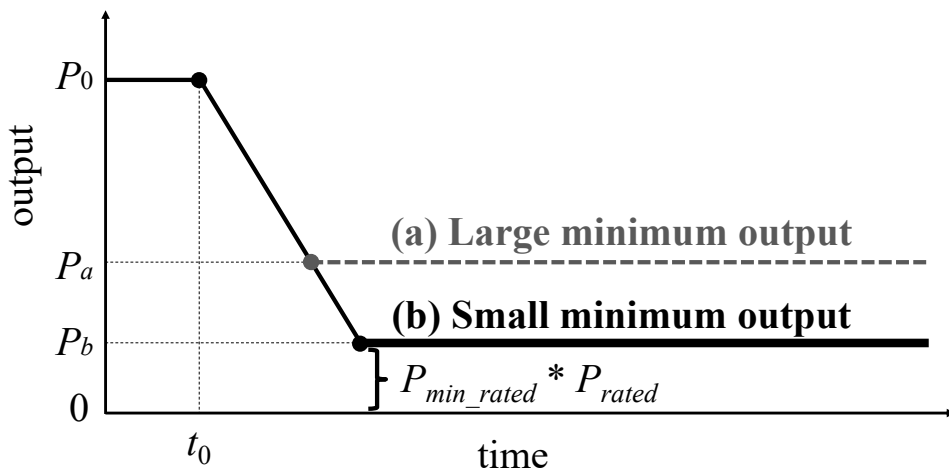


図 6.6 最小出力を変更した場合における発電機の出力の例

(3) 最小運転時間変更

火力発電機の柔軟性の要素の3つ目として、最小運転時間が挙げられる。最小運転時間は、発電機が系統に並列している必要がある最小時間である。なお、起動時間と停止時間は最小運転時間に含まないものとする。最小運転時間を変更した場合における発電機の出力の例を図6.7に示す。最小運転時間が長い例を(a)、最小運転時間が短い例を(b)に示す。(a)の場合、起動プロセスの開始後に最小出力「 P_{min} 」に達した時間「 t_0 」から停止プロセスの開始前に最小出力「 P_{min} 」となる時間「 t_a 」までの時間幅は「 $t_a - t_0$ 」である。(b)の場合、起動プロセスの開始後に最小出力「 P_{min} 」に達した時間「 t_0 」から停止プロセスの開始前に最小出力「 P_{min} 」となる時間「 t_b 」までの時間幅は「 $t_b - t_0$ 」である。「 $t_b - t_0$ 」は「 $t_a - t_0$ 」より短いため、(b)は(a)より最小運転時間が短い。最小運転時間が短いほど需要変化に対応する能力が高く、柔軟性が高いと言える。本章では、最小運転時間を「 T_{MOT} 」と定義する。

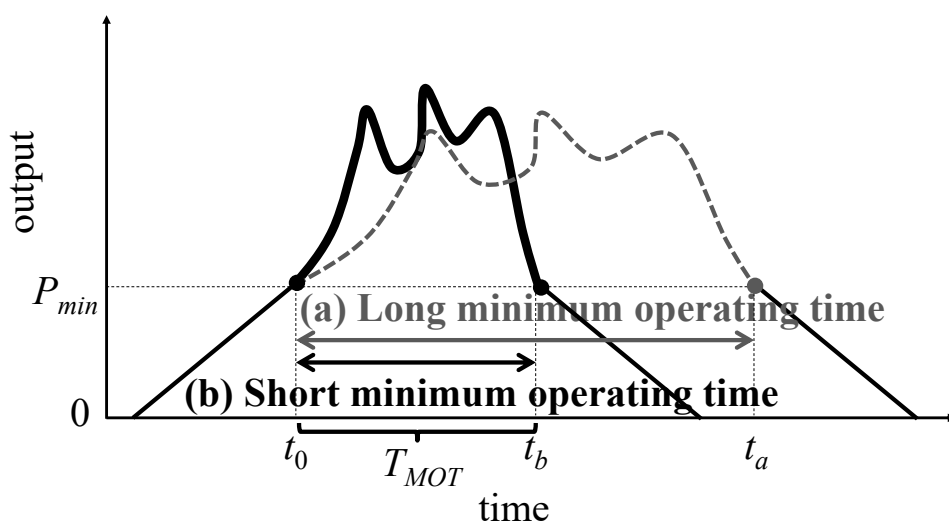


図 6.7 最小運転時間を変更した場合における発電機の出力の例

(4) 最小停止時間変更

火力発電機の柔軟性の要素の4つ目として、最小停止時間が挙げられる。最小停止時間は、発電機が系統から解列している必要がある最小時間である。なお、起動時間と停止時間は最小停止時間に含まないものとする。最小停止時間を変更した場合における発電機の出力の例を図6.8に示す。最小停止時間が長い例を(a)、最小停止時間が短い例を(b)に示す。(a)の場合、起動プロセスの終了後に出力「0」に達した時間「 t_0 」から起動プロセスの開始時間「 t_a 」までの時間幅は「 $t_a - t_0$ 」である。(b)の場合、起動プロセスの終了後に出力「0」に達した時

間「 t_0 」から起動プロセスの開始時間「 t_b 」までの時間幅は「 $t_b - t_0$ 」である。「 $t_b - t_0$ 」は「 $t_a - t_0$ 」より短いため、(b)は(a)より最小停止時間が短い。最小停止時間が短いほど需要変化に対応する能力が高く、柔軟性が高いと言える。本章では、最小停止時間を「 T_{MST} 」と定義する。

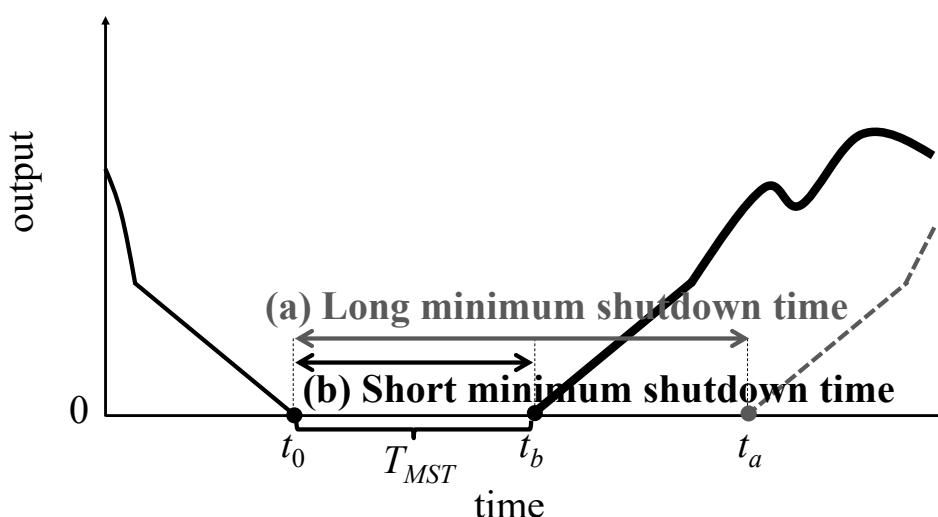


図 6.8 最小停止時間を変更した場合における発電機の出力の例

(5) 起動時間変更

火力発電機の柔軟性の要素の 5 つ目として、起動時間が挙げられる。起動時間は、最小出力に達するのに必要な時間である。起動時間を変更した場合における発電機の出力の例を図 6.9 に示す。起動時間が長い例を(a)、起動時間が短い例を(b)に示す。(a)の場合、起動プロセスの開始時間「 t_0 」から最小出力「 P_{min} 」に達する時間「 t_a 」までの時間幅は「 $t_a - t_0$ 」である。(b)の場合、起動プロセスの開始時間「 t_0 」から最小出力「 P_{min} 」に達する時間「 t_b 」までの時間幅は「 $t_b - t_0$ 」である。「 $t_b - t_0$ 」は「 $t_a - t_0$ 」より短いため、(b)は(a)より起動時間が短い。起動時間が短いほど需要変化に対応する能力が高く、柔軟性が高いと言える。本章では、起動時間を「 T_{DSU} 」と定義する。

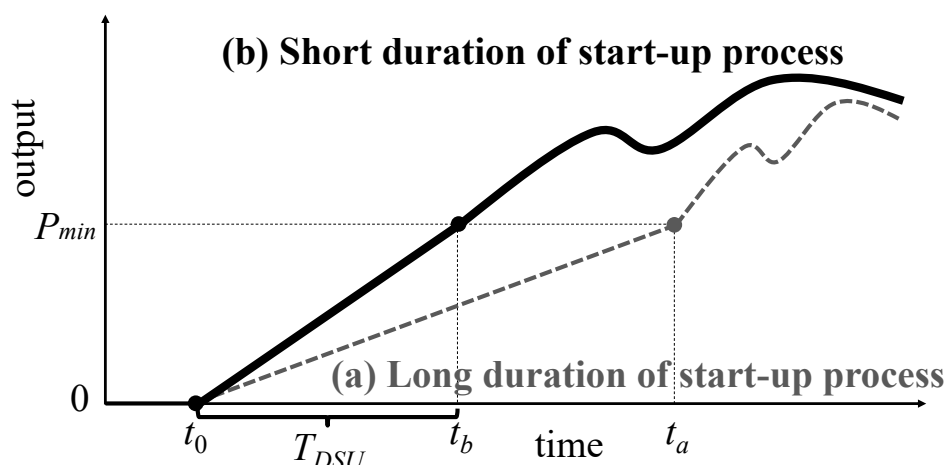


図 6.9 起動時間を変更した場合における発電機の出力の例

6.5 シミュレーション結果

本節ではシミュレーション結果について述べる。

6.5.1 設備の柔軟性変更による対策評価

6.4.2 項で説明した火力発電機の柔軟性の 5 つの要素をパラメータとしてシミュレーションを実施する。パラメータは、出力変化速度 ($P_{ramp_rated_coal}$, $P_{ramp_rated_LNG\&oil}$), 最小出力 (P_{min_rated}), 最小運転時間 (T_{MOT}), 最小停止時間 (T_{MST}), 起動時間 (T_{DSU}) である。出力変化速度, 最小出力, 最小運転時間, 最小停止時間, 起動時間については文献[102][103][106][109]を参照し, 各パラメータを表 6.3 ~ 表 6.12 の通り設定する。

各パラメータ変更による影響の違いを見やすくするため, 各評価指標と燃料コストの結果の縦軸の幅は同じとする。なお, PV, WT 出力を考慮せずに需要を基に発電機起動停止計画を決定するため, 十分な数の発電機が起動される条件となる。そのため, 後述の検証結果において出力変化速度不足(上げ側)と上げ代不足は発生しなかった。

(1) 出力変化速度変更による対策評価

出力変化速度に関する検証結果を示す。出力変化速度のパラメータを表 6.3 の通り, 設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.4 の通り設定する。

表 6.3 出力変化速度のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10	15	20	25	30
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30	40	50	60	70

表 6.4 設備の他柔軟性要素のパラメータ

P_{min_rated} [%]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{MST} [hour]	3
T_{DSU} [hour]	1

出力変化速度変更による出力変化速度不足発生率を図 6.10 に示す。出力変化速度が速いほど、出力変化速度不足が減少することがわかった。これは、6.4.2(1)で説明した理由の通りである。

