



Title	不確実条件下での複数価値取引と電力需給計画の最適化に関する研究
Author(s)	内藤, 健人
Citation	大阪大学, 2025, 博士論文
Version Type	VoR
URL	https://doi.org/10.18910/103220
rights	
Note	

The University of Osaka Institutional Knowledge Archive : OUKA

<https://ir.library.osaka-u.ac.jp/>

The University of Osaka

博士学位論文

不確実条件下での複数価値取引と
電力需給計画の最適化に関する研究

内 藤 健 人

2025年7月

大阪大学大学院工学研究科

論文概要

本論文は、筆者が三菱電機株式会社 先端技術総合研究所および大阪大学大学院 工学研究科 博士後期課程の在籍中に行った、不確実条件下での複数価値取引と電力需給計画の最適化に関する研究から得られた成果を総括したものである。

日本では長らく 10 社の電力会社が、管轄するエリア内の発電・送配電および電力の販売を一貫して行い、安定的な電力供給を実現してきた。近年、電力の低廉化を目指して電力システム改革が進められ、電気事業に自由競争が導入されたことに伴い、電気事業者の収益確保が課題となっている。本研究では、発電事業者の意思決定における課題に対して、最適化技術を用いた解決策を提案するとともに、シミュレーションによりその有用性を示す。

第 1 章では、発電事業者を取り巻く近年の状況を踏まえて、意思決定における課題を抽出するとともに、本論文では「不確実条件下での取引に関する意思決定」と「複数価値の取引に関する意思決定」に関する解決策を提案することを述べる。

第 2 章では、不確実条件下での取引に関する意思決定手法を提案する。具体的には、週間での発電機の運転計画とスポット市場での取引計画を統合して作成する際に、発電事業者のリスク選好に応じた収益を得られるように、スポット市場の価格の不確実性を考慮して最適化する手法を提案する。発電事業者が明示的にリスク選好を反映できるように、収益の VaR を最大化することを目的として、確率計画法を用いた計画作成手法を提案する。

第 3 章では、複数価値の取引に関する意思決定手法を提案する。具体的には、スポット市場での電力量の取引計画と、需給調整市場での調整力の取引計画と、発電機の運転計画を統合して収益を最適化する手法を提案する。調整力を発動できることを担保するためには、出力帯の計画が必要となる。そこで、重み付き有向グラフの一種であるフローネットワークを活用して出力帯と起動停止をモデル化する手法を提案する。

第 4 章では、不確実条件下での複数価値の取引に関する意思決定手法を提案する。具体的には、スポット市場と需給調整市場の価格の不確実性を考慮した上で、電力量・調整力

の取引計画と発電機の運転計画を統合して収益を最適化する手法を提案する。不確実性と複数価値取引を同時に考慮するこの問題を、混合整数計画問題として定式化して直接的に解くことは、実用的な時間では困難である。そこで、決定変数を段階的に決定するヒューリスティックな最適化手法を提案するとともに、段階的な処理の過程において、離散変数の決定問題を求解が容易な最短路問題に帰着させる方法を提案する。

第5章では、本研究から得られた成果を総括するとともに、電力需給計画の今後の課題を述べる。

目次

第 1 章	序論	1
1.1	研究の背景	1
1.2	本研究の目的	3
1.3	リスク指標	5
1.4	本論文の構成	6
第 2 章	収益変動リスクを考慮した週間需給計画	10
2.1	諸言	10
2.2	週間需給計画と不確実要因の概要	12
2.3	収益の VaR を最大化する週間需給計画問題の定式化	14
2.4	数値シミュレーション	17
2.5	結言	25
第 3 章	フローネットワークによる出力帯のモデル化と 需給調整市場を考慮した週間需給計画	30
3.1	諸言	30
3.2	週間需給計画と複数価値取引の概要	32
3.3	フローネットワークを活用した出力帯と起動停止状態のモデル化	33
3.4	需給調整市場を考慮した週間需給計画問題の定式化	35
3.5	数値シミュレーション	41
3.6	結言	50
第 4 章	電力量と調整力の市場価格の不確実性を考慮した翌日需給計画	55
4.1	諸言	55
4.2	翌日需給計画の概要	56
4.3	確定的な翌日需給計画モデル	57

4.4	収益の CVaR を最大化する翌日需給計画問題の実用的解法	62
4.5	数値シミュレーション	68
4.6	結言	75
第 5 章	結論	81
5.1	研究の成果	81
5.2	今後の課題	82
謝辞		84
研究業績目録		86

第 1 章

序論

1.1 研究の背景

電力システムは、発電設備、需要家設備、電力流通設備が電氣的に連結した、大規模なネットワークであり、電気エネルギーの発生から消費までの一連のプロセスを司る [1][2]。発電設備とは、電気エネルギーを発生する設備であり、化石燃料を用いて発電する火力発電機、核燃料を用いて発電する原子力発電機、ダムに貯めた水を用いて発電する水力発電機が代表的である。近年は、太陽光を用いて発電する太陽光発電や、風を用いて発電する風力発電などの導入も進んでいる。需要家設備は電気エネルギーを消費する設備であり、例えば電灯・空調・電動機等が挙げられる。これらの設備を保有し、電気エネルギーの供給を受ける者を需要家という。受電する電圧によって需要家は細分化され、一般に 22kV 超で受電する者を特高需要家、6.6kV で受電する者を高圧需要家、200V/100V で受電する者を低圧需要家と呼ぶ。電力流通設備は、発電設備で作られた電気エネルギーを需要家に供給するための設備である。発電設備で作られた電力は、変圧器によって電圧を下げられながら、送電線・配電線の流れ、需要家に供給される。落雷や台風による事故等の際に、送電線や配電線の接続を変えて、電力潮流を変える遮断機・断路器なども、電力流通設備に含まれる。電力システムは、このように各種の設備がひと繋ぎとなった大規模なネットワークであり、東日本では 50Hz、西日本では 60Hz の周波数を基準に交流の系統として機能する。電力システムでは、需要家に電力を安定して供給するために、周波数や電力潮流を制御する有効電力制御、無効電力を合理的に配分して電圧を維持する無効電力制御、系統の事故などの異常事態の際に停電を少なくする信頼度制御が行われる [3]。例えば周波数の制御においては、消費量（需要）と発電量（供給）を時々刻々バランスさせることが重要となる。仮にこの需給バランスが崩れて周波数の低下が一定時間続くと、一定の需

要家をネットワークから切離すこととなり、停電が生じる。

日本では長らく 10 社の電力会社が、管轄するエリア内の発電・送配電および電力の販売を一貫して行い、安定的な電力供給を実現してきた。具体的には、1951 年に設立された 9 社がそれぞれ北海道・東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアを管轄し、1972 年に設立された 1 社が沖縄エリアを管轄してきた [4][5]。この発送電一貫の地域独占的体制は、生産規模が大きくなるほど生産費用の平均が低下するという規模の経済性を根拠として、国内に安価な電力を安定的に供給する最適な体制であると考えられてきた。また、独占により懸念される電力価格の上昇に対しては、料金規制を実施して対策をしてきた。しかしながら、それでも海外と比べて電気料金が低いという課題があり、電気事業に自由競争を採り入れる方向で、1995 年以降電気事業法が改正された。電気事業は、電力を作る発電事業と、電力を送る送配電事業と、電力を売る小売電気事業に大別できる。この内、発電事業は 1995 年の電気事業法の改正により、原則として参入が自由になった。また、小売電気事業は 2000 年の特高需要家、2004 年・2005 年の高圧需要家を対象とする自由化を経て、2016 年の低圧需要家の自由化により、需要家の受電電圧に関係なく全面的に参入が自由になった。一方で送配電事業は、発電事業・小売電気事業に新規参入した事業者が送配電ネットワークを公平に利用できるよう、中立性を確保することが重要となる。そこで、2003 年に会計分離が義務付けられた後、2020 年には法的分離の義務付けへと規制を強め、発電事業・小売電気事業との兼業が規制された。

電力システム改革と呼ばれる、この一連の電気事業法の改正により、発電・送配電および電力の販売の一貫による安定的な電力供給の仕組みは、市場を導入した仕組みに変化した。現在は、電源等の「価値」が 4 種類に分けられ、それぞれの「価値」を取引する市場が整備されている [6]。ここで電源等とは、発電設備と、需要抑制を行う設備のことを指す。2005 年に「実際に発電された電気である電力量」の取引が卸電力市場で開始され、2018 年に「非化石電源で発電された電気に付随する環境価値」の取引が再エネ価値取引市場・高度化法義務達成市場で開始され、2020 年に「発電することができる能力である容量」の取引が容量市場で開始され、2021 年に「短時間で需給調整できる能力である調整力」の取引が需給調整市場で開始された [7][8][9]。発電事業を営む発電事業者と小売電気事業を営む小売電気事業者は、卸電力市場または相対契約で電力量を取引する。発電事業者は、実際の電力需要の 1 時間前までに発電量と販売量の計画値を提出し、30 分単位で実績値と一致させる義務を負う。また、同様に小売電気事業者は、調達量と需要量の計画値を、実績値と一致させる義務を負う。この計画値同時同量という制度により 30 分単位での需給の一致が図られる。他方で送配電事業を営む一般送配電事業者は、容量市場と需給調整市場での取引により、安定的な電力供給に必要な電源等の価値を確保する。

需給調整市場で調達する調整力は、発電事業者と小売電気事業者が責務を負わない 30 分より短い時間での需給の一致に用いられ、周波数の維持に重要な役割を果たしている。

このような市場によって、電気事業に自由競争が導入されるとともに、電気事業の収益構造も大きく変化した。電力会社が発送電を一貫していた時代は、電力の安定供給に必要な費用に一定の利益を加算するという、総括原価方式により電力の販売価格を定めていたため、安定的に収益を確保できていた。一方で現在は、発電事業者と小売電気事業者は適切な売価を設定しながら、自由競争の下で電力を売買して収益を得る必要がある。また、一般送配電事業者は送配電システムの投資・維持に必要となるコストを、託送料金として小売電気事業者を介して需要家から調達するが、その託送料金はレベニューキャップ制度のもと国に評価・審査され、適正化される仕組みとなっている [10]。

市場の導入により、発電事業者と小売電気事業者においては、安定的に収益を確保することが課題となっており、2021 年に経済産業省が公表した「市場リスクマネジメントに関する指針」において、両事業者はスポット市場での取引において価格変動のリスクを抱えていることが述べられている [11]。厳気象による需要増加や、地政学的な要因などによる石油燃料の価格高騰・在庫不足は、スポット市場の価格の高騰を招く。反対に、太陽光発電などの再生可能エネルギーの大量発電は、供給過剰の状態を生み、スポット市場の価格の下落を招く。両事業者とも、スポット市場の価格の動向などを見据えてリスク評価・管理をした上で、事業における意思決定をすることが重要となっている。他方、一般送配電事業者においては、需給調整市場において必要な調整力を十分に調達できない課題や、市場価格の上昇により調達費用が増大する課題を抱えており、電源の余力を活用する仕組みを設ける他、市場の制度変更による応札量の増加を試みている。さらに、電力量と調整力を同時に確保する同時市場を創設する検討が 2023 年から始まっている [12]。

1.2 本研究の目的

前節で述べたように、長らく日本の電気事業は地域独占的体制であったが、発電事業・小売電力事業が自由化された。自由競争による電力価格の低廉化が期待される一方で、発電事業者・小売電気事業者は経営上のリスクを抱えることとなり、電力の売買に関する意思決定が課題となっている。両事業者が適切な意思決定のもとに電力を売買する事は、安価な電力の安定供給を実現する上でも重要である。本研究では、発電事業者の意思決定に着目して、以下の (1)~(4) に示す課題を抽出した。このうち、本研究では電力需給計画に関する解決策に着目する。具体的には、(1) に示す課題について、電力量と調整力の取引を考慮した電力需給計画に関する解決策を提案する。また、(2) に示す課題について、市

場価格の不確実性を考慮した電力需給計画に関する解決策を提案する。

(1) 複数価値の取引に関する意思決定

電源等の価値は4つに細分化され、それぞれの価値は異なる市場で取引される。その中で、電力量の取引と調整力の取引は、発電事業者にとってトレードオフの関係にある。具体的には、発電機を最大出力で動かして電力量を生み出す場合、発電機の出力を増加させる余力がなくなるため、一般送配電事業者に調整力を売ることはできなくなる。そのため、この2種類の価値の取引計画と、発電機の運転計画を統合して作成することが収益向上に重要となる。本研究では取引計画と運転計画をまとめて電力需給計画（あるいは単に需給計画）と呼ぶ。他方で、容量市場と非化石価値取引市場での取引で得る収益には、電源構成が影響するため、両市場を考慮した電源投資計画も重要となる。

(2) 不確実条件下での取引に関する意思決定

発電事業者はスポット市場での電力量の売価にリスクを抱えている。同様に、需給調整市場での調整力の売価にもリスクを抱えるものとする。また、発電事業者が保有する再生可能エネルギーの発電量が予測から大きく外れると、発電量の計画値と実績値の不一致が生じ、インバランス料金制度に基づいて金銭的なペナルティを課されることとなる。このように、市場価格と発電量という、2つの不確実な要素を抱えながら、安定的な収益を得るために意思決定をする必要がある。このためには、不確実な要素を予測したうえで、電力需給計画を作成することが重要となる。また、電力先物市場を活用したリスクヘッジも重要となる。

(3) 脱炭素化への対応

2050年のカーボンニュートラルの実現には、エネルギー需要の電化と、電源の脱炭素化を併せて進めることが重要であり、その達成に向けた様々な仕組み作りが進められている。例えば、前述した非化石価値取引市場は、環境価値を顕在化させて取引できるようにすることで、脱炭素電源の導入によるインセンティブを高めるものである。発電事業者に大きな影響を与えると予想されるのは、2028年度に開始予定の「化石燃料賦課金制度」と、2033年度から有償化が検討されている「排出量取引制度」である。化石燃料賦課金制度では、輸入する化石燃料に由来する二酸化炭素の量に応じて、賦課金が徴収される。また、排出量取引制度では、二酸化炭素の排出権をオークションにより購入する必要がある。これまで火力発電機を稼働させてきた発電事業者は、これらの制度により脱炭素を促

されることとなり、再生可能エネルギーを用いる発電機の導入、火力発電機の廃止、水素等への燃料転換といった、電源投資計画の最適化が重要となる。

(4) 燃料調達に関する意思決定

発電事業者が保有する火力発電機の稼働には、化石燃料が必要となる。化石燃料には主に石炭、石油、液化天然ガスがあり、長期では数十年、短期では数か月程度の単位で調達の契約をする。地政学リスク等に起因する燃料の価格高騰は発電事業者のコスト増加に直結するため、燃料の購入・使用の計画と、燃料先物の活用によるリスクヘッジが、コストの適正化に重要となる。また、(3) で述べた化石燃料賦課金制度も燃料の輸入に関係するため、電源投資計画と合わせた意思決定が今後一層重要になると考える。

1.3 リスク指標

本論文の構成を述べる前に、本論文で用いるリスク指標について事前に説明する。リスク指標とは、不確実条件下でのリスクを定量的に示す指標である。本論文では VaR(Value at Risk) と CVaR(Conditional Value at Risk) を用いる。

VaR は、設定した信頼区間における最悪の収益あるいは損失である。信頼区間 $\alpha\%$ での VaR は、 $\alpha\%VaR$ と表される。また、VaR を下回る収益・損失に対する期待値が CVaR であり、同様に $\alpha\%CVaR$ と表される。収益を表す確率変数を X とし、これが x 以下の値となる確率である累積分布関数を $F(x)$ とすると、 $\alpha\%VaR$ は (1.1) 式、 $\alpha\%CVaR$ は (1.2) 式で表すことができる。

$$\alpha\%VaR = \sup \{x \in \mathbb{R} : F(x) \leq 1 - 0.01\alpha\} \quad (1.1)$$

$$\alpha\%CVaR = E(x \mid x \leq \alpha\%VaR) \quad (1.2)$$

例えば確率変数 X が連続型であり確率密度関数が $f(X)$ である場合、VaR と CVaR は図 1.1 のように図示される。なお、確率変数が離散型 X の場合でも同様であり、 $\alpha\%VaR$ と $\alpha\%CVaR$ の式はそれぞれ (1.1) 式、(1.2) 式となる。

VaR は、金融機関で活用される標準的なリスク指標である。ただし、信頼区間外の収益・損失は評価されないため、テールリスクを十分に捉え切れないという短所がある。テールリスクとは、稀頻度で大きな損害が生じるリスクのことである。また、確率変数 X に対するリスク指標を $\rho(X)$ と表すとき、(1.3) 式が成り立つことを劣加法性を満たすというが、VaR はこれを満たさない [13]。収益・損失をいくつかに分けてリスクを管理して

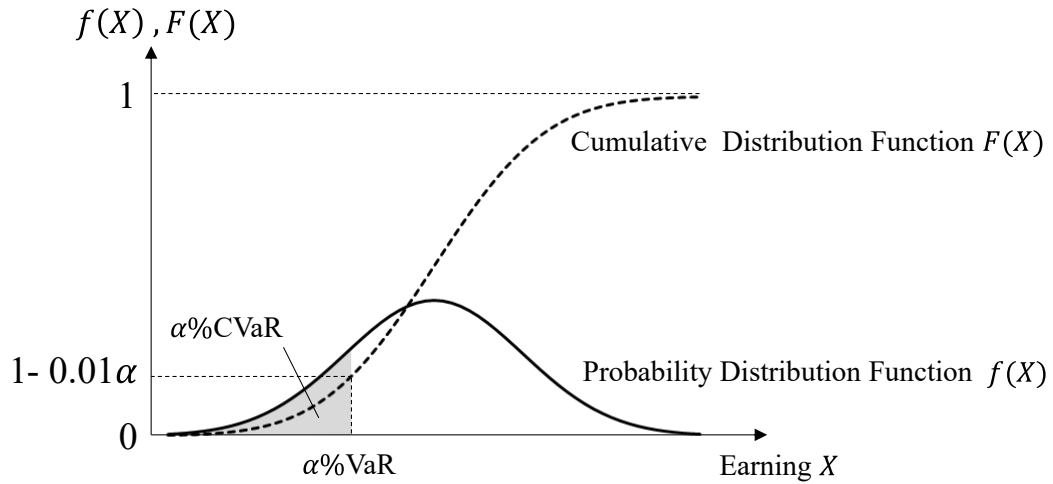


図 1.1 収益の VaR と CVaR

いる場合，劣加法性を満たさない VaR のようなリスク指標を用いると，全体のリスクを過小評価する可能性がある。

$$\rho(X_1 + X_2) \leq \rho(X_1) + \rho(X_2) \quad (1.3)$$

他方で，CVaR は VaR を下回る収益・損失に対する期待値であることから，テールリスクを十分に捉えたリスク指標である。加えて，劣加法性を満たすことが知られている [13]。

$\alpha\%$ VaR や $\alpha\%$ CVaR を最大化するように意思決定をする際に，確率計画法が用いられる。確率計画法は，最適化問題に含まれるパラメータが確率変数となる最適化問題である。この時，意思決定者（本論文では発電事業者）は，どれだけリスクを許容するか，というリスク選好に基づいて，信頼区間 $\alpha\%$ を設定する。不確実性を考慮する第 2 章と第 4 章では，確率計画法に基づいて最適化問題を定式化する。

1.4 本論文の構成

本論文は，前述した研究背景から抽出した発電事業者の課題のうち，複数価値の取引と不確実条件下での取引に対し，解決策を研究した成果をまとめたものである。本論文の構成は図 1.2 の通りであり，全 5 章で構成される。第 2 章では不確実条件下での取引，4 章では複数価値での取引という，それぞれ異なる課題について，解決策を研究した成果を述べる。そして，第 4 章で不確実条件下と複数価値という両方の課題を考慮し，解決策を研究した成果を述べる。

以下、第2章から第5章までの概要を述べる。

第2章では、不確実条件下での取引に関する意思決定について述べる。発電機は起動の操作に1日程度かかるものがあり、1週間以上停止する場合は補器を停止することとなるため、起動の操作にさらに時間がかかる。例えば石炭火力機では、給水タンクや微粉炭器といった補器を停止する。したがって、発電事業者の収入源である電力量の取引に関して、週間での発電機の運転計画とスポット市場での取引計画を統合して作成するのが望ましいと考える。この週間の電力需給計画を、発電事業者のリスク選好に応じた収益を得られるように、スポット市場の価格の不確実性を考慮して最適化する手法を提案する。不確実性を扱う方法に、ロバスト最適化 [14] と確率計画法 [15] がある。ロバスト最適化は、最悪ケースを最適化することで、リスクに強い意思決定を可能とする。確率計画法は、想定するケースとそのケースが生じる確率を予測する必要があるが、目的関数値の分布を得られるメリットがあり、期待値・VaR (Value at Risk)・CVaR (Conditional Value at Risk) といった統計的な指標を最適化できる。第2章では、スポット市場の価格の不確実性を確率付きで想定できるという前提で、収益の VaR が発電事業者のリスク選好に応じたものとなるように、週間での発電機の運転計画とスポット市場での取引計画を確率計画

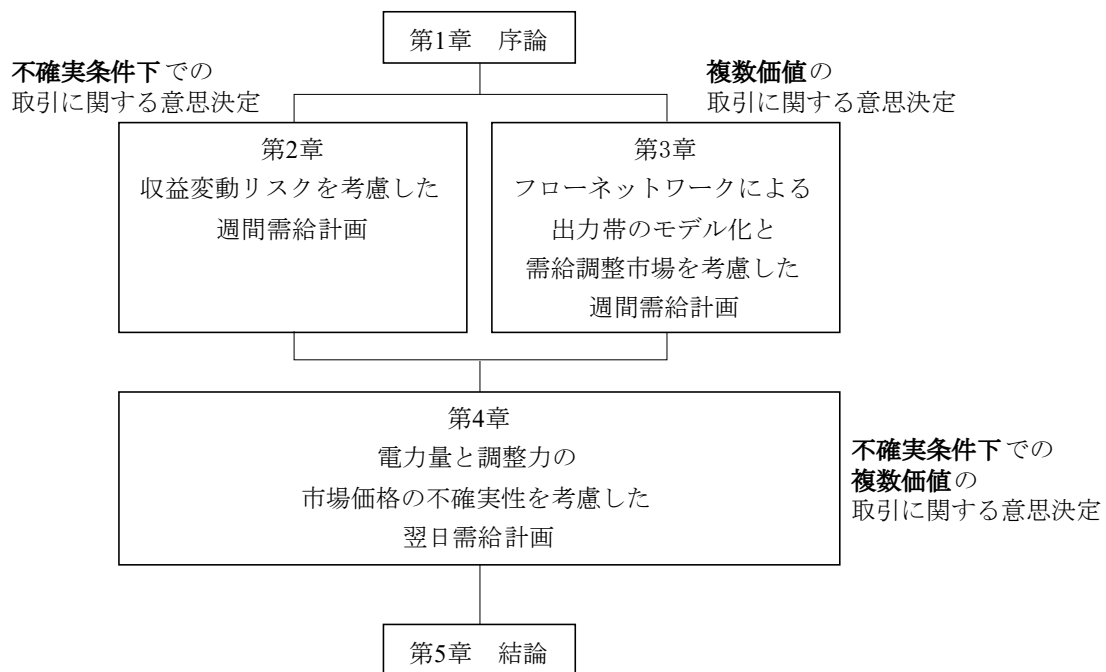


図 1.2 本論文の構成

法により統合して作成する手法を提案する。

第3章では、複数価値の取引に関する意思決定について述べる。具体的には、スポット市場での電力量の取引計画と、需給調整市場での調整力の取引計画と、発電機の運転計画を統合して収益を最適化する手法を提案する。前述した通り、電力量と調整力の取引はトレードオフの関係にある。また、調整力を売る際には、調整力を発動できることを担保しておく必要がある。このためには、発電機の出力・起動停止と合わせて出力帯の計画も重要となる。出力帯とは、発電機の出力範囲を複数の区間に分けたものであり、出力を大きく変える際は出力帯の切替えが必要になる。出力帯を切替える際は、燃料供給弁の開閉や、補器の運転切替えが必要となり、切替え中は出力を一定として運転する必要があるため、調整力を発動できない。つまり、出力帯の切替え時を避けて調整力の取引をする必要がある。そして、この問題を数理計画問題として定式化する際には、出力帯の離散性を表現する必要がある。第3章では、重み付き有向グラフの一種であるフローネットワークを活用した出力帯と起動停止のモデル化を提案する。フローネットワークとは、ノードとブランチから構成され、ブランチに流量の制約が課されたグラフである。また、このモデルに基づき電力量・調整力の取引を含む電力需給計画を混合整数計画問題として定式化する手法を提案する。

第4章では、不確実条件下での複数価値の取引に関する意思決定について述べる。具体的には、スポット市場と需給調整市場の価格の不確実性を考慮した上で、電力量・調整力の取引計画と発電機の運転計画を統合して収益を最適化する手法を提案する。不確実性と複数価値取引を同時に考慮するこの問題を、混合整数計画問題として定式化して直接的に解くことは、実用的な時間では困難であると考ええる。そこで第4章では、決定変数を段階的に決定するヒューリスティックな最適化手法を提案する。また、その過程において離散変数の決定問題を最短路問題に帰着させることで、連続緩和問題の解として整数解を得ることを可能とし、計算時間の短縮を図る。

第5章では、本研究から得られた成果をまとめるとともに、電力需給計画に関する今後の課題を述べる。

なお、本論文の第2章、第3章、第4章は、それぞれ電気学会論文誌Bおよび論文誌Cに掲載された論文[16][17][18]を、それぞれ引用転載したものである。

参考文献

- [1] 関根泰次, 林宗明, 芹澤康夫, 豊田淳一, 長谷川淳, 電力系統工学, コロナ社, 1979.
- [2] 岡本浩, “再生可能エネルギーの電力市場への統合拡大に向けた需給調整力確保への取り組みと課題”, 風力エネルギー, Vol.39, No.2, pp.131–134, 2015.
- [3] 電気学会, 用語集 No.5 給電, コロナ社, 1966.
- [4] 経済産業省, 平成 29 年度エネルギーに関する年次報告, <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018/>.
- [5] 沖縄電力, 当社の歩み（沿革）, <https://www.okiden.co.jp/company/guide/history/>.
- [6] 経済産業省, 電源投資の確保, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/system_kouchiku/007/007_08.pdf.
- [7] 日本卸電力取引所, 沿革, <https://www.jepx.jp/company/history/>.
- [8] 電力広域的運営推進機関, メインオークション, 追加オークションについて, <https://www.occto.or.jp/capacity-market/yoryoshijyo/main/about>.
- [9] 電力需給調整力取引所, 需給調整市場とは, <https://www.eprx.or.jp/outline/outline.html>.
- [10] 経済産業省, 強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律概要資料, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/025_s01_00.pdf.
- [11] 経済産業省, 地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針, https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/shijoriskmanagement.pdf.
- [12] 経済産業省, 同時市場の在り方等に関する検討会, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/index.html.
- [13] 山井康浩, 吉羽要直, “リスク指標の性質に関する理論的整理”, 日本銀行金融研究所, 金融研究, 2001 <http://www.shiina.mgmt.waseda.ac.jp/pdf/abst-w.pdf>
- [14] A. Ben-Tal, A. Nemirovski and L. E. Ghaoui, Robust Optimization. Princeton University Press, 2009
- [15] G. Infanger, Stochastic Programming. Springer, 2011.
- [16] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “収益変動リスクを考慮した発電機の週間運転計画”, 電気学会論文誌 C, vol.140, no.7, pp.786–793, 2020
- [17] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, A. Raghunathan, D. Nikovski, “フローネットワークによる出力バンドのモデル化と需給調整市場を考慮した週間需給計画”, 電気学会論文誌 B, vol.142, no.12, pp.583–593, 2022
- [18] 内藤健人, 高井重昌, 北村聖一, 森一之, “電力量と調整力の市場価格の不確実性を考慮した翌日需給計画最適化”, 電気学会論文誌 B, vol.145, no.4, pp.369–377, 2025

