



Title	需給の不確実性を考慮したオフグリッドの確率的運用・制御手法の開発
Author(s)	大澤, 拓門
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(情報科学)
Dissertation Number	甲第16177号
Issue Date	2024-09-25
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k16177
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/93533
Type	doctoral thesis
File Information	Takuto_Ohsawa.pdf



博士論文

需給の不確実性を考慮したオフグリッドの
確率的運用・制御手法の開発

大澤拓門

2024年6月

北海道大学 大学院情報科学院
システム情報科学コース

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

大澤拓門

審査委員：	主査	原 亮一	准教授
	副査	北 裕幸	教授
		五十嵐 一	教授

需給の不確実性を考慮したオフグリッドの 確率的運用・制御手法の開発*

大澤拓門

概要

近年わが国では、都市部への人口流出と少子化に伴い過疎地域が増加しており、この傾向は今後も進んでいくと考えられる。このような地域では住民の減少に伴い電力需要も縮小することが想定される。そのため、系統内の電源設備や送電系統の老朽化に伴う補修や建て替えが必要な際には従来のように多額のコストをかけることが適切ではない可能性も出てくる。その際には過疎地域の系統を上位系統から切り離して電力の地産地消を図るオフグリッドを適応することが望ましい。オフグリッド化された配電系統(以下オフグリッド)では、系統規模が小さいこともあり、スケールメリットの少ない太陽光発電(Photovoltaic：以下 PV)などの再生可能エネルギー電源(Renewable Energy 電源：以下 RE 電源)を主たる電源の一つとして活用することを想定している。

一方、需要・RE 電源出力の予測は、予測誤差を有すること、また、予測の時間解像度よりも短い周期の変動(以下、短周期変動)を有することから、その利用には多くの不確実性を伴うことが知られている。特に規模の小さなオフグリッドにおいてはこのような出力の不確実性が与える影響は大きい。また、これらの不確実性に対して、系統連系用インバータなどを用いた制御が提案されているが、時系列シミュレーションを必要とする性質上、長期的な運用計画内でその効果を評価できていなかった。

そこで本論文では、RE 電源や需要の不確実性、特に短周期変動を考慮したオフグリッドの確率的な運用・制御手法を提案する。提案する手法では、不確実性を考慮した潮流計算手法である確率潮流計算と最適潮流計算を組み合わせた最適確率潮流計算 (Optimal Probabilistic Power Flow, OPFF) を用いて、オフグリッド内の電圧が規定値から逸脱する確率を最小化するような運用を実現する。また、周波数・電圧制御について、運用計画の中でその効果を評価するモデルを提案し、制御と運用計画を同時に考慮するような手法を提案する。さらに、本論文では提案手法の有効性について、数値試算を基に検証を行う。

キーワード：オフグリッド、不確実性、運用計画、確率潮流計算、Frequency-Watt 制御、Volt-Var 制御

Development of Probabilistic Operation and Control Methods for an Off-grid considering Demand and Supply Uncertainties[†]

Takuto OHSAWA

Abstract

In recent years, the number of depopulated areas in Japan has been increasing due to the outflow of population to urban areas and the declining birth rate. This trend is expected to continue in the future. As the number of residents in such areas declines, the demand for electricity is expected to shrink, necessitating a drastic review of the way electricity is supplied. For example, when it is necessary to repair or rebuild aging power supply facilities or transmission systems in the grid, it may not be appropriate to spend a large amount of money as in the past on the formation of facilities in areas with low population and demand. In such cases, it is desirable to apply off-grid technology to separate the grid of depopulated areas from the upper grid for local production and consumption of electricity. In an off-grid power distribution system, renewable energy sources (RE sources), such as photovoltaic (PV) power generation, are assumed to be used as one of the main power sources due to the small scale of the system.

However, it is known that the forecast of demand and RE output has many uncertainties because of forecast errors and variations in periods shorter than the time resolution of the forecast. The impact of such output uncertainty is particularly significant in small-scale off-grid systems. Additionally, control using grid-connected inverters has been proposed for these uncertainties, but its performance has not been evaluated within a long-term operation plan due to the requirement for time-series simulation.

In this paper, a stochastic off-grid operation method is proposed that considers the uncertainty of RE sources and demand, especially short-term variations. The proposed method minimizes the probability that the voltage in the off-grid will deviate from the specified value by using Optimal Probabilistic Power Flow (OPPF), which is a combination of probabilistic power flow and optimal power flow. Furthermore, a model is proposed to evaluate the performance of frequency and voltage control in the operation scheduling, and a method is proposed to consider both control and operation scheduling simultaneously. This paper also verifies the effectiveness of the proposed method based on numerical case studies.

Key words: Off-grid, Uncertainty, Operation Scheduling, Probabilistic Power Flow, Frequency-Watt Control, Volt-Var Control

[†]Doctor's Thesis, Course of Systems Science and Informatics, Graduate School of Information Science and Technology, Hokkaido University, SSI-DT46215031, June 1, 2024

目次

第1章	序論	1
1.1	本論文の背景	1
1.2	オフグリッドの現状と展望	3
1.3	不確実性が電力システムに与える影響	5
1.4	関連研究の動向	7
1.5	本論文の目的	8
第2章	想定するオフグリッド	11
2.1	オフグリッドの構成	11
2.2	オフグリッドにおける運用方策	12
第3章	不確実性を考慮した運用計画手法	15
3.1	提案する最適確率潮流計算の定式化	15
3.2	最適確率潮流計算の実装方法	19
3.3	実運用断面での制御を考慮した定式化	20
3.4	制約の緩和方法に関する検討	21
3.5	計画段階における評価	22
3.5.1	試算条件	22
3.5.2	試算結果 ー最適確率潮流計算の有効性	23
3.5.3	制御を考慮する効果	26
3.6	時系列シミュレーションによる評価	27
3.6.1	試算条件	27
3.6.2	試算結果	28
3.7	需要家蓄電池の制約範囲による影響	32
3.8	スラックノード蓄電池の緩和方法	37
第4章	不確実性に対する確率的制御を考慮した運用計画手法	45
4.1	周波数変動と制御を考慮した手法の概論	45
4.1.1	提案手法の概論	45
4.1.2	提案する周波数変動を考慮した計画手法	47
1)	継続時間確率密度関数の作成	47
2)	発電機慣性を考慮した計画手法	48
3)	ガバナシステムを考慮した計画手法	49
4)	ガバナ出力上限を考慮した計画手法	51
5)	複数機器の出力上限を考慮した計画手法	53
4.1.3	数値試算による検証	54
1)	提案手法による周波数変動算出の妥当性	54

2)	ガバナ出力上限の効果	56
3)	提案手法による周波数逸脱率計算の妥当性	57
4)	運用計画への適応効果	60
4.2	電圧変動とその制御を考慮した運用計画手法	65
4.2.1	提案手法の概論	65
4.2.2	想定する VV 制御	66
4.2.3	VV 制御の評価方法	66
1)	VV 制御を考慮した潮流計算の概要	66
2)	提案手法する無効電力更新法	67
4.2.4	VV 制御の考慮した運用計画手法	69
1)	VV 制御を考慮した運用計画手法の概要	69
2)	逸脱率改善感度に基づく VV 制御ゲイン決定法	70
4.2.5	数値試算による検証	72
1)	無効電力更新法の評価	72
2)	運用計画への適応効果	76
4.3	周波数・電圧制御を考慮した運用計画手法	81
4.3.1	提案手法の概論	81
4.3.2	FW・VV 制御の割り当てを考慮した運用計画	82
4.3.3	数値試算による検証	83
1)	試算条件	83
2)	試算結果－計画段階の評価	83
3)	試算結果－時系列シミュレーションでの評価	88
第5章	結論	93
5.1	本論文のまとめ	93
5.2	今後の展望	94
参考文献		95
著者が発表した論文		101
	本論文に関して著者が公表した論文	101
	本論文に関して著者が行った講演発表等	101
謝辞		103
付録		105

図目次

図 1.1 日本における過疎関連市町村の変遷[4]	1
図 1.2 過疎地域における系統構成の一例[7]	2
図 1.3 沖縄県における電力供給[12]	3
図 1.4 離島マイクログリッドシステムのイメージ[16]	4
図 1.5 電力の需給バランスイメージ[19]	5
図 1.6 短周期変動のイメージ	6
図 2.1 想定するオフグリッドモデル	11
図 2.2 オフグリッドにおける需給ミスマッチ吸収のイメージ	12
図 2.3 Q/P-DROOP 制御のイメージ	13
図 3.1 目的関数のイメージ	15
図 3.2 緩和制約のイメージ	17
図 3.3 提案する OPF のフローチャート	19
図 3.4 Q/P-DROOP 制御並びにその決定イメージ	21
図 3.5 試算に使用した系統モデル	22
図 3.6 試算で使用した正味需要データ	22
図 3.7 ノード#5 における電圧確率分布	24
図 3.8 各ケースにおけるスラック蓄電池運用	25
図 3.9 各ケースにおけるノード#3 蓄電池の運用	26
図 3.10 時系列シミュレーションのフローチャート	27
図 3.11 時系列シミュレーションにおけるノード#5 の電圧	28
図 3.12 時系列シミュレーションにおける電圧ヒストグラム	29
図 3.13 時系列シミュレーションにおけるスラック蓄電池運用	31
図 3.14 時系列シミュレーションにおけるノード#5 の電圧分布—需要家蓄電池制約が与える影 響	33
図 3.15 電圧分布の拡大図—需要家蓄電池制約が与える影響	34
図 3.16 各ケースにおける#2 ノード蓄電池運用—需要家蓄電池が与える影響	35
図 3.17 各ケースにおける#3 ノード蓄電池運用—需要家蓄電池が与える影響	36
図 3.18 ノード#5 における電圧確率分布—スラック影響評価	38
図 3.19 スラックノード蓄電池の運用—スラック影響評価	39
図 3.20 時系列シミュレーションにおける#5 の電圧分布—スラック影響評価	41
図 3.21 時系列シミュレーションにおけるスラックノード蓄電池の運用—スラック影響評価	42
図 4.1 典型的な周波数変動とその制御イメージ	46
図 4.2 $f(\Delta p, \tau)$ の計算イメージ	47

図 4.3 慣性のみを考慮した場合の周波数計算ブロック	48
図 4.4 $\tau - \Delta p$ 平面における評価イメージ	49
図 4.5 ガバナシステムを含む周波数計算ブロック	50
図 4.6 リミットを含む周波数計算ブロック	51
図 4.7 ガバナ運用の物理的イメージ	52
図 4.8 ガバナリミット到達後の周波数計算ブロック	52
図 4.9 蓄電池とガバナを考慮した周波数計算ブロック	53
図 4.10 複数機器を考慮した周波数算出イメージ	54
図 4.11 提案手法と時系列シミュレーション間の最大周波数変動の絶対誤差計算	56
図 4.12 計算結果として得られた負荷変動曲線	57
図 4.13 周波数逸脱が 0 となる蓄電池容量	59
図 4.14 スラック蓄電池の運用—負荷変動手法	60
図 4.15 CDG が吸収する負荷変動	60
図 4.16 周波数変動のシミュレーション結果	61
図 4.17 各計画結果における周波数変動（曇り日）	62
図 4.18 蓄電池および CDG の運用（曇り日）	63
図 4.19 想定する V/V 制御のイメージ	66
図 4.20 VV 制御を含む潮流計算のフロー	67
図 4.21 DAMP FACTOR を用いた繰り返し計算イメージ	68
図 4.22 提案する VV 制御の効果のイメージ	69
図 4.23 ゲイン決定法のフローチャート	71
図 4.24 評価に用いた系統モデル	72
図 4.25 潮流計算の繰り返しに対する無効電力の変化（断面 1）	73
図 4.26 潮流計算の繰り返しに対する無効電力の変化（断面 2）	74
図 4.27 末端#5 における各時刻の電圧の平均値	76
図 4.28 末端#5 における各時刻の電圧の確率分布	77
図 4.29 CASE 1 におけるゲイン設定値	78
図 4.30 CASE 0,1 における末端#5 の蓄電池運用	79
図 4.31 CASE 3 におけるゲイン設定値	80
図 4.32 短周期変動に対する制御のイメージ	82
図 4.33 試算に使用した系統モデルと制御イメージ	83
図 4.34 各ケースにおける#5 ノードの電圧確率分布	84
図 4.35 提案手法で割り当てられた制御容量	86
図 4.36 試算における短周期変動	87
図 4.37 時系列シミュレーションにおける周波数変動	89
図 4.38 時系列シミュレーションにおける#5 ノードの電圧変動	90
図 4.39 12 時における正味需要の短周期変動	91
図 4.40 12 時において確保された FW 制御容量	91

表目次

表 3.1 試算に使用したパラメータ	23
表 3.2 時系列シミュレーションにおける電圧の最大・最小値	30
表 3.3 時系列シミュレーションにおけるスラック蓄電池の逸脱	31
表 3.4 各ケースにおける各逸脱率	40
表 3.5 各ケースにおけるスラックノード蓄電池逸脱回数	43
表 4.1 周波数変動の最大値(提案手法)	55
表 4.2 周波数変動の最大値(シミュレーション)	55
表 4.3 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（曇り日）	58
表 4.4 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（晴れ日）	58
表 4.5 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（雨天日）	58
表 4.6 各手法における周波数逸脱時間	64
表 4.7 各手法における計算時間	64
表 4.8 各時間帯の確率潮流計算における潮流計算当たりの平均の繰り返し数	75
表 4.9 各 CASE における電圧逸脱率	78
表 4.10 各 CASE における計算時間	81
表 4.11 各 CASE における電圧逸脱率	85
表 4.12 時系列シミュレーションにおける電圧の最大・最小値	92

第1章 序論

1.1 本論文の背景

近年、我が国では平均寿命の伸びや出生率の低下による少子高齢化[1]や、若者が賃金や安定性など相対的に良質な雇用を求めることによる都市部への労働人口の流出[2]が進んでいる。これに伴って、地域社会における活力が低下している過疎地域[3]が増加している。実際、2018年には国内の市町村のうち47.6[%]が、過疎地域とそれにみなされる市町村である、過疎関係市町村[4]となっている。図1.1に過疎関連市町村の変遷を示す。図1.1に示すように日本における過疎関連市町村は増加の一途を辿っている。

過疎地域は人口減少や少子高齢化が今後進むことからその増加が想定[5]される。このような地域においては住民減少に伴い電力の需要（電力需要）も縮小することが考えられるため、電力供給のあり方を抜本的に見直すことも1つの案として考えられる。過疎地域は、現在の人口が少ない場合でも過去には多くの住民が住んでおり、電力を供給するための設備（送配電線や鉄塔、変電所など）も住民が多く電力需要がピークであった時期を想定して建設されている。その設備の老朽化等による更新・補修・建て替えが必要な場合には、人口や電力需要が少ない過疎地域に対して従来のような設備を多額のコストをかけて整備を行うことは、必ずしも適切な設備形成とは言えない可能性がある。

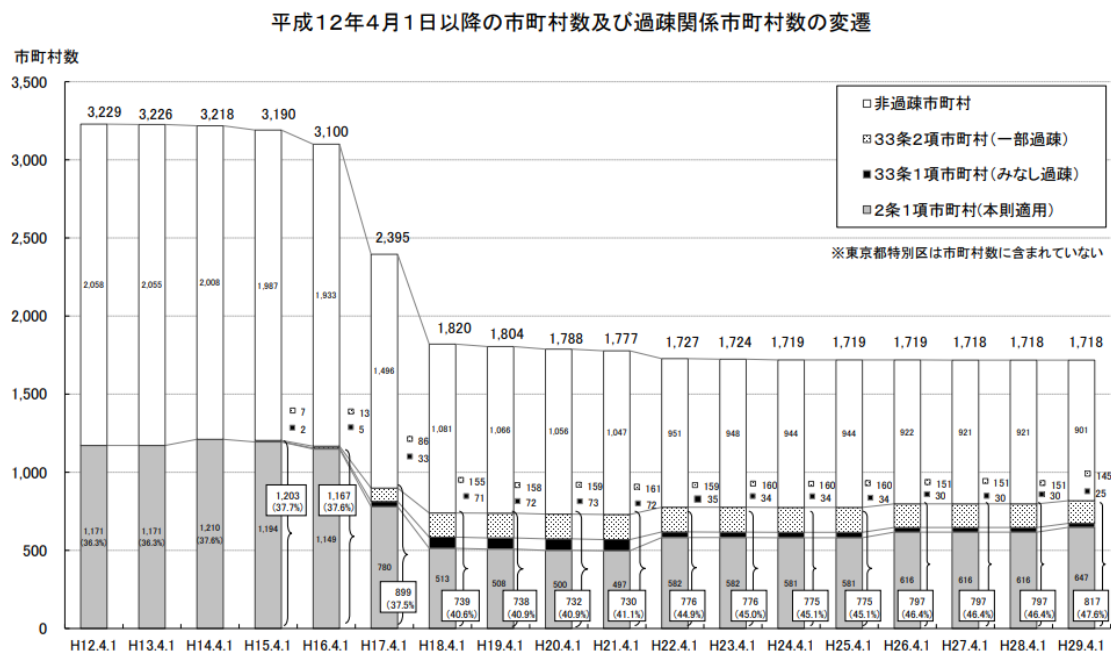


図 1.1 日本における過疎関連市町村の変遷[4]

また、電気料金の問題もある。現在電力分野においては電力小売りの全面自由化が進んでいる。自由化前の電気料金は各地域の一般送配電事業者が場所によらず一律の価格であった。しかし、自由化によって電気小売り事業者は価格を自由に設定できるようになっている[6]。その際に、電気小売り事業者はその送電に係るコストによって地域ごとに料金を設定することが合理的となる。上で述べたように過疎地域はその需要量に対して設備が過大であるため、電力供給に余計なコストが発生する場合がある。そのコストは過疎地域の住民が電気料金として負担するか、小売り事業者が別の事業によって整合性をとる必要があり、どちらにせよ経済的とは言えないであろう。

このような地域においてはオフグリッドと呼ばれる、従来の上位系統と切り離して運用を行う系統構成が上記問題を解決する方法として提案されている。事実、資源エネルギー庁による脱炭素化社会へ向けた電力レジリエンス小委員会においても、現在離島などですでに実際に運用されているオフグリッドの考えを過疎地域にも適用し当該地域の配電系統を上位系統から切り離して電力の地産地消を図ることが、安定供給を維持しつつ合理的な電力インフラ投資となる可能性が指摘されている[7]。同小委員会で提言されている過疎地域の系統構成イメージを図 1.2 に示す。過疎地域のオフグリッド化に関する実現可能性はいくつか検討がされており[8][9]、今後実際の導入が進むと考えられる。

オフグリッド化された配電系統（以下、単にオフグリッドと呼ぶ）では、系統規模が上位系統と比べ小さいこともあり、従来の大型発電所ではなく、スケールメリットの少ない（分散設置が容易な）太陽光発電（Photovoltaic：以下PV）などの再生可能エネルギー電源(Renewable Energy 電源：以下 RE 電源)を主たる電源の一つとして活用することが想定されるが、実際に過疎地域へオフグリッドが導入されている事例はなく、その運用方法についてはまだ議論の段階にある。RE 電源は一般に、その出力が天候に依存する特徴を有しており、過疎地域を独立させたオフグリッドにおいて安定的な運用を実現するためにはディーゼルエンジンなどの可制御かつ分散設置可能な電源（可制御分散電源、Controllable Distributed Generator：以下 CDG）や蓄電池等のバッファを利用することも必要となるであろう。このように、オフグリッド化の経済合理性を検証するためには、上位系統への設備投資の削減効果と、オフグリッド化に伴い生じる各種電源・蓄電池・EMS・制御用通信設備などの設備投資とを見合いながら総合的に議論する必要があるであろう。そのためには、オフグリッドで安定供給を実現するために必要な設備の種類・容量を、それらをどのように運用・制御していくかと共に明らかにする必要がある。本論文ではこの運用・制御の部分に着目し、検討を行うこととする。

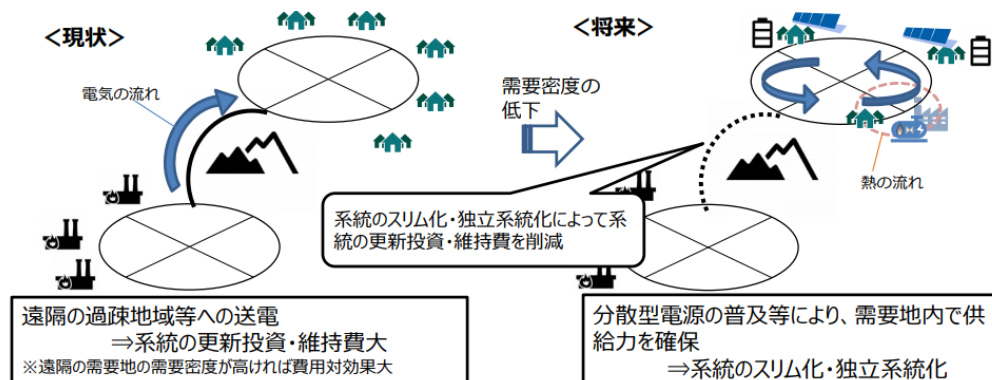


図 1.2 過疎地域における系統構成の一例[7]

1.2 オフグリッドの現状と展望

前節で示したように、オフグリッドと呼ばれる系統構成が現在注目を浴びている。本項ではオフグリッドの現状と今後の展望についてまとめる。

上位系統と接続せず独立して運用を行うオフグリッドは従来では離島など、上位系統と接続することが物理的に難しい地域に対して導入されていた。例として、国内では北海道の天売島―焼尻島、厚岸町小島[10]、長崎県の壱岐島、対馬、鹿児島県の種子島、奄美大島[11]などが存在する。また沖縄は、その地理的な要因から、離島系統が多く存在し、39の有人離島に12の電力系統にて電力を供給している[12]。例として、沖縄電力が供給している沖縄県の電力網を図1.3に示す。

従来、離島の電力系統では主としてディーゼル発電による電力供給が行われていた。ディーゼル発電で使用する燃料などは船舶等により離島へ輸送されることとなるため、結果として燃料費、ひいては電気を供給するためのコストが高くなることが懸念されている[13]。従来のように電力会社が法に基づいた料金にて各地域に一律に電気を供給する場合においてはこのような系統は電気料金のボトルネックとなり、現状のように電気料金が地域等によって変わる場合には離島の電気料金が大幅に上昇する可能性がある。なお、日本では一般送配電事業者に対して離島ユニバーサルサービスの義務を課している。これは、上位系統と接続されていない離島系統にあっても一般送配電事業者が電気料金を本土と変わらない価格とするものである[14]。ユニバーサルサービスが存在する限りは離島における電気料金は本土程度に保たれるが、ユニバーサルサービスが終了してしまうなどの場合には上記懸念が現実のものとなる可能性がある。また、ユニバーサルサービスが運用されている現在も離島で発生している電気料金分の赤字は本土の電気料金に反映されるなどしており、経済的とは言えない。このように、離島などのオフグリッドには供給コストの問題を有しており、それを解決する必要がある。

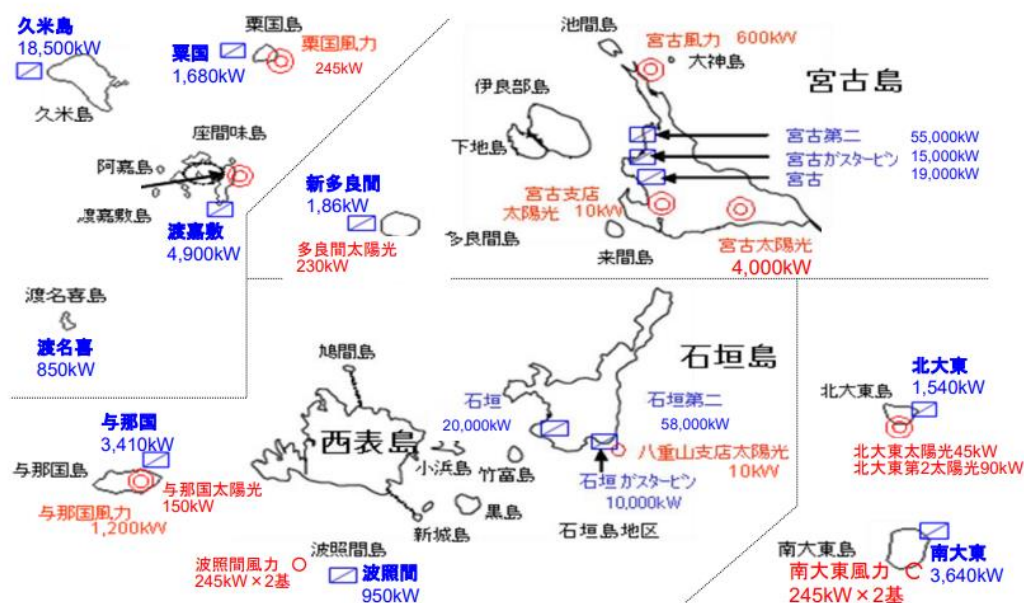


図 1.3 沖縄県における電力供給[12]

オフグリッドでは、先に述べた問題を解決する手段として、PV に代表される RE 電源を導入し、いわゆるマイクログリッド化することが提案されている[13]。マイクログリッドという言葉は、厳密には定義されていないが、ある一定の需要地内で複数の RE 電源等を組み合わせて制御する供給網を表している[15]。本来、マイクログリッドは上位系統に接続されているものを含めるが、本稿で示すオフグリッド型のマイクログリッドは、単にオフグリッド、あるいは離島マイクログリッドなど、英語では、Off-grid, Remote microgrid, Isolated microgrid などと呼ばれる。オフグリッドをマイクログリッド化するメリットの1つがRE電源の有効活用である。PVをはじめとする RE 電源は導入量に対するスケールメリットがほぼない。言い換えれば、小型 PV の多数設置と大規模な PV の設置は経済的に大きな差がなく、分散的に設置しやすい。また、RE 電源は燃料を必要としないため一度設置してしまえばその後は維持コストのみ考えればよいこととなる。このような特徴を持つ RE 電源を活用するマイクログリッドをオフグリッド内で構成することによって先に示したような問題を解消できると考えられる。

離島に対してオフグリッドの導入が行われている事例を挙げる。九州電力では、鹿児島県の複数の島（黒島、竹島、中之島、諏訪之瀬島、小宝島、宝島）に対して、マイクログリッド化を行う「離島マイクログリッドシステム」の実証実験を行っている[16]。システムのイメージを図 1.4 に示す。当該システムにおいては RE 電源として PV と風力発電設備と、RE 電源出力変動補償のための蓄電池を導入し運用している。PV の導入量としては、島によって異なるが最大需要の 31[%]程度の容量を導入している。これらの導入によって PV の安定的な使用や、従来設備である内燃力発電機の運転を高効率化するなどの技術実証を行った。この他にも、沖縄県宮古島ではエネルギー島外依存度の低減、コストの低減等を目的として全島 EMS（Energy Management System）実証事業を、来間島では RE 電源 100[%]自活の検証などが行われている[17]。EMS は、電力などのエネルギーを制御する機器で、これによって島内にある地下ダム揚水の稼働時間や、RE 電源の導入拡大を行うことを目指している。

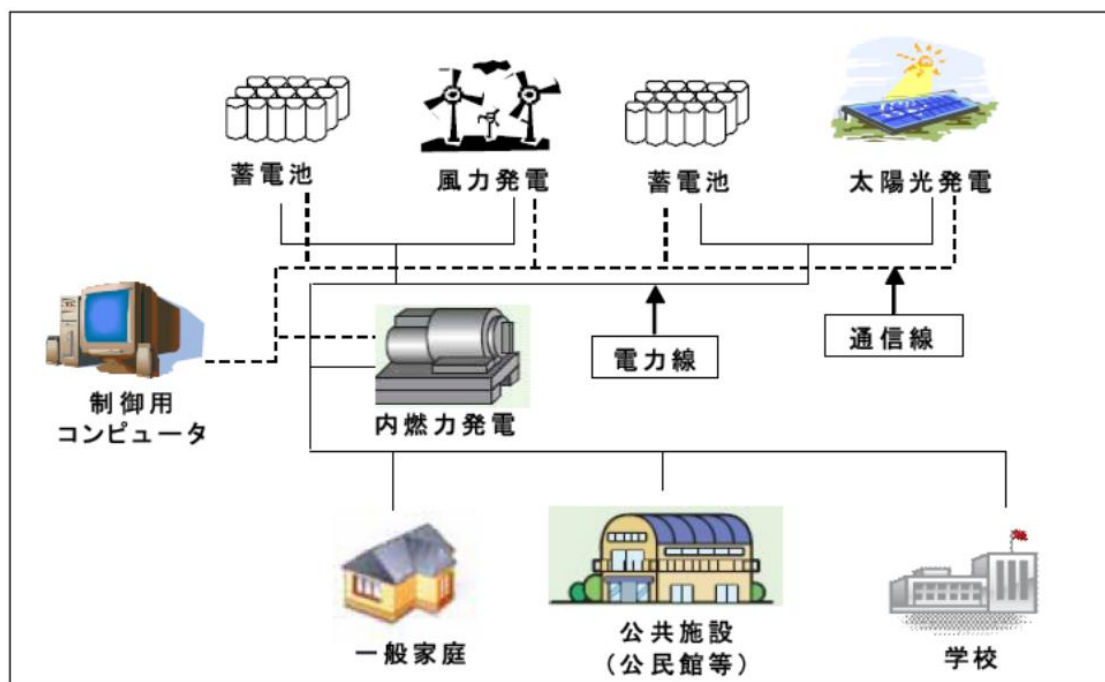


図 1.4 離島マイクログリッドシステムのイメージ[16]

同様の検討は海外でも行われている。インドネシアでは、石油代替資源の確保などから RE 電源の導入が進んでおり、2025 年までに RE 電源比率を現状の 8[%]から 25[%]まで引き上げる目標を掲げている[13]。中でも、PV については「100 島プロジェクト」などが計画されている。また、シンガポールでは Renewable Energy Integration Demonstrator – Singapore(REIDS)というプラットフォームを立ち上げている。これはセマカウ島で行われているオフグリッドなどの実証試験場のようなもので様々な機関が実験を行っている。プロジェクトの 1 つ Sustainable Powering of Off Grid Regions – SPORE は PV、風力発電、蓄電システムなどを備えており、設備容量はトータルで 1[MW]クラスである。

このように、オフグリッドは近年注目されており、今後もさらに導入が進むと考えられる。さらに、先で述べたように過疎地域等に対してもオフグリッドを導入することが検討されており、オフグリッドに関する技術開発は今後さらに重要となっていくことが予測される。

1.3 不確実性が電力システムに与える影響

本節では種々の不確実性が電力システムに与える影響についてまとめる。電力システムにおける不確実性は近年増加しており、また、オフグリッドのような小規模かつ RE 電源が大量に導入された系統ではその影響が大きい。従って、オフグリッドの運用方策について述べる際には不確実性の影響について考慮する必要がある。

電力システムは、瞬時的な需要と供給のバランスを必要とするいわゆる「同時同量」の制約がある。電力の需給バランスが崩れるとその周波数に影響が生じる。需給バランスのイメージを図 1.5 に示す。電力を供給する、国内では一般送配電事業者などはこの周波数を維持するように各種機器（発電所など）の運用を決定する。さて、需給バランスを維持する上で重要な要素として、機器運用を決定する際に用いる需要が問題となる。発電所などでは、一般には、前日に翌日の運用計画を決定するため、需要は翌日の予測値を使うこととなる。需要予測に関する研究は多く行われている[20][21]が、100[%]的中する予測は不可能であり、結果としてその結果は不確実性を有している。従って、翌日の需要予測を基にした計画は、必ずしも計画通りにならないためその影響を計画段階で加味する必要があるだろう。また、RE 電源はその出力が天候に依存する特徴を有している。RE 電源の出力予測技術も同様に提案されている[22][23]が、需要と同様確実な予測は難しい。

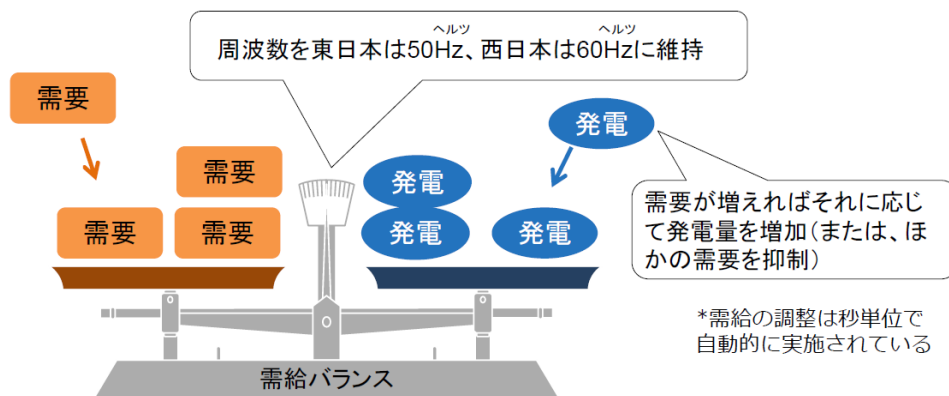


図 1.5 電力の需給バランスイメージ[19]

さらに、需要や RE 電源出力はその予測時間解像度よりも短い周期の変動（以下、短周期変動）を有しており、これも不確実性の 1 つといえる。前述した発電所等の運用計画では、予測の時間解像度に合わせて計画を行うため、この短周期変動は考慮されていない。また、計画の際には時間解像度に合わせた平均値などを用いるため、短周期変動の大きさ等を考慮できておらず、実運用上で問題となることが想定される。短周期変動のイメージを図 1.6 に示す。この他にも、電力システムにおける不確実性としては、送配電線などの地絡事故等が存在する。

これらの不確実性は、系統規模が小さなオフグリッドにおいて大きな影響を与える。その要因として挙げられるのは、RE 電源の「ならし効果」と、系統の同期発電機による慣性である。まず、ならし効果について述べる。一般の大規模な系統を考えれば、PV などの RE 電源は多数の地点に分散的に導入することが想定される。RE 電源の出力は天候に依存するが、広域的な空間ではその変化は局所的な影響しか与えず、系統全体で見ればその影響はあまり大きくなる。この効果によって、上で示したような不確実性の影響は大規模な系統においては大きくない[24]。この効果は RE 電源だけでなく需要にも言える。一方で、オフグリッドは狭域なシステムであり、天候等も系統内でほぼ完全に一致することから、その効果を見込むことができない。2 つ目の要因は発電機の慣性である。先に示したように電力システムの需給バランスは周波数に影響する。この周波数変動は系統内にある発電機の慣性量によって変化する。発電機は回転体であり、その回転速度が周波数をつかさどっている。系統内の同期発電機はその回転速度、すなわち周波数が同期しているが、需給にアンバランスが発生すると回転体が慣性エネルギーを放出/吸収することでエネルギーの帳尻を合わせる。慣性エネルギーが変化することで回転体の回転速度が変化するため、結果として需給アンバランスによって周波数が変化するのである。この原理から、系統内の回転体、すなわち系統内の同期発電機が多ければ周波数の変動は同じ大きさの需給アンバランスに対して小さくなる。一方、オフグリッドでは同期発電機を大量に導入することが難しいため、周波数の変動が大きくなる傾向にある。このように、オフグリッドでは、系統規模の小ささから種々の不確実性が大きく影響する。従って、このような不確実性に対応する系統運用手法が必要となる。

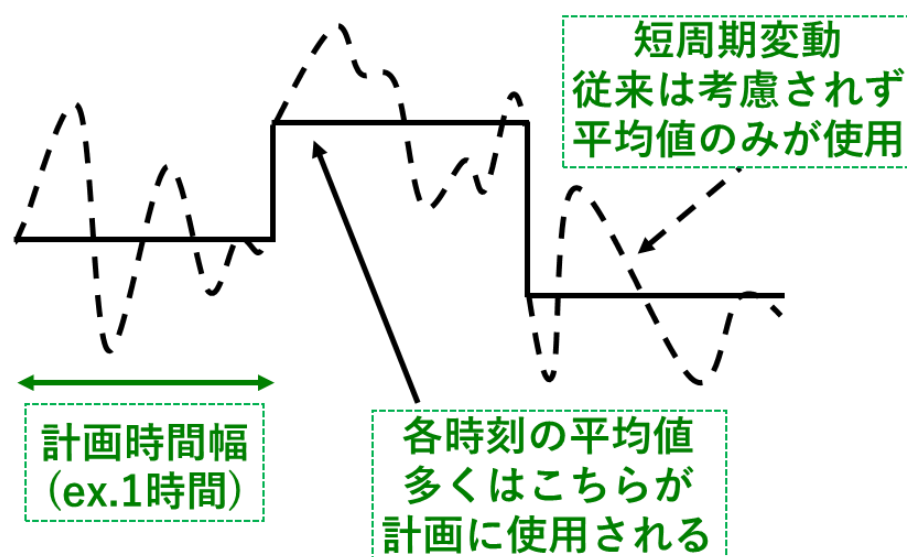


図 1.6 短周期変動のイメージ

1.4 関連研究の動向

本節では、先に挙げた「オフグリッド」と「不確実性」に関する関連研究の動向についてまとめる。

オフグリッドの運用に関する研究としては、文献[8][9]などがある。[8]では、過疎地域に導入されたオフグリッドに対して、需要家が所有する蓄電池を用いて系統内の電圧を安定的に運用する手法を提案している。オフグリッドにおいて地理的に分散された電源や蓄電池等を用いて需給調整を行う場合、オフグリッド内の電力潮流の大きさや向きが通常の配電系統よりも大きく変化し、それに伴い、オフグリッド内の電圧分布もより複雑になるとともに、時間とともに大きく変動してしまうことが考えられる。従って、電力の品質維持・管理のためには需給のバランスと同時に電圧の安定化を考慮した運用が必要不可欠である。[8]ではそのような考えのもとで系統内の電圧を規定値に維持する運用・制御手法を提案している。一方で、この手法では RE 電源の出力予測が完全であることを想定しており、また、制御断面で使用する蓄電池の空き容量（制御に活用できる蓄電池の出力）を最大化しているため、必要以上の空き容量が確保されてしまい、計画段階で最適な運用ができない恐れがある。[9]では、オフグリッド内の構成機器となる蓄電池や CDG, PV などの容量を決定する手法を提案している。一方、この手法は先ほどと同様 RE 電源出力や需要を完全に予測できることを前提としており、また、系統内の電圧・周波数についても考慮されていない。

上記研究は、過疎地域へのオフグリッド導入を前提としたものであるが、離島オフグリッドを対象とした研究も数多く存在する。文献[25]では、離島オフグリッドの運用について、時間帯や季節の観点からルールベース運用の閾値を作成し、ディーゼルエンジンと蓄電池システムを効率的に運用している。しかし、ルールベースの運用は最適であるとは言えず、また閾値についても時間帯・季節ごとに決定することが十分である保証はなく、より細かい周期で決定する必要等もある。文献[26]では、オフグリッドに対して必要な設備容量についてルールベース運用を基にした簡易的な試算で算出している。しかしながら、前述のようにルールベース運用が最適である保証はなく、容量を過大/過少に評価してしまう恐れがある。このようにルールベースで行われ、前日計画を必要としない手法は、予測誤差の影響を受けにくい特徴を有しているが一方で、平時の運用が最適である保証はない。従って、より効率的な運用を考える上では、このようなルールベースの運用（制御）と、運用計画の協調を図ることが重要であると考えられる。

電力システムにおける不確実性は非常に重要な問題であり、現代までに多数の研究が行われている[27]～[31]。文献[27]では、PV 出力などの不確実性を考慮したマイクログリッドの運用として、確率的モデル予測制御を使用している。これは、端的に言えば一定期間ごとに再計画を行いその結果を基に運用を更新していく手法である。この手法によって PV の不確実性に対応する運用が実現されている。また、文献[31]では、大規模な系統の発電機の起動停止計画を不確実性下で決定している。これらの手法では、主に、不確実性に対して複数の予測誤差に対応したいわゆるシナリオを基に計画を行っている。結果として、従来の計画と比較してより効率的な火力発電の運用等を実現できている。一方で、上記に挙げた関連研究では不確実性としては数十分程度の長期の予測誤差を想定しており、短周期変動に対応していない。また、系統内の電圧や周波数に与える影響といった特性を考慮しているモデルではない。また、実運用時に行われる制御を考慮していない。

実運用断面では運用計画に誤差が生じた場合、その誤差による影響を減らすようなルールで制御を行うことが想定される[32][33]。一方で、計画段階で不確実性を考慮しなければ、蓄電池などの制御を行う機器に不確実性を吸収するための十分な余力が確保されている保証はない。従って、前述の通り、運用計画時に不確実性を考慮するのであれば、制御断面における必要な容量を考慮した上で計画作成を行う必要があるだろう。

最後に、海外の研究についてまとめる。オフグリッドに関する研究としては[34][35]などが、不確実性を考慮したオフグリッド運用としては[36][37]がある。特に、文献[37]では、各計画時間断面に対して、需要の変化を線形モデルで近似しており、他の研究と短周期変動の扱い方で差別化がなされているが、線形モデルが短周期変動を十分に考慮しているとは言えず、より詳細な形で計算する必要があると言える。

1.5 本論文の目的

これまで述べたように、今後の日本における過疎化等を考えると新たなエネルギー供給形態である過疎地域のオフグリッド化は重要な要素であるが、安定的な運用が実現できなければ系統から独立することができない。また、離島などにおいても効率的な系統運用が実現できなければ電気料金が上昇してしまう恐れがある。

オフグリッドにおいて不確実性を考慮した運用計画手法の開発は十分な形でまとまってはいない。また、特に短周期変動についてはほぼ議論されていない一方で、オフグリッドにおいてその影響は大きいことが想定されている。また、短周期変動に対する制御が計画断面で考慮されておらず、それらの協調を図ることも重要な要素である。

従って、本論文では、短周期変動の不確実性を考慮したオフグリッドの確率的運用・制御手法を提案する。提案手法は、確率的な需要・PV 出力変動に対する潮流状態の変化を計算できる確率潮流計算と、最適潮流計算とを組み合わせた最適確率潮流計算を用いて、各ノード電圧が規定値から逸脱する確率を最小化するように各機器の運用計画と制御時のパラメータを作成・決定する手法である。制御については特に、周波数と電圧変動を対象に検討する。周波数変動については、需要家の負荷データを用いて変動の最大値を高速に評価する手法を提案し、周波数変動を規定値内に統計的に収めるような手法を提案しこれを運用計画に適応する。電圧変動については、確率潮流計算に電圧制御の要素を考慮する手法を提案し、運用計画に適応することを考えた。

提案手法を基に運用計画を作成することで、短周期変動下においても運用に支障をきたさないような運用を実現する。なお、本論文では運用計画の対象をオフグリッドとしているが、本論文で提案する手法は基本的にどのような系統でも適応可能である。また、不確実性についても短周期変動のみを対象とするが、対象を変更することで予測誤差等種々の不確実性に対応可能である。

本論文の構成を以下の通りである。第2章では、想定するオフグリッドモデルについて、その構成機器と運用方策をまとめる。第3章では提案手法の基盤となる最適確率潮流計算について、定式化並びにその実装方法についてまとめる。また、最適確率潮流計算が自由度を有する制約の緩和について、その方法を検討する。さらに、定式化、実装方法に基づいた数値試算を行うことで最適確率潮流計算の有効性を検証する。また、時系列の1秒値データに対するシミュレーションを行い有効性についてより実運用に近い形で評価を行う。第4章では、不確実性に対する確率的な制御手法について検討する。具体的には、対象地域の負荷変動に関するデータから、周波数

変動の最大値を高速に算出する手法を提案し、周波数変動が規定値内に収まる範囲を算出し運用計画に応用する。また、その有効性を数値試算で明らかにする。さらに、電圧変動に対しての制御である Volt-Var 制御を考慮した確率潮流計算法を提案し、電圧制御効果の評価を運用計画に応用する。また、その有効性を数値試算で明らかにする。最後に、周波数・電圧変動を考慮した手法について、両者の協調を図るための定式化を行い、その有効性を数値試算で明らかにする。第5章では、全体を通して得られた所見を含めた本論文の結論および今後の展望についてまとめる。

第2章 想定するオフグリッド

前章で述べたように、本論文ではオフグリッドを想定し手法の提案を行う。本章では想定するオフグリッドモデルについて、その構成機器や運用方策を述べる。なお、本論文で提案する手法はオフグリッドに限らず、種々の系統へ適応可能であるが、RE 電源の導入が多い点、上位系統との接続がなく、不確実性に対応する必然性が高いなどの観点からオフグリッドへ焦点を当てている。

2.1 オフグリッドの構成

本論文では、図 2.1 に示すような需要および蓄電池、PV が分散して接続されているオフグリッドを想定する。図中のノード#0 は、オフグリッド化前には配電用変電所として活用されていた地点を想定し、需給バランスを行うために他のノードと比較して大きな蓄電池を設置することを考えている。また、その蓄電池の充電量を保つための CDG も同地点に設置することを考えている。また、各需要家への配電線についてはオフグリッド化前の線路を活用することとしている。また、各需要家、あるいは需要家近傍に PV と蓄電池が設置されていることを想定している。この需要家サイドの蓄電池を需要家蓄電池と呼ぶ。

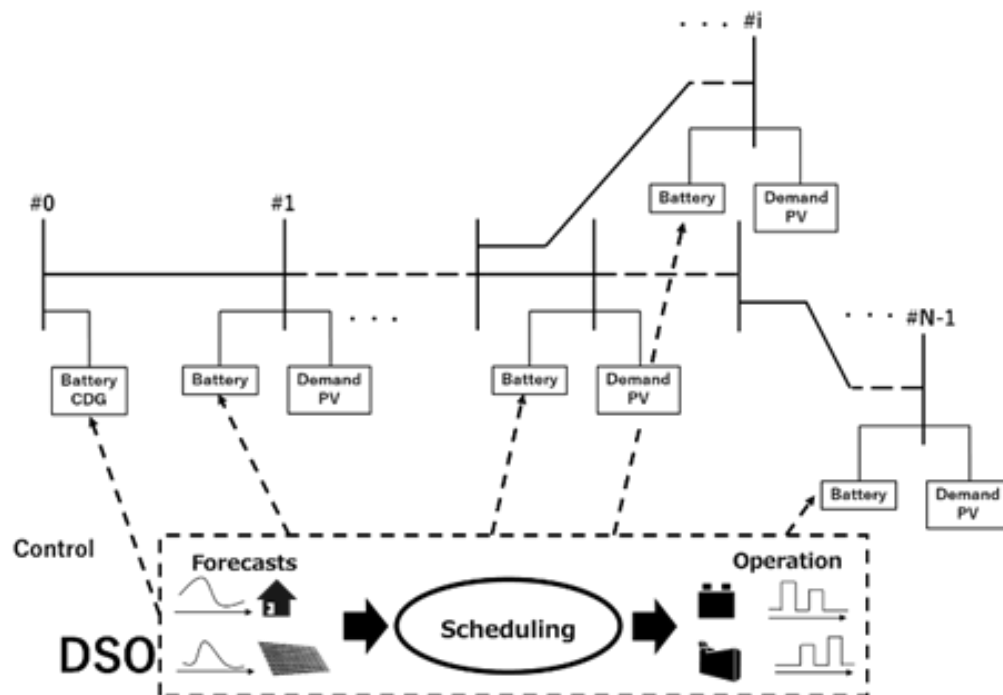


図 2.1 想定するオフグリッドモデル

2.2 オフグリッドにおける運用方策

本論文では図 2.1 に示すようなオフグリッドモデルを想定しているが、その運用についても種々の方策が存在するため、本節ではその内容をまとめる。

オフグリッドは、基本的に配電系統運用者(Distribution System Operator : 以下 DSO)によって管理・運用されることを想定している。DSO は、事前の需要・RE 電源出力の予測を基に、CDG や蓄電池などの制御可能な機器の運用をあらかじめ決定するものとする。この事前の運用決定のことを、本論文では運用計画と呼ぶ。また、この運用決定手法が本論文で提案する手法そのものである。