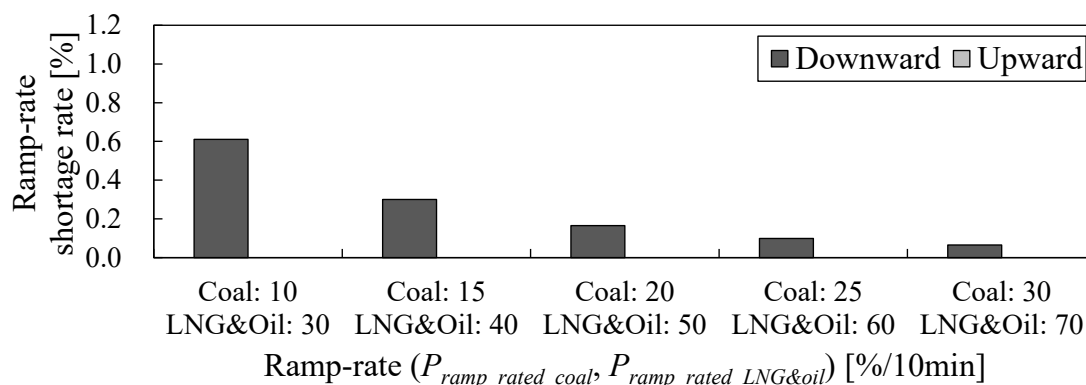


図 6.10 出力変化速度変更による出力変化速度不足発生率

出力変化速度変更による上げ代・下げ代不足発生率を図 6.11 に示す。出力変化速度に関わらず、下げ代不足は一定となることがわかった。これは、発電機起動停止が変更されなかったためである。

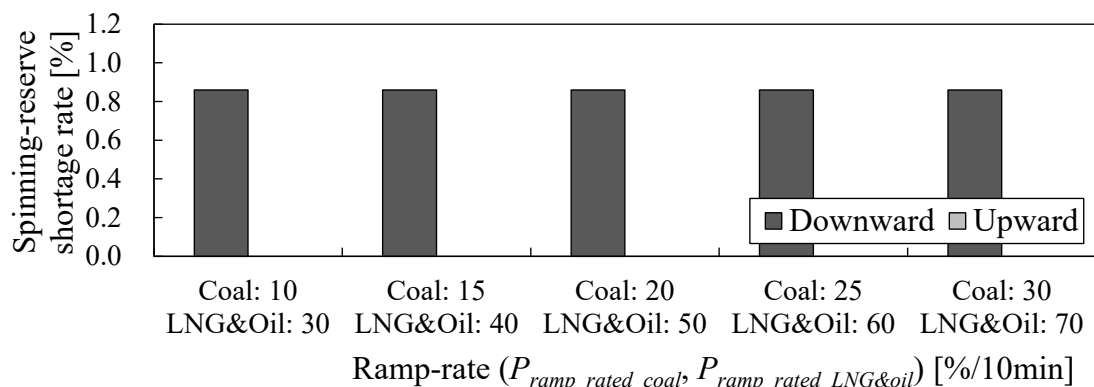


図 6.11 出力変化速度変更による上げ代・下げ代不足発生率

出力変化速度変更による燃料コスト ($P_{ramp_rated_coal}$ を 10%/10min, $P_{ramp_rated_LNG\&oil}$ を 30%/10min とした時の燃料コスト 12,638.8 億円との差分) を図 6.12 に示す。後述のパラメータ変更より影響は小さいが、出力変化速度が速いほど、燃料コストが減少することがわかった。これは、出力変化速度が速い場合、下げ側の残余需要変化に対して燃料コストの高い発電機の出力をより下げられ、上げ側の残余需要変化に対して燃料コストの安い発電機の出力をより上げられたためである。

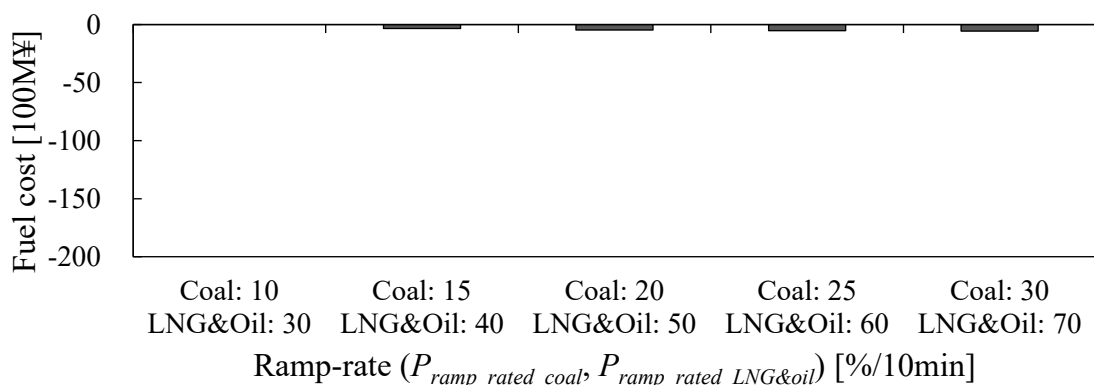


図 6.12 出力変化速度変更による燃料コスト

(2) 最小出力変更による対策評価

最小出力に関する検証結果を示す。最小出力のパラメータを表 6.5 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.6 の通り設定する。

表 6.5 最小出力のパラメータ

P_{min_rated} [%]	10	15	20	25	30
----------------------	----	----	----	----	----

表 6.6 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{MST} [hour]	3
T_{DSU} [hour]	1

最小出力変更による出力変化速度不足発生率を図 6.13 に示す。最小出力が小さいほど、出力変化速度不足が減少することがわかった。これは、下げ側の調整幅を確保できたためである。

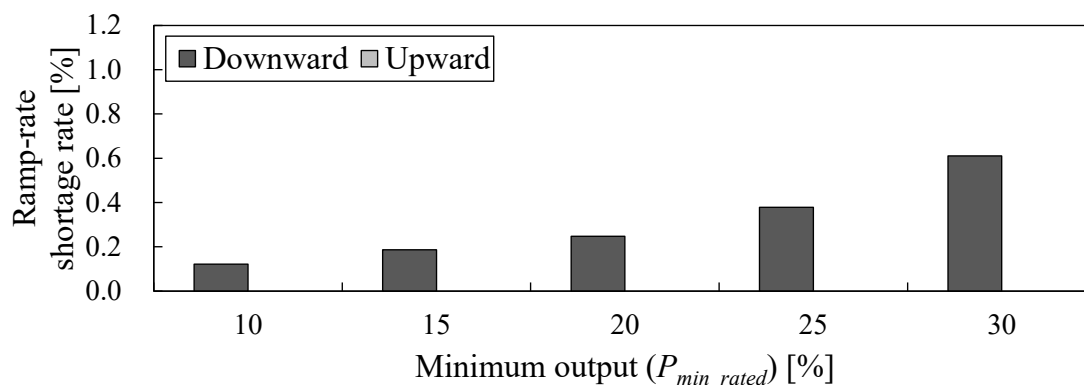


図 6.13 最小出力変更による出力変化速度不足発生率

最小出力変更による上げ代・下げ代不足発生率を図 6.14 に示す。最小出力が小さいほど、下げ代不足が減少することがわかった。これは、6.4.2(2)で説明した理由の通りである。

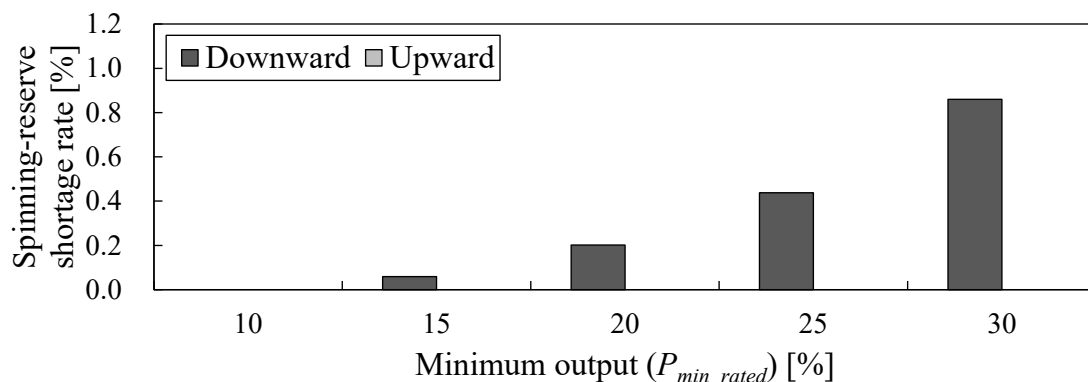


図 6.14 最小出力変更による上げ代・下げ代不足発生率

最小出力変更による燃料コスト (P_{min_rated} を 30%とした時の燃料コスト 12,638.8 億円との差分) を図 6.15 に示す。最小出力が小さいほど、燃料コストが減少することがわかった。これは、燃料コストの高い発電機の出力を下げられることで、その分燃料コストの安い発電機の出力を上げられたためである。

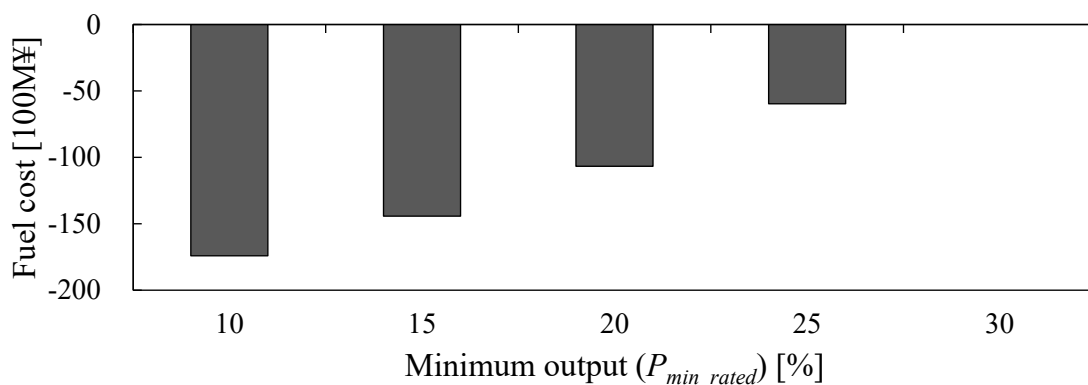


図 6.15 最小出力変更による燃料コスト

(3) 最小運転時間変更による対策評価

最小運転時間に関する検証結果を示す。最小運転時間のパラメータを表 6.7 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.8 の通り設定する。

表 6.7 最小運転時間のパラメータ

T_{MOT} [hour]	1	2	3	4	5

表 6.8 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
P_{min_rated} [%]	30
T_{MST} [hour]	3
T_{DSU} [hour]	1

最小運転時間変更による出力変化速度不足発生率を図 6.16 に示す。最小運転時間に関わらず、出力変化速度不足はほぼ一定となることがわかった。これは、出力変化速度不足に影響が出るほど、発電機起動停止が変更されなかったためである。

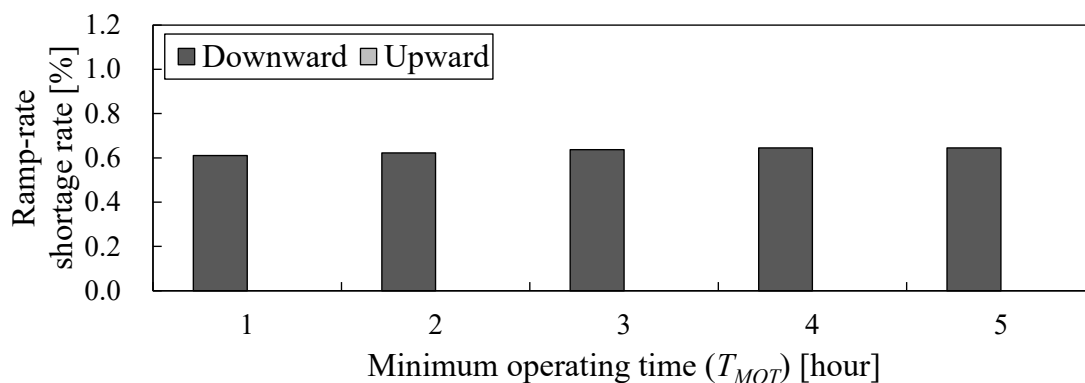


図 6.16 最小運転時間変更による出力変化速度不足発生率

最小運転時間変更による上げ代・下げ代不足発生率を図 6.17 に示す。前述の(2)のパラメータ変更より影響は小さいが、最小運転時間が短いほど、下げ代不足が減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることによって下げ側の調整幅を確保できたためである。残余需要が増加後すぐに減少し、発電機を停止したい場合でも、指定された最小運転時間は起動しておく必要がある。このため、最小運転時間が短いほど、停止すべき発電機を早めに停止できることで、発電機の台数が減らすことができる。