第 2 章

収益変動リスクを考慮した週間需給計画

2.1 諸言

2020 年の発送電分離以後，発電事業は総括原価方式の対象外となり，発電事業者は市場競争を前提とした営利活動へと移行した。今後は電力市場の成熟に伴って，発電事業者は相対取引のみならず電力市場での積極的な取引を行うことが想定される。発電事業者は安定した収益を確保するために，インバランス（発電の計画値と実績値の差）が生じるリスクと，収益が減少するリスクを考慮して，需給計画を作成する必要がある。これらのリスクは，電力価格，再エネ出力，電力需要などの不確実性に起因する。本章で電力需要は，発電事業者が小売電気事業者と相対取引する電力量を指すものとする。これらのリスクを考慮する手法には，主にロバスト最適化と確率最適化がある。

ロバスト最適化は，不確実な要因の発生範囲を想定し，最悪条件下での計画を最適化することで，リスクを回避する計画を作成する手法である。インバランスが生じるリスクを考慮する発電機運転計画の研究が主であり，不確実な要因として需要を考慮する手法 [1]，風力発電量を考慮する手法 [2]，発電機故障を考慮する手法 [3]，デマンドレスポンスの応動量を考慮する手法 [4] がある。ロバスト最適化は，最悪条件下での最適化となるため，リスクに強い計画を作成できるという長所があるが，計画が保守的になり収益が少なくなるという短所がある。

確率最適化は不確実な要因を確率的な事象として取り扱う手法である。インバランスが生じるリスクを確率的に捉えるものと，収益が減少するリスクを確率的に捉えるものがある。インバランスが生じるリスクを確率的に捉える手法には，リスクを評価する指標とし

てインバランスの発生確率を用いる手法 [5], インバランスが生じる時間の期待値を用いる手法 [6], インバランス量の期待値を用いる手法 [7], インバランス量の条件付き期待値を用いる手法 [8] がある。これらの手法は, 送配電事業者が供給信頼度 (電力の供給に支障をきたす度合い) を考慮して発電機の運用を計画する際に有用であるが, 発電事業者は, インバランスが生じないように発電機運転計画を作成する必要がある。つまり, インバランスが生じるリスクを確率的に捉えるのではなく, 可能な限り回避するという前提で, 計画を作成する必要がある。収益が減少するリスクを確率的に捉える手法には, 発電コストの期待値を最小化する手法 [9], 収益の条件付き期待値 (CVaR, Conditional Value at Risk) が所与の閾値以上となる制約のもと収益の期待値を最大化する手法 [10], 収益に対して CVaR と期待値の線形加重和を最大化する手法 [11], 発電コストに対して CVaR と期待値の線形加重和を最小化する手法がある [12]。これらの手法は, 収益もしくは発電コストを確率的に評価できるという長所があるが, 発電事業者のリスク選好を明示的に与えることが難しいという短所がある。例えば, 期待値を最小化する手法は, 稀頻度の事象 (はずれ値) に対するリスク選好を反映できない。また, 閾値を与える手法は, ある程度の収益を想定した上で, CVaR の閾値を与える必要がある。線形加重和を最大化する手法は, 各目的関数に対して重み係数を設定する必要がある。リスク選好を明示的に反映するために, VaR を発電事業者のリスク尺度とする検討がされている [13][14]。VaR は信頼区間外のテールリスクを考慮しない点と劣加法性を満たさない点に留意する必要があるが [15], 明示的にリスク選好を反映できるという利点がある。

本章では, 発電事業者の収益が減少するリスクに対して明示的にリスク選好を反映できる需給計画を作成することを目的とする。需給計画には年間・月間・週間・日間があるが, 発電機の起動停止決定に関わり, かつリスクに対応するための先渡取引の意思決定も必要となる, 週間需給計画を本章の対象とする。具体的には, 明示的に与えた収益の信頼区間に対して, VaR を最大化する週間需給計画手法を提案し, その有用性を示す。収益を大きさ順に並べて, 大きい方から数えて $\alpha\%$ となるときの収益の値が, 信頼区間 α での VaR である。信頼区間は, 全事象の中で考慮する事象の割合であるため, 明示的に与えることができる。

本章の構成は以下の通りである。2.2 節で, 想定する発電事業者と電力取引について述べたうえで, 週間需給計画と不確実要因の概要を述べる。2.3 節で, VaR を最大化する週間需給計画問題を定式化する。2.4 節で, 提案手法と従来手法 (発電事業者の収益の期待値を最大化する手法) による数値シミュレーションを行う。発電事業者の収益と需給計画の結果を分析し, 運用者のリスク選好が反映されていることを確認することで, 提案手法の有用性を示す。2.5 節で本章のまとめを述べる。

2.2 週間需給計画と不確実要因の概要

本章では、発電事業者は火力発電機と揚水発電機を保有すると想定する。これらの発電機を運転して得られる電力を、相対取引および卸電力市場での取引により他の電気事業者に販売する。卸電力市場では先渡取引とスポット取引を行うものと想定する（図 2.1）。発電事業者の収益は、卸電力市場での取引および他の電気事業者との相対取引による収益から、発電機の燃料費と起動費を引いたものとなる。不確実要因は、取引に起因するものと電源に起因するものに大別できる。本章では前者に着目し、スポット市場の電力価格と相対取引の電力量に対して、複数のシナリオを用意することで不確実要因を考慮する。なお、後者に含まれる主な要因は、発電機故障、変動性再生可能エネルギーの発電量である。

先渡市場には、24 時間型の商品（受渡し期間が 0 時～24 時）と、昼間型の商品（受渡し期間が 8～18 時）がある。それぞれの商品の入札候補を、ブロックを用いた入札曲線のモデル [16] を離散化して作成する。具体的には、売り入札価格を高くするほど、売り入札量が減るような入札曲線を想定し、先渡市場の取引単位（30 分単位で 500 キロワット時）を満たすように複数の入札候補を用意する。24 時間型の商品に対する入札候補の例を図 2.2 に示す。最適化計算によりどの価格と量で入札するか、もしくは入札しないかを決定する。スポット市場は、電力価格の予測値をシナリオで与え、当該価格での入札量を最適化計算により決定する。

相対取引の契約内容は、発電事業者（売り手）が小売電気事業者（買い手）に、契約を交わした容量の範囲内で電力を供給することを前提とする。供給する電力は、これらの事業者が発電計画や調達計画を電力広域的運営推進機関に提出する締切りである、実需給の 1 時間前までに確定されるものとする。週間需給計画を作成する時点では、相対取引の電力量は不確実であるため、その予測値をシナリオで与える。

週間需給計画における決定変数には、シナリオに依存せず決定するものと、シナリオに依存して決定するものがある。変数の詳細は後述するが、シナリオに依存せず決定するものは、評価値である $\text{VaR}(\text{VaR}_\alpha)$ 、先渡取引での入札 ($\omega_{f_1}^{\text{FW,BA}}, \omega_{f_2}^{\text{FW,PK}}$) と発電機の状態 ($u_{g,t}$) である。先渡市場の週間商品は受渡しの一週間前が入札の締切りであるため、週間需給計画時点で確定する必要がある。また、発電機はすぐに起動停止を変更できないものがあるため、発電機の状態も週間需給計画時点で確定する。シナリオに依存して決定するものは、スポット市場への入札量 ($q_{t,s}^{\text{SPOT}}$)、火力発電機の出力 ($x_{g,t,s}$)、揚水発電機の揚水ポンプの動力 ($x_{h,t,s}^{\text{PMP}}$ 、以下、揚水電力) および発電機の出力 ($x_{h,t,s}^{\text{GEN}}$ 、以下、発電電力) である。スポット市場は受渡しの日前が入札の締切りであるため、週間需給計画時点では

シナリオごとに入札量を仮決定する。火力発電機の出力，揚水発電機の揚水電力および発電電力もシナリオごとに仮決定しておく。

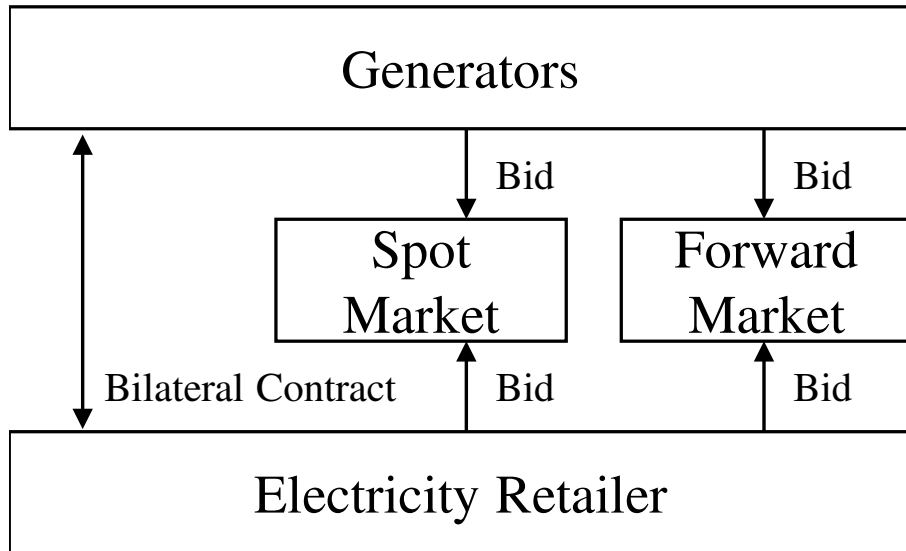


図 2.1 発電事業者の電力取引の概要

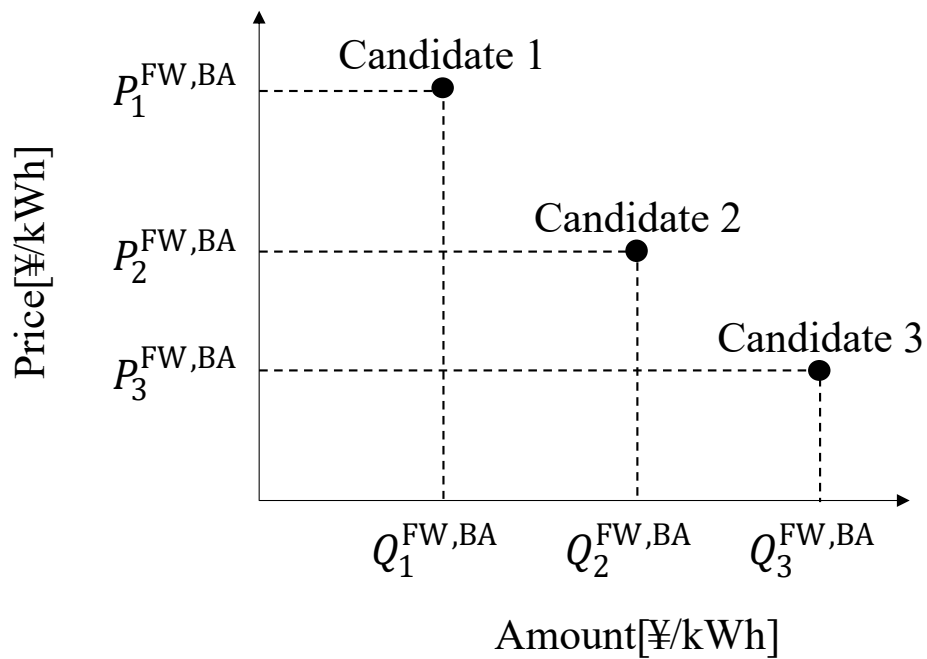


図 2.2 24 時間型の先渡取引の入札候補の例

2.3 収益の VaR を最大化する週間需給計画問題の定式化

週間需給計画では、相対取引の需要とスポット市場の電力価格をシナリオとして考慮する。決定変数は、スポット市場への入札量、先渡取引での入札の選択、発電機の出力と状態である。収益は、先渡市場とスポット市場での取引および相対取引による収入から、火力発電機の燃料費および起動費を引いたものとなる。VaR を最大化する週間需給計画問題は、混合整数二次計画問題として (2.1)~(2.17) 式のように定式化できる。式中で用いる記号の定義は文中で説明するが、章末に種類別・アルファベット順でまとめて示す。以降の定式化では、需要、スポット市場への入札量、先渡取引の入札量は、電力量ではなく平均電力として扱う。

$$\max \text{VaR}_\alpha \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t. } \text{VaR}_\alpha \leq & \sum_{f_1 \in F^{\text{BA}}} P_{f_1}^{\text{FW,BA}} Q_{f_1}^{\text{FW,BA}} \omega_{f_1}^{\text{FW,BA}} + \sum_{f_2 \in F^{\text{PK}}} P_{f_2}^{\text{FW,PK}} Q_{f_2}^{\text{FW,PK}} \omega_{f_2}^{\text{FW,PK}} \\ & + \sum_{t \in T} P_{t,s}^{\text{SPOT}} q_{t,s}^{\text{SPOT}} + \sum_{t \in T} P_t^{\text{BL}} Q_{t,s}^{\text{BL}} - \sum_{g \in G, t \in T} f_g^{\text{FUEL}}(x_{g,t,s}, u_{g,t}) \\ & - \sum_{g \in G, t \in T \setminus \{|T|\}} f_g^{\text{ON}}(u_{g,t}, u_{g,t+1}) + M \cdot \theta_s, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\sum_{s \in S} \theta_s \leq \lfloor (1 - 0.01\alpha) |S| \rfloor \quad (2.3)$$

(2.1)~(2.3) 式により、与えた信頼区間での VaR である VaR_α を最大化する。(2.2) 式は、各シナリオにおける収益が与えた信頼区間での VaR 以上となるか否かを、補助変数 θ_s により判定する。右辺の第 1 項から第 5 項がシナリオ s における収益を表す。第 1 項と第 2 項は先渡商品の取引による収入であり、 $P_{f_1}^{\text{FW,BA}}$ と $Q_{f_1}^{\text{FW,BA}}$ はそれぞれ、先渡取引（週間型・24 時間型） $f_1 \in F^{\text{BA}}$ の入札価格と入札量である。 F^{BA} は入札候補の集合である。同様に、 $P_{f_2}^{\text{FW,PK}}$ 、 $Q_{f_2}^{\text{FW,PK}}$ 、 F^{PK} は先渡取引（週間型・昼間型）の入札価格、入札量、入札候補の集合である。第 3 項はスポット市場での取引による収入であり、 $P_{t,s}^{\text{SPOT}}$ と $q_{t,s}^{\text{SPOT}}$ はそれぞれ、時刻 $t \in T$ 、シナリオ $s \in S$ におけるスポット市場の電力価格と入札量である。なお、 $T = \{1, 2, \dots\}$ であり、計画期間の最後の時刻は $|T|$ である。時刻のインデックス $t \in T$ は、表 2.1 のように $t = 1$ を 1 日目の 0 時 0 分として、30 分毎に付与した通し番号である。第 4 項は相対契約での取引による収入であり、 P_t^{BL} は時刻 t における相対契約の取引価格、 $Q_{t,s}^{\text{BL}}$ は時刻 t 、シナリオ s における相対契約の取引量である。第 5 項と第 6 項は発

電機 $g \in G$ の発電コストであり、第 5 項が燃料費、第 6 項が起動費である。第 7 項は、十分大きな定数 M とバイナリ変数 θ_s により、シナリオ s における収益が VaR_α 以上となるか否かを判断するための項である。(2.3) 式により、総シナリオ数に対する補助変数 θ_s の割合が、与えた信頼区間以下となるようにする。

表 2.1 時刻のインデックス

t	日時
1	1 日目の 0:00
2	1 日目の 0:30
\vdots	\vdots
48	1 日目の 23:30
49	2 日目の 0:00
\vdots	\vdots
336	7 日目の 23:30

以降、その他に課す制約式を述べる。

$$f_g^{\text{FUEL}}(x_{g,t,s}, u_{g,t}) = F_g^{\text{L}} x_{g,t,s} + F_g^{\text{C}} u_{g,t}, \forall g \in G, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.4)$$

$$f_g^{\text{ON}}(u_{g,t}, u_{g,t+1}) = (1 - u_{g,t}) u_{g,t+1} F_g^{\text{ON}}, \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{|T|\} \quad (2.5)$$

(2.4), (2.5) 式が、発電コストに含まれる関数である。(2.4) 式が火力発電機の燃料費特性関数であり、 F_g^{L} と F_g^{C} は火力発電機 g の燃料費特性係数、 $x_{g,t,s}$ は時刻 t 、シナリオ s における火力発電機 g の出力、 $u_{g,t}$ は時刻 t における火力発電機 g の状態である。(2.5) 式が火力発電機の起動費の関数であり、 F_g^{ON} は火力発電機 g の起動費である。

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G} x_{g,t,s} + \sum_{h \in H} (x_{h,t,s}^{\text{GEN}} - x_{h,t,s}^{\text{PMP}}) &= q_{t,s}^{\text{SPOT}} + Q_{t,s}^{\text{BL}} \\ &+ \sum_{f_1 \in F^{\text{BA}}} Q_{f_1}^{\text{FW,BA}} \omega_{f_1}^{\text{FW,BA}} + \sum_{f_2 \in F^{\text{PK}}} Q_{f_2}^{\text{FW,PK}} \omega_{f_2}^{\text{FW,PK}}, \forall t \in T^{\text{PK}}, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G} x_{g,t,s} + \sum_{h \in H} (x_{h,t,s}^{\text{GEN}} - x_{h,t,s}^{\text{PMP}}) &= q_{t,s}^{\text{SPOT}} + Q_{t,s}^{\text{BL}} \\ &+ \sum_{f_1 \in F^{\text{BA}}} Q_{f_1}^{\text{FW,BA}} \omega_{f_1}^{\text{FW,BA}}, \forall t \in T \setminus T^{\text{PK}}, \forall s \in S \end{aligned} \quad (2.7)$$

(2.6), (2.7) 式は、時間帯別の需給バランス制約である。昼間型（受渡し期間が 8～18 時）の先渡し取引と、24 時間型（受渡し期間が 0 時～24 時）の先渡し取引があるため、需給バラ

ンス制約の式が時間帯により異なる。(2.6) 式が昼間 (8 時～18 時) の需給バランス制約, (2.7) 式が昼間以外の時間帯の需給バランス制約である。 $x_{h,t,s}^{\text{GEN}}$ と $x_{h,t,s}^{\text{PMP}}$ はそれぞれ, 時刻 t , シナリオ s における揚水発電機 $h \in H$ の発電電力と揚水電力である。また, T^{PK} は昼間の時刻の集合であり, $T^{\text{PK}} = \{t \in T \mid 17 \leq t \bmod 48 < 37\}$ である。 $t = 17$ は 1 日目の 8 時, $t = 37$ は 1 日目の 18 時であり, 時刻 t のうち, 48 で割った余りが 17 以上かつ 37 未満であるものの集合が, 一週間のうちの昼間の時刻集合 T^{PK} となる。

$$\sum_{f_1 \in F^{\text{BA}}} \omega_{f_1}^{\text{FW,BA}} \leq 1 \quad (2.8)$$

$$\sum_{f_2 \in F^{\text{PK}}} \omega_{f_2}^{\text{FW,PK}} \leq 1 \quad (2.9)$$

(2.8), (2.9) 式は, 先渡商品の入札を候補の中から選択する制約である。(2.8) 式が 24 時間型の商品に関する制約式であり, $\omega_{f_1}^{\text{FW,BA}}$ は候補 $f_1 \in F^{\text{BA}}$ で入札するなら 1, 入札しないなら 0 となるバイナリ変数である。同様に, (2.9) 式が昼間型の商品に関する制約式であり, $\omega_{f_2}^{\text{FW,PK}}$ は候補 $f_2 \in F^{\text{PK}}$ で入札するなら 1, 入札しないなら 0 となるバイナリ変数である。

以下に示す (2.10)～(2.17) 式は, 発電機等の設備の物理的特性による制約である。

$$-\bar{R}_g \leq x_{g,t+1,s} - x_{g,t,s} \leq \bar{R}_g, \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{|T|\}, \forall s \in S \quad (2.10)$$

(2.10) 式は出力変化速度制約であり, 30 分あたりの発電機の出力変化量に上限を課す制約である。 \bar{R}_g は火力発電機 g の出力変化速度上限である。

$$u_{g,t} - u_{g,t-1} \leq u_{g,t+\tau}, \forall g \in G, \forall t \in T, \forall \tau \in \{1, 2, \dots, \max\{T_g^{\text{MUT}}, |T| - t\}\} \quad (2.11)$$

$$u_{g,t-1} - u_{g,t} \leq 1 - u_{g,t+\tau}, \forall g \in G, \forall t \in T, \forall \tau \in \{1, 2, \dots, \max\{T_g^{\text{MDT}}, |T| - t\}\} \quad (2.12)$$

(2.11), (2.12) 式は, それぞれ最小運転時間制約, 最小停止時間制約である。発電機を一度起動 (あるいは停止) したときに, 最低限連続して起動 (あるいは停止) を保持する時間を設けることで, 頻繁に起動と停止を繰り返す計画を作成することを防ぎ, 発電機を保護する目的がある。 T_g^{MUT} と T_g^{MDT} はそれぞれ, 火力発電機 g の最小運転時間と最小停止時間である。

$$v_{k,t,s} + 0.5 \sum_{h \in L_k} (\xi_h x_{h,t,s}^{\text{PMP}} - x_{h,t,s}^{\text{GEN}}) = v_{k,t+1,s}, \forall k \in K, \forall t \in T \setminus \{|T|\}, \forall s \in S \quad (2.13)$$

(2.13) 式は揚水発電に用いる上池ダムの貯水量の算出式であり, 電力量に換算して扱う。 $v_{k,t,s}$ は時刻 t , シナリオ s における上池ダム $k \in K$ の貯水量, ξ_h は揚水発電機 h の揚水効

率, L_k は上池ダム k に属する揚水発電機の集合である。

$$\underline{X}_g u_{g,t} \leq x_{g,t,s} \leq \bar{X}_g u_{g,t}, \forall g \in G, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.14)$$

(2.14) 式は火力発電機の出力上下限制約である。 \bar{X}_g と \underline{X}_g はそれぞれ, 火力発電機 g の出力上限と出力下限である。

$$0 \leq x_{h,t,s}^{\text{PMP}} \leq \bar{X}_h^{\text{PMP}}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.15)$$

$$0 \leq x_{h,t,s}^{\text{GEN}} \leq \bar{X}_h^{\text{GEN}}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.16)$$

(2.15), (2.16) 式は揚水機の出力に関する制約である。(2.15) 式は揚水発電機の揚水電力の上下限制約であり, (2.16) 式は揚水発電機の発電電力の上下限制約である。 \bar{X}_h^{PMP} と \bar{X}_h^{GEN} はそれぞれ, 揚水発電機 h の揚水電力上限と発電電力上限である。

$$\underline{V}_k \leq v_{k,t,s} \leq \bar{V}_k, \forall k \in K, \forall t \in T, \forall s \in S \quad (2.17)$$

(2.17) 式は, 上池ダムの貯水量の上下限制約である。 \bar{V}_k と \underline{V}_k はそれぞれ, 上池ダム k の貯水量の上限と下限である。

まとめると, 本章で提案する収益の VaR を最大化する週間需給計画問題は, (2.1) 式を目的関数とし, (2.2)~(2.17) 式を制約式とする最適化問題として, 定式化される。

2.4 数値シミュレーション

2.4.1 概要

本節では, 2.3 節で述べた VaR を最大化する週間需給計画手法と, 収益の期待値を最大化する手法 [18] (不確実要因を考慮するがリスクを考慮しない手法) の数値シミュレーション結果を比較する。以降, 前者を提案手法, 後者を従来手法と呼ぶ。まず, 目的関数値を比較し, 提案手法の有効性を示す。次に, 収益のヒストグラム, 先渡取引の結果, スポット取引の総量を分析し, 運用者のリスク選好が反映されていることを確認することで, 提案手法の有用性を示す。

ここで, 従来手法について補足する。従来手法は, スポット市場の価格の不確実性を考慮して需給計画を策定する手法 [18] を, シナリオの作成手法が異なる点を考慮して定式化し直したものである。文献 [18] の手法では, 各時刻のスポット市場価格の離散確率分布と隣接する時刻間の遷移確率によって, スポット市場の価格の不確実性をモデル化し, 期待値を定式化する。これに対して, 本章のようなそれぞれが独立したシナリオでの期待

値を目的関数にする定式化とし直すように、目的関数である収益の期待値を (2.18) 式とする。(2.18) 式は、シナリオ s に依存する「スポット市場での取引による利益」、「相対取引による利益」、「火力発電機の燃料費」の期待値を第 3 項で計算する式である。制約条件は、VaR を算出するための制約式以外は提案手法と同様であり、(2.6)～(2.17) 式を課す。従来手法は、提案手法と同様に混合整数二次計画問題となる。

$$\begin{aligned}
\max \quad & \sum_{f_1 \in F^{\text{BA}}} P_{f_1}^{\text{FW,BA}} Q_{f_1}^{\text{FW,BA}} \omega_{f_1}^{\text{FW,BA}} + \sum_{f_2 \in F^{\text{PK}}} P_{f_2}^{\text{FW,PK}} Q_{f_2}^{\text{FW,PK}} \omega_{f_2}^{\text{FW,PK}} \\
& + \frac{1}{|S|} \sum_{t \in T, s \in S} \left\{ P_{t,s}^{\text{SPOT}} q_{t,s}^{\text{SPOT}} + P_t^{\text{BL}} Q_{t,s}^{\text{BL}} - \sum_{g \in G} f_g^{\text{FUEL}}(x_{g,t,s}, u_{g,t}) \right\} \\
& - \sum_{g \in G, t \in T \setminus \{|T|\}} f_g^{\text{ON}}(u_{g,t}, u_{g,t+1})
\end{aligned} \tag{2.18}$$

2.4.2 計算条件

発電機 39 台に対する 30 分刻みの週間計画 (336 コマの計画) を行う。発電機の構成は石炭機 2 台、LNG 機 18 台、石油機 18 台、揚水機 1 台とし、特性は標準モデル [19] を参考に与える。相対取引の需要およびスポット市場の電力価格を平均回帰モデル [20] によりモデル化する。モンテカルロ法により、相対取引の需要とスポット市場の電力価格の相関を考慮したシナリオを 20 シナリオ作成する [20]。シナリオは以下の手順で作成する。

- (1) 系統情報サービスの需要データおよび JEPX のスポット市場取引結果から、相対取引の需要とスポット市場の電力価格の相関係数 ρ を算出する。
- (2) 独立な 2 つの乱数 X, Y と相関係数 ρ から、 X と相関を持つ乱数 $Z = \rho X + \sqrt{1 - \rho^2} Y$ を作成する。
- (3) 乱数 X, Z をモンテカルロ法に使用して、シナリオを作成する。

平均回帰モデルのパラメータ (平均値、回帰速度、ボラティリティ) は、系統情報サービス [21] の需要データおよび JEPX のスポット市場取引結果 [22] を元に最尤推定する。作成したシナリオを図 2.3、図 2.4 に示す。先渡し取引は、24 時間型 (受渡し期間が 0 時～24 時) と昼間型 (受渡し期間が 8～18 時) の 2 種類の週間商品の入札を考える。各商品について、入札量と価格の候補を 3 パターン用意する (表 2.2)。Base1, 2, 3 が 24 時間型、Peak1, 2, 3 が昼間型の商品の入札候補である。Base f_1 の価格が $P_{f_1}^{\text{FW,BA}}$ 、取引量が $Q_{f_1}^{\text{FW,BA}}$ であり ($f_1 \in \{1, 2, 3\}$)、Peak f_2 の価格が $P_{f_2}^{\text{FW,PK}}$ 、取引量が $Q_{f_2}^{\text{FW,PK}}$ である ($f_2 \in \{1, 2, 3\}$)。入札価格は関崎ら [23] と同様に、全シナリオからスポット市場の電力価格の最大値と最

小値を抽出し、その間の値となるように設定する。取引量は、エリア需要の 5% 前後の量を設定する。相対取引の電力価格は、スポット市場の電力価格の平均値（12.58 円/kWh）とする。インバランスに対するペナルティは、インバランス清算を利用して収益を得る計画を作成しないように、余剰の場合 0 円/kWh，不足の場合 100 円/kWh とする。計算機は CPU：Intel Xeon，メモリ：128GB，コア数：10 の PC を用いる。最適化計算のソルバには Gurobi Optimizer8.0.1[24] を用いる*1。上界値と下界値の差が 1% 以下になった場合に最適化計算を打切る。