#0 に設置されている CDG は、系統内の需給不一致時の周波数を保つ慣性系としての、また、CDG に接続されている自動電圧調整器(Auto Voltage Regulator : 以下 AVR)によって系統内の電圧を維持する状況を想定しているため、常時起動させ停止は考慮しない。この場合、オフグリッド内の需給の不マッチは全て CDG が補償することになるが、CDG のみですべての需給バランスを行うことは難しいと想定される。そのため、実運用においてはスラックノードに接続されている蓄電池が CDG 出力を監視し、その出力変化分を補償することで、可能な限り需給不マッチを蓄電池によって吸収する状況を考える。蓄電池の容量を超過するような大きな需給不マッチは、CDG の慣性系によって吸収されることになる。このようなシステムにすることで小容量の CDG を用いても系統内の需給バランスが可能となる。運用イメージを図 2.2 に示す。なお、スラックノードに接続されている蓄電池を需要家蓄電池と区別してスラック蓄電池と呼ぶ。

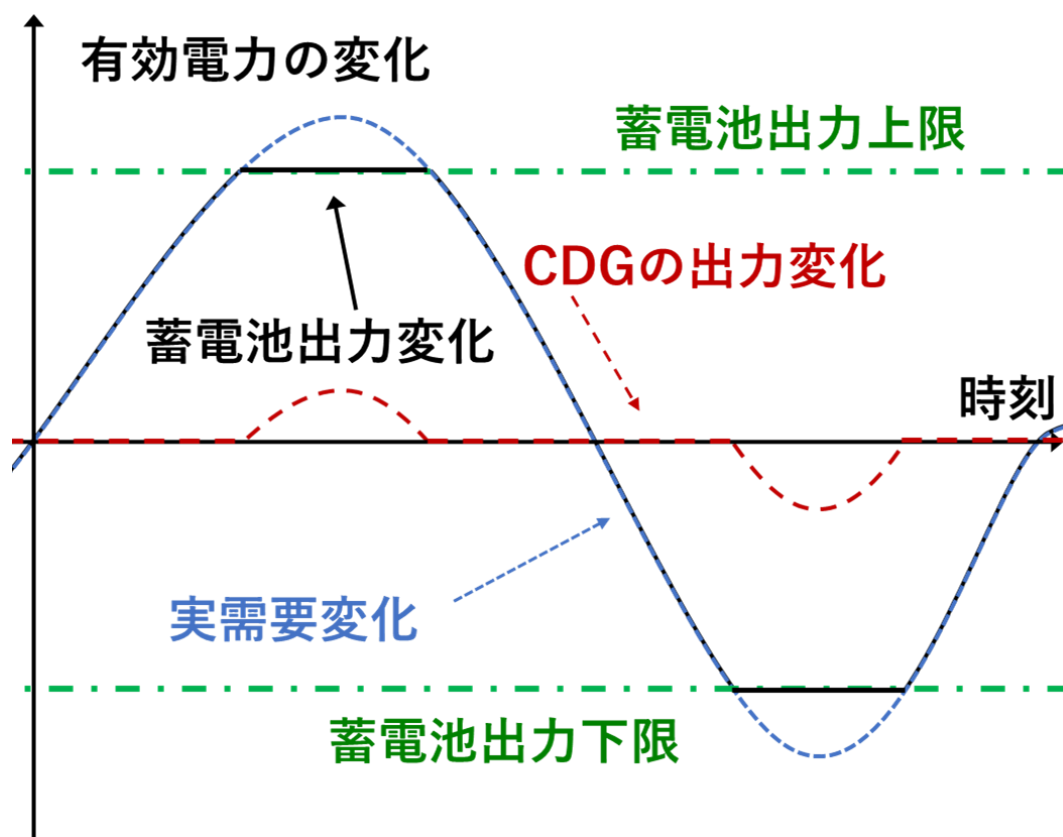


図 2.2 オフグリッドにおける需給不マッチ吸収のイメージ

また、系統に設置されている蓄電池（需要家・スラック蓄電池）は、その有効電力出力のみでなく、系統と連携しているインバータの空き容量分だけ無効電力を出力することができる。DSOはその運用についても同様に決定するが、本論文ではそれに加え蓄電池の無効電力のリアルタイム制御についても考慮する。系統内の電圧を適正に維持する目的に対しては、無効電力制御が重要となっている[38]。また、関連研究である[8]でも無効電力のリアルタイム制御を考慮している。一方、第1章に記したように、計画段階でこの制御を考慮しなければ、制御の十分な性能が発揮できない可能性がある。従って、本論文では、計画段階でリアルタイム制御のパラメータを決定する。詳細は第3章に示すが、本論文では各ノードの需要家蓄電池が自ノードの電力変動を監視し、適宜無効電力を補償する自律分散的 Q/P-Droop 制御（単に Q/P-Droop 制御と呼ぶ）を想定する。イメージを図 2.3 に示す。なお、制御を自律分散的としたのは、もし集中的な制御を行おうとすればその分の通信インフラ等にコストが発生するといった点や、通信による時間遅延の影響を考慮しなければならないためである。

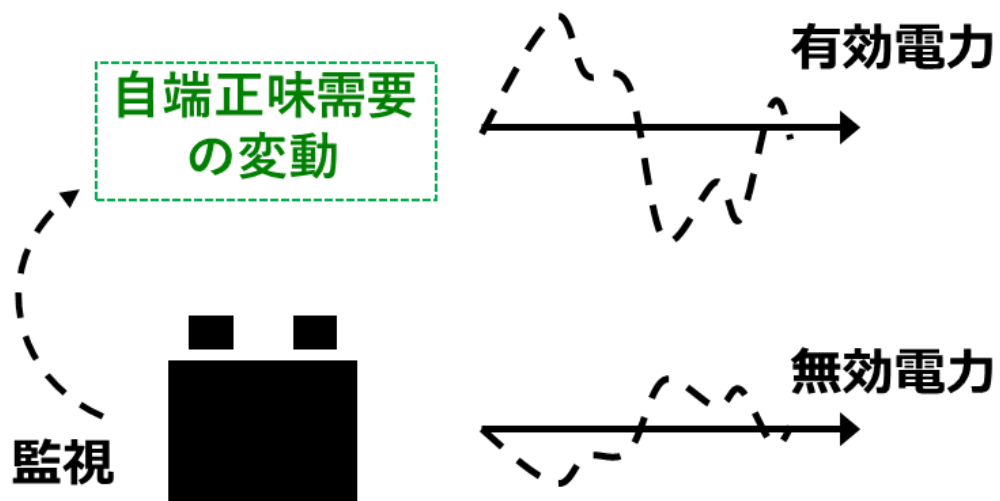


図 2.3 Q/P-Droop 制御のイメージ

第3章 不確実性を考慮した運用計画手法

本章では、提案する運用計画手法の定式化を行う。また、その手法の実装方法についてまとめ、さらに定式化の際に自由度を有する制約の緩和方法について検討を行う。また、提案した手法の有効性を、数値試算を基に検証する。さらに、時系列データに基づいた試算も同様に行い、各種試算結果の評価を行った。

3.1 提案する最適確率潮流計算の定式化

本論文で提案するオフグリッドの平日計画手法（提案手法）では、現在から翌 24 時間先までのオフグリッド内の CDG・蓄電池の 1 時間ごとの運用を、多時間断面の最適確率潮流計算 (Optimal Probabilistic Power Flow : 以下 OPF) を解くことで決定する。オフグリッドの運用にあたっては、供給電圧を適正に維持することが必要であると考えられることから、OPF の目的関数としては、次式に示す通り各ノード電圧の基準値からの逸脱率最小化としている。

$$\min. \sum_{t=0}^{23} \sum_{i=0}^{N-1} (\Pr[V_{upper_limit} < |\tilde{V}_i(t)|] + \Pr[V_{lower_limit} > |\tilde{V}_i(t)|]) \quad (3.1)$$

ここで、 $\Pr[x]$ は x の発生確率、 i はノード番号、 t は時刻[h]、 N はノード数、 V_{upper_limit} および V_{lower_limit} はノード電圧上下限[V]、 $\tilde{V}_i(t)$ はノード i の時刻 t での電圧 [V] である。また、上付きの $\cdot$ はフェーザ量を、 $\sim$ は確率で変化する変数を表す。すなわち、この目的関数では、第 1 項が電圧の大きさが上限値を逸脱する確率、第 2 項では電圧の大きさが下限値を逸脱する確率を示しており、それを全ノード、全時間帯分足し合わせることで計画期間全体の電圧逸脱率を算出し、それを最小化する目的関数となっている。目的関数のイメージを図 3.1 に示す。図 3.1 に示すように、発生率と電圧をプロットした時の面積を最小化している。

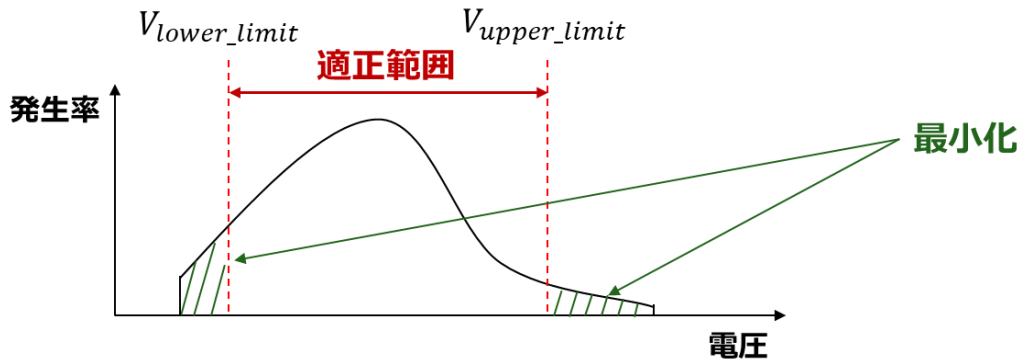


図 3.1 目的関数のイメージ

次に、制約条件について考える。制約条件としては、次に示す CDG に関する制約、蓄電池群に関する制約、電力潮流に関する制約を考える。

【CDG に関する制約】

$$P_{CDG_min} \leq P_{CDG}(t) \leq P_{CDG_max} \quad (3.2)$$

$$|P_{CDG}(t) - P_{CDG}(t-1)| \leq P_{CDG_\Delta max} \Delta t \quad (3.3)$$

ここで、 P_{CDG_max} および P_{CDG_min} は CDG の出力上下限值[kW]、 $P_{CDG}(t)$ は時刻 t における CDG 出力[kW]、 $P_{CDG_\Delta max}$ は最大出力変化速度[kW/h]、 Δt は時間幅[h]である。また、(3.2)式は CDG の出力上下限を、(3.3)式は CDG の出力の時間変化制約を表している。後者の制約について、CDG の出力変化は燃料等の投入によって行われるため、単位時間に変化可能な量に制約があるため、このような制約を設けている。

【蓄電池群に関する制約】

$$-P_{b_c_max_i} \leq P_{b_i}(t) \leq P_{b_d_max_i} \quad (3.4)$$

$$0 \leq E_{b_i}(t) \leq E_{b_max_i} \quad (3.5)$$

$$E_{b_i}(23) \geq E_{target_i} \quad (3.6)$$

$$E_{b_i}(t) = \begin{cases} E_{b_i}(t-1) + \eta_{charge} P_{b_i}(t) \Delta t, & P_{b_i}(t) < 0 \\ E_{b_i}(t-1) - 1/\eta_{discharge} P_{b_i}(t) \Delta t, & P_{b_i}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

ここで、 $P_{b_c_max_i}$ および $P_{b_d_max_i}$ は蓄電池の最大充放電電力[kW]、 $P_{b_i}(t)$ は蓄電池 PCS 交流端における有効電力出力(放電方向を正とする)[kW]、 $E_{b_i}(t)$ は蓄電池の充電電力量[kWh]、 $E_{b_max_i}$ は蓄電池の充電量上限[kWh]、 E_{target_i} は計画の最終目標充電量[kWh]、 η_{charge} および $\eta_{discharge}$ は蓄電池の充放電効率である。また、(3.4)式は蓄電池の充放電力の上下限值、(3.5)式は蓄電池充電量の上下限值、(3.6)は蓄電池の最終充電量、(3.7)式は蓄電池の充電量推移を表している。なお、(3.6)式は、蓄電池の最終的な充電量を考慮しない場合、翌日に引き継がれる蓄電池の充電量は計画時点で都合の良いものになってしまう恐れがある。しかし、実際には翌日の運用に適した充電量（例えば、翌日が晴れなら PV 出力を加味して少なめ、翌日が雨なら電力不足を加味して多めなど）を引き継ぐ必要があるため導入している。

【電力潮流に関する制約】

$$\tilde{P}_i(t) + j\tilde{Q}_i(t) = \tilde{V}_i(t) \sum_{j=1}^N \tilde{Y}_{ij}^* \tilde{V}_j^*(t) \quad (3.8)$$

$$\tilde{P}_i(t) = \begin{cases} P_{b_0}(t) + P_{CDG_0}(t) & , \quad i = 0 \\ P_{b_i}(t) - \tilde{P}_{netdemand_i}(t) & , \quad i \neq 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\tilde{Q}_i(t) = \begin{cases} Q_{b_i}(t) & , \quad i = 0 \\ Q_{b_i}(t) - \tilde{Q}_{netdemand_i}(t) & , \quad i \neq 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

$$P_{b,i}^2(t) + Q_{b,i}^2(t) \leq S_{b,max,i}^2 \quad (3.11)$$

ここで、 $\tilde{P}_i(t)$ および $\tilde{Q}_i(t)$ はノード*i*における有効・無効電力[kW], [kVar], $\dot{Y}_{ij}$ はアドミタンス行列の要素[kS], $\tilde{P}_{netdemand,i}(t)$ および $\tilde{Q}_{netdemand,i}(t)$ は有効・無効電力の正味需要[kW], [kVar], $Q_{b,i}$ は蓄電池の無効電力出力[kVar], $S_{b,max,i}$ は蓄電池のインバータ容量[kVA]である。また、(3.8)式は電力潮流、(3.9)式並びに(3.10)式は各ノードにおける有効・無効電力出力、(3.11)は蓄電池が出力する有効・無効電力の大きさに係るインバータ容量を表している。

上記定式化より、正味需要の有効・無効電力は、短周期変動を考慮した確率変数としてモデル化している。提案手法では、DSO が各ノードにおける過去の正味需要の実績データを有しており、これに基づいて確率変動モデルを作成する状況を前提としている。また、DSO は系統内のインピーダンスマップを有していることも前提とする。

また、定式化においてノード#0 をスラックノードとしてモデル化している。これは、2章で述べたように、スラックノードに接続されている CDG 出力変化を同ノードの蓄電池が監視し、それに伴い出力を変化させることで需給ミスマッチを吸収するためである。また、慣性系の挙動については、本章の定式化上で考慮していない。慣性系に係る制約については第5章にて示すこととする。

提案手法では正味需要の変動成分は正規分布に従う確率変数であるとしてモデル化しているため、その値域はモデル的には $(-\infty:\infty)$ である。そのため、ノード#0 の蓄電池の出力を確定的な範囲に収めるような定式化はできない。そこで提案手法では、#0 の蓄電池について次式のように緩和した制約を適用する。

【緩和された#0 蓄電池制約】

$$\Pr[-P_{b,c,max,0} \leq \tilde{P}_{b,0}(t) \leq P_{b,d,max,0}] \geq \Pr_{b,out} \quad (3.12)$$

$$\Pr[\tilde{P}_{b,0}^2(t) + Q_{b,0}^2(t) \leq S_{b,max,0}^2] \geq \Pr_{b,inv} \quad (3.13)$$

ここで、 $\Pr_{b,out}$ および $\Pr_{b,inv}$ は蓄電池出力およびインバータ容量の逸脱許容確率である(#0 の蓄電池について)。すなわち提案手法では、#0 の蓄電池の充放電電力について、ある一定の確率で容量を満たせるようにモデル化することになる。緩和制約のイメージを図 3.2 に示す。また、充電量の推移を表す(3.7)式には、蓄電池出力が確率的な数値になってしまうことから、#0 蓄電池の平均出力である $\bar{P}_{b,0}(t)$ [kW]を用いて計算することとする。

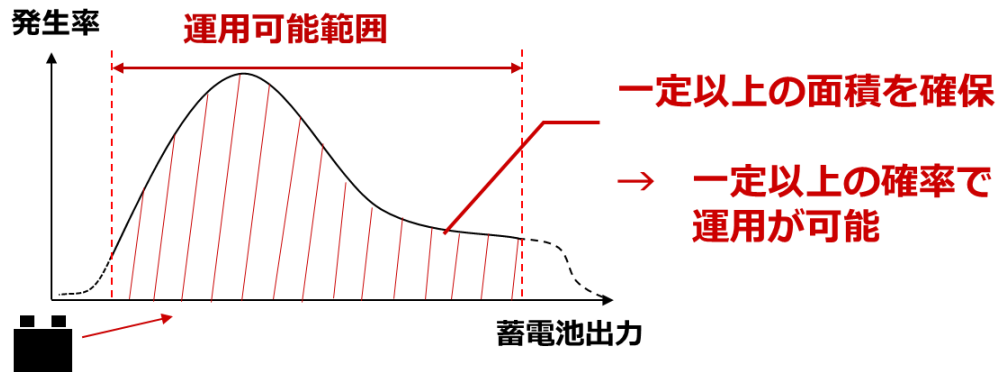


図 3.2 緩和制約のイメージ

上記の OPF における決定変数は $P_{b,i}(t)$, $Q_{b,i}(t)$, $P_{CDG}(t)$ および #0 の AVR 整定値 $V_0(t)$ である。AVR 整定値を決定変数に加えることで、系統内の電圧をより調整しやすくなる効果が期待できる。また、AVR 整定値が高めに設定されるとフィードを流れる電流が減少することから、結果として電圧の変動を抑制することができる。

提案した運用計画手法ではコストに関する検討を行っていない。しかし、実際には運用コストが発生する CDG の出力はできる限り最小となるよう、あるいは、充放電にコストが（直接は）発生しない蓄電池の出力を最大限活用するよう DSO は運用を行う。そこで提案手法では、上で述べた OPF の後に、ノード #0 の CDG と蓄電池の出力分担を決定するために、CDG 出力の最小化を実施している。

CDG の運転を最小化するに当たり、単なる出力の最小化だけではなく、できるだけ平均値に近い運用を行うことを目標としている。これは、CDG の出力変動をできるだけ回避することで、CDG 本体の負担を減らすことを狙っているためである。一方、そのコストの制約のために電圧の安定性が犠牲になってしまうことは避けなければならない。そのため、提案手法では OPF 後段に、OPF における電圧安定度に影響をあたえないような最適化を 2 段階で実施している (OPF を含めると合計 3 段階)。CDG 最小化の 1 段階目の目的関数は CDG 出力電力の最小化であり、以下ようになる。

$$\min \sum_{t=1}^{24} P_{CDG}(t) \quad (3.14)$$

制約条件は CDG, 蓄電池の制約である(3.2)～(3.7)式, (3.12)～(3.13)式に加え, #0 ノードにおける出力の制約を考える。

$$P_0(t) = P_{CDG}(t) + \bar{P}_{b,0}(t) \quad (3.15)$$

この制約によって、CDG 出力が変化してもその分を同ノードの蓄電池が補間するため電力潮流上の変化、すなわち電圧に変化なく CDG 出力を最小化することができる。なお、(3.12)および(3.13)式は確率的なものであるが、OPF によってその分布がすでに求められているため、定数として扱うことができ、結果として $P_{CDG}(t)$ と $\bar{P}_{b,0}(t)$ を決定変数に持つ混合整数線形計画問題となるため容易に計算することができる。

次に、2 段階目として CDG 出力をその平均に近づける最適化問題を考える。目的関数は CDG 出力の分散の最小化とした。

$$\min \frac{1}{24} \sum_{t=1}^{24} (P_{CDG}(t) - \bar{P}_{CDG})^2 \quad (3.16)$$

制約条件は、上記問題と同様(3.2)～(3.7)式, (3.12)～(3.13)式, さらに(3.15)式に加え CDG の合計出力制約を考える。

$$\sum_{t=1}^{24} P_{CDG}(t) \leq P_{CDG_sum} \quad (3.17)$$

ここで、 P_{CDG_sum} は 1 段階目における CDG 出力の合計値[kW]である。決定変数は一段階目と同様、 $P_{CDG}(t)$ と $\bar{P}_{b,0}(t)$ であり、こちらも混合整数線形計画問題となる。

3.2 最適確率潮流計算の実装方法

前節で定式化した OPF は混合整数非線形最適化問題であり、決定変数の次元が大きくなると厳密解を工学的な時間で解くことが難しくなる。そこで、提案手法ではメタヒューリスティクスと確率潮流計算(Probabilistic Power Flow : 以下 PPF)を組み合わせ解くことを念頭に置いている。具体的にはメタヒューリスティクスの1つである粒子群最適化(Particle Swarm Optimization : 以下 PSO)[39]により決定変数を暫定的に求め、その暫定解に対して PPF を実施して目的関数等を求め、解の更新に利用する。イメージを図 3.3 に示す。図 3.3 (a)にて決定変数の初期化を乱数にて行い、(b)で PPF を行う。(c)では PPF 結果から目的関数および確率的な制約である(3.12)式と(3.13)式を用いた評価を行い、その結果から(d)にて解の更新を行う。これらの処理を一定回数繰り返すことで、最終的な解を得る。

PPF は Borkowaka によって提案された確率変数を利用した潮流計算手法である[40]。提案手法は PPF を PSO と組み合わせるため、高速に PPF を計算する必要がある。そのため提案手法では Hong により提案されている点推定法(Point Estimate Method : 以下 PEM)を用いた PPF を採用している[41]。PEM では電圧やスラックノード有効電力などの確率密度を L_m もしくは L_{m+1} [回]の潮流計算で推定することができる(L は自然数, m は入力する確率変数の数)。PEM を用いた PPF は、モンテカルロ法など他の PPF 実装方法と同等の精度を保ちながら、より高速に計算することができる[42][43]。提案手法では $L=2$ とし、 $2m+1$ [回]の推定を用いた。

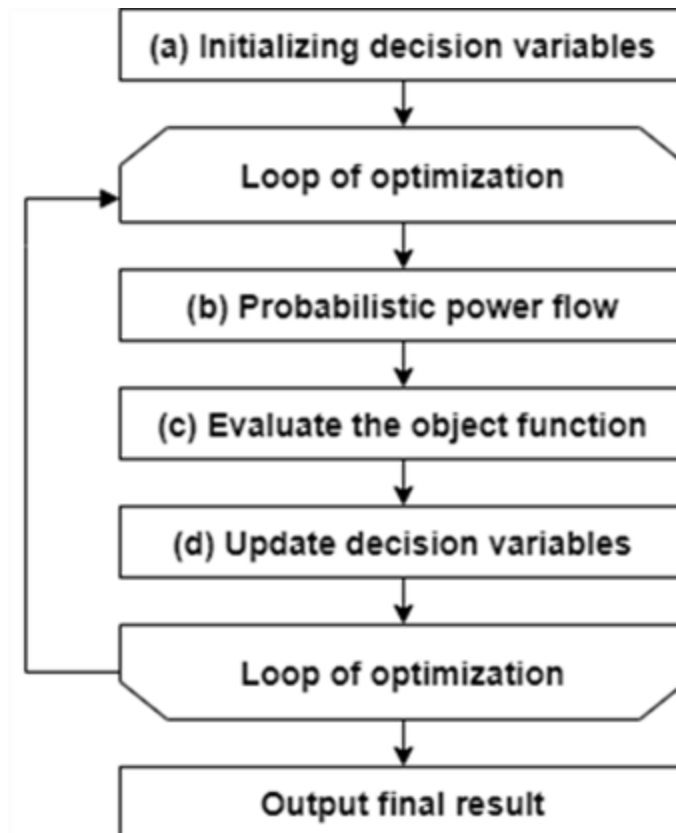


図 3.3 提案する OPF のフローチャート

オフグリッドのような狭域のシステムでは、電力需要や PV 出力の変動はノード間で比較的強い相関があると考えられる。一方、PEM では独立な確率変数しか扱うことができない。そこで提案手法では、独立成分分析(Independent Component Analysis：以下 ICA)[44]を用いて、原データ（相関のある需要・PV データ）を独立な成分に分離して用いている。

ICA においては、ある相関を有する信号群 $\mathbf{x}$ を独立な成分 $\mathbf{s}$ を用いて以下のように表す。

$$\mathbf{x} = \mathbf{W}\mathbf{s} \quad (3.18)$$

ここで、 $\mathbf{W}$ は、相関を有する成分を独立な成分へ変換する行列である。このように、ICA では基の信号群を独立な成分の線形結合として表現するため、 $\mathbf{W}$ を求めることによって相関を有する成分と独立な成分を変換することができる。

この ICA を用いた PPF については以下の通りである。まず、 $\mathbf{x}$ を各ノードの正味需要とし、ICA を用いて独立成分へ変換する行列 $\mathbf{W}$ を求める。その $\mathbf{W}$ を用いて正味需要を独立な成分へ分解する($\mathbf{s}$)。その分解した成分を用いて PPF を行うことで、独立な成分に対して PPF を行うことができる。

3.3 実運用断面での制御を考慮した定式化

前節で定式化した OPPF では、各ノードに設置されている蓄電池群、ならびに#0 に設置されている CDG について、その運転状態を各時間断面毎に求めることになる。この運転状態は OPPF では各ノード電圧ができるだけ逸脱しないように求めているものの、時々刻々変化する系統状態に併せて上記の設備の運転状態も変化させることで、より電圧の変動を押さえ込むような運用が実現できる可能性がある。そこで提案手法では、各ノードに設置されている蓄電池（#0 に設置されているものを除く）に対して、Q/P-Droop 制御を施す。すなわち、各ノードの正味需要を監視し、その変動量に比例して無効電力補償量を調整することを考える。具体的には、あるノード i の需要の平均値が $\mu_{p,i}(t)$ [kW] で表される場合、そのノードにおける蓄電池の無効電力補償 $\tilde{Q}_{comp,b,i}(t)$ [kVar] を次式にしたがって調整することとする。

【Q/P-Droop 制御に係る式】

$$\tilde{Q}_{comp,b,i}(t) = \alpha_i(t)(\tilde{P}_{netdemand,i}(t) - \mu_{p,i}(t)) \quad (3.19)$$

ここで、 $\alpha_i(t)$ は有効電力の変動に対する無効電力補償量を決定するパラメータ [kVar/kW] である。効果的な Droop 制御を実現するためにはこの $\alpha_i(t)$ を適切に決定する必要があるが、提案手法ではこの $\alpha_i(t)$ も OPPF における決定変数に加え、各種機器の運用を計画するのと同時に制御パラメータのチューニングまで行うことを想定している。

なお、Q/P-Droop 制御を実装する場合、蓄電池による無効電力補償量も確率的な変数となる。そのため無効電力補償を行う#0 以外のノードでは、(3.11)式を以下のように緩和する。

【制約条件 ー緩和された#1~蓄電池制約】

$$\Pr \left[P_{b,i}^2(t) + \left(Q_{b,i}(t) + \tilde{Q}_{comp,b,i}(t) \right)^2 \leq S_{b,max,i}^2 \right] \geq \Pr_{b,comp,inv}, for i \neq 0 \quad (3.20)$$

ここで、 $\Pr_{b,comp,inv}$ は無効電力補償によるインバータ容量の逸脱許容確率である。提案する決定プロセスのイメージを図 3.4 に示す。

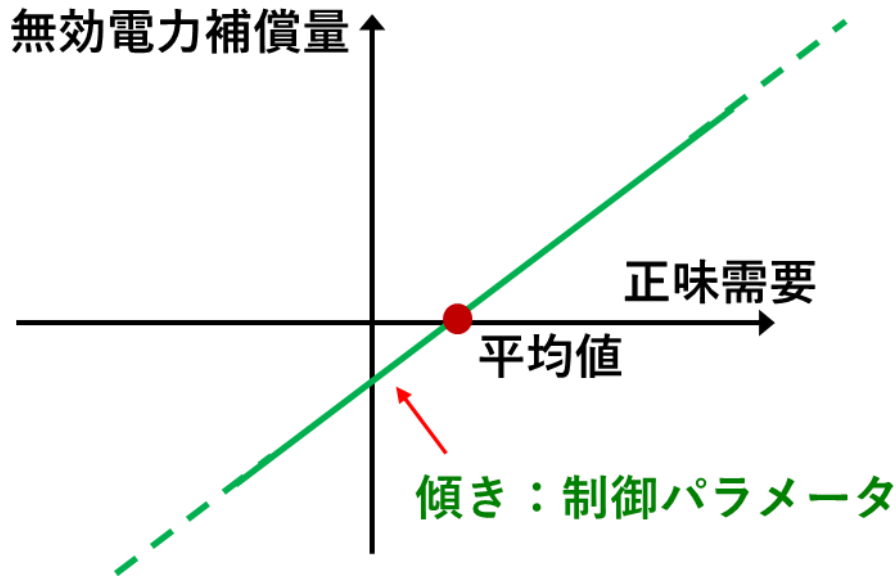


図 3.4 Q/P-Droop 制御並びにその決定イメージ

3.4 制約の緩和方法に関する検討

前節までの定式化では、確定的な制約を実装することができない蓄電池について、緩和制約を用いて表現していた。一方、その緩和方法については議論の余地があると考えられる。本節ではその方法について検討する。

具体的に、緩和を行った制約式は(3.12)式、(3.13)式、(3.20)式である。ここで、(3.20)式については制御に関する制約であり、その緩和によって効果がどのように表れるかは試算によって明らかになると考えられる。また、系統内の指標である電圧や周波数に直接影響する要素ではないためパラメータスタディによって効果を明らかにすることとする。また、(3.12)式、(3.13)式は同一の蓄電池に対する制約であり、通常の運用では皮相電力容量である(3.13)式のみを考えればよいことから、(3.13)式のみを検討対象とする。

(3.13)式の制約は系統内に発生する需給ミスマッチを吸収するための制約であり、オフグリッドの運用上重要な制約である。すなわち、この制約が満たされない場合には系統内の需要バランスを蓄電池入出力で維持することができなくなり、そのアンバランス分は CDG などの慣性（すなわち周波数変動）で吸収されることになる。もしアンバランス分が慣性で吸収しきれないほど大きい場合には、オフグリッド内の周波数が大きく変動し、最悪の場合は停電につながるリスクがある。このように、スラックノード蓄電池の制約は系統運用において重要な役割を担っている。この制約である(3.13)式の制約範囲を変更した場合、それに伴ってスラックノード蓄電池の実運用断面での制約逸脱が減少すると考えられる。一方、この範囲を大きくすることによって電圧分布が悪化する可能性がある。これは、制約範囲が大きくなることで制約条件が厳しくなり、目的関数が悪化すると考えられるためである。需給バランスと同様電圧も系統内で満たされなければならない指標である以上、この双方のバランスの取れた最適化が必要となる。そこで、電圧と同様に、スラックノード蓄電池の制約範囲の逸脱率を目的関数として加えることを提案する。具体的には、以下の式で定義されるスラック逸脱率を目的関数に加えることを考える。

【スラック逸脱率】

$$\sum_{t=0}^{23} (\Pr[\tilde{p}_{b,0}^2(t) + q_{b,0}^2(t) > s_{b,max,0}^2]) \quad (3.21)$$

3.5 数値試算による妥当性検証—計画段階における評価

本節ではこれまで提案した手法の有効性を、数値試算を基に検証する。まず、提案手法の計画段階、すなわち 1 時間毎の計画結果について評価を行う。

3.5.1 試算条件

試算に使用した系統モデルを図 3.5 に示す。使用する系統モデルは、オフグリッド化前に配電用変電所が設置されていたノード(#0)と、5 つの高圧ノード(#1~#5)で構成される。系統内の各種パラメータは文献[45], [46]を参考に決定した。各高圧ノードには需要家が 300 軒接続されており、系統全体としては 1500 軒の需要家が存在することとなる。また、その全ての需要家において、定格 4[kW]の PV が設置されている状況を想定する。負荷および PV は文献[47]で得られた実データを基に作成した、図 3.6 に示すデータを使用している。また、各ノードには蓄電池が、#0 はそれに加え CDG が接続されており、それぞれの容量および定格出力等の試算に使用したパラメータは表 3.1 に示す通りである。

なお、本来であれば、低压系統までモデル化して個別需要家単位の電圧を確認する必要があるが、今回は計算の都合上高圧ノードに集約してモデル化した。高圧ノードを対象としているため、電圧の適正範囲は低压換算で $101 \pm 3[V]$ とした。確率潮流計算に用いる確率変数(正味需要)の密度関数は正規分布を想定し、その分散は実データの短周期変動成分から算出した。なお、無効電力については、低压需要家ではそもそも小さく、複数の需要家を高圧ノード単位でまとめた際にも、無効電力の大きさは有効電力の大きさと比較して小さいと考えられるため、本試算では定常的に 0 である($\tilde{Q}_{netdemand,i}(t) = 0$)と仮定した。

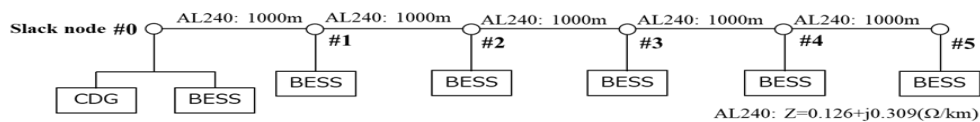


図 3.5 試算に使用した系統モデル

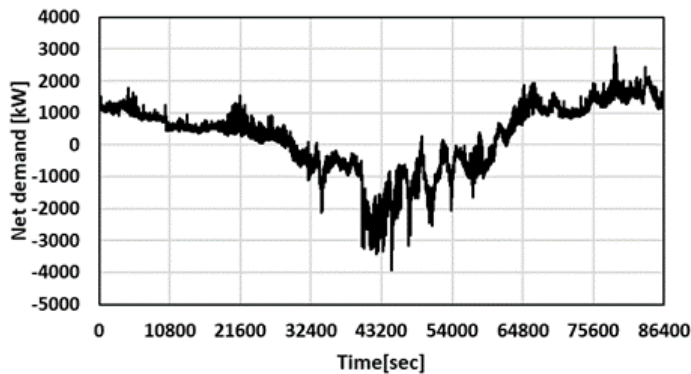


図 3.6 試算で使った正味需要データ

表 3.1 試算に使用したパラメータ

(a) Equipment parameters											
P_{CDG_min}	P_{CDG_max}	$P_{CDG_Δmax}$	$P_{b_d_max_i}$		$P_{b_c_max_i}$		$E_{b_max_i}$		$S_{b_max_i}$	$\eta_{charge/discharge}$	
480[kW]	2400[kW]	2400[kW/h]	#0	#1~#5	#0	#1~#5	#0	#1~#5	#0		#1~#5
			3000[kW]	600[kW]	3000[kW]	600[kW]	24000[kWh]	600[kWh]	3000[kVA]		600[kVA]

(b) Setting parameters.						
$E_{b_i}(0)$		E_{target_i}		Pr_{b_out}	Pr_{b_inv}	$Pr_{b_comp_inv}$
#0	#1~#5	#0	#1~#5	$\pm 3\sigma$	$\pm 3\sigma$	$\pm 3\sigma$
6000[kWh]	300[kWh]	6000[kWh]	300[kWh]			

試算は、以下の3つのケースについて実施した。

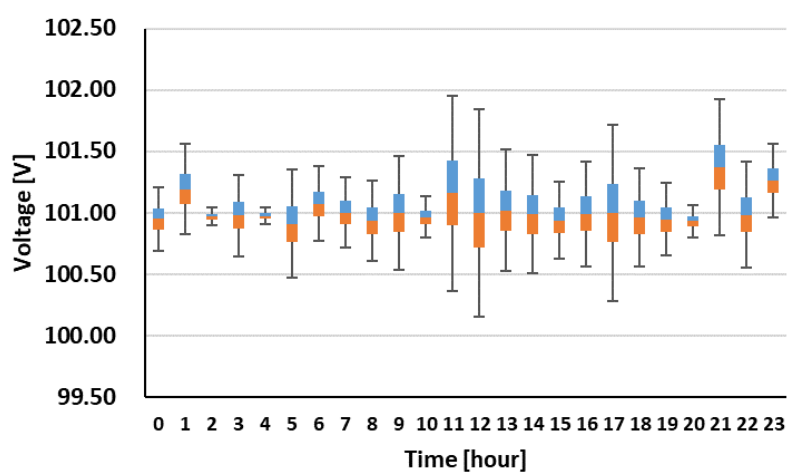
ケース0：短周期変動を考慮しない最適潮流計算(Optimal Power Flow：以下 OPF)(目的関数は電圧の中央値からの偏差の最小化とし、制約は式(3.2)~(3.11)を考慮)

ケース1：Q/P-Droop 制御を含まない OPPF((3.19)式, (3.20)式は考慮せず)

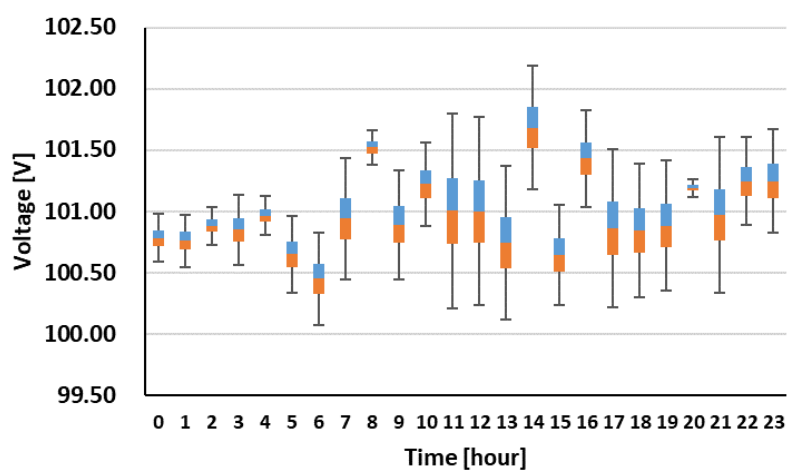
ケース2：Q/P-Droop 制御を含めた OPPF

3.5.2 試算結果 一最適確率潮流計算の有効性

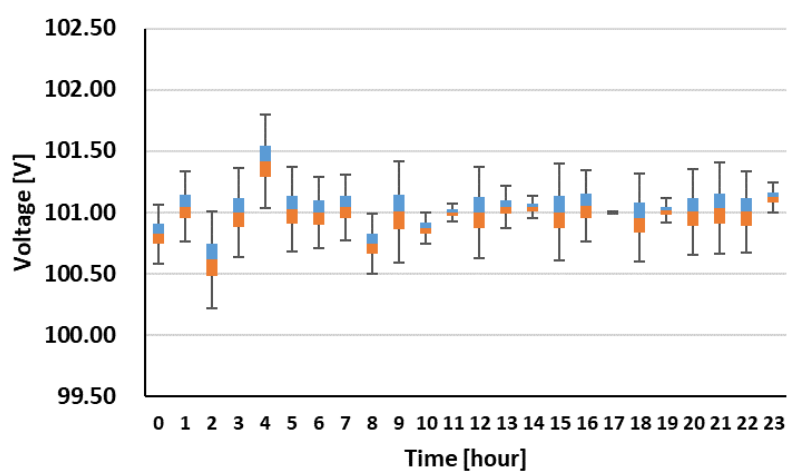
試算結果として、各ケースで推定された系統末端#5の電圧確率分布を時間帯別に図3.7に示す。なお、ケース0については計算過程において短周期変動の不確実性を考慮していないため、OPFの結果に対して、他のケースで用いている短周期変動成分を用いたPPFを実施して求めたものである。図3.7の箱ひげ図において、箱の上下端は $\pm\sigma$ を表し、ひげの先端は $\pm 3\sigma$ の範囲を表す(σ は分布の標準偏差)。同図(a)および(b)より、ケース0とケース1はどちらも電圧確率分布の $\pm 3\sigma$ が電圧の上下限值に収まっていることがわかる。一方、逸脱率の観点で見れば分布の平均がより中央に寄っているケース0の方が低くなっており、良い結果となっている。これは、ケース0では#0の蓄電池に関する確率的な制約を考慮できていないためであると考えられる。このことを確認するために、ケース0およびケース1, 2において、ノード#0の蓄電池(Slack Battery)の皮相電力の平均値(Average)と $\pm 3\sigma$ 変動時の最大値(Maximum)を図3.8に示す。図3.8を見ればケース0では確率的な制約である(3.12)式や(3.13)式を考慮していないため、短周期変動によって制約を逸脱する可能性があることがわかる。一方、#0の蓄電池の出力変動を考慮しているケース1や2では制約の範囲内で運用を行うことが可能である様子が図3.8から見て取れる。



(a) Case.0

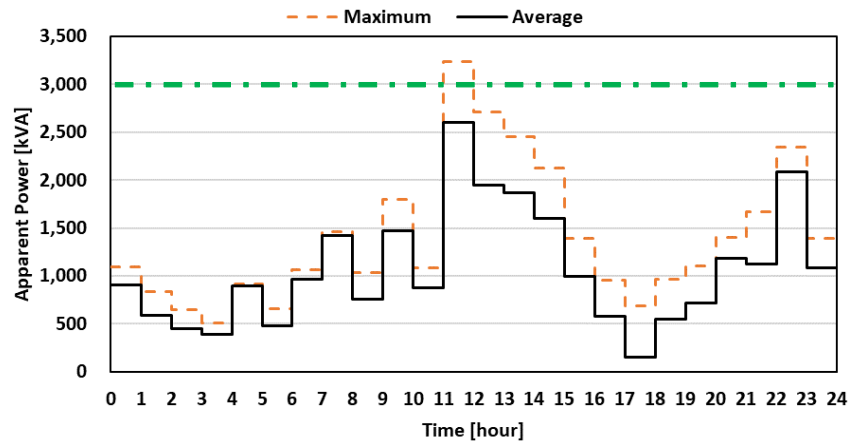


(b) Case.1

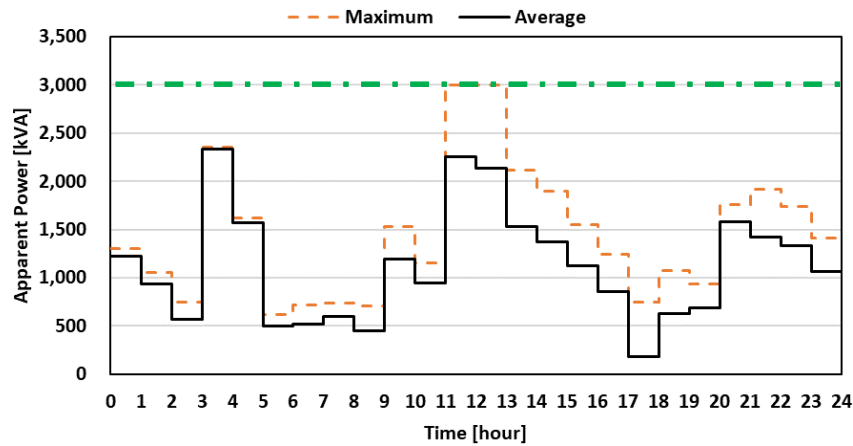


(c) Case.2

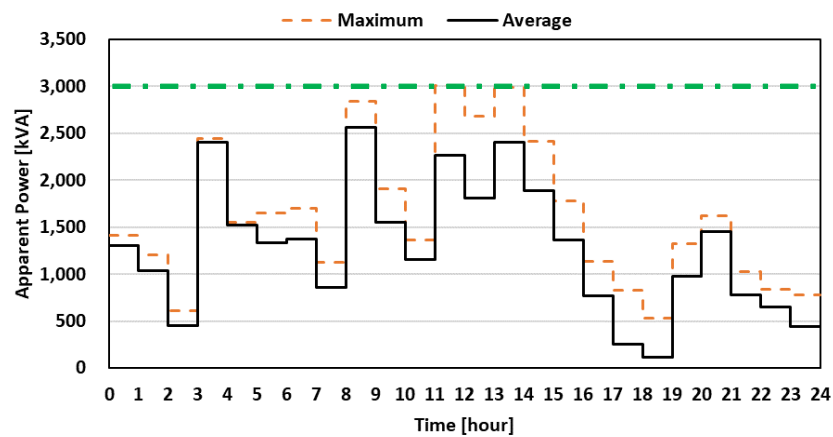
図 3.7 ノード#5 における電圧確率分布



(a) Case.0



(b) Case.1

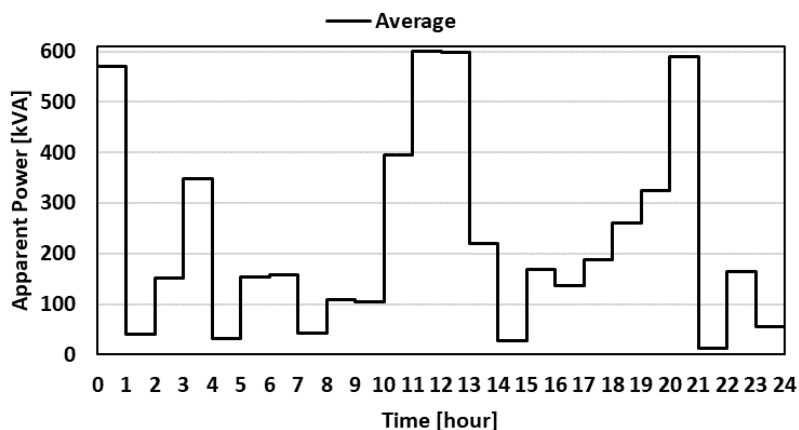


(c) Case.2

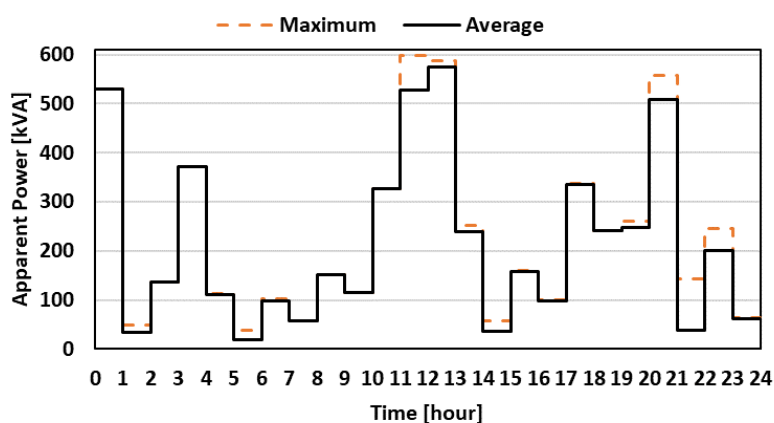
図 3.8 各ケースにおけるスラック蓄電池運用

3.5.3 制御を考慮する効果

次に、計画段階で Q/P-Droop 制御を行うことによる効果を確認する。図 3.7 (c)より、Q/P-Droop 制御を実施しているケース 2 では、他のケースより全体的に逸脱率が低下していることがわかる。特に、11 時や 12 時などでその影響が顕著である。これは、蓄電池による無効電力補償の効果である。無効電力補償に関する制約 (3.20式) の効果を確認するため、図 3.9 に、#3 に設置されている蓄電池の運用を示す。同図の 11 時や 12 時に着目する。この時刻は PV の出力変動などによって電圧変動が大きい時間である。図 3.9 (a)より、無効電力補償を考慮しない場合、その時刻において蓄電池は各 1 時間の出力(Average)でインバータ容量の上限に達しており、変動時に制御を行うための空き容量が存在していないことがわかる。一方、図 3.9 (b)では、無効電力補償時の空き容量を確保する制約である(3.20式)によって空き容量が確保されている。具体的には、図 3.9 (b)での Average の出力が図 3.9 (a)に対して減少しており、その減少量が無効電力補償を行うための余力として確保されている(同図 Maximum)。このように(3.20式)によって無効電力補償のための空き容量を確保するような運用が計画されていると言える。