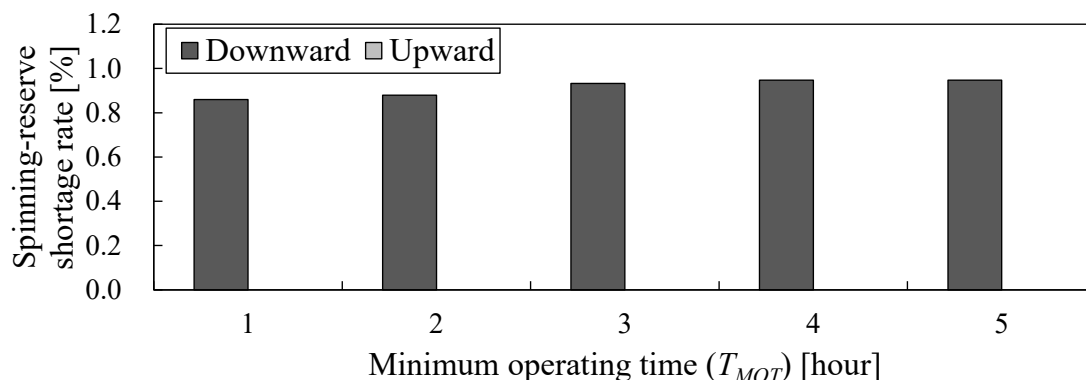


図 6.17 最小運転時間変更による上げ代・下げ代不足発生率

最小運転時間変更による燃料コスト (T_{MOT} を 1 時間とした時の燃料コスト 12,638.8 億円との差分) を図 6.18 に示す。最小運転時間が短いほど、燃料コストが減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることによって燃料コストの安い発電機の出力を上げられたためである。

本検証では起動コストを考慮せずに発電機起動停止計画を決定した。最小運転時間の短縮により発電機が停止されたことで、下げ代不足と燃料コストを減らすことができた。しかし、起動コストを考慮して発電機起動停止計画を決定する場合、発電機を停止できないことで、下げ代不足と燃料コストを減らせない可能性がある。

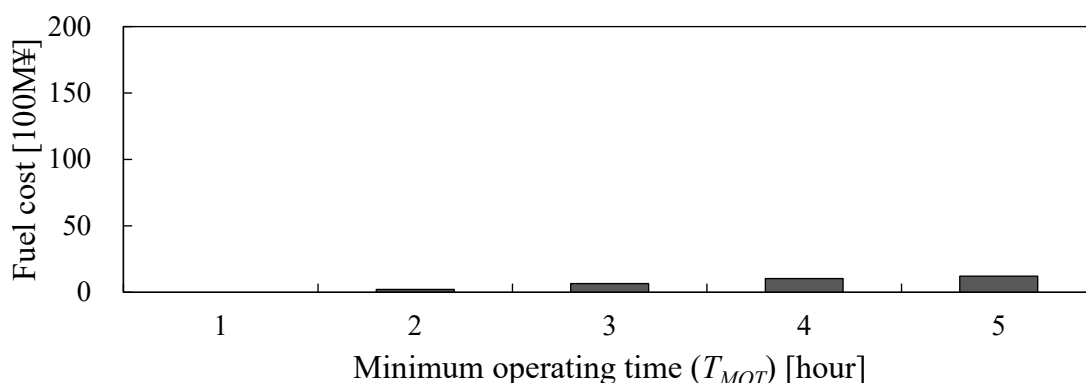


図 6.18 最小運転時間変更による燃料コスト

また、本検証では PV, WT 出力を考慮せずに需要を基に発電機起動停止計画を決定した。十分な数の発電機が起動されたことで、最小運転時間の短縮により下げ代不足と燃料コストを減らすことができた。しかし、PV, WT 出力を考慮した残余需要を基に発電機起動停止計画を決定する場合、前述のように下げ

代不足と燃料コストを減らせる一方で、発電機の台数減少により上げ代不足が発生する可能性がある。

(4) 最小停止時間変更による対策評価

最小停止時間に関する検証結果を示す。最小停止時間のパラメータを表 6.9 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.10 の通り設定する。

表 6.9 最小停止時間のパラメータ

T_{MST} [hour]	1	2	3	4	5
------------------	---	---	---	---	---

表 6.10 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
P_{min_rated} [%]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{DSU} [hour]	1

最小停止時間変更による出力変化速度不足発生率を図 6.19 に示す。最小停止時間に関わらず、出力変化速度不足はほぼ一定となることがわかった。これは、出力変化速度不足に影響が出るほど、発電機起動停止が変更されなかったためである。

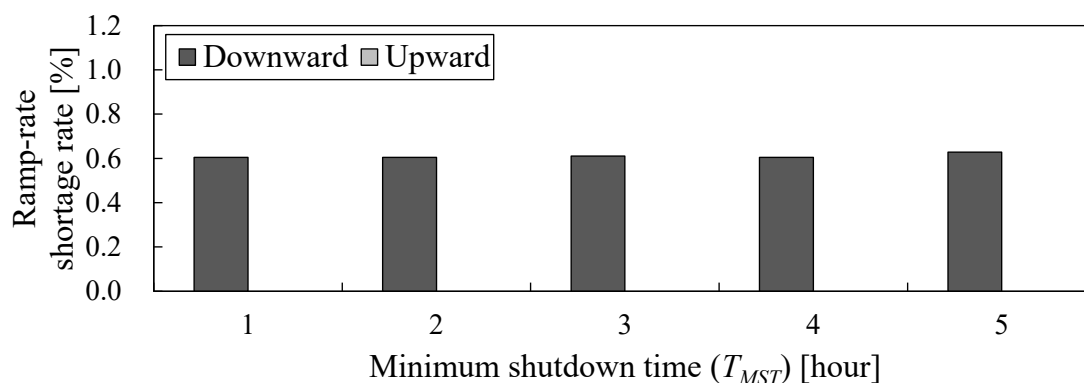


図 6.19 最小停止時間変更による出力変化速度不足発生率

最小停止時間変更による上げ代・下げ代不足発生率を図 6.20 に示す。前述の(2)のパラメータ変更より影響は小さいが、最小停止時間が短いほど、下げ代不足が減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることで下げ側の調

整幅を確保できたためである。残余需要が減少後しばらくして増加し、その間に発電機を停止したい場合でも、指定された最小運転時間によっては起動したままにしておく必要がある。このため、最小停止時間が短いほど、発電機を停止できる可能性が高まることで、発電機の台数が減らすことができる。

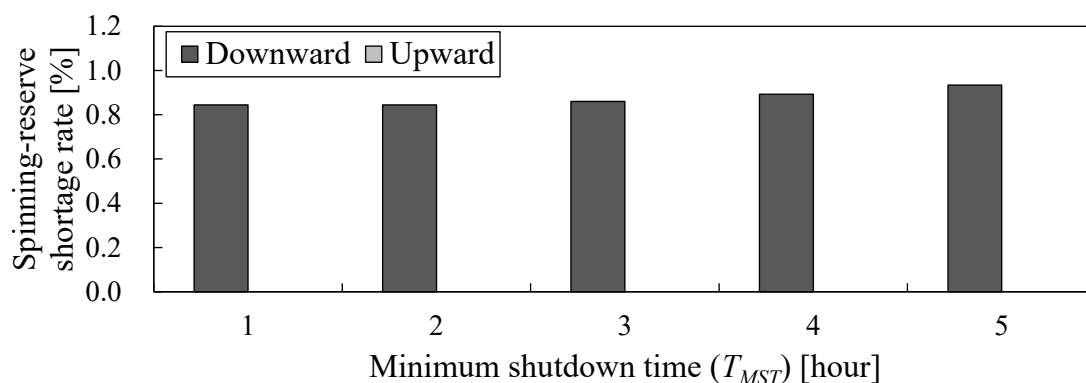


図 6.20 最小停止時間変更による上げ代・下げ代不足発生率

最小停止時間変更による燃料コスト (T_{MST} を 3 時間とした時の燃料コスト 12,638.8 億円との差分) を図 6.21 に示す。最小停止時間が短いほど、燃料コストが減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることで燃料コストの安い発電機の出力が増加するためである。

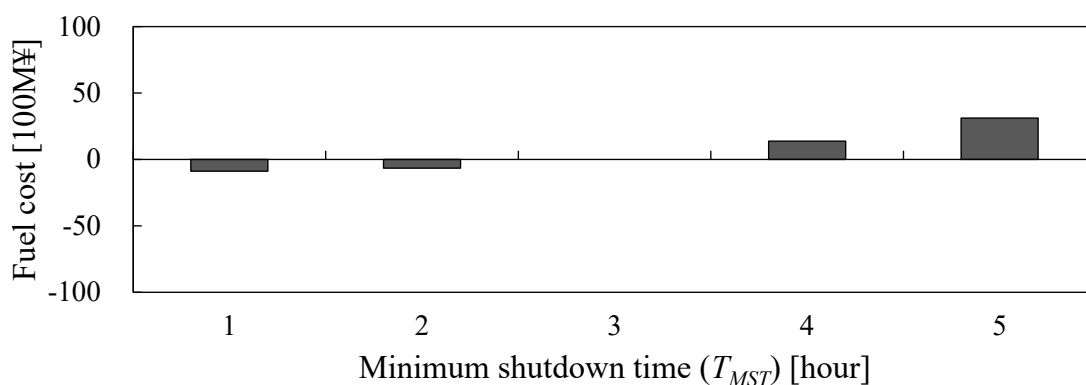


図 6.21 最小停止時間変更による燃料コスト

なお、起動コストを考慮して発電機起動停止計画を決定した場合、出力を考慮した残余需要を基に発電機起動停止計画を決定した場合についての考察は(3)で前述した内容と同様である。

(5) 起動時間変更による対策評価

起動時間に関する検証結果を示す。起動時間のパラメータを表 6.11 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.12 の通り設定する。

表 6.11 起動時間のパラメータ

T_{DSU} [hour]	1	2	3	4	5
------------------	---	---	---	---	---

表 6.12 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
P_{min_rated} [%]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{MST} [hour]	3

起動時間変更による出力変化速度不足発生率を図 6.22 に示す。起動時間に関わらず、出力変化速度不足はほぼ一定となることがわかった。これは、出力変化速度不足に影響が出るほど、発電機起動停止が変更されなかったためである。

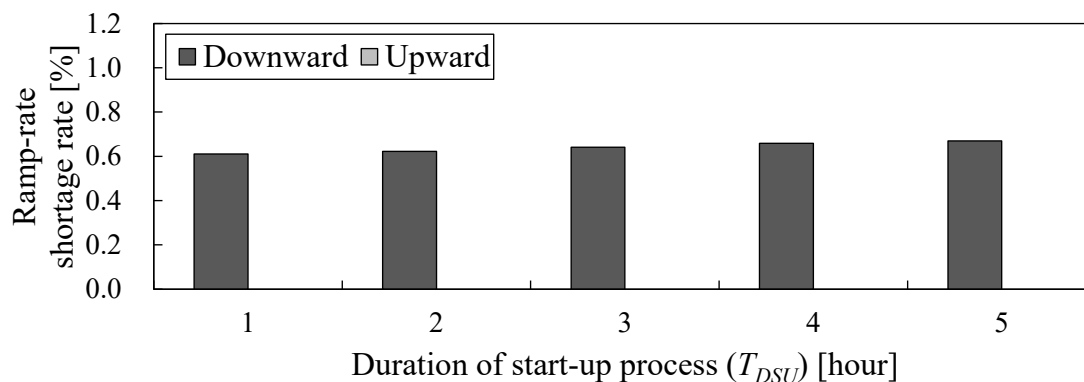


図 6.22 起動時間変更による出力変化速度不足発生率

起動時間変更による上げ代・下げ代不足発生率を図 6.23 に示す。前述の(2)のパラメータ変更より影響は小さいが、起動時間が短いほど、下げ代不足が減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることによって下げ側の調整幅を確保できたためである。残余需要が減少後しばらくして増加し、その間に発電機を停止したい場合でも、指定された起動時間、最小運転時間、停止時間の合計時間によっては起動したままにしておく必要がある。このため、起動時間が短いほど、発電機を停止できる可能性が高まることで、発電機の台数が減らす