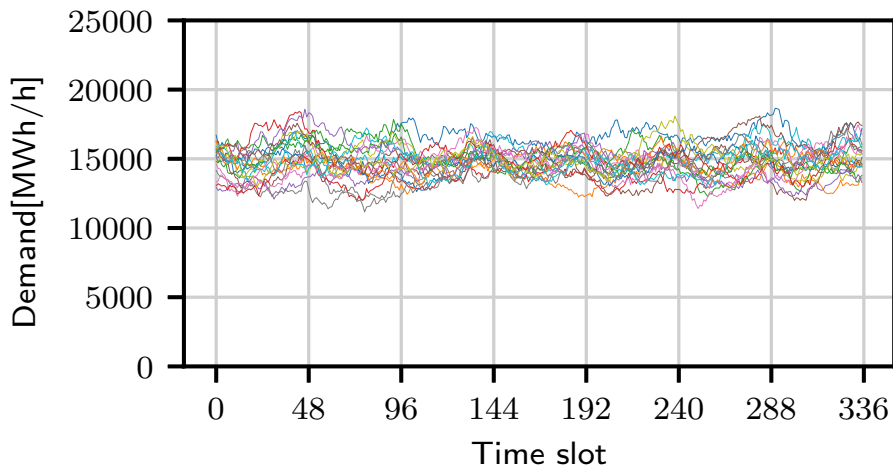


図 2.3 需要のシナリオ

表 2.2 先渡取引の候補

Contracts (base)	Price [yen /kWh]	Amount [MWh/h]	Contracts (peak)	Price [yen /kWh]	Amount [MWh/h]
Base1	13.0 ($P_1^{FW,BA}$)	500 ($Q_1^{FW,BA}$)	Peak1	14.0 ($P_1^{FW,PK}$)	500($Q_1^{FW,PK}$)
Base2	12.5 ($P_2^{FW,BA}$)	1000 ($Q_2^{FW,BA}$)	Peak2	13.5 ($P_2^{FW,PK}$)	1000($Q_2^{FW,PK}$)
Base3	12.0 ($P_3^{FW,BA}$)	1500 ($Q_3^{FW,BA}$)	Peak3	13.0 ($P_3^{FW,PK}$)	1500($Q_3^{FW,PK}$)

*1 混合整数二次計画問題に対応している数理計画ソルバには、Gutobi Optimizer の他に、CPLEX[25], XPRESS[26], Numerical Optimizer[27] などがある。

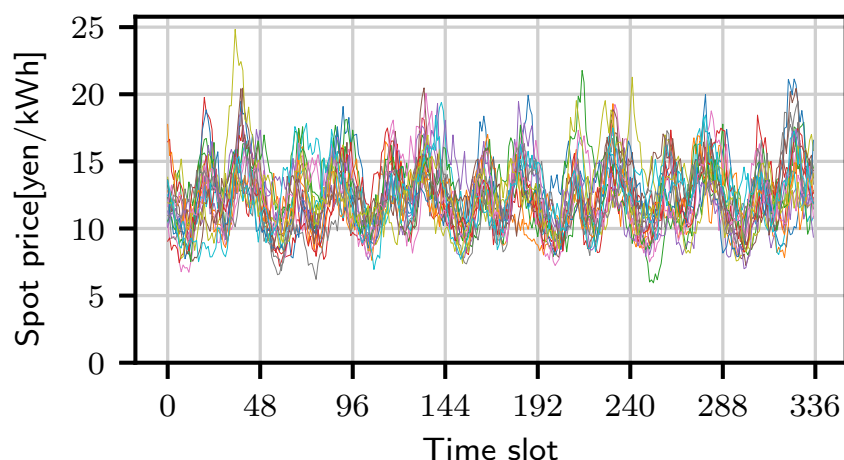


図 2.4 スポット市場の電力価格のシナリオ

2.4.3 計算結果

収益の期待値を最大化する手法による結果（ケース 1）、 VaR を最大化する手法において信頼区間を 100% とした場合の結果（ケース 2）、50% とした場合の結果（ケース 3）、5% とした場合の結果（ケース 4）の結果を比較する。ケース 2 はロバスト最適化，ケース 3 は中央値の最大化，ケース 4 は最大値の最大化（20 シナリオのため，5% VaR が全シナリオの中での最大値となる）に相当する。各ケースにおける一週間の収益の期待値，100% VaR （ロバスト最適化），50% VaR （中央値の最大化），5% VaR （最大値の最大化）を表 2.3 に示す。各ケースの目的関数値は太字で示している。各ケースにおける一週間の収益の度数分布を図 2.5 に示す。また，一週間におけるスポット市場への入札量の総和を図 2.6 に，先渡取引の入札を表 2.4 に示す。計算時間 (wall-clock time) を表 2.5 に示す。

表 2.3 収益

Case	Evaluation Value[billion yen]			
	Expected profit	100% VaR	50% VaR	5% VaR
Case1	9.770	9.489	9.798	9.940
Case2	9.744	9.564	9.754	9.873
Case3	9.744	9.472	9.805	9.893
Case4	9.584	9.164	9.579	10.092

Objective function value of each case is indicated in boldface.

表 2.4 先渡取引の入札

Case	Forward contract (Base)	Forward contract (Peak)
Case1(max. expected value)	Base1(500MWh/h)	Peak1(500MWh/h)
Case2(max.100% VaR, $\alpha = 100$)	Base1(500MWh/h)	Peak2(1000MWh/h)
Case3(max.50% VaR, $\alpha = 50$)	Base1(500MWh/h)	Peak1(500MWh/h)
Case4(max.5% VaR, $\alpha = 5$)	None	Peak1(500MWh/h)

表 2.5 計算時間

Case	Calculation time[s]
Case1(max. expected value)	51
Case2(max.100% VaR, $\alpha = 100$)	667
Case3(max.50% VaR, $\alpha = 50$)	24204
Case4(max.5% VaR, $\alpha = 5$)	7895

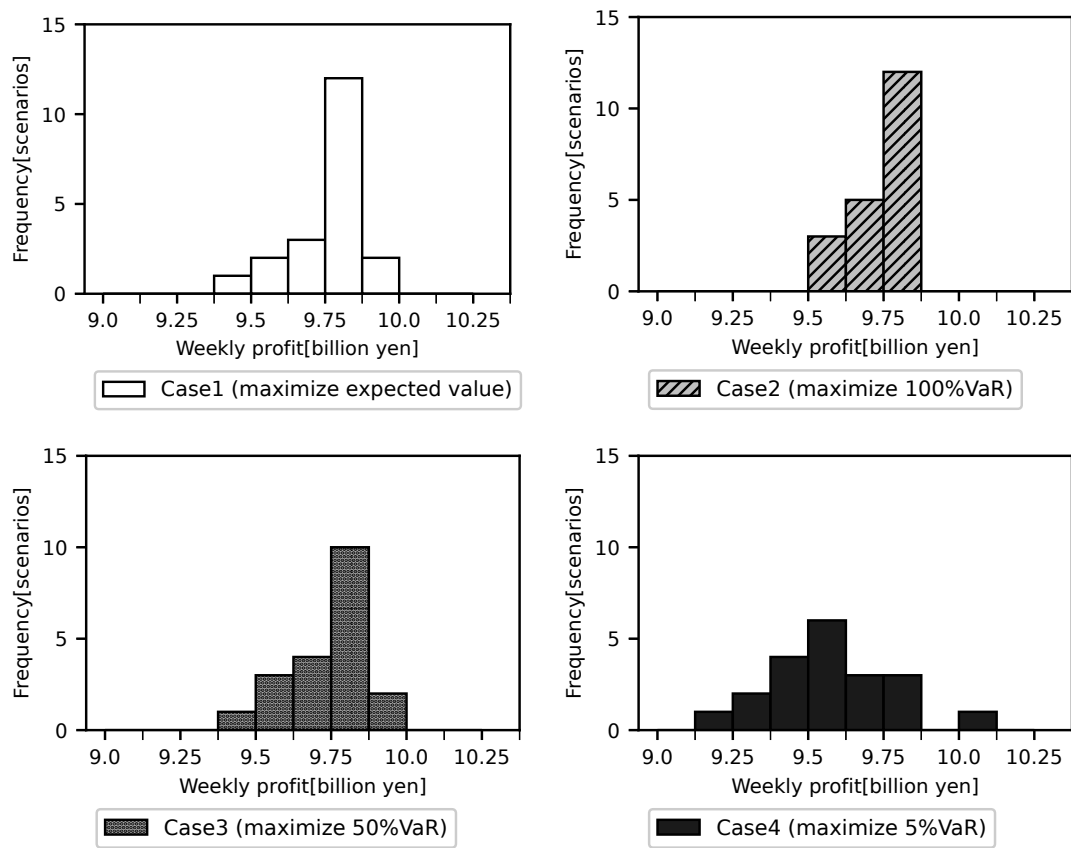


図 2.5 収益のヒストグラム

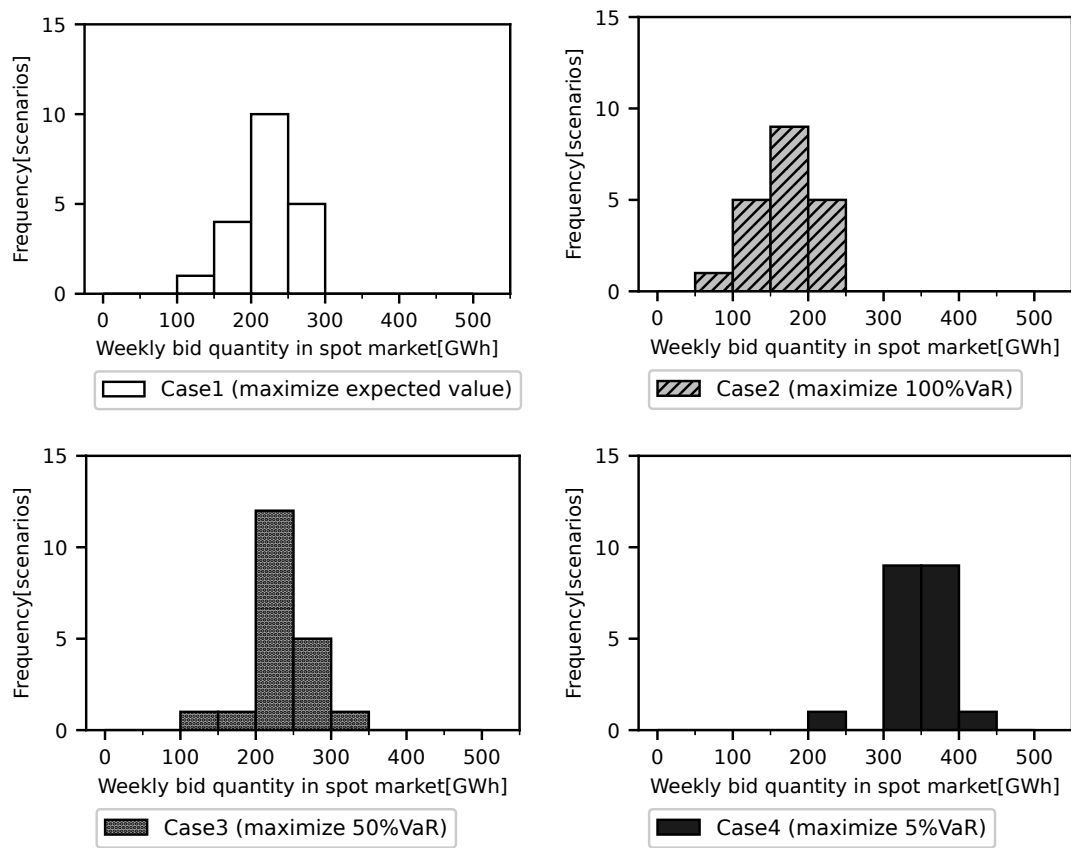


図 2.6 スポット市場への総入札量のヒストグラム

2.4.4 考察

表 2.3 に示すように、各評価値（期待値・100%VaR, 50%VaR, 5%VaR）が最も大きくなるケースは、当該評価値を最大化する目的関数として設定したケースとなっていることから、手法の有効性が確認できる。例えば、ケース 2 の目的関数は収益の 100%VaR であり、その値は 95.64 億円である。これは、ケース 1,3,4 の収益の 100%VaR(それぞれ 94.89 億円, 94.72 億円, 91.64 億円) よりも大きい。

表 2.4 より、収益の信頼区間 α を大きくするに従い先渡商品の取引量が増加することが分かる。一方で、図 2.6 よりスポット市場への入札量は減少する傾向にあることが分かる。これは、信頼区間が大きい場合は、先渡商品を取引して予め収益を確定させておき、電力価格が不確実であるスポット市場での取引を減らすことにより、収益の変動を抑制するためである。図 2.5 に示す収益のヒストグラムを確認しても、信頼区間を小さくするに従い、収益のばらつきが大きくなることが分かる。

表 2.5 に示す通り、計算時間は従来手法（ケース 1）に比べて、提案手法（ケース 2,3,4）の計算時間が長い。これは、(2.2) 式で用いる大きな係数 M が、提案手法における数値計算の負荷を高めていることが原因であると考ええる。また、提案手法（ケース 2,3,4）において、与える信頼区間 α によって計算時間が大きく異なる。これは、(2.3) 式を満たす θ_s の組み合わせが多くなるような信頼区間 α を与えると、計算時間が多くなるものと考ええる。提案手法では、 VaR_α を最大化するために (2.2) 式で出来る限り多くの θ_s を 1 にして右辺を大きくしようとする一方で、(2.3) 式で θ_s の総和に上限を設けている。そのため、(2.3) 式は必ず等号が成立する。Case2 ($\alpha = 100$) の場合は、(2.3) 式の等号が成立する θ_s の組合せは、20 個のうち全ての θ_s を 0 とする 1 通りである。また、Case3 ($\alpha = 50$) の場合は、20 個のうち 10 個の θ_s を 1 にする組合せであり、 ${}_{20}C_{10}$ 通り（184756 通り）。同様に、Case4 ($\alpha = 5$) の場合は ${}_{20}C_{19}$ 通り（20 通り）となる。表 2.5 に示す通り、この組合せ数が多いほど計算時間が長くなるものと考ええる。今回用いた Gurobi Optimizer は、一般的な汎用数値最適化ソルバと同様に分枝限定法をベースとするアルゴリズムを採用しており、探索不要な解領域を削除しながら離散変数の探索を行うものの、この組合せ数が多いと解領域が広くなることから、計算時間が長くなるものと考ええる。

2.5 結言

本章では、発電事業者の収益が減少するリスクに対して明示的にリスク選好を反映できる週間需給計画手法を提案した。VaR を最大化する週間需給計画問題を定式化し、収益の期待値を最大化する週間需給計画と比較した。その結果、与えた信頼区間での VaR が最大化される結果となり、手法が有効であることを確認した。また、信頼区間を大きくするに従って先渡商品の取引量が増加する一方で、スポット市場への入札量が減少し、収益の変動を抑制する計画が得られた。明示的に与えた信頼区間に対して、運用者のリスク選好を反映した計画が得られており、手法の有用性を確認できた。今回は比較的少数のシナリオを用いて数値シミュレーションを行った。シナリオ数を増やして計算するためには、より強い定式化と効率的な解法の検討が必要であり、これは今後の課題である。混合整数計画問題に対して、2つの定式化があるとき、連続緩和した問題の実行可能領域が小さくなる方を、強い定式化と呼ぶ。連続緩和した最適化問題の目的関数の最適値が、元々の問題の目的関数の最適値により近くなり、分枝限定法の探索が効率化されることが期待される。また、バックテスト [28] を実施し、今回評価に用いた 20 シナリオが十分な数であることを確認することも、今後の課題である。具体的には、提案手法で作成した計画通りに運用を続けた場合を想定し、事後的に VaR を下回る収益となった回数を調べ、その回数が信頼水準から想定される回数を大幅に上回っていないかを確認することが必要である。

なお、VaR は発電事業者にとって扱いやすい指標であるが、信頼区間外のテールリスクを考慮しない点に留意が必要である [15]。本章で述べた週間需給計画であれば、稀頻度の事象が発生しても大損害にはなりにくいと考えるが、月間需給計画や年間需給計画を策定する場合は、大損害を想定して信頼区間外のテールリスクを確認しておく必要がある。また、VaR は劣加法性を満たさない点にも留意が必要である [15]。例えば、本章で考慮する「電力取引におけるリスク」とは別に、「燃料取引におけるリスク」などを VaR で評価しているとき、総合的なリスクをそれぞれの VaR の和で評価すると、過小評価となる場合がある。総合的なリスクは別途確認しておく必要がある。

記号一覧

インデックス

f_1	先渡取引（週間型・24 時間型）の入札候補
f_2	先渡取引（週間型・昼間型）の入札候補
g	火力発電機
h	揚水発電機
k	上池ダム
s	シナリオ
t	時刻

集合

F^{BA}	先渡取引（週間型・24 時間型）の入札候補の集合
F^{PK}	先渡取引（週間型・昼間型）の入札候補の集合
G	火力発電機の集合
H	揚水発電機の集合
K	上池ダムの集合
L_k	上池ダム k に属する揚水発電機の集合
S	シナリオの集合
T	時刻の集合。 $T = \{1, 2, \dots, T \}$
T^{PK}	昼間の時刻の集合。 $T^{\text{PK}} = \{t \in T \mid 17 \leq t \bmod 48 \leq 36\}$

パラメータ

F_g^{L}	火力発電機 g の燃料費特性係数（一次の係数）
F_g^{C}	火力発電機 g の燃料費特性係数（零次の係数）
F_g^{ON}	火力発電機 g の起動費
M	十分大きな定数
$P_{f_1}^{\text{FW,BA}}$	先渡取引（週間型・24 時間型） f_1 の入札価格
$P_{f_2}^{\text{FW,PK}}$	先渡取引（週間型・昼間型） f_2 の入札価格
$P_{t,s}^{\text{SPOT}}$	時刻 t , シナリオ s におけるスポット市場の電力価格
P_t^{BL}	時刻 t における相対契約の取引価格
$Q_{f_1}^{\text{FW,BA}}$	先渡取引（週間型・24 時間型） f_1 の入札量
$Q_{f_2}^{\text{FW,PK}}$	先渡取引（週間型・昼間型） f_2 の入札量

$Q_{t,s}^{\text{BL}}$	時刻 t , シナリオ s における相対契約の取引量
\bar{R}_g	火力発電機 g の出力変化速度上限
T_g^{MUT}	火力発電機 g の最小運転時間
T_g^{MDT}	火力発電機 g の最小停止時間
\bar{V}_k	上池ダム k の貯水量上限
\underline{V}_k	上池ダム k の貯水量下限
\bar{X}_g	火力発電機 g の出力上限
\underline{X}_g	火力発電機 g の出力下限
\bar{X}_h^{PMP}	揚水発電機 h の揚水電力上限
\bar{X}_h^{GEN}	揚水発電機 h の発電電力上限
α	信頼区間
ξ_h	揚水発電機 h の揚水効率
変数	
q_t^{SPOT}	時刻 t , シナリオ s におけるスポット市場への入札量
$u_{g,t}$	時刻 t における火力発電機 g の状態
VaR_α	信頼区間 α での VaR, $\alpha\%\text{VaR}$
$u_{k,t,s}$	時刻 t , シナリオ s における上池ダム k の貯水量
$\omega_{f_1}^{\text{FW,BA}}$	先渡取引 f_1 で入札するなら 1, 入札しないなら 0 となるバイナリ変数
$\omega_{f_2}^{\text{FW,PK}}$	先渡取引 f_2 で入札するなら 1, 入札しないなら 0 となるバイナリ変数
$x_{g,t,s}$	時刻 t , シナリオ s における火力発電機 g の出力
$x_{h,t,s}^{\text{PMP}}$	時刻 t , シナリオ s における揚水発電機 h の揚水電力
$x_{h,t,s}^{\text{GEN}}$	時刻 t , シナリオ s における揚水発電機 h の発電電力
θ_s	シナリオ s における収益が信頼区間 α での VaR を上回るなら 0, 下回るなら 1 となるバイナリ変数
関数	
f_g^{FUEL}	火力発電機 g の燃料費特性
f_g^{ON}	火力発電機 g の起動費

参考文献

- [1] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, “Adaptive Robust Optimization for the Security Constrained Unit Commitment Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.28, no.1, pp.52–63, 2013
- [2] L. Zhao and B. Zeng, “Robust Unit Commitment Problem with Demand Response and Wind Energy,” in *Proc. IEEE Power and Energy Soc. Gen. Meeting*, pp.1–8, 2012
- [3] A. Street, F. Oliveira, and J. Arroyo, “Contingency-Constrained Unit Commitment with N-k Security Criterion, A Robust Optimization Approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.26, no.3, pp.1581–1590, 2011
- [4] C. Zhao, J. Wang, J.-P. Watson, and Y. Guan, “Multi-Stage Robust Unit Commitment Considering Wind and Demand Response Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.28, no.3, pp.2708–2717, 2013
- [5] U. Ozturk, M. Mazumdar, and B. Norman, “A Solution to the Stochastic Unit Commitment Problem Using Chance Constrained Programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no.3, pp.1589–1598, 2004
- [6] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, “Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.23, no.3, pp.1364–1373, 2008
- [7] F. Bouffard and F. Galiana, “An Electricity Market with a Probabilistic Spinning Reserve Criterion,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.19, no.1, pp.300–307, 2004
- [8] Y. Zhang, J. Wang, T. Ding, and X. Wang, “Conditional Value at Risk-Based Stochastic Unit Commitment Considering the Uncertainty of Wind Power Generation,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol.12, iss.10, pp.482–489, 2018
- [9] S. Takriti, J. R. Birge, and E. Long, “A Stochastic Model for the Unit Commitment Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.11, no.3, pp.1497–1508, 1996
- [10] J. Cabero, A. Baillo, S. Cerisola, M. Ventosa, A. Garcia-Alcalde, F. Peran, and Gregorio Relano, “A Medium-Term Integrated Risk Management Model for a Hydrothermal Generation Company,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.20, no.3, pp.1379–1388, 2005
- [11] N. Jovanovic, J. Garcia-Gonzalez, J. Barquin, and S. Cerisola, “Electricity Market Short-Term Risk Management via Risk-Adjusted Probability Measures,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol.11, iss.10, pp.2599–2607, 2017
- [12] M. Asensio and J. Contreras, “Stochastic Unit Commitment in Isolated Systems with Renewable Penetration Under CVaR Assessment,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol.7, no.3, pp.1356–1367, 2016
- [13] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “VaR 最大化モデルによる発電機運転計画”, 電気学会情報システム研究会, IS-19-015, pp.75–80, 2019
- [14] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “収益変動リスクを考慮した発電機運転計画”, 2019 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.757–762, 2019
- [15] 山井康浩, 吉羽要直, “リスク指標の性質に関する理論的整理”, 日本銀行金融研究所, 金融研究, 2001
- [16] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, “Futures Market Trading for Producers,” in *Decision Making Under Uncertainty in Electricity markets*, Springer, 2010
- [17] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, “Risk Management,” in *Decision Making Under Uncertainty in Electricity markets*, Springer, 2010
- [18] 内藤健人, 平野秀明, 森一之, “不確実な電力市場価格の下での需給計画に関する一検

- 討”, 平成 30 年電気学会全国大会, pp.242–243, 2018
- [19] 電力系統技術委員会, 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル, 電気学会技術報告書, 第 1386 号, 2016
 - [20] K. Takahashi, R. Hara, H. Kita, J. Hasegawa, “Optimal Operation and Value Evaluation of Pumped Storage Power Plants Considering Spot Market Trading and Uncertainty of Bilateral Demand,” IEEJ Trans. PE, vol.128, no.1, pp.121–128, 2008
 - [21] 電力広域的運用推進機, 系統情報サービス, <https://www.occto.or.jp/index.html>
 - [22] Japan Electricity Power Exchange, <http://www.jepx.org/>, (accessed December 26 2018)
 - [23] S. Sekizaki, I. Nishizaki, T. Hayashida, “Retailer’s Power Procurement Considering Risk from Volatile Market Prices Utilizing the Fractile Model in Chance Constraint Problem,” IEEJ Trans. EIS, vol.136, no.5, pp.732–745, 2015
 - [24] Gurobi Optimization, Gurobi Optimizer Reference Manual, <http://www.gurobi.com>
 - [25] IBM, IBM ILOG CPLEX Optimization Studio, <http://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>
 - [26] FICO, FICO Xpress, <http://www.msi-jp.com/xpress/>
 - [27] NTT DATA Mathematical Systems Inc., Numerical Optimizer, <http://www.msi.co.jp/nuopt/>
 - [28] 日本銀行, リスク計測手法と内部監査のポイント, http://www.boj.or.jp/announcements/release_2010/data/fsc1004a4.pdf

第 3 章

フローネットワークによる出力帯のモデル化と需給調整市場を考慮した週間需給計画

3.1 諸言

本章の内容は、2020 年 4 月時点での需給調整市場の制度検討状況を前提としたものである。

これまで、発電事業者は自社が保有する発電設備を運転し、卸電力市場・相対契約により電気（電力量である kWh）を取引することで収益を上げてきた。他方で、2021 年 4 月に需給調整市場が創設される。需給調整市場では電力品質の維持に必要となる調整力を取引することができる。調整力とは、発電設備、電力貯蔵設備、デマンドレスポンスなどが持つ、電力需給を制御できる能力のことである。詳細は 3.2 節で述べるが、能力別に商品が区分されており、創設と同時に三次調整力②の取引が開始され、2022 年には三次調整力①（Replacement Reserve, RR）、2024 年には二次調整力②（Frequency Restoration Reserve, FRR）等の取引が開始する。発電事業者が収益を最大化するためには、電気の kWh 価値と調整力の ΔkW 価値を最適に組み合わせて売ることが重要になる。したがって、卸電力市場と需給調整市場での取引計画を含んだ需給計画を作成する技術が、発電事業者に求められる。

需給調整市場への入札に際しては、火力発電機の出力帯の考慮が重要となる。調整力を落札した場合は、送配電事業者の指令に対して定められた時間以内に調整力を発動（発電機の出力を調整）する必要があるが、出力帯を切替えている時間帯では調整力を発動でき

ないためである。ここで、出力帯の切替えとは、火力発電機に燃料を供給するパイプのバルブの開閉や補器（給水ポンプや微粉炭器）の運転切替えを意味しており、切替え中は出力を一定時間保持しなければならない。

従来、出力帯は EDC（経済負荷配分制御）で決定していたが [1]、需給調整市場で最大 1 週間前に調整力を取引するようになったことで、需給計画で出力帯を考慮することが重要となってきた。kWh 価値と ΔkW 価値を組合せた発電事業者の取引計画に関する研究はあるものの [2][3][4]、いずれも出力帯は考慮されておらず、調整力発動時に確実に出力を調整できるとは限らないという課題がある。需給計画市場への入札にかかる制約を考慮し出力帯を決定できる週間需給計画手法は、これまでに提案されていない。

そこで本章では、発電事業者の収益の最大化を目的に、出力帯を考慮した火力発電機の運転計画と、卸電力市場と需給調整市場を考慮した取引計画を同時に作成できる、需給計画作成手法を提案する [5]。需給計画には長期のものから順に年間、月間、週間、日間の計画があるが、需給調整市場の入札は三次調整力②を除いて週ごとに計画する必要があることから、週間需給計画の作成手法を提案する。

週間需給計画で決定する発電機の起動停止状態については、起動停止状態の遷移に着目し、各状態間の遷移を表すバイナリ変数を定義することにより、強い定式化を実現できる手法 [6] が提案されている。文献 [6] の手法は、定義したバイナリ変数を用いて、状態遷移についての流量保存則を課しており、各ブランチの流量が 1 か 0 であるフローネットワークとしてモデル化したものと解釈できる。本章では、フローネットワークを活用して起動停止状態と出力帯をモデル化することを提案する。具体的には、起動停止状態の遷移に関するネットワークと出力帯の遷移に関するネットワークの二重構造を構築することを提案する。さらに、文献 [6] では陽な制約となっている最小運転時間制約、最小停止時間制約を、発電機の運転状態の遷移に関するフローネットワークに組込むことにより、制約式の数削減する。加えて、数値シミュレーションにより、提案手法が発電事業者の収益を最大化する計画を作成できることと、調整力の発動指令に確実に応じることができるように火力発電機の出力帯を計画できることを示し、提案手法の有用性を示す。