(a) Case.0



(b) Case.2

図 3.9 各ケースにおけるノード#3 蓄電池の運用

3.6 数値試算による妥当性検証—時系列シミュレーションによる評価

3.6.1 試算条件

前節では提案手法の有効性を計画段階で想定される確率分布に基づいて考察した。ここでは、実際の運用において提案手法がどのような挙動を実現しうるかを、需要・PVの1秒値時系列データに基づいて評価した。具体的には、3.5節で得られた結果を読み込みながら1秒値ごとのデータに対して潮流計算を行うことで実装している(図3.10参照)。

シミュレーションにはNEDOが群馬県太田市で実測した1秒値の実データ[47]を用いた。なお、この時系列シミュレーションにおいて、スラックノードにおける需給ミスマッチは、本来であれば可能な限り蓄電池によって吸収され、蓄電池で対応しきれない分がCDGの慣性系で吸収される。しかし、今回は潮流計算に慣性系の挙動を実装することが難しいため、スラックノード、すなわちノード#0の蓄電池についてkVA容量を無視して(無限大の大きさの容量を持っているものとして)計算をしておき、シミュレーション終了後に、設定したkVA容量を超過した回数をカウントした。実運用においては、このkVA容量超過分が慣性系によって吸収される電力である。また、ノード#0以外に設置されている蓄電池については、P/Q-Droop制御によりインバータ容量を超過することがないように、無効電力補償量にリミッタをかけて実装した。

なお、試算に使用した系統、パラメータ等は前節と同様である。また、ケース1とケース2では、無効電力補償の差しがなく、結果として前節に示すようにケース2のほうが電圧の逸脱率が優位であり、図3.8よりスラックノード蓄電池の運用に大きな差異はなかった。そのため、試算ではケース0およびケース2について行い、電圧分布およびスラックノード運用について確認することとした。

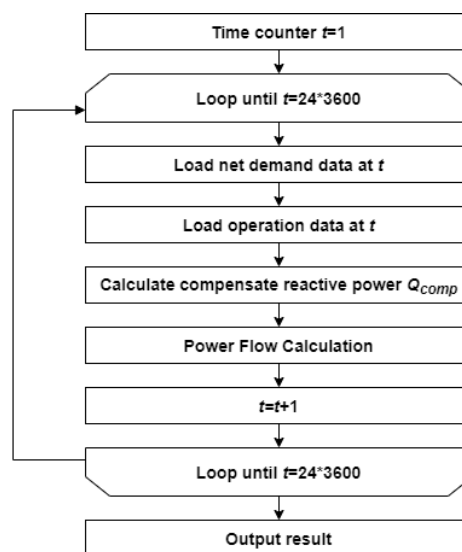
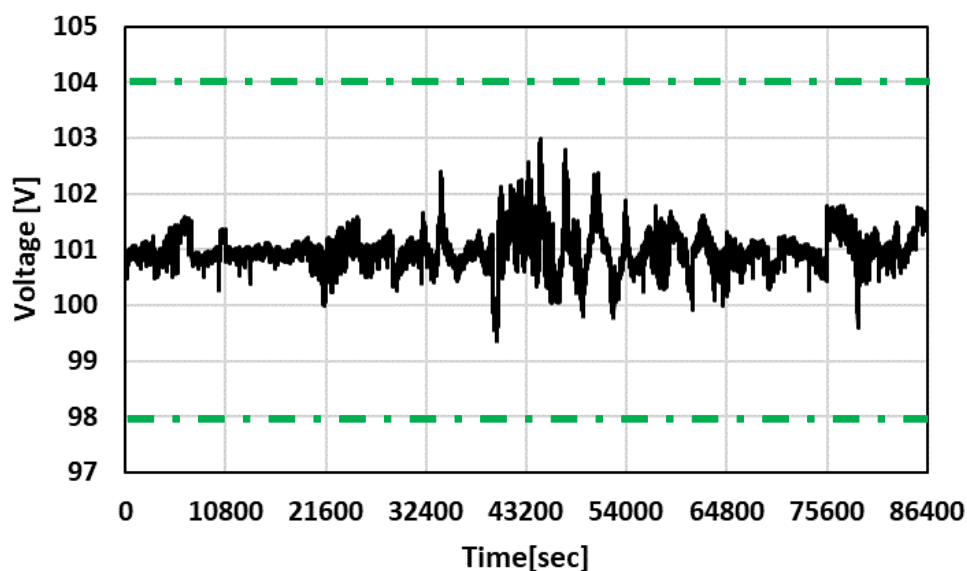


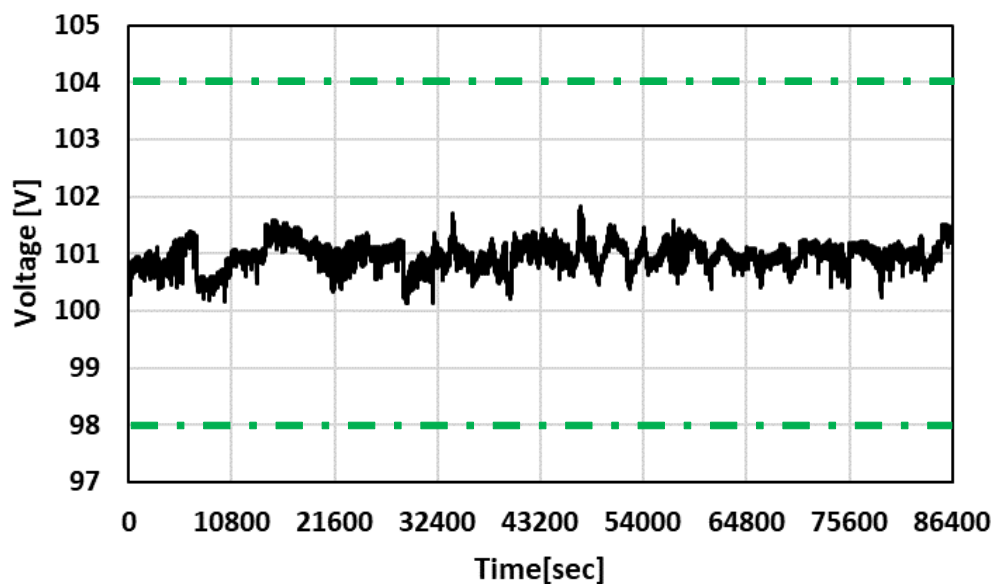
図 3.10 時系列シミュレーションのフローチャート

3.6.2 試算結果

試算結果として、各ケースにおけるノード#5 の電圧を低圧換算したものを時系列で図 3.11 に示す。同図より、両ケースとも電圧は基準値範囲に収まっていることがわかる。しかし、提案手法であるケース 2 では、ケース 0 と比較し電圧の変動が大きく抑えられていることがわかる。これは無効電力補償の効果であり、(3.20)式によって補償に使用するための空き容量が十分確保されている事に由来する。



(a) Case.0

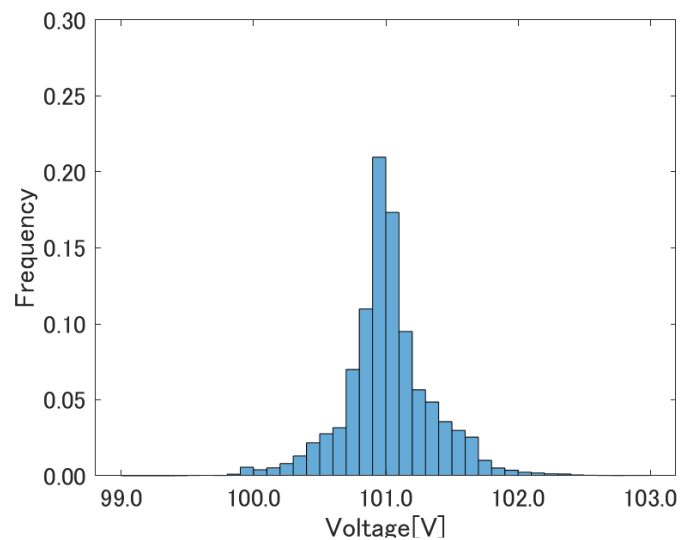


(b) Case.2

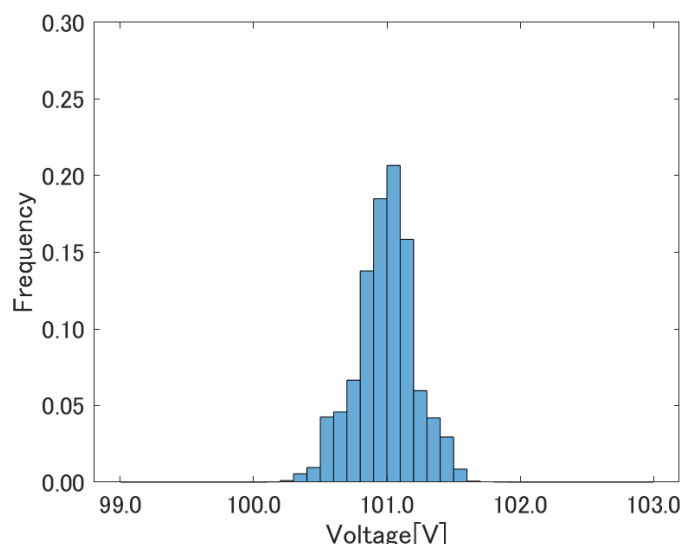
図 3.11 時系列シミュレーションにおけるノード#5 の電圧

もし(3.20)式がなければ, 4.1.3 で示したように正味需要の変動に対して無効電力を補償するための空き容量が確保されておらず効果的な無効電力補償を行うことが難しい可能性がある。一方, 提案手法では図 3.9 に示すように計画時点で無効電力補償に用いる空き容量を確保しているため, 無効電力補償によって電圧変動を抑えることが可能となっている。

結果についてより定量的に評価するため各ケースにおける系統内電圧ヒストグラムを図 3.12 に, 最大・最小値を表 3.2 に示す。図 3.12 より, 基準値である 101.0[V]近傍の発生割合は, ケース 0, ケース 2 とともに同程度である。しかし, ケース 0 と比較しケース 2 では 100.0[V]や 102.0[V]近傍の電圧はほぼ発生していないことがわかる。このように, 単純な OPF と比較して, 提案手法では計画段階で考慮した無効電力補償によって電圧の大きな変動を抑制できることがわかった。



(a) Case.0



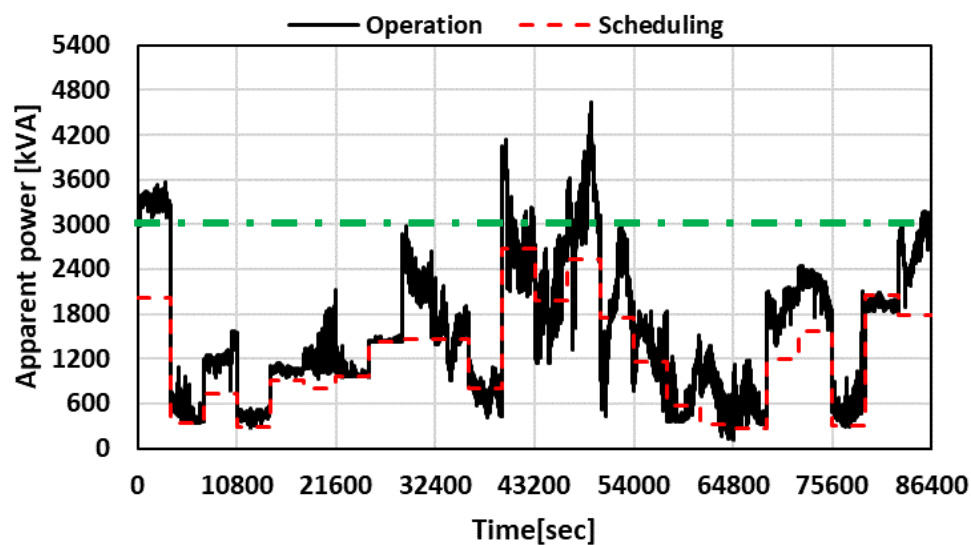
(b) Case.2

図 3.12 時系列シミュレーションにおける電圧ヒストグラム

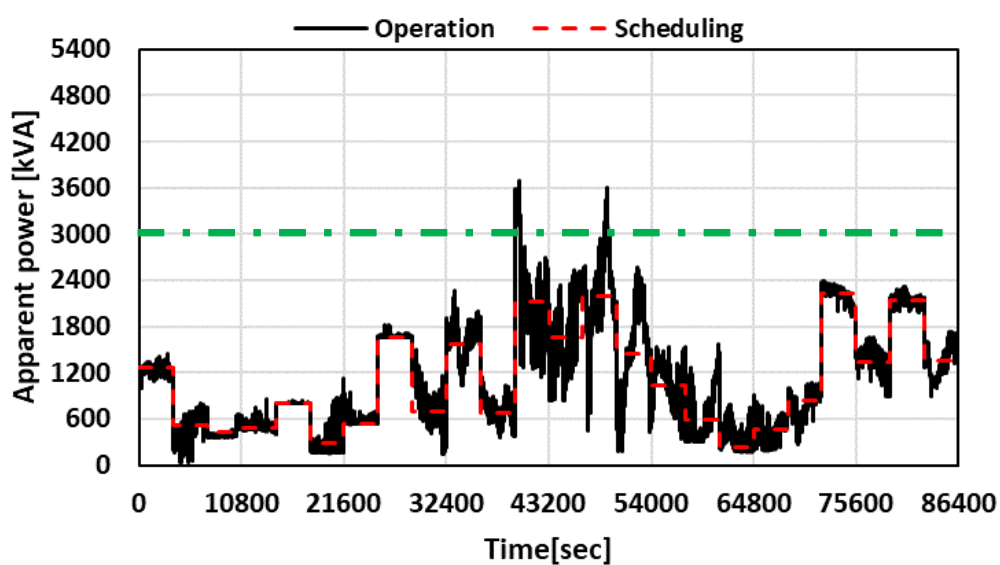
表 3.2 時系列シミュレーションにおける電圧の最大・最小値

	Case.0		Case.2	
	Min.	Max.	Min.	Max.
Voltage [V]	99.22	102.99	99.88	101.83
Deviation from Center [V]	1.78	1.99	1.12	0.83

次に、各ケースにおけるスラックノード蓄電池の運用を図 3.13 に、逸脱回数と最大逸脱量を表 3.3 に示す。図 3.13 において、実線(Operation)は時系列シミュレーションの結果を、破線(Scheduling)は計画時に決定した平均値を示す。Operation と Scheduling 間の違いは、主として系統内の需給ミスマッチを解消するための有効電力変動である。ケース 0 では、短周期的な変動を考慮していないために、変動によってスラックノード蓄電池の運用制約を逸脱している。特に、50,000[sec]付近では長い時間逸脱が起きていることがわかる。ケース 2 でも制約逸脱は確認できるが、その回数はケース 0 より少なく、瞬間的な逸脱にとどまっていることが確認できる。これらの逸脱は、実際であれば CDG などの慣性系によって吸収されるため、ケース 0 のように長時間逸脱が続くと系統周波数に悪影響を及ぼす。同様に、表 3.3 より、ケース 2 ではケース 0 と比較して逸脱回数が 89[%]、逸脱量が 57[%]改善されており、このような点からも提案手法の有効性を確認することができる。



(a) Case.0



(b) Case.2

図 3.13 時系列シミュレーションにおけるスラック蓄電池運用

表 3.3 時系列シミュレーションにおけるスラック蓄電池の逸脱

	Case.0	Case.2	Improvement rate [%]
Frequency [Times]	7735	829	89.3
Max. value [kVA]	1635	693	57.6

3.7 需要家蓄電池の制約範囲による影響

本節並びに次節では、本論文で提案している制約緩和について、その影響を定量的に評価する。

始めに本節では需要家蓄電池に係る制約である(3.20)(3.11)式の制約範囲、すなわち $\text{Pr}_{b,comp_inv}$ を変更することによって計画にどのような影響が発生するかを、モデルシステムを用いた数値試算により確認する。これは、スラックノードの運用に関する制約である(3.12)と(3.13)式と異なり、(3.20)式は無効電力補償に関する式であり、この制約範囲が計画にどのような影響を与えるか不明であるためである。

試算条件としては前節と同様のものを用い、 $\text{Pr}_{b,inv}$ についてはその数値を $\pm 3\sigma$ 固定とし、 $\text{Pr}_{b,comp_inv}$ はその範囲を $\pm\sigma$ 、 $\pm 3\sigma$ 、 $\pm 5\sigma$ と変化させ試算を行った。

試算結果として、各 $\text{Pr}_{b,comp_inv}$ におけるノード#5の電圧を低圧換算したものを時系列で図 3.14 に示す。同図より、各制約範囲における結果には有意な差は見られない。実際に、電圧基準値の中央値である 101[V]からの偏差の最大値はおおよそ 4[%]程度の違いであった。

この結果についてより詳細に議論するため、図 3.14 の一部時間帯(49,000[sec]～54,000[sec])を抜き出し図 3.15 に示す。同図より、 $\text{Pr}_{b,comp_inv}$ が $\pm\sigma$ の結果を見ると 50,500[sec]付近で電圧の瞬時的な上昇が確認できる。一方、 $\pm 3\sigma$ 、 $\pm 5\sigma$ ではその電圧上昇が抑えられている。これは、制約範囲の違いによるものと考えられる。 $\pm\sigma$ の結果では、その制約範囲が、確率でみるとおおよそ 68.3[%]程度であり、言い換えると、31.7%の確率で、蓄電池のインバータ容量に抵触して当初予定していた無効電力補償が実施できないことになる。そのため、需要の大きな変化に対応できず、結果的に電圧上昇につながったものと考えられる。一方、 $\pm 3\sigma$ 、 $\pm 5\sigma$ では制約範囲が 99.7[%]など広い範囲となっており、今回の試算条件では電圧逸脱には至っていないが、 $\pm 3\sigma$ と $\pm 5\sigma$ の結果を比較すると、両者に大きな差は見られない。これは、制約範囲が $\pm 3\sigma$ 程度あれば十分であることを示しており、そのため結論としては、 $\text{Pr}_{b,comp_inv}$ はある程度十分な値(今回の条件であれば $\pm 3\sigma$)を用いればオフグリッドの運用上問題ないと言える。

さらなる確認のため、各需要家蓄電池の中でその動作が特徴的であった#2、#3の需要家蓄電池運用を図 3.16、図 3.17 に示す。両図より、蓄電池無効電力制御の傾向が伺える。すなわち、制約範囲が広い $\text{Pr}_{b,comp_inv} = \pm 3\sigma, 5\sigma$ のケースでは蓄電池の無効電力出力が各蓄電池出力の上限に達する時刻が少なく、安定して無効電力補償を行えていることがわかる。一方、その効果が電圧には積極的に表れていないことから、無効電力補償はる程度の空き容量さえ確保してしまえばよいことがわかる。

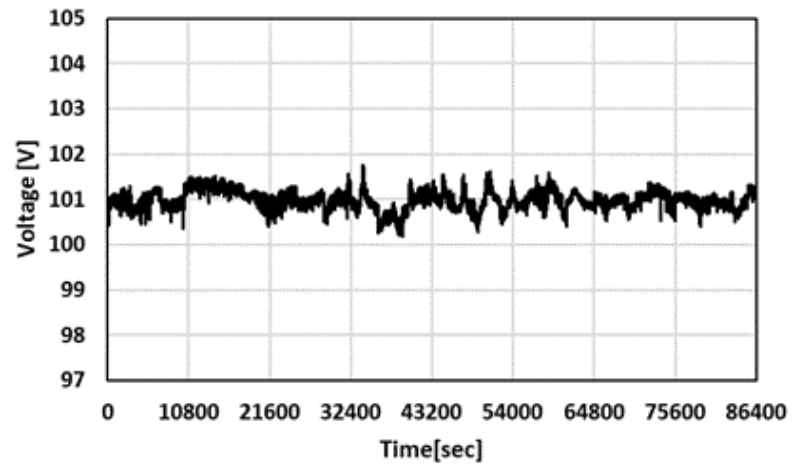
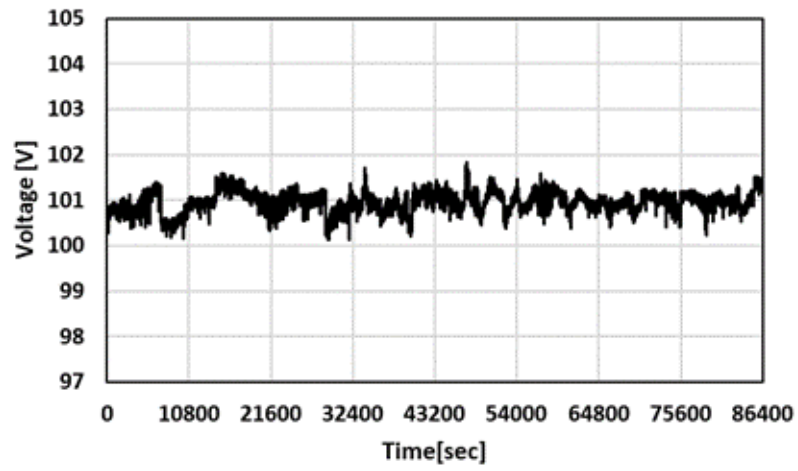
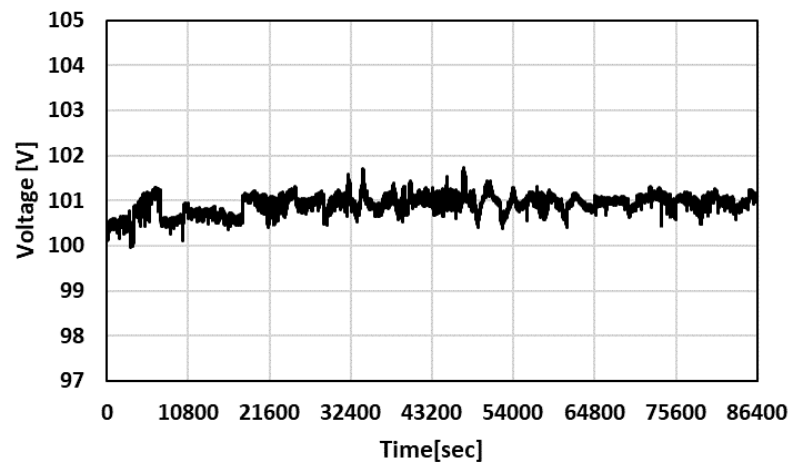
(a) $\text{Pr}_{b_comp_inv} : \pm\sigma$ (b) $\text{Pr}_{b_comp_inv} : \pm 3\sigma$ (c) $\text{Pr}_{b_comp_inv} : \pm 5\sigma$

図 3.14 時系列シミュレーションにおけるノード#5 の電圧分布—需要家蓄電池制約が与える影響

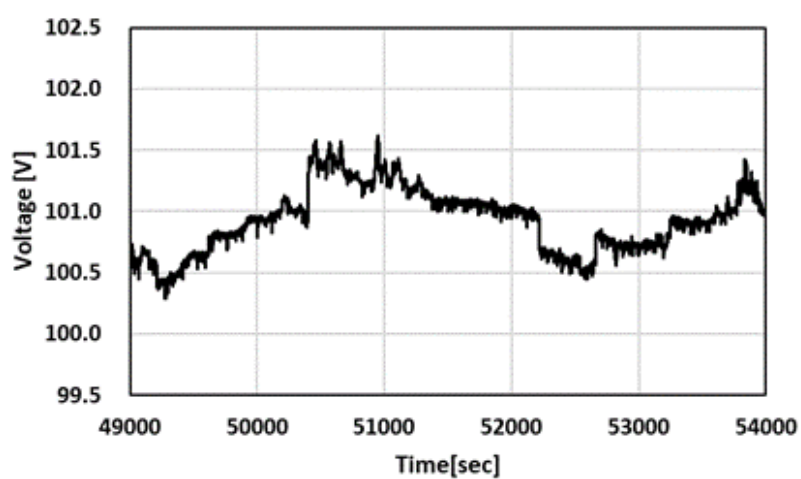
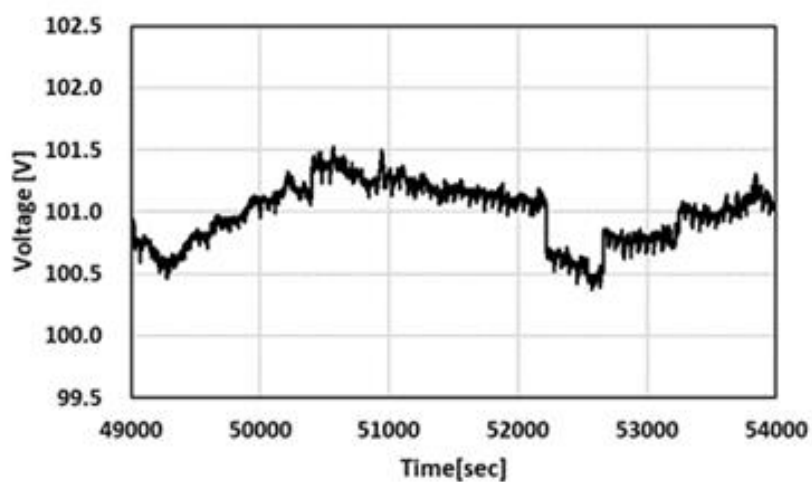
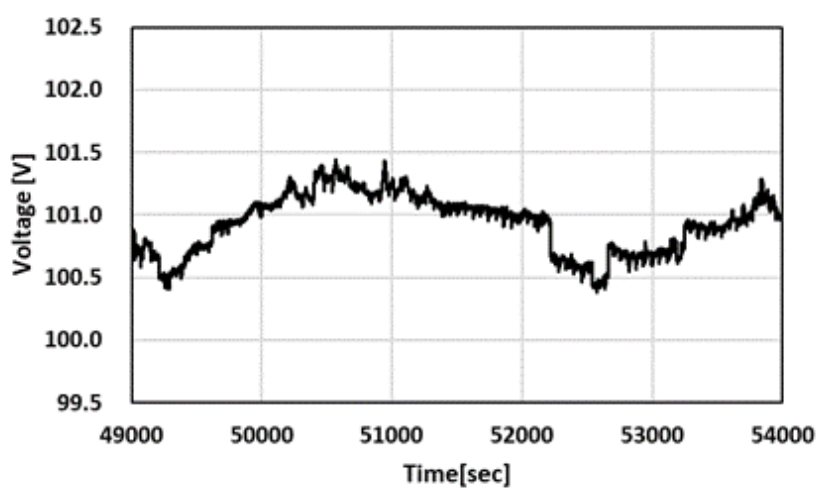
(a) $\Pr_{b,comp_inv} : \pm\sigma$ (b) $\Pr_{b,comp_inv} : \pm 3\sigma$ (c) $\Pr_{b,comp_inv} : \pm 5\sigma$

図 3.15 電圧分布の拡大図—需要家蓄電池制約が与える影響

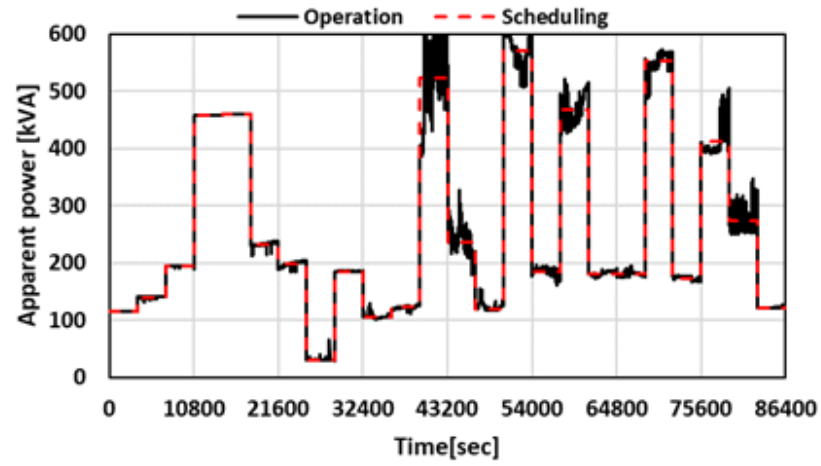
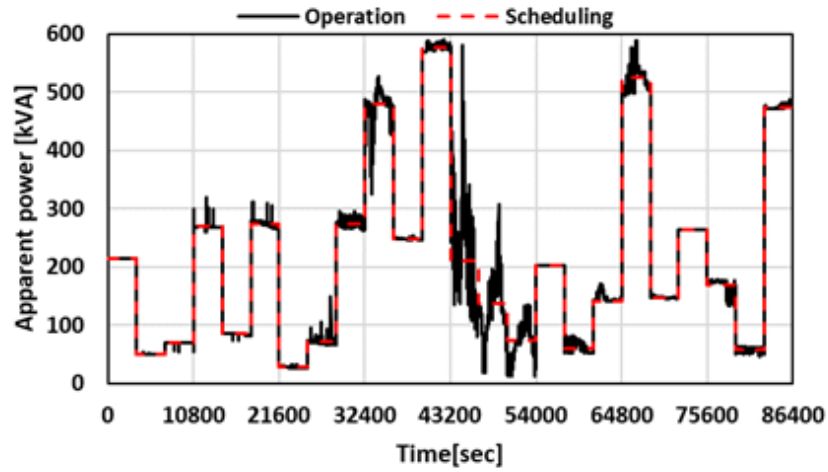
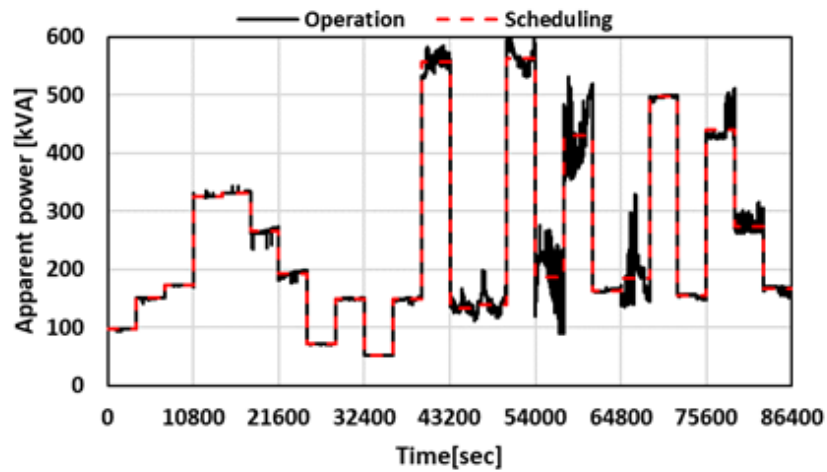
(a) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm\sigma$ (b) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm 3\sigma$ (c) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm 5\sigma$

図 3.16 各ケースにおける#2 ノード蓄電池運用—需要家蓄電池が与える影響

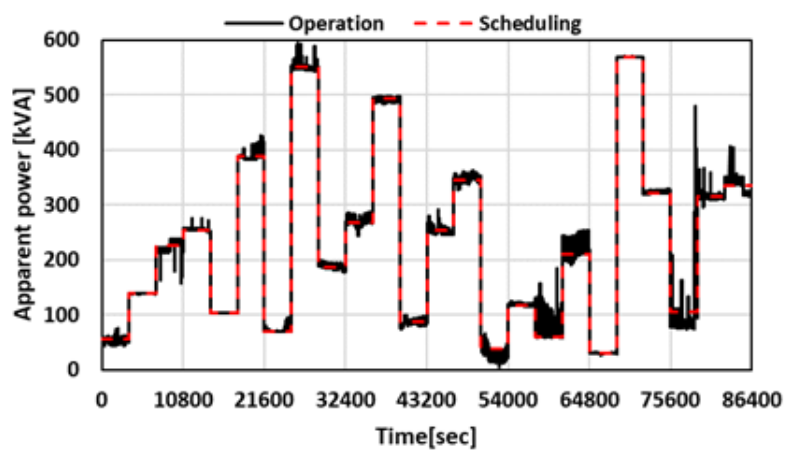
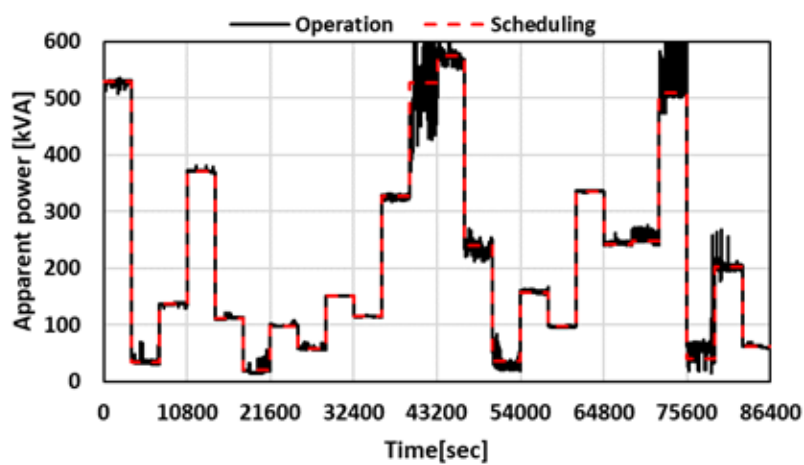
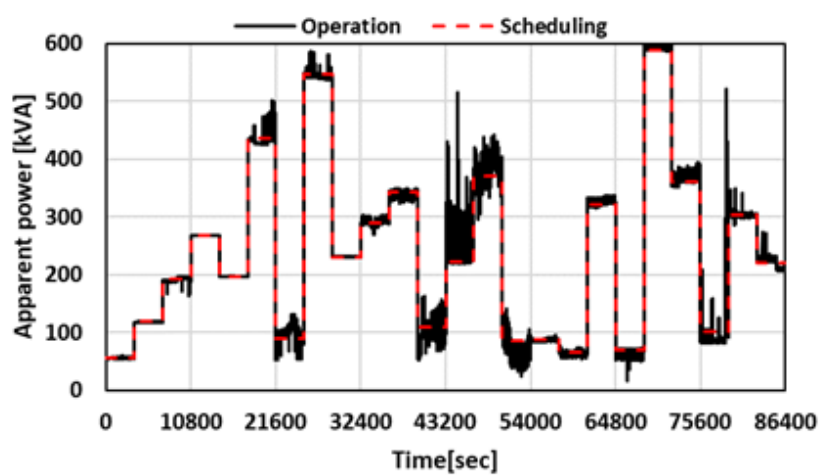
(a) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm\sigma$ (b) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm 3\sigma$ (c) $\Pr_{b_comp_inv} : \pm 5\sigma$

図 3.17 各ケースにおける#3 ノード蓄電池運用—需要家蓄電池が与える影響

3.8 スラックノード蓄電池の緩和方法

本節ではスラックノード蓄電池の緩和方法が計画結果へ与える影響について、試算結果を基に考える。具体的には、3.4 節で示した手法について、試算によってその効果を検証する。試算条件は前節の試算と同条件で行い、 $\Pr_{b_comp_inv}$ は $\pm 3\sigma$ のパーセンタイルとした。また、試算は以下に示す3つのケースで行った。

ケース1：3.1, 3.2 節で示した手法

目的関数は電圧の最小化とし、(3.13)式の制約を考慮

ケース2：(3.21)式の最小化を目的関数とした手法

なお、ケース1で目的関数としていた電圧変動については、次式で示す制約条件として考慮する

【電圧変動に関する制約】

$$\Pr[V_{upper_limit} \geq |\tilde{v}_i(t)| \geq V_{lower_limit}] \geq \Pr_{voltage} \quad (3.22)$$

ケース3：(3.1)式と(3.21)式の和の最小化を目的関数とした手法

すなわち目的関数を次のように設定する

【新たな目的関数】

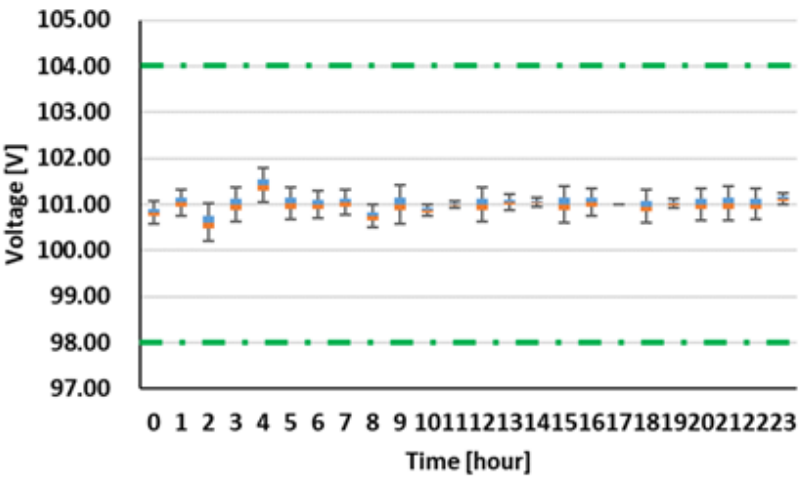
$$\begin{aligned} \min. \quad & \sum_{t=0}^{23} \sum_{i=0}^{N-1} (\Pr[V_{upper_limit} < |\tilde{v}_i(t)|] + \Pr[V_{lower_limit} > |\tilde{v}_i(t)|]) \\ & + \sum_{t=0}^{23} (\Pr[\tilde{p}_{b,0}^2(t) + q_{b,0}^2(t) > s_{b,max,0}^2]) \end{aligned} \quad (3.23)$$

電圧、スラック逸脱共に目的関数で考慮しているため、両者についての制約条件はない

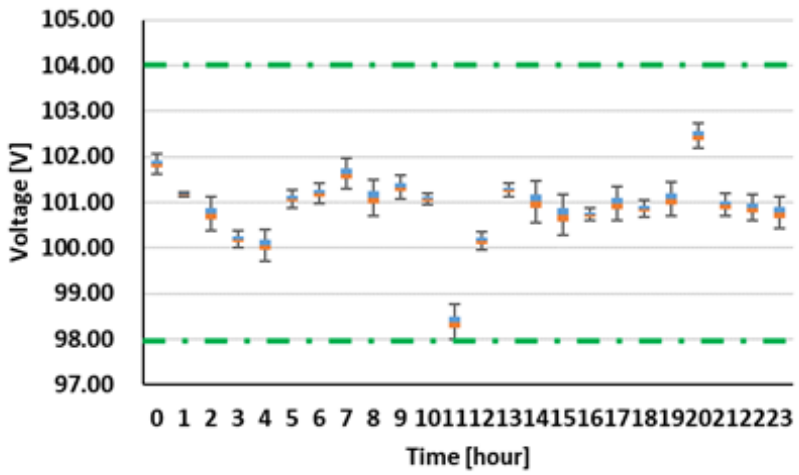
ケース3はある種の多目的最適化であるとも考えることもできる。

試算結果としてまず、計画段階の結果を示す。図3.18に各ケースで確率潮流計算によって推定された#5の電圧確率分布を示す。図3.18の箱ひげ図において、箱の上下端は $\pm\sigma$ を表し、ひげの先端は $\pm 3\sigma$ の範囲を示す。同図より、各ケースにおいて電圧確率分布の $\pm 3\sigma$ 範囲が、電圧上下限值に収まっていることがわかる。一方、その特徴は各ケースで異なる。ケース1では電圧の分布がより上下限値の中央値によっており、より安定な電圧分布となっている。これは、目的関数を電圧逸脱率の最小化とした効果であろう。ケース2では電圧の範囲を制約条件で $\pm 3\sigma$ としているために、11[時]において制約範囲から余裕のない電圧分布となっている。ケース3ではケース1には劣るものの、電圧の確率分布は十分上下限値に収まっている。

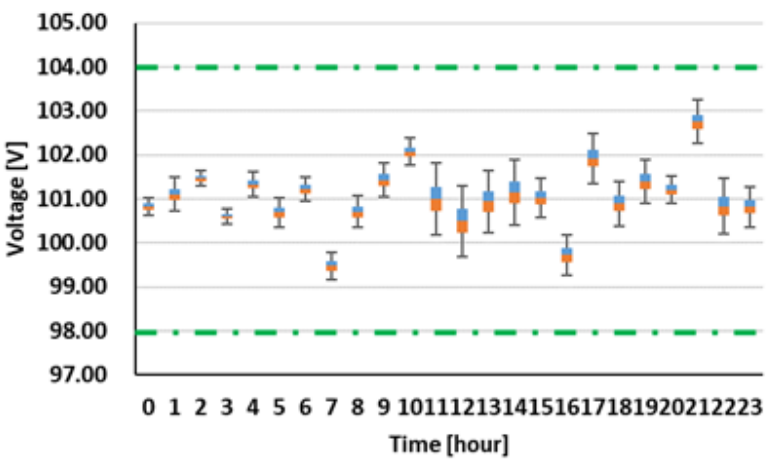
次に、スラックノードの蓄電池の皮相電力の平均値と平均値と $\pm 3\sigma$ 変動時の値を図3.19に示す。同図より、ケース1では蓄電池の運用範囲を制約条件としたため制約範囲である $\pm 3\sigma$ から余裕のない運用が行われている。一方、スラックノード蓄電池の運用制約を目的関数としているケース2,3では運用範囲が大きく確保されていることがわかる。



(a) Case.1

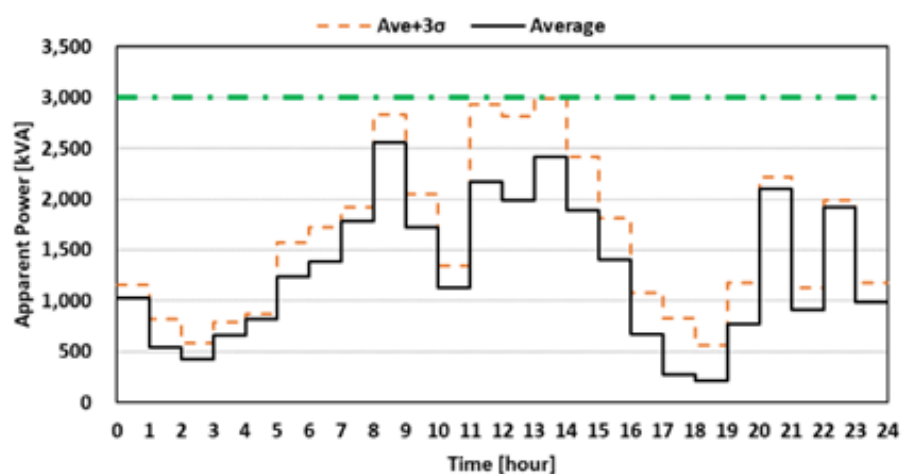


(b) Case.2

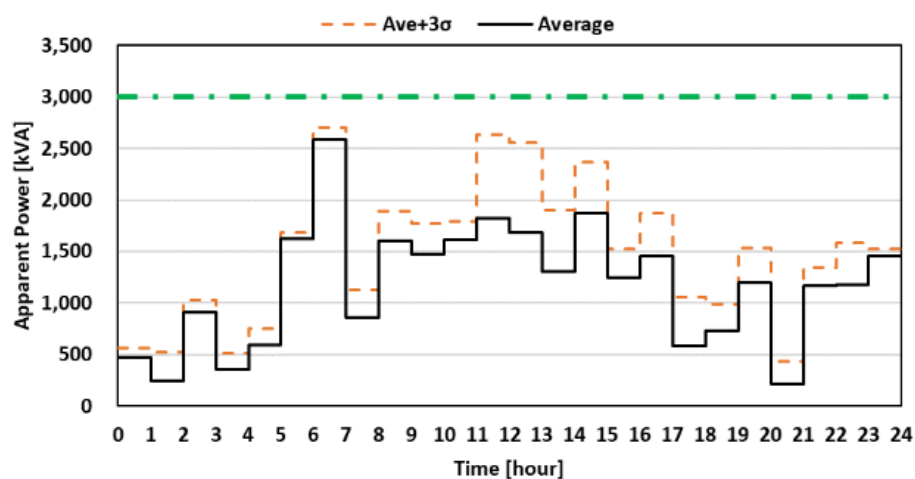


(c) Case.3

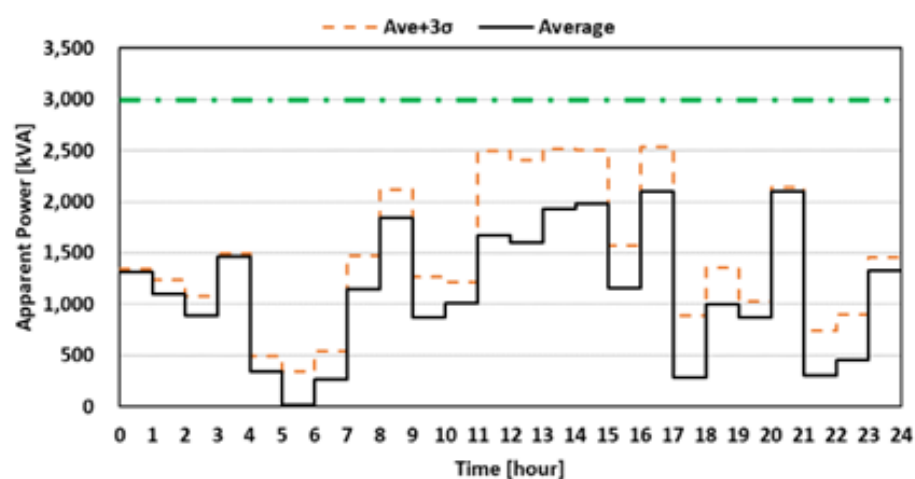
図 3.18 ノード#5 における電圧確率分布—スラック影響評価



(a) Case.1



(b) Case.2



(c) Case.3

図 3.19 スラックノード蓄電池の運用—スラック影響評価

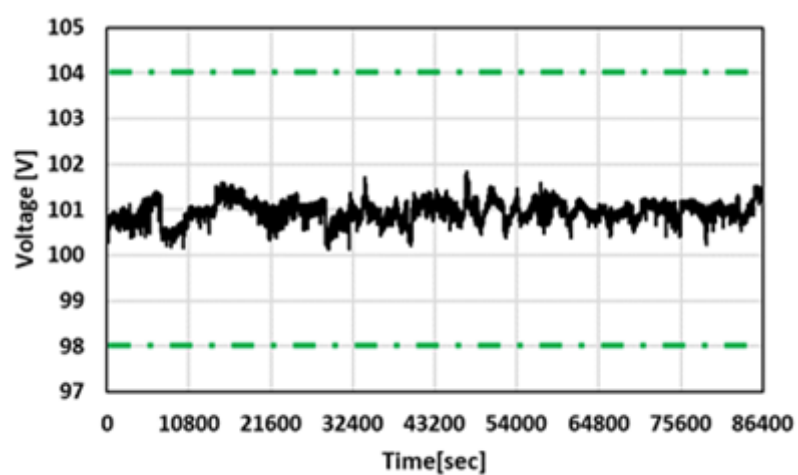
これらの結果についてより定量的な評価を行うため、(3.1)式並びに(3.21)式をから電圧逸脱率、並びにスラック蓄電池の容量逸脱率（以下、容量逸脱率）を算出した。その結果を表 3.4 に示す。同表より、ケース 1 は電圧逸脱率がかなり小さな数値となっていることがわかる。この数値は容量逸脱率と比較すると過大な値であると言える。すなわち、本来発生しないような稀有なパターンについても回避するような結果となっており、容量逸脱率とのバランスがとれていない結果となっている。ケース 2 ではケース 1 と比較して容量逸脱率は改善しているが、電圧の逸脱率が大きく悪化している。ケース 3 では電圧逸脱率はケース 1 と比較して悪化しているものの、容量逸脱率は改善されており、結果として両逸脱率間の差が小さく、バランスよく改善されている。