ことができる。

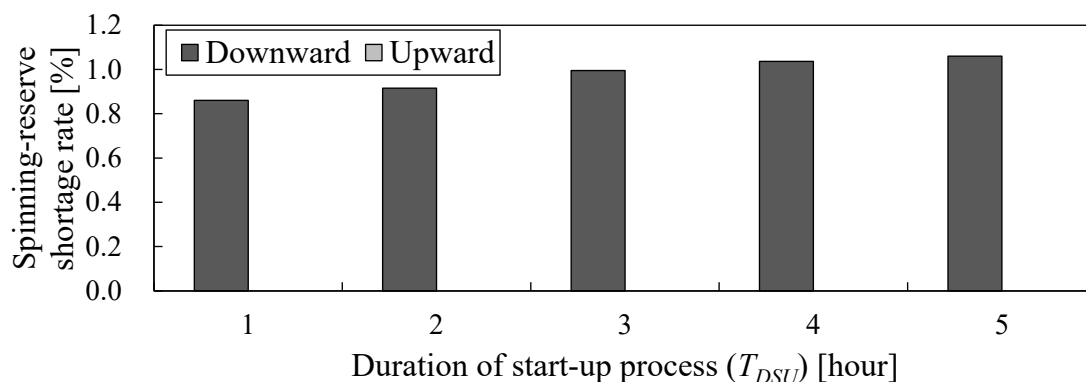


図 6.23 起動時間変更による上げ代・下げ代不足発生率

起動時間変更による燃料コスト (T_{DSU} を1時間とした時の燃料コスト12,638.8億円との差分)を図6.24に示す。起動時間が短いほど、燃料コストが減少することがわかった。これは、発電機の台数が減ることで燃料コストの安い発電機の出力が増加するためである。また、起動時間が長い分、その時間はコストが高い起動プロセス中の発電機を出力しなければならないことも理由の一つである。

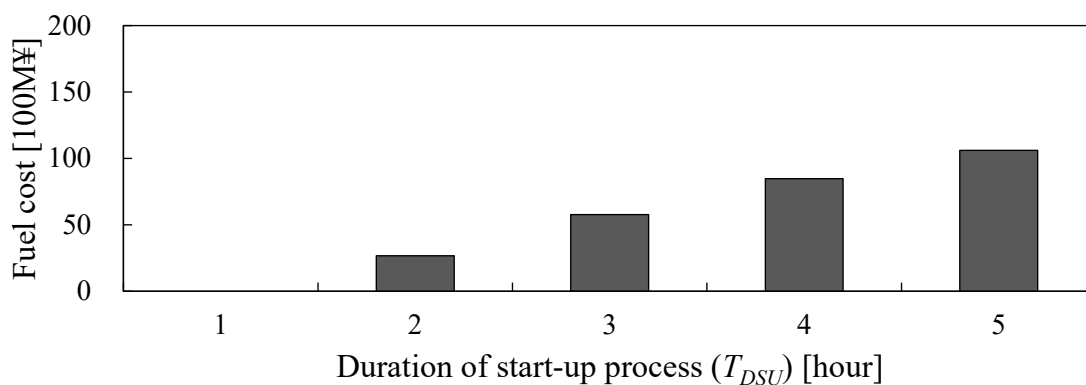


図 6.24 起動時間変更による燃料コスト

なお、起動コストを考慮して発電機起動停止計画を決定した場合、出力を考慮した残余需要を基に発電機起動停止計画を決定した場合についての考察は(3)で前述した内容と同様である。

6.5.2 計画・運用と設備の柔軟性変更による対策比較

6.5.1 項の設備の柔軟性要素のパラメータ向上の他、計画・運用の柔軟性要素である予備力の確保によって需給インバランスを解消することもできる。(1)では、出力変化速度不足の減少に効果のあった「出力変化速度向上」と6.4.1(2)で説明した「 SR_{10} 変更」における、出力変化速度不足の評価指標と燃料コストの結果を比較する。(2)では、下げ代不足の減少に効果のあった「最小出力減少」と6.4.1(1)で説明した「供給予備力変更」における、上げ代・下げ代不足の評価指標と燃料コストの結果を比較する。

(1) 出力変化速度変更と 10 分間運転予備力変更による対策比較

出力変化速度向上と SR_{10} 調整による比較結果について説明する。 UCL のパラメータを表 6.13 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.14 の通り設定する。ここで、 MER のパラメータは 0% とする。

表 6.13 UCL のパラメータ

UCL [%]	No target	80	95	99	99.9
-----------	-----------	----	----	----	------

表 6.14 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
P_{min_rated} [%]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{MST} [hour]	3
T_{DSU} [hour]	1

出力変化速度と UCL の変更による出力変化速度不足（下げ側）と燃料コストの比較結果を図 6.25 に示す。6.5.1(1)で説明した通り出力変化速度が速いほど、出力変化速度不足が減少したとともに燃料コストも若干減少した。また、 UCL が大きいほど、出力変化速度不足は減少したが燃料コストは増加した。 UCL が 99%、99.9% の時は特に燃料コストが増加し、図 6.25 の出力変化速度と UCL の曲線が乖離した。出力変化速度不足（上げ側）は発生しなかったため、結果は図示しなかった。

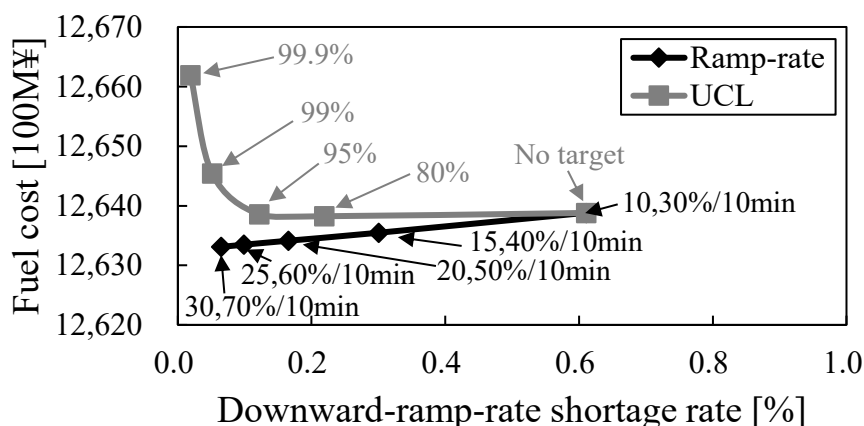


図 6.25 出力変化速度と *UCL* の変更による出力変化速度不足（下げ側）と燃料コスト

出力変化速度を向上するには、設備改造などのイニシャルコストがかかる可能性があるのに対して、ランニングコスト（本論文では燃料コストのこと）は減少する。一方、*UCL* を増加すると、イニシャルコストがかからないのに対して、発電機の出力持替によってランニングコストが増加する。したがって、出力変化速度向上のために設備の柔軟性向上の施策を講じることで、*UCL* を増加させる必要性が小さくなり、イニシャルコストが生じても一定期間の後に回収できると考えられる。

(2) 最小出力変更と供給予備力変更による対策比較

最小出力減少と供給予備力調整による比較結果について説明する。*MER* のパラメータを表 6.15 の通り、設備の他柔軟性要素のパラメータを表 6.16 の通り設定する。ここで、*UCL* のパラメータは確保目標値なしとする。

表 6.15 *MER* のパラメータ

<i>MER</i> [%]	0	10	20	30	40	50
	60	70	80	90	100	

表 6.16 設備の他柔軟性要素のパラメータ

$P_{ramp_coal_rated}$ [%/10min]	10
$P_{ramp_LNG\&oil_rated}$ [%/10min]	30
P_{min_rated} [%]	30
T_{MOT} [hour]	1
T_{MST} [hour]	3
T_{DSU} [hour]	1

最小出力と供給予備力の変更による下げ代不足と燃料コストの比較結果を図 6.26 に示す。6.5.1(2)で説明した通り最小出力が小さいほど、下げ代不足が減少したとともに燃料コストも減少した。また、 MER が大きいほど、下げ代不足が減少したとともに燃料コストが減少した。図 6.26 の最小出力と MER の曲線はほぼ同じとなった。

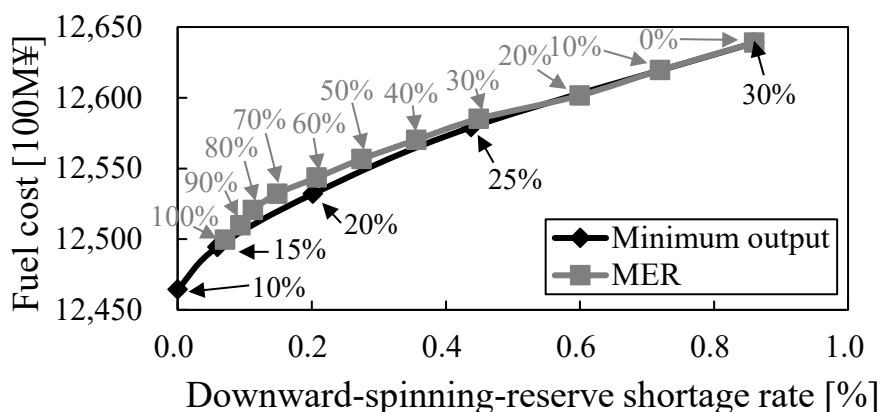


図 6.26 最小出力と供給予備力の変更による下げ代不足と燃料コスト

最小出力と供給予備力の変更による上げ代不足と燃料コストの比較結果を図 6.27 に示す。最小出力に関わらず、上げ代不足は発生しないことがわかった。また、 MER が大きいほど、燃料コストは減少したが上げ代不足が増加した。 MER が 60%以上の場合、上げ代不足が発生し、 MER が 100%の場合、1%程度の上げ代不足が発生することがわかった。

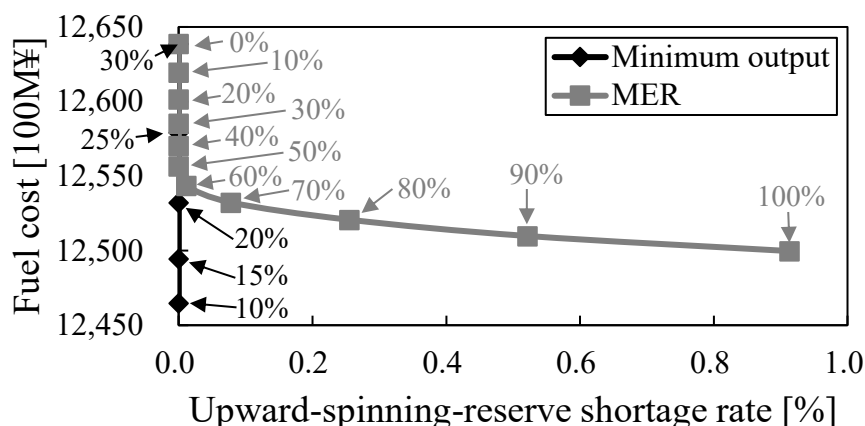


図 6.27 最小出力と供給予備力の変更による上げ代不足と燃料コスト

最小出力を減少させるには、設備改造などのインシヤルコストがかかる可能性があるのに対して、燃料コストの高い発電機の出力を下げられることによってランニングコストは減少する。一方、MER を増加すると、インシヤルコストがかからないのに対して、燃料コストの高い発電機を停止できることによってランニングコストは減少する。しかし、PV、WT 出力の予測誤差が生じた場合に上げ代不足が発生する可能性がある。したがって、最小出力減少のために設備の柔軟性向上の施策を講じることで、インシヤルコストが生じても一定期間の後に回収できると考えられる。さらにMER を増加させる必要性が小さくなり、上げ代不足の発生も防止できる。