本章の構成は以下の通りである。3.2 節で発電事業者の週間需給計画と複数価値取引の概要について述べる。3.3 節でフローネットワークを活用した出力帯と起動停止状態のモデル化を述べる。3.4 節で需給調整市場を考慮した週間需給計画問題の定式化を述べる。3.5 節で数値シミュレーションを行い、提案手法の有用性を示す。3.6 節で本章のまとめを述べる。

3.2 週間需給計画と複数価値取引の概要

電源が有する価値には、実際に発電された電気である kWh 価値（電力量）、短期間で需給調整できる能力である Δ kW 価値（調整力）、発電することができる能力である kW 価値（容量）、非化石電源で発電された電気に付随する環境価値である非化石価値がある。発電事業者はこれらの価値を市場や相対契約で売ることによって収入を得る。図 3.1 に示すように、週間需給計画ではスポット市場、先渡市場（週間商品）での電力量の売り入札量と、需給調整市場での調整力の売り入札量を計画する。それと同時に、小売電気事業者との相対取引を含めて必要となる電力量および調整力を確保するように、発電機の運転計画を作成する。需給調整市場では能力によって商品が区分されており、三次調整力②（Replacement Reserve-for FIT, RR-FIT）、三次調整力①（Replacement Reserve, RR）、二次調整力②（Frequency Restoration Reserve, FRR）、二次調整力①（Synchronized Frequency Restoration Reserve, S-FRR）、一次調整力（Frequency Containment Reserve, FCR）の 5 種類に大別される。需給調整市場の各商品の要件 [7] を表 3.1 に抜粋して示す。応動時間は、送配電事業者に指令を受けてから指令通りの出力まで変化するのに要する時間を意味する。継続時間は、供出可能量の範囲での指令値を継続して出力し続けることが可能な時間を意味する。商品ブロック時間は、取引する時間単位（コマ）を意味する。なお、各種類について供給区域の不足インバランスの発生に対応するための調整力である上げ調整力と、余剰インバランスの発生に対応するための調整力である下げ調整力で商品がさらに区分されるため、合計では 10 商品が存在する。このうち、週間需給計画では三次調整力①、二次調整力②、二次調整力①、一次調整力の売り入札量を計画する。

発電事業者の収入は、相対契約に基づく売電、スポット市場での売電、需給調整市場での調整力の販売、上げ調整力の発動量に応じた清算分から構成される。一方で支出は、発電機の運転コスト（燃料費と起動費）および下げ調整力の発動量に応じた清算分から構成される。収入と支出の差額が発電事業者の収益となり、需給計画ではこれを最大化する。週間需給計画は一般に 30 分を 1 コマとして作成されることが多いが、本章では出力帯の運用を考慮して 5 分刻みで計画を作成する。決定変数はスポット市場・需給調整市場への売り入札量と、発電機の出力・出力帯・起動停止状態である。なお、本章では需給調整市場での取引について、需給バランス調整に活用する調整力である三次調整力①と二次調整力②を考慮する。また、先渡市場の週間商品は現時点で取引量が非常に少ないため取り扱わない。本章で考慮する取引を図 3.1 に太字で示す。なお、本章では火力発電機の出力帯の考慮に着目し、その他の発電機（揚水発電機など）については取り扱わない。

表 3.1 需給調整市場の各商品の要件（2020 年 4 月時点）

	FCR	SFRR	FRR
Response time	Within 10 sec.	Within 5 min.	Within 5 min.
Duration	5 min. or more	30 min. or more	30 min. or more
Minimum bid	5MW or 1MW[7]	5MW	5MW
Merchandise block time	Under consideration		

	RR	RR-FIT
Response time	within 15 min.	within 45 min.
Duration	3 hour	3 hour
Minimum bid	5MW	5MW or 1MW[7]
Merchandise block time	3 hour	3 hour

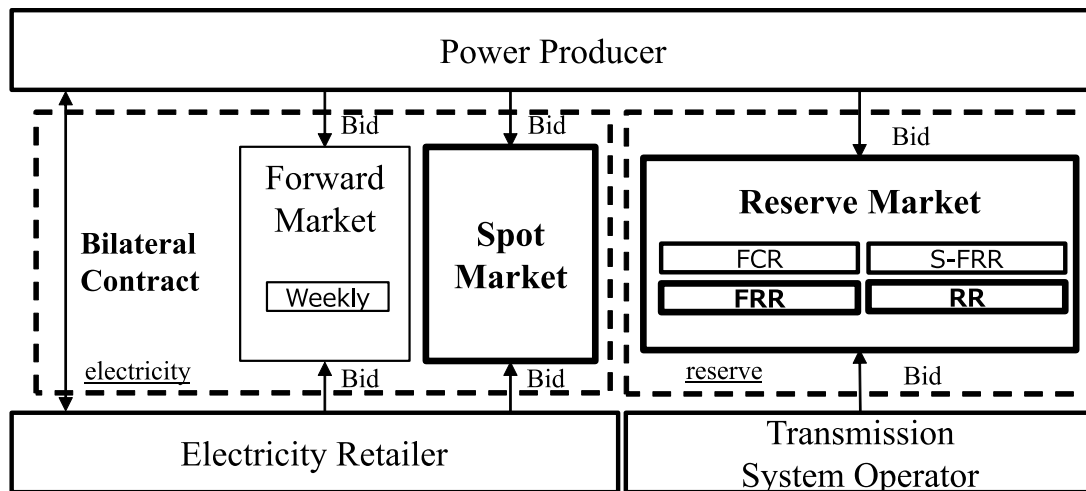


図 3.1 発電事業者の電力取引の概要

3.3 フローネットワークを活用した出力帯と起動停止状態のモデル化

起動停止状態からなる起動停止フローネットワークと，出力帯からなる出力帯フローネットワークを作成し，2つを関連付けることで二重構造のフローネットワークを構築する。図 3.2 の ON-OFF Flow Network が起動停止フローネットワークを，Band Flow

Network が出力帯フローネットワークを表す。ブランチとノードについては以降で述べるが、図中のブランチは、時刻 t_3 の M 帯と t_5 の L 帯を表すノード (node1, node2)、および時刻 t_5 の運転と t_6 の停止を表すノード (node3, node4) に関連するものに絞って記載している。

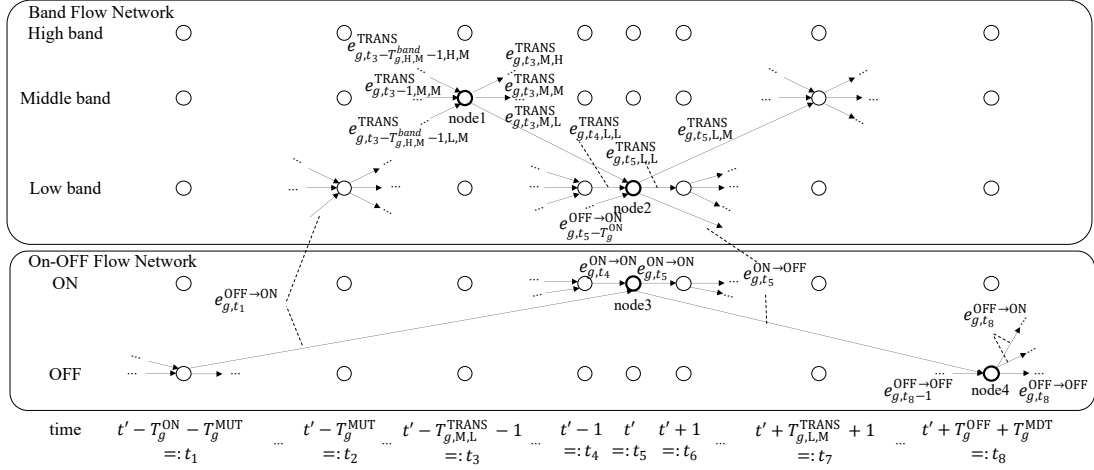


図 3.2 起動停止と出力帯のフローネットワーク

起動停止フローネットワークでは、時刻毎に ON と OFF の状態をノード（図 3.2 中の丸印）として定義する。ここで、ON は最小運転時間以上運転した後の起動状態、OFF は最小停止時間以上停止した後の停止状態を表す。また、状態遷移を表すブランチ（図中の矢印）を定義する。ON から ON、OFF から OFF に向かうブランチは、時刻が隣接するノード間に作成する。OFF から ON に向かうブランチは、起動に要する時間 T_g^{ON} に最小運転時間 T_g^{MUT} を加えた時刻分先のノードに向かって作成する。ON から OFF に向かうブランチは、停止に要する時間 T_g^{OFF} に最小停止時間 T_g^{MDT} を加えた時刻分先のノードに向かって作成する。起動状態ではあるが最小運転時間分継続して運転していないときの起動状態はノードとしては存在せず、フローネットワーク上では遷移中、つまりアークとして表現される（停止についても同様である）。これにより、最小運転時間と最小停止時間を守る状態遷移が表現される。各ブランチに、ノード間の遷移があるなら 1、そうでなければ 0 となるバイナリ変数を対応付け、各ノードで入力と出力が等しくなる制約（流量保存則）を課すことで、起動停止の遷移が定式化される。何コマ前に状態遷移を開始したかを考えることで、起動停止パターン中の出力を定式化できる。

次に、出力帯フローネットワークを作成する。出力帯の状態をノード、遷移をブランチとして定義し、各ブランチに対応するバイナリ変数を定義する。本章では出力帯として H 帯（高出力帯）、M 帯（中出力帯）、L 帯（低出力帯）の 3 つを考える。M 帯から M 帯に

向かうブランチなど、出力帯の維持を表すブランチは、時刻が隣接するノード間に作成する。また、M 帯から L 帯に向かうブランチなど、出力帯の切替えを表すブランチは、出力帯切替えに要する時間分先のノードに向かって作成する。これにより、出力帯切替えにかかる出力保持の制約を守る状態遷移が表現される。例えば、発電機 g が時刻 t_3 で node1 (M 帯) であるときに、L 帯へ遷移するには遷移時間 $T_{g,M,L}^{\text{TRANS}}$ を要する。したがって、L 帯への遷移を表すブランチ ($e_{g,t_3,M,L}^{\text{TRANS}}$) の終点は、遷移完了後の時刻である t_5 の L 帯を表すノード (node2) となる。各ノードで入力と出力が等しくなる制約 (流量保存則) を課すことで、出力帯の遷移が定式化される。また、何コマ前に状態遷移を開始したかを考えることで、出力帯遷移中の出力保持を定式化できる。

そして、起動直後と停止直前は L 帯であると想定した上で、2 つのフローネットワークを関連付ける。発電機が起動パターンを終えると出力帯の変更が可能となることから、OFF から ON に向かうブランチを、その起点となる時刻から起動パターン経過後の L 帯のノードへの流入とする。図 3.2 に示す例で説明すると、時刻 t_1 の OFF ノードから時刻 t_5 の ON ノードに向かうブランチ $e_{g,t_1}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}$ を、時刻 t_2 の L 帯のノードへの流入とする。一方、発電機の停止に関しては、ON から OFF に向かうブランチを、その起点となる時刻の L 帯のノードからの流出とする。以上により、最小運転時間・最小停止時間・出力帯切替えにかかる出力保持の制約を守る状態遷移が表現できる。

このように 2 つのフローネットワークを結合することで、ノード数を削減することができる。仮に起動停止状態と出力帯を同一のフローネットワークで表現する場合、最小運転時間を考慮するために、起動から何コマ経過したかで出力帯を区別する方法が考えられる。この場合、例えばある発電機の最小運転時間が 8 時間 (5 分刻みで 96 コマ) であるとき、当該発電機の運転状態を表すノードは 1 コマあたり 288 個 (出力帯 3 つ \times 96 コマ) 必要となる。一方で、提案するフローネットワークの作成方法では、発電機 1 台の運転状態を表すノードは 1 コマあたり 4 個 (出力帯 3 つと ON のノード) となる。計画期間である 1 週間 (5 分刻みで 2016 コマ) で換算すると、発電機 1 台当たりのノードを 50 万個以上削減できる。

3.4 需給調整市場を考慮した週間需給計画問題の定式化

本章で扱う週間需給計画問題は、発電事業者の収益 h^{ALL} を最大化する問題として、(3.1) ~ (3.30) 式のように定式化できる。式中で用いる記号の定義は文中で説明するが、章末に種類別・アルファベット順でまとめて示す。なお、市場に関する記号は便宜的に 5 分刻みで定義する。具体的には、パラメータであるスポット市場の電力価格等は商品ブロック時

間毎に同値展開して設定し、決定変数であるスポット市場への入札量等は商品ブロック時間内で同値となるように制約を課すことで、5分刻みで定式化する。起動停止や出力帯の遷移を表す記号 $e_{g,t}^{*->*}$ と $e_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$ に関して、 $t \notin T$ の場合はゼロとする。以降の定式化では、相対取引の取引量、スポット市場への入札量は、電力量ではなく平均電力として扱う。

$$\max h^{\text{ALL}} \quad (3.1)$$

$$\text{s.t. } h^{\text{ALL}} = h^{\text{BL}} + h^{\text{SPOT}} + h^{\Delta\text{kW}} + h^{\text{kWh,UP}} - h^{\text{kWh,DN}} - h^{\text{GEN}} \quad (3.2)$$

$$h^{\text{BL}} = \sum_{t \in T} P^{\text{BL}} Q_t^{\text{BL}} \quad (3.3)$$

$$h^{\text{SPOT}} = \sum_{t \in T} P_t^{\text{SPOT}} q_t^{\text{SPOT}} \quad (3.4)$$

$$h^{\Delta\text{kW}} = \sum_{j \in J, g \in G, t \in T} P_{j,t}^{\Delta\text{kW}} q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \quad (3.5)$$

$$h^{\text{kWh,UP}} = \sum_{j \in J^{\text{UP}}, g \in G, t \in T} \mu_{j,t} (P_{j,t}^{\text{kWh}} - F_g^{\text{L}}) q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \quad (3.6)$$

$$h^{\text{kWh,DN}} = \sum_{j \in J^{\text{DN}}, g \in G, t \in T} \mu_{j,t} (P_{j,t}^{\text{kWh}} - F_g^{\text{L}}) q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} h^{\text{GEN}} = & \sum_{g \in G, t \in T} F_g^{\text{ON}} e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \sum_{g \in G, t \in T} F_g^{\text{L}} x_{g,t} \\ & + \sum_{g \in G, t \in T, b_1 \in B, b_2 \in B} F_g^{\text{C}} (T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} + 1) e_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \end{aligned} \quad (3.8)$$

(3.1) 式の h^{ALL} は発電事業者の収益であり、(3.2) 式はその内訳を表す。 h^{BL} は相対取引での売電による収入であり、(3.3) 式のように表される。 T は計画期間内の5分刻みの時刻の集合、 P^{BL} は相対取引の電力価格、 Q_t^{BL} は時刻 t における相対取引の取引量である。 h^{SPOT} はスポット市場での売電による収入であり、(3.4) 式のように表される。 P_t^{SPOT} は時刻 t におけるスポット市場の電力価格、 q_t^{SPOT} は時刻 t におけるスポット市場への入札量である。 $h^{\Delta\text{kW}}$ は需給調整市場での調整力の販売により得る ΔkW 分の収入であり、(3.5) 式のように表される。 J は需給調整市場の商品の集合、 G は全火力発電機の集合、 $P_{j,t}^{\Delta\text{kW}}$ は時刻 t における需給調整市場の商品 j の ΔkW 価格、 $q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$ は時刻 t において火力発電機 g を用いて需給調整市場の商品 j に入札する量である。 $h^{\text{kWh,UP}}$ は上げ調整力の発動に応じた kWh 分の収入であり、調整力の発動に伴う燃料費の増加分を含めて、(3.6) 式のように表される。調整力の発動に伴う燃料費の増加分を含めて定式化する。 J^{UP} は上げ調整力の商品の集合、 $\mu_{j,t}$ は時刻 t における需給調整市場の商品 j の発動割合、 $P_{j,t}^{\text{kWh}}$ は時刻 t における需給調整市場の商品 j の kWh 価格、 F_g^{L} は火力発電機 g の一次の燃料費特性係数である。同様に、 $h^{\text{kWh,DN}}$ は下げ調整力の発動に応じた kWh 分の支出であり、(3.7) 式の

ように表される。 J^{DN} は下げ調整力の商品の集合である。 h^{GEN} は火力発電機の運転費用であり、(3.8) 式のように表される。第 1 項が起動費、第 2 項が燃料費の一次項、第 3 項が燃料費の定数項を表す。火力発電機の燃料費は出力の二次式として近似されることが多いが、二次の係数は小さいとして、一次式としてモデル化して計算の高速化を図る。 F_g^{ON} は火力発電機 g の起動費、 $e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}$ は火力発電機 g が時刻 t で起動し始めるなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数、 $x_{g,t}$ は時刻 t における火力発電機 g の出力である。 B は出力帯の集合であり、 $B = \{H, M, L\}$ である。 F_g^{C} は火力発電機 g の零次の燃料費特性係数（無負荷損）である。 $T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$ は火力発電機 g を出力帯 b_1 から b_2 へ切替える際に、出力を保持する必要がある時間（5 分刻みのコマ数）である。なお、便宜的に $b_1 = b_2$ のとき $T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} = 0$ とする。 $e_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$ は出力帯の遷移を表すバイナリ変数であり、 $b_1 \neq b_2$ の場合は、火力発電機 g が時刻 t で出力帯 b_1 から b_2 への遷移を開始するなら 1、そうでないなら 0 となるバイナリ変数である。 $b_1 = b_2$ の場合は、火力発電機 g が、時刻 t で出力帯 b_1 であり、時刻 $t+1$ で出力帯 b_1 を維持するなら 1、そうでないなら 0 となるバイナリ変数である。なお、燃料費の定数項を表す第 3 項は、出力帯の遷移を表すブランチごとに定数項を加算する式としており、当該ブランチで遷移する際に、出力帯遷移時間と定数項の積を加算する式となっている。

$$\sum_{\tau=0}^5 \sum_{g \in G} x_{g,t-\tau} = \sum_{\tau=0}^5 \left(Q_{t-\tau}^{\text{BL}} + q_{t-\tau}^{\text{SPOT}} \right), \forall t \in \{t' \in T \mid t' \bmod 6 = 0\} \quad (3.9)$$

(3.9) 式は 30 分コマ単位の需給バランス制約である。発電事業者は 30 分単位で計画値同時同量を達成すればよいとため、5 分単位での制約とはせず、6 コマ毎でまとめて需給バランス制約を課す。

$$e_{g,t-1}^{\text{ON} \rightarrow \text{ON}} + e_{g,t-T_g^{\text{MUT}}-T_g^{\text{ON}}}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} = e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{ON}} + e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.10)$$

$$e_{g,t-1}^{\text{OFF} \rightarrow \text{OFF}} + e_{g,t-T_g^{\text{MDT}}-T_g^{\text{OFF}}}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} = e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{OFF}} + e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.11)$$

(3.10), (3.11) 式は起動停止の遷移に関する制約であり、フローネットワークにおける流量保存則である。 $e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{ON}}$ は火力発電機 g が時刻 t で運転し続けるなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数、 $e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}}$ は火力発電機 g が時刻 t で停止し始めるなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数、 $e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{OFF}}$ は火力発電機 g が時刻 t で停止し続けるなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数、 $e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}$ は火力発電機 g が時刻 t で起動し始めるなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数、 T_g^{MDT} は火力発電機 g の最小停止時間、 T_g^{MUT} は火力発電機 g の最小運転時間である。図 3.2 を用いて制約式の一例を説明すると、 $t = t_5$ における (3.10) 式が node3 での流量保存則に対応する。また、 $t = t_8$ にお

る (3.11) 式が node4 での流量保存則に対応する。

$$\delta_{b_1,L} e_{g,t-T_g^{\text{ON}}}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \sum_{b_2 \in B} e_{g,t-T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}-1,b_2,b_1}^{\text{TRANS}} = \delta_{b_1,L} e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} + \sum_{b_2 \in B} e_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}},$$

$$\forall g \in G, \forall t \in T, \forall b_1 \in B \quad (3.12)$$

(3.12) 式は出力帯の遷移に関する流量保存則である。 δ_{b_1,b_2} は $b_1 = b_2$ なら 1 そうでないなら 0 を表す記号、 T_g^{ON} は火力発電機 g が起動に要する時間である。図 3.2 を用いて制約式の一例を説明すると、 $t = t_5$ での L 帯における制約式が node2 での流量保存則に対応する。また、 $t = t_3$ での M 帯における制約式が node1 での流量保存則に対応する。

$$e_{g,t,L,H}^{\text{TRANS}} = 0, e_{g,t,H,L}^{\text{TRANS}} = 0, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.13)$$

(3.13) 式は、L 帯と H 帯の間で直接遷移しないことを課す。

$$\begin{aligned} x_{g,t} + r_{g,t}^{\text{UP}} = & \sum_{b \in B} \bar{X}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}}} \sum_{\tau=0}^{T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}} \bar{X}_{g,b_1} e_{g,t-\tau,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \\ & + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{DN}}} \sum_{\tau=0}^{T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}} \underline{X}_{g,b_1} e_{g,t-\tau,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}} X_{g,\tau}^{\text{OFF}} e_{g,t-\tau}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} \\ & + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}} X_{g,\tau}^{\text{ON}} e_{g,t-\tau}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \bar{X}_{g,L} e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}}, \forall g \in G, \forall t \in T \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned} x_{g,t} - r_{g,t}^{\text{DN}} = & \sum_{b \in B} \underline{X}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}}} \sum_{\tau=0}^{T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}} \bar{X}_{g,b_1} e_{g,t-\tau,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \\ & + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{DN}}} \sum_{\tau=0}^{T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}} \underline{X}_{g,b_1} e_{g,t-\tau,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}} X_{g,\tau}^{\text{OFF}} e_{g,t-\tau}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} \\ & + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}} X_{g,\tau}^{\text{ON}} e_{g,t-\tau}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \underline{X}_{g,L} e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}}, \forall g \in G, \forall t \in T \end{aligned} \quad (3.15)$$

(3.14) 式は発電機の出力上限制約であると同時に、出力帯内での予備力を計算する式である。右辺が出力上限を表しており、右辺第 1 項～第 3 項が運転継続中の出力上限、第 4 項以降が起動停止パターン中およびその直前・直後の出力上限を表す。 $r_{g,t}^{\text{UP}}$ は時刻 t における火力発電機 g の出力帯内での予備力、 $\bar{X}_{g,b}$ は火力発電機 g の出力帯 b の出力上限、 $\underline{X}_{g,b}$ は火力発電機 g の出力帯 b の出力下限、 T_g^{OFF} は火力発電機 g が停止に要する時間、 $X_{g,\tau}^{\text{OFF}}$ は火力発電機 g が停止を開始してから τ コマ目の出力（停止パターン時の出力）、 T_g^{ON} は

火力発電機 g が起動に要する時間、 $X_{g,\tau}^{\text{ON}}$ は火力発電機 g が起動を開始してから τ コマ目の出力（起動パターン時の出力）である。便宜上、 $X_{g,T_g^{\text{OFF}}+1}^{\text{OFF}} = 0$, $X_{g,0}^{\text{ON}} = 0$ とする。また、 $B^{\text{UP}} = \{(L, M), (M, H)\}$ は上げ方向の出力帯遷移の集合、 $B^{\text{DN}} = \{(M, L), (H, M)\}$ は下げ方向の出力帯遷移の集合である。同様に (3.15) 式は発電機の出力下限制約であると同時に、出力帯内での下げ代を計算する式である。 $r_{g,t}^{\text{DN}}$ は時刻 t における火力発電機 g の出力帯内での下げ代である。なお、出力帯の範囲は連続的に繋がっており、 $\bar{X}_{g,L} = \underline{X}_{g,M}$, $\bar{X}_{g,M} = \underline{X}_{g,H}$ である。

$$\begin{aligned} \frac{x_{g,t} - x_{g,t-1}}{5} &\leq \sum_{b \in B} \bar{R}_{g,b} e_{g,t-1,b,b}^{\text{TRANS}} + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}} \cup B^{\text{DN}}} \bar{R}_{g,b_1} e_{g,t-1,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \\ &+ \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}} \cup B^{\text{DN}}} \bar{R}_{g,b_2} e_{g,t-T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}-1,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} + \bar{R}_{g,L} (e_{g,t-1}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} + e_{g,t-T_g^{\text{MUT}}-T_g^{\text{ON}}}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}) \\ &+ M_1 \left(\sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}+1} e_{g,t-\tau}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}+1} e_{g,t-\tau}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} \right), \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$\begin{aligned} \frac{x_{g,t} - x_{g,t-1}}{5} &\geq \sum_{b \in B} \underline{R}_{g,b} e_{g,t-1,b,b}^{\text{TRANS}} + \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}} \cup B^{\text{DN}}} \underline{R}_{g,b_1} e_{g,t-1,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \\ &+ \sum_{(b_1,b_2) \in B^{\text{UP}} \cup B^{\text{DN}}} \underline{R}_{g,b_2} e_{g,t-T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}-1,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} + \underline{R}_{g,L} (e_{g,t-1}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} + e_{g,t-T_g^{\text{MUT}}-T_g^{\text{ON}}}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}) \\ &- M_1 \left(\sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}+1} e_{g,t-\tau}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}+1} e_{g,t-\tau}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}} \right), \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1\} \end{aligned} \quad (3.17)$$

(3.16) 式は上げ方向の変化速度制約である。左辺は 5 分コマ単位での出力の変化量を 1 分単位に換算する式である。右辺は変化速度上限であり、右辺第 1 項～第 4 項が運転中の変化速度上限を表す。第 5 項は、起動停止パターンに従い運転する時間帯において、変化速度制約を無効化（十分大きな上限）にするための項である。 $\bar{R}_{g,b}$ は火力発電機 g の出力帯 b での 1 分当たりの出力変化速度の上限、 M_1 は十分大きな数である。同様に (3.17) 式は、下げ方向の変化速度制約である。 $\underline{R}_{g,b}$ は火力発電機 g の出力帯 b での 1 分当たりの出力変化速度の下限である。

$$\underline{Q}_j^{\text{EPRX}} \omega_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \leq q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \leq M_2 \omega_{j,g,t}^{\text{EPRX}}, \forall j \in J, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.18)$$

(3.18) 式は需給調整市場の最低入札量の制約である。 $\underline{Q}_j^{\text{EPRX}}$ は需給調整市場の商品 j の最低入札量、 M_2 は十分大きな数、 $\omega_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$ は時刻 t において火力発電機 g を用いて需給調整市場の商品 j に入札するなら 1 そうでないなら 0 となるバイナリ変数である。なお、ス

ポット市場の最低入札量は 0.5MW と小さいため本章では考慮しない。

$$\sum_{j \in J^{\text{UP}}} q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \leq r_{g,t}^{\text{UP}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.19)$$

$$\sum_{j \in J^{\text{DN}}} q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} \leq r_{g,t}^{\text{DN}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.20)$$

(3.19) 式は上げ調整力の入札量を出力帯内での予備力以下とする制約である。同様に (3.20) 式は下げ調整力の入札量の上限に関する制約である。

$$\sum_{j \in J^{\text{UP}}} \frac{q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}}{T_j^{\text{EPRX,RES}}} \leq \sum_{b \in B} \bar{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.21)$$

(3.21) 式は需給調整市場の応動時間の制約を、変化速度に換算して考慮する式である。入札量÷応動時間の分だけ 1 分あたりの変化速度が必要になるとみなした上で、その必要量が出力帯に応じた変化速度上限以下となることを課す。 $T_j^{\text{EPRX,RES}}$ は需給調整市場の商品 j の応動時間である。

$$x_{g,t} - x_{g,t-T_{\text{RRUP}}^{\text{EPRX,RES}}} \leq \sum_{b \in B} T_{\text{RRUP}}^{\text{EPRX,RES}} \bar{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} - q_{\text{RRUP},g,t}^{\text{EPRX}} + M_3(1 - \omega_{\text{RRUP},g,t}^{\text{EPRX}}), \\ \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1, 2, \dots, T_{\text{RRUP}}^{\text{EPRX,RES}}\} \quad (3.22)$$