次に、計画結果に基づく時系列の運用シミュレーションの結果も同様に評価する。まず、電圧逸脱の様子を確認するために、一番電圧変動が大きくなるノード#5 の電圧を低圧換算したものを時系列で図 3.20 に示す。同図より、ケース 1 では電圧は上下限値を逸脱しなかったが、ケース 2 では約 40,000[sec]あたりで下限値の逸脱が発生している。ケース 3 ではケース 1 より電圧が大きく変動しているものの上下限値に収まっている。

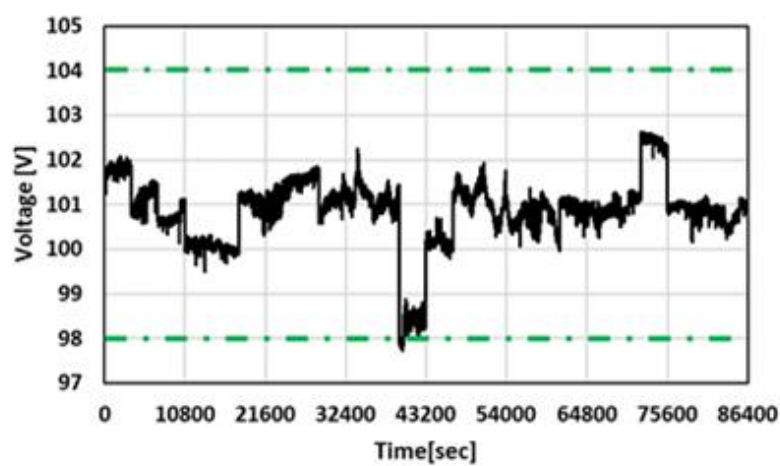
同様に、スラックノード蓄電池の運用を図 3.21 に示す。図 3.21 において、実線(Operation)は時系列シミュレーションの結果を、破線(Scheduling)は計画時に決定した平均値を示す。同図より、各ケースにおいて上限値を逸脱していることがわかる。これらの容量逸脱は実際には CDG の慣性によって吸収されることになるが、容量逸脱の回数や逸脱の深さが少ない方が周波数への影響が少ない。ケース 1 と比較すればケース 2,3 では容量逸脱の回数や時間が減少しており、より周波数への影響がない運用となっている。各ケースにおける容量逸脱回数とその最大量を表 3.5 に示す。同表より、ケース 1 と比較してケース 2,3 では容量逸脱回数が大きく減少しており、容量逸脱率を目的関数に導入する効果が確認できる。一方、ケース 2 では前述の通り電圧の逸脱が発生している。ケース 3 は電圧・容量の両観点で良好な結果を示している。

表 3.4 各ケースにおける各逸脱率

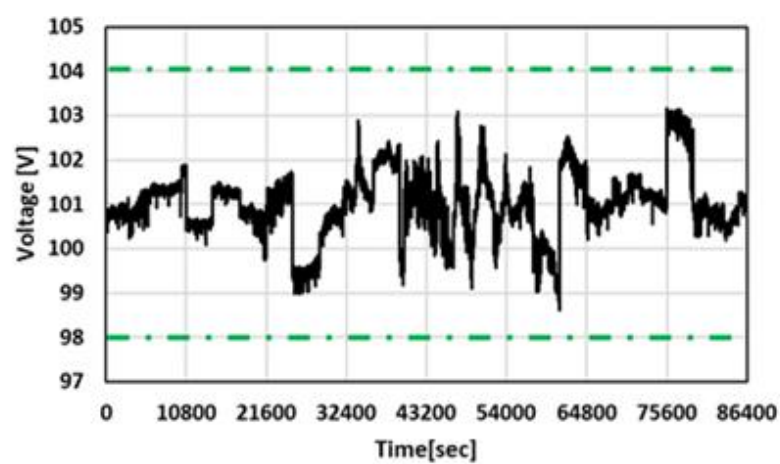
	Case.1	Case.2	Case.3
Voltage	3.13×10^{-213}	3.66×10^{-4}	1.67×10^{-11}
Slack	1.93×10^{-3}	1.02×10^{-5}	7.99×10^{-7}



(a) Case.1

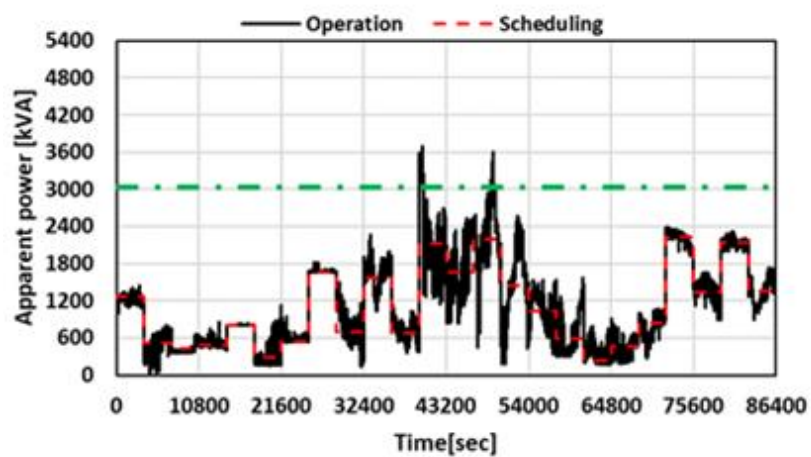


(b) Case.2

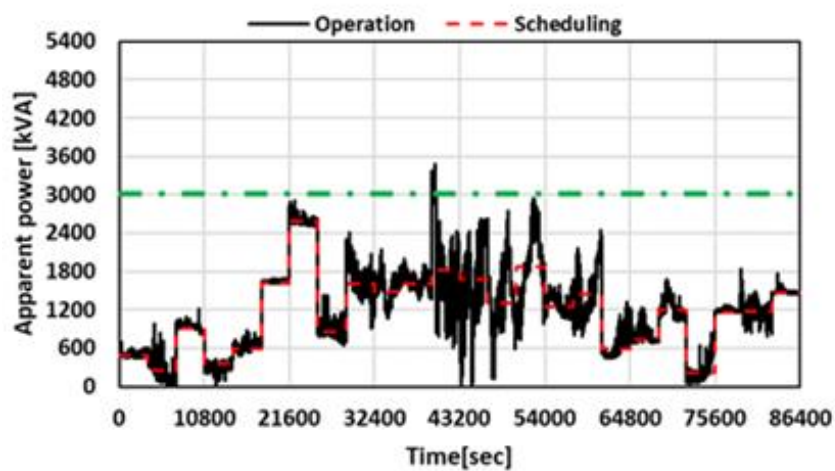


(c) Case.3

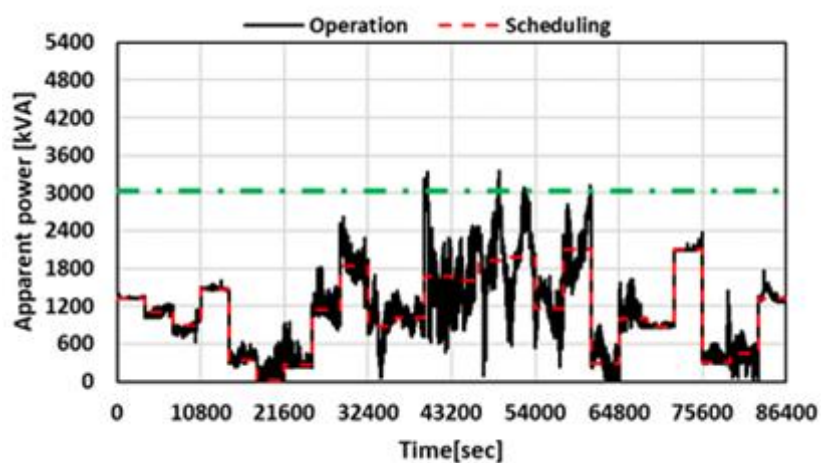
図 3.20 時系列シミュレーションにおける#5 の電圧分布—スラック影響評価



(a) Case.1



(b) Case.2



(c) Case.3

図 3.21 時系列シミュレーションにおけるスラックノード蓄電池の運用—スラック影響評価

表 3.5 各ケースにおけるスラックノード蓄電池逸脱回数

	Case.1	Case.2	Case.3
Frequency [Times]	829	520	357
Max value [kVA]	693.2	474.7	361.5

一方，ここまでの手法ではスラック蓄電池の逸脱率を基に定式化を行ってきた。しかし，蓄電池の運用範囲を逸脱する変動は，実際には CDG で吸収され，その量には周波数変動の観点から限界がある。次章ではこの内容について考える。

第4章 不確実性に対する確率的制御を考慮した運用計画手法

前章までは、短周期変動の不確実性を考慮するため、OPPF を用いた計画手法を提案し、その効果等を数値試算によって明らかにした。本章では、提案手法のさらなる発展として、短周期変動の不確実性に起因する周波数・電圧変動への制御を考慮した手法を提案する。さらに、独立に開発した2つの手法を同時に適応した運用計画手法を提案する。

4.1 周波数変動と制御を考慮した手法の概論

4.1.1 提案手法の概論

前章までの OPF では、負荷変動の短周期変動に対して、特に有効電力のバランスについては、スラックノード蓄電池が可能な限り吸収し対応できない量を CDG が吸収することとしていた。従って、蓄電池が吸収できない負荷変動によって系統内の周波数に変化が起こることになる。もし短周期変動をある程度予測することが可能であれば、蓄電池が吸収できない逸脱を事前に算出でき、それによる周波数変動を考慮することができるだろう。もしこの周波数変動に関する制約を OPF に実装できれば、前述したスラックノード蓄電池の代替えとして用いることが可能となる。

周波数変動を考慮した電力システム運用の研究はいくつか存在する。[48]や[49]は事故時の周波数変動を考慮した運用計画手法が提案されており、[50]や[51]では RE 電源を含むシステムの周波数セキュリティ制約について提案している。一方、これらの研究は平常時の短周期変動に基づく周波数変動については考慮していない。また、いくつかの研究はマイクログリッドが系統から独立して運転する際の周波数安定性制約について議論している ([52],[53])。これは、マイクログリッドが系統から独立した際にも安定的に運用できるような制約を導入している。さらに、単独運転時のマイクログリッドにおける周波数制約を考慮した計画手法が提案されている([54]-[58])。一方、これらの研究では負荷変動の長さや機器の出力上限が考慮されていない。負荷変動の継続時間が短い場合、周波数偏差は最大値まで変動しない可能性がある。短期的な変動はランダムで気象条件に依存せず、長期間続くことがあまり多くないため、この点を考慮することが重要である。多くの研究では最大変動に対する周波数制約を適応させているが、短期的な変動継続時間を考慮することで、周波数のための制御容量をより現実的に見積もることができる。さらに、各機器の出力リミットも重要な要素である。制御出力が機器の出力リミットを超えると機器にはそれ以上調整できなくなるため、周波数変動の様相が変化する。この点を考慮しないと、正確な周波

数変動を算出することができない。

周波数変化を論じている論文の多くは時間幅が数 $m \sim \mu$ sec.オーダーの時系列シミュレーションによってその解析が行われている[67][68]。このようなシミュレーションはその時間幅の影響で解析に多くの時間を要するため、計画段階や運用段階の評価等に使用することは適切であると言えない。また、定常的な運転を考慮するのであれば、そこまで細かい計算を行う必要性もないと言える。

そこで、本節では、需要変動による周波数変化の評価手法の提案並びにそれを応用した運用計画手法の提案を行う。提案手法は需要変動の大きさとその継続時間に着目した手法であり、発電機慣性とガバナなどの機械的入力の情報から周波数変動を算出することが可能である。

なお、提案手法を適応する際には各需要家ないしは全需要家の負荷変動の実績データを有しているという前提で考える。これは後述する継続時間確率密度関数の作成に必要なためであり、可能であればより短い時間間隔のデータであることが望ましい（本論文では1秒値とした。）。これらのデータについては今後スマートメーター等の導入が進むことで入手が容易であると考えられる。

周波数変動の典型的なイメージを図4.1に示す。

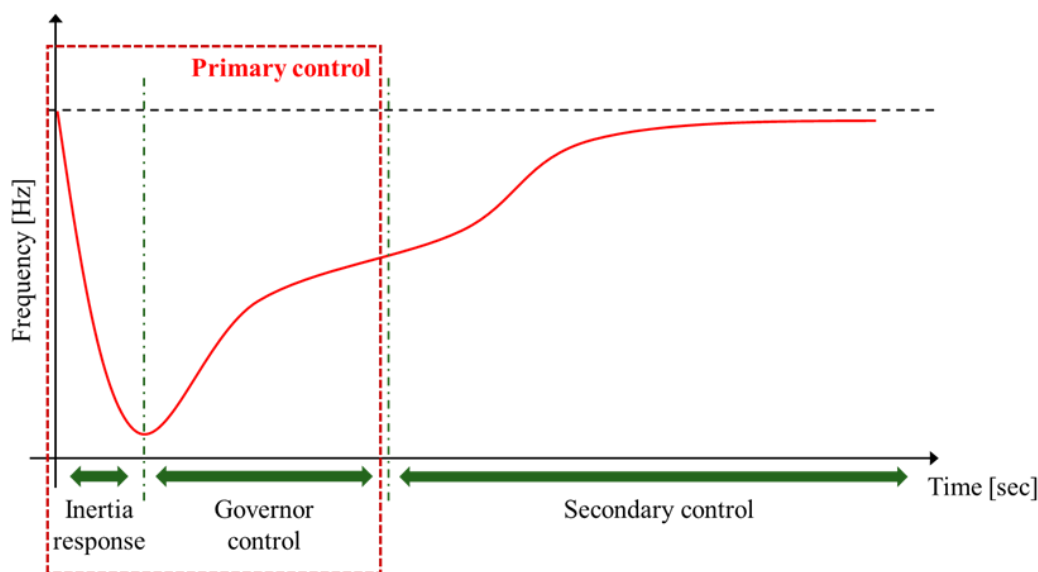


図4.1 典型的な周波数変動とその制御イメージ

周波数制御は、変動後すぐに発動する一次制御と、基準値からの偏差を0とするための二次制御に分類される。本研究では、数秒の短周期変動による周波数変動を考慮するため、一次制御のみを対象とした。

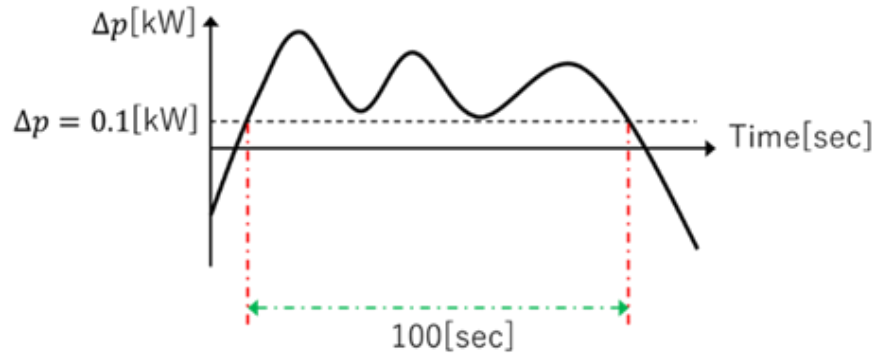
4.1.2 提案する周波数変動を考慮した計画手法

本項では、提案する計画手法について述べる。提案手法は、高速な計算を行うため時系列的なシミュレーションではなく、数式を基に高速かつ容易な手法を提案する。

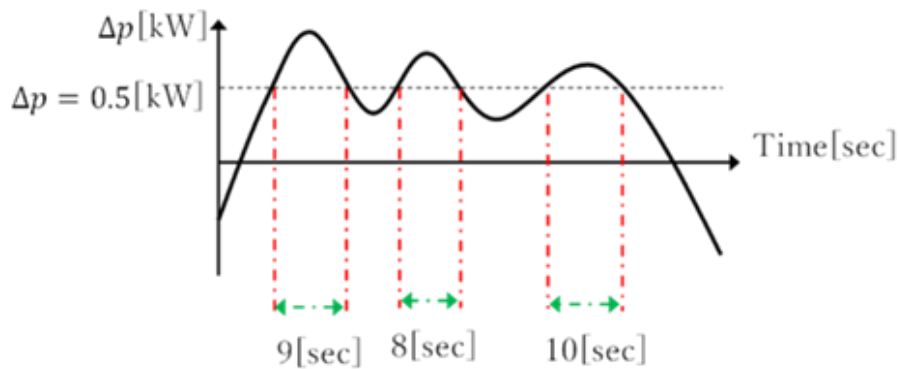
1) 継続時間確率密度関数の作成

まず、提案手法で用いる継続時間確率密度関数について説明する。この関数は文字通り、需要の変動について、その大きさの需要変動がどの程度継続するかの確率を示す関数である。具体的には、ある需要変動 Δp [kW]が τ [sec]継続する確率を $f(\Delta p, \tau)$ と定義する。 $f(\Delta p, \tau)$ を作成する際には系統内の総需要変動を基に作成する。もし負荷変動のデータが各需要家分しかない場合には系統内の線路損失を加味、あるいは無視してその総和から求めることができる。 $f(\Delta p, \tau)$ の作成イメージを図4.2に示す。

図4.2(a)では、 $\Delta p=0.1$ [kW]の変動が100[sec]続いている。この負荷変動をカウントし、 $c(0.1,100)=1$ と定義する。ほかの τ 、例えば $c(0.1,99)$ や $c(0.1,101)$ では $c(\Delta p, \tau)$ は0となる。(b)では、(a)と同様の変動に対して $\Delta p=0.5$ [kW]としたものであるが、その変動は8,9,10[sec]と3つの継続時間が存在するため、 $c(0.1,8) = c(0.1,9) = c(0.1,10)=1$ となる。最終的には、 $f(\Delta p, \tau)$ は、 $c(\Delta p, \tau)$ をその総回数で除算することで得られる。



(a) $\Delta p=0.1$



(b) $\Delta p=0.5$

図4.2 $f(\Delta p, \tau)$ の計算イメージ

2) 発電機慣性を考慮した計画手法

作成した $f(\Delta p, \tau)$ を基に負荷変動による周波数変動を評価する手法を示す。まず、動揺方程式に基づいた周波数変動を算出するブロックのイメージを図 4.3 に示す。図 4.3 のシステムにおけるステップ応答の伝達関数は次のようになる。

$$\frac{\Delta f}{\Delta p} = \frac{1}{(Ms)s} \quad (4.1)$$

ここで、 M は CDG の慣性定数である。今、(4.1)式の逆ラプラス変換を $g_{ine}(t)$ と定義する。 $g_{ine}(t)$ は次のようになる。

$$g_{ine}(t) = \mathcal{L}^{-1}\left(\frac{1}{Ms^2}\right) = \frac{t}{M} \quad (4.2)$$

$g_{ine}(\tau)$ はある慣性への入力電力が $t[\text{sec}]$ 続いた場合の周波数変動を表す式に他ならない。今、周波数変動の上限値を Δf_{limit} と定義すれば、慣性が吸収できる電力の大きさ・継続時間は次の関係になる。

$$M\Delta f_{limit} \geq \tau\Delta p \quad (4.3)$$

すなわち、継続時間 τ と負荷変動の大きさ Δp の積が $M\Delta f_{limit}$ 以下となるような関係の負荷変動については慣性が吸収することができる。逆に言えばそれを越すような負荷変動は慣性では（周波数を規定値に収めたままでは）吸収できないということになる。

さて、これらの関係から負荷変動が周波数に与える影響を評価する事を考える。先ほど作成した継続時間確率密度関数は、 $\Delta p[\text{kW}]$ 以上の変動が $\tau[\text{sec}]$ 発生する確率を示していた。従って、 Δp 方向には累積分布をとる形となる。この特徴と(4.3)式の関係を用いると慣性が吸収する負荷変動については次のように評価できる。まず、 $f(\Delta p, \tau)$ を $\tau - \Delta p$ 平面にプロットする、次に、(4.3)式の等式部分を満たすような曲線を同平面にプロットする。最後に、(4.3)式より作成した曲線上で $f(\Delta p, \tau)$ を線積分することで慣性が吸収できない負荷変動の統計的な発生率を算出できる。イメージを図 4.4 に示す。上記線積分の値を ε_{vio} とおく。 $\varepsilon_{vio} = 0$ であれば慣性が吸収する変動によって周波数上限の逸脱は（統計的に）起きえないことになる。

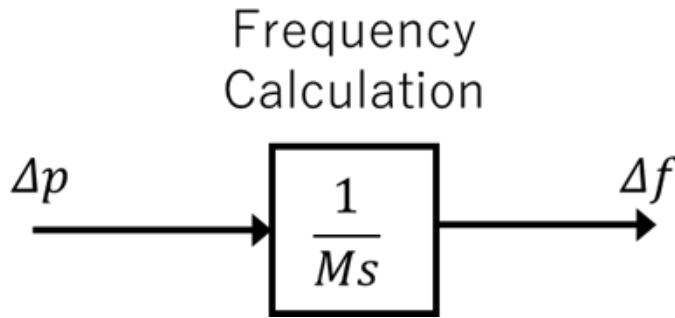
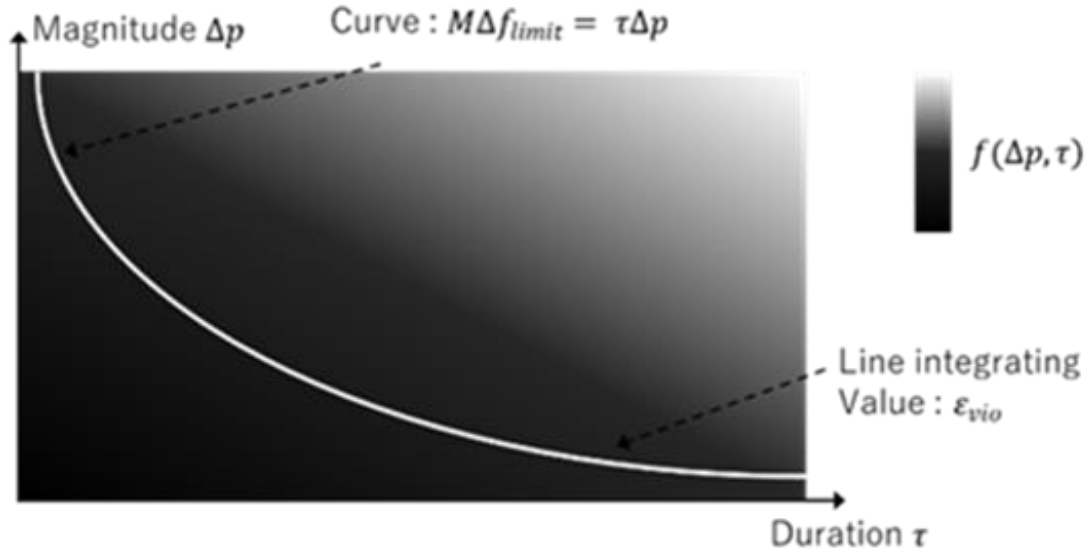


図 4.3 慣性のみを考慮した場合の周波数計算ブロック


 図 4.4 $\tau - \Delta p$ 平面における評価イメージ

実際に運用計画に応用する際には、線積分値 ϵ_{vio} に対して、次のような制約を設定すればよい。

$$\epsilon_{vio} \leq \epsilon_{vio_max} \quad (4.4)$$

ここで、 ϵ_{vio_max} は規定以上の周波数変動が起こる際の許容値である。 ϵ_{vio_max} を 0 とすれば規定以上の周波数変動を確率的に認めないこととなる。先ほどの評価とこの(4.4)式を OPF に実装することで、負荷変動に対する周波数の変化を許容値に収めることができる。なお、制約式の右辺値を 0 とするのではなくパラメータとして与えた理由として、DSO が運用時にどの程度まで周波数変動を許容するか、という自由度を残すためである。

3) ガバナシステムを考慮した計画手法

これまでの評価は、発電機の純粋な慣性のみを考慮したものであった。一方で、発電機には回転速度を一定に保つためのガバナが搭載されており、これによって周波数変動が抑えられる。従って、評価手法にもこの要素を組み込む必要があると言えるだろう。ガバナモデルを考慮した周波数変動算出ブロックを図 4.5 に示す。また、図 4.5 に示したシステムの各伝達関数は次のようになる。

$$\frac{\Delta f}{\Delta p} = \frac{T_G s + 1}{(MT_G s^2 + Ms + K_G) s} \quad (4.5)$$

$$\frac{\Delta p_{gov}}{\Delta p} = \frac{K_G}{(MT_G s^2 + Ms + K_G) s} \quad (4.6)$$

ここで、 T_G はガバナの時定数[sec]、 K_G はガバナのゲインである。また、(4.5)、(4.6)式の逆ラプラス変換をそれぞれ $g_{gov}(t)$ 、 $g_{p_gov}(t)$ とおく。

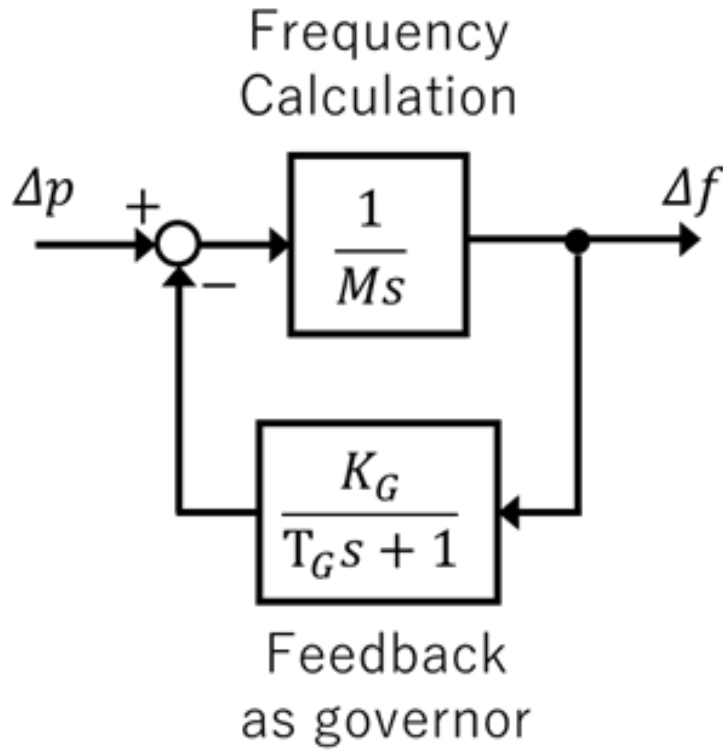


図 4.5 ガバナシステムを含む周波数計算ブロック

さて、周波数変動による影響を算出する際には、その変動の最大値に着目すればよい。なぜなら、もし周波数変動の最大値が規定値以内であれば運用上問題なく、逆に規定値より大きければ周波数の上下限逸脱を招くためである。変動が最大となる時刻 $\tau_{\Delta f_max}$ は $g_{gov}(t)$ を微分することで容易に求めることができる。

$$\frac{dg_{gov}(t)}{dt} = 0 \quad (4.7)$$

もし、逸脱継続時刻 τ が $\tau_{\Delta f_max}$ 以上であれば、周波数はその点で最大の変動となる。ただ一方で、変動によっては $\tau_{\Delta f_max}$ まで変動自体が継続しない場合も考えられる。その場合であっても周波数は変動の継続とともに徐々に低下してくため、結果としてガバナを含むシステムの周波数変動は次のように書ける。

$$\Delta f_{max} = \begin{cases} g_{gov}(\tau)\Delta p & \text{for } \tau < \tau_{\Delta f_max} \\ g_{gov}(\tau_{\Delta f_max})\Delta p & \text{for } \tau \geq \tau_{\Delta f_max} \end{cases} \quad (4.8)$$

評価方法としては、上記手順によって Δf_{max} を求めそれが Δf_{limit} と一致するような Δp と τ の組み合わせを算出し、先ほどと同様その組み合わせから $f(\Delta p, \tau)$ を線積分すればよい。すなわち、図 4.4 の白線の形状を、ガバナを考慮したものへ書き換えることで算出可能である。

4) ガバナ出力上限を考慮した計画手法

これまでガバナを考慮した評価手法を示したが、ガバナ出力の上限について考慮していなかった。ガバナが出力を調整可能な範囲は CDG の定格出力範囲であり、その上限値が各時刻の運用によって大きく変動する。本節ではこの点を考慮した計算手法を提案する。

ガバナ出力の上限値を考慮した周波数変動算出ブロックを図 4.6 に示す。図 4.6 にあるようなリミット要素は直接伝達関数表現することができないため、前述のように応答を求める手法を直接適応できない。そこで、本論文ではガバナ出力が上限に達する時刻に着目する。

図 4.7 に周波数が最小値をとる時刻に対するガバナ運用の物理的なイメージを示す。慣性系では、負荷変動によって周波数が低下し、それを打ち消すようにガバナがパワー(燃料)を投入する。ここで、周波数が最小値をとる点に着目すれば、その点では逸脱によるパワー(kW)の減少とガバナで投入されるパワーが等しくなることがわかる。従って、その点より後の時刻でガバナの出力が上限に達したとしても、その値は変動で減少するパワーより大きいいため周波数は最小値より低下することはないと言える。一方、最小値より前の時間帯でガバナ出力が上限に達する場合には変動によるパワーの減少が大きいために、周波数は最小値よりさらに低下する。また、その場合のガバナ出力を考えれば、周波数が低下するためガバナはその出力を上昇させ周波数を戻そうとする。一方、ガバナ出力が上限に達しておりリミットで制約されるため現出力以上上がらない。その結果さらに周波数低下を引き起こし上記の動作が再度行われる。従ってガバナ出力変動が収まるまで出力上限値に張り付く形になると言える。

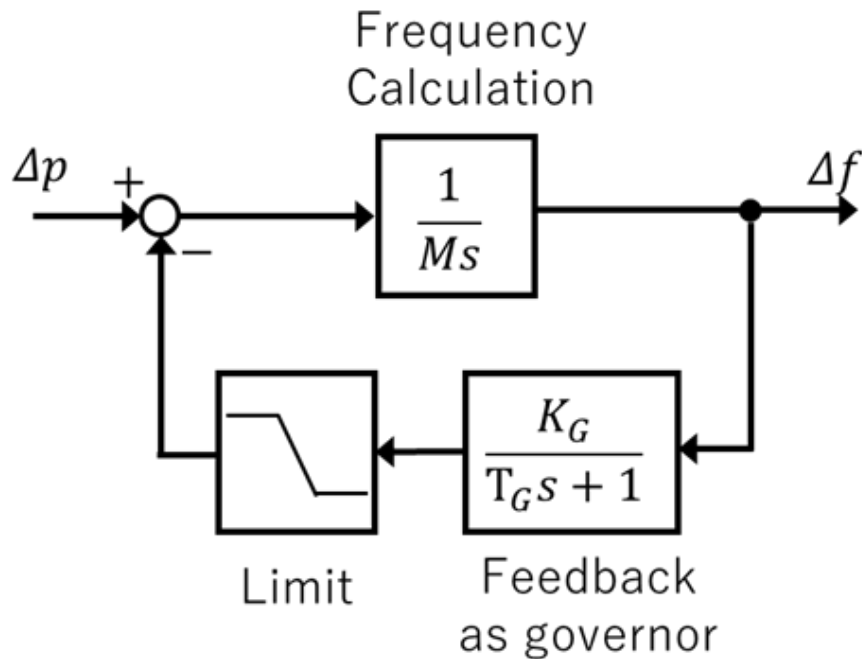


図 4.6 リミットを含む周波数計算ブロック

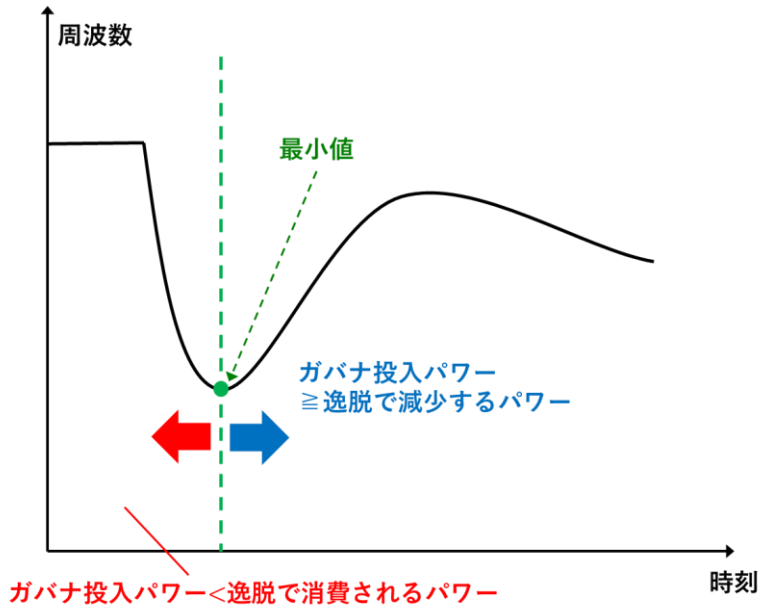


図 4.7 ガバナ運用の物理的イメージ

以上の内容から、再度評価方法をまとめる。今、ガバナ出力を表す $g_{p_gov}(\tau)$ から、以下のような関係となる τ_{gov_limit} を算出する。

$$g_{p_gov}(\tau_{gov_limit})\Delta p = p_{gov_limit} \quad (4.9)$$

ここで、 p_{gov_limit} はガバナ出力上限、 τ_{gov_limit} はガバナが出力上限値となる時刻[sec]である。周波数算出は次のようになる。まず、 $\tau_{f_min} \leq \tau_{gov_limit}$ であれば、周波数変動の最大値 Δf_{max} は先ほどの(4.8)式に基づいて算出すればよい。もし $\tau_{f_min} > \tau_{gov_limit}$ であれば、 Δf_{max} は次のようになる。

$$\Delta f_{max} = g_{gov}(\tau_{gov_limit})\Delta p + g_{limit}(\tau - \tau_{gov_limit})(\Delta p - p_{gov_limit}) \quad (4.10)$$

ここで、 g_{limit} は図 4.8 のブロックの伝達関数の逆ラプラス変換である。上記手順にのっとり Δf_{max} を求めたのち、先ほどと同様 $\Delta p - \tau$ 曲線を更新し、線積分すればよい。

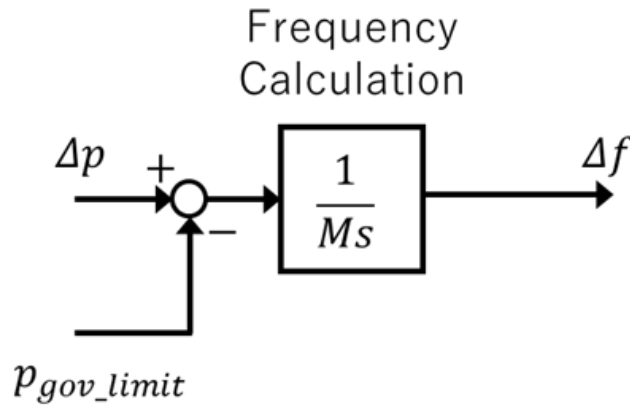


図 4.8 ガバナリミット到達後の周波数計算ブロック

5) 複数機器の出力上限を考慮した計画手法

これまではガバナ出力の上限に考慮した手法を示した。本節ではその手法をさらに拡張することで複数機器の出力上限を計算可能にする手法を提案する。

今、例として蓄電池の FW 制御とガバナによる周波数変動を計算するモデルを考える。図 4.9 にそのブロックイメージを示す。

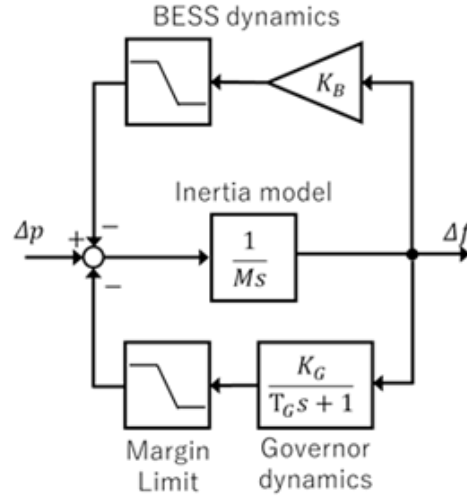


図 4.9 蓄電池とガバナを考慮した周波数計算ブロック

このブロックでは出力上限が複数存在するが、先ほどの手法を応用することで計算可能である。まず、リミッタを無視した図 4.9 の制御システムに対して、周波数変動の時間領域関数を求める。この関数に、想定する負荷変動の大きさを入力し、各機器が出力上限（あるいは下限）に達する時刻(ガバナ： τ_{gov_limit} 、蓄電池： τ_{bat_limit})を求める。

もし、想定する負荷変動の持続時間 τ が τ_{gov_limit} 、 τ_{bat_limit} の両方よりも小さければ、実際の周波数変動の最大値 Δf_{max} は、リミッタを考慮しない図 4.9 に対する周波数変動の時間領域関数に τ を代入することで求められる。

τ が τ_{gov_limit} 、 τ_{bat_limit} どちらか一方よりも大きい場合は、負荷変動が持続している間に少なくとも 1 つの機器は出力上下限に達し、それ以上の出力調整ができなくなる。そこで、出力上下限に到達した時刻 (τ_1 とする) を新たな時間基準点として定義し、想定負荷変動の大きさを出上下限値の分だけ縮小して出力上下限に達していない機器を図 4.10(b) でモデル化して、再度周波数応答を時間領域関数として記述する。その際、周波数変動の連続性を担保するために、図 4.10(a) モデルの τ_1 時点の周波数変動値を重畳している(図 4.10(b)の Δf_{in})。

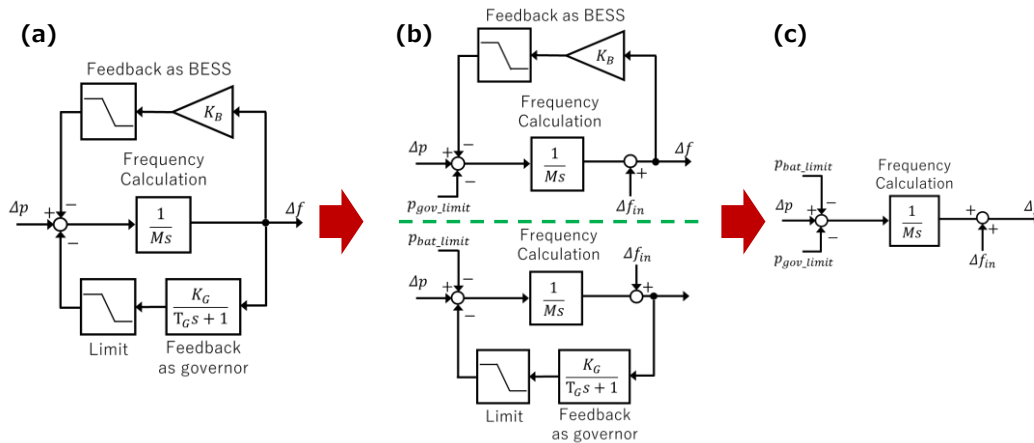


図 4.10 複数機器を考慮した周波数算出イメージ

上記の手順を、更新されたブロック線図に対して行い、ある機器が出力上下限に達する場合は、当該機器の出力上下限分だけ想定出力変動量を縮小して、同じ要領でモデルを更新して(図 4(c))時間領域関数を求める。

なお、上記手法は 3 台以上の機器が存在する場合にも応用可能である。

4.1.3 数値試算による検証

本項では、提案した手法について、その有効性等を試算によって明らかにする。具体的には、周波数計算を行うプロセスの妥当性と、4.1 節に示した系統に提案手法を適応した結果を基にした有効性検証を行う。

1) 提案手法による周波数変動算出の妥当性

ここでは、前節にて示した周波数変動の算出方法について、その妥当性をシミュレーションモデルと比較することで検討する。具体的には図 4.6 に示すブロックを Matlab Simuink により実装し、その際の最大の周波数変動を記録した。以下の表 4.1、表 4.2 に各手法における最大の周波数変動を、図 4.11 に表 4.1、表 4.2 間の絶対誤差を示す。ここで、 Δp は発電機最大出力を 1.0 とする p.u. 値で表しており、試算条件として、 $M = 2\pi[s]$ 、 $T_G = 0.1[sec]$ 、 $K_G = 10\pi$ 、 $p_{limit} = 0.01[p.u.]$ 、基準周波数 $50[Hz]$ 、 $f_{limit} = \pm 0.2[Hz]$ とした。また、表 4.1、表 4.2、図 4.11 は各変動電力 Δp が $\tau[sec]$ 継続した場合の周波数変動の最大値を各要素に示してある。さらに、計算に使用する各時刻(τ_{gov_limit} 、 τ_{bat_limit})については解析的に求められない場合があるためこの試算では二分探索を用いて近似的に求めている。

表 4.1、表 4.2 より、両手法において周波数変動の数値がほぼ一致していることがわかる。また、図 4.11 から両手法間の誤差は、最大でも $0.28 \times 10^{-3}[Hz]$ ほどであり、提案手法により最大周波数変動が精度良く求められていることが分かる。なお、同図より $\Delta p = 0.05 p.u.$ 付近で誤差が大きくなっている。これは、この大きさの負荷変動の場合は蓄電池が出力上限に達するが、そのタイミングを近似的に求めたことが原因であると考えている。なお、解析時間で比較すると、提案手法

によって全要素を求める計算時間が 0.06 sec であるのに対し、時系列シミュレーションを実施した場合は 90 sec を要した。提案手法により解析時間が大幅に短縮できているといえる。さらに、ガバナ出力上限である $p_{limit}=0.01[\text{p.u.}]$ よりも大きい逸脱が発生しているため、リミットの要素も十分に考慮されていることがわかる。従って提案手法による周波数変動の算出の妥当性が示された。なお、各 Table を作成するための計算所要時間としては、表 4.1 は 0.02[sec]、表 4.2 は 90[sec] と高速化がなされている。

表 4.1 周波数変動の最大値(提案手法)

Frequency [Hz]	Duration τ [sec]															
	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	
Magnitude Δp [kW]	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
	0.02	0.03	0.04	0.06	0.07	0.09	0.11	0.12	0.14	0.15	0.17	0.18	0.20	0.22	0.23	0.25
	0.03	0.04	0.07	0.10	0.13	0.17	0.20	0.23	0.26	0.29	0.33	0.36	0.39	0.42	0.45	0.48
	0.04	0.05	0.10	0.15	0.20	0.24	0.29	0.34	0.39	0.44	0.48	0.53	0.58	0.63	0.67	0.72
	0.05	0.07	0.13	0.20	0.26	0.32	0.39	0.45	0.51	0.58	0.64	0.71	0.77	0.83	0.90	0.96
	0.06	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.48	0.56	0.64	0.72	0.80	0.88	0.96	1.04	1.12	1.20
	0.07	0.10	0.20	0.29	0.39	0.48	0.58	0.67	0.77	0.86	0.96	1.05	1.15	1.25	1.34	1.44
	0.08	0.12	0.23	0.34	0.45	0.56	0.67	0.78	0.90	1.01	1.12	1.23	1.34	1.45	1.56	1.68
	0.09	0.13	0.26	0.39	0.51	0.64	0.77	0.90	1.02	1.15	1.28	1.40	1.53	1.66	1.79	1.91
	0.10	0.15	0.29	0.43	0.58	0.72	0.86	1.01	1.15	1.29	1.44	1.58	1.72	1.87	2.01	2.15
	0.11	0.16	0.32	0.48	0.64	0.80	0.96	1.12	1.28	1.44	1.60	1.75	1.91	2.07	2.23	2.39
	0.12	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05	1.23	1.40	1.58	1.75	1.93	2.10	2.28	2.45	2.63
	0.13	0.19	0.39	0.58	0.77	0.96	1.15	1.34	1.53	1.72	1.91	2.10	2.30	2.49	2.68	2.87
	0.14	0.21	0.42	0.62	0.83	1.04	1.24	1.45	1.66	1.87	2.07	2.28	2.49	2.69	2.90	3.11
	0.15	0.23	0.45	0.67	0.89	1.12	1.34	1.56	1.79	2.01	2.23	2.45	2.68	2.90	3.12	3.35

表 4.2 周波数変動の最大値(シミュレーション)