6.6 本章のまとめ

本章では、従来電源の中で支配的な役割を担う火力発電機の柔軟性をシミュレーションによって評価した。設備の柔軟性検証によって、以下の知見を得た。

- 出力変化速度による検証によって、出力変化速度が速いほど、出力変化速度不足が減少し、燃料コストも減少する。
- 最小出力による検証によって、最小出力が小さいほど、下げ代不足が減少し、燃料コストも減少する。
- 最小運転時間による検証によって、最小運転時間が短いほど、燃料コストが減少する。
- 最小停止時間による検証によって、最小停止時間が短いほど、燃料コストが減少する。
- 起動時間による検証によって、起動時間が短いほど、燃料コストが減少する。なお本章では、起動コストを考慮せずに発電機起動停止計画を決定した。最

小運転時間、最小停止時間、起動時間の短縮により発電機が停止されたことで、燃料コストを減らすことができた。しかし、起動コストを考慮して発電機起動停止計画を決定する場合、発電機を停止できないことで、上記のように燃料コストを減らせない可能性があることに注意されたい。また、計画・運用と設備の柔軟性比較によって、以下の知見を得た。

- 出力変化速度向上と SR_{10} 調整による検証によって、両者ともに出力変化速度不足が減少する。出力変化速度を向上するとランニングコスト（燃料コスト）が増加しない一方、 SR_{10} を増加（ UCL を増加）するとランニングコストが増加する。出力変化速度不足を減少させるには、上記ランニングコストに加えて設備改造などのインシヤルコストも考慮した上で、出力変化速度向上の施策を講じるべきか検討する必要がある。
- 最小出力減少と供給予備力調整による検証によって、両者ともに下げ代不足が減少する。ただし、供給予備力を減少（ MER を増加）させると上げ代不足が発生する可能性がある。また、最小出力減少と供給予備力減少ともにランニングコストが減少する。下げ代不足を減少させるには、上記ランニングコストと上げ代不足発生の可能性に加えて設備改造などのインシヤルコストも考慮した上で、下げ代不足減少の施策を講じるべきか検討する必要がある。

第7章 おわりに

電気学会の標準モデルをベースに、ELD 領域の長周期から 10 分間の短周期の変動まで考慮した需給制御モデルを構築し、分散型電源の増加が電力系統の需給制御に及ぼす影響を定量的に評価した。本需給制御モデルでは、前日の段階で分散型電源の出力予測値を基に、供給力と燃料コストを考慮し発電機起動停止計画を実施する。当日の運用は出力変化速度や出力調整可能容量などを考慮し、残余需要に集中型電源の出力を合わせるように需給調整する需給バランス調整を実施する。そして、エリアごとに生じた需給インバランスと系統定数を用いて周波数・連系線潮流変動を算出する。さらに、燃料コストおよび需給インバランスの原因として出力変化速度不足、上げ代・下げ代不足も算出する。このモデルを用いたシミュレーションにより、分散型電源大量導入時に何らかの対策を講じない場合、特に軽負荷期に大きな周波数・連系線潮流偏差が発生し、その要因は出力変化速度不足および上げ代・下げ代不足の両者が考えられることがわかった。また、分散型電源大量導入時において需給制御の対策を講じた際に、需給制御に与える影響についても評価した。対策としては、自地域の集中型電源の調整力確保および分散型電源の出力制御、連系線を活用した広域需給制御、火力発電機の柔軟性向上を対象とした。以下に各対策により得られた知見を示す。

- 揚水発電機の運用時間帯変更
 - ▶ PV 大量導入時に昼間に揚水運転または発電することで、下げ代不足を低減可能
 - ▶ 負荷平準化を目的とした運用をすると、燃料コストを大きく低減可能
- 供給予備率の変更
 - ▶ 供給予備率を増加することで、上げ代不足を低減可能
 - ▶ 燃料コストを犠牲に周波数偏差を抑制可能
- SR_{10} の変更
 - ▶ SR_{10} を増加することで、出力変化速度不足を低減可能
 - ▶ 燃料コストを犠牲に周波数偏差を抑制可能
- PV の出力制御
 - ▶ PV の出力制御することで、下げ代不足を低減可能
- 連系線を活用した広域需給制御
 - ▶ 連系線を活用した広域需給制御によって、周波数偏差と燃料コストを低減できるが、連系線潮流偏差が増加
 - ▶ 連系線容量を考慮した需給バランス調整によって、連系線容量を考慮しない場合と比較して燃料コストは増加するが、周波数偏差は変化しないまま、

連系線潮流偏差を連系線容量以内に低減可能

- 火力発電機の柔軟性向上
 - ▶ 出力変化速度を増加することで、出力変化速度不足と燃料コストを低減可能
 - ▶ 最小出力を低減することで、下げ代不足と燃料コストを低減可能
 - ▶ 最小運転時間を低減することで、燃料コストを低減可能
 - ▶ 最小停止時間を低減することで、燃料コストを低減可能
 - ▶ 起動時間を低減することで、燃料コストを低減可能

以上より、自地域と他地域の調整力も最大限活用することで、分散型電源の大量導入時において、需給インバランスと燃料コストを低減できるとわかった。また、以下に本論文に関する今後の課題を示す。

- 需給制御モデルについて
 - ▶ 本モデルは、10分以上の時間領域に着目しているため、10分未満のガバナ制御とLFC領域は解析対象としない。そのため、10分未満の需給インバランスが追加で発生する可能性がある。10分未満の需給インバランスについても考慮するためには、電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル[96]などの動揺方程式を用いた短時間領域のモデルを用いて検証する必要がある。
 - ▶ CO₂排出量の最小化を目的関数としたり、一定未満のCO₂排出量に抑える制約式を加えたりすることで、燃料コスト削減だけでなくCO₂排出量削減という視点においても検討することができる。
 - 需給制御の対策について
 - ▶ 下げ代不足（需給面）と連系線容量超過（系統面）を防止するためには、分散型電源の出力制御を含むモデルの構築が求められ、需給面や系統面に加えて出力制御ルールや公平性も考慮したエリア間の出力抑制方法を検討する必要がある。
 - ▶ 広域需給制御をするにあたり、広域の燃料コスト順に発電機出力を配分すると、出力が地域間で偏り、連系線潮流が発生する。また、分散型電源の出力を含む残余需要変動に対して発電機の出力を追従できない場合、連系線潮流偏差が発生する。前者の経済性を考慮した連系線活用、後者の残余需要変動を考慮した連系線活用について、それぞれどの程度ずつ容量を確保すべきかを検討する必要がある。
 - ▶ 本論文では、2019年時点および2027年における設備増強予定を考慮した東北東京間連系線容量を基に連系線潮流逸脱について考察したが、本モデルを用いて連系線容量をパラメータとして検証することで、連系線の必要量について検討できる。
-

謝辞

本論文は、筆者が横浜国立大学大学院工学府物理情報工学専攻電気電子ネットワークコース博士課程後期の在学中において、研究成果をまとめたものです。本研究を進めるにあたり、多くの方々にご指導およびご助言を頂きましたことを記載します。

本研究を進めるにあたり、多大なるご指導およびご助言を頂きました大山力教授、辻隆男准教授に心から感謝の意を表します。指導教官である大山先生には、学部、博士課程前期（修士課程）、博士課程後期と長きにわたり大変お世話になりました。国内外での学会発表や論文誌執筆など、電力系統分野の研究者として成長する機会を数多く賜りました。大山先生の多くのご指導のおかげをもちまして、研究推進を経て本論文をまとめることができました。辻先生には、輪講や論文執筆時などに、様々なご指導を頂きました。辻先生に頂いた数多くのご助言が研究推進にあたって大きな糧となりました。

本論文をまとめるにあたり、貴重なご意見を頂きました電気電子ネットワークコース A グループ（電力・制御分野）の河村篤男教授、藤本康孝教授、赤津観教授、下野誠通准教授に感謝の意を表します。

また、筆者が学部、修士課程在学時を含めて、研究生活においてご支援頂きました佐藤敏之技術職員、山岸一人特別研究教員、秘書の赤木悦子氏、古川美奈氏、ならびに研究に対する様々なご意見頂いた岩渕大行助教（現湘南工科大学講師）、大山研究室、辻研究室の皆様感謝申し上げます。

そして、本研究の基礎となった筆者が修士課程在学中の研究において、方針から具体的なことまで多岐に渡りご指導、ご援助を頂きました中部電力株式会社の中地芳紀様、Suresh Chand Verma 様、古田清隆様に深く感謝の意を表します。

また、株式会社日立製作所の森田歩氏、楠見尚弘氏、佐藤康生氏、伊藤智道氏、山根憲一郎氏、齋藤直氏、大原伸也氏には、博士課程の進学をご承認およびご支援頂き、感謝申し上げます。さらに、筆者が在籍している部署の皆様をはじめ、業務で関わらせて頂いている全ての方々には、筆者が大学出張や学会参加での不在期間、様々なご配慮を頂いたことに感謝の意を表します。

最後に、修士課程までの長い間、学ぶ機会を与えてくれた両親、博士論文の執筆を暖かく見守ってくれた妻に心より感謝いたします。

参考文献

本論文における参考文献を以下に示す。

■ 第2章

- [1] 山家公雄：「再生可能エネルギーの真実」，エネルギーフォーラム（2013）
- [2] 植田和弘，大島堅一，高橋洋：「地域分散エネルギーシステム」，日本評論社（2016）
- [3] 電気事業連合会：「太陽光，風力発電の導入実績」，
http://www.fepc.or.jp/environment/new_energy/jisseki/index.html
- [4] 電気学会：「電力系統における常時および緊急時の負荷周波数制御」，電気学会技術報告，Vol.869（2002）
- [5] 長谷川淳，大山力，三谷康範，斎藤浩海，北裕幸：「電力系統工学」，オーム社（2002）
- [6] 加藤政一，田岡久雄：「電力システム工学の基礎」，数理工学社（2011）
- [7] 石亀篤司，宮内肇，木村紀之，田岡久雄，杉原英治，伊与田功：「電力システム工学」，オーム社（2013）
- [8] 加藤政一：「詳解電力系統工学」，東京電機大学出版局（2017）
- [9] 環境省：「電力需給調整システムについての検討」，低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言（2012）
- [10] 浅野浩志：「出力変動電源の系統連系技術」，電気学会論文誌 B，Vol.132，No.4，pp297-300（2012）

■ 第3章

- [11] 益田泰輔，大関崇，J.G.S. Fonseca, Jr.，村田晃伸：「太陽光発電予測誤差が原因となる供給支障電力と余剰電力の評価」，電気学会論文誌 B，vol.134，No.4，pp286–295（2014）
- [12] 杉村修平，真鍋勇介，栗本宗明，加藤丈佳，舟橋俊久，鈴置保雄：「太陽光発電システム群の合計出力の前日予測誤差が電力需給バランスに与える影響」，平成 26 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-14-061，PSE-14-061（2014）
- [13] 荻本和彦，片岡和人，池上貴志，野中俊介，東仁，福留潔：「将来の電力システムの需給調整力の解析手法」，電気学会論文誌 C，vol.132，No.8，pp1376–1383（2012）
- [14] 小宮山涼一，藤井康正：「太陽光発電，風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析」，電気学会論文誌 B，vol.132，No.7，pp639–647（2012）
- [15] 山本博巳，坂東茂，杉山昌広：「火力発電の複数の運転モードと需給調整