(3.22) 式は出力を上昇させている時間帯で三次調整力①（上げ）に入札することを想定した式であり、入札量に応じた変化速度の必要量が上げ方向の変化速度の余裕分以下となることを課す。第 3 項は調整力を入札しないときに本制約を無効化するための項であり、 M_3 は十分大きな数である。

$$x_{g,t} - x_{g,t-T_{\text{FRRUP}}^{\text{EPRX,RES}}} \leq \sum_{b \in B} T_{\text{FRRUP}}^{\text{EPRX,RES}} \bar{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} - q_{\text{FRRUP},g,t}^{\text{EPRX}} - q_{\text{RRUP},g,t}^{\text{EPRX}} \frac{T_{\text{FRRUP}}^{\text{EPRX,RES}}}{T_{\text{RRUP}}^{\text{EPRX,RES}}} \\ + M_3(1 - \omega_{\text{FRRUP},g,t}^{\text{EPRX}}), \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1, 2, \dots, T_{\text{FRRUP}}^{\text{EPRX,RES}}\} \quad (3.23)$$

(3.23) 式は出力を上昇させている時間帯で三次調整力①（上げ）と二次調整力②（上げ）が同時に発動することを考慮した上で、入札量に応じた変化速度の必要量が上げ方向の変化速度の余力以下となることを課す制約である。

$$\sum_{j \in J^{\text{DN}}} \frac{q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}}{T_j^{\text{EPRX,RES}}} \leq - \sum_{b \in B} \underline{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (3.24)$$

$$x_{g,t} - x_{g,t-T_{\text{RRDN}}^{\text{EPRX,RES}}} \geq \sum_{b \in B} T_{\text{RRDN}}^{\text{EPRX,RES}} \underline{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} + q_{\text{RRDN},g,t}^{\text{EPRX}} - M_3(1 - \omega_{\text{RRDN},g,t}^{\text{EPRX}}),$$

$$\forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{0, 1, \dots, T_{\text{RRDN}}^{\text{EPRX,RES}} - 1\} \quad (3.25)$$

$$x_{g,t} - x_{g,t-T_{\text{FRRDN}}^{\text{EPRX,RES}}} \geq \sum_{b \in B} T_{\text{FRRDN}}^{\text{EPRX,RES}} \bar{R}_{g,b} e_{g,t,b,b}^{\text{TRANS}} + q_{\text{FRRDN},g,t}^{\text{EPRX}} + q_{\text{RRDN},g,t}^{\text{EPRX}} \frac{T_{\text{FRRDN}}^{\text{EPRX,RES}}}{T_{\text{RRDN}}^{\text{EPRX,RES}}} - M_3(1 - \omega_{\text{FRRDN},g,t}^{\text{EPRX}}), \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{0, 1, \dots, T_{\text{FRRDN}}^{\text{EPRX,RES}}\} \quad (3.26)$$

(3.24)～(3.26) 式は、(3.21)～(3.23) 式と同様に下げ調整力の応動時間を変化速度に換算して考慮する式である。

$$\sum_{b \in B} e_{g,t-\tau,b,b}^{\text{TRANS}} \geq \omega_{j,g,t}^{\text{EPRX}}, \forall j \in J, \forall g \in G, \forall t \in T, \forall \tau \in \{1, 2, \dots, T_j^{\text{EPRX,RES}}\} \quad (3.27)$$

(3.27) 式は調整力を供出する時間帯に先行して発動指令を受ける状況を想定した式であり、供出義務が生じる時刻の直前 $T_j^{\text{EPRX,RES}}$ コマ（応動時間）は、出力帯の変更を禁止する制約である。需給調整市場のリクワイアメントにおいては出力帯の変更は禁じられていないが、実運用上は調整力の発動を見込んで出力帯は変更しないと想定する。例えば、0:30-1:00 の二次調整力②を入札する場合、発動指令を 5 分前から受ける可能性があるため、0:25-0:30 での出力帯の遷移を禁止する。

$$q_t^{\text{SPOT}} = q_{t+1}^{\text{SPOT}}, \forall t \in \{t' \in T \mid t' \bmod T^{\text{SPOT,BID}} \neq 0\} \quad (3.28)$$

$$q_{j,g,t}^{\text{EPRX}} = q_{j,g,t+1}^{\text{EPRX}}, \forall j \in J, \forall g \in G, \forall t \in \{t' \in T \mid t' \bmod T_j^{\text{EPRX,BID}} \neq 0\} \quad (3.29)$$

$$\omega_{j,g,t}^{\text{EPRX}} = \omega_{j,g,t+1}^{\text{EPRX}}, \forall j \in J, \forall g \in G, \forall t \in \{t' \in T \mid t' \bmod T_j^{\text{EPRX,BID}} \neq 0\} \quad (3.30)$$

(3.28)～(3.30) 式は、各市場での取引に関する変数について、入札単位で等しい値となることを課す制約である。 $T^{\text{SPOT,BID}}$ はスポット市場の商品ブロック時間、 $T_j^{\text{EPRX,BID}}$ は需給調整市場の商品 j の商品ブロック時間である。

3.5 数値シミュレーション

3.5.1 計算条件

火力発電機 3 台を対象に週間需給計画を作成する。火力発電機 3 台の内訳は、代表的な燃料である石炭、LNG、石油の 3 種を考慮し、石炭火力機 1 台、LNG 火力機 1 台、石

油火力機 1 台とする。発電機の特徴は標準モデル [8] を参考に与える。相対取引の売電量は全時刻で 400MW とし、スポット市場の電力価格は日本卸電力取引所での取引実績 [9] を参考に図 3.3 の通りに与える。三次調整力①、二次調整力②の価格データは、日本のスポット市場の電力価格 [9] に、ドイツの需給調整市場の価格 [10] とスポット市場の電力価格 [11] の比率を乗じた値とし、図 3.4, 図 3.5 の通りとする*¹。調整力の発動率は、ドイツの市場での実績をもとに表 3.2 の通りとする。需給調整市場の商品ブロック時間、応動時間、最低入札量は表 3.1 に記載したように、電力広域的運営推進機関の定めた要件 [7] を設定する。なお、二次調整力②の商品ブロック時間は 30 分とする。計算機は CPU：Intel Xeon, メモリ：128GB, コア数：10 の PC を用いる。最適化計算のソルバには Gurobi Optimizer9.1.1[12] を用いる*²。20 分計算しても最適解が得られなかった場合、最適化計算を打切る。

需給調整市場への入札を考慮することで収益が改善されることと、出力帯の計画を適切に作成できていることを示すことで、提案手法の有用性を示す。

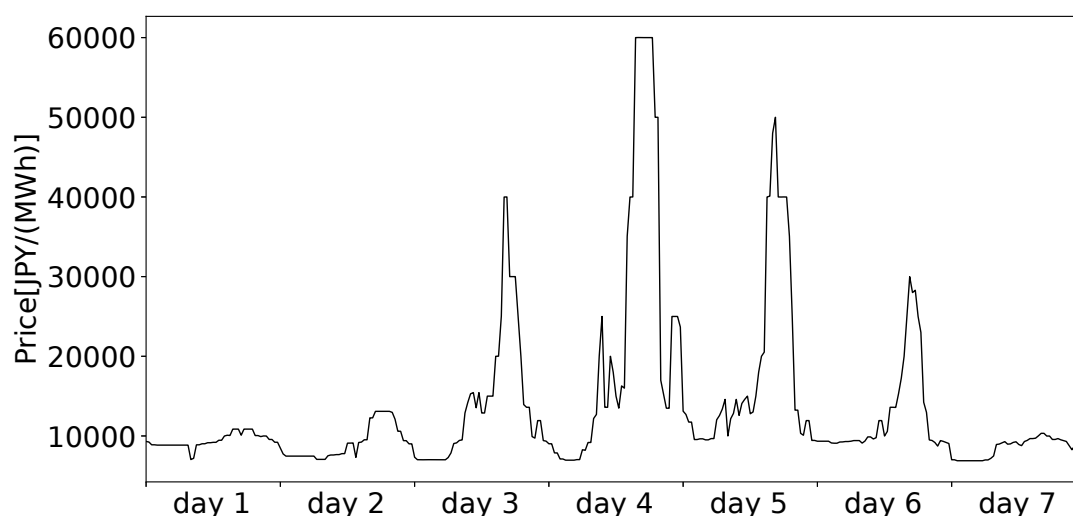


図 3.3 スポット市場の電力価格

*¹ 研究当時（2020 年 4 月）は、日本の需給調整市場が未開場であり、調整力の価格データが存在しなかったため、日本が制度設計の参考としていた欧州型の市場の一例として、ドイツのデータを利用した

*² 混合整数計画問題に対応している数理計画ソルバには、他に CPLEX[13], XPRESS[14], Numerical Optimizer[15] などがある。

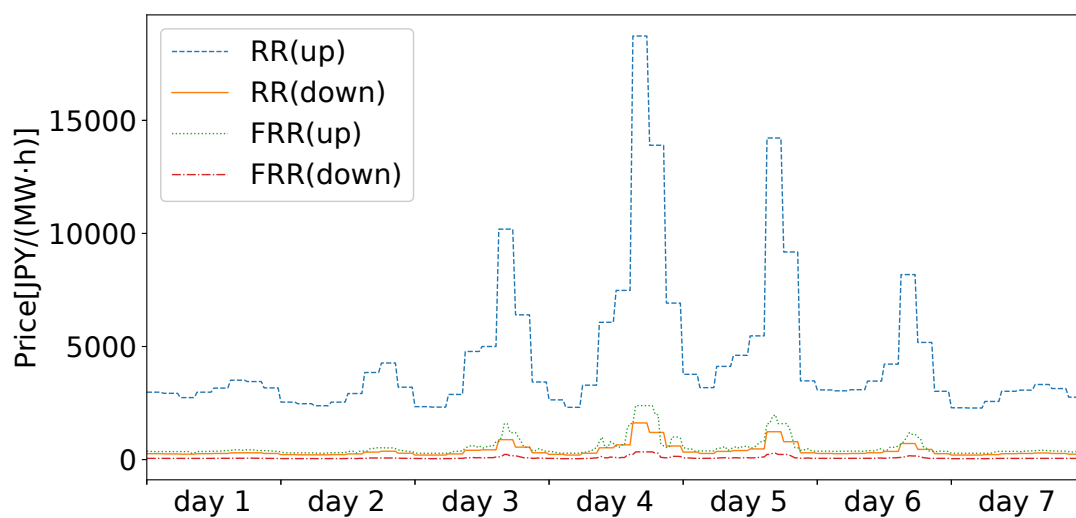


図 3.4 需給調整市場の ΔkW 価格

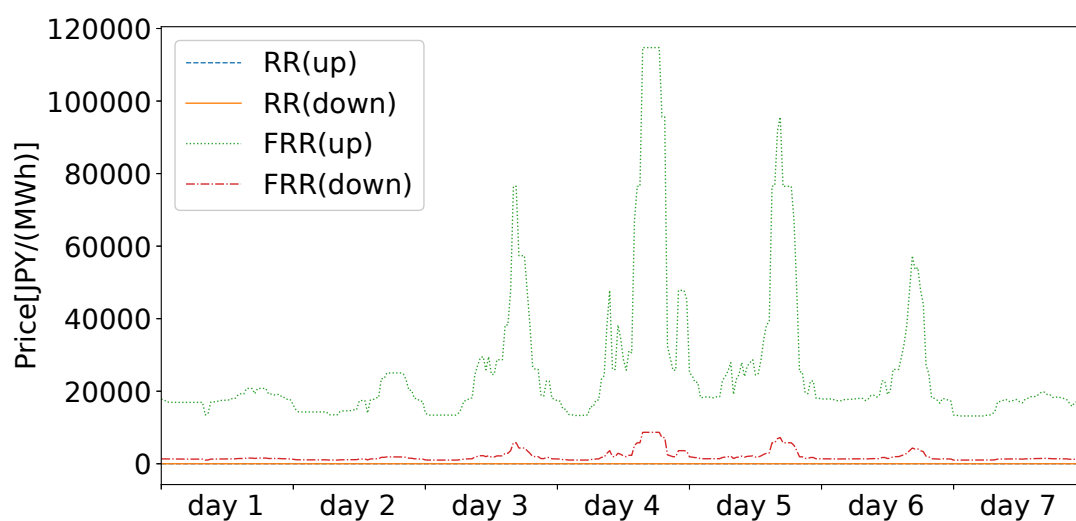


図 3.5 需給調整市場の kWh 価格

表 3.2 調整力の発動率

RR(up)	RR(down)	FRR(up)	FRR(down)
0.0%	0.0%	69.2%	8.8%

3.5.2 計算結果と考察

3.5.2.1 概要

本節では、提案手法（Proposal plan）により作成した「需給調整市場への入札を考慮する場合の計画」を、「需給調整市場への入札を考慮しない場合の計画」と比較し、次の5つの項目について考察する。なお、後者の計画を作成する手法を、以降では従来手法（Conventional plan）と呼ぶこととする。

- (1) 最適化の効果と最適性
- (2) 出力帯の考慮
- (3) 需給調整市場への入札
- (4) スポット市場への入札
- (5) 発電機の運転計画

3.5.2.2 最適化の効果と最適性

収益、計算時間および計算終了時の上界と下界の相対誤差を表 3.3 に示す。需給調整市場を考慮することで収益が 4.19% 向上する結果を得た。上界と下界の相対誤差が 1% 程度となっており、20 分間の計算では解が最適であるという保証は得られなかった^{*3}。しかしながら、従来手法では相対誤差が 1.48% であることより、収益は大きくても 1179.5 百万円であることから、提案手法により少なくとも収益が 31.5 百万円改善すると言える。したがって、提案手法の効果がある。相対誤差の改善を難しくしている大きな要因は、5 分刻みで変数を定義したため約 6.7 万個の離散変数を有する大規模な問題となっていることと、需給調整市場での取引量に関する定式化が非凸であることと思われる。例えば上げ調整力の入札可能量は、運転中の出力帯の上限から出力を引いたものとし出力帯内での予備力が上限となり、図 3.6 に示すように直角三角形が並んだような非凸な解空間を形成する。下げ調整力についても同様である。

3.5.2.3 出力帯の考慮

各火力発電機の状態と需給調整市場への入札量を図 3.7 に示す。上段が石炭火力機、中段が LNG 火力機、下段が石油火力機のグラフである。左軸の上側が上げ調整力の入札量、

^{*3} 5 日間計算しても、相対誤差は 1% 程度のままであり、改善はごく僅かであった。

表 3.3 収益，計算時間，上界と下界の相対誤差

	Profit [10^6 yen]	Calculation time [min]	Optimality gap[%]
Proposed method	1211.0 (+4.19%)	20.0	1.06
Conventional method	1162.3	20.0	1.48

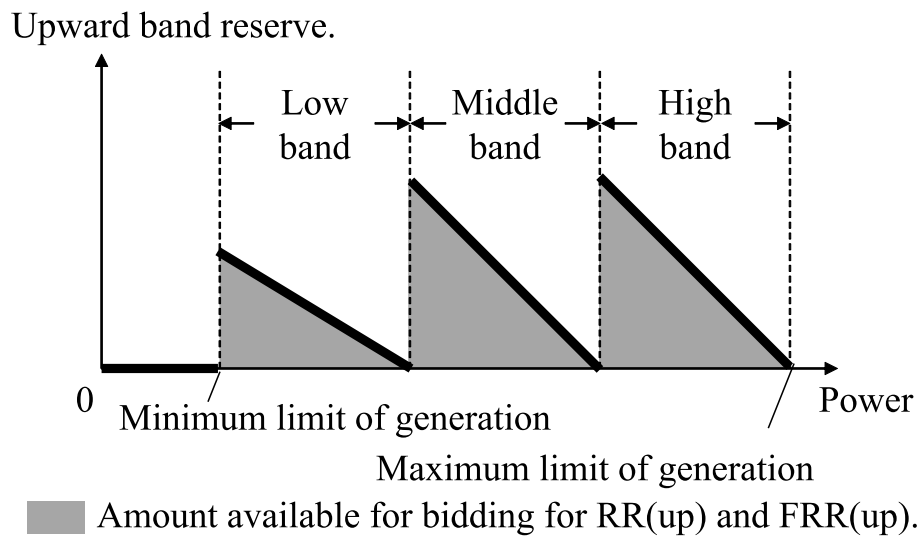


図 3.6 上げ調整力の入札可能量

下側が下げ調整力の入札量である。入札量は積上げ棒グラフとして示す。右軸の上側が各状態（停止，L 帯で運転，M 帯で運転，H 帯で運転）であり，各火力発電機の状態を折れ線グラフとして示す。各状態の間にいるときは，遷移中（起動・停止パターン中もしくは出力帯切替え中）であることを示す。LNG 火力機および石油火力機のグラフからわかるように，需給調整市場へ入札する際は出力帯を切替えない計画が得られた。したがって，送配電事業者からの調整力の発動指令に確実に応じることができるよう，火力発電機の出力帯を考慮した週間需給計画が作成できていると言える。

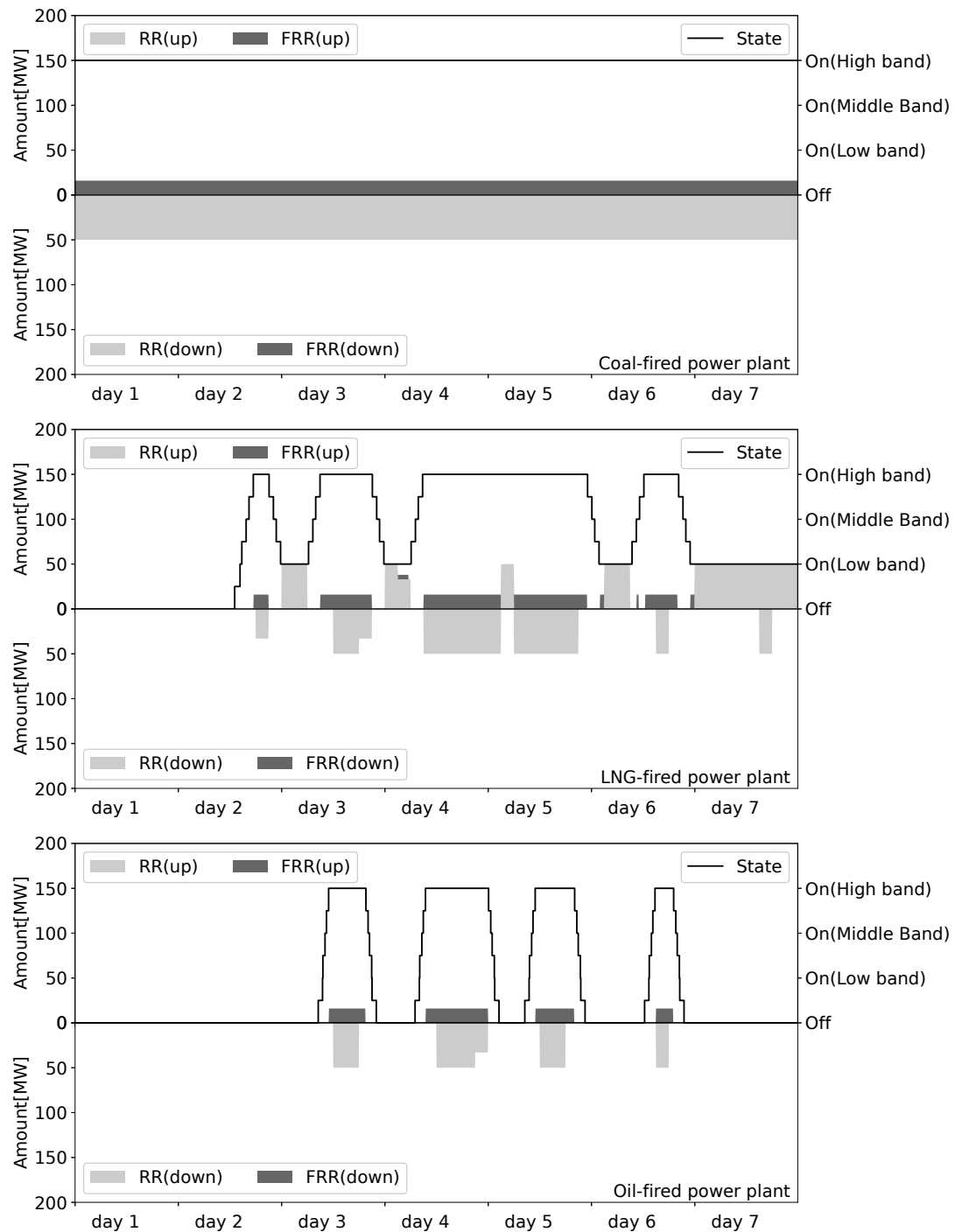


図 3.7 火力発電機の状態と需給調整市場への入札量

3.5.2.4 需給調整市場への入札

提案手法による需給調整市場の取引計画を図 3.8 に示す。上側に上げ調整力の入札量を積上げ棒グラフとして示し、下側に下げ調整力の入札量を積上げ棒グラフとして示す。全時間帯で二次調整力②（上げ）に入札することに加え、夜～早朝の時間帯では三次調整力①（上げ）に入札する傾向にあることがわかる。この時間帯では、スポット市場および需給調整市場の kWh 価格の価格差が少なくなり kWh 分の収入が減るため、燃料費の高い LNG 発電機は ΔkW 分の収入に期待し、 ΔkW 価格の高い三次調整力①（上げ）に入札する（図 3.7）。下げ調整力の入札量は、スポット市場への入札量が多い時間帯で多い。これは、スポット市場に入札するため発電機の出力を大きくする時間帯で、自然と下げ方向の調整力が確保できるためである。また、二次調整力②（下げ）には入札せず、三次調整力①（下げ）のみに入札する。これは、下げ調整力の発動に応じて支出が生じるためであり、これを避けるために発動量を 0% と設定した三次調整力①（下げ）に入札する結果となった。

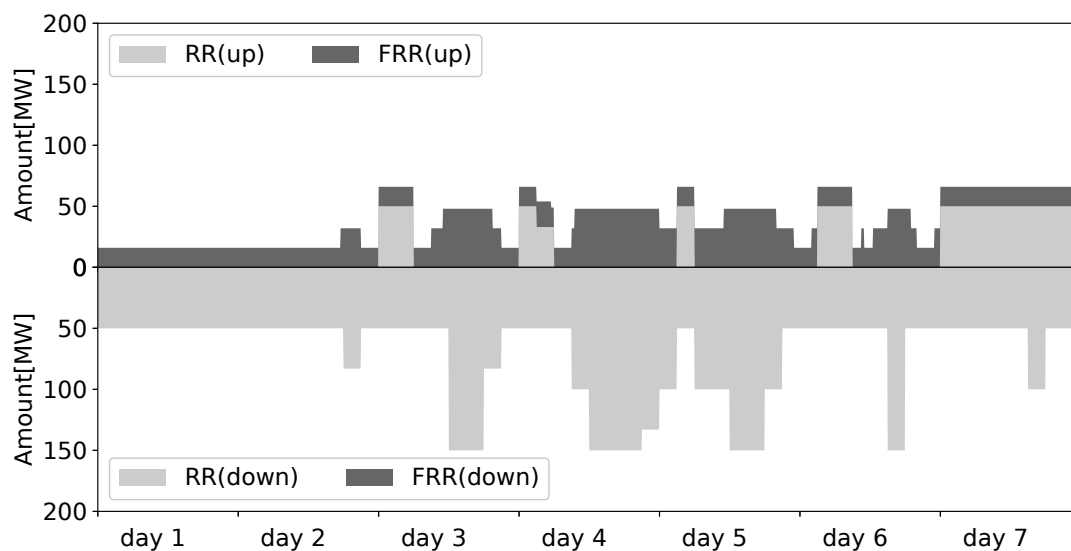


図 3.8 需給調整市場の取引計画

3.5.2.5 スポット市場への入札

スポット市場の取引計画を図 3.9 に示す。提案手法による計画の方が，取引量が少ない傾向にあることがわかる。これは，スポット市場の電力価格より二次調整力②の kWh 価格が高く，発動率が 69.2% あるため，調整力の発動による収入（kWh 分の収入）に期待できるためである。調整力の確保による収入（ ΔkW 分の収入）も加わるため，二次調整力②の取引がスポット市場での売電よりも経済的になる。図 3.8 で示したように，全時間帯で二次調整力②（上げ）に入札する。

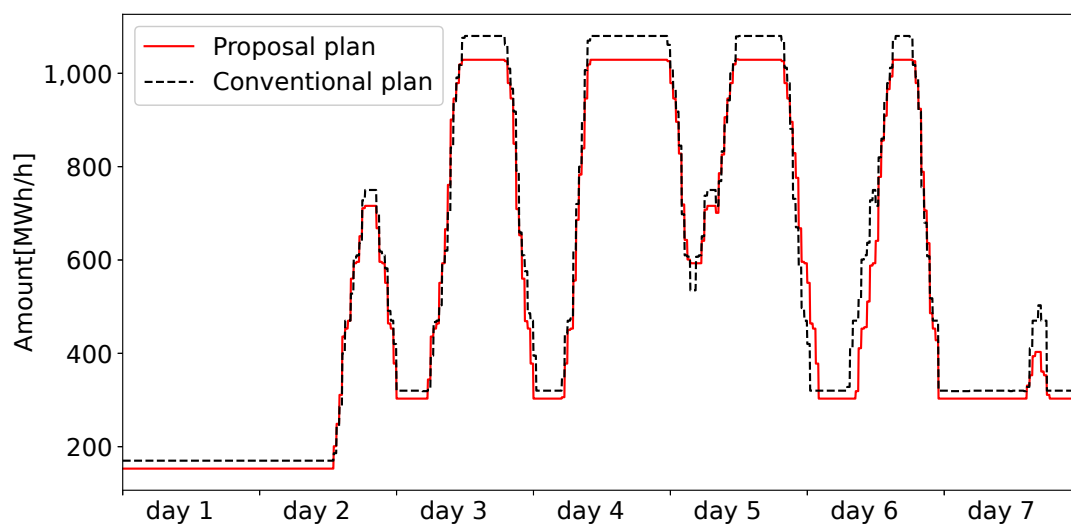


図 3.9 スポット市場の取引計画

3.5.2.6 発電機の運転計画

発電機の運転計画を図 3.10 に示す。上側が提案手法、下側が従来手法による計画である。必要な発電量（相対取引の量とスポット市場での取引量）を積上げ折れ線で示し、各発電機の発電量を積上げ面で示す。いずれの計画もスポット市場の電力価格が高い昼間に発電機の運転台数を増やす妥当な結果が得られた。なお、提案手法による計画において、5 日目の深夜（図中の矢印の箇所）で発電量が不足しているように見えるが、これは 5 分毎の出力を示しているためであり、30 分単位での電力量は充足しており、発電事業者に課せられている 30 分単位での計画値同時同量を充足する結果となっている。また、需給調整市場を考慮する場合と考慮しない場合の発電量の差を図 3.11 に示す。発電量の差は、3.5.2.4 節および 3.5.2.5 節で考察した、需給調整市場への入札及びスポット市場への入札に起因するものである。