Frequency [Hz]	Duration τ [sec]														
	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29
Magnitude Δp [kW]	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
	0.02	0.03	0.04	0.06	0.07	0.09	0.11	0.12	0.14	0.15	0.17	0.18	0.20	0.22	0.23
	0.03	0.04	0.07	0.10	0.13	0.17	0.20	0.23	0.26	0.29	0.33	0.36	0.39	0.42	0.45
	0.04	0.05	0.10	0.15	0.20	0.24	0.29	0.34	0.39	0.44	0.48	0.53	0.58	0.63	0.67
	0.05	0.07	0.13	0.20	0.26	0.32	0.39	0.45	0.51	0.58	0.64	0.71	0.77	0.83	0.90
	0.06	0.08	0.16	0.24	0.32	0.40	0.48	0.56	0.64	0.72	0.80	0.88	0.96	1.04	1.12
	0.07	0.10	0.20	0.29	0.39	0.48	0.58	0.67	0.77	0.86	0.96	1.05	1.15	1.25	1.34
	0.08	0.12	0.23	0.34	0.45	0.56	0.67	0.78	0.90	1.01	1.12	1.23	1.34	1.45	1.56
	0.09	0.13	0.26	0.39	0.51	0.64	0.77	0.90	1.02	1.15	1.28	1.40	1.53	1.66	1.79
	0.10	0.15	0.29	0.43	0.58	0.72	0.86	1.01	1.15	1.29	1.44	1.58	1.72	1.87	2.01
	0.11	0.16	0.32	0.48	0.64	0.80	0.96	1.12	1.28	1.44	1.60	1.75	1.91	2.07	2.23
	0.12	0.18	0.35	0.53	0.70	0.88	1.05	1.23	1.40	1.58	1.75	1.93	2.10	2.28	2.45
	0.13	0.19	0.39	0.58	0.77	0.96	1.15	1.34	1.53	1.72	1.91	2.10	2.30	2.49	2.68
	0.14	0.21	0.42	0.62	0.83	1.04	1.24	1.45	1.66	1.87	2.07	2.28	2.49	2.69	2.90
	0.15	0.23	0.45	0.67	0.89	1.12	1.34	1.56	1.79	2.01	2.23	2.45	2.68	2.90	3.12

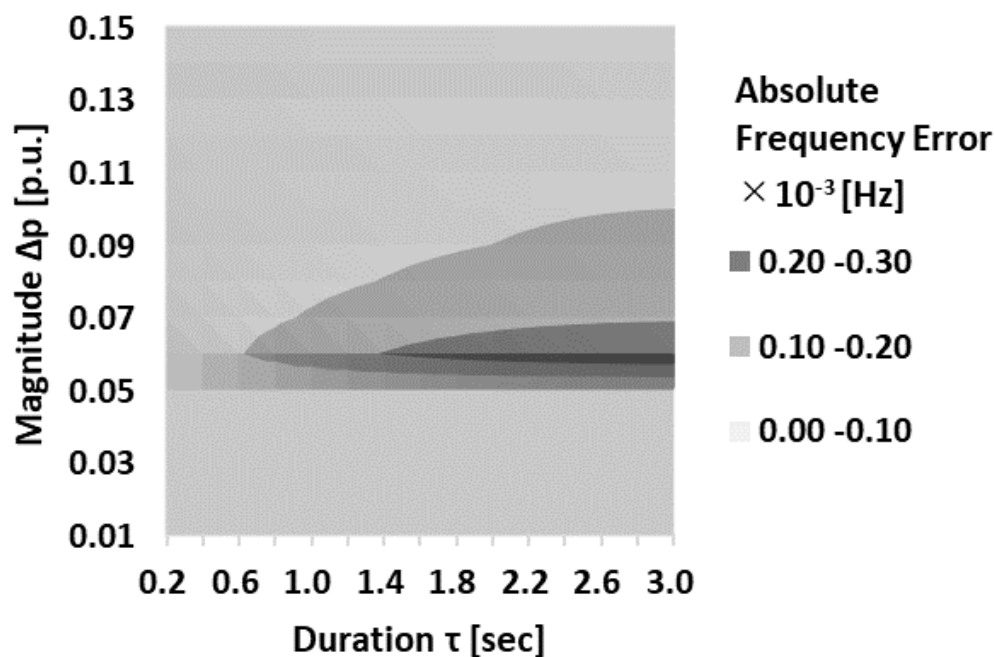


図 4.11 提案手法と時系列シミュレーション間の最大周波数変動の絶対誤差計算

2) ガバナ出力上限の効果

ここでは提案手法を用いた負荷変動の評価を行う。具体的には、ガバナ並びにその出力上限によって CDG が吸収できる負荷変動がどのように変化するかを試算によって確認する。以下の図 4.12 に試算結果として、各ガバナ出力上限において周波数変動が Δf_{limit} となる負荷変動を結んだ曲線を示す。ここで、試算パラメータは前項と同様のものを採用し、 p_{limit} を最大出力の 0%(0.00[p.u.]), 1%(0.01[p.u.]), 10%(0.10[p.u.]), 100%(1.00[p.u.])として計算を行った。0%のケースについてはガバナを考慮せず慣性のみで負荷変動を吸収することに相当する。

図 4.12 より、ガバナを考慮することで吸収することができる負荷変動範囲が慣性のみ(0%)と比較して増加していることがわかる。これはガバナによってエネルギーが投入され、周波数変動を抑えているためであると考えられる。また、図 4.12 の結果については主に 2 つの特性を示している。1 つは継続時間が 0~1 秒程度の領域で見られる、ガバナの上限や有無によってその傾向が変化しない性質である。これは、この継続時間の逸脱は非常に高速であり、ガバナでは対応できず、発電機の慣性が支配的なためである。一方、もう一つの特徴としては継続時間 2 秒以降で、各線がある値に収束する特徴である。特に、0%, 1%, 10%の各結果はそれぞれ出力上限値に漸近していくことがわかる。これは、この時刻以降ではガバナが十分に発動するため出力上限までのエネルギーを吸収できる。一方で、慣性による吸収は、その継続時間が長い影響でほぼ行えず、結果として上限値までの負荷変動の大きさであれば吸収できる結果となっている。また 100%の結果に関しては上限値ではなく別の値へ収束しているが、これは周波数変動の最大値を評価に使用しているためであると考えられる。周波数が最小値を取る点 ($\tau_{\Delta f_{max}}$) より前の時間であれば

ガバナの出力によって周波数の変動の具合は変化する。一方で、 $\tau_{\Delta f, max}$ より後の時間帯ではガバナの出力によって周波数変動の最大値は変化しない。従ってガバナの出力上限が十分にあっても結果は変化しないと言える。このように、提案手法によって、周波数変動が上限値に収まるような負荷変動の大きさ・継続時間を算出することが可能であり、提案手法ではそれを運用計画に適応する。

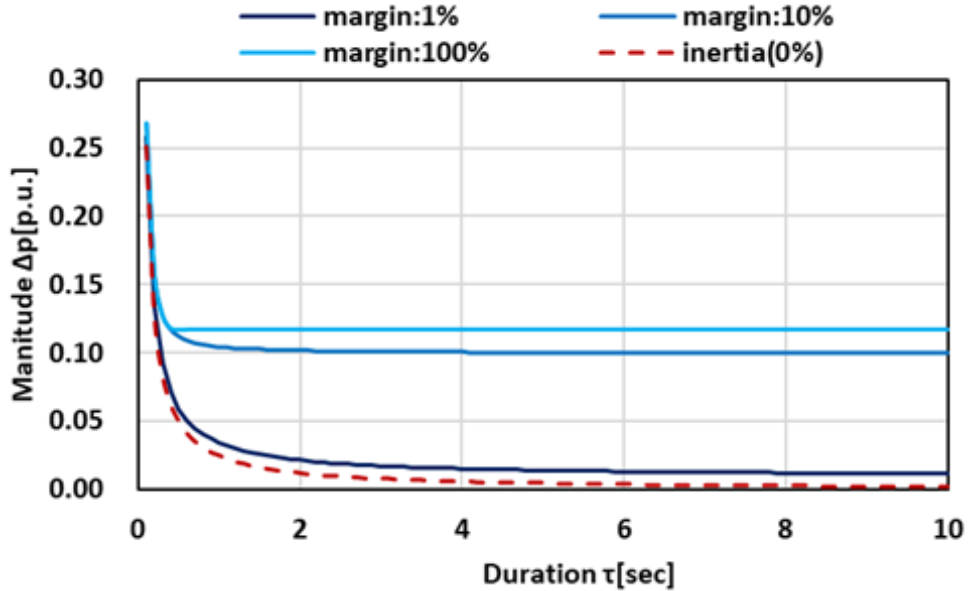


図 4.12 計算結果として得られた負荷変動曲線

3) 提案手法による周波数逸脱率計算の妥当性

ここでは提案手法を用いた周波数逸脱率の評価を行う。具体的には、時系列シミュレーションモデルを用いて次のようなシミュレーションを行った。ある需要変動に対して、時系列シミュレーションによる周波数変動と求め、その周波数が規定値 $f_{limit} = 50 \pm 0.2[\text{Hz}]$ を逸脱する確率を算出した。次に、その結果と、提案手法（図 4.9）で求めた逸脱確率とを比較する。なお、需要データ（負荷並びに PV データ）は文献[47]で得られた実データを基に作成した。また、そのほかのパラメータについては前項と同様のものを使用した。より影響の大きい $p_{bat, limit}$ を変化させたときの周波数逸脱率を表に示す。表 4.3 より、提案手法と時系列シミュレーションの結果はほぼ一致していることがわかる。より統計的な結果を得るため、文献[47]の別の日のデータに対しても同様のシミュレーションを行った。具体的には、表 4.3 は天候が曇りだったため、晴れ日の結果を表 4.4 に、雨天日の結果を表 4.5 に示す。各表より、すべての結果において提案手法と時系列シミュレーションの結果はよく一致している。

表 4.3 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（曇り日）

Violation rate	Battery output limit [p.u.]		
	0.3	0.2	0.1
Proposed method	0.0129	0.0265	0.0682
Time sequential simulation	0.0124	0.0259	0.0671

表 4.4 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（晴れ日）

Violation rate	Battery output limit [p.u.]		
	0.3	0.2	0.1
Proposed method	0.0000	0.0000	0.0013
Time sequential simulation	0.0000	0.0000	0.0013

表 4.5 蓄電池出力上限に対する周波数逸脱率（雨天日）

Violation rate	Battery output limit [p.u.]		
	0.3	0.2	0.1
Proposed method	0.0559	0.1219	0.2515
Time sequential simulation	0.0545	0.1163	0.2472

また、さらなる検討として、周波数逸脱が0となる蓄電池容量についても計算を行った。この計算では前述したシミュレーションにおいて蓄電池容量を0.00[p.u.]から0.01[p.u.]ずつ増加させ周波数逸脱が0となった容量を求めた。この計算を提案手法と時系列シミュレーションそれぞれについて行った。結果として、提案手法と時系列シミュレーション両者の結果を図4.13に示す。

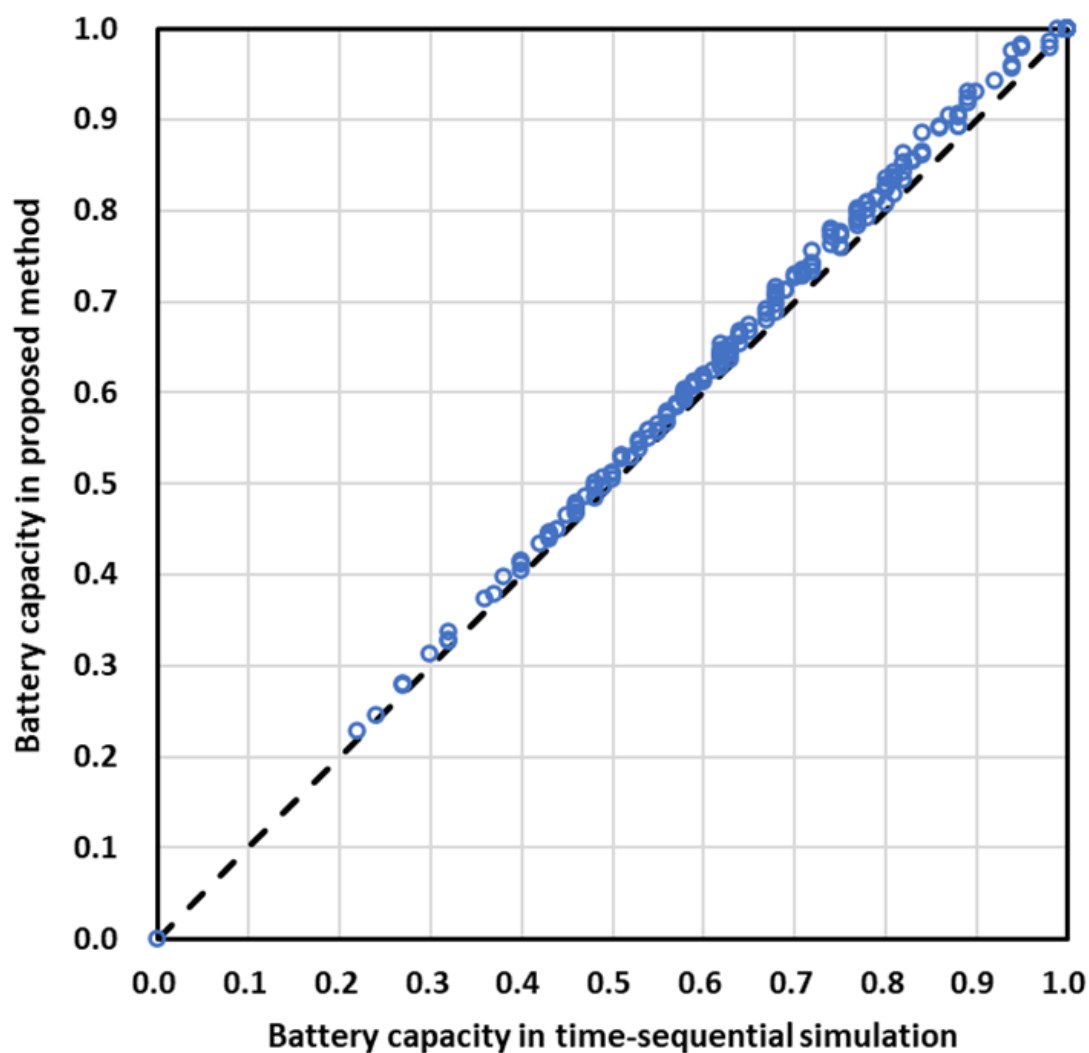


図 4.13 周波数逸脱が0となる蓄電池容量

図4.13から、提案手法は周波数逸脱を回避するための蓄電池容量について、時系列シミュレーションとほぼ同じ結果であることがわかる。実際、最大の誤差は約5[%]であり、実用上十分な精度を有していると考えられる。このことから、提案手法を用いて、周波数逸脱を計算することの妥当性が示された。

4) 運用計画への適応効果

ここでは提案手法を3章で定義したオフグリッド運用計画問題へ適応し、その効果を確認する。試算条件として、系統パラメータ等は4章と同じものを、慣性系のパラメータは前項と同じものを用いており、 $\varepsilon_{vio_max} = 0$ とした。

まず、ガバナのみを考慮した図4.6のブロックについて試算を行った。試算結果として、蓄電池が吸収する逸脱電力を図4.14に、試算から得た発電機が吸収する負荷変動を図4.15に示す。図4.15にて確認された負荷変動は33.2[kWh]である。この逸脱は発電機慣性のみで吸収しきれない。この負荷変動を図4.6に示す制御系へ入力した際の周波数変動を図4.16に示す。図4.16より、周波数は上下限界を逸脱することなく運用されていることがわかる。

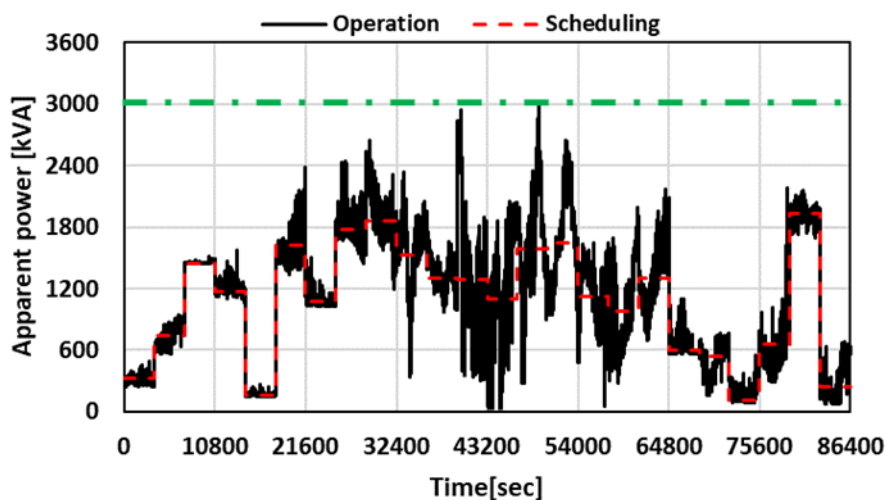


図 4.14 スラック蓄電池の運用—負荷変動手法

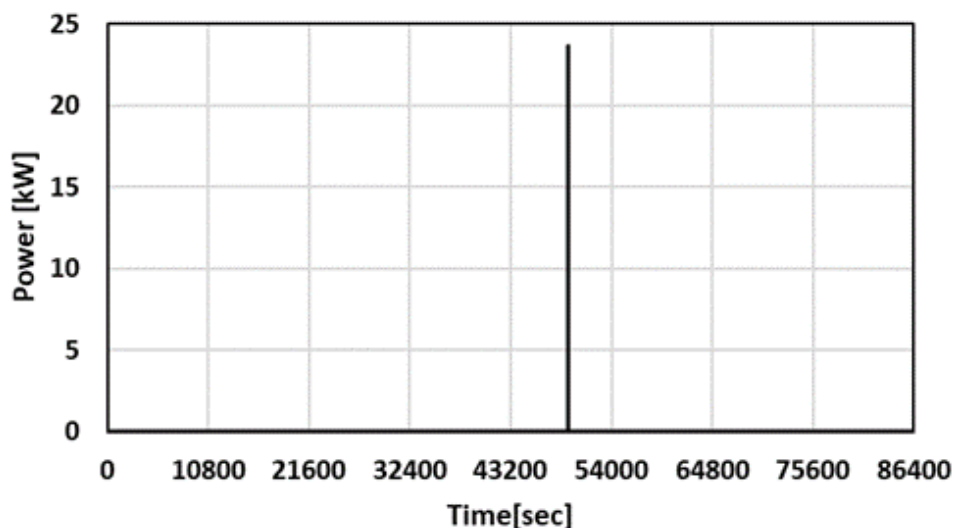


図 4.15 CDG が吸収する負荷変動

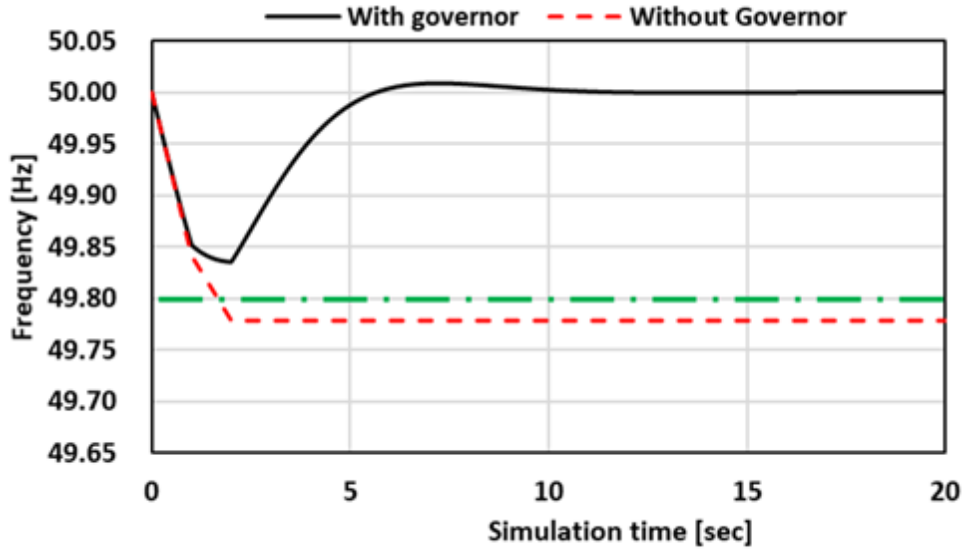


図 4.16 周波数変動のシミュレーション結果

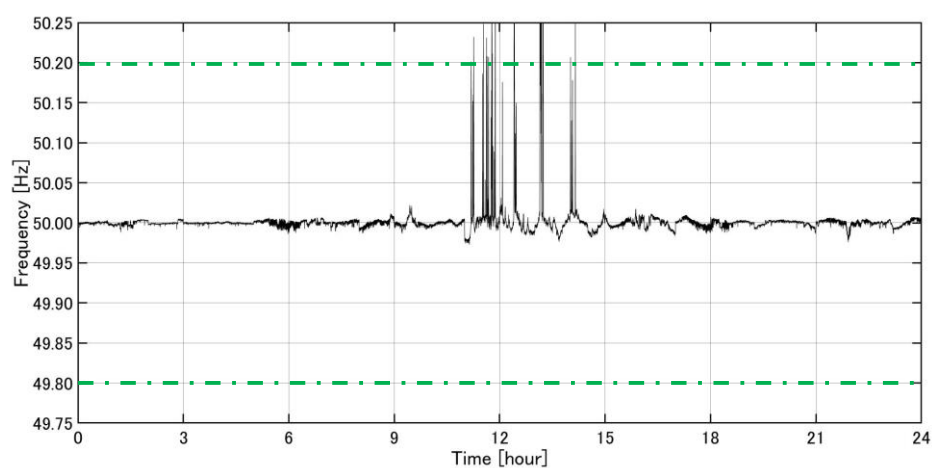
次に、図 4.9 に示したガバナと蓄電池を考慮したシステムの運用計画を試算した。試算にあたり、周波数逸脱の評価するための制約条件を追加することを考える。具体的には、以下の式で定義される制約を導入した。

$$P_{res}^{up} = P_{CDG_res}^{up}(t) + P_{bat_res}^{up}(t) = (P_{CDG_max} - P_{CDG_i}(t)) + (P_{b_d_max} - P_{b_slack}(t)) \quad (4.11)$$

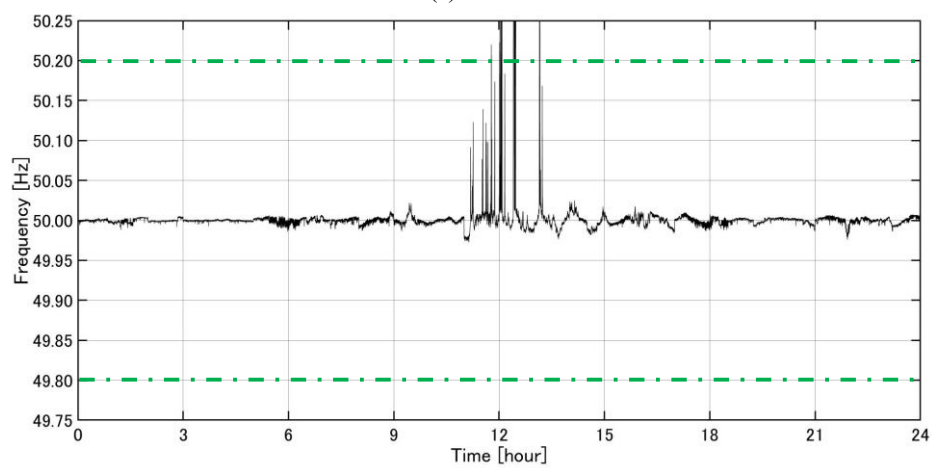
$$P_{res}^{lo} = P_{CDG_res}^{lo}(t) + P_{bat_res}^{lo}(t) = (P_{CDG_min} - P_{CDG_i}(t)) + (P_{b_c_max} - P_{b_slack}(t)) \quad (4.12)$$

$$\varepsilon_{vio} (P_{CDG_res}^{up}(t), P_{bat_res}^{up}(t), P_{CDG_res}^{lo}(t), P_{bat_res}^{lo}(t)) \leq \varepsilon_{vio_max} \quad (4.13)$$

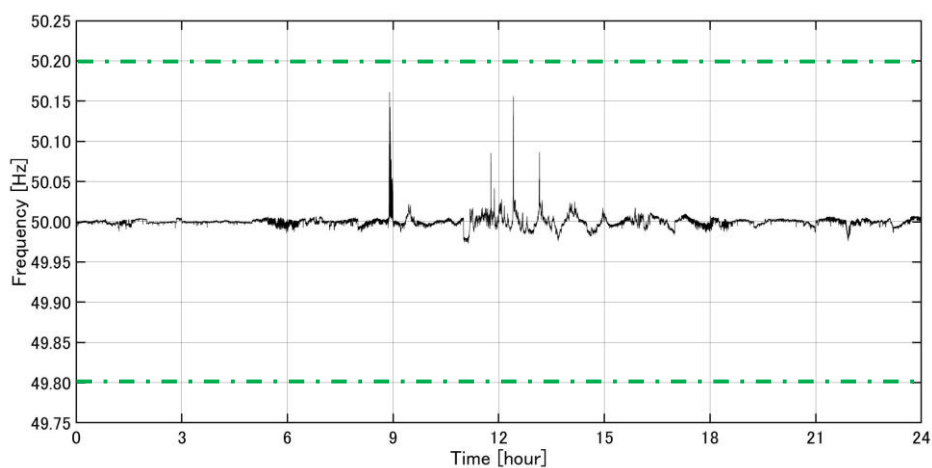
ここで、 $P_{CDG_res}^{up}(t), P_{bat_res}^{up}(t), P_{CDG_res}^{lo}(t), P_{bat_res}^{lo}(t)$ はそれぞれ CDG ガバナ並びに蓄電池の出力上下限[kW]であり図 4.9 のリミットのパラメータに相当する。この式を制約として加えることで各時刻に変動補償のために必要な容量が確保されながら運用計画を作成される。上記制約を導入し、運用計画を作成した。試算結果として、得られた各運用計画（各種機器出力上限）のもとで、1 日の負荷変動を図 4.9 に示すブロックに入力し、その際の周波数を求めた。また、比較として、計画時間粒度未満の負荷変動を考慮しない OPF と、3 章で提案したスラック要素に変動の標準偏差 σ に対して $\pm 3\sigma$ の余裕を持たせる OPFF の、2 つの手法でも同様の計算を行った。図 4.17 にその結果を示す。



(a) OPF.



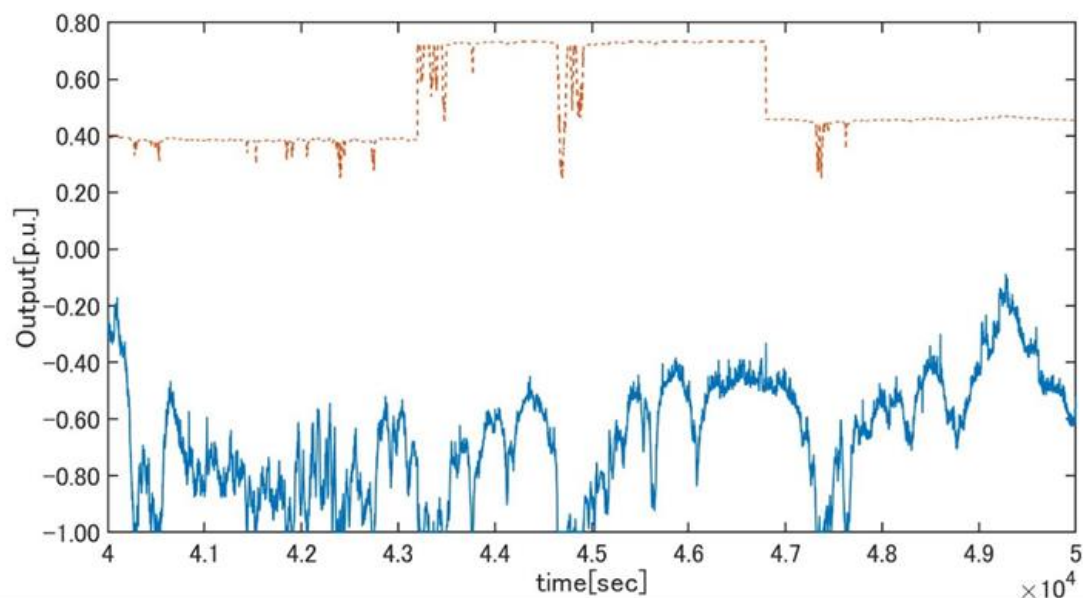
(b) OPPE.



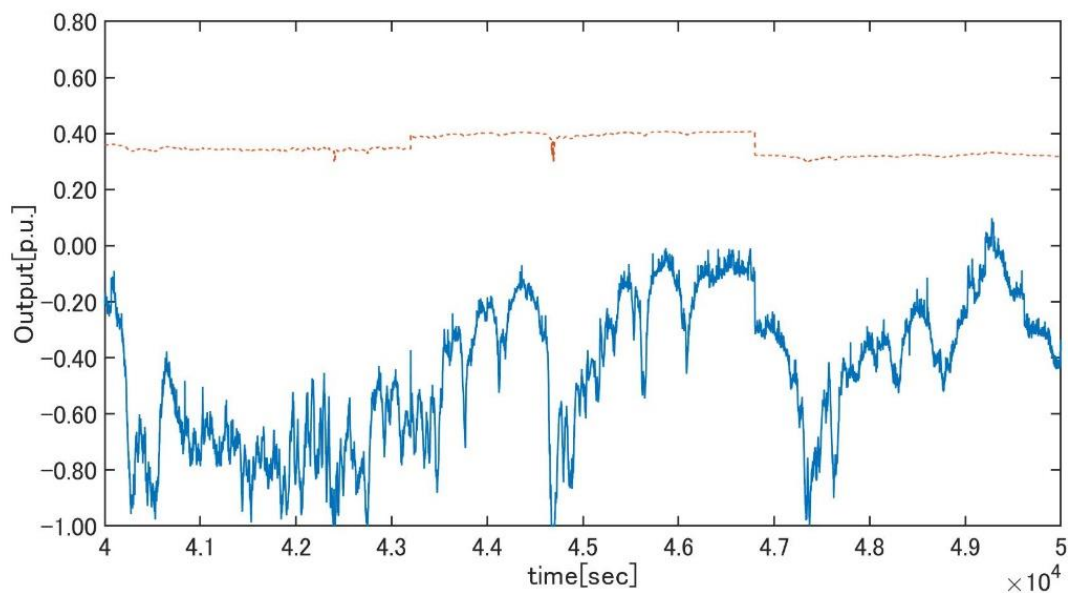
(c) 提案手法

図 4.17 各計画結果における周波数変動（曇り日）

同図より、提案手法を用いた運用計画のみが周波数を基準値である $50 \pm 0.2[\text{Hz}]$ に収めていることがわかる。周波数基準逸脱時の機器運用の様子を確認するため、図 4.18 に周波数変動が大きい 40,000~50,000[sec] の蓄電池(実線)・発電機(破線)運用について示す。



(a) OPF.



(b) 提案手法

図 4.18 蓄電池および CDG の運用 (曇り日)

図 4.18(a)より、OPPF では蓄電池の出力上限に張り付いている、すなわち蓄電池のみでは負荷変動を吸収しきれない時間帯がある。図 4.17 と対応させると、この時間帯に周波数逸脱が発生していることがわかる。同時時間帯では発電機出力が大きくなっているものの、負荷変動が短く、大きく発生しているためガバナによる調整では間に合わず、周波数逸脱を招いていると考えられる。一方、図 4.18(b)では、蓄電池出力が上限に張り付いている時間帯が OPF と比較して減少していることがわかる。また、上限に達している時刻についても発電機出力が適宜発動し、結果として周波数を基準値内に収めている。このように、提案手法によって、負荷変動による周波数変動を考慮した運用計画が作成できることがわかった。

提案手法の汎用性について確認するため、文献[47]より他の天候日(快晴・雨天)のデータを用いて同様のシミュレーションを行った。結果として、各運用計画にて周波数変動を計算した際の周波数基準を逸脱した時間の合計を表 4.6 に示す。

表 4.6 各手法における周波数逸脱時間

[sec]	Cloudy	Sunny	Rainy
Case A	290.1	84.3	2817.9
Case B	273.9	0.0	487.2
Case C	0.0	0.0	0.0

表 4.6 より、OPF ではすべてのケースで周波数逸脱が発生している。また、OPPF は PV の短周期変動が少ない快晴日では周波数基準値内で運用でき、他の天候でも OPF と比較して周波数逸脱時間が減少するものの、逸脱自体を回避することはできない。一方、提案手法を用いた運用計画は全てのケースで周波数変動を基準値に収めたまま運用が可能であることがわかる。

さらに、各手法の計算時間について表 4.7 に示す。

表 4.7 各手法における計算時間

	Case A	Case B	Case C
Time [sec]	62.8	454.3	464.5

表 4.7 より、提案手法の計算時間は翌日の運用計画を作成するために十分実用的であり、提案手法を用いて周波数逸脱率を評価しながら翌日の計画を作成可能であることを示している。時系列シミュレーションを用いた場合、周波数逸脱率を一度評価するためにおおよそ 600[sec]を要するため、最適化の中で評価に組み込むことが難しい（周波数逸脱を複数回評価する必要があるた

め)。

このように、提案手法を用いることで周波数変動を考慮した上で運用計画を作成できることがわかった。

4.2 電圧変動とその制御を考慮した運用計画手法

前節では、短周期変動の不確実性に起因する周波数変動を考慮するため、OPPF を用いた計画手法に周波数変動が規定値を逸脱する確率の評価を追加することを提案し、その効果等を数値試算によって明らかにした。本節では、提案手法のさらなる発展として、周波数とともに電力品質の重要な指標の1つである電圧変動への制御を考慮した手法を提案する。さらに、その中で電圧制御を考慮した潮流計算における収束性の改善方法についても提案する。

4.2.1 提案手法の概論

前節までは、負荷変動の短周期変動に対して、特に有効電力のバランスに起因する周波数変動について議論していた。一方、系統内の需要や RE 電源出力の不確実性は周波数だけでなく、電圧の変動の要因にもなる。いわゆる一般家庭である低圧需要家の電圧は標準の 100[V]に対して 101 ± 6 [V]に、標準電圧 200[V]に対しては 202 ± 20 [V]以内に維持する必要があることが電気事業法で規定されており、オフグリッドを運用する上でもこの規定内の電圧に維持する必要がある。

ところで、近年、前述の不確実性の増加に伴う電圧や周波数の変動の影響を抑制する目的で、蓄電池や RE 電源の系統連系用インバータに系統サポート機能を付加した、スマートインバータ(以下、SI)の導入が検討されている。SI による制御は主に自端制御で行われるため、高速かつ柔軟な制御が期待でき、PV 出力・需要などの短周期変動に起因する電圧・周波数変動の抑制に効果を発揮すると考えられる。提案手法である OPF においても、SI の動作を解析に含めた計画作成が必要となる。前章にて示した蓄電池による周波数変動抑制はこの機能の一つに相当する。特に、オフグリッド内の蓄電池には、有効電力の充放電による需給バランスの維持と、無効電力の授受による電圧調整とを同時に行うことが求められるため、これらの機能を考慮した計画が重要になる。本章では SI の機能のうち、連系点電圧の変動に応じて無効電力出力を調整する機能である Volt/Var 制御(以下、VV 制御)に着目し、VV 制御を考慮した OPF による運用計画手法を提案する。

VV 制御を有する SI の挙動が電圧分布に与える影響を評価する手段としては潮流計算が考えられるが、その際には、SI による無効電力補償量が連系点電圧の関数として変化することを考慮する必要がある。VV 制御を考慮した潮流計算は反復計算の収束性が悪化することが報告されている[69]。そこで本論文では、潮流計算の収束性改善のための計算方法(潮流計算における無効電力の更新方法)も同時に提案する。

4.2.2 想定する VV 制御

本論文では系統内に接続されたインバータ機器、特にオフグリッド内の各ノードに設置された蓄電池の系統連系用インバータが各機器端電圧を計測し、基準値からの偏差に比例するような無効電力を出力することを考える。具体的な制御イメージを図 4.19 に示す。動作の基準となる電圧基準値における無効電力出力(基準無効電力) $Q_{base}[\text{Var}]$ と、電圧変動(基準値からの変動) ΔV に対する無効電力出力の調整量 ΔQ の割合 $\alpha(= \Delta Q / \Delta V)[\text{Var}/\text{V}]$ は最適化計算によって決定されることを想定する。また、インバータの皮相電力に係る無効電力出力の上下限 Q_{limit_up} と Q_{limit_low} 並びに電圧不感帯 V_{dead_low} 、 V_{dead_up} についても考慮する。

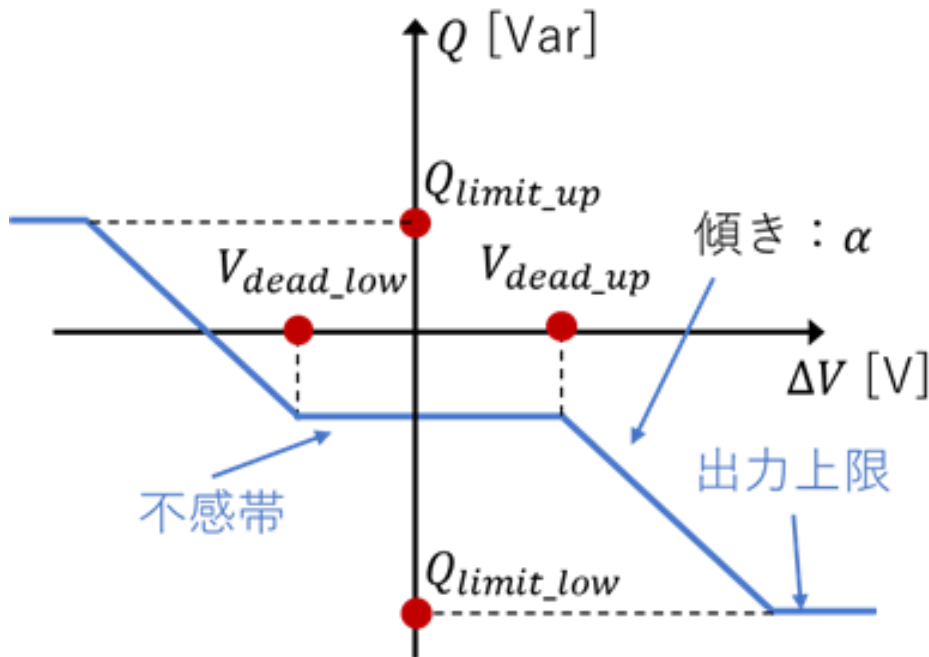


図 4.19 想定する V/V 制御のイメージ

4.2.3 VV 制御の評価方法

1) VV 制御を考慮した潮流計算の概要

一般的な潮流計算では、線路のインピーダンスや各ノードの有効・無効電力出力などを指定値として入力し、各ノードの電圧(大きさ・位相角)などを求める。VV 制御を有するスマートインバータの挙動が電圧分布に与える影響を評価するためには、潮流計算においても PCS による VV 制御を考慮する必要がある。一方、VV 制御を考慮した潮流計算は収束するまでにかかる繰り返し数(収束速度)が悪化することが報告されている。VV 制御を考慮した潮流計算のフローを図 4.20 に示す。

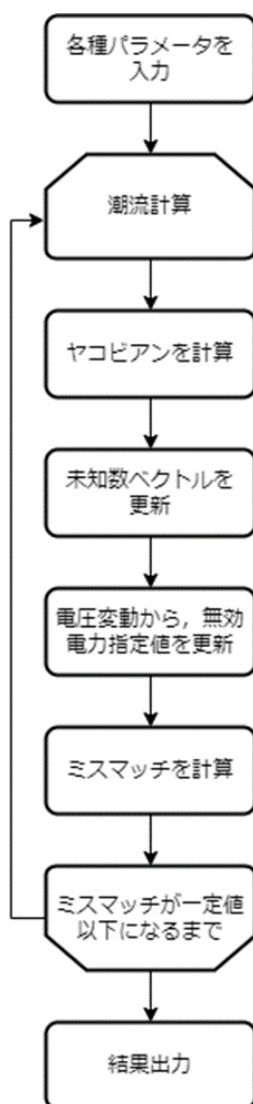


図 4.20 VV 制御を含む潮流計算のフロー

図 4.20 に示すように、VV 制御を含む潮流計算は、ノードの無効電力指定値が潮流計算の反復毎に変わるため収束までに要する収束速度が悪化する。そこで、本項では VV 制御を含む潮流計算の収束速度を改善するための計算方法を提案する。

2) 提案手法する無効電力更新法

図 4.19 のような非線形性を有する無効電力・電圧の関係を潮流計算にそのまま組み込むことは難しい。そこで、潮流計算（交流法）における Jacobian に基づくミスマッチ解消の反復計算において、各反復における暫定的な電圧に対して無効電力を図 4.19 から算出し、ノードの指定値を更新する方法が広く用いられている。ところがこの方法では、Jacobian に基づく電圧修正と無効電力指定値の更新が同時になされるため、電圧ならびに無効電力が必要以上に更新されるオーバーシュートが発生し、収束速度が悪化してしまう。そこで文献[69] では、無効電力の更新量を一

定割合目減りさせることでオーバーシュートを防ぐことで、収束速度を改善できる可能性が示唆されている。具体的には、次の式に従って無効電力を更新する。

$$q_{iter+1} = q_{iter} + (q_{new} - q_{iter}) \times d \quad (4.14)$$

ここで、 q_{iter} は潮流計算の繰り返し $iter$ 回目の無効電力指定値、 q_{new} は電圧変動から計算された新たな無効電力指定値、 d は無効電力のオーバーシュートを抑えるパラメータ（damp factor）であり、大きさは0~1である。(6.1)式による無効電力の更新イメージを図4.21に示す。

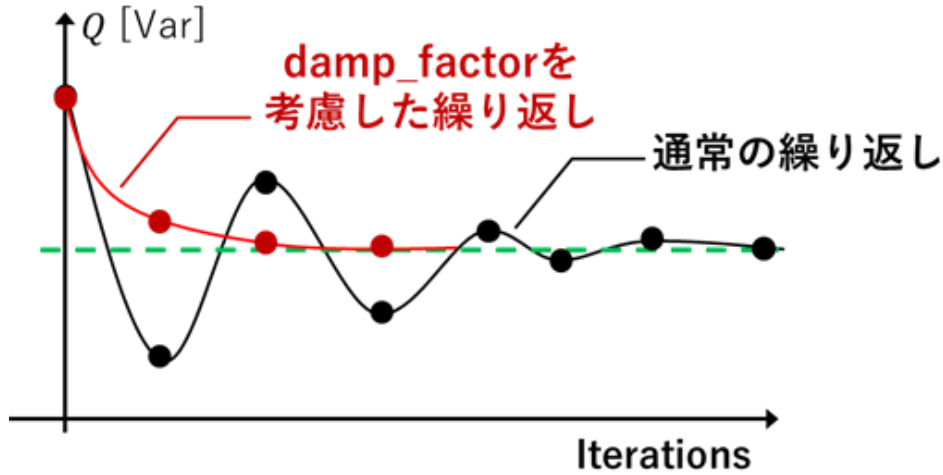


図 4.21 damp factor を用いた繰り返し計算イメージ

図4.21のように、通常の更新では最初の更新にて無効電力が考慮されず電圧が計算されるため無効電力のオーバーシュートが発生してしまう。[69]ではそれを回避するため、無効電力の更新項を damp factor によって少し目減りさせ、オーバーシュートを防いでいる。一方、この手法では電圧と無効電力の過度な更新を抑えることができる反面、反復計算がある程度収束し電圧の値が大きく変化しなくなった状態であっても更新幅を目減りさせてしまうため、収束速度が悪化する場合がある。そこで、本稿では、(4.14)式に代えて(4.15)式による無効電力更新を提案する。

$$q_{iter+1} = q_{iter} + (q_{new} - q_{iter}) \times (1 - C_{mag} \times e^{-(iter-1) \times C_{exp}}) \quad (4.15)$$

ここで、 C_{mag} 、 C_{exp} は無効電力更新のパラメータである。(6.2)式は、(6.1)式と比較し $iter$ が増加すると d に相当する部分が $1 - C_{mag}$ から 1 へ指数的に大きくなる。そのため計算がある程度収束した反復終盤においては無効電力更新の目減りが抑制され収束速度向上が期待される。

一方、(4.15)式は、図4.19の無効電力と電圧が比例する部分では収束性の向上が期待できる一方、不感帯や出力飽和を生じる状況では、無効電力の更新値 q_{new} は繰り返しによらず一定であるものの、更新幅の目減り操作により q_{new} に到達するまでの反復数が返って増加してしまう可能性がある。そこで、現在の反復において求めた電圧値が不感帯や出力飽和を伴う範囲にある場合には、(4.15)式を用いずに q_{new} に即座に更新することを考える。具体的には、繰り返し $iter$ 回目において、ひとつ前の繰り返しの電圧 v_{iter-1} と現在の電圧 v_{iter} がともに不感帯あるいは出力飽和範囲だった場合、無効電力更新を(4.15)式ではなく以下の(4.16)式に従って計算するものとする。

$$q_{iter+1} = q_{iter} + (q_{new} - q_{iter}) \times 1 \quad (4.16)$$

(4.16)式では、(4.15)式と比較して目減りの項がなく、新たな無効電力指定値 q_{new} をそのまま更新する。

4.2.4 VV 制御の考慮した運用計画手法

1) VV 制御を考慮した運用計画手法の概要

ここでは、VV 制御を考慮した運用計画の実装方法を述べる。ここで、スラックノードである #0 の蓄電池端電圧は CDG の AVR 設定値と等しくなるため VV 制御は行わず、#0 以外の各ノード蓄電池が VV 制御を行う状況に対応した手法を提案する。各蓄電池の制御特性である Q_{base} 並びに α は各時刻・各ノードにて個別の決定変数として定式化する($Q_{base,i}(t)$ 並びに $\alpha_i(t)$ と書く、 $Q_{base,i}(t)$ は3章で示した $Q_{b,i}(t)$ と同じものである)。また、短周期変動に対する VV 制御を考えるため電圧の基準値は各時刻の平均有効・無効電力時の電圧を用いている。これによって $Q_{base,i}(t)$ は各時刻の平均値に、VV 制御のゲイン $\alpha_i(t)$ は短周期変動に働くことになる。そのイメージを図 4.22 に示す。

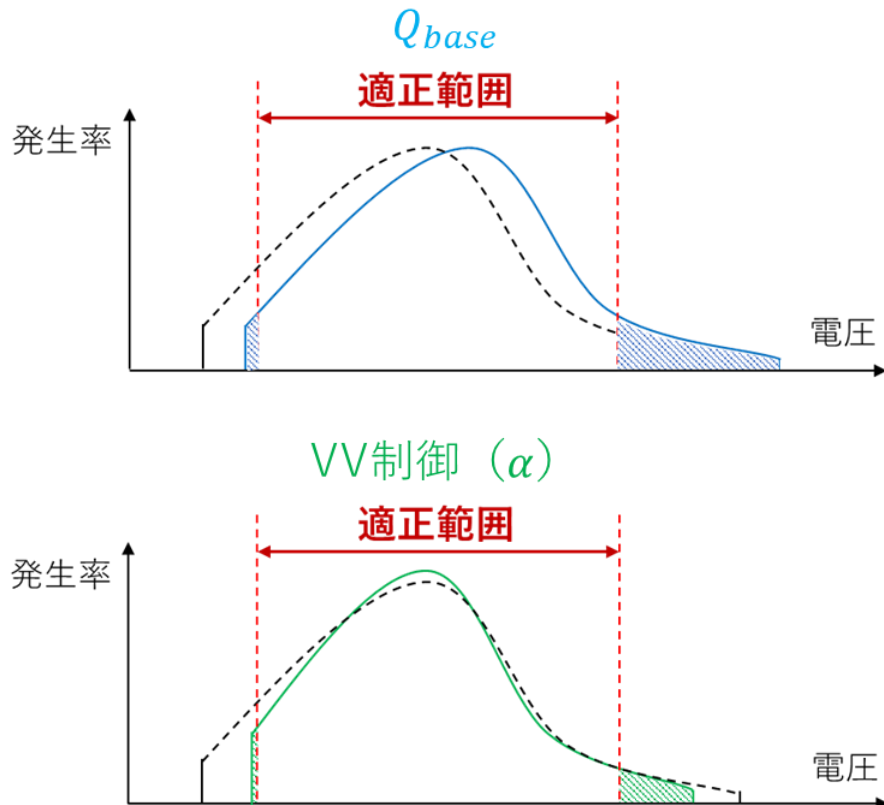


図 4.22 提案する VV 制御の効果のイメージ

なお、 $\alpha_i(t)$ を大きく過ぎる設定とすると過制御となってしまうことがあるため、本研究では過制御とならない範囲であらかじめ数通りの α を用意しておき、最適化においてはその中から選択するものとした。オフグリッド内の需給バランス維持の観点から、各蓄電池では有効電力を優先的に出力することとする。VV 制御の容量上限である Q_{limit_up} と Q_{limit_low} は $Q_{base_i}(t)$ 並びに蓄電池の有効電力出力 $P_{bat_i}(t)$ から計算される。