- 力を考慮した電源構成モデルの開発」, 電力中央研究所研究報告書, Y12030 (2013)
- [16] 永田真幸:「系統電源以外のリソースによる予備力提供の効果の評価—系統電源利用率改善の観点からの評価手法の提案—」, 電力中央研究所研究報告書, R11013 (2012)
- [17] 渡邊勇, 左賀井重雄, 所健一, 小松秀徳, 比護貴之:「再生可能エネルギー大量導入に対応した需給運用シミュレーター—需給運用計画策定機能のプロトタイプ開発—」 電力中央研究所研究報告書, R13013 (2014)
- [18] A. Bloom, J. Novacheck, “The Eastern Eeunable Generation Integration Study: Insights on System Stress,” 6th Solar Integration Workshop, SIW16-0178 (2016)
- [19] Y.V. Makarov, P.V. Etingov, J. Ma, Z. Huang, K. Subbarao, “Incorporating Uncertainty of Wind Power Generation Forecast into Power System Operation, Dispatch, and Unit Commitment Procedures,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 4, pp. 433–442 (2011)
- [20] J.M. Morales, A.J. Conejo, J. Perez-Ruiz, “Economic Valuation of Reserves in Power Systems with High Penetration of Wind Power,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 900–910 (2009)
- [21] J.J. Hargreaves, B.F. Hobbs, “Commitment and Dispatch with Uncertain Wind Generation by Dynamic Programming,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 724–734 (2012)
- [22] C. Wang, P.B. Luh, N. Navid, “Ramp Requirement Design for Reliable and Efficient Integration of Renewable Rnergy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 562–571 (2017)
- [23] C. Wu, G. Hug, S. Kar, “Risk-Limiting Economic Dispatch for Electricity Markets with Flexible Ramping Products,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1990–2003 (2016)
- [24] B. Analui, A. Scaglione, “A Dynamic Multistage Stochastic Unit Commitment Formulation for Intraday Markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3653–3663 (2018)
- [25] H. Liang, Y. Liu, Y. Shen, F. Li, Y. Man, “A Hybrid Bat Algorithm for Economic Dispatch with Random Wind Power,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5052–5061 (2018)
- [26] W.V. Ackooij, E.C. Finardi, G.M. Ramalho, “An Exact Solution Method for the Hydrothermal Unit Commitment Under Wind Power Uncertainty with Joint Probability Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6487–6500 (2018)
-

-
- [27] J. Li, N. Ou, G. Lin, W. Wei, “Compressive Sensing Based Stochastic Economic Dispatch with High Penetration Renewables,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 2, pp. 1438–1449 (2019)
- [28] J. Zou, S. Ahmed, X.A. Sun, “Multistage Stochastic Unit Commitment Using Stochastic Dual Dynamic Integer Programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 1814–1823 (2019)
- [29] A.İ. Mahmutoğulları, S. Ahmed, Ö. Çavuş, M.S. Aktürk, “The Value of Multi-Stage Stochastic Programming in Risk-Averse Unit Commitment Under Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3667–3676 (2019)
- [30] L. Badesa, F. Teng, G. Strbac, “Simultaneous Scheduling of Multiple Frequency Services in Stochastic Unit Commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3858–3868 (2019)
- [31] K. Hreinsson, A. Scaglione, B. Analui, “Continuous Time Multi-Stage Stochastic Unit Commitment with Storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 4476–4489 (2019)
- [32] 益田泰輔, 清水浩一, 横山明彦: 「大量の分散型電源が導入された電力系統における多数台のヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御」, 電気学会論文誌 B, vol.132, No.1, pp23–33 (2012)
- [33] 名古屋洋之, 駒見慎太郎, 荻本和彦: 「太陽光発電が大量導入された電力系統における蓄電池を用いた負荷周波数制御の一方式」, 電気学会論文誌 B, vol.132, No.4, pp325–333 (2012)
- [34] 天野博之, 西田圭吾, 大城裕二, 川上智徳, 井上俊雄: 「PV 大量導入が LFC へ与える影響に関するシミュレーション検討ー長周期の予測誤差の考慮と適切な AR 低減方策の検討ー」, 電力中央研究所研究報告書, R11010 (2012)
- [35] 菊池広典, 浅野浩志, 坂東茂: 「再生可能エネルギー電源大量連系時の業務用空調機電力制御による負荷周波数制御」, 電気学会論文誌 B, vol.135, No.4, pp233–240 (2015)
- [36] 織原大, 斎藤浩海: 「風力発電連系系統における電源出力変化速度に適応的なバッテリーアシスト型負荷周波数制御」, 電気学会論文誌 B, vol.136, No.5, pp515–523 (2016)
- [37] 廣政勝利, 高林芳樹, 汐田耕治, 田能村顕一, 大崎聡志, 尾上幸浩, 下村公彦: 「再生可能エネルギーを考慮した周波数解析用ダイナミック系統モデルの検討」, 電気学会論文誌 B, vol.140, No.2, pp93–101 (2017)
- [38] 徳光啓太, 天野博之: 「全国 10 エリアの需給・周波数シミュレーションモデルの開発」, 電気学会論文誌 B, vol.132, No.4, pp57–67 (2020)
-

-
- [39] H. Bevrani, P.R. Daneshmand, P. Babahajyani, Y. Mitani, T. Hiyama, “Intelligent LFC Concerning High Penetration of Wind Power: Synthesis and Real-Time Application,” *IEEE Sustain. Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 655–662 (2014)
- [40] M. Datta; T. Senjyu, “Fuzzy Control of Distributed PV Inverters/Energy Storage Systems/Electric Vehicles for Frequency Regulation in a Large Power System,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, pp. 479–488 (2013)
- [41] S. Chen, T. Zhang, H.B. Gooi, R.D. Masiello, “Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 167–177 (2016)
- [42] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan, T. Yang, “A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems without Energy Storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 4, pp. 985–993 (2013)
- [43] Y. Liu, J.R. Gracia, T.J. King, Y. Liu, “Frequency Regulation and Oscillation Damping Contributions of Variable-Speed Wind Generators in the U.S. Eastern Interconnection (EI),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 951–958 (2015)
- [44] D. Ganger, J. Zhang, V. Vittal, “Forecast-Based Anticipatory Frequency Control in Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 1004–1012 (2018)
- [45] X. Chen, J. Lin, F. Liu, Y. Song, “Optimal Control of AGC Systems Considering Non-Gaussian Wind Power Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 2730–2743 (2019)
- [46] L. Jin, C. Zhang, Y. He, L. Jiang, M. Wu, “Delay-Dependent Stability Analysis of Multi-Area Load Frequency Control with Enhanced Accuracy and Computation Efficiency,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 5, pp. 3687–3696 (2019)
- [47] S.A. Hosseini, M. Toulabi, A.S. Dobakhshari, A. Ashouri-Zadeh, A.M. Ranjbar, “Delay Compensation of Demand Response and Adaptive Disturbance Rejection Applied to Power System Frequency Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 3, pp. 2037–2046 (2020)
- [48] 電気学会：「電力システムの標準モデル」，電気学会技術報告，Vol.754（1999）
- [49] 黒澤正樹：「電力システムの柔軟性を考慮した多面的評価手法」，横浜国立大学修士論文（2009）
- [50] 川村直輝：「自然エネルギー増加時における電力システムの連系線潮流・周波数変化」，横浜国立大学修士論文（2011）
- [51] 浦井弘造：「自然エネルギー大量導入時の周波数変動の解析および発電機
-

- 運用計画の検討」, 横浜国立大学修士論文 (2013)
- [52] 倉石英明, 横山明彦:「競争環境下における地域間連系線の最適 CBM の評価に関する研究」, 平成 18 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.45-57, pp.45-15-45-25 (2006)
- [53] 電力系統利用協議会:「新エネ発電の大量導入が連系線へ与える影響に関する勉強会」, とりまとめ報告書 (2010)
- [54] 資源エネルギー庁:「太陽光発電の導入コストに関する関係者の役割と太陽光発電の導入見通しについて」, 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 (第 28 回) 配付資料 (2008)
- [55] NEDO ホームページ, <http://www.nedo.go.jp>
- [56] ウェザーニュースホームページ, <https://weathernews.jp>
- [57] 気象庁ホームページ, <http://www.jma.go.jp/jma/index.html>
- [58] NEDO 新エネルギー部 太陽電池グループ:「NEDO 標準気象データベースの解説書」 (2012)
- [59] 環境省:「陸上風力発電に関する導入ポテンシャルの再推計・洋上風力発電に関する導入ポテンシャルの再推計」, 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書 (2013)
- [60] 天野尚:「風力発電システム」, 社団法人 日本電気技術者協会 電気技術解説講座, <https://www.jeea.or.jp/course/contents/03402/>
- [61] 中部電力ホームページ, <http://www.chuden.co.jp>
- [62] 北陸電力ホームページ, <http://www.rikuden.co.jp>
- [63] 関西電力ホームページ, <http://www.kepc.co.jp>
- [64] 中国電力ホームページ, <http://www.energia.co.jp>
- [65] 四国電力ホームページ, <http://www.yonden.co.jp>
- [66] 九州電力ホームページ, <http://www.kyuden.co.jp>
- [67] 九州電力株式会社:「玄海原子力発電所の使用済燃料貯蔵対策について」, 佐賀県環境放射性技術会議資料 3-2 (2019)
- [68] 高田亨, 高橋順一, 横井宏臣, 中野宏, 青柳真理, 加藤政一, 島田和恵, 荒井純一:「遺伝的アルゴリズムと数理計画法を融合した発電機起動停止計画問題の解析」, 電気学会論文誌 B, vol.119, No.3, pp333-343 (1999)
- [69] 資源エネルギー庁:「低炭素電力供給システムにおける火力・水力発電などの役割と課題について」, 低炭素電力供給システムに関する研究会 (第 4 回) 配付資料 (2009)
- 第 4 章
- [70] 池田裕一, 荻本和彦:「再生可能エネルギーの系統連系のための需要の電動化と蓄電装置を用いた発電機起動停止モデル」, 電気学会論文誌 B,
-

Vol.133, No.7, pp598–605 (2013)

- [71] 小宮山涼一，藤井康正：「高時間解像度動学的最適電源構成モデルによる電気自動車普及シナリオの分析」，電気学会論文誌 B, Vol.135, No.1, pp61–70 (2015)
- [72] 小宮山涼一，柴田紗英子，藤井康正：「太陽光，風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析」，電気学会論文誌 B, Vol.133, No.3, pp263–270 (2013)
- [73] 大坪直樹，横山明彦，石坂匡史，北岸延之，持田正，西村剛史，池田ひなた：「予備力の地域分担確保を考慮した電源の広域運用時における連系線増強に対する経済性の評価」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研究資，PE-14-128/PSE-14-128 (2014)
- [74] 宇田川佑介，西辻裕紀，荻本和彦，J.G.S. Fonseca, Jr.，大竹秀明，大関崇，池上貴志，福留潔：「出力予測を考慮した発電機起動停止計画モデルによる太陽光発電出力制御必要量の分析」，電気学会論文誌 B, Vol.137, No.7, pp520–529 (2017)
- [75] 小豆澤諒太，今中政輝，栗本宗明，杉本重幸，加藤丈佳：「発電機起動停止計画にて確保する出力調整力に基づく太陽光発電出力の確率的予測の利用方法に関する一検討」，電気学会論文誌 B, Vol.139, No.11, pp667–677 (2019)
- [76] 益田泰輔，福見拓也，J.G.S. Fonseca, Jr.，大竹秀明，村田晃伸：「再生可能エネルギー大量導入時の発電機起動停止計画における起動台数のとりうる範囲と需給バランスの関係」，電気学会論文誌 B, Vol.136, No.11, pp809–816 (2016)

■ 第5章

- [77] 大山力：「電力システムの広域的運用に向けてー電力広域的運営推進機関における検討状況ー」，ウインドウズ オブ Wind (風の窓)，一般社団法人日本風力発電協会 (2017)
- [78] 経済産業省 資源エネルギー庁：「需給調整市場について」，第11回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 (2017)
- [79] 大坪直樹，横山明彦，持田正，北岸延之，西村剛史：「連系線制約を考慮した多地域電力系統における電源の広域運用手法と予備力の確保手法についての経済評価」，平成27年電気学会電力・エネルギー部門大会，6(2015)
- [80] 東仁，福留潔，簗津真一郎，野中俊介，荻本和彦，片岡和人：「連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法」，電気学会論文誌 B, Vol.137, No.2, pp83–92 (2017)
-