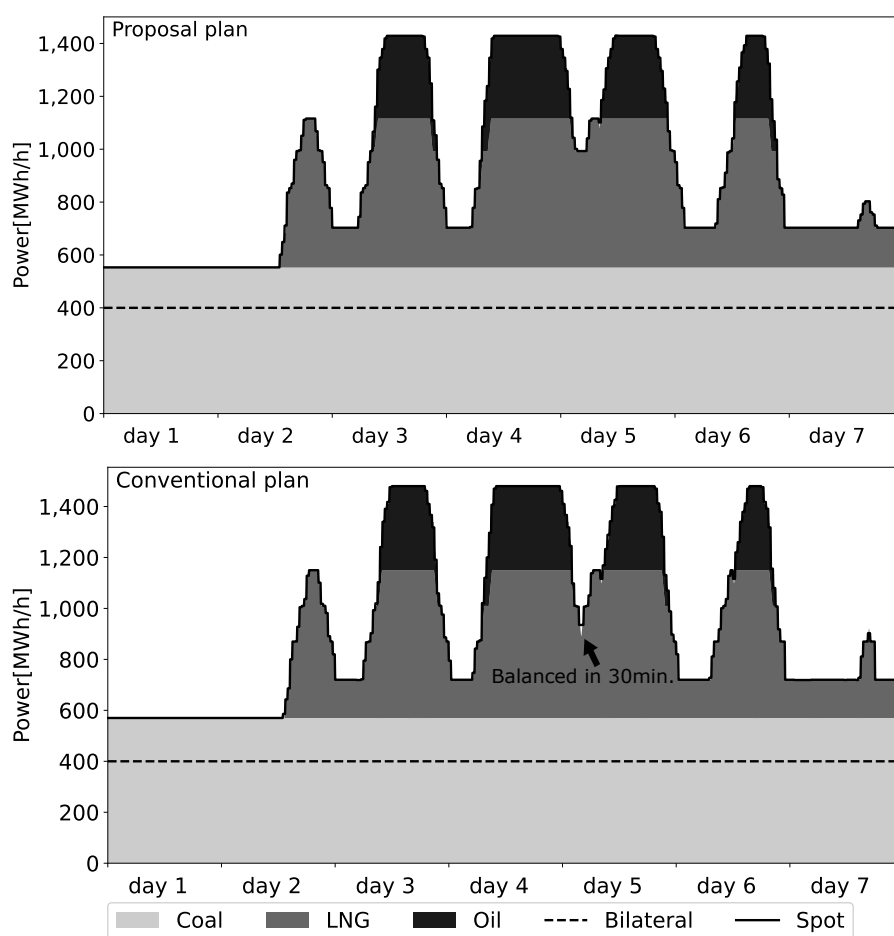


図 3.10 発電機の運転計画

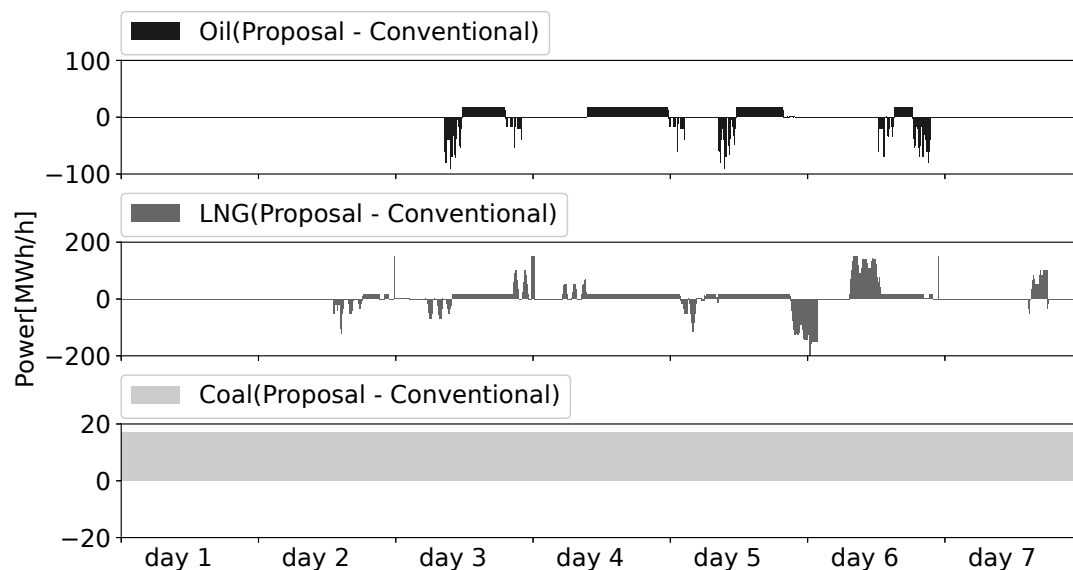


図 3.11 発電量の差

3.6 結言

本章では、発電事業者の収益の最大化を目的に、出力帯を考慮した火力発電機の運転計画と、スポット市場と需給調整市場（三次調整力①、二次調整力②）の取引計画を同時に作成できる、週間需給計画作成手法を提案した。数値シミュレーションにより、提案手法が発電事業者の収益を 4.19% 向上することと、調整力の発動指令に確実に応じることができるよう火力発電機の出力帯を計画できることを示し、提案手法の有用性を示した。今後の課題は、発電機数十台の計画を実用的な時間で作成できるように、ヒューリスティックな最適化手法を構築するなどして計算を高速化することである。また、揚水発電機、再生可能エネルギー電源等、他の発電機を考慮する必要もある。

記号一覧

b, b_1, b_2	出力帯
g	火力発電機
j	需給調整市場の商品
t	時刻。 $t \in T$ 。 T は計画期間内の 5 分刻みの時刻の集合
τ	時間。 $\tau \in \mathbb{N}$
集合	
B	出力帯の集合。 $B = \{H, M, L\}$ 。H が H 帯, L が L 帯, M が M 帯を表す
B^{UP}	上げ方向の出力帯遷移の集合。 $B^{\text{UP}} = \{(L, M), (M, H)\}$
B^{DN}	下げ方向の出力帯遷移の集合。 $B^{\text{DN}} = \{(M, L), (H, M)\}$
G	火力発電機の集合
J	需給調整市場の商品の集合。 $j \in J$ 。 $J = J^{\text{UP}} \cup J^{\text{DN}}$ 。 $J^{\text{UP}} = \{\text{RRUP (三次調整力①上げ)}, \text{FRRUP (二次調整力②上げ)}\}$, $J^{\text{DN}} = \{\text{RRDN (三次調整力①下げ)}, \text{FRRDN (二次調整力②下げ)}\}$
T	時刻の集合。 $T (= \{1, 2, \dots, \})$ 。計画期間の最終時刻は $ T $ 。
変数	
$e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{ON}}$	火力発電機 g が時刻 t で起動し続けるとき 1, それ以外は 0 となるバイナリ変数
$e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{OFF}}$	火力発電機 g が時刻 t で停止し続けるとき 1, それ以外は 0 となるバイナリ変数
$e_{g,t}^{\text{OFF} \rightarrow \text{ON}}$	火力発電機 g が時刻 t で起動し始めるとき 1, それ以外は 0 となるバイナリ変数
$e_{g,t}^{\text{ON} \rightarrow \text{OFF}}$	火力発電機 g が時刻 t で停止し始めるとき 1, それ以外は 0 となるバイナリ変数
$e_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$	$b_1 \neq b_2$ の場合: 火力発電機 g が, 時刻 t で出力帯 b_1 から出力帯 b_2 への遷移を開始するなら 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数 $b_1 = b_2$ の場合: 火力発電機 g が, 時刻 t で出力帯 b_1 であり, 時刻 $t+1$ で出力帯 b_1 を維持するなら 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
$q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$	時刻 t において, 火力発電機 g を用いて需給調整市場の商品 j に入札する量
q_t^{SPOT}	時刻 t におけるスポット市場への入札量

h^{ALL}	発電事業者の収益
h^{BL}	相対取引での売電による収入
h^{SPOT}	スポット市場での売電による収入
$h^{\Delta kW}$	需給調整市場での取引で得る収入。発動した電力量の精算分を含む
$h^{kWh,UP}$	上げ調整力の発動に伴う収入
$h^{kWh,DN}$	下げ調整力の発動に伴う支出
h^{GEN}	火力発電機の運転費用
$r_{g,t}^{UP}$	時刻 t における火力発電機 g の出力帯内での予備力
$r_{g,t}^{DN}$	時刻 t における火力発電機 g の出力帯内での下げ代
$x_{g,t}$	時刻 t における火力発電機 g の出力
$\omega_{j,g,t}^{EPRX}$	時刻 t において、火力発電機 g を用いて需給調整市場の商品 j に入札する なら 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数

パラメータ

F_g^L	火力発電機 g の一次の燃料費特性係数
F_g^C	火力発電機 g の零次の燃料費特性係数（無負荷損）
F_g^{ON}	火力発電機 g の起動費
M_1, M_2, M_3	十分大きな値
p^{BL}	相対取引の電力価格。時刻によらず一定の値とする
$P_{j,t}^{\Delta kW}$	時刻 t における需給調整市場の商品 j の ΔkW 価格
$P_{j,t}^{kWh}$	時刻 t における需給調整市場の商品 j の kWh 価格
P_t^{SPOT}	時刻 t におけるスポット市場の電力価格
Q_t^{BL}	時刻 t における相対取引の取引量
\underline{Q}_j^{EPRX}	需給調整市場の商品 j の最低入札量
$\bar{R}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b での 1 分当たりの出力変化速度の上限
$\underline{R}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b での 1 分当たりの出力変化速度の下限
T_g^{MDT}	火力発電機 g の最小停止時間 [コマ]
T_g^{MUT}	火力発電機 g の最小運転時間 [コマ]
T_{g,b_1,b_2}^{TRANS}	火力発電機 g を出力帯 b_1 から b_2 へ切替える際の出力帯遷移時間 [コマ]
T_g^{ON}	火力発電機 g が起動に要する時間 [コマ]
T_g^{OFF}	火力発電機 g が停止に要する時間 [コマ]
$T_j^{EPRX,BID}$	需給調整市場の商品 j の商品ブロック時間 [コマ]
$T_j^{EPRX,RES}$	需給調整市場の商品 j の応動時間 [コマ]
$T^{SPOT,BID}$	スポット市場の商品ブロック時間 [コマ]

$\bar{X}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b の出力上限
$\underline{X}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b の出力下限
$X_{g,\tau}^{\text{ON}}$	火力発電機 g が起動を開始してから τ コマ目の出力（起動パターン時の出力）。便宜上, $X_{g,0}^{\text{ON}} = 0$ とする
$X_{g,\tau}^{\text{OFF}}$	火力発電機 g が停止を開始してから τ コマ目の出力（停止パターン時の出力）。便宜上, $X_{g,T_g^{\text{OFF}}+1}^{\text{OFF}} = 0$ とする
$\mu_{j,t}$	時刻 t における需給調整市場の商品 j の発動割合
その他	
δ_{b_1,b_2}	$b_1 = b_2$ なら 1, $b_1 \neq b_2$ なら 0 を表す記号

参考文献

- [1] 小島康弘, 中村静香, 阿部公哉, 高橋修, 塚田英一, 黒川隆久, “AFC との協調制御を考慮した EDC の実用化”, 電気学会論文誌 B, vol.125, no.2, pp.170–176, 2005
- [2] J. Lagarto, F. Fernandes, J.A.M. Sousa, and J. Santana, “Multi-Market Optimal Scheduling of a Power Generation Portfolio with a Price-Maker Pumped-Storage Hydro Unit,” European Energy Market, IEEE, 2016
- [3] G. Hinüber and H.J. Haubrich, “Optimal Intraday Operation Strategy of Power Plants at Wholesale and Reserve Markets,” IEEE Lausanne Power Tech, 2007
- [4] M.R. Sheibani, G.R. Yousefi, and M.A. Latify, “Stochastic Price Based Coordinated Operation Planning of Energy Storage System and Conventional Power Plant,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol.7, no.5, pp. 1020–1032, Sept. 2019.
- [5] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “卸電力市場と需給調整市場への入札を考慮した週間需給計画”, 電気学会情報システム研究会, IS-20-039, pp.31–37, 2020
- [6] S. Atakan, G. Lulli, and S.Sen, “A State Transition MIP Formulation for the Unit Commitment Problem,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 1, pp. 736-748, 2018
- [7] 需給調整市場検討小委員会, 需給調整市場に係る論点整理と今後の進め方, https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/files/jukyu_shijyo_13_02.pdf
- [8] 電力系統技術委員会, 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル, 電気学会技術報告書, 第 1386 号, 2016
- [9] Japan Electricity Power Exchange, <http://www.jepx.org>
- [10] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu>
- [11] EEX Group, Epexspot, <https://www.epexspot.com>
- [12] Gurobi Optimization, Gurobi Optimizer Reference Manual, <http://www.gurobi.com>
- [13] IBM, IBM LOG CPLEX, <http://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>
- [14] FICO, FICO Xpress, <http://www.msi-jp.com/xpress>
- [15] NTT DATA Mathematical Systems Inc., Numerical Optimizer, <http://www.msi.co.jp/nuopt>

第 4 章

電力量と調整力の市場価格の不確実性を考慮した翌日需給計画

4.1 諸言

第 2 章では不確実条件下での取引に関する意思決定について述べたが、考慮するシナリオ数を増加させるためには、計算の高速化が課題となっていた。また、第 3 章では複数価値の取引に関する意思決定について述べたが、発電機数十台の計画を実用的な時間で行うためには、同じく計算の高速化が課題となっていた。これらの要素が統合された、不確実条件下で複数価値の取引に関する意思決定はより複雑なものとなるため、実規模の問題に対して実用的な時間で意思決定を行うことが大きな課題となる。本章では、この課題に対する解決策を提案する。

需給バランス調整や電力品質の維持に必要となる調整力を取引する市場として、2021 年 4 月に需給調整市場が開設された。発電事業者は、スポット市場等での電力量の取引に加えて、調整力の取引も行い、自社の収益を向上することが可能となった。収益は電力量や調整力の市場価格に影響されるが、これらの市場価格は天候や変動性再生可能エネルギーの発電量等に起因して変動する。安定した収益確保のためには、市場価格の不確実性の考慮が重要となる。

他方、電力広域的運営推進機関の需給調整市場検討小委員会にて、2026 年度から需給調整市場の全商品をスポット市場と同じく前日取引とする検討がされている。今後、発電事業者は、前日段階でスポット市場への電力量の入札と、需給調整市場への調整力の入札を決定するとともに、入札に応じた発電機の運転を計画する必要がある。以降、前日段階の各市場での取引計画と発電機の運転計画をまとめて翌日需給計画と呼ぶ。翌日需給計

画では、調整力の発動を確実なものとするために、発電機の出力行・起動停止と合わせて出力帯の決定も重要となる。具体的には、出力帯の切替中に調整力を発動できないことを考慮する必要がある。

電力量と調整力の取引計画に関する研究には、発電事業者やマイクログリッド・VPPの事業者を対象にしたものがある[1][2][3][4][5][6][7][8]。この中で、文献[4][5][6]は市場価格の不確実性を考慮しているものの、出力帯については検討されていない。文献[7]は市場価格の不確実性に加えて出力帯を考慮しているものの、信頼区間内での最低の収益を表す収益のVaR (Value at Risk) を目的関数とするため、信頼区間外の収益を考慮できず、発生頻度は非常に小さいものの大きな収益悪化につながる恐れがある、という課題がある。文献[8]は実用的な時間で週間需給計画を策定する手法を提案しているが、収益のVaRを目的関数とすることに加え、起動停止の変更が可能な時間(変更可能時間)を1日あたり4点に絞って入力する必要がある。このため、日々の翌日需給計画に適用する場合、運用者が適切な変更可能時間を検討し入力しなければならないという課題が残る。

そこで本章では、テールリスクを考慮可能な翌日需給計画を、運用者の負担が少なく、かつ実用的な時間で作成する手法を提案する。具体的には、信頼区間外の収益の期待値を表すCVaRを最大化することにより、テールリスクを考慮する。本章の構成は以下の通りである。4.2節で翌日需給計画の概要を述べる。4.3節で不確実性を考慮しない確定的な翌日需給計画モデルについて述べる。4.4節で収益のCVaRを最大化する翌日需給計画問題の実用的解法を提案する。4.5節で数値シミュレーションの結果を述べるとともに提案手法の有用性を示す。4.6節で本章のまとめを述べる。

4.2 翌日需給計画の概要

翌日需給計画は、発電機の運転計画と各市場への取引計画から構成される。いずれも計画対象期間は翌日1日分であり、時間は30分刻みである。運転計画の決定項目は発電機の起動停止、出力、出力帯である。また、取引計画の決定項目はスポット市場と需給調整市場の全商品の入札量である。本章では、3つの出力帯(高出力帯、中出力帯、低出力帯)を有する火力発電機を対象とした翌日需給計画手法を提案する。また、予測した市場価格で約定するという前提のもと、予測価格に対する入札量を決定する。需給調整市場への入札については、EDC領域の調整力である三次調整力①(Replacement Reserve, RR)および二次調整力②(Frequency Restoration Reserve, FRR)を対象とする。各調整力の商品ブロック時間は、2026年度以降を想定し、30分であるものとする。表4.1に、本章で想定する各調整力の仕様を示す。

表 4.1 調整力の仕様

	RR	FRR
Response time	within 15 min.	within 5 min.
Duration	30 min.	30 min.
Tradable contract	half-hourly contracts	half-hourly contracts

4.3 確定的な翌日需給計画モデル

4.3.1 概要

確定的な翌日需給計画問題は、混合整数二次計画問題として定式化できる。本節では、起動停止と出力帯のモデルについて述べた後に、目的関数と制約条件の定式化を述べる。なお、本節以降で用いる記号は本文で説明するが、章末に種類別・アルファベット順でまとめて示す。以降の定式化では、スポット市場への入札量は、電力量ではなく平均電力として扱う。

4.3.2 起動停止と出力帯のモデル

起動停止状態と出力帯を、二重のフローネットワークモデルにより表現する [3]。まず、発電機の起動停止状態に関するネットワークモデルを、起動停止パターン、最小運転時間、最小停止時間を反映して構築する。運転状態であってすぐに停止可能な状態を ON ノード、停止状態であってすぐに運転可能な状態を OFF ノードと定義し、発電機 g 毎に各時刻 t に対して ON ノード $N^{\text{ON}}(g, t)$ と OFF ノード $N^{\text{OFF}}(g, t)$ を設けるとともに、仮想初期ノード $N^{\text{IMG}}(g)$ を設ける。その上で、表 4.2 に示すノード間の遷移を表す有向ブランチを作成する。ここで、 T_g^{MUT} と T_g^{MDT} はそれぞれ発電機 g の最小運転時間と最小停止時間を表す。また、 T_g^{ON} と T_g^{OFF} はそれぞれ、発電機 g が起動パターンと停止パターンで運転する時間を表す。 $T(= \{1, 2, \dots\})$ は計画対象とする時刻の集合、 $|T|$ は計画期間の最後の時刻、 G は発電機の集合である。

その上で図 4.1 に示すように、各ブランチに対して当該遷移をするなら 1、そうでないなら 0 となるバイナリ変数 $e_{g,m}$ (m は通し番号) を定義する（以降ブランチ変数と呼ぶ）。以降の説明のために、時刻 t で発電機 g が運転状態あるいは起動停止パターン中であれば

表 4.2 発電機の起動停止状態に関するネットワークのブランチ

No.	Starting node	Ending node
1	$N^{\text{ON}}(g, t)$	$N^{\text{ON}}(g, \min(t + 1, T))$
2	$N^{\text{OFF}}(g, t)$	$N^{\text{OFF}}(g, \min(t + 1, T))$
3	$N^{\text{ON}}(g, t)$	$N^{\text{OFF}}(g, \min(t + T_g^{\text{MDT}} + T_g^{\text{OFF}}, T))$
4	$N^{\text{OFF}}(g, t)$	$N^{\text{ON}}(g, \min(t + T_g^{\text{MUT}} + T_g^{\text{ON}}, T))$
5	$N^{\text{IMG}}(g)$	$N^{\text{ON}}(g, 1)$
6	$N^{\text{IMG}}(g)$	$N^{\text{OFF}}(g, 1)$

Make branch for any $g \in G$ and any $t \in T$.

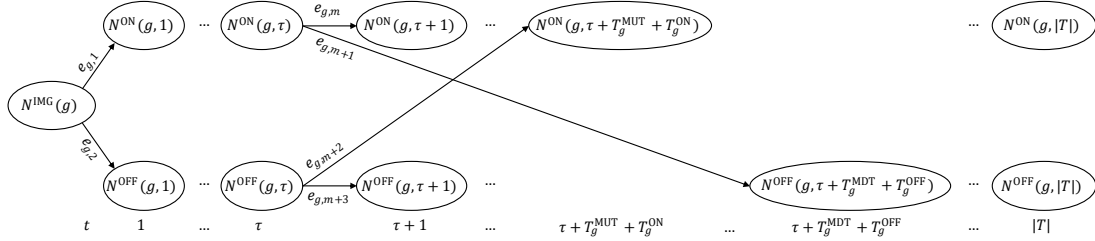


図 4.1 発電機の起動停止状態に関するネットワーク

1, そうでないなら 0 となる補助変数 $u_{g,t}$ を (4.1) 式で定義する。

$$u_{g,t} = \sum_{e \in E_{g,t}^{\text{ON}}} e \quad (4.1)$$

ここで、 $E_{g,t}^{\text{ON}}$ は、発電機 g の時刻 t より前の任意のノードを始点として時刻 t 以降の ON ノードを終点とするブランチ変数と、発電機 g の時刻 $t - \tau$ ($\tau \in \{1, 2, \dots, T_g^{\text{OFF}}\}$) の ON ノードを始点として任意の OFF ノードを終点とするブランチ変数の集合である。図 4.2 に、 $E_{g,t}^{\text{ON}}$ を構成するブランチ変数に対応するブランチを太線で示す。図の上側のネットワークグラフは ON ノードを終点とするブランチ、下側は OFF ノードを終点とするブランチを抜粋して示している。なお、各ノードの発電機のインデックスは記載を省略し、時刻のインデックスはそれぞれのネットワークグラフの下部に示している。太線のブランチの破線部は最小停止時間により停止であることを意味する。 $u_{g,t}$ と同様にして、補助変数 $u'_{g,t}, y_{g,t,\tau}, z_{g,t,\tau}$ をブランチ変数の和として定義する。 $u'_{g,t}$ は時刻 t で発電機 g が運転状態であれば 1, そうでないなら 0 となる。 $y_{g,t,\tau}$ は τ コマ目の起動パターン中であれば 1, そう

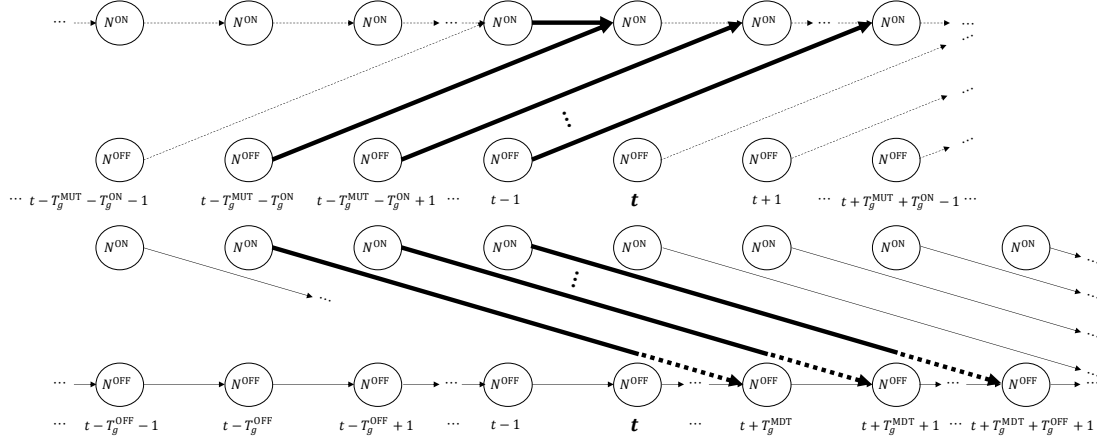


図 4.2 $E_{g,t}^{ON}$ を構成するブランチ変数に対応するブランチ

表 4.3 発電機の出力度に関するネットワークのブランチ

No.	Starting node	Ending node
1	$N^b(g, t)$	$N^b(g, \min(t + 1, T))$
2	$N^{b_1}(g, t)$	$N^{b_2}(\min(t + T_{g,b_1,b_2}^{TRANS} + 1, T))$
3	$N^{IMGB}(g)$	$N^b(g, 1)$

Make branch for any $b \in B$ and any $(b_1, b_2) \in \{(b_1, b_2) | b_1 \in B, b_2 \in B, b_1 \neq b_2\}$.

でないなら 0 となる。 $z_{g,t,\tau}$ は τ コマ目の停止パターン中であれば 1, そうでないなら 0 となる。

出力帯については, 出力帯の遷移に要する時間 (出力帯遷移時間) を反映して, ネットワークモデルを構築する。高出力帯 (H 帯) での運転を表す H ノード $N^H(g, t)$, 中出力帯 (M 帯) での運転を表す M ノード $N^M(g, t)$, 低出力帯 (L 帯) での運転を表す L ノード $N^L(g, t)$ と, 仮想初期ノード $N^{IMGB}(g)$ を設ける。なお, 仮想初期ノードは, 初期時刻の出力帯を選択するために設けたものであり, 特定の出力帯とは関連しない。その上で, 表 4.3 に示すノード間の遷移を表す有向ブランチを作成する。ここで, $B (= \{H, M, L\})$ は出力帯の集合を表し, T_{g,b_1,b_2}^{TRANS} は発電機 g が出力帯 b_1 から出力帯 b_2 へ遷移するときの出力帯遷移時間を表す。その上で, 起動停止状態と同様に各ブランチに対応するブランチ変数 $e_{g,m}^{BAND}$ を定義し, ブランチ変数の和として表される補助変数 $u_{g,t,b}^{BAND}$ および u_{g,t,b_1,b_2}^{TRANS} を定義する。 $u_{g,t,b}^{BAND}$ は時刻 t で発電機 g が出力帯 b であれば 1, そうでないなら 0 となる。

$u_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$ は時刻 t で発電機 g が出力帯 b_1 から出力帯 b_2 への遷移中であれば 1, そうでないなら 0 となる。

4.3.3 目的関数

目的関数である発電事業者の収益は (4.2) 式となる。

$$\max h^{\text{SPOT}} + h^{\text{RR}} + h^{\text{FRR}} - h^{\text{GEN}} \quad (4.2)$$

ここで, h^{SPOT} はスポット市場で電力量を売って得る収入, h^{RR} は需給調整市場で三次調整力①を売って得る収入, h^{FRR} は二次調整力②を売って得る収入, h^{GEN} は発電機の運転コストであり, それぞれ (4.3)~(4.7) 式により表される。

$$h^{\text{SPOT}} = \sum_{t \in T, g \in G} P_t^{\text{SPOT}} q_{g,t}^{\text{SPOT}} \quad (4.3)$$

$$h^{\text{RR}} = \sum_{t \in T, g \in G} P_{\text{RR},t}^{\Delta \text{kW}} q_{\text{RR},g,t}^{\text{EPRX}} \quad (4.4)$$

$$h^{\text{FRR}} = \sum_{t \in T, g \in G} P_{\text{FRR},t}^{\Delta \text{kW}} q_{\text{FRR},g,t}^{\text{EPRX}} \quad (4.5)$$

$$h^{\text{GEN}} = \sum_{t \in T, g \in G} (f_g^{\text{VARY}}(x_{g,t}) + F_g^{\text{C}} u_{g,t} + F_g^{\text{ON}} y_{g,t,1}) \quad (4.6)$$

$$f_g^{\text{VARY}}(x_{g,t}) = F_g^{\text{Q}} x_{g,t}^2 + F_g^{\text{L}} x_{g,t} \quad (4.7)$$

P_t^{SPOT} , $P_{\text{RR},t}^{\Delta \text{kW}}$, $P_{\text{FRR},t}^{\Delta \text{kW}}$ はそれぞれ, 時刻 t におけるスポット市場の電力価格, 三次調整力①の ΔkW 価格, 二次調整力②の ΔkW 価格である。また, $q_{g,t}^{\text{SPOT}}$ は時刻 t に発電機 g を用いて入札する電力量 (平均電力換算) を表す連続変数であり, $q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$ は需給調整市場の商品 $j(j \in J)$ の入札量を表す連続変数である。 $J = \{\text{RR}, \text{FRR}\}$ であり, RR は三次調整力①, FRR は二次調整力②を意味する。 $x_{g,t}$ は発電機 g の時刻 t における出力を表す 0 以上の連続変数であり, $F_g^{\text{Q}}, F_g^{\text{L}}, F_g^{\text{C}}$ は発電機 g の燃料費特性係数, F_g^{ON} は発電機 g の起動費を表す。 f_g^{VARY} は燃料費の変動費分である。なお, 実需給において調整力が発動する際に, 発電機の出力を増加させるために追加で燃料が必要となるが, この追加分の燃料費については調整力 kWh 市場での収入と相殺するものとして扱い, 目的関数には含めない。