2) 逸脱率改善感度に基づく VV 制御ゲイン決定法

これまで示した最適化計算では制御ゲインの $\alpha_i(t)$ を決定変数として新たに追加するため、解くべき問題の複雑性が増し計算時間が増加する可能性がある。一方、最適化計算によらず $\alpha_i(t)$ を決定すると、長周期の変動に対する $Q_{base_i}(t)$ との協調が取れず効果が低下する可能性がある。本項では長周期の無効電力出力 $Q_{base_i}(t)$ との協調を考慮したゲイン $\alpha_i(t)$ の決定方法を提案する。

提案手法では(3.1)式で計算される電圧逸脱率を最小化するため、VV 制御による逸脱率の改善が大きいノードでは $\alpha_i(t)$ を、 $Q_{base_i}(t)$ の改善が大きいノードでは $Q_{base_i}(t)$ を優先的に設定することでより目的関数値が良い運用が実現できると考えられる。そこで、電圧の累積分布関数 $F_V(V)$ を用いて表される逸脱率の改善感度を定義し、その感度を基にゲインを設定する。具体的には、制御ゲイン $\alpha_i(t)$ の変化に対する電圧逸脱率の変化と、 $Q_{base_i}(t)$ の変化に対する逸脱率の変化の比 $r_{VV_i}(t)$ を考える ((4.17)式)。

$$r_{VV_i}(t) = \frac{\partial F_V(V) / \partial \alpha_i(t)}{\partial F_V(V) / \partial Q_{base_i}(t)} \quad (4.17)$$

(4.17)式の分子は制御ゲインに対する電圧逸脱率の感度、分母は長周期の無効電力出力に対する電圧逸脱率の感度である。(4.17)式を電圧の確率変数の平均 $\mu_i(t)$ と標準偏差 $\sigma_i(t)$ を用いて表すと(4.18)式になる。

$$r_{VV_i}(t) = \frac{\partial F_V(V) / \partial \alpha_i(t)}{\partial F_V(V) / \partial Q_{base_i}(t)} = \frac{\frac{\partial F_V(V) \partial \sigma_i(t)}{\partial \sigma_i(t) \partial \alpha_i(t)}}{\frac{\partial F_V(V) \partial \mu_i(t)}{\partial \mu_i(t) \partial Q_{base_i}(t)}} \quad (4.18)$$

ここで、 $\partial F_V(V) / \partial \sigma_i(t)$ 、 $\partial F_V(V) / \partial \mu_i(t)$ は分散・平均を変化させたときの逸脱率の変化、 $\partial \sigma_i(t) / \partial \alpha_i(t)$ は制御ゲインを変化させたときの電圧確率分布の標準偏差の変化、 $\partial \mu_i(t) / \partial Q_{base_i}(t)$ は無効電力出力を変化させたときの電圧確率分布の平均値の変化である。なお、 $\partial \sigma_i(t) / \partial Q_{base_i}(t)$ や $\partial \mu_i(t) / \partial \alpha_i(t)$ は解析的な計算が煩雑であり、またその影響も小さいと考えられるため、本論文では考慮しない。電圧の確率変数が代表的な確率分布（正規分布など）で近似できれば、 $\partial F_V(V) / \partial \sigma_i(t)$ 、 $\partial F_V(V) / \partial \mu_i(t)$ は解析的に計算できる。例えば電圧の確率密度関数 $f_V(V)$ が正規分布で近似できるとすれば(4.18)式を $\sigma_i(t)$ 、 $\mu_i(t)$ で偏微分し、電圧の規定値外の領域を積分すれば求められる。

$$f_V(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_i(t)} \exp\left(-\frac{(V - \mu_i(t))^2}{2\sigma_i(t)^2}\right) \quad (4.19)$$

さて、 $\partial \mu_i(t) / \partial Q_{base_i}(t)$ は無効電力出力を変化させたときの電圧の平均値の変化である。これは、潮流計算のヤコビアンから計算できる系統の電圧感度 $\partial V / \partial Q$ を用いて次のように書ける。

$$\frac{\partial \mu_i(t)}{\partial Q_{base_i}(t)} = \frac{\partial V}{\partial Q} \quad (4.20)$$

最後に、 $\partial \sigma / \partial \alpha_i(t)$ を考える。VV 制御による無効電力は電圧の変動と相関を有しているため、制御前後の電圧変動 $\Delta \tilde{V}$ 、 $\Delta \tilde{V}^*$ と VV 制御出力 $\Delta \tilde{Q}$ は次のような関係になる。

$$\Delta \tilde{V}^* = \Delta \tilde{V} + \frac{\partial V}{\partial Q} \Delta \tilde{Q} \quad (4.21)$$

ここで、 $\Delta \tilde{Q}$ は制御ゲイン $\alpha_i(t)$ を用いて表す事ができるため、制御後の電圧 $\Delta \tilde{V}^*$ の標準偏差 σ^* は次のように表される。

$$\sigma^{*2} = \sigma_i(t)^2 + 2 \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right) \alpha_i(t) \sigma_i(t)^2 + \left(\frac{\partial V}{\partial Q} \right)^2 \alpha_i(t)^2 \sigma_i(t)^2 \quad (4.22)$$

(4.22)式を制御ゲイン $\alpha_i(t)$ で偏微分すれば $\partial \sigma / \partial \alpha_i(t)$ が得られる。これまでの計算も用いた制御ゲイン $\alpha_i(t)$ の決定方法を図 4.23 に示す。

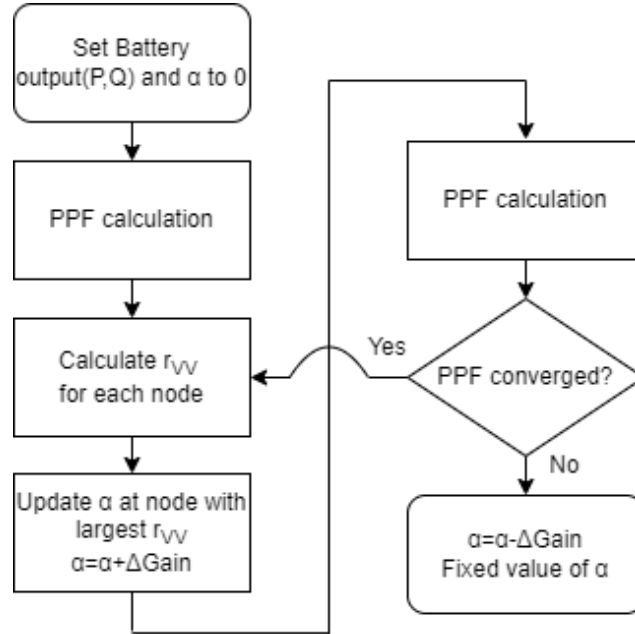


図 4.23 ゲイン決定法のフローチャート

まず、蓄電池による充放電、無効電力出力、 $\alpha_i(t)$ を全て0とし、正味需要の確率変数のみを考慮した PPF を行う。その結果から $r_{VV,i}(t)$ を算出し、ノード間で大小を比較する。最も大きい $r_{VV,i}(t)$ を持つノードは VV 制御による改善効果が高いため、 $\alpha_i(t)$ を $\Delta Gain$ 分増加させる。その状態で再度 PPF を行い潮流計算が収束すれば再度 $r_{VV,i}(t)$ しゲインの更新を行う。もし計算が収束しなければ、過制御なゲインが設定されているため、 $\alpha_i(t)$ を $\Delta Gain$ 分減少させそのゲインを固定する。この手順を各時刻で計算することで、各時刻の感度に基づいたゲイン値を得ることが出来る。なお、最適化にて $\alpha_i(t)$ を決定する際には組み合わせをいくつか用意したが、この手法では $\Delta Gain$ を小さく設定することで $\alpha_i(t)$ の組み合わせを細かく決定できる。

4.2.5 数値試算による検証

本項では、提案した手法について、その有効性等を試算によって明らかにする。具体的には、VV 制御を考慮した潮流計算の収束性改善の妥当性と、運用計画への適応並びにゲイン決定法による計算負荷削減の有効性検証を行う。

1) 無効電力更新法の評価

ここでは、前項までで提案した無効電力更新法の妥当性を、数値試算によって評価する。具体的には、提案手法による収束速度向上の有効性を検証するため、図 4.24 に示す系統に対する数値試算を行った。

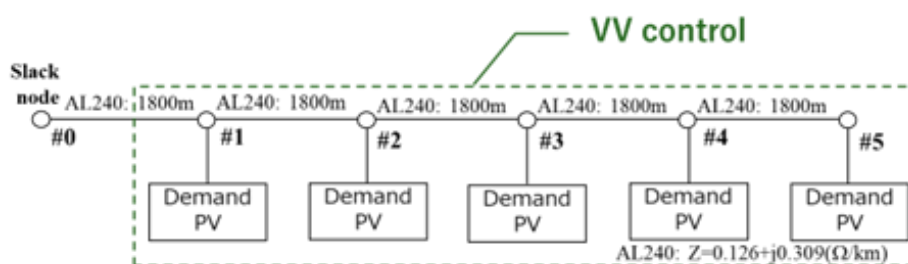


図 4.24 評価に用いた系統モデル

なお、需要データは前章までと同様に[47]を参考に作成した。試算は以下の 5 つのケースについて行った。

- Case 0 : VV 制御を行わない場合
- Case 1 : VV 制御を行い、無効電力の更新に damp factor を用いない手法
- Case 2 : (4.14)式の従来法
- Case 3 : (4.15)式のみを用いた手法
- Case 4 : (4.15)式と(4.16)式を組み合わせた手法

なお、すべての試算において、VV 制御の特性として、 $V_{dead_low}=-0.1[\text{p.u.}]$, $V_{dead_up}=0.1[\text{p.u.}]$, $Q_{limit_low}=-0.1[\text{p.u.}]$, $Q_{limit_up}=0.1[\text{p.u.}]$, $\alpha=-10[\text{p.u./p.u.}]$ とし、試行錯誤的に $d=0.75$, $C_{mag}=0.25$, $C_{exp}=0.111$ とした。試算結果としてまず、(4.15)式の効果を確認するために、ある需要断面（断面 1）における潮流計算内の反復回数と無効電力指定値の変化を図 4.25 に示す。

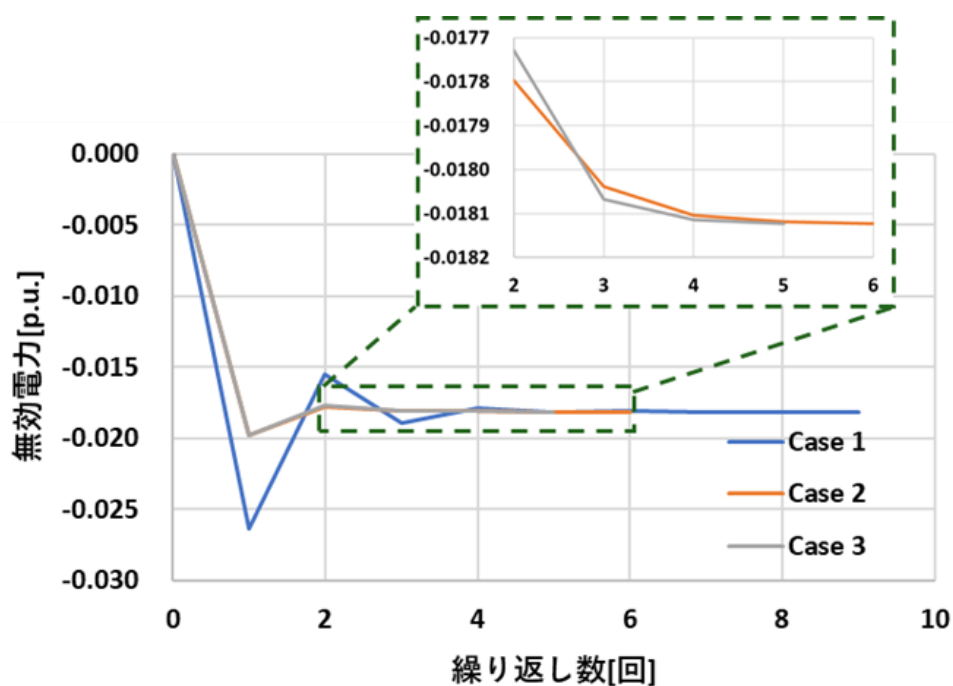


図 4.25 潮流計算の繰返しに対する無効電力の変化（断面 1）

図 4.25 から、Case 1 と比較して Case 2, 3 では無効電力の更新を目減りさせているため、反復計算 1 回目のオーバーシュートを防いでおり、その結果収束速度が向上している。一方、Case 2 では 3~6 回目の反復での更新量が本来の値より減少するため、結果的に収束までの反復回数が増加している。Case 3 では反復回数の増加に応じて無効電力の更新量を目減りを弱めたことにより、終盤の収束速度が向上していることが確認できる。次に、(4.16)式の効果を確認するため、ある需要断面（断面 2）における潮流計算内の反復回数と無効電力指定値の変化を図 4.26 に示す。

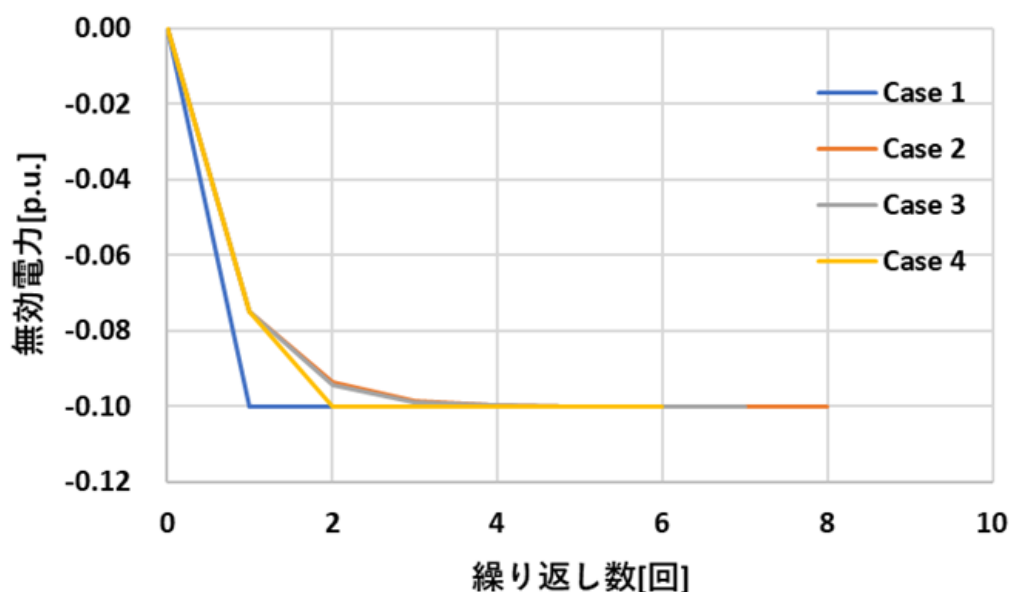


図 4.26 潮流計算の繰り返しに対する無効電力の変化（断面 2）

この時間帯では SI の kVA 容量に到達するため無効電力補償量が -0.1 [p.u.] となる状況である。Case 1 ではその更新値がそのまま反映されており、潮流計算の反復回数は 6 回である。一方、(4.15) 式を用いた Case 3 では目減り操作の影響で無効電力補償量が -0.1 [p.u.] に徐々に近づくことになり、結果的に反復回数は 7 回と、Case 1 より増加している。一方 Case 4 では、反復 1 回目と 2 回目にて電圧がどちらも出力飽和範囲であったため、(4.16) 式により無効電力が更新され結果として反復数は 6 回と Case 1 と同等となった。

最後に、MC 法を用いた PPF による試算を行った。これは、PPF はある潮流状態のみでなく、それを平均とする多様な潮流状態にて計算を行うため、手法としての汎用性を確認できると考えたためである。さらに、試算はある一日の需要を 1 時間毎に区切ってモデル化したものを 24 時間分計算している（24 回の確率潮流計算）。これも同様に、一日の中の多様な潮流状態での効果を確認するためである。

なお、MC 法で使用した乱数の“種”はすべて同じものを用いており、Case 1~4 で得られたサンプルはすべて同じ結果となった。結果として、24 時間帯の各確率潮流計算における潮流計算 1 回当たりの平均の繰り返し数（確率潮流計算の各サンプル点における潮流計算で何回繰り返しを行ったか）とその平均を表 4.8 に、PPF で得られた各時間帯の末端ノードでの平均電圧を図 4.27 に示す。

表 4.8 各時間帯の確率潮流計算における潮流計算当たりの平均の繰り返し数

Time[hour]	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
1	3.0000	13.0000	7.0000	6.0000	6.0000
2	3.0000	12.4378	6.9964	6.0046	5.9835
3	3.0000	9.9864	6.0000	6.0000	6.0000
4	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
5	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
6	2.0272	6.3140	4.9977	4.9488	4.9487
7	2.0000	2.0074	2.0056	2.0047	2.0047
8	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
9	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
10	2.9998	8.5769	6.0348	5.1838	5.0772
11	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
12	3.0000	6.7332	8.1544	7.0106	6.5769
13	3.0000	11.9451	7.2357	6.6152	6.5487
14	3.0000	12.0069	6.8664	6.3916	6.0668
15	3.0000	10.3691	6.3028	5.9983	5.9977
16	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
17	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000	2.0000
18	2.9736	6.6374	4.4441	4.6762	4.6708
19	3.0000	12.2146	6.0000	5.9999	5.9999
20	3.0000	11.8133	6.0595	6.0000	5.9360
21	3.0000	11.1294	6.0790	5.9953	5.8160
22	3.0000	6.8761	8.0426	7.0431	5.6674
23	3.0000	5.9902	8.5666	7.5669	5.9831
24	3.0000	6.9936	8.0000	7.0000	5.9995
Average	2.6250	7.0238	5.1161	4.7683	4.5532

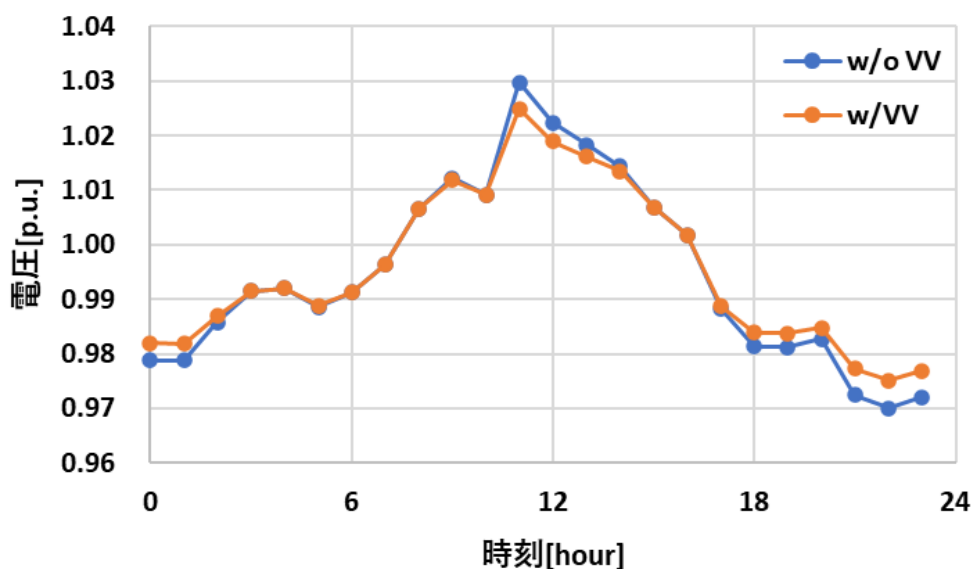


図 4.27 末端#5 における各時刻の電圧の平均値

まず、表 4.8 の Case 0 と 1 を比較すると、VV 制御特性を考慮したことによって潮流計算に必要な繰り返し数が増加していることがわかる(167.6%増加)。次に、Case 1 と 2 を比較すれば、damp factor によって繰り返し数が改善されていることがわかる。これは先ほど述べたように、damp factor にて無効電力のオーバーシュートを防いでいるためと考えられる。一方、12 時や 22 時等の結果を見れば Case 2 にて繰り返し数が増加している。この時間帯は VV 制御が出力飽和してしまう時間帯であり(図 4.27 参照)、damp factor の影響でその結果が反映されるまで繰り返しを要してしまうため、収束速度が悪化している。次に、提案手法である Case 3 と Case 4 はどちらも従来法の Case 2 より繰り返し数が減少しており良好な結果を示している。特に、Case 4 ではすべての時間帯で Case 1 並びに Case 2 より繰り返し数が少なくなっている。以上の結果から、提案手法の有効性を検証することができた。

2) 運用計画への適応効果

ここではこれまで示した提案手法による運用計画手法について、図 4.24 に示す系統モデルを用いた数値試算によりその有効性を示す。試算は、以下の 4 つのケースについて実施した。

Case 0 : 従来手法

Case 1 : $\alpha_i(t)$ を決定変数に含む提案手法

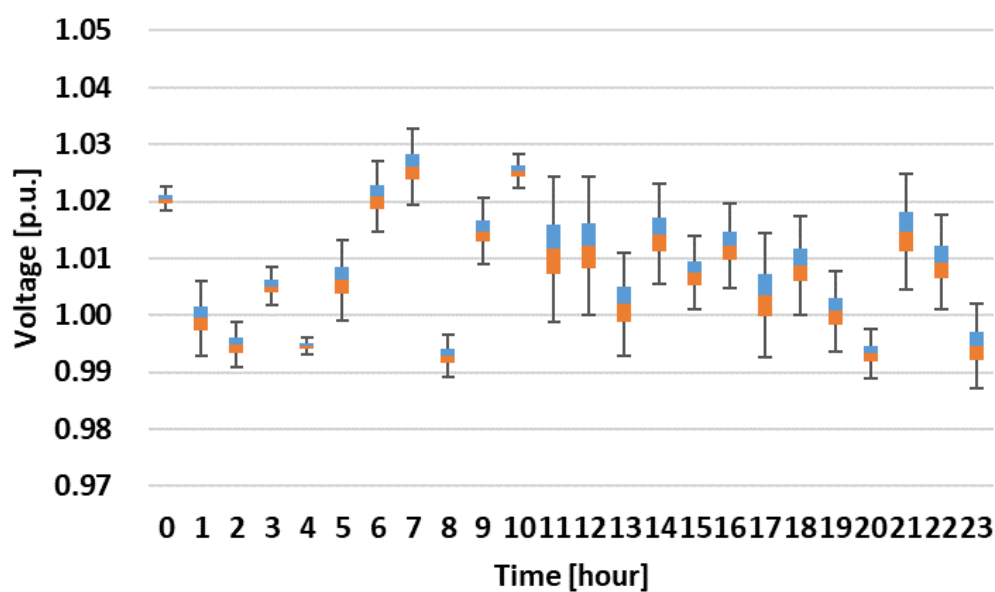
Case 2 : $\alpha_i(t)$ を決定変数とせず、

末端のゲイン値が最大となるよう試行錯誤的に決定した提案手法

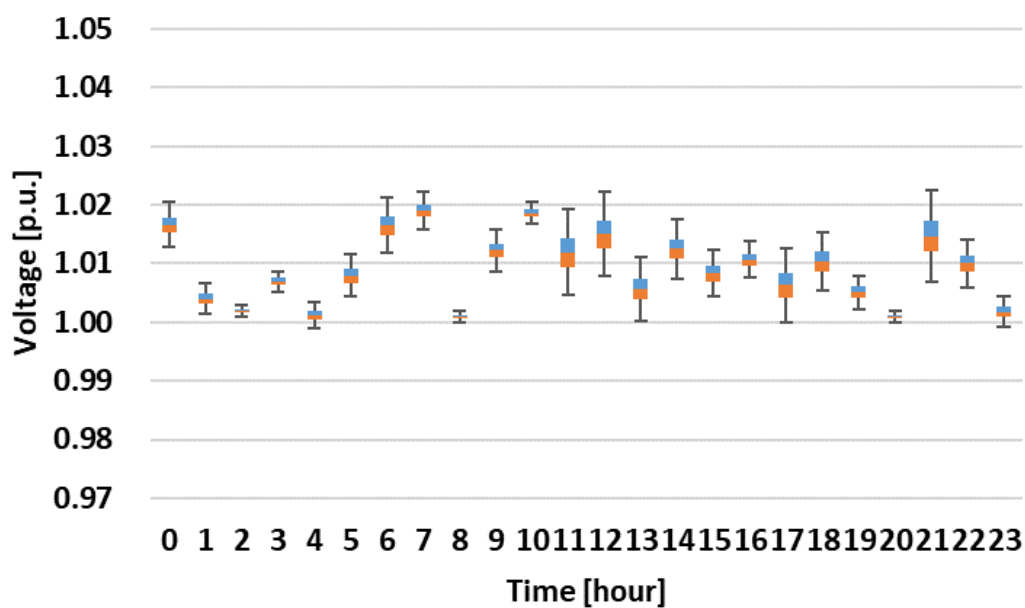
Case 3 : $\alpha_i(t)$ を決定変数とせず、4.2.4 の方法で決定した提案手法

なお、Case 1 の最適化における $\alpha_i(t)$ は (0, -5, -10, -20, -30, -40) [p.u./p.u.] の 6 種を想定し、Case 3 のゲイン決定では $\Delta Gain = -5$ [p.u./p.u.] とした。

試算結果として、Case 0 並びに Case 1 で推定されたノード#5 の電圧確率分布を時間帯別に図 4.28 に、Case 0~3 の目的関数値である電圧逸脱率を表 4.9 に示す。



(a) Case 0



(b) Case 1

図 4.28 末端#5 における各時刻の電圧の確率分布

表 4.9 各 Case における電圧逸脱率

	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Voltage violation rate	1.32×10^{-7}	2.56×10^{-32}	4.54×10^{-17}	2.25×10^{-31}

図 4.28 の箱ひげ図において、箱の上下端は $\pm\sigma$ を表し、ひげの先端は $\pm 3\sigma$ の範囲を表す(σ は分布の標準偏差)。同図(a)および(b)より、Case 1 では Case 0 と比較し、電圧分布の分散に相当する箱やひげの幅が狭くなっており、VV 制御によって電圧の短周期変動が抑制されている。その結果、電圧逸脱率が大きく低減していることが表 4.9 より確認できる。最適化によって決定された VV 制御のゲイン値を図 4.29 に示す。

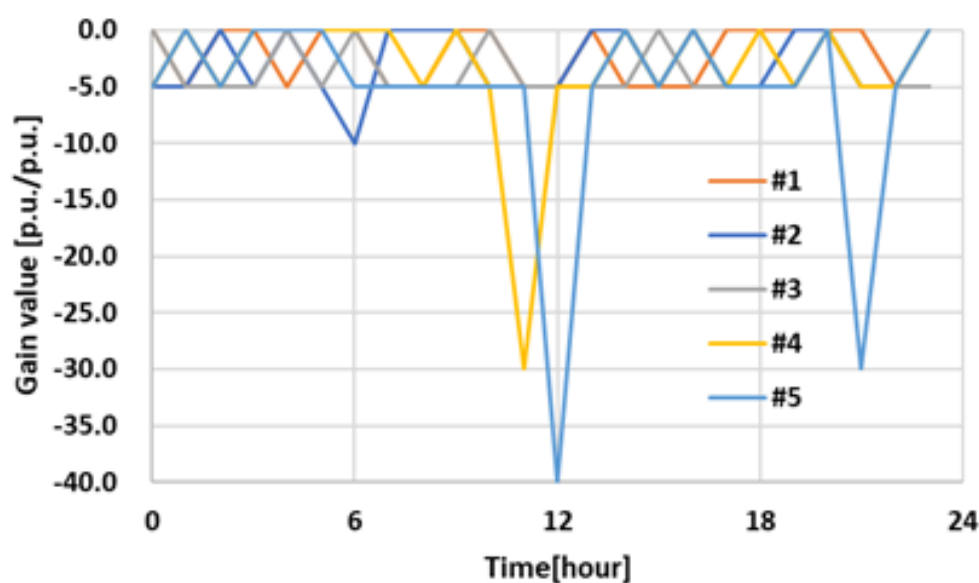
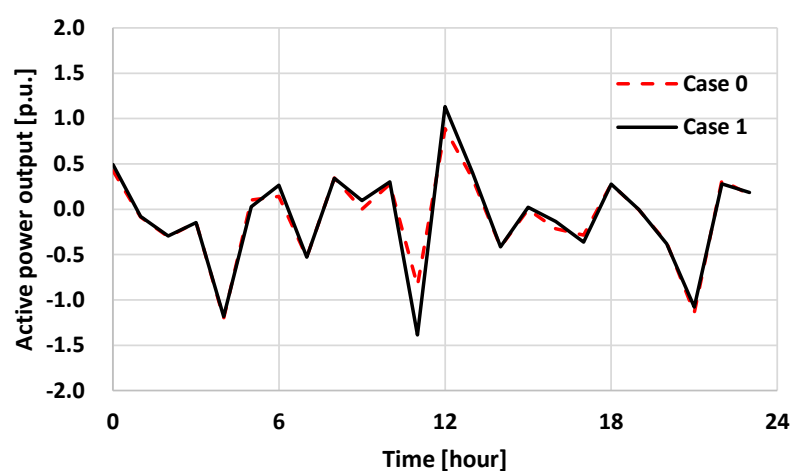
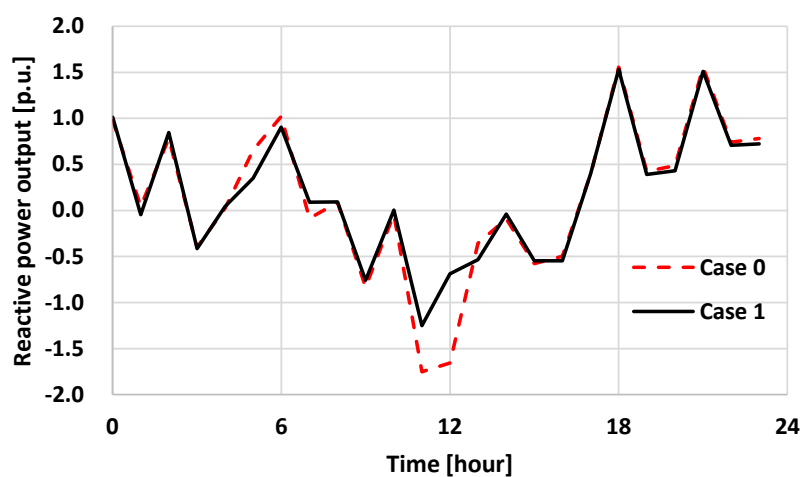


図 4.29 Case 1 におけるゲイン設定値

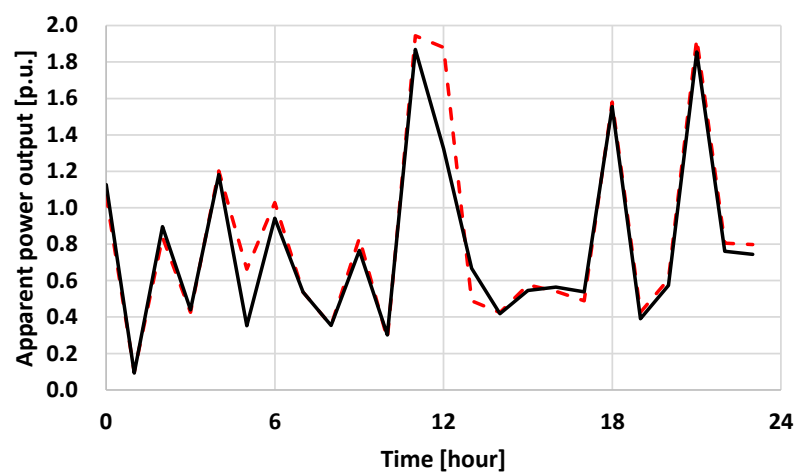
需要・PV の短周期変動が大きい 11:00 や 12:00, 21:00 の制御を必要とする時間帯でのみ、大きな VV 制御ゲインが選択されている。各時刻の末端#5 蓄電池の有効・無効・皮相電力出力を図 4.30 に示す。



(a) Active power



(b) Reactive power



(c) Apparent power

図 4.30 Case 0,1 における末端#5 の蓄電池運用

図 4.30 より、VV 制御を大きく行う 12:00 の運用が大きく異なることがわかる。これは、VV 制御を行うための空き容量を確保するため有効・無効電力出力を調整しているためだと考えられる。一方、同様にゲインが大きい 21:00 では運用が Case 0 と 1 でほぼ変化していない。これは、この時刻では電圧の平均値（箱の中心）が規定値の中央である 101[V]からずれているため、 $Q_{base,i}(t)$ をこれ減少させることによる逸脱率の悪化が VV 制御による効果を上回るためであると考えられる。

次に、ゲイン決定方法について、表 4.9 から、Case 2 は VV 制御を行わない Case 0 より逸脱率が改善されているが、ゲインを決定変数として最適化を行う Case 1 より悪化しており、これは運用の自由度がゲインを固定してしまうことで減少したためであると考えられる。一方、Case 3 は Case 1 とほぼ同等の目的関数値が得られている。実際に、Case 3 にて得られたゲイン値を図 4.31 に示す。

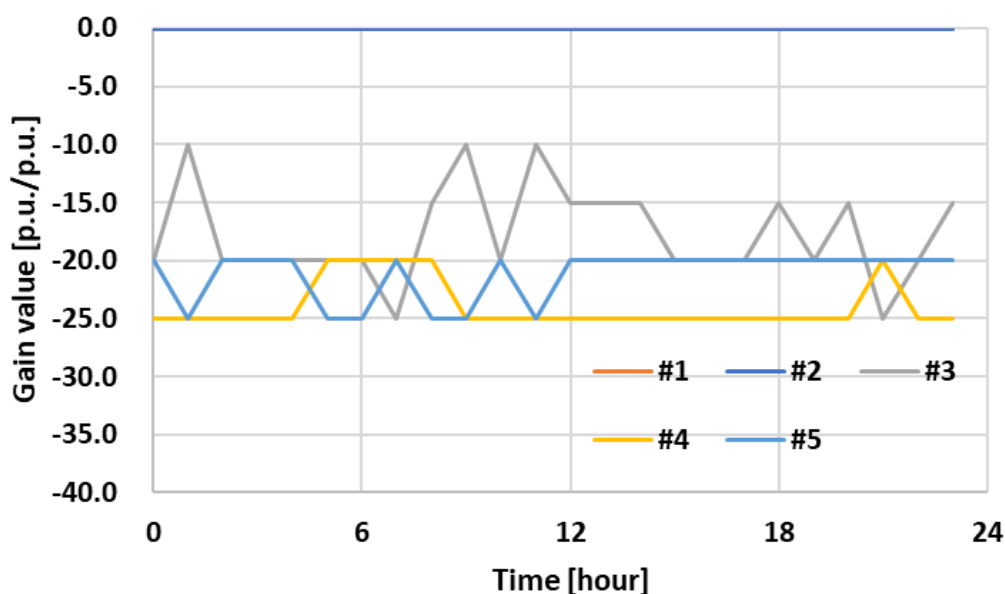


図 4.31 Case 3 におけるゲイン設定値

図 4.31 と図 4.29 を比較するとゲインのパターンは両者で異なっているが、これは蓄電池の運用によって(4.17)~(4.22)式の各パラメータが変化するが、Case 3 ではそれを捉えきれていないためである。実際、目的関数値を確認すれば Case 1 は Case 3 より 10 倍程度逸脱率が低下している。一方で、両 Case では逸脱率がかなり低く、確率分布の裾野では確率が指数的に減少することから目的関数値がほぼ同等と言え、ゲインを最適化にて決定した Case 1 と電圧逸脱率がほぼ同じ運用が Case 3 で実現できている。最後に、各 Case の計算時間を表 4.10 に示す。

表 4.10 各 Case における計算時間

	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Calculation Time [sec.]	1856.9	3779.3	1965.6	1892.5

表 4.10 から、Case 1 は従来手法と比較して倍程度計算時間を要しており、これは決定変数の次元数が増えたためであると考えられる。一方、Case 3 は従来手法と同程度の時間で計算が終了しているため Case 3 のようにゲイン決定法と最適化を組み合わせると質の良い解を高速に得られる利点がある。

4.3 周波数・電圧制御を考慮した運用計画手法

前節まででは、短周期変動の不確実性に起因する周波数変動と電圧変動を考慮するため、OPPF を用いた計画手法にそれぞれの評価を追加することを提案し、その効果等を数値試算によって明らかにした。本章では、独立に開発した 2 つの手法を同時に適応した運用計画手法を提案する。

4.3.1 提案手法の概論

前節まででは、オフグリッド内の周波数・電圧変動とその制御について評価する方法を検討してきた。現実にはこれらの変動は同時に発生し、運用上どちらとも考慮する必要があるため、運用計画を作成する際にはこれらを独立ではなく同時に適応する必要がある。特にオフグリッド内の蓄電池には、有効電力の充放電による需給バランスの維持と、無効電力の授受による電圧調整とを同時に行うことが求められるため、これらの 2 つの機能を考慮しどのように系統内の蓄電池へ配分するかが重要となる。一方、こうした制御の配分に着目している論文は少ない。例えば、[70]では送電・配電系統においてスマートインバータの導入率や導入箇所を変化させた際の電力系統への影響が述べられているが、制御配分を決定方法などは議論されていない。また、[71]ではスマートインバータの一つである Grid-Forming インバータについて、過渡安定度を向上させるための配置構成の決定手法を検討している。一方で、系統事故のみを対象としており定常的な運用における周波数や電圧変動は考慮されていない。

そこで本論文では、前述した FW 制御と VV 制御の 2 つの制御に着目し、FW・VV 制御の各蓄電池への割り当てを考慮した OPF による運用計画手法を提案する。提案する運用計画手法では、特定の時間幅に対して運用計画を作成しつつ、時間幅未満の短周期変動に対しては FW・VV 制御による変動抑制を行いオフグリッドの電力の品質維持・管理を行う。イメージを図 4.32 に示す。

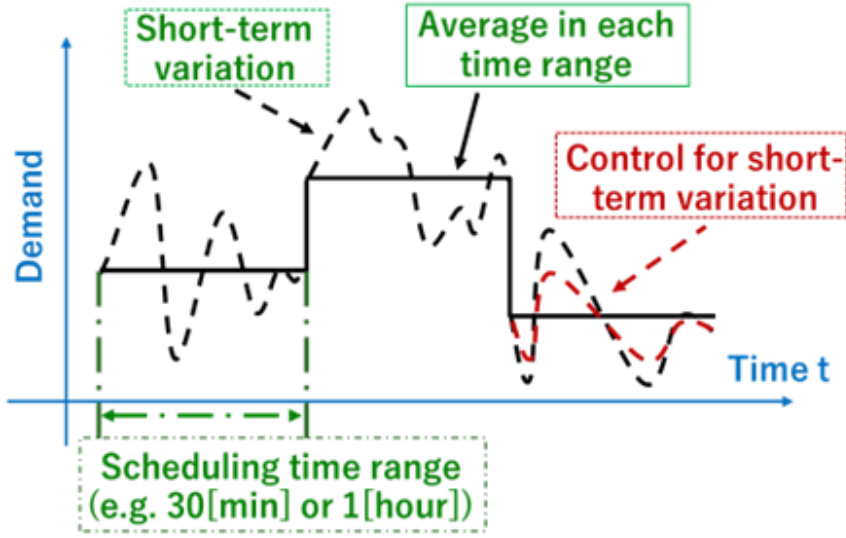


図 4.32 短周期変動に対する制御のイメージ

多くの計画手法は図 4.32 の実線である計画時間幅の平均値で運用計画を作成しているが、実際には破線のような短周期変動が存在している。提案手法では FW・VV 制御によって短周期変動に相当する破線の幅が狭まることを想定しており、その効果を考慮した運用計画手法を提案する。

4.3.2 FW・VV 制御の割り当てを考慮した運用計画

これまで示した VV 制御を考慮した手法と FW 制御を考慮した手法は、それぞれ独立しており、両者を組み合わせることで 2 つの制御を考慮した運用計画を作成することができる。一方、系統内で利用可能な蓄電池の容量は限られており、時々刻々と変化する系統状態や蓄電池の導入されている箇所に応じて 2 つの制御を使い分ける必要がある。そこで、本論文では各時刻・各ノード単位で制御を割り当てるため、以下に示す制御を決定するバイナリ変数 $u_{control_i}(t)$ を導入する。

$$u_{control_i}(t) = \begin{cases} 1, & \text{for node } i \text{ dispatched VV control in time } t \\ 0, & \text{for node } i \text{ dispatched FW control in time } t \end{cases} \quad (4.23)$$

また、この割り当てを考慮した上で、各種制御に使用可能な容量 $P'_{bat_up_i}$, $P'_{bat_lo_i}$, $Q'_{bat_up_i}$, $Q'_{bat_lo_i}$ は $u_{control_i}(t)$ を使って次のように書ける。

$$P'_{bat_up_i} = P_{bat_up_i} (1 - u_{control_i}(t)) \quad (4.24)$$

$$P'_{bat_lo_i} = P_{bat_lo_i} (1 - u_{control_i}(t)) \quad (4.25)$$

$$Q'_{bat_up_i} = Q_{bat_up_i} u_{control_i}(t) \quad (4.26)$$

$$Q'_{bat_lo_i} = Q_{bat_lo_i} u_{control_i}(t) \quad (4.27)$$

これらの式を最適化へ組み込むことで、各時刻・各ノード単位で制御の割り当てを考慮した運用計画を作成できる。

4.3.3 数値試算による検証

1) 試算条件

ここではこれまで示した FW・VV 制御の割り当てを考慮した運用計画手法について、図 4.33 に示す系統モデルを用いた数値試算によりその有効性を示す。

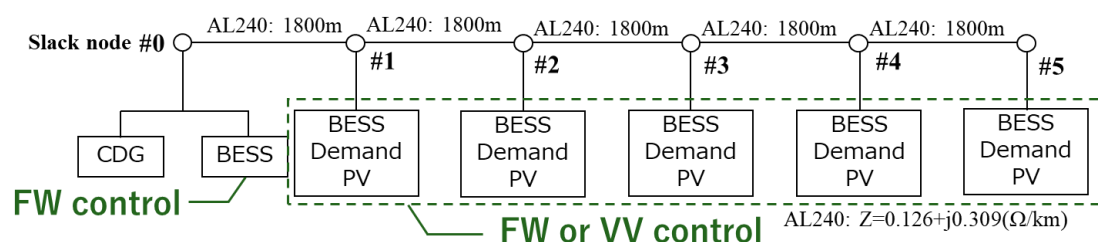


図 4.33 試算に使用した系統モデルと制御イメージ

系統内の各種パラメータはや負荷および PV は 3 章と同様のものを使用した。試算は、以下の 3 つのケースについて実施した。

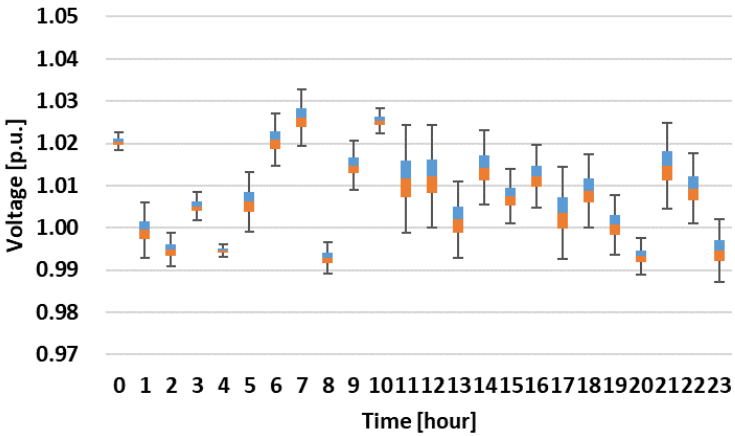
Case 0 : FW 制御のみを考慮した手法

Case 1 : VV 制御のみを考慮した手法

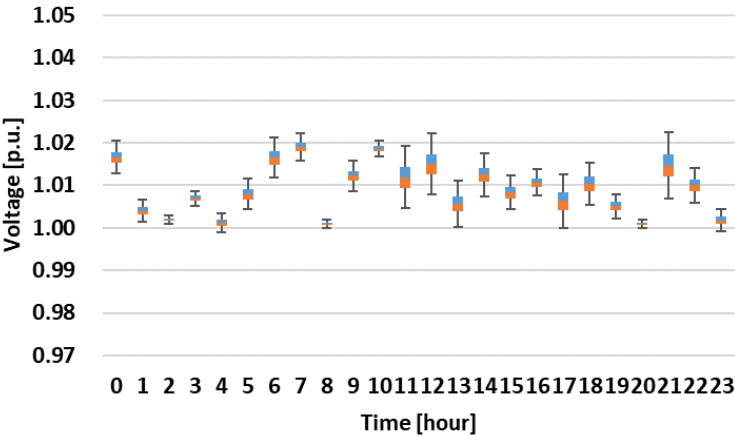
Case 2 : FW・VV 制御の割り当てを考慮した提案手法

2) 試算結果一計画段階の評価

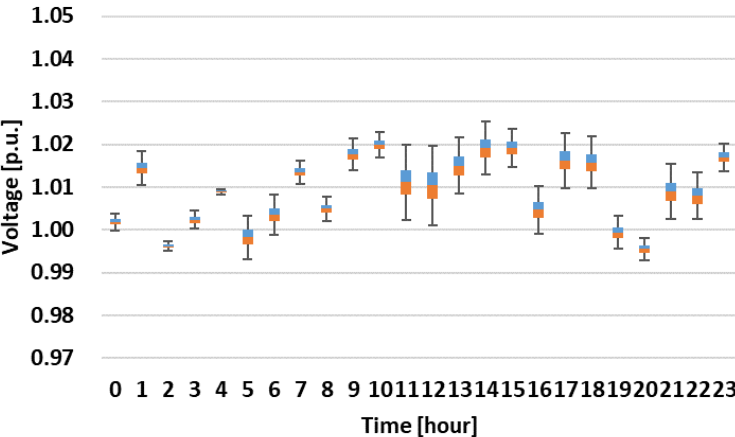
試算結果としてまず、各手法にて推定された系統末端#5 の電圧確率分布を時間帯別に図 4.34 に、それぞれの目的関数値である電圧逸脱率を表 4.11 に示す。