-
- [81] 小宮山涼一，柴田紗英子，藤井康正：「太陽光，風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析」，電気学会論文誌 B，Vol.133，No.3，pp263–270（2013）
- [82] 齊藤圭司，原亮一，北裕幸，田中英一：「2 電力間電力広域運用時における太陽光発電大量導入の燃料コストへ与える影響試算」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研資，PE-13-44/PSE-13-60（2013）
- [83] 益田泰輔，杉原英治，山口順之，宇野史睦，大竹秀明：「大規模連系系統における太陽光発電の出力抑制を考慮した最適潮流計算による経済負荷配分制御」，電気学会論文誌 B，Vol.139，No.2，pp74–83（2019）
- [84] 元村聡，加藤政一，小野幹典，尾上幸浩：「PV 導入量拡大時における広域系統運用」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研資，PE-18-84/PSE-18-60（2018）
- [85] 金子曜久，林泰弘，野中俊介：「広域系統運用における RES 出力変動を補償する調整用発電機の出力分担値多目的決定手法の提案と評価」，電気学会論文誌 B，Vol.138，No.4，pp265–274（2018）
- [86] 服部創，辻隆男，大山力：「自然変動電源大量導入に向けた連系線潮流制御方式の検討」，平成 26 年電気学会全国大会，6-088（2014）
- [87] 松本侑，林泰弘，田中毅：「再生可能エネルギーの出力変動に対応した広域一体運用のための AFC 出力配分モデルの構築」，平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会，344（2014）
- [88] 電力広域的運営推進機関：「連系線潮流シミュレーションツールの公開について」（2017）
- [89] 資源エネルギー庁：「燃料コストレビューシート」，燃料コスト検証ワーキンググループ（2015）
- [90] 電力広域的運営推進機関：「広域系統長期方針の策定について」，第 5 回広域系統整備委員会 資料 3（2015）
- [91] 気象業務支援センター：<http://www.jmbasc.or.jp/jp/>
- [92] 東京電力でんき予報：<http://www.tepco.co.jp/forecast/>
- [93] 東北電力でんき予報：<http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/graph.html>
- [94] 経済産業省産業：「発電所に係る環境影響評価の手引」（2019）
- [95] 一般財団法人日本気象協会：「新潟県沖洋上風力発電 ポテンシャル調査業務 報告書」（2017）
- [96] 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」，電気学会技術報告，No.1386（2016）
- [97] 電力広域的運営推進機関：「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」（2017）
-

■ 第6章

- [98] International Energy Agency (IEA): “Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge” (2011)
- [99] 荻本和彦:「エネルギーシステムインテグレーション-Flexibility への挑戦-」, 特集: 風力発電と電力系統との融和, 一般社団法人日本風力発電協会 (2013)
- [100] 荻本和彦:「エネルギーシステムインテグレーション-RES の出力制御の活用に向けた国内外の動向-」, 第3回 ESI シンポジウム 電力品質維持にも貢献する再生可能エネルギー発電-システムサービスへの再エネ発電制御機能の活用- (2018)
- [101] International Energy Agency (IEA): “Status of Power System Transformation 2018 -Advanced Power Plant Flexibility-” (2018)
国際エネルギー期間 (IEA), 中山寿美枝監訳:「電力システム変革の状況 2018-発電所の柔軟性向上-」 (2019)
- [102] International Energy Agency (IEA): “The Power of Transformation -Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems-” (2014)
国際エネルギー期間 (IEA), 荻本和彦, 占部千由, 岡本浩, 岩田章裕監訳:「電力の改革-風力、太陽光、そして柔軟性のある電力系統の経済的価値-」 (2015)
- [103] Agora Energiewende: “Flexibility in thermal power plants - With a focus on existing coal-fired power plants” (2017)
- [104] 中山寿美枝:「再エネ拡大で注目される火力発電の柔軟性 Advanced Power Plant Flexibility Campaign について (3)」, 国際環境経済研究所 解説, <http://ieei.or.jp/2018/04/exp1180416/> (2018)
- [105] 福泉靖史, 小森豊明, 上田慎太, 富田康意, 平原悠智, 住吉泰生:「再生可能エネルギー時代の電力系統を支える技術シリーズ (4) 火力プラントの柔軟性向上による電力系統の安定化」, 火力原子力発電, Vol.66, No.11, pp.676-691 (2015)
- [106] GE Power: “Techno economic assessment of Integrating 175GW of Renewable Energy into the Indian Grid by 2022 -Flexibility needs, options & solutions-” (2017)
- [107] E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, “Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 1, pp. 57-66 (2015)
- [108] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D.S. Kirschen, L.F. Ochoa, “Evaluating and
-

Planning Flexibility in Sustainable Power Systems,” IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 1, pp. 200–209 (2013)

- [109] 資源エネルギー庁：「火力発電・揚水発電関係のご指摘事項について」，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5回会合）資料3（2015）

発表文献

本論文に関する発表文献を以下に示す。

■ 学術論文誌

- [a] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 中地芳紀, S.C. Verma : 「再生可能エネルギー増加時における需給制御の影響把握」, 電気学会論文誌 B, vol.136, No.1, pp33–43 (2016)
- [b] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 中地芳紀, S.C. Verma : 「再生可能エネルギー増加時における需給制御の対策評価方法に関する一考察」, 電気学会論文誌 B, vol.136, No.5, pp459–470 (2016)
- [c] Y. Tsujii, T. Oyama: “A Study on the Reserve Margin and 10-minute Spinning Reserve for Wide-area Supply and Demand Control”, IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering, vol.15, Issue 5, pp809–815 (2020)
- [d] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力 : 「再生可能エネルギー増加時における地域間連系線を活用した広域需給制御」, 電気学会論文誌 B, vol.140, No.7, pp583–594 (2020)
- [e] 辻井佑樹, 大山力 : 「再生可能エネルギー増加時における火力発電機の柔軟性向上が需給制御に及ぼす影響評価」, 電気学会論文誌 B, vol.141, No.2 (2021) (掲載予定)

■ 国際会議における発表

- [f] Y. Tsujii, T. Tsuji, T. Oyama, Kiyotaka Furuta, Suresh Chand Verma: “The Evaluation of the Fluctuation in System Frequency and Tie-line Power Flow due to High Penetration of Renewable Energy Generation”, The International conference of Electrical Engineering (ICEE), PSP-0614 (2014)
- [g] Y. Tsujii, T. Tsuji, T. Oyama, Kiyotaka Furuta, Suresh Chand Verma: “Study on the methods to suppress the frequency and tie-line power flow fluctuation due to high penetration of photovoltaic generation using the existing thermal generators”, 4th Solar Integration Workshop, SIW14-1028 (2014)
- [h] Y. Tsujii, T. Tsuji, T. Oyama: “Study on Wide-area Supply-and-demand Control Considering Nationwide Power Interchange in Case of High Penetration of Renewable Energy Sources”, The International conference of Electrical Engineering (ICEE), ICEE19J-107-FP (2019)

■ 国内会議における発表

- [i] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 古田清隆, スレシチャンドヴァルマ : 「分散型電源大量導入時の地域分割制御と広域一体制御における周波数変動の比較」, 平成 26 年電気学会全国大会, No.EL44-B2, 6-089 (2014)

- [j] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 古田清隆, S.C. Verma : 「分散型電源大量導入時の需給制御における影響評価の検討」, 平成 26 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 347 (2014)
- [k] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 古田清隆, S.C. Verma : 「太陽光発電大量導入時における揚水発電機の負荷平準化と周波数変動抑制への貢献に関する検討」, 平成 26 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-14-064, PSE-14-064 (2014)
- [l] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 中地芳紀, S.C. Verma : 「再生可能エネルギー大量導入時の当日発電起動停止計画変更が電力需給制御に及ぼす影響の検討」, 平成 27 年電気学会電力系統技術合同研究会, PSE-15-014 (2015)
- [m] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力, 中地芳紀, S.C. Verma : 「再生可能エネルギー増加時における需給制御の影響把握」, 平成 27 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 2 (2015)
- [n] 辻井佑樹, 大山力 : 「広域需給制御に向けた供給予備力と 10 分間運転予備力に関する一考察」, 平成 30 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-18-83, PSE-18-59 (2018) 【電力系統技術委員会 奨励賞 受賞】
- [o] 辻井佑樹, 大山力 : 「再生可能エネルギー増加時における地域間連系線を考慮した広域需給制御」, 令和元年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-19-105, PSE-19-117 (2019) 【電力技術委員会 奨励賞 受賞】
- [p] 辻井佑樹, 大山力 : 「再生可能エネルギー増加時における火力発電機の柔軟性に関する検討」, 令和 2 年電気学会全国大会, 6-096 (2020)
- [q] 辻井佑樹, 大山力 : 「再生可能エネルギー増加時における火力発電機の柔軟性向上が需給制御に及ぼす影響評価」, 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 12 (2020)

その他の発表文献を以下に示す。

■ 学術論文誌

- [r] 辻井佑樹, 逢見翔太 : 「負荷周波数制御におけるメリットオーダーとランプレートを考慮したハイブリッド指令値配分手法」, 電気学会論文誌 B, vol.140, No.5, pp371–378 (2020)
- [s] 辻井佑樹, 古川俊行, 渡辺雅浩, 山根憲一郎 : 「PV 出力のリアルタイムデータに応じた LFC 調整力の確保手法」, 電気学会論文誌 B, vol.140, No.7, pp595–603 (2020)

■ 国際会議における発表

- [t] Y. Tsujii, E.K. Kawakita, M. Kumagai, A. Kikuchi, M. Watanabe: "State Estimation Error Detection System for Online Dynamic Security Assessment",

Eighth Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT 2017),
2017ISGT0086 (2017)

■ 国内会議における発表

- [u] 辻井佑樹, 辻隆男, 大山力: 「需要家側機器のポテンシャル活用による短周期変動抑制の検討」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, P36 (2014)
- [v] 辻井佑樹, 渡辺雅浩, 中谷正親, 中村亮介, 今林正剛, 田村淳二, 斎藤浩海: 「安定性解析のための風力発電機群縮約アルゴリズムの基礎検討」, 平成 28 年電気学会全国大会, No. EL44-B2, 6-089 (2016)
- [w] 今林正剛, 渡辺雅浩, 中村亮介, 中谷正親, 辻井佑樹, 斎藤浩海, 田村淳二: 「多数台の風力発電機と連系した電力系統の安定度解析に用いる FRT 解析手法の一検討」, 平成 28 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 145 (2016)
- [x] 辻井佑樹, 渡辺雅浩, 中谷正親, 中村亮介, 今林正剛, 田村淳二, 斎藤浩海: 「風力発電機の運転継続要件を考慮した縮約アルゴリズムの基礎検討」, 平成 28 年電気学会東京支部茨城支所研究発表会, IBK-16-016 (2016)
- [y] 三宅翔太, 安部誠, 竹内康介, 三好晴樹, 辻井佑樹, 因幡直希, 高田望: 「PV 出力短時間予測を活用した ELD による燃料費低減効果の検証」, 平成 30 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 234 (2018)
- [z] 辻井佑樹, 古川俊行, 渡辺雅浩, 山根憲一郎: 「PV 出力のリアルタイムデータに応じた LFC 調整力の必要量決定手法」, 平成 31 年電気学会電力系統技術研究会, PSE-19-010 (2019)
- [aa] 辻井佑樹, 逢見翔太: 「負荷周波数制御におけるメリットオーダーとランプレートを考慮したハイブリッド指令値配分手法」, 令和元年電気学会電力・エネルギー部門大会, 186 (2019)

付録 A 3章・4章の詳細発電機データ

表 3.1 に記載した発電機の詳細データとして, 147 機発電機の燃料単価および定格容量を表 A.1 に示す。

表 A.1 詳細発電機データ

	node No.	Generator	Variable cost [JPY/kWh]	Rated capacity [MW]
Area A	7	Nuclear	0	700
	7	Nuclear	0	700
	7	Nuclear	0	700
	7	Nuclear	0	700
	10	Thermal/Oil	4.81	600
	10	Thermal/Oil	5.27	700
	10	Thermal/Oil	5.27	700
	10	Thermal/Oil	5.27	700
	10	Thermal/Oil	5.27	700
	18	Thermal/LNG	2.70	900
	18	Thermal/LNG	2.70	900
	18	Thermal/LNG	2.70	900
	18	Thermal/LNG	2.70	900
	18	Thermal/LNG	2.68	900
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	18	Thermal/LNG	2.68	700
	22	Thermal/LNG	2.70	1,000
	22	Thermal/LNG	2.70	1,000
	22	Thermal/LNG	2.68	800
	22	Thermal/LNG	2.68	800
	26	Thermal/Oil	5.03	1,000
	26	Thermal/Oil	5.27	700
	26	Thermal/Oil	5.27	700
	32	Hydro/Pumped-storage	0	450