4.3.4 起動停止に関する制約条件

発電機の起動停止状態の遷移に関する流量保存則 (4.8), (4.9) 式を課すことにより, 起

動停止パターン，最小運転時間制約，最小停止時間制約を考慮する。

$$\sum_{e^{\text{OUT}} \in E^{\text{OUT}}(N)} e^{\text{OUT}} = \sum_{e^{\text{IN}} \in E^{\text{IN}}(N)} e^{\text{IN}}, \forall N \in N^{\text{ALL}} \quad (4.8)$$

$$\sum_{e^{\text{OUT}} \in E^{\text{OUT}}(N^{\text{IMG}}(g))} e^{\text{OUT}} = 1, \forall g \in G \quad (4.9)$$

ここで N^{ALL} は全ての ON ノードと OFF ノードの集合， $E^{\text{OUT}}(N)$ はノード N を始点とするブランチ変数の集合， $E^{\text{IN}}(N)$ はノード N を終点とするブランチ変数の集合を表す。

4.3.5 出力帯に関する制約条件

流量保存則 (4.10)，(4.11) 式を課すことにより，出力帯遷移時間を考慮する。

$$\delta_{b,L} z_{g,t-1, T_g^{\text{ON}}} + \sum_{e^{\text{OUT}} \in E^{\text{OUT}}(N^b(g,t))} e^{\text{OUT}} = \delta_{b,L} y_{g,t+1,1} + \sum_{e^{\text{IN}} \in E^{\text{IN}}(N^b(g,t))} e^{\text{IN}}, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.10)$$

$$\sum_{e^{\text{OUT}} \in E^{\text{OUT}}(N^{\text{IMGB}}(g))} e^{\text{OUT}} = u'_{g,1}, \forall g \in G \quad (4.11)$$

ここで， $\delta_{b,L}$ は $b = L$ のとき 1，そうでないなら 0 となる記号である。 $\delta_{b,L}$ を係数とする項により，発電機の起動停止状態の遷移を反映する。

4.3.6 発電機出力に関する制約条件

出力上下限制約 (4.12)，(4.13) 式と，出力変化速度制約 (4.14) 式を課す。

$$x_{g,t} + r_{g,t}^{\text{UP}} = x_{g,t}^{\text{HOLD}} + \sum_{b \in B} u_{g,t,b}^{\text{BAND}} \bar{X}_{g,b}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.12)$$

$$x_{g,t} \geq x_{g,t}^{\text{HOLD}} + \sum_{b \in B} u_{g,t,b}^{\text{BAND}} \underline{X}_{g,b}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.13)$$

$$-\bar{R}_g \leq x_{g,t} - x_{g,t-1} \leq \bar{R}_g, \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1\} \quad (4.14)$$

ここで， $r_{g,t}^{\text{UP}}$ は発電機 g の時刻 t における出力帯内での予備力を表す 0 以上の連続変数である。 $r_{g,t}^{\text{UP}}$ がスラック変数の役割を果たすため、出力上限制約 (4.12) 式は等式制約となる。 $\bar{X}_{g,b}$ および $\underline{X}_{g,b}$ はそれぞれ発電機 g の出力帯 b での出力上限および下限， \bar{R}_g は発電機 g が単位時間で変化できる出力の大きさである。 $x_{g,t}^{\text{HOLD}}$ は (4.15) 式で表される，起動停止パターン中あるいは出力帯遷移中の出力を意味する補助変数である。

$$x_{g,t}^{\text{HOLD}} = \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}} X_{g,\tau}^{\text{OFF}} z_{g,t,\tau} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}} X_{g,\tau}^{\text{ON}} y_{g,t,\tau} + \sum_{\substack{t \in T, \\ b_1 \in B, b_2 \in B, b_1 \neq b_2}} u_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} X_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}} \quad (4.15)$$

$X_{g,\tau}^{\text{OFF}}$ および $X_{g,\tau}^{\text{ON}}$ はそれぞれ発電機 g が起動パターンおよび停止パターンを開始して τ コマ後の出力を表す。また、 $X_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$ は出力帯 b_1 から出力帯 b_2 への遷移中における出力を表す定数であり、出力帯を上げる遷移であれば \bar{X}_{g,b_1} 、出力帯を下げる遷移であれば \underline{X}_{g,b_1} である。なお、出力帯の範囲は連続的に繋がっており、 $\bar{X}_{g,L} = \underline{X}_{g,M}$, $\bar{X}_{g,M} = \underline{X}_{g,H}$ である。

4.3.7 スポット市場への入札に関する制約条件

発電量をスポット市場への入札量に一致させる (4.16) 式を課す。

$$q_{g,t}^{\text{SPOT}} = x_{g,t}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.16)$$

4.3.8 需給調整市場への入札に関する制約条件

入札量の上限制約を表す (4.17) 式、応動時間に関する制約を表す (4.18) 式、発電機 g の調整力を時刻 t で多くとも 1 種類の商品に入札することを課す (4.19), (4.20) 式を設ける。

$$q_{\text{RR},g,t}^{\text{EPRX}} + q_{\text{FRR},g,t}^{\text{EPRX}} \leq r_{g,t}^{\text{UP}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.17)$$

$$\frac{x_{g,t} - x_{g,t-1}}{30} + \frac{q_{\text{RR},g,t}^{\text{EPRX}}}{15} + \frac{q_{\text{FRR},g,t}^{\text{EPRX}}}{5} \leq \frac{\bar{R}_g}{30}, \forall g \in G, \forall t \in T \setminus \{1\} \quad (4.18)$$

$$q_{\text{RR},g,t}^{\text{EPRX}} \leq M \cdot \omega_{g,t}^{\text{EPRX}}, \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.19)$$

$$q_{\text{FRR},g,t}^{\text{EPRX}} \leq M \cdot (1 - \omega_{g,t}^{\text{EPRX}}), \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.20)$$

ここで、 M は十分大きな数であり、 $\omega_{g,t}^{\text{EPRX}}$ は時刻 t で発電機 g を用いて三次調整力①に入札してよいなら 1、二次調整力②へ入札してよいなら 0 となるバイナリ変数である。

4.4 収益の CVaR を最大化する翌日需給計画問題の実用的解法

4.4.1 概要

発電事業者は、計画対象期間のスポット市場の電力価格、三次調整力①の ΔkW 価格、二次調整力②の ΔkW 価格の予測値を 1 セットとしたシナリオを複数生成した上で、信頼区間 $\alpha\%$ での収益の CVaR ($\alpha\%\text{CVaR}$) を最大化するように、各シナリオでの発電機の出力、出力帯および市場価格に応じた入札量を決定する。この際、発電機の起動停止はシナリオに依存せずに決定し、前日時点で確定する。この問題は、4.3 節で示した問題におい

て、シナリオ毎に決定すべき変数が生じることに加え、各シナリオでの収益を関連付けて CVaR を算出する制約条件を含む大規模な問題となるため、実用的な時間で厳密解を得ることは困難であると考ええる。本節では、不確実性を考慮した翌日需給計画問題の実用的解法を提案する。提案手法は、まず発電機の起動停止を決定し、次に発電機の出力帯を決定し、最後に発電機の出力および各市場への入札量を決定する。4.4.2～4.4.4 節で、各アルゴリズムの詳細を述べる。以降、4.3 節で定義した記号に下付き添え字 s が付いた記号は、各シナリオ s において同様の意味を持つ定数、変数を表すものとする。

4.4.2 起動停止の決定アルゴリズム

収益の $\alpha\%$ CVaR を最大化する問題は、シナリオ s の生起確率を π_s 、収益を h_s^{ALL} 、シナリオの集合を S として、補助変数 ζ, η_s を用いて (4.21)～(4.23) 式で表せる。

$$\max_{\zeta, \eta, e} \zeta - \frac{1}{1 - 0.01\alpha} \sum_{s \in S} \pi_s \eta_s \quad (4.21)$$

$$\text{s.t. } \eta_s \geq \zeta - h_s^{\text{ALL}}, \forall s \in S \quad (4.22)$$

$$\zeta \in \mathbb{R}, \eta_s \geq 0, \forall s \in S \quad (4.23)$$

本アルゴリズムでは、発電機の起動停止はスポット市場への入札が主に影響すると考えて、収益 h_s^{ALL} に関する定式化を行う。また、出力帯と出力変化速度制約は起動停止に大きな影響を与えないものと考え、考慮しない。

まず、時刻 t で発電機 g が仮に運転しているとした場合の、シナリオ s における出力 $\bar{x}_{g,t,s}$ を、その時のスポット市場での取引による利益を最大化する問題である (4.24), (4.25) 式の解として求める。この問題はシナリオ・時刻・発電機毎に解く。

$$\max_{\mathbf{x}} P_{t,s}^{\text{SPOT}} x_{g,t,s} - f_g^{\text{VARY}}(x_{g,t,s}) \quad (4.24)$$

$$\text{s.t. } \underline{X}_{g,L} \leq x_{g,t,s} \leq \bar{X}_{g,H} \quad (4.25)$$

次に (4.26) 式のように、シナリオ s における利益 h_s^{ALL} を、時刻 t で発電機 g が生む利益 $h_{g,t,s}^{\text{ALL}}$ に分解して考える。

$$h_s^{\text{ALL}} = \sum_{g \in G, t \in T} h_{g,t,s}^{\text{ALL}} \quad (4.26)$$

$h_{g,t,s}^{\text{ALL}}$ は、スポット市場での収入を主体としつつ、 $\bar{x}_{g,t,s}$ が下限値 $\underline{X}_{g,L}$ となる場合（運転時にスポット市場での取引が損となる場合）のみ需給調整市場での収入も考慮して、(4.27)

式として扱う。

$$h_{g,t,s}^{\text{ALL}} = P_{t,s}^{\text{SPOT}} \bar{x}_{g,t,s} + h_{g,t,s}^{\text{EPRX}} u'_{g,t} - h_{g,t,s}^{\text{GEN}} \quad (4.27)$$

ここで、 $h_{g,t,s}^{\text{EPRX}}$ はシナリオ s 、時刻 t で、発電機 g が最低出力となるとときに、L 帯の範囲内での予備力を活用して需給調整市場で得る最大の収入を表し、(4.28)、(4.29) 式により計算する定数である。

$$h_{g,t,s}^{\text{EPRX}} = \max \left(P_{\text{FRR},t,s}^{\Delta \text{kW}} \cdot \min \left(\bar{X}_{g,L} - \underline{X}_{g,L}, \frac{5}{30} \bar{R}_g \right), \right. \\ \left. P_{\text{RR},t,s}^{\Delta \text{kW}} \cdot \min \left(\bar{X}_{g,L} - \underline{X}_{g,L}, \frac{15}{30} \bar{R}_g \right) \right) \cdot \varphi_{g,t,s} \quad (4.28)$$

$$\varphi_{g,t,s} = \begin{cases} 1 & \bar{x}_{g,t,s} = \underline{X}_{g,L} \\ 0 & \bar{x}_{g,t,s} \neq \underline{X}_{g,L} \end{cases} \quad (4.29)$$

なお、 $\min(\dots)$ の項は、応動時間を考慮した上で最大限入札可能な調整力の量を表す。また、 $h_{g,t,s}^{\text{GEN}}$ は $\bar{x}_{g,t,s}$ を用いて (4.30) 式で表される。

$$h_{g,t,s}^{\text{GEN}} = f_g^{\text{VARY}}(\bar{x}_{g,t,s}) u'_{g,t} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{OFF}}} f_g^{\text{VARY}}(X_{g,\tau}^{\text{OFF}}) z_{g,t,\tau} + \sum_{\tau=1}^{T_g^{\text{ON}}} f_g^{\text{VARY}}(X_{g,\tau}^{\text{ON}}) y_{g,t,\tau} \\ + F_g^{\text{C}} u_{g,t} + F_g^{\text{ON}} y_{g,t,1} \quad (4.30)$$

まとめると、(4.24)、(4.25) 式により仮に運転している場合の出力 $\bar{x}_{g,t,s}$ を求めた上で、(4.26)～(4.30) 式により構築した h_s^{ALL} を (4.22) 式に代入し、(4.21)～(4.23) 式で表される組合せ最適化問題を解くことで、発電機の起動停止を決定する。なお、決定する変数 $u_{g,t}, u'_{g,t}, y_{g,t}, z_{g,t}$ は補助変数であり、実際に最適化する変数は 4.3.2 節で定義した、起動停止に関するブランチ変数 $e_{g,m}$ である。最適化に際しては流量保存則 (4.8)、(4.9) 式を課して問題を解く。これにより、最小運転時間制約および最小停止時間制約を充足する解が得られる。このアルゴリズムの利点は、シナリオ毎の発電機出力を決定変数としないため、問題の大規模化を避けられる点である。

4.4.3 出力帯の決定アルゴリズム

4.4.2 節の方法により決めた起動停止状態をもとに出力帯を決定する。まず、出力帯遷移時間を考慮せずに出力帯を簡易的に決定する。具体的には、スポット市場での取引のみを考えて利益を最大化する二次計画問題 (4.31)～(4.33) 式を、シナリオ s 、発電機 g 毎に

解くことにより、各時刻 t での発電機出力 $x_{g,t,s}$ を簡易的に求めた上で、(4.34) 式により出力帯 $b'_{g,t,s} (\in B)$ を簡易的に決める。

$$\max_{x_{g,1,s}, x_{g,2,s}, \dots, x_{g,T|s}} \sum_{t \in T} P_{t,s}^{\text{SPOT}} x_{g,t,s} - f_g^{\text{VARY}}(x_{g,t,s}) \quad (4.31)$$

$$\text{s.t. } \underline{X}_{g,t} \leq x_{g,t,s} \leq \bar{X}_{g,t}, \forall t \in T \quad (4.32)$$

$$-\bar{R}_g \leq x_{g,t,s} - x_{g,t-1,s} \leq \bar{R}_g, \forall t \in T \setminus \{1\} \quad (4.33)$$

$$b'_{g,t,s} = \begin{cases} \text{H} & \underline{X}_{g,H} < \hat{x}_{g,t,s} \leq \bar{X}_{g,H} \\ \text{M} & \underline{X}_{g,M} < \hat{x}_{g,t,s} \leq \bar{X}_{g,M} \\ \text{L} & \underline{X}_{g,L} \leq \hat{x}_{g,t,s} \leq \bar{X}_{g,L} \end{cases} \quad (4.34)$$

ここで、 $\underline{X}_{g,t}, \bar{X}_{g,t}$ はそれぞれ、4.4.2 節の方法で決めた起動停止状態から定まる、発電機 g の時刻 t における出力下限および上限である。起動パターン中あるいは停止パターン中であればいずれも当該パターンにおける出力であり、運転中であればそれぞれ $\underline{X}_{g,L}, \bar{X}_{g,H}$ である。また、 $\hat{x}_{g,t,s}$ は (4.31)～(4.33) 式を解いて得た $x_{g,t,s}$ の解である。

続いて、出力帯遷移時間を考慮して、出力帯を本決定する。まず、シナリオ s において各発電機 g が時刻 t で出力帯 b で運転する場合のペナルティ $W_{g,t,b,s}$ と、出力帯 b_1 から出力帯 b_2 に遷移中の場合のペナルティ $W_{g,t,b_1,b_2,s}^{\text{TRANS}}$ を定める。具体的には、簡易決定した出力帯 $b'_{g,t,s}$ からの乖離が大きくなるほどペナルティが大きな値となるよう、表 4.4 のように定める。その上で、シナリオ s 、発電機 g 毎にペナルティ最小化問題 (4.35) 式を解き、出

表 4.4 ペナルティ

	$b'_{g,t,s}$		
	H	M	L
$W_{g,t,H,s}$	0.0	1.0	2.0
$W_{g,t,H,M,s}^{\text{TRANS}}, W_{g,t,M,H,s}^{\text{TRANS}}$	0.5	0.5	1.5
$W_{g,t,M,s}$	1.0	0.0	1.0
$W_{g,t,M,L,s}^{\text{TRANS}}, W_{g,t,L,M,s}^{\text{TRANS}}$	1.5	0.5	0.5
$W_{g,t,L,s}$	2.0	1.0	0.0

力帯を決定する。

$$\min_{e_{g,1,s}^{BAND}, e_{g,2,s}^{BAND}, \dots, e_{g,|E_g^{BAND}|,s}^{BAND}} \sum_{t \in T, b \in B} W_{g,t,b,s} u_{g,t,b,s}^{BAND} + \sum_{t \in T, b_1 \in B, b_2 \in B, b_1 \neq b_2} W_{g,t,b_1,b_2,s}^{TRANS} u_{g,t,b_1,b_2,s}^{TRANS} \quad (4.35)$$

$|E_g^{BAND}|$ は、 $e_{g,m}^{BAND}$ の数である。なお、決定する $u_{g,t,b,s}^{BAND}$ と $u_{g,t,b_1,b_2,s}^{TRANS}$ はともに補助変数であり、実際に最適化する変数は 4.3.2 節で定義した出力帯に関するブランチ変数 $e_{g,m}^{BAND}$ をシナリオ毎に設けた $e_{g,m,s}^{BAND}$ である。最適化に際しては、シナリオ毎に流量保存則 (4.10), (4.11) 式を課して問題を解く。この時、(4.10), (4.11) 式の $u'_{g,1}, z_{g,t}, y_{g,t}$ は 4.4.2 節で決定した起動停止状態をもとに計算した数値を代入する。このアルゴリズムの利点は、解く問題は組合せ最適化問題であるものの、最短路問題の形となるため、連続緩和問題の解として整数解を得られる点である。なお、最短路問題とは、ノードと重み付きのブランチからなるネットワークに対して、ある地点から別の地点までの経路の中で、重みの和が最小となる経路を見つける問題である。重みには、距離、時間、費用などが設定される。例えばカーナビや地図アプリでのルート検索のために解かれる。ルート探索の例では、地点を表すノードと、道路を表すブランチとからなるネットワークに対して、距離や時間などが最小となる経路を見つける。ペナルティ最小化問題 (4.35) 式は、状態遷移を辺、ペナルティを辺の重みとする、最短路問題の形となっている。最短路問題は、連続緩和問題の解として整数解を得られることが一般に知られている。

4.4.4 発電機出力と各市場への入札量の決定アルゴリズム

始めに、時刻 t で発電機 g の調整力を多くとも 1 種類の商品に入札する、という制約条件を緩和し、発電機 g 毎に収益の CVaR を最大化する連続値最適化問題 (4.36)~(4.39) 式を解くことで、発電機出力および各市場への入札量を簡易的に決定する。

$$\max_{\zeta, \eta_s, x_g, r_g, q_g^{SPOT}, q_{RR,g}^{EPRX}, q_{FRR,g}^{EPRX}} \zeta - \frac{1}{1 - 0.01\alpha} \sum_{s \in S} \pi_s \eta_s \quad (4.36)$$

$$\text{s.t. } \eta_s \geq \zeta - h_s'^{ALL}, \forall s \in S \quad (4.37)$$

$$\underline{X}_{g,t,s} \leq x_{g,t,s} = \bar{X}_{g,t,s} - r_{g,t,s}^{UP}, \forall g \in G, \forall s \in S \quad (4.38)$$

$$\text{各市場の入札に関する制約} \quad (4.39)$$

ここで、 $h_s'^{ALL}$ は (4.40) 式で表され、 $h_s'^{SPOT}, h_s'^{RR}, h_s'^{FRR}$ はそれぞれ (4.3)~(4.5) 式で表される各式をシナリオ s 毎に定義したものである。

$$h_s'^{ALL} = h_s'^{SPOT} + h_s'^{RR} + h_s'^{FRR} \sum_{t \in T, g \in G} f_g^{VARY}(x_{g,t,s}) \quad (4.40)$$

また、(4.38) 式の $\underline{X}_{g,t,s}$ および $\bar{X}_{g,t,s}$ は、4.4.2 節と 4.4.3 節で決定した起動停止状態と出力帯から定まる、発電機 g の時刻 t 、シナリオ s における出力下限および上限である。(4.39) 式は、(4.16)～(4.18) 式で表される各式をシナリオ s 毎に設けたものである。

次に、簡易決定した $q_{j,g,t,s}^{\text{EPRX}}$ の値 $\bar{q}_{j,g,t,s}^{\text{EPRX}}$ をもとに、時刻 t で発電機 g の調整力を多くとも 1 種類の商品 $j(j \in J)$ に入札する、という制約条件を考慮した調整力の入札量を決定する。まず、発電機 g が時刻 t で三次調整力①へ入札してよいなら 1、二次調整力②へ入札してよいなら 0 とする定数 $\bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}}$ を、(4.41) 式により決定する。

$$\bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}} = \begin{cases} 1 & \text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{RR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right) \geq \text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{FRR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right) \\ 0 & \text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{RR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right) < \text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{FRR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right) \end{cases}, \quad \forall g \in G, \forall t \in T \quad (4.41)$$

ここで、 $\text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{RR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right)$ は、“時刻 t で発電機 g を用いて入札した三次調整力①により得る収入”の $\alpha\%$ CVaR を表す。 $\text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{FRR},g,t,s}^{\Delta \text{kW}} \right)$ も同様に、二次調整力②により得る収入の $\alpha\%$ CVaR を表す。そして、(4.36)～(4.40) 式で表される問題の制約条件に(4.42)～(4.47) 式を加え、目的関数に (4.48) 式を加えた連続値最適化問題を解き、発電機出力と各市場への入札を決定する。

$$q_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} \leq \begin{cases} \infty & \bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}} = 1 \\ 0 & \bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}} = 0 \end{cases}, \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.42)$$

$$q_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} \leq \begin{cases} 0 & \bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}} = 1 \\ \infty & \bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}} = 0 \end{cases}, \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.43)$$

$$q_{g,t,s}^{\text{SPOT}} \leq q_{g,t,s}^{\text{SPOT}(t,1)} \leq \dots \leq q_{g,t,s}^{\text{SPOT}(t,|S|)}, \quad \forall t \in T \quad (4.44)$$

$$q_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} \leq q_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}(t,1)} \leq \dots \leq q_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}(t,|S|)}, \quad \forall t \in T \quad (4.45)$$

$$q_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} \leq q_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}(t,1)} \leq \dots \leq q_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}(t,|S|)}, \quad \forall t \in T \quad (4.46)$$

$$q_{g,t,s}^{\text{SPOT}} \leq x_{g,t,s}, \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4.47)$$

$$W^{\text{EXP}} \sum_{s \in S} \pi_s h_s^{\text{ALL}} \quad (4.48)$$

(4.42), (4.43) 式は発電機 g の時刻 t における需給調整市場への入札を多くとも 1 つの商品とする制約である。(4.44)～(4.46) 式は各市場で入札量^{*1}が価格に対して広義単調増加となることを課す制約である。 $s^{\text{SPOT}}(t,n)$ は、時刻 t において、スポット市場の電力価格が n 番目に安いシナリオを表す。 $s^{\text{EPRX}}(j,t,n)$ も同様であり、時刻 t において需給調整市

^{*1} 正確には、提案手法において入札量の変数は対応する価格以下での入札量の総量を表すが、本章では便宜的に入札量と記載する。

場の商品 j の ΔkW 価格が n 番目に安いシナリオを表す。(4.47) 式は、発電量の範囲内でスポット市場へ入札することを課す制約である。(4.48) 式は、収益の期待値を表す項であり、 W^{EXP} は重みを表す。この項を目的関数に加えることにより、テールリスクを低減したうえで期待値を最大化する解を得る。

4.5 数値シミュレーション

4.5.1 計算条件

以下の項目を確認することで、提案手法の有用性を示す。

- (1) テールリスクの少ない計画を作成できること
- (2) 実用的な計算時間で実行できること
- (3) 制約条件の下で収益の CVaR を改善する需給計画が得られること

なお、(1) については、従来手法と提案手法の収益の CVaR を比較する。従来手法では、ベースシナリオを予測値として、4.3 節で述べた方法により入札量を決定した上で、必ず約定するように最低入札価格で入札する。一方で提案手法では、ベースシナリオをもとに生成した 100 本のシナリオを予測値として、4.4 節で述べた方法により収益の $\alpha\%$ CVaR を最適化する入札を行う。これらの入札に対して、100 本のシナリオそれぞれを約定価格とするシミュレーションをすることで、各手法を用いた場合の収益の $\alpha\%$ CVaR を算出する。信頼区間 α は、実運用上は発電事業者が自身のリスク選好に応じて設定するが、シミュレーションでは 90%, 95%, 99% の 3 パターンの事業者を想定し、それぞれの値でのシミュレーションを行う。なお、信頼区間 α が大きい方がリスク回避的である。重み W^{EXP} は、いずれのパターンでも収益の CVaR の改善を重要視するように 0.01 とする。この条件では、最適化計算において収益の CVaR を例えば 100 万円悪化させる場合、期待値をその 100 倍である 1 億円以上改善させる必要が生じるため、相対的に収益の CVaR の改善が重要視される。

スポット市場の電力価格のシナリオは、文献 [9] の方法を用いて生成する。具体的には、スポット市場 [10] の 2023 年夏季 (6~8 月) の平日の約定価格の平均値をベースシナリオとし、これに乱数の移動合計を加えることで 100 本のシナリオを生成する。各シナリオの生起確率は全て 1% とする。三次調整力①および二次調整力②のシナリオは、それぞれドイツにおける電力の価格と Tertiary Control Reserve および Secondary Control Reserve の価格の比率 [11] を参考に、それぞれスポット市場の電力価格の 0.16 倍および 0.09 倍の値

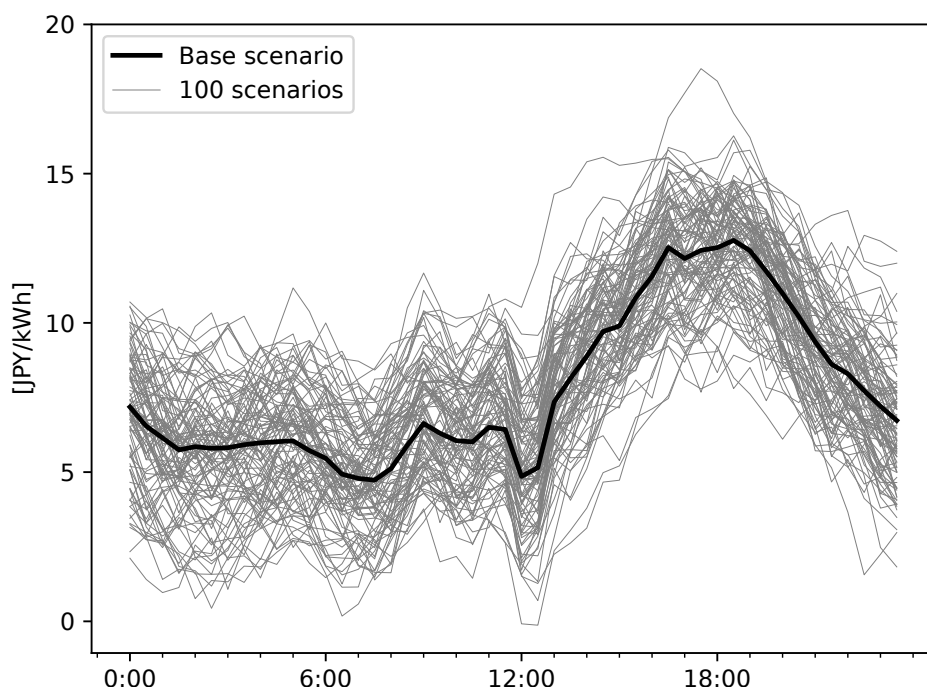


図 4.3 スポット市場の電力価格のシナリオ

とする。なお、スポット市場の電力価格については、生成したベースシナリオと 100 本のシナリオに対して便宜的に価格を 3 円/kWh 減じる便宜的な調整を行い、一部の発電機に対して最大出力での売電が損となる期間を設けたもの（図 4.3）を用いる。便宜的な調整を行う理由は、生成したシナリオをそのまま用いてシミュレーションを行うと、全発電機を常時運転状態として最大限の売電を行う結果となり、提案手法の有用性を十分に検証できないためである。この調整は、例えば再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、限界費用の安い電源が増えるとともに調整力の必要性が増すことで、相対的に電力価格が下がった状況を想定することに相当する。

翌日需給計画の対象とする火力発電機は 30 台である。主要な発電機である石炭火力機、LNG 火力機、石油火力機がそれぞれ 10 台あるものとし、その特性は文献 [12][13] を参考に与える。なお、発電機の最小運転時間、最小停止時間、各出力帯間の遷移時間は表 4.5 の通りとする。