(a) Case 0



(b) Case 1



(c) Case 2

図 4.34 各ケースにおける#5 ノードの電圧確率分布

表 4.11 各 Case における電圧逸脱率

	Case 0	Case 1	Case 2
Voltage violation rate	1.32×10^{-7}	1.16×10^{-24}	2.56×10^{-32}

図 4.34 の箱ひげ図において、箱の上下端は $\pm \sigma$ を表し、ひげの先端は $\pm 3\sigma$ の範囲を表す。同図より、VV 制御を考慮した Case1,2 では Case0 と比較し、電圧分布の分散に相当する箱やひげの幅が狭くなっており、VV 制御によって電圧の短周期変動が抑制されている。その結果、電圧逸脱率が大きく低減していることが表 4.11 より確認できる。一方、Case 1 と Case 2 を比較すると VV 制御のみを考慮した Case 1 の方が低い逸脱率となっているが、これは(2)式で定義される周波数の制約を考慮していないためだと考えられる。実際、Case 1 に関して(2)式による周波数逸脱率を計算したところ、 $\varepsilon_{vio}=17.1[\%]$ となった。次に、Case 2 にて確保された各制御のための制御容量($P'_{bat_up_i}, P'_{bat_lo_i}, Q'_{bat_up_i}, Q'_{bat_lo_i}$)の値を図 4.35 に示す。また、確保された容量の妥当性を検証するため、運用計画作成時に作成した有効電力需要と、図 4.33 の系統にて運用・制御を行わない時の電圧の短周期変動成分を図 4.36 に示す。

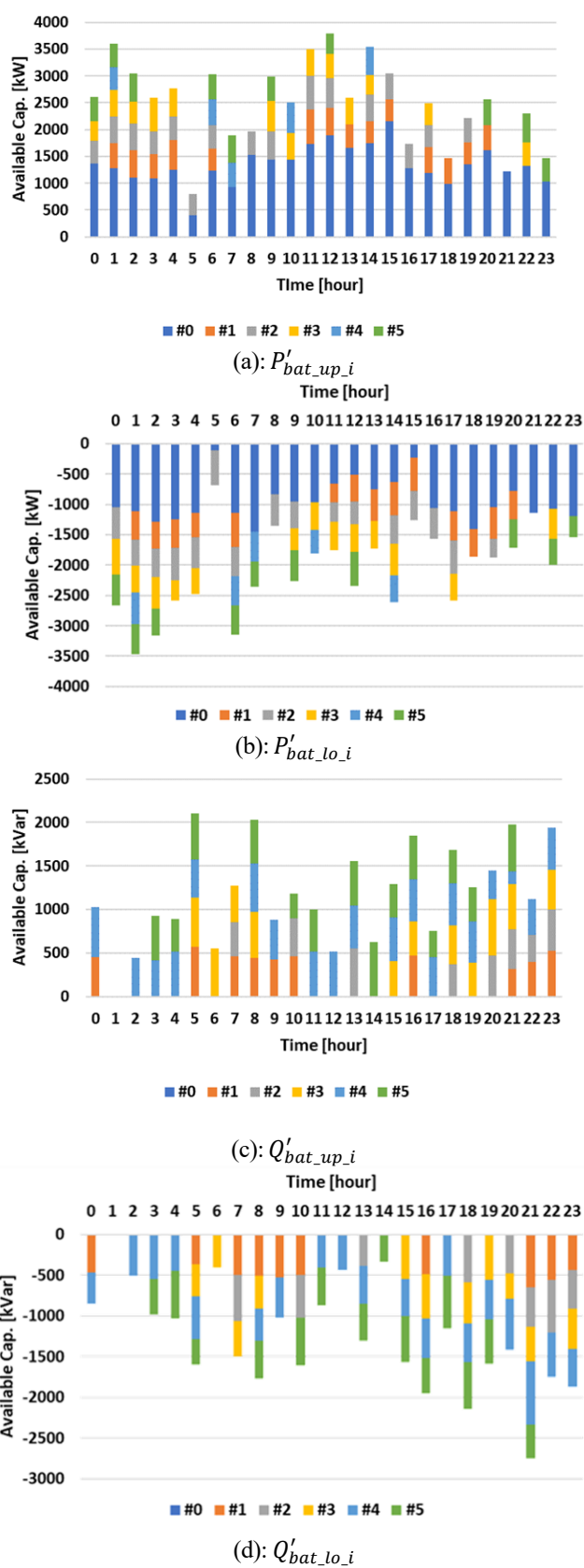
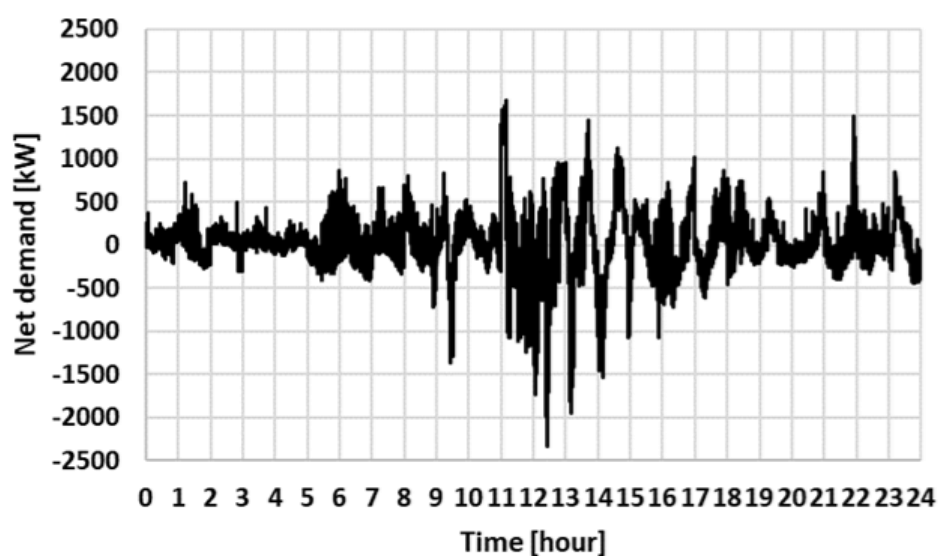
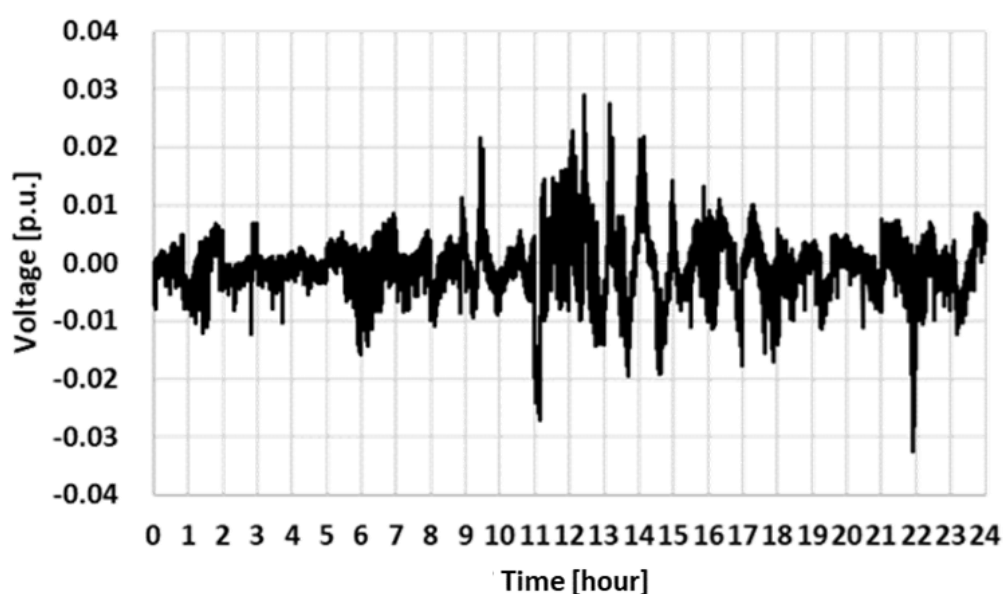


図 4.35 提案手法で割り当てられた制御容量



(a): Net demand



(b): Voltage at node#5

図 4.36 試算における短周期変動

図 4.35 (a),(b)並びに図 4.36 (a)より、FW 制御の空き容量は、有効電力の短周期変動成分が大きい時間帯で多く確保されていることがわかる。これは、周波数変動のダイナミクスを考慮しているため、CDG の慣性並びにガバナで対応できない大きな変動に対して系統内の蓄電池を FW 制御に割り当てているためであると考えられる。特に、短周期変動成分が大きい 11~12 時には系統内の蓄電池の多くを FW 制御に割り当て空き容量を確保している。また、全体的な傾向として系統

上位側(#1~#3)の蓄電池がFW制御に多く割り当てられていることが確認できるが、これは、上位側の線路長が短くVV制御に対する感度が小さいためであると考えられる。また、図4.35 (c),(d)並びに図4.36 (b)より、VV制御の空き容量は変動の大きい昼間では割り当てられている容量が少ないことがわかる。これは前述したFW制御のために空き容量を割いているためであると考えられる。実際、有効電力の変動が大きい電圧の変動が大きい22時では、系統内の多くの蓄電池(#1~#5)をVV制御に割り当てており、このように提案手法では各時刻の有効電力・電圧の変動に合わせてFW・VV制御の割り当てを決定できていることがわかる。また、図4.35 (c),(d)からVV制御には系統末端(#4~#5)の蓄電池が多く割り当てられていることが確認できる。これは、系統末端は電圧感度が高く、VV制御による電圧変動抑制効果が高いためだと考えられる。

3) 試算結果一時系列シミュレーションでの評価

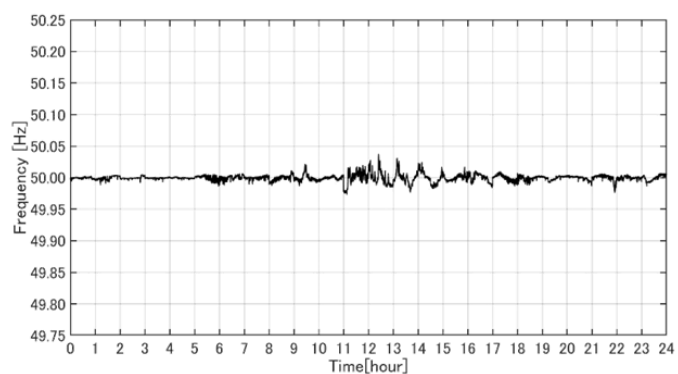
これまでは提案手法の有効性について、計画段階における評価を行った。しかし、提案手法の妥当性を明らかにするためには、1秒値などの時系列データをシミュレーション(時系列シミュレーションと呼ぶ)による実運用を想定した検証が必要不可欠である。そこで、周波数・電圧についてそれぞれ時系列シミュレーションを行った。周波数についてはモデルをMATLAB/Simulinkにて実装しシミュレーションを行った。また、電圧については、1秒値の実データを用い、前項で得られた結果を読み込みながら1秒値ごとのデータに対して潮流計算を行うことで実装している。試算に使用した系統、パラメータや計算機環境等は前項と同様である。

前項の結果から、系統末端側の#4~#5はVV制御に割り当てられる頻度が高い。提案手法にて時間帯毎に制御割り当てを決定することの有効性を検証するため次のCase3を追加で試算した。

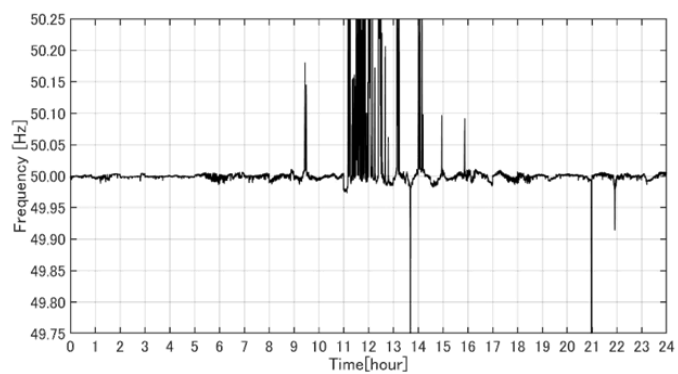
Case3 : #0~#3にてFW制御を、#4~#5でVV制御を実行することを固定し運用計画を作成した手法

なお、Case3については周波数制御に使用可能な蓄電池容量の関係で周波数変動の制約を必ずしも満足できないことがあるため、違反量を重みづけして目的関数に加えることで、周波数変動を最小値しつつ目的関数値を改善できるように計算した。実際に、Case3での周波数逸脱率は、 $\varepsilon_{vio}=0.01[\%]$ となった。

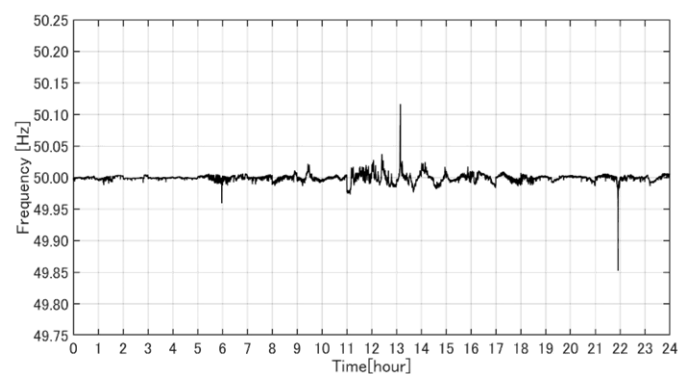
シミュレーション結果として、各ケースにおける周波数変動を図4.37に、#5電圧を図4.38に示す。



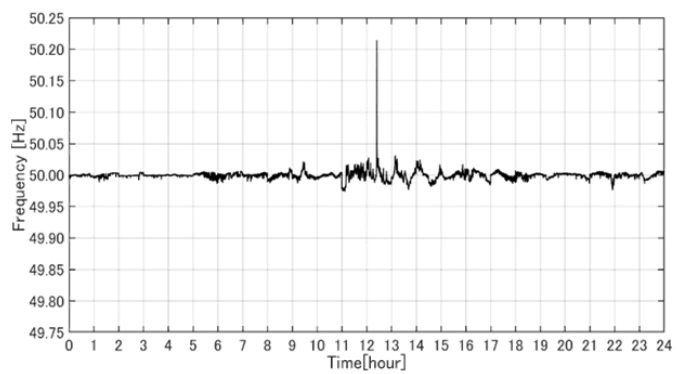
(a) Case 0



(b) Case 1

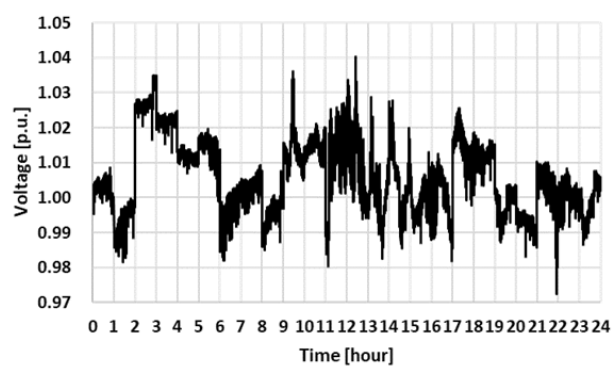


(c) Case 2

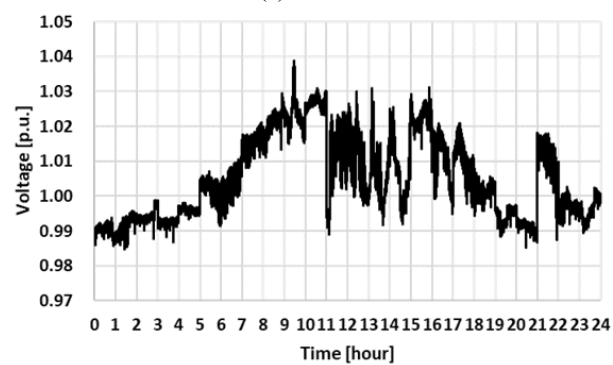


(d) Case 3

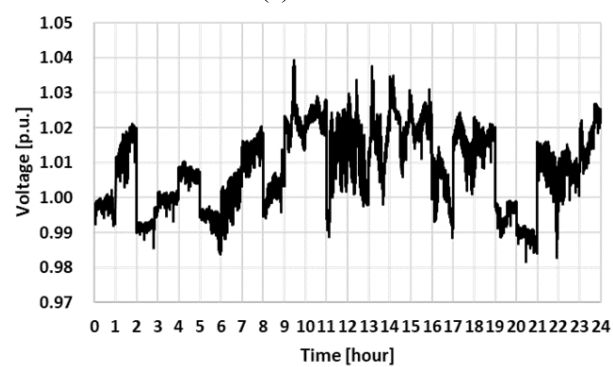
図 4.37 時系列シミュレーションにおける周波数変動



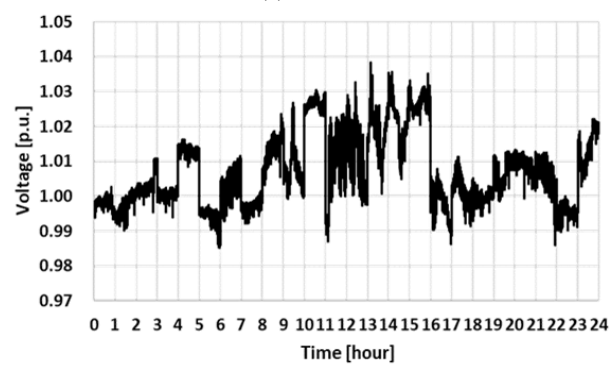
(a) Case 0



(b) Case 1



(c) Case 2



(d) Case 3

図 4.38 時系列シミュレーションにおける#5 ノードの電圧変動

図 4.37 より，提案手法である Case 2 と FW 制御のみを考慮した Case 0 が周波数を規定値である $50.0 \pm 0.2[\text{Hz}]$ に収めている。これは，周波数変動を抑制するための十分な空き容量を確保できていないためであると考えられる。実際に，Case 1 と Case 3 にて逸脱が発生した 12 時の運用を確認するため，Fig.14 にその時刻の短周期変動を，Fig.15 に各ケースにて確保された空き容量 ($P'_{bat_up_i}$) を示す。

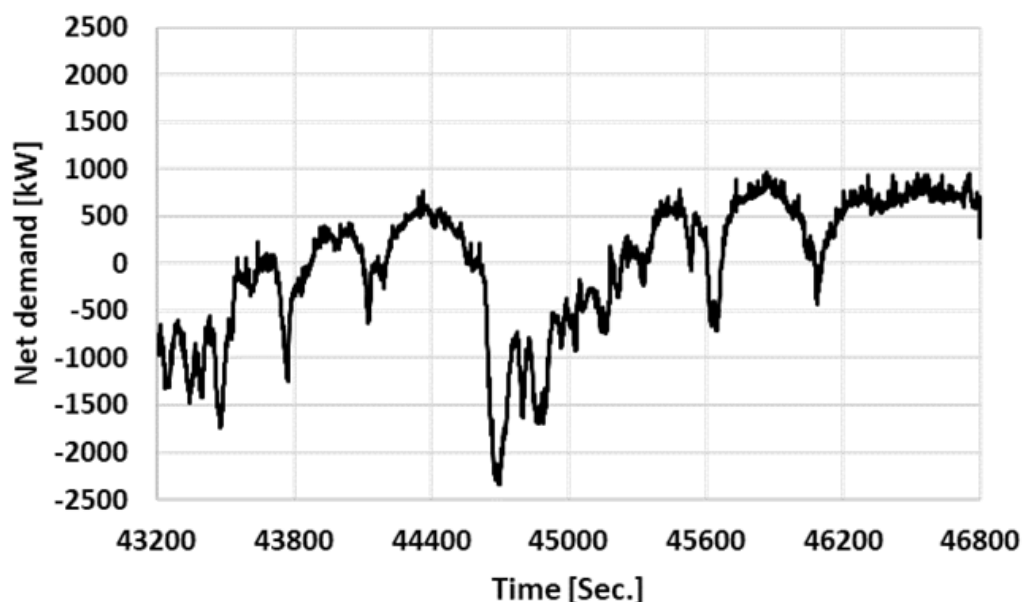


図 4.39 12 時における正味需要の短周期変動

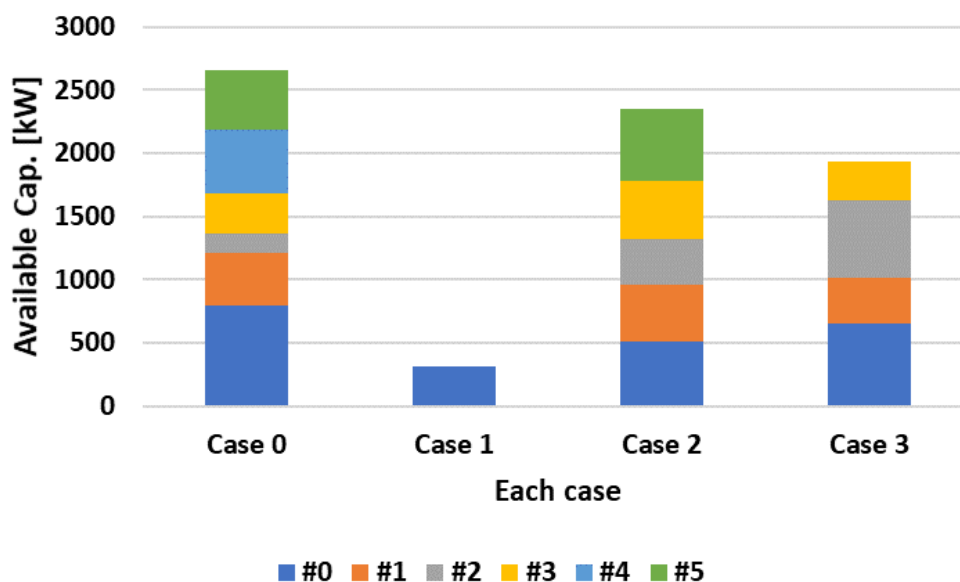


図 4.40 12 時において確保された FW 制御容量

図 4.39 より、12 時の短周期変動成分は最大で-2200[kW]程度であると確認できる。この変動を吸収するためには 2200[kW]の上げ出力容量が必要となる。図 4.40 から、制御の割り当てを固定した Case 3 ではこの変動の大きさ分の空き容量を確保できていないことが確認できる。一方、提案手法である Case 2 では FW 制御ノードを増やすことで変動に対応しており、結果として逸脱を回避できていると考えられる。一方で、図 4.37 から、Case 2 では昼間と比較してそれほど変動が大きくない 22[hour]で周波数変動が大きくなっているが、これは電圧変動が大きい時間帯であり、#0 の蓄電池のみで制御を行った結果であると考えられる。なお、Case 0 については、周波数変動を抑制しているものの、変動幅が ± 0.05 [Hz]と過度な抑制となっていると考えられる。次に、図 4.38 から、FW 制御のみを行う Case 0 では他 Case と比較して電圧変動が大きくなっており、これは前述したように周波数制御に蓄電池を過剰割り当てしたためである。各 Case の電圧の最大・最小値を Table 3 に示すが、Case 1, Case 3, Case 2, Case 0 の順で電圧変動が小さいことが確認できる。

表 4.12 時系列シミュレーションにおける電圧の最大・最小値

[p.u.]	Case 0	Case 1	Case 2	Case 3
Max.	1.0403	1.0384	1.0394	1.0387
Min.	0.9724	0.9852	0.9817	0.9848

Case 1 は周波数制約を無視しており周波数の規定値逸脱が発生している。Case 3 では常に末端側の蓄電池に VV 制御を割り当てているため Case 1 と比較して電圧変動を抑制できているが、周波数変動が大きい時刻に対応できず周波数逸脱を引き起こしている。提案手法である Case 2 は、時刻毎に制御の割り当てを決定するため周波数変動が大きい時間帯では FW 制御に、電圧変動が大きい時間帯では VV 制御に系統内の制御リソースを割り当てることが可能な運用手法であることが確認できた。

第5章 結論

本章では、本論文で述べた内容についてまとめ、今後の展望について示す。

5.1 本論文のまとめ

本論文では、今後導入促進が期待されるオフグリッドについて、その RE 電源、需要に起因する不確実性を考慮した運用計画手法を提案した。さらに、実運用断面における制御を考慮するため、周波数・電圧の制御効果を評価する方法をそれぞれ提案し、それらを協調した運用計画手法を提案した。

第1章では、本論文の背景について、俯瞰的な内容、オフグリッドの現状、不確実性にする運用方策、関連研究をまとめ、本論文が目指す目的を示した。

第2章では、本論文で提案する手法を適応するオフグリッド系統について、そのモデル並びに機器の運用方策についてまとめた。

第3章では、提案手法の定式化を行い、その実装方法についてまとめた。さらに、発展として制御を計画断面で考慮する定式化並びに提案緩和手法について検討を行った。また、数値試算によって提案手法の有効性を示した。具体的には、計画段階の結果について考察を行い、短周期変動を考慮することで変動が発生した場合にも制約範囲内で運用を実現できることがわかった。また、実データに基づいた時系列シミュレーションを行い、有効性をさらに検証した。また、緩和制約の制約範囲や緩和方法について検討を行った。

第4章では、周波数変動の最大値を高速に算出する方法を提案し、運用計画手法に適応した。具体的には、負荷変動の大きさと継続時間に着目し、その際の周波数変動を高速かつ簡便に求める手法を開発し、それを基に運用手法へ適応を行った。さらに、数値試算によって実際に負荷変動を周波数変動内で吸収できることを確認した。また、電圧変動に対する制御について、確率潮流計算内でその効果を評価する手法を提案し、運用計画手法に応用した。特に、電圧制御を考慮した潮流計算については、制御を考慮することで収束性が悪化するため、その収束性改善方法について提案した。さらに、運用計画問題の複雑性を改善するため、電圧感度に基づく制御のゲイン決定方法を提案し、これらを運用計画手法に適応し、数値試算によって電圧変動を抑制できることを確認した。最後に、提案した周波数・電圧制御を同時に協調して行うための定式化を行い、運用計画を作成し効果を確認した。その結果、提案手法は各時刻に変動に適切な制御が選択されることが確認された。

本論文で提案した手法を以下の特徴を有している。

- ・OPPF は、今回はオフグリッド向けに手法を提案したが、潮流計算をベースとしているためあらゆる系統へ適応可能である。従って、上位系統と接続されているマイクログリッドや、発電機の起動停止計画にも応用可能であると考えられる。
- ・OPPF では、緩和制約の範囲をパラメータとして与えている。これによって手法を使うユーザ、本論文であれば DSO が、系統の状況やコストを鑑みて設定することが可能である。
- ・4.1 節に示した手法は、提案手法だけでなく、非線形性を許容できる計画問題全てに適応可能である。また、手法自体も、運用計画だけでなく、実際の負荷データに対する評価などにも使え、かつ高速であるため手法としての汎用性は高いだろう。
- ・4.2 節で提案した潮流計算の収束改善については、提案手法だけでなく、潮流計算を扱う種々の用途に応用可能である。潮流計算は実際の電力会社の運用でも使用されているため、実用性が高いと考えられる。

5.2 今後の展望

今後の展望として最初に挙げられるのは、より詳細な系統モデルでの試算であろう。今回試算を行ったモデルはいわゆる高圧ノードのみしか考慮してなかった。しかし、実際の系統では高圧ノードから柱状変圧器を通して低圧需要家に電力供給が行われる。本論文では、計算負荷の観点から高圧ノードに低圧需要家を縮約する形で模擬した。提案手法の効果をより正確に確認するためには低圧ノードを考慮したシミュレーションが重要となるだろう。

また、オフグリッド内の事故を考慮することも重要な要素である。オフグリッドは狭域なシステムである性質上、オフグリッド内事故の影響は大きいと考えられる。事故時の安定性などは、現状大規模な電力システムにおいて議論されているが、オフグリッドを実現する際には狭域なシステム独自の事故時解析が必要となる可能性が高い。事故時の安定性に関する検討や、それらを考慮した運用計画手法の提案が今後の展望となる。

最後に、本論文では不確実性の対象を短周期変動としたが、提案手法はあらゆる不確実性に対応できる定式化で構成されている。短周期変動以外の不確実性、長周期変動や系統の地絡事故、機器の故障が系統運用や提案手法に与える影響や、それに適した制御方針などを本論文の対象外としているが、今後の電力システムにおいて重要な要素となるため、今後検討していく必要があるだろう。

参考文献

- [1] 総務省：「少子高齢化等我が国が抱える課題の解決と ICT」
(URL：<https://www.soumu.go.jp/johotsusintokei/whitepaper/ja/h28/html/nc111000.html>,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [2] 総務省：「人口減少社会の課題と将来推計」
(URL：<https://www.soumu.go.jp/johotsusintokei/whitepaper/ja/h29/html/nc141110.html>,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [3] 総務省：「過疎対策」
(URL：https://www.soumu.go.jp/main_sosiki/jichi_gyousei/c-gyousei/2001/kaso/kasomain0.htm,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [4] 総務省：「過疎関連市町村数の変遷(平成 29 年 4 月 1 日現在)」
(URL：https://www.soumu.go.jp/main_content/000476763.pdf, 2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [5] 内閣官房まち・ひと・しごと創生本部事務局：「将来に予測される社会変化」
(URL：https://www.kantei.go.jp/jp/singi/sousei/meeting/senryaku2nd_sakutei/h31-03-11-shiryoku6.pdf, 2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [6] 資源エネルギー庁：「電気料金について」
(URL：https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/fee/index.html,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [7] 経済産業省：「第 4 回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会：資料 2」
(URL：https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/datsu_tansoka/pdf/004_02_00.pdf,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [8] 藤田宏輝・原 亮一・北 裕幸・泰間智也・庄司智昭：「需要家所有の蓄電池群を用いたオフグリッドの運用・制御に関する検討」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研資，PE-19-103/PSE-19-115 (2019)
- [9] 鈴木隆之介・原 亮一・北 裕幸・泰間智也・庄司智昭：「オフグリッド配電系統における信頼供給度を考慮した可制御電源・蓄電池の最適運用手法の提案 - 供給支障時の蓄電池利用分の補充の考慮 -」，令和 2 年度電気学会全国大会，No6-207 (2020)
- [10] 北海道電力ネットワーク株式会社：「離島への電力供給」
(URL：https://www.hepco.co.jp/network/stable_supply/efforts/island_supply/index.html,
2024 年 5 月 30 日閲覧)
- [11] 九州電力送配電株式会社：「離島での取り組み」
(URL：https://www.kyuden.co.jp/td_renewable-energy_remote-island-effort,
2024 年 5 月 30 日閲覧)

- [12] 沖縄電力株式会社：「沖縄の離島における分散型エネルギー」
(URL : <http://www.env.go.jp/nature/biodic/ecdisso2014/pdf/subcommittee2/simabukuro.pdf>,
2024年5月30日閲覧)
- [13] 北村清之：「島しょ国におけるマイクログリッドシステム」, 電気設備学会誌, 34 巻 09 号,
pp.646-649(2014)
- [14] 電気事業法施行規則別表第1
- [15] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)：「新エネルギー等地域集中導入技術ガイドブック」
(URL : <https://www.nedo.go.jp/content/100083461.pdf>, 2024年5月30日日閲覧)
- [16] 九州電力：「離島マイクログリッドシステムの設置工事の完了について」
(URL : http://www.kyuden.co.jp/press_h100420-1.html, 2024年5月30日日閲覧)
- [17] 宮古島市：「宮古島市における島嶼型スマートコミュニティの取り組み」
(URL : <https://www.nedo.go.jp/content/100788812.pdf>, 2024年5月30日閲覧)
- [18] NANYANG TECHNOLOGICAL UNIVERSITY：「About REIDS」
(URL : <http://erian.ntu.edu.sg/REIDS/Pages/AboutREIDS.aspx>, 2024年5月30日閲覧)
- [19] 資源エネルギー庁：「日本初の“ブラックアウト”、その時一体何が起きたのか」
(URL : <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/blackout.html>,
2024年5月30日閲覧)
- [20] 飯坂達也・松井哲郎・福山良和：「構造化ニューラルネットワークの新しい学習法と最大電力需要予測への適用」, 電学論 B, Vol.124, No.3, pp347-354(2014)
- [21] 河内清次・杉原弘章・佐々木博司：「カオス理論に基づく短時間電力需要予測法の開発」,
電学論 B, Vol.123, No.5, pp646-653(2003)
- [22] 與那篤史・千住智信・舟橋俊久・関根秀臣：「ニューラルネットワークを用いた太陽光発電設備の24時間先発電電力予測」, 電学論 B, Vol.128, No.1, pp-33-39(2008)
- [23] 谷口謙悟・一柳勝宏・雪田 和人・後藤 泰之：「風力発電のための広域気象データによる風速時系列予測の検討」, 電学論 B, Vol.128, No.2, pp416-422(2008)
- [24] 大関 崇・高島 工・大谷謙仁・菱川善博・奥水源太郎・内田恵久・荻本和彦：「太陽光発電の広域的ならし効果に関する分析・評価」, 電学論 B, Vol.130, No.5, pp491-500(2010)
- [25] 長澤和輝・宮崎 輝・林 泰弘・庄司智昭・吉永 淳：「時間帯・季節を考慮した再生可能エネルギーを主体とする離島オフグリッドシステムの運用手法」, 令和2年電力・エネルギー部門大会, 16(2020)
- [26] 外薮秀康・姉川高也・橋川一功・森智之輔・上松 茂・熊野純一：「需要や電源出力の想定に基づくオフグリッドエリアの電源機器の設備量検討」, 令和2年電力・エネルギー部門大会, 230(2020)
- [27] 竹田皓貴・鷹羽浄嗣：「PV 発電量予測に基づくマイクログリッドの確率的モデル予測制御」, 計測自動制御学会論文集, Vol.54, No.2, pp.216-226 (2018)
- [28] 漆崎裕介・王 偉朝・上島李樹・今西一就・阪井柊弥・佐々木豊・造賀芳文・餘利野直人：「再生可能エネルギー電源の不確実性を考慮したマイクログリッド内の電力需給調整に関する基礎的研究」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-19993/PSE-19-111 (2019)

- [29] 泉田悠貴・浅野浩志・坂東 茂：「自然変動電源の出力予測値を用いた運転予備力の経済性分析」，電学論 B, Vol.138, No.9, pp757-765 (2018)
- [30] 高野浩貴・張 鵬・村田純一・橋口卓平・合田忠弘・飯坂達也・中西 要祐：「再生可能エネルギーの不確実性に対応した小規模グリッドの最適電源運用計画手法」，電学論 C, Vol.133, No.10, pp1897-1904 (2013)
- [31] 神山修平・原 亮一・北 裕幸：「確率論的アプローチに基づく発電機起動停止計画及び当日運用手法の開発」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研資，PE-19-174/PSE-19-186 (2019)
- [32] 志岐 明・横山明彦・馬場旬平・高野富裕・合田忠弘・泉井良夫：「単独マイクログリッドにおけるインバータを用いた分散型電源群による自律分散型需給制御」，電学論 B, Vol.127, No.1, pp95-103(2007)
- [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方式」，電学論 B, Vol.132, No.4, pp325-333(2012)
- [34] Li Guo, Zhouzi Yu, Chengshan Wang, Fangxing Li, Jean Schiettekatte, Jean-Claude Deslauriers, Lingquan Bai 「Optimal design of battery energy storage system for a wind-diesel off-grid power system in a remote Canadian community」, IET Generation, Transmission & Distribution(2015)
- [35] Ebony Mayhorn, Member, IEEE, Le Xie, Member, IEEE, Karen Butler-Purry, Senior Member, IEEE 「Multi-Time Scale Coordination of Distributed Energy Resources in Isolated Power Systems」 IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 8, NO. 2, (2017)
- [36] A.Sobu and Wu.G : “Optimal operation planning method for isolated micro grid considering uncertainties of renewable power generations and load demand”, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Asia, 1569536541 (2012).
- [37] Mostafa Farrokhhabadi, Claudio A. Cañizares, and Kankar Bhattacharya: “Unit Commitment for Isolated Microgrids Considering Frequency Control”, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 9, NO. 4(2018)
- [38] 色川彰一：「電力を安定に送るには－電圧制御の役割－」，電学論 B, Vol.111, No.2, pp143-146
- [39] J.Kennedy and R.Eberhart : “Particle Swarm Optimization”, Proc. of IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN’95), Vol. IV, pp.1942-1948, Perth, Australia (1995)
- [40] Borkowaka, “Probabilistic load flow”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-93, 752-759(1974)
- [41] Hong, “An efficient point estimate method for probabilistic analysis”, Reliability Engineering and System Safety, Vol. 59, 261-267(1998)
- [42] M. Morales and Pérez-Ruiz, “Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, NO. 4(2007)
- [43] Zhouyang Ren, Wenyuan Li, Roy Billinton, Wei Yan: “Probabilistic Power Flow Analysis Based on the Stochastic Response Surface Method”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 3, pp 2307-2315(2016)
- [44] Comon.P : “Independent component analysis, A new concept?”, Signal Processing , Vol. 36, No.3, pp.287-314(1994).
- [45] 電気協同研究会：「配電系統における電力品質の現状と対応技術」，電気協同研究第 60 巻

第2号(2005)

- [46] 昭和電線ケーブルシステム株式会社ホームページ <http://www.swcc.co.jp/cs/index.html>(アクセス: 2024-05)
- [47] NEDO: 集中型太陽光発電システム実証研究(太田プロジェクト)(2002-2007)
- [48] M. Paturet et al., "Stochastic unit commitment in low-inertia grids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 5, pp. 3448-3458, 2020
- [49] Z. Zhang et al., "Modeling Frequency Dynamics in Unit Commitment With a High Share of Renewable Energy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 6, pp. 4383-4395, 2020.
- [50] Rushuai Han, Qinran Hu, Hongcai Zhang, Yi Ge, Xiangjun Quan, Zaijun Wu, "Robust allocation of distributed energy storage systems considering locational frequency security", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 157, 2024
- [51] Tengxi Zhang, Li Xin, Shunjiang Wang, Ren Guo, Wentao Wang, Jia Cui, Peng Wang, "A novel approach of energy and reserve scheduling for hybrid power systems: Frequency security constraints", *Applied Energy*, Volume 361, 2024
- [52] M. Javadi et al., "Frequency stability constrained microgrid scheduling considering seamless islanding" in *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 306-316, Jan. 2022
- [53] Y. Rodrigues et al., "Improving the autonomy of islanded microgrids through frequency regulation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 115, 2020
- [54] D. Liu et al., "Stochastic optimal power flow for islanded microgrids considering droop control," 2019, *IEEE Innovative Smart Grid Technologies. Asia. Chengdu, China*, vol. 2019, pp. 3156-3161
- [55] Mohammadreza Mazidi et al., "Guerrero 'A hierarchical energy management system for islanded multi-microgrid clusters considering frequency security constraints'," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, p. 106134, 2020.
- [56] S. Córdova et al., "Frequency-constrained energy management system for isolated microgrids" in *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 5, pp. 3394-3407, Sept. 2022.
- [57] Z. Chu et al., "Frequency-constrained resilient scheduling of microgrid: A distributionally robust approach" in *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 6, pp. 4914-4925, Nov. 2021
- [58] Navid Rezaei, Mohammadreza Mazidi, Mehrdad Gholami, Maryam Mohiti, "A new stochastic gain adaptive energy management system for smart microgrids considering frequency responsive loads", *Energy Reports*, Volume 6, 2020, Pages 914-932
- [59] M. M. Mohamed et al., "Optimal virtual synchronous generator control of battery/supercapacitor hybrid energy storage system for frequency response enhancement of photovoltaic/diesel microgrid," *J. Energy Storage*, vol. 51, p. 104317, 2022.
- [60] K. S. El-Bidairi et al., "Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia," *Energy*, vol. 195, p. 117059, 2020.
- [61] T. Kerdphol et al., "Enhanced virtual inertia control based on derivative technique to emulate simultaneous inertia and damping properties for microgrid frequency regulation" in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 14422-14433, 2019
- [62] M. U. Jan et al., "Frequency regulation of an isolated microgrid with electric vehicles and energy storage system integration using adaptive and model predictive controllers" in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 14958-

- 14970, 2021.
- [63] P. Jampeethong and S. Khomfoi, "Coordinated control of electric vehicles and renewable energy sources for frequency regulation in microgrids" in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 141967-141976, 2020.
 - [64] A. Zakaria, Firas B. Ismail, M.S. Hossain Lipu, M.A. Hannan, "Uncertainty models for stochastic optimization in renewable energy applications", *Renewable Energy*, Volume 145, 2020, Pages 1543-1571
 - [65] Morteza Aien, Ali Hajebrahimi, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, "A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 57, 2016, Pages 1077-1089
 - [66] Athraa Ali Kadhem, Noor Izzri Abdul Wahab, Ishak Aris, Jasronita Jasni, Ahmed N. Abdalla, "Computational techniques for assessing the reliability and sustainability of electrical power systems: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 80, 2017, Pages 1175-1186
 - [67] Jianqiang Hu, Jinde Cao, Josep M. Guerrero, Taiyou Yong and Jie Yu: "Improving Frequency Stability Based on Distributed Control of Multiple Load Aggregators", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol.8, No.4, p.1553-1567(2017)
 - [68] Qi Wang, Feng Li, Yi Tang and Yan Xu: "Integrating Model-Driven and Data-Driven Methods for Power System Frequency Stability Assessment and Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.34, No.6, p.4557-4568(2019)
 - [69] A. Nagarajan, B. Palmintier, F. Ding, B. Mather and M. Baggu, "Improving advanced inverter control convergence in distribution power flow," 2016 North American Power Symposium (NAPS), Denver, CO, USA, 2016, pp. 1-5 (2016)
 - [70] 國分海斗・飯岡大輔・玉井昌彦・小松貴彦・青砥由貴・織原 大・喜久里浩之・橋本 潤・合田忠弘・大谷謙仁：「スマートインバータの導入箇所に応じた制御機能の選択が電圧および周波数に与える影響の解析」, *電学論 B*, Vol.141 ,No. 5, pp. 358-365(2021)
 - [71] 東野正和・河内駿介・秋山雪菜・工藤悠生・木村 操・鳥羽廣次：「Grid-Forming インバータによる過渡安定性の向上効果解析と効果的な配置構成の立案手法検討」, *電学論 B*, Vol.143 ,No. 8, pp. 465-473(2023)

著者が発表した論文

本論文に関して著者が公表した論文

- [1] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 泰間智也, 馬淵裕之, 庄司智昭, 吉永淳, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 —短周期変動を考慮した運用手法の開発—」, 電学論 B, Vol.141, no.2, pp103-112(2021)
- [2] Takuto Ohsawa, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, "Operation scheduling method in an off-grid considering frequency violation probability caused by short-term variation", Energy Reports, Volume 11, pp.5139-5148 (2024)

本論文に関して著者が行った講演発表等

- [3] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法の基礎検討」, 令和元年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 47, pp.70-71(2019)
- [4] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 泰間智也, 庄司智昭, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 — AVR 整定を含む運用計画の検討 —」, 令和 2 年電気学会全国大会, 6-208, pp.351-352 (2020)
- [5] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 泰間智也, 馬淵裕之, 庄司智昭, 吉永淳, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 —短周期変動を考慮した運用手法の開発—」, 令和 2 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 46, 9 pages (2020)
- [6] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 佐藤知一, 庄司智昭, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 -容量制約の緩和に関する検討-」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-20-049/PSE-20-054, pp.33-40 (2020)
- [7] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 佐藤知一, 庄司智昭, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 -逸脱電力量に着目した計画手法の基礎検討-」, 令和二年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 39, pp.55-56 (2020)
- [8] Takuto Ohsawa, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Tomokazu Sato, Hiroyuki Mabuchi, Satoru Akagi, Jun Yoshinaga, "Evaluation of Magnitude and Duration of Load Variation Compensated by Synchronous Generators' Inertia-Application to Off-grid Operation Scheduling -", The 4th International Workshop on Power Engineering in Remote Islands (IWPI2021), PE-21-005, 6 pages (2021)
- [9] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 「負荷変動の大きさ・継続時間に着目した最大周波数変動算出手法—複数機器を考慮した算出手法の開発—」, 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 127, 2 pages (2021)

- [10] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 佐藤知一, 馬渕裕之, 赤木覚, 吉永淳, 「負荷変動の特徴に着目した周波数変動を考慮したオフグリッド運用計画手法の提案」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-21-096/PSE-21-109, pp.73-80 (2021)
- [11] 大澤 拓門, 原亮一, 北裕幸, 「スマートインバータの Volt/Var-Droop 制御を考慮した確率潮流計算法の開発」, 令和 3 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 41, pp.61-62 (2021)
- [12] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 佐藤知一, 赤木覚, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 - Volt-Var Droop 制御を考慮した運用手法の提案 -」, 電気学会電力技術/電力系統技術/半導体電力変換合同研究会, PE-22-030/PSE-22-050/SPC-22-078, pp.43-50 (2022)
- [13] Takuto Ohsawa, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Tomokazu Sato, Satoru Akagi, "Impact of weather condition on optimal probabilistic power flow based operation schedule of an off-grid", CIGRE 2022 Kyoto Symposium, C000152, 10 pages (2022)
- [14] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 佐藤知一, 赤木覚, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 - Volt-Var 制御を考慮した運用手法 -」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-22-160 / PSE-22-168, pp.81-86 (2022)
- [15] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 「Volt-Var 制御を考慮した潮流計算における収束速度改善に関する基礎検討」, 令和 4 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.266, pp.6-5-3-6-5-4 (2022)
- [16] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 「スマートインバータの Volt-Var 制御機能を考慮した潮流計算の収束性改善 -不感帯・出力飽和を考慮した無効電力更新法-」, 令和 4 年度電気・情報関係学会北海道支部連合大会, 28, pp.38-39 (2022)
- [17] Takuto Ohsawa, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Tomokazu Sato, Satoru Akagi, "Operation scheduling method in an off-grid considering controls for short-term fluctuation", 33rd International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-33), WeO-12a-07, 1 page (2022)
- [18] 大澤拓門, 原亮一, 北裕幸, 「最適確率潮流計算を用いたオフグリッド運用計画手法 — 蓄電池への周波数・電圧制御割り当てを考慮した運用手法 —」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-23-138/PSE-23-130, pp.39-44 (2023)

謝辞

本論文は、筆者が北海道大学大学院情報科学院情報科学専攻システム情報科学コースシステム融合学講座電力システム研究室に在籍中の研究成果をまとめたものである。本論文の執筆にあたり、多くの方から多大なるご指導・ご支援を頂きました。

北海道大学大学院情報科学研究院電力システム研究室の原亮一准教授には、指導教官として研究を行うにあたり終始、特に定例打合せや論文執筆など、多岐にわたりご指導や助言を頂きました。心より御礼申し上げます。