付録 A 3章・4章の詳細発電機データ

	node No.	Generator	Variable cost [JPY/kWh]	Rated capacity [MW]
	34	Hydro/Pumped-storage	0	750
	38	Thermal/Coal	1.41	900
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
	38	Thermal/Coal	1.10	700
Area B	41	Thermal/LNG	2.70	800
	41	Thermal/LNG	2.68	700
	41	Thermal/LNG	2.68	700
	41	Thermal/LNG	2.68	700
	41	Thermal/LNG	2.68	700
	41	Thermal/LNG	2.68	700
	45	Thermal/Oil	5.01	800
	45	Thermal/Oil	5.01	800
	45	Thermal/Oil	5.01	700
	47	Thermal/LNG	2.68	750
	47	Thermal/LNG	2.68	750
	47	Thermal/Coal	1.10	1,000
	47	Thermal/Coal	1.10	1,000
	47	Thermal/Oil	5.27	700
	47	Thermal/LNG	2.70	900
	47	Thermal/Oil	4.81	900
	47	Thermal/Coal	1.41	700
47	Thermal/Coal	1.41	700	
47	Thermal/Coal	1.41	700	

付録 A 3章・4章の詳細発電機データ

	node No.	Generator	Variable cost [JPY/kWh]	Rated capacity [MW]
	47	Thermal/Coal	1.41	700
	47	Thermal/Coal	1.41	700
	50	Thermal/LNG	2.68	600
	50	Thermal/LNG	2.70	700
	50	Thermal/LNG	2.70	700
	50	Thermal/LNG	2.70	700
	50	Thermal/LNG	2.70	700
	53	Thermal/Coal	1.41	750
	53	Thermal/Coal	1.41	750
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	53	Thermal/Coal	1.10	1,000
	55	Thermal/LNG	2.68	900
	55	Thermal/LNG	2.68	900
	55	Thermal/LNG	2.68	900
	55	Thermal/LNG	2.68	900
	55	Thermal/LNG	2.68	900
	55	Thermal/LNG	2.70	1,000
	58	Thermal/Oil	4.81	800
	58	Thermal/Oil	5.01	900
	58	Thermal/Oil	5.01	900
	58	Thermal/Oil	5.01	900
	58	Thermal/Oil	5.01	900
	58	Thermal/Oil	5.01	900
	60	Nuclear	0	700
	60	Nuclear	0	700
	60	Nuclear	0	700
	60	Nuclear	0	700
	60	Nuclear	0	700
	63	Thermal/Oil	5.27	700

付録 A 3章・4章の詳細発電機データ

	node No.	Generator	Variable cost [JPY/kWh]	Rated capacity [MW]
	63	Thermal/Oil	5.27	700
	63	Thermal/Oil	5.27	700
	63	Thermal/Oil	5.27	700
	63	Thermal/Oil	5.27	700
	63	Thermal/Oil	5.27	700
	63	Thermal/Oil	4.81	1,000
	63	Thermal/Oil	4.81	1,000
	66	Hydro/Pumped-storage	0	1,150
	66	Hydro/Pumped-storage	0	1,150
Area C	70	Hydro/Pumped-storage	0	1,150
	70	Hydro/Pumped-storage	0	1,150
	70	Thermal/LNG	2.68	1,000
	70	Thermal/LNG	2.70	800
	70	Thermal/Oil	4.81	700
	70	Thermal/Oil	4.81	700
	70	Thermal/Oil	5.27	800
	70	Thermal/Oil	5.27	800
	70	Thermal/Oil	5.27	800
	70	Thermal/Oil	5.27	800
	70	Thermal/Oil	5.27	800
	74	Thermal/Oil	5.03	800
	74	Thermal/Oil	5.27	1,000
	74	Thermal/Oil	5.27	1,000
	74	Thermal/Oil	5.27	1,000
	74	Thermal/Oil	5.27	1,000
	74	Thermal/LNG	2.70	800
	74	Thermal/LNG	2.68	900
	74	Thermal/LNG	2.68	900
	74	Thermal/LNG	2.68	900
	74	Thermal/LNG	2.68	900
	74	Thermal/LNG	2.68	900
	78	Hydro/Run-of-river	0	940
	78	Hydro/Run-of-river	0	940
78	Hydro/Run-of-river	0	940	

付録 A 3章・4章の詳細発電機データ

	node No.	Generator	Variable cost [JPY/kWh]	Rated capacity [MW]
	78	Hydro/Run-of-river	0	940
	78	Hydro/Run-of-river	0	940
	78	Thermal/Coal	1.10	1,000
	78	Thermal/Coal	1.10	1,000
	78	Thermal/Coal	1.10	1,000
	78	Thermal/Coal	1.10	1,000
	78	Thermal/Coal	1.10	1,000
	78	Thermal/Coal	1.41	700
	78	Thermal/Coal	1.41	700
	78	Thermal/Coal	1.41	700
	78	Thermal/Coal	1.41	700
	78	Thermal/Coal	1.41	700
	78	Thermal/LNG	2.68	700
	78	Thermal/LNG	2.68	700
	78	Thermal/LNG	2.68	900
	78	Thermal/LNG	2.70	1,000
	78	Thermal/Oil	5.27	700
	78	Thermal/Oil	5.27	700
	78	Thermal/Oil	5.27	700
	78	Thermal/Oil	5.27	700
	78	Thermal/Oil	5.03	1,000

付録 B 5章・6章の詳細発電機データ

表 5.1 に記載した発電機の詳細データとして、152 機発電機の定格容量とエリアについて、広域需給制御における起動停止と出力配分の優先順に表 B.1 に示す。

表 B.1 詳細発電機データ

node No.	Generator	Rated capacity [MW]	Area
1	Nuclear	1000	1
2	Nuclear	1000	1
3	Nuclear	1000	1
4	Nuclear	1000	1
5	Nuclear	1000	1
6	Nuclear	1000	1
7	Nuclear	1000	1
8	Nuclear	1000	1
9	Nuclear	1000	1
10	Nuclear	1000	1
11	Nuclear	1000	1
12	Nuclear	1000	1
13	Nuclear	1000	1
14	Nuclear	1000	1
15	Nuclear	1000	2
16	Nuclear	1000	2
17	Nuclear	1000	2
18	Nuclear	1000	2
19	Nuclear	1000	2
20	Nuclear	1000	2
21	Hydro	1500	1
22	Hydro	1500	2
23	Thermal/LNG	200	1
24	Thermal/LNG	700	1
25	Thermal/LNG	200	2
26	Thermal/LNG	200	1

付録 B 5章・6章の詳細発電機データ

node No.	Generator	Rated capacity [MW]	Area
27	Thermal/LNG	700	1
28	Thermal/LNG	700	2
29	Thermal/LNG	200	1
30	Thermal/LNG	700	1
31	Thermal/Coal	700	1
32	Thermal/Coal	700	2
33	Thermal/Coal	1000	1
34	Thermal/Coal	1000	2
35	Thermal/Coal	700	1
36	Thermal/Coal	700	2
37	Thermal/Coal	1000	1
38	Thermal/Coal	1000	2
39	Thermal/Coal	700	1
40	Thermal/Coal	700	2
41	Thermal/Coal	1000	1
42	Thermal/Coal	1000	2
43	Thermal/Coal	700	1
44	Thermal/Coal	700	2
45	Thermal/Coal	1000	1
46	Thermal/Coal	1000	2
47	Thermal/Coal	700	1
48	Thermal/Coal	700	2
49	Thermal/Coal	1000	1
50	Thermal/Coal	1000	2
51	Thermal/Coal	700	1
52	Thermal/Coal	700	2
53	Thermal/Coal	1000	1
54	Thermal/Coal	1000	2
55	Thermal/Coal	700	1
56	Thermal/Coal	700	2
57	Thermal/Coal	1000	1
58	Thermal/Coal	1000	2
59	Thermal/LNG	200	1

付録 B 5章・6章の詳細発電機データ

node No.	Generator	Rated capacity [MW]	Area
60	Thermal/LNG	700	1
61	Thermal/LNG	200	2
62	Thermal/LNG	200	1
63	Thermal/LNG	700	1
64	Thermal/LNG	700	2
65	Thermal/LNG	200	1
66	Thermal/LNG	700	1
67	Thermal/LNG	200	1
68	Thermal/LNG	700	1
69	Thermal/LNG	200	2
70	Thermal/LNG	200	1
71	Thermal/LNG	700	1
72	Thermal/LNG	200	1
73	Thermal/LNG	700	1
74	Thermal/LNG	700	2
75	Thermal/LNG	200	1
76	Thermal/LNG	700	1
77	Thermal/LNG	200	1
78	Thermal/LNG	700	1
79	Thermal/LNG	200	2
80	Thermal/LNG	200	1
81	Thermal/LNG	700	1
82	Thermal/LNG	200	1
83	Thermal/LNG	700	1
84	Thermal/LNG	700	2
85	Thermal/LNG	200	1
86	Thermal/LNG	700	1
87	Thermal/LNG	200	1
88	Thermal/LNG	700	1
89	Thermal/LNG	200	2
90	Thermal/LNG	200	1
91	Thermal/LNG	700	1
92	Thermal/LNG	200	1

付録 B 5章・6章の詳細発電機データ

node No.	Generator	Rated capacity [MW]	Area
93	Thermal/LNG	700	1
94	Thermal/LNG	700	2
95	Thermal/LNG	200	1
96	Thermal/LNG	700	1
97	Thermal/LNG	200	1
98	Thermal/LNG	700	1
99	Thermal/LNG	200	2
100	Thermal/LNG	200	1
101	Thermal/LNG	700	1
102	Thermal/LNG	200	1
103	Thermal/LNG	700	1
104	Thermal/LNG	700	2
105	Thermal/LNG	200	1
106	Thermal/LNG	700	1
107	Thermal/LNG	200	1
108	Thermal/LNG	700	1
109	Thermal/LNG	200	2
110	Thermal/LNG	200	1
111	Thermal/LNG	700	1
112	Thermal/LNG	200	1
113	Thermal/LNG	700	1
114	Thermal/LNG	700	2
115	Thermal/LNG	200	1
116	Thermal/LNG	700	1
117	Thermal/LNG	200	1
118	Thermal/LNG	700	1
119	Thermal/LNG	200	2
120	Thermal/LNG	200	1
121	Thermal/LNG	700	1
122	Thermal/LNG	200	1
123	Thermal/LNG	700	1
124	Thermal/LNG	700	2
125	Thermal/LNG	200	1

付録 B 5章・6章の詳細発電機データ

node No.	Generator	Rated capacity [MW]	Area
126	Thermal/LNG	700	1
127	Thermal/LNG	200	1
128	Thermal/LNG	700	1
129	Thermal/LNG	200	2
130	Thermal/LNG	200	1
131	Thermal/LNG	700	1
132	Thermal/LNG	200	1
133	Thermal/LNG	700	1
134	Thermal/LNG	200	2
135	Thermal/LNG	200	1
136	Thermal/LNG	700	1
137	Thermal/LNG	200	1
138	Thermal/LNG	700	1
139	Thermal/LNG	200	2
140	Thermal/LNG	700	1
141	Thermal/LNG	700	1
142	Thermal/Oil	500	1
143	Thermal/Oil	700	1
144	Thermal/Oil	500	1
145	Thermal/Oil	500	2
146	Thermal/Oil	700	1
147	Thermal/Oil	500	1
148	Thermal/Oil	700	1
149	Thermal/Oil	500	2
150	Thermal/Oil	500	1
151	Thermal/Oil	700	1
152	Thermal/Oil	500	1