また、同研究室北裕幸教授には、定例打合せや研究室ゼミ、学会発表など貴重なご指導を多々頂きました。ここに深く感謝の意を表します。

筆者が在籍中に秘書として所属されておりました尾崎ちえみ様、千葉知江様、村上永恵様には学会の手続きや研究室内の生活などのご支援を頂きました。技術職員の李家康様には、計算機環境の構築や、研究室内外での交流などしていただきました。厚く御礼申し上げます。

酪農学園大学農食環境学群循環農学類石川志保准教授には、2020年度まで研究室に在席のおり、農学的な観点から貴重な助言をいただきました。ここに感謝申し上げます。

東京電力ホールディングスの泰間智也様、馬渕裕之様、佐藤知一様、東京電力パワーグリッド株式会社の庄司智昭様、吉永淳様、赤木覚様にも、研究打ち合わせ等で様々な角度からのご意見を頂きました。心より感謝いたします。

研究室の学生の皆様にも感謝申し上げます。研究室学生の皆様には研究の助言や相談で助けられただけでなく、皆様のおかげで研究室活動を豊にすることができました。皆様の一層のご活躍を祈念いたします。

また、筆者が2023年より所属している苫小牧工業高等専門学校の教員・学生の皆様にもお礼申し上げます。特に、創造工学科電気電子系赤塚元軌准教授には研究・業務など多岐に渡る点でご支援いただきました。感謝申し上げます。

最後に、大学院への進学に当たり様々な支援をしていただいた母に深く感謝いたします。本当にありがとうございました。

2024年6月1日

北海道大学 大学院情報科学院システム情報科学コース

電力システム研究室

大澤拓門

付録

付録として，第3章～第4章で使⽤した提案⼿法を実装したプログラムを添付する。プログラムは特段階層わけされておらず，1つのプログラム内に各処理が内包されている。

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\YPSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 1 / 22

```

tic;
IsInteger = @(x) (abs(round(x)-x)) <= eps('double');
%-----潮流計算設定-----

%ラテラル数, ノード数, 接続状態の設定

lateral_num = 1;
node_num = 6;
connect_data = [1 3; 1 3];
lateral_length = [7 2 2];

%負荷及びインピーダンスの設定

P1 = zeros(lateral_num,max(lateral_length));
Q1 = zeros(lateral_num,max(lateral_length));

r = [0 0.013 0.013 0.013 0.013 0.013];
x = [0 0.031 0.031 0.031 0.031 0.031];

r = (r*10)/(6600^2/(1000*300));
x = (x*10)/(6600^2/(1000*300));

%r =r*3;
%x =x*3;

%行列宣言

P = zeros(lateral_num,max(lateral_length));
dP = zeros(lateral_num,max(lateral_length));
Q = zeros(lateral_num,max(lateral_length));
dQ = zeros(lateral_num,max(lateral_length));
V = zeros(lateral_num,max(lateral_length));

error = zeros(lateral_num,max(lateral_length));

tmp_V = zeros(lateral_num,max(lateral_length));

tmp_P = zeros(lateral_num-1);
tmp_Q = zeros(lateral_num-1);

skip_count = 0;

%-----最適計算設定(非確率)-----

Bat_Ini = zeros(node_num,1);
Bat_upper = zeros(node_num,1);
Bat_lower = zeros(node_num,1);
Bout_limit = zeros(node_num,1);
Inb_limit = zeros(node_num,1);

MBat_upper = 80.0;
SBat_upper = 2.0;

MBat_lower = 0.0;
SBat_lower = 0.0;

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\YPSO_BFS_ver8_2.Conttime_BatpG.m 2 / 22

```
Mout_limit = 10.0;
Sout_limit = 2.0;

Minb_limit = 10.0;
SInb_limit = 2.0;

MBat_Ini = 20.0;
SBat_Ini = 1.0;
%[
    MBat_upper = 60.0;
    SBat_upper = 3.0;

    MBat_lower = 0.0;
    SBat_lower = 0.0;

    Mout_limit = 60.0;
    Sout_limit = 3.0;

    Minb_limit = 60.0;
    SInb_limit = 3.0;

    MBat_Ini = 30.0;
    SBat_Ini = 1.5;
%]

for i=1:node_num
    if i==1
        Bat_Ini(i) = MBat_Ini;
        Bat_upper(i) = MBat_upper;
        Bat_lower(i) = MBat_lower;
        Bout_limit(i) = Mout_limit;
        Inb_limit(i) = Minb_limit;
    else
        Bat_Ini(i) = SBat_Ini;
        Bat_upper(i) = SBat_upper;
        Bat_lower(i) = SBat_lower;
        Bout_limit(i) = Sout_limit;
        Inb_limit(i) = SInb_limit;
    end
end

Bat_SOC = Bat_Ini;

Tim_Wid = 24;

v_upper = 0.990476;
v_lower = 0.933333;

V_target = (v_upper+v_lower)/2;

vio_count = 0;
pb_vio = zeros(1,Par_Pop);
gb_vio = 0;
```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 3 / 22

```

pb_vio_flag = zeros(Par_Pop,100);
gb_vio_flag = zeros(1,100);

sum_proV = 0;
sum_dV = 0;

%-----PSO設定-----

%
Par_Pop = 200; %粒子数
PSO_Ite = 1000; %繰り返し数
%}
%PSO_Ite = 200;

%{
Par_Pop = 50; %粒子数
PSO_Ite = 100; %繰り返し数
%}

%
Par_Pop = 1; %粒子数
PSO_Ite = 1; %繰り返し数
%}
ran_N = Par_Pop*0.2;

Par_Dim = node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 2 * Tim_Wid * (node_num - 1) + Tim_Wid; %決定変数の次元数

PSO_c1 = 0.75 ;
PSO_c2 = 2.00 ;
PSO_w_start = 0.1;
PSO_w_end = 0.05;
PSO_w_step = (PSO_w_start-PSO_w_end)/PSO_Ite;
PSO_w = PSO_w_start;
PSO_fit = 0;

%-----初期値設定-----

ini_up = Bout_limit(2);
ini_lo = -Bout_limit(2);
ini_Mup = Bout_limit(1);
ini_Mlo = -Bout_limit(1);
ini_Vup = (v_upper+v_lower)/2 * 1.001;
ini_Vlo = (v_upper+v_lower)/2 * 0.999;
ini_aup = 0.0;
ini_alo = -1.0;

Par_Pos = (ini_up-ini_lo)*rand(Par_Pop,Par_Dim) + ini_lo;
Par_Pos(:,1:node_num*Tim_Wid*node_num*2) = (ini_Mup-ini_Mlo)*rand(Par_Pop,Tim_Wid*2) + ini_Mlo;
Par_Pos(:,Tim_Wid * node_num * 2 + 1 : node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid) = (ini_Vup-ini_Vlo)*rand(
(Par_Pop,Tim_Wid) + ini_Vlo;
Par_Pos(:,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 1 : node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 2 * Tim_Wid *
(node_num - 1) + Tim_Wid) = ...
(ini_aup-ini_alo)*rand(Par_Pop,2 * Tim_Wid * (node_num - 1)+Tim_Wid) + ini_alo;
Par_Pos(1,:) = Par_Gb_Pos(:);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 4 / 22

```

Par_Pb = inf(1, Par_Pop);
Par_Gb = inf;

Par_Pb_Pos = zeros(Par_Pop, Par_Dim);
Par_Gb_Pos = zeros(1, Par_Dim);

Par_Vel = zeros(Par_Pop, Par_Dim);

%----- PEM設定 -----
%推定点は2m+1点とする
N = 11;
input_Pro = 5;

xi_PEM = zeros(N, Tim_Wid); %グザイ(ξ)
weight_PEM = zeros(N, Tim_Wid);

Ave_PEM = zeros(input_Pro, Tim_Wid);
Sig_PEM = zeros(input_Pro, Tim_Wid);

mu_output = zeros(4, input_Pro);

%----- 確率に使用する変数設定 -----
V_PEM = zeros(lateral_num, max(lateral_length), N);

V_pro = zeros(1, node_num-1);
Slack_pro = 0;
sto_V = zeros(lateral_num, max(lateral_length), N);
P1_pro = zeros(1, N);
P1M_pro = zeros(1, N);
P_pro = zeros(node_num-1, N);
Q_pro = zeros(node_num-1, N);

Par_mu = zeros(4, input_Pro, Tim_Wid);
pb_mu = zeros(4, input_Pro, Tim_Wid, Par_Pop);

P1_min_Val = 1.6;
P1_max_Val = 10.0;
P1_del_Val = 10.0;

P1_Wid_Max = -inf;

Pro_P1 = 0;
Pro_P1M = 0;
Pro_P = 0;
Pro_Q = 3;
Pro_V = 0;
SOC_fluc_rate = 0.00;
C_vol = 1;
C_sla = 0;
E_oMax = 30000*7;

tstep = 10000;

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\YPSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 5 / 22

```

tmp_tt = 0:1/tstep:5;

get_ilap:
if exist('tcont_f_t') == 0
    get_tcont_para2;
end

e_vio = 0.003;

tm = 1;
tc = 1;

%----- PEMの計算 -----

Ave_PEM = Sh_P_Ave';
Sig_PEM = Sh_P_H';

mu_input = zeros(4, input_Pro, Tim_Wid); %一応、4次モーメントまで求めておく
std_moment = zeros(4, input_Pro, Tim_Wid);

%正規分布での計算
for t_count=1:Tim_Wid
    for count=1:input_Pro
        %正規分布のモーメントは奇数では0
        mu_input(1, count, t_count) = 0;
        mu_input(3, count, t_count) = 0;

        %2次モーメントは分散
        mu_input(2, count, t_count) = Sig_PEM(count, t_count)^2;

        %4次モーメントはwiki等参照(きれいには書いてないです)
        mu_input(4, count, t_count) = 1 * 3 * Sig_PEM(count, t_count)^4;

        for i=1:4
            std_moment(i, count, t_count) = mu_input(i, count, t_count) / (Sig_PEM(count, t_count)^i);
        end

        xi_PEM((count*2)-1, t_count) = std_moment(3, count, t_count)/2 + sqrt(std_moment(4, count, t_count) *
        - (3/4)*(std_moment(3, count, t_count)^2));
        xi_PEM((count*2), t_count) = std_moment(3, count, t_count)/2 - sqrt(std_moment(4, count, t_count) *
        - (3/4)*(std_moment(3, count, t_count)^2));

        weight_PEM((count*2)-1, t_count) = ((-1)^2)/(xi_PEM((count*2)-1, t_count)*(xi_PEM((count*2)-1,
        t_count)-xi_PEM((count*2), t_count)));
        weight_PEM((count*2), t_count) = ((-1)^1)/(xi_PEM((count*2), t_count) * (xi_PEM((count*2)-1,
        t_count)-xi_PEM((count*2), t_count)));

        weight_PEM(input_Pro*2 + 1, t_count) = weight_PEM(input_Pro*2 + 1, t_count) + 1/input_Pro - 1/
        (std_moment(4, count, t_count) - std_moment(3, count, t_count)^2);
    end
end

%----- 結果保存用変数設定 -----

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 6 / 22

```

P1_min = zeros(1, Tim_Wid);
P1_ave = zeros(1, Tim_Wid);
pb_P1_min = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
pb_P1_ave = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
gb_P1_min = zeros(1, Tim_Wid);
gb_P1_ave = zeros(1, Tim_Wid);

Q_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
Q_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
pb_Q_min = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
pb_Q_ave = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
gb_Q_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
gb_Q_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);

P_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
P_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
pb_P_min = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
pb_P_ave = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
gb_P_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
gb_P_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);

P1M_min = zeros(1, Tim_Wid);
P1M_ave = zeros(1, Tim_Wid);
pb_P1M_min = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
pb_P1M_ave = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
gb_P1M_min = zeros(1, Tim_Wid);
gb_P1M_ave = zeros(1, Tim_Wid);

P1_SOC_Uworth = zeros(1, Tim_Wid);
P1_SOC_Lworth = zeros(1, Tim_Wid);
pb_P1_SOC_Uworth = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
pb_P1_SOC_Lworth = zeros(Par_Pop, Tim_Wid);
gb_P1_SOC_Uworth = zeros(1, Tim_Wid);
gb_P1_SOC_Lworth = zeros(1, Tim_Wid);

up_cont = zeros(2, Tim_Wid);
lo_cont = zeros(2, Tim_Wid);
pb_up_cont = zeros(Par_Pop, 2, Tim_Wid);
pb_lo_cont = zeros(Par_Pop, 2, Tim_Wid);
gb_up_cont = zeros(2, Tim_Wid);
gb_lo_cont = zeros(2, Tim_Wid);

V_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
V_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
pb_V_min = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
pb_V_ave = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
gb_V_min = zeros(node_num-1, Tim_Wid);
gb_V_ave = zeros(node_num-1, Tim_Wid);

pb_Vpro = zeros(Par_Pop, node_num-1, Tim_Wid);
gb_Vpro = zeros(node_num-1, Tim_Wid);

pb_Slack_pro = zeros(Par_Pop, 1, Tim_Wid);
gb_Slack_pro = zeros(1, Tim_Wid);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 7 / 22

```

PI_Tim = zeros(2, Tim_Wid);

Slack_pro_Tim = zeros(1, Tim_Wid);
V_pro_Tim = zeros(node_num-1, Tim_Wid);

obj_func_flag = 0;

fileID = fopen('result_PSO.txt', 'w');
fileout = fopen('result_OPLF_mu.txt', 'w');

%-----ここからループ(POPF)-----

for count=1:PSO_Itc

    for count_pop= 1:Par_Pop
        vio_count=0;
        vio_flag = zeros(1, 100);

        %PSOによる決定変数の計算

        for count_time = 1:Tim_Wid

            for count_PEM=1:N

                PEM_Wsig = zeros(input_Pro, 1);
                PI_PEM = zeros(input_Pro, 1);

                if count_PEM < N
                    PEM_Wsig((((count_PEM-1) - rem(count_PEM-1, 2))/2)+1) = xi_PEM(count_PEM);
                end

                PI_PEM = Sh_P_H(count_time, :)' ;
                PI_PEM = PI_PEM * PEM_Wsig;
                %PI_PEM = Sh_P_Ave_un(count_time, :)' + PI_PEM(:);
                PI_PEM = W * PI_PEM;
                PI_PEM = Sh_P_Ave(count_time, :)' + PI_PEM(:);

                l_count = -1;

                for i=1:lateral_num
                    for j=1:lateral_length(i)
                        l_count = l_count + 1;

                        if l_count == 0
                            PI(i, j) = 0.0;
                            QI(i, j) = 0.0;

                        elseif l_count == 1
                            PI(i, j) = 0 - Par_Pos(count_pop, (l_count + ((count_time-1) * node_num)));
                            QI(i, j) = 0 - Par_Pos(count_pop, (l_count + ((count_time-1) * node_num))) + ✓

                        else
                            P_pro(l_count-1, count_PEM) = (PI_PEM(l_count-1) - Sh_P_Ave(count_time, ✓
l_count-1)') * ...
Tim_Wid*node_num);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2.Conttime_BatpG.m 8 / 22

```

                                0:%Par_Pos(count_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + (l_count-1) +
(count_time-1)*(node_num-1));
                                PI(i,j) = PI_PEM(l_count-1) - Par_Pos(count_pop,(l_count + ((count_time-1)
* node_num)))...
                                +P_pro(l_count-1,count_PEM);

                                Q_pro(l_count-1,count_PEM) = (PI_PEM(l_count-1) - Sh_P_Ave(count_time,
l_count-1')) * ...
                                Par_Pos(count_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + (l_count-1) +
Tim_Wid * (node_num - 1) + (count_time-1)*(node_num-1));
                                %Q_pro(l_count-1,count_PEM) = sign(PI_PEM(l_count-1) - Sh_P_Ave(count_time,
l_count-1')) * ...
                                %sqrt(abs(PI_PEM(l_count-1) - Sh_P_Ave(count_time,l_count-1')) * ...
                                %Par_Pos(count_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + (l_count-1) + Tim_Wid
* (node_num - 1) + (count_time-1)*(node_num-1));
                                QI(i,j) = Q_pro(l_count-1,count_PEM) ...
                                - Par_Pos(count_pop,(l_count + ((count_time-1) * node_num))) +
Tim_Wid*node_num);

                                end
                                end
                                end

                                %zip_alpha_bfs(7) = -10;

                                %P, Q, V, errorの初期値設定

                                for i=1:lateral_num
                                    for j=1:lateral_length(i)
                                        P(i,j) = 0.0;
                                        Q(i,j) = 0.0;
                                        V(i,j) = 1.0;
                                    end
                                end

                                error(1,2) = 99.0;

                                %最上位ノードのVは与えられる

                                if abs(Par_Pos(count_pop,Tim_Wid*node_num*2 + count_time)-V_target)>0.1
                                    V(1,1) = 1.00;
                                else
                                    V(1,1) = Par_Pos(count_pop,Tim_Wid*node_num*2 + count_time);
                                end

                                count_BFS = 0;

                                while (max(max(error)) > 0.0001) && (count_BFS <= 100)

                                    %backward
                                    for i=lateral_num:-1:1 %後ろのラテラルから繰り返す

                                        %P, Qの末端の値を代入
                                        P(i,lateral_length(i)) = PI(i,lateral_length(i));
                                        Q(i,lateral_length(i)) = QI(i,lateral_length(i));
                                    end
                                end

```

24/08/24 18:09 C:\Users\yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 9 / 22

```

for j=lateral_length(i)-1:-1:1 %後ろのノードから繰り返す
    dP(i,j+1) = r(i,j) * (P(i,j+1).^2 + Q(i,j+1).^2) / (abs(V(i,j+1)).^2);
    dQ(i,j+1) = x(i,j) * (P(i,j+1).^2 + Q(i,j+1).^2) / (abs(V(i,j+1)).^2);
    P(i,j) = P(i,j+1) + dP(i,j+1) + P1(i,j);
    Q(i,j) = Q(i,j+1) + dQ(i,j+1) + Q1(i,j);

    if (j == 1) && (i ~= 1) %そのリテラルの先頭ノードかつ源ノードでないなら
        dP(i,j) = r(i,j) * (P(i,j).^2 + Q(i,j).^2) / (abs(V(i,j)).^2);
        dQ(i,j) = x(i,j) * (P(i,j).^2 + Q(i,j).^2) / (abs(V(i,j)).^2);
        tmp_P(i-1) = P(i,j) + dP(i,j);
        tmp_Q(i-1) = Q(i,j) + dQ(i,j);
    end

    for k=1:lateral_num-1
        if (connect_data(k,1) == i) && (connect_data(k,2) == j)
            P(i,j) = P(i,j) + tmp_P(k);
            Q(i,j) = Q(i,j) + tmp_Q(k);
        end
    end
end
end

%forward
for i=1:lateral_num %頭のリテラルから繰り返す

    if i ~= 1 %源ノードでないなら
        tmp_i = connect_data(i-1,1);
        tmp_j = connect_data(i-1,2);
        tmp_P2 = P(tmp_i,tmp_j) - P1(tmp_i,tmp_j) - P(tmp_i,tmp_j+1) - dP(tmp_i,
tmp_j+1);
        tmp_Q2 = Q(tmp_i,tmp_j) - Q1(tmp_i,tmp_j) - Q(tmp_i,tmp_j+1) - dQ(tmp_i,
tmp_j+1);

        tmp_V(i,1) = V(tmp_i,tmp_j) * sqrt((1-((tmp_P2)*r(i,1)+(tmp_Q2)*x(i,1))/(V
(tmp_i,tmp_j).^2) + (((tmp_Q2)*r(i,1)-(tmp_P2)*x(i,1))/(V(tmp_i,tmp_j)).^2).^2);

        error(i,1) = abs(V(i,1)-tmp_V(i,1));
        V(i,1)=tmp_V(i,1);
    end

    for j=1:lateral_length(i)-1 %頭のノードから繰り返す
        tmp_P2 = P(i,j) - P1(i,j);
        tmp_Q2 = Q(i,j) - Q1(i,j);
        for k=1:lateral_num-1
            if (connect_data(k,1) == i) && (connect_data(k,2) == j)
                tmp_P2 = tmp_P2 - P(k+1,1) - dP(k+1,1);
                tmp_Q2 = tmp_Q2 - Q(k+1,1) - dQ(k+1,1);
            end
        end
        tmp_V(i,j+1) = V(i,j) * sqrt((1-((tmp_P2)*r(i,j)+(tmp_Q2)*x(i,j))/(V(i,j).
^2) + (((tmp_Q2)*r(i,j)-(tmp_P2)*x(i,j))/(V(i,j).^2).^2);
        error(i,j+1) = abs(V(i,j+1)-tmp_V(i,j+1));
        V(i,j+1)=tmp_V(i,j+1);
    end
end

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 10 / 22

```

end

count_BFS = count_BFS + 1;
end

if count_BFS >= 100
    V = zeros(lateral_num, max(lateral_length));
end

V_PEM(:, :, count_PEM) = V;
P1_pro(count_PEM) = P(1, 1);

end

mu_output = zeros(4, node_num-1);
mu_P1 = zeros(1, 4);
mu_P1M = zeros(1, 4);
mu_P = zeros(node_num-1, 4);
mu_Q = zeros(node_num-1, 4);

P1M_out = zeros(1, N);
P1_out = zeros(1, N);

for i=1:4
    l_count = -1;

    for ii=1:lateral_num
        for jj=1:lateral_length(ii)
            l_count = l_count+1;

            if l_count > 1
                for j=1:N
                    mu_output(i, l_count-1) = mu_output(i, l_count-1) + weight_PEM(j, \
count_time)*((V_PEM(ii, jj, j))^i);
                    mu_P(l_count-1, i) = mu_P(l_count-1, i) + weight_PEM(j, count_time)*\
((P_pro(l_count-1, j))^i);
                    mu_Q(l_count-1, i) = mu_Q(l_count-1, i) + weight_PEM(j, count_time)*\
((Q_pro(l_count-1, j))^i);
                end
            end
        end
    end

    for i=1:2
        for j=1:N
            mu_P1(i) = mu_P1(i) + weight_PEM(j, count_time)*P1_pro(j)^i;
        end
    end

    for i=1:N
        P1M_out(i) = (P1_pro(i) - mu_P1(1)) * ...
-1:%Par_Pos(count_pop, node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 2*Tim_Wid * (node_num - 1)\
+ count_time);
        P1_out(i) = P1_pro(i) + P1M_out(i);
    end
end

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_Batp6.m 11 / 22

```

end

mu_P1 = zeros(1,4);

for i=1:4
    for j=1:N
        mu_P1(i) = mu_P1(i) + weight_PEM(j, count_time)*(P1_out(j)^i);
        mu_P1M(i) = mu_P1M(i) + weight_PEM(j, count_time)*(P1M_out(j)^i);
    end
end

Par_mu(:, :, count_time) = mu_output;

%スラック逸脱の評価
for i=1:1
    P1M_sig = sqrt(abs(mu_P1M(2) - mu_P1M(1)^2));
    emp_inv_tmp = Inb_limit(1)^2 - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num)) + ✓
Tim_Wid*node_num)^2;
    emp_Pp_tmp = sqrt(abs(emp_inv_tmp)) + Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * ✓
node_num)));
    emp_Pm_tmp = sqrt(abs(emp_inv_tmp)) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * ✓
node_num)));
    if emp_Pp_tmp > 0 %右側
        tmp_S_pro = 1-normcdf(emp_Pp_tmp, mu_P1M(1), P1M_sig);
    else
        tmp_S_pro = normcdf(emp_Pp_tmp, mu_P1M(1), P1M_sig);
    end

    if emp_Pm_tmp > 0 %右側
        tmp_S_pro = tmp_S_pro + 1-normcdf(emp_Pm_tmp, mu_P1M(1), P1M_sig);
    else
        tmp_S_pro = tmp_S_pro + normcdf(emp_Pm_tmp, mu_P1M(1), P1M_sig);
    end
    Slack_pro(1) = tmp_S_pro;
end
Slack_pro_Tim(1, count_time) = Slack_pro(1);

%電圧逸脱の評価
for i=1:node_num-1
    if (mu_output(1, i) ~= 0) && (mu_output(2, i) ~= 0)
        output_sig = sqrt(abs(mu_output(2, i) - mu_output(1, i)^2));
        tmp_V_pro = (normcdf(v_upper, mu_output(1, i), output_sig, 'upper')) + normcdf ✓
(v_lower, mu_output(1, i), output_sig));
        V_pro(i) = tmp_V_pro;
    end
end

V_pro_Tim(:, count_time) = V_pro(:);

sum_proV = C_vol * sum(V_pro) + C_sla * Slack_pro(1);

%制約違反の確認

%各ノードの出力上下限

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 12 / 22

```

%各蓄電池の充放電上下限

for i=1:node_num
    if abs(Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) * node_num)))) > Bout_limit(i)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * (abs(Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) * node_num)))) - Bout_limit(i));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(1) = vio_flag(1) + 1;
    end
end

%需要家側蓄電池の確率的上下限

for i=1:node_num-1
    P_sig = sqrt(abs(mu_P(i,2) - mu_P(i,1)^2));
    P_min(i,count_time) = mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig;
    P_ave(i,count_time) = mu_P(i,1);

    if abs((mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)))) > Bout_limit(i+1)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(abs((mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)))) - Bout_limit(i+1));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(1) = vio_flag(1) + 1;
    end
    if abs((mu_P(i,1) + Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)))) > Bout_limit(i+1)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(abs((mu_P(i,1) + Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)))) - Bout_limit(i+1));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(1) = vio_flag(1) + 1;
    end
end

%インバータ容量の上限

for i=1:node_num
    Inb_Cap = Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) * node_num)))^2 + ...
        Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) * node_num)) + Tim_Wid*node_num)^2;
    if Inb_Cap > Inb_limit(i)^2
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(Inb_Cap - Inb_limit(i));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(2) = vio_flag(2) + 1;
    end
end

%需要家側蓄電池の確率的インバータ上限

for i=1:node_num-1
    P_sig = sqrt(abs(mu_P(i,2) - mu_P(i,1)^2));
    P_min(i,count_time) = mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig;
    P_ave(i,count_time) = mu_P(i,1);

    Q_sig = sqrt(abs(mu_Q(i,2) - mu_Q(i,1)^2));
    Q_min(i,count_time) = mu_Q(i,1) - Pro_Q*Q_sig;

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 13 / 22

```

Q_ave(i,count_time) = mu_Q(i,1);

if ((mu_Q(i,1) - Pro_Q*Q_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)) *
+ Tim_Wid*node_num))^2 ...
    +((mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) *
node_num))))^2 ...
    > Inb_limit(i+1)^2
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(-(mu_Q(i) - Pro_Q*Q_sig) - (mu_P(i) - Pro_P*P_sig));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(7) = vio_flag(7) + 1;
end
if ((mu_Q(i,1) + Pro_Q*Q_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) * node_num)) *
+ Tim_Wid*node_num))^2 ...
    +((mu_P(i,1) + Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) *
node_num))))^2 ...
    > Inb_limit(i+1)^2
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs((mu_Q(i) + Pro_Q*Q_sig) + (mu_P(i) + Pro_P*P_sig));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(7) = vio_flag(7) + 1;
end

tmp_inv_res_max(i,count_time) = max(((mu_Q(i,1) + Pro_Q*Q_sig) - Par_Pos(count_pop, (i +
1 + ((count_time-1) * node_num)) + Tim_Wid*node_num))^2 ...
    +((mu_P(i,1) + Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) *
node_num))))^2 ,...
    ((mu_Q(i,1) - Pro_Q*Q_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) *
node_num)) + Tim_Wid*node_num))^2 ...
    +((mu_P(i,1) - Pro_P*P_sig) - Par_Pos(count_pop, (i + 1 + ((count_time-1) *
node_num))))^2);

end

if Par_Pos(count_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 2*Tim_Wid * (node_num - 1) +
count_time)>0
    %sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(Par_Pos(count_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid +
2*Tim_Wid * (node_num - 1) + (count_time-1)));
    %vio_count = vio_count+1;
end

%母ノード蓄電池の確率的出力上下限
P1M_sig = sqrt(abs(mu_P1M(2) - mu_P1M(1)^2));
P1M_sig_tim(count_time) = P1M_sig;
P1M_min(count_time) = mu_P1M(1) - Pro_P1M*P1M_sig;
P1M_ave(count_time) = mu_P1M(1);

if abs((mu_P1M(1) - Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) *
node_num)))) > Bout_limit(1)
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(abs((mu_P1M(1) - Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1
+ ((count_time-1) * node_num)))) - Bout_limit(1));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(1) = vio_flag(1) + 1;
end

if abs((mu_P1M(1) + Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) *
node_num)))) > Bout_limit(1)

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2.Conttime.BatpG.m 14 / 22

```

        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(abs((mu_P1M(1) + Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num)))) - Bout_limit(1));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(1) = vio_flag(1) + 1;
    end

    if ((mu_P1M(1) + Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))))^2 <
> ...
        Inb_limit(1)^2 - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))) +
Tim_Wid*node_num)^2

        sum_dV = sum_dV + 100.0 * Inb_limit(1);
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(7) = vio_flag(7) + 1;
    end

    if ((mu_P1M(1) - Pro_P1M*P1M_sig) - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))))^2 <
> ...
        Inb_limit(1)^2 - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))) +
Tim_Wid*node_num)^2

        sum_dV = sum_dV + 100.0 * Inb_limit(1);
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(7) = vio_flag(7) + 1;
    end

%継続時間に着目した制約

    Inb_cap = sqrt(Inb_limit(1)^2 - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))) +
Tim_Wid*node_num)^2);
    Inb_cap_p = (+Inb_cap + Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))))/10;
    Inb_cap_m = (-Inb_cap + Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))))/10;

    Inb_cap_p_t(count_time) = Inb_cap_p;
    Inb_cap_m_t(count_time) = Inb_cap_m;

    %[
    Inb_cap = sqrt(Inb_limit(1)^2 - Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num))) +
Tim_Wid*node_num)^2);
    Inb_cap_p = (+Inb_cap + Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num)))) * 300;
    Inb_cap_m = (-Inb_cap + Par_Pos(count_pop, (1 + ((count_time-1) * node_num)))) * 300;

    Inb_cap_p = round(Inb_cap_p * 100);
    Inb_cap_m = round(Inb_cap_m * 100);

    Inb_cap_p = round(Inb_cap_p / (300));
    Inb_cap_m = round(Inb_cap_m / (300));

    tmp_inb(1,count_time) = Inb_cap_p;
    tmp_inb(2,count_time) = Inb_cap_m;
    %]
    %
    %[
    P1_margin_up = (P1_max_Val - mu_P1(1))/10;
    P1_margin_up_t(count_time) = P1_margin_up;

```

24/08/24 18:09 C:\Users\yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 15 / 22

```

P1_margin_lo = (mu_P1(1) - P1_min_Val)/10;
P1_margin_lo_t(count_time) = P1_margin_lo;
%toc;
dpf_u = 1;
ldp_u_f = inf;

dpf_l = 1;
ldp_l_f = inf;

if Inb_cap_p <= 0 || (~isreal(Inb_cap_p))
    Inb_cap_p = 0;
end

if Inb_cap_m >= 0 || (~isreal(Inb_cap_m))
    Inb_cap_m = 0;
end

tcont_sum = sum(sum(tcont_f_t(:, :, count_time)));

for i=1:1000
    if dpf_u == 1
        %dp_u_f = get_dp_from_tau2(i, P1_margin_up, Inb_cap_p, 1000, tmp_tt, timestep, M, ✓
freq_val_cal, gov_p_cal, bat_p_cal, freq_val_cal_bat, ...
        %
        freq_val_cal_batf, govb_p_cal, govb_p_cal_f, freq_val_cal_gov, ✓
freq_val_cal_govf, batg_p_cal, batg_p_cal_f);
        dp_u_f=2;
    end

    if dpf_l == 1
        %dp_l_f = get_dp_from_tau2(i, P1_margin_lo, -Inb_cap_m, 1000, tmp_tt, timestep, M, ✓
freq_val_cal, gov_p_cal, bat_p_cal, freq_val_cal_bat, ...
        %
        freq_val_cal_batf, govb_p_cal, govb_p_cal_f, freq_val_cal_gov, ✓
freq_val_cal_govf, batg_p_cal, batg_p_cal_f);
        dp_l_f=2;
    end

    dp_u = round((dp_l_f)*(3000)*(1/3));

    dp_u_t(count_time, i) = dp_u_f;

    if dp_u > 2000
        dp_u = 2000;
    end

    up_cont(1, count_time) = up_cont(1, count_time) + (tcont_f_t(dp_u, i, count_time)) ✓
/tcont_sum;

%[
if Inb_cap_p <= 0 || (~isreal(Inb_cap_p))
    Inb_cap_p = 0;
end
if (round(dp_u*10/30000) + Inb_cap_p) > 2000
    up_cont(1, count_time) = up_cont(1, count_time) + tcont_f_t(2000, i, count_time);
elseif (round(dp_u*(10/30000)) + Inb_cap_p) <= 0
    up_cont(1, count_time) = up_cont(1, count_time) + tcont_f_t(1, i, count_time);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 16 / 22

```

        else
            up_cont(1, count_time) = up_cont(1, count_time) + tcont_f_t(round((dp_u)*(10/30000))) ✓
+ Inb_cap_p, i, count_time);
        end
    %}
    tmp_up(count_time, i) = up_cont(1, count_time);

    % 3[kW]が1となるよう調整 (2000*3=6000[kW])
    dp_l = round((dp_u_f)*(3000)*(1/3));

    if dp_l > 2000
        dp_l = 2000;
    end
    lo_cont(1, count_time) = lo_cont(1, count_time) + tcont_f_t(dp_l+2000, i, count_time) ✓
/tcont_sum;

    %[
    if round(dp_l)*(10/30000) - Inb_cap_m > 2000
        lo_cont(1, count_time) = lo_cont(1, count_time) + tcont_f_t(2000+2000, i, count_time);
    elseif round((dp_l)*(10/30000)) - Inb_cap_m <= 0
        lo_cont(1, count_time) = lo_cont(1, count_time) + tcont_f_t(2001, i, count_time);
    else
        lo_cont(1, count_time) = lo_cont(1, count_time) + tcont_f_t(round((dp_l)*(10/30000))) ✓
- Inb_cap_m+2000, i, count_time);
    end
    %}
    tmp_lo(count_time, i) = lo_cont(1, count_time);

    if abs(ldp_u_f - dp_u_f) < 1*10^-5
        dpf_u=0;
    end

    if abs(ldp_l_f - dp_l_f) < 1*10^-5
        dpf_l=0;
    end

    ldp_u_f = dp_u_f;
    ldp_l_f = dp_l_f;
end
%
%ここまで取得処理
%ここから制約条件

if up_cont(1, count_time) > e_vio
    sum_dV = sum_dV + 1000.0 * abs(up_cont(1, count_time));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(9) = vio_flag(9) + 1;
end

if lo_cont(1, count_time) > e_vio
    sum_dV = sum_dV + 1000.0 * abs(lo_cont(1, count_time));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(9) = vio_flag(9) + 1;
end
end
%]

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_Batp6.m 17 / 22

```

%toc:
%母ノードの出力上下限

P1_sig = sqrt(abs(mu_P1(2) - mu_P1(1)^2));
P1_min(count_time) = mu_P1(1) - Pro_P1*P1_sig;
P1_ave(count_time) = mu_P1(1);
P1_Tim(1,count_time) = mu_P1(1);
P1_Tim(2,count_time) = P1_sig;

if (mu_P1(1) - Pro_P1*P1_sig) < P1_min_Val
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(P1_min_Val - (mu_P1(1) - Pro_P1*P1_sig));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(3) = vio_flag(3) + 1;
end
if (mu_P1(1) + Pro_P1*P1_sig) > P1_max_Val
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(P1_max_Val - (mu_P1(1) + Pro_P1*P1_sig));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(3) = vio_flag(3) + 1;
end

if (count_time ~= 1)
    P1_del_mu = P1_Tim(1,count_time) - P1_Tim(1,count_time-1);
    P1_del_sig = P1_Tim(2,count_time) + P1_Tim(2,count_time-1);
    if ((P1_del_mu - Pro_P1*P1_del_sig) <= -P1_del_Val)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(P1_del - abs(-P1_del_Val - (P1_del_mu -
Pro_P1*P1_del_sig)));
        vio_count = vio_count+1;
    end
    if ((P1_del_mu + Pro_P1*P1_del_sig) >= P1_del_Val)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(P1_del - abs(P1_del_Val - (P1_del_mu +
Pro_P1*P1_del_sig)));
        vio_count = vio_count+1;
    end
end

%各蓄電池のSOCに関する制約

%Bat_SOC(1) = Bat_SOC(1) + 0.8 * 1;

for i=1:node_num
    if Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) * node_num))) > 0
        Bat_SOC(i) = Bat_SOC(i) - (1/0.8) * Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) *
node_num)));
    else
        Bat_SOC(i) = Bat_SOC(i) - 0.8 * Par_Pos(count_pop, (i + ((count_time-1) *
node_num)));
    end

    if Bat_SOC(i) > Bat_upper(i)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(Bat_SOC(i) - Bat_upper(i));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(4) = vio_flag(4) + 1;
    elseif Bat_SOC(i) < Bat_lower(i)
        sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(Bat_SOC(i) - Bat_lower(i));
        vio_count = vio_count+1;
    end
end

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 18 / 22

```

        vio_flag(5) = vio_flag(5) + 1;
    end
end

%母ノード蓄電池の確率的SOC制約
P1_SOC_Uworth(count_time) = P1M_sig*0.5*SOC_fluc_rate + mu_P1M(1);
P1_SOC_Lworth(count_time) = -P1M_sig*0.5*SOC_fluc_rate + mu_P1M(1);

P1_SOC_Uworth_val = Bat_SOC(1);
P1_SOC_Lworth_val = Bat_SOC(1);

for i=1:count_time
    P1_SOC_Uworth_val = P1_SOC_Uworth_val + P1_SOC_Uworth(i);
    P1_SOC_Lworth_val = P1_SOC_Lworth_val + P1_SOC_Lworth(i);
end

if P1_SOC_Uworth_val > Bat_upper(1)
    sum_dV = sum_dV + abs(P1_SOC_Uworth_val - Bat_upper(1));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(7+count_time) = vio_flag(7+count_time) + 1;
end

if P1_SOC_Lworth_val < Bat_lower(1)
    sum_dV = sum_dV + abs(P1_SOC_Lworth_val - Bat_lower(1));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(7+count_time) = vio_flag(7+count_time) + 1;
end

%送り出し電圧の上下限に関する制約
%{
if abs(Par_Pos(count_pop,Tim_Wid*node_num*2 + count_time)-V_target)>0.1
    sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(Par_Pos(count_pop,Tim_Wid*node_num*2 + count_time)-
V_target);
    vio_count = vio_count+1;
end
%}
%電圧の上下限制約
%{
for i=1:node_num-1
    V_ave(count_time) = mu_output(1,i);
    V_min(count_time) = mu_output(1,i) - Pro_V * sqrt(abs(mu_output(2,i) - mu_output(1,i)
^2));

    if (mu_output(1,i) ~= 0) && (mu_output(2,i) ~= 0)
        output_sig = sqrt(abs(mu_output(2,i) - mu_output(1,i)^2));
        if (mu_output(1,i) + Pro_V * output_sig) > v_upper
            sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(mu_output(1,i) + Pro_V * output_sig - v_upper);
            vio_count = vio_count+1;
        end
        if (mu_output(1,i) - Pro_V * output_sig) < v_lower
            sum_dV = sum_dV + 100.0 * abs(mu_output(1,i) - Pro_V * output_sig - v_lower);
            vio_count = vio_count+1;
        end
    end
end
end
end

```

24/08/24 18:09 C:\Users\yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_Batp6.m 19 / 22

```

%}

%目的関数別の評価

if obj_func_flag == 0
    PSO_fit = PSO_fit + sum_dV + sum_proV;

elseif obj_func_flag == 1
    PSO_fit = PSO_fit + sum_dV;
end

V_pro = zeros(1,node_num-1);
sum_dV = 0;
end

%各蓄電池の最終SOC制約

for i=1:node_num
    if Bat_SOC(i) < Bat_Ini(i)
        PSO_fit = PSO_fit + 100.0 * abs(Bat_SOC(i) - Bat_Ini(i));
        vio_count = vio_count+1;
        vio_flag(6) = vio_flag(6) + 1;
    end
end

if sum(up_cont(1,:)) + sum(lo_cont(1,:)) > e_vio
    PSO_fit = PSO_fit + 1000.0 * abs(sum(up_cont(1,:)) + sum(lo_cont(1,:)));
    vio_count = vio_count+1;
    vio_flag(9) = vio_flag(9) + 1;
end

%目的関数別の評価

if obj_func_flag == 0
    PSO_fit = PSO_fit + 10 * vio_count;

elseif obj_func_flag == 1
    PSO_fit = PSO_fit + 10 * vio_count + max(max(V_pro_Tim));
end

%personal best の更新

if Par_Pb(count_pop) >= PSO_fit
    Par_Pb(count_pop) = PSO_fit;
    Par_Pb_Pos(count_pop,:) = Par_Pos(count_pop,:);

    pb_vio(count_pop) = vio_count;
    pb_vio_flag(count_pop,:) = vio_flag(:);

    pb_mu(:, :, count_pop) = Par_mu;

    pb_P1_min(count_pop,:) = P1_min(:);
    pb_P1_ave(count_pop,:) = P1_ave(:);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 20 / 22

```

        pb_Q_min(count_pop, :, :) = Q_min(:, :);
        pb_Q_ave(count_pop, :, :) = Q_ave(:, :);

        pb_P_min(count_pop, :, :) = P_min(:, :);
        pb_P_ave(count_pop, :, :) = P_ave(:, :);

        pb_P1M_min(count_pop, :) = P1M_min(:);
        pb_P1M_ave(count_pop, :) = P1M_ave(:);

        pb_P1_SOC_Uworth(count_pop, :) = P1_SOC_Uworth(:);
        pb_P1_SOC_Lworth(count_pop, :) = P1_SOC_Lworth(:);

        pb_up_cont(count_pop, :, :) = up_cont(:, :);
        pb_lo_cont(count_pop, :, :) = lo_cont(:, :);

        pb_V_min(count_pop, :, :) = V_min(:, :);
        pb_V_ave(count_pop, :, :) = V_ave(:, :);

        pb_Vpro(count_pop, :, :) = V_pro_Tim(:, :);
        pb_Slack_pro(count_pop, :, :) = Slack_pro_Tim(:, :);
    end

    Bat_SOC = zeros(node_num, 1) + Bat_Ini;

    sum_proV = 0;
    sum_dV = 0;
    PSO_fit = 0;

    up_cont = zeros(2, Tim_Wid);
    lo_cont = zeros(2, Tim_Wid);
end
%global best の更新

if Par_Gb >= min(Par_Pb)
    [C, I] = min(Par_Pb);
    % disp(C);
    Par_Gb = C;
    Par_Gb_Pos(:) = Par_Pb_Pos(I, :);

    gb_vio = pb_vio(I);
    gb_vio_flag(:) = pb_vio_flag(I, :);

    gb_P1_min(:) = pb_P1_min(I, :);
    gb_P1_ave(:) = pb_P1_ave(I, :);

    gb_Q_min(:, :) = pb_Q_min(I, :, :);
    gb_Q_ave(:, :) = pb_Q_ave(I, :, :);

    gb_P_min(:, :) = pb_P_min(I, :, :);
    gb_P_ave(:, :) = pb_P_ave(I, :, :);

    gb_P1M_min(:) = pb_P1M_min(I, :);
    gb_P1M_ave(:) = pb_P1M_ave(I, :);

    gb_P1_SOC_Uworth(:) = pb_P1_SOC_Uworth(I, :);

```

24/08/24 18:09 C:\Users\yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 21 / 22

```

gb_P1_SOC_Lworth(:) = pb_P1_SOC_Lworth(I,:);

gb_up_cont(:,:) = pb_up_cont(I,:,:);
gb_lo_cont(:,:) = pb_lo_cont(I,:,:);

gb_V_min(:,:) = pb_V_min(I,:,:);
gb_V_ave(:,:) = pb_V_ave(I,:,:);

gb_mu = pb_mu(:,:,:,I);

gb_Vpro(:,:) = pb_Vpro(I,:,:);
gb_Slack_pro(:,:) = pb_Slack_pro(I,:,:);

P1_Wid_Max = -inf;
if P1_Wid_Max < max((gb_P1_ave - gb_P1_min)*2)
    P1_Wid_Max = max((gb_P1_ave - gb_P1_min)*2);
end
end

%速度及び位置の更新
for i=1:Par_Pop
    for j=1:Par_Dim
        Par_Vel(i,j) = Par_Vel(i,j)*PSO_w + PSO_c1*rand*(Par_Pb_Pos(i,j) - Par_Pos(i,j)) + ✓
        PSO_c2*rand*(Par_Gb_Pos(j) - Par_Pos(i,j));
        Par_Pos(i,j) = Par_Pos(i,j) + Par_Vel(i,j);
    end
end

%ランダムに、nつの粒子をランダムに配置
for i=1:ran_N
    rand_pop = randi(Par_Pop);
    Par_Pos(rand_pop,:) = (ini_up-ini_lo)*rand(1,Par_Dim)+ ini_lo;
    Par_Pos(rand_pop,1:node_num:Tim_Wid*node_num*2) = (ini_Mup-ini_Mlo)*rand(1,Tim_Wid*2) + ✓
    ini_Mlo;
    Par_Pos(rand_pop,Tim_Wid*node_num*2+1:node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid) = (ini_Vup-ini_Vlo) ✓
    *rand(1,Tim_Wid) + ini_Vlo;
    Par_Pos(rand_pop,node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + 1 : node_num * Tim_Wid * 2 + Tim_Wid + ✓
    2*Tim_Wid * (node_num - 1)+Tim_Wid) = ...
    (ini_aup-ini_alo)*rand(1,2*Tim_Wid * (node_num - 1)+Tim_Wid) + ini_alo;
end

PSO_w = PSO_w - PSO_w_step;

if rem(count,10) == 0
    disp(Par_Gb);
end

toc;
if P1_Wid_Max > (P1_max_Val - P1_min_Val)
    disp('Warning');
    disp(P1_Wid_Max);
end

%file_data = [count:Par_Gb];

```

24/08/24 18:09 C:\Users\Yohsawa\Doc...\PSO_BFS_ver8_2_Conttime_BatpG.m 22 / 22

```
file_data = [count:sum(sum(gb_Vpro)):max(max(gb_Vpro))];

fprintf(fileID, '%d\t%e\t%e\t%r\n', file_data);
end

for i=1:Tim_Wid
    for j=1:node_num-1
        for ii = 1:4
            fprintf(fileout, '%f\t', gb_mu(ii, j, i));
        end
        fprintf(fileout, '\n');
    end
    fprintf(fileout, '\n');
end

fclose(fileID);
fclose(fileout);

%disp(Par_Gb_Pos);

disp(Par_Gb);

p=mfilename('fullpath');

[filepath, name, ext] = fileparts(p);

if PSO_Itc ~= 1
    filename = strcat(datestr(datetime, 'yyyymmdd_HHMMSS_'), name, '_data.mat');
    save(filename);
end

toc;
```