シミュレーションには、CPU が Intel Xeon W-2150B(3.00GHz, 10 コア 20 スレッ

表 4.5 発電機諸元

	Minimum up/down time	Band transition time
Coal	18 hour	1.5 hour
LNG	8 hour	1.0 hour
Oil	6 hour	0.5 hour

ド), メモリが 128GB の計算機を用いる。また, 数理最適化問題の求解には Gurobi Optimizer10.0.1[14] を用いる。

4.5.2 計算結果と考察

4.5.2.1 テールリスクの少ない計画を作成できることの確認

従来手法および提案手法を用いた場合の収益の $\alpha\%CVaR(\alpha = 90\%, 95\%, 99\%)$ を表 4.6 に示す。表の括弧内は $\alpha\%CVaR$ の従来手法に対する改善率である。3 パターン全ての α に対して, 提案手法により $CVaR$ が向上する結果を得た。

表 4.6 収益の $CVaR[10^6 \text{ yen}]$

	Conventional method	Proposed method
90% $CVaR$	1,663	1,687 (+1.40%)
95% $CVaR$	1,523	1,553 (+1.99%)
99% $CVaR$	1,232	1,295 (+5.14%)

4.5.2.2 実用的な計算時間で実行できることの確認

提案手法の計算時間を表 4.7 に示す。全パターンで計算時間は 1 時間未満となった。これは実用的な計算時間であると考ええる。

4.5.2.3 制約条件の下で収益の $CVaR$ を改善する需給計画が得られることの確認

ある LNG 火力機を例に, 最適化計算によって得た運転計画と取引計画が, 制約条件の下で収益の $CVaR$ を改善することを確認する。従来手法により得た, 当該火力機の運転計画および当該火力機を用いた入札の計画を図 4.4 に示す。また $\alpha = 95\%$ として提案手

表 4.7 提案手法の計算時間

90% CVaR	95% CVaR	99% CVaR
43min 45sec	50min 33sec	59min 0sec

法により得た計画のうち、収益が最低となるシナリオでの計画を図 4.5 に示す。考察のために、従来手法で用いるベースシナリオでのスポット市場の電力価格と、提案手法で収益が最低となるシナリオ（ワーストシナリオと呼ぶ）でのスポット市場の電力価格を図 4.6 に示す。従来手法では全時刻で出力上限値で発電を行いスポット市場で売電する一方で、提案手法ではスポット市場の電力価格が安い深夜などの時刻で発電機出力を減らす結果となった。例えば 2:00～5:00 で発電機出力を減らしスポット市場での安価な売電を避ける。この結果により、収益の CVaR を改善したことが確認できる。また、出力帯を変更する際は、1 時間は発電機出力を固定しており、出力帯遷移時間を考慮した結果を得た。調整力については、提案手法において 12:00 付近で三次調整力①に入札する結果となった。今回のシミュレーションにおいては二次調整力②よりも三次調整力①の方が高価であるため、電力価格が一時的に安くなるタイミングで三次調整力①を入札する。この結果により、収益を向上する計画であることがわかる。なお、2:00～5:00 で最低出力で運転しており予備力があるにも関わらず、調整力を入札していない。これは、調整力の価格がより高い他のシナリオにおいて、出力帯を遷移している最中であるため、調整力を入札できないことが理由である。調整力の入札量を入札価格に対して広義単調増加とするために、ワーストシナリオで調整力を入札しない結果になったものとする。

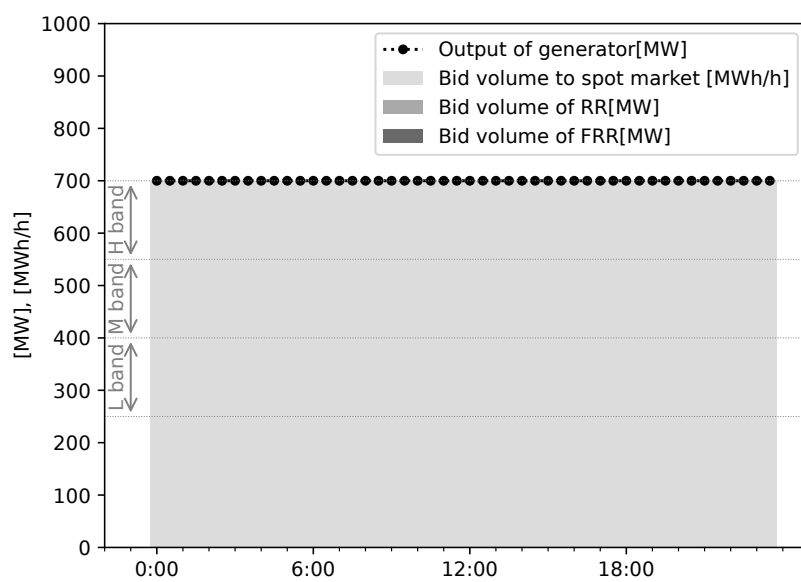


図 4.4 従来手法により策定した
ある LNG 火力機の運転計画および当該火力機を用いた入札の計画

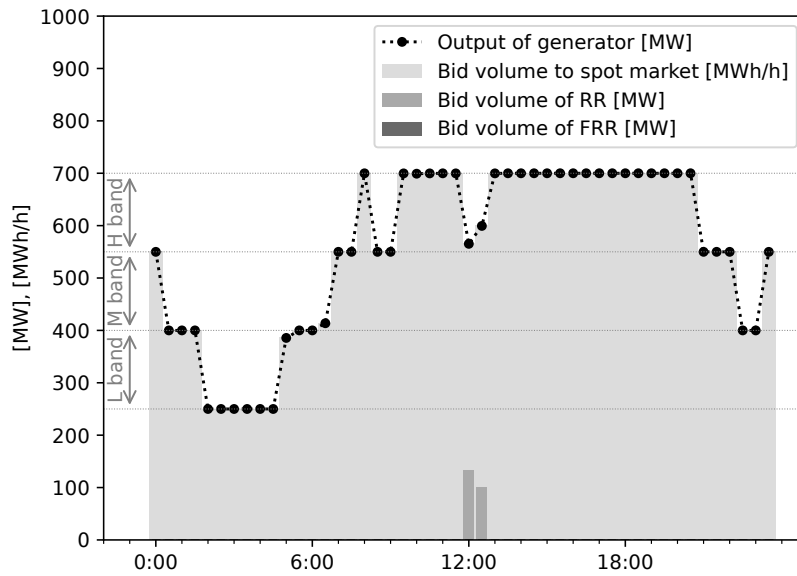


図 4.5 提案手法により策定した
ある LNG 火力機の運転計画および当該火力機を用いた入札の計画

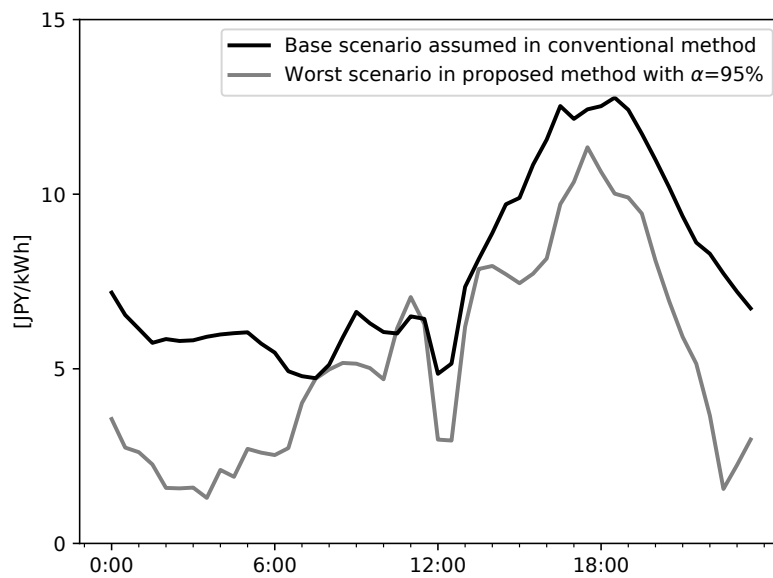


図 4.6 スポット市場の電力価格のベースシナリオとワーストシナリオ

12:00 のコマを対象に、当該 LNG 火力機を用いたスポット市場への入札と需給調整市場への入札をより詳細に確認する。従来手法および提案手法によるスポット市場への入札を図 4.7 に、三次調整力①の入札を図 4.8 に示す^{*2}。なお、二次調整力②の入札はないため省略する。スポット市場への入札に関しては、従来手法では当該 LNG 発電機を出力上限で運転し最大限売電する結果となっている一方で、提案手法では一定量の予備力を確保して三次調整力①に入札しつつ売電する結果となっている。これは、収益の CVaR を向上するために、スポット市場の電力価格が安いシナリオで三次調整力①の入札を重視した結果である。なお、今回のシミュレーションでは三次調整力①の価格をスポット市場の電力価格の定数倍としたため、スポット市場の電力価格が安いシナリオでは三次調整力①の価格も安い。提案手法では、入札価格に対して入札量が広義単調増加となるように、三次調整力①の価格が高いシナリオでも一定量以上の調整力を入札する結果となるが、これは同時にスポット市場の電力価格が高いシナリオで一定量の予備力を確保することを意味する。そのため、提案手法において当該 LNG 火力機を出力上限で運転して最大限売電するような入札はなかった。

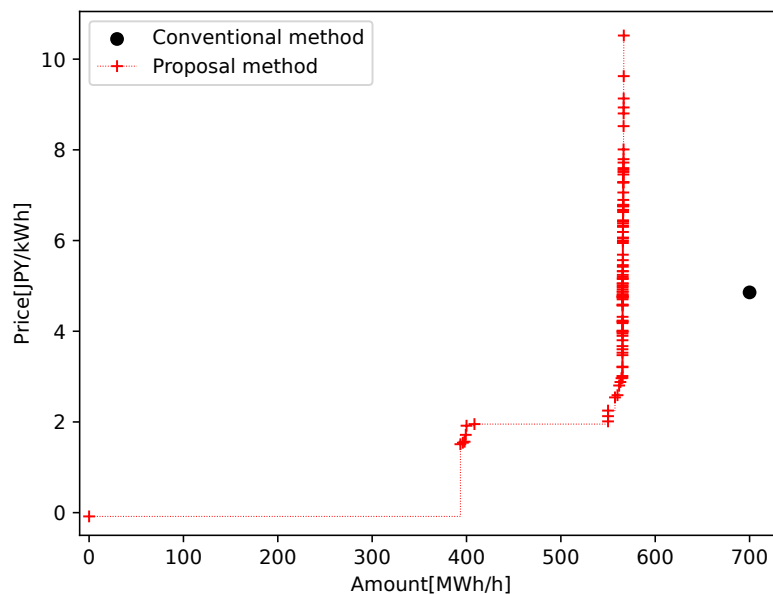


図 4.7 ある LNG 火力機を用いた 12:00 でのスポット市場への入札

^{*2} 各シナリオの価格に対応する入札量を全て図示しているが、異なる価格に対して同じ入札量が計画された場合、実際にはそれらの内で最も安い価格で入札を行う。

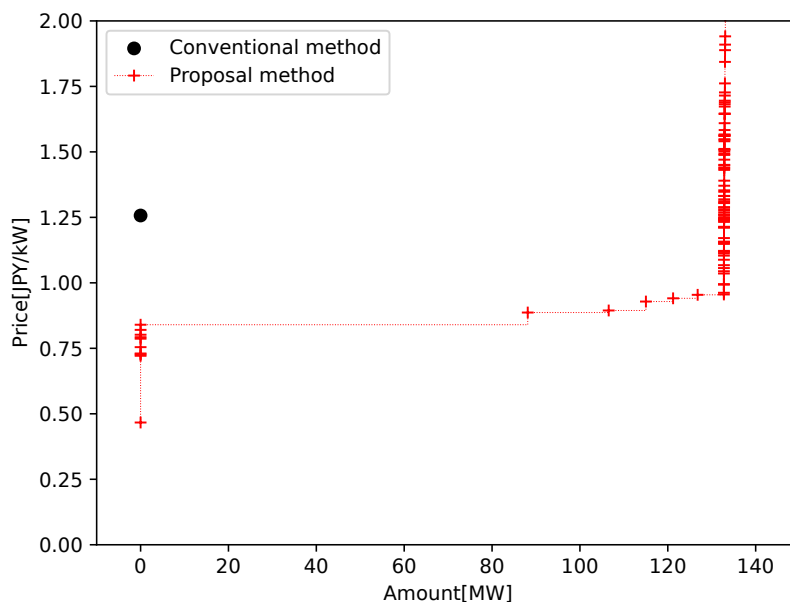


図 4.8 ある LNG 火力機を用いた 12:00 での三次調整力①への入札

4.6 結言

本章では，発電機の出力量を考慮した上で，収益の CVaR を最大化する翌日需給計画を，運用者の負担が少なく，かつ実用的な時間で作成する手法を提案した。信頼区間を 90%，95%，99% とした場合でのシミュレーションを行い，収益の CVaR を 1.40%～5.14% 向上する結果を得た。加えて，1 時間未満で計画作成が可能であることを示すことにより，提案手法の有用性を示した。今後の課題は，三次調整力②など他の調整力の入札を考慮することや，同一時間帯で 1 台の発電機を用いて 2 種類以上の調整力を入札する複合入札を考慮すること，水力発電機や再生可能エネルギー電源等の火力発電機以外の電源を考慮することである。

記号一覧

インデックス

b, b_1, b_2	出力帯
g	火力発電機
j	需給調整市場の商品
s	シナリオ
t	時刻
τ	時間

集合

B	出力帯の集合。 $B = \{H, M, L\}$ 。H が H 帯, L が L 帯, M が M 帯を表す
$E_{g,t}^{\text{ON}}$	発電機 g の時刻 t より前の任意のノードを始点として時刻 t 以降の ON ノードを終点とするブランチ変数と, 発電機 g の時刻 $t - \tau (\tau \in \{1, 2, \dots, T_g^{\text{OFF}}\})$ の ON ノードを始点として任意の OFF ノードを終点とするブランチ変数の集合
$E^{\text{OUT}}(N)$	ノード N を始点とするブランチ変数の集合
$E^{\text{IN}}(N)$	ノード N を終点とするブランチ変数の集合
E_g^{BAND}	発電機 g の出力帯の状態遷移を表すバイナリ変数 $e_{g,m}$ の集合
G	発電機の集合
J	需給調整市場の商品の集合。 $J = \{\text{RR (三次調整力①)}, \text{FRR (二次調整力②)}\}$
N^{ALL}	全ての ON ノードと OFF ノードの集合
S	シナリオの集合
T	時刻の集合。 $T (= \{1, 2, \dots, \})$ 。計画期間の最終時刻は $ T $ 。

変数

$e, e^{\text{IN}}, e^{\text{OUT}}$	ブランチ変数
$e_{g,m}$	発電機 g の起動停止の状態遷移を表すバイナリ変数。 m は通し番号
$e_{g,m}^{\text{BAND}}$	発電機 g の出力帯の状態遷移を表すバイナリ変数。 m は通し番号
h^{SPOT}	スポット市場での売電による収入
h^{RR}	三次調整力①を売って得る収入
h^{FRR}	二次調整力②を売って得る収入
h^{GEN}	火力発電機の運転費用

$h_{g,t,s}^{\text{EPRX}}$	シナリオ s , 時刻 t で, 発電機 g が最低出力となるときに, L 帯の範囲内での予備力を活用して需給調整市場で得る最大の収入
h_s^{ALL}	発電機出力と各市場への入札決定アルゴリズムにおいて考える, シナリオ s での発電事業者の収益
h_s^{SPOT}	発電機出力と各市場への入札決定アルゴリズムにおいて考える, シナリオ s でのスポット市場での売電による収入
h_s^{RR}	発電機出力と各市場への入札決定アルゴリズムにおいて考える, シナリオ s での三次調整力①を売って得る収入
h_s^{FRR}	発電機出力と各市場への入札決定アルゴリズムにおいて考える, シナリオ s での二次調整力②を売って得る収入
h_s^{ALL}	シナリオ s における発電事業者の収益
$h_{g,t,s}^{\text{ALL}}$	シナリオ s において, 時刻 t で発電機 g が生む利益
$q_{g,t}^{\text{SPOT}}$	発電機 g を用いて時刻 t にスポット市場へ入札する電力量 (平均電力換算)
$q_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$	時刻 t において, 火力発電機 g を需給調整市場の商品 j に入札する量
$r_{g,t}^{\text{UP}}$	時刻 t における火力発電機 g の出力帯内での予備力
$u_{g,t}$	時刻 t で発電機 g が運転状態あるいは起動停止パターン中であれば 1, そうでないなら 0 となる補助変数
$u'_{g,t}$	時刻 t で発電機 g が運転状態であれば 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
$u_{g,t,b}^{\text{BAND}}$	時刻 t で発電機 g が出力帯 b であれば 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
$u_{g,t,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$	時刻 t で発電機 g が出力帯 b_1 から出力帯 b_2 への遷移中であれば 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
$x_{g,t}$	時刻 t における火力発電機 g の出力
$x_{g,t}^{\text{HOLD}}$	発電機 g の時刻 t における, 起動停止パターン中あるいは出力帯遷移中の出力を意味する補助変数
$y_{g,t,\tau}$	時刻 t で発電機 g が τ コマ目の起動パターン中であれば 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
$z_{g,t,\tau}$	時刻 t で発電機 g が τ コマ目の停止パターン中であれば 1, そうでないなら 0 となるバイナリ変数
ζ, η_s	CVaR を計算するための補助変数
$\omega_{g,t}^{\text{EPRX}}$	時刻 t において, 火力発電機 g を三次調整力①に入札してよいなら 1, 二次調整力②に入札してよいなら 0 となるバイナリ変数

パラメータ

F_g^Q	火力発電機 g の二次の燃料費特性係数
F_g^L	火力発電機 g の一次の燃料費特性係数
F_g^C	火力発電機 g の零次の燃料費特性係数（無負荷損）
F_g^{ON}	火力発電機 g の起動費
M	十分大きな定数
P_t^{SPOT}	時刻 t におけるスポット市場の電力価格
$P_{j,t}^{\Delta\text{kW}}$	時刻 t における需給調整市場の商品 j の ΔkW 価格
\bar{R}_g	火力発電機 g の出力変化速度上限
T_g^{MDT}	火力発電機 g の最小停止時間 [コマ]
T_g^{MUT}	火力発電機 g の最小運転時間 [コマ]
T_g^{OFF}	火力発電機 g が停止に要する時間 [コマ]
T_g^{ON}	火力発電機 g が起動に要する時間 [コマ]
$T_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$	火力発電機 g を出力帯 b_1 から b_2 へ切替える際の出力帯遷移時間 [コマ]
W_*	出力帯を決定するアルゴリズムにおいて用いるペナルティ係数
W^{EXP}	収益の期待値に対する重み
$\bar{X}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b の出力上限
$\underline{X}_{g,b}$	火力発電機 g の出力帯 b の出力下限
$X_{g,\tau}^{\text{OFF}}$	発電機 g が起動パターンを開始して τ コマ後の出力
$X_{g,\tau}^{\text{ON}}$	発電機 g が停止パターンを開始して τ コマ後の出力
$X_{g,b_1,b_2}^{\text{TRANS}}$	出力帯 b_1 から出力帯 b_2 への遷移中における出力を表す定数。出力帯を上げる遷移であれば \bar{X}_{g,b_1} ，出力帯を下げる遷移であれば \underline{X}_{g,b_1} となる
π_s	シナリオ s の生起確率

関数

f_g^{VARY}	火力発電機 g の燃料費の変動費分
---------------------	---------------------

その他

$b'_{g,t,s}$	時刻 t ，シナリオ s における発電機 g の出力帯の仮決定値
$\text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{RR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{RR},g,t,s}^{\Delta\text{kW}} \right)$	“時刻 t で発電機 g を用いて入札した三次調整力①により得る収入” の $\alpha\%$ CVaR
$\text{CVaR}_\alpha \left(\bar{q}_{\text{FRR},g,t,s}^{\text{EPRX}} P_{\text{FRR},g,t,s}^{\Delta\text{kW}} \right)$	“時刻 t で発電機 g を用いて入札した二次調整力②により得る収入” の $\alpha\%$ CVaR

$N^{\text{ON}}(g, t)$	発電機 g , 時刻 t に対する ON ノード
$N^{\text{OFF}}(g, t)$	発電機 g , 時刻 t に対する OFF ノード
$N^{\text{IMG}}(g)$	発電機 g の起動停止に関する初期仮想ノード
$N^{\text{H}}(g, t)$	発電機 g の時刻 t における H ノード。高出力帯 (H 帯) での運転を表す
$N^{\text{M}}(g, t)$	発電機 g の時刻 t における M ノード。中出力帯 (M 帯) での運転を表す
$N^{\text{L}}(g, t)$	発電機 g の時刻 t における L ノード。低出力帯 (L 帯) での運転を表す
$N^{\text{IMGB}}(g)$	発電機 g の出力帯に関する仮想初期ノード
$\bar{q}_{j,g,t}^{\text{EPRX}}$	時刻 t において、火力発電機 g を需給調整市場の商品 j に入札する量の仮決定値
$s^{\text{SPOT}}(t, n)$	スポット市場の時刻 t の電力価格が n 番目に安いシナリオ
$s^{\text{EPRX}}(j, t, n)$	需給調整市場の商品 j の時刻 t の ΔkW 価格が n 番目に安いシナリオ
$\bar{x}_{g,t,s}$	火力発電機 g が仮に運転していた場合の、時刻 t , シナリオ s での出力
$\hat{x}_{g,t,s}$	出力帯を決定するアルゴリズムにおいて一時的に算出する、時刻 t , シナリオ s における火力発電機 g の出力
$\bar{X}_{g,t,s}$	決定した出力帯から定まる、発電機 g の時刻 t における出力上限
$\underline{X}_{g,t,s}$	決定した出力帯から定まる、発電機 g の時刻 t における出力下限
δ_{b_1, b_2}	$b_1 = b_2$ なら 1, そうでないなら 0 となる記号
$\bar{\omega}_{g,t}^{\text{EPRX}}$	発電機 g が時刻 t で三次調整力①へ入札してよいなら 1, 二次調整力②へ入札してよいなら 0 とする定数

参考文献

- [1] M.R. Sheibani, G.R. Yousefi and M.A. Latify, “Stochastic Price Based Coordinated Operation Planning of Energy Storage System and Conventional Power Plant,” J. Mod. Power Syst. Clean Energy, vol.7, no.5, pp. 1020–1032, 2019
- [2] D. Chen, Z. Jing, X. Sun, J. Zhao and H. Tan, “Optimal Bidding Strategy for Micro-grids in Energy and Spinning Reserve Markets,” IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2019
- [3] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, A. Raghunathan, D. Nikovski, “フローネットワークによる出力バンドのモデル化と需給調整市場を考慮した週間需給計画”, 電気学会論文誌 B, vol.142, no.12, pp.583–593, 2022
- [4] J. Lagarto, F. Fernandes, J.A.M. Sousa and J. Santana, “Multimarket Optimal Scheduling of a Power Generation Portfolio with a Price-Maker Pumped-Storage Hydro Unit,” European Energy Market, IEEE, 2016
- [5] G. Hinüber and H.J. Haubrich, “Optimal Intraday Operation Strategy of Power Plants at Wholesale and Reserve Markets,” IEEE Lausanne Power Tech, 2007
- [6] E. Mashhour and S.M. Moghaddas-Tafreshi, “Bidding Strategy of Virtual Power Plant for Participating in Energy and Spinning Reserve Markets - Part I: Problem formulation,” IEEE Trans. Power Syst., vol.26, no.2, pp.949–956, 2011
- [7] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “卸電力市場と需給調整市場への入札を考慮した週間需給計画”, 電気学会情報システム研究会, IS-20-039, pp.31–37, 2020
- [8] 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “電力スポット市場と需給調整市場への入札を考慮した週間需給計画”, 2021 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.461–467, 2021
- [9] 関崎真也, 西崎一郎, 林田智弘, “機会制約付き最適化問題における Fractile model を用いた市場価格変動リスクを考慮した小売業者の電力調達問題”, 電気学会論文誌 C, vol.136, no.5, pp.732–745, 2016
- [10] Japan Electricity Power Exchange, <http://www.jepx.org>
- [11] 電力広域的運営推進機関, 「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」最終報告書, https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf
- [12] 電力系統技術委員会, 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル, 電気学会技術報告書 第 1386 号, 2016
- [13] 一般社団法人電気学会, 電力系統標準モデルの拡充システムモデル, https://www.iee.jp/pes/ele_systems/ex_model
- [14] Gurobi Optimization, Gurobi Optimizer Reference Manual, <http://www.gurobi.com>

第 5 章

結論

5.1 研究の成果

長らく日本の電気事業は地域独占的体制であったが、発電事業・小売電力事業が自由化された。自由競争による電力価格の低廉化が期待される一方で、発電事業者・小売電気事業者は経営上のリスクを抱えることとなり、電力の売買に関する意思決定が課題となっている。本研究では、発電事業者の意思決定における課題を抽出し、「不確実条件下での取引に関する意思決定」と「複数価値の取引に関する意思決定」に関する解決策を検討した。

第 2 章では、不確実条件下での取引に関する意思決定について検討した。具体的には、週間での発電機の運転計画とスポット市場での取引計画を統合して作成する際に、発電事業者のリスク選好に応じた収益を得られるように、スポット市場の価格の不確実性を考慮して最適化する手法を提案した。発電事業者が明示的にリスク選好を反映できるように、収益の VaR を最大化することを目的として、確率計画法を用いた計画作成手法を提案した。数値シミュレーションによる検証の結果、収益の期待値を最大化する従来手法と比較して、提案手法が収益の VaR を向上することを示し、その有用性を確認した。

第 3 章では、複数価値の取引に関する意思決定について検討した。具体的には、スポット市場での電力量の取引計画と、需給調整市場での調整力の取引計画と、発電機の運転計画を統合して最適化する手法を提案した。調整力を発動できることを担保するためには、出力帯の計画が必要となる。そこで、フローネットワークを活用して出力帯と起動停止をモデル化する方法を提案した。数値シミュレーションによる検証の結果、電力量の取引のみを考慮する従来手法と比較して、提案手法が発電事業者の収益を向上することを示した。加えて、調整力の発動指令に確実に応じることができるよう火力発電機の出力帯を計画できることを示し、提案手法の有用性を確認した。

第4章では、不確実条件下での複数価値の取引に関する意思決定について検討した。具体的には、スポット市場と需給調整市場の価格の不確実性を考慮した上で、電力量・調整力の取引計画と発電機の運転計画を統合して最適化する手法を提案した。不確実性と複数価値取引を同時に考慮するこの問題を、混合整数計画問題として定式化して直接的に解くことは、実用的な時間では困難である。そこで、決定変数を段階的に決定するヒューリスティックを提案するとともに、段階的な処理の過程において、離散変数の決定問題を求解が容易な最短路問題に帰着させる方法を提案した。数値シミュレーションによる検証の結果、価格の不確実性を考慮しない従来手法と比較して、提案手法が収益の CVaR を向上することを示した。加えて、発電機 30 台の翌日需給計画を、1 時間未満で作成出来ることを示し、提案手法の有用性を確認した。

5.2 今後の課題

本研究では、発電事業者の需給計画手法を提案したが、その手法の一部は火力発電機のみを対象とするものに留まっている。揚水発電機、水力発電機や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源等を考慮することが今後の課題である。特に、気象によって出力が大きく左右される変動性再生可能エネルギー電源については、出力の不確実性の考慮も重要となる。また、本研究で用いた確率計画法では、不確実な要素のシナリオを生成する必要がある。実用的な時間での計算とリスクの考慮を両立するための、適切なシナリオ数を見積もる方法を検討する必要がある。加えて、複数の市場価格と再生可能エネルギー電源の出力のシナリオを、相関を考慮して生成する必要があるほか、発電機の故障といった突発的な事象も考慮する必要がある。さらに、今後は環境への影響も考慮する重要性が高まる。温室効果ガスの排出量を考慮した発電機の運転計画、ひいては電源の投資計画を考える必要がある。

他方で、2023 年から同時市場を創設する検討が開始されている。同時市場では、電力量と調整力を同時に約定することで、一般送配電事業者が十分な調整力を確保できる、という効果が見込まれている。この市場においては、発電事業者が発電機の諸元を市場に登録し、市場側で電源の運転を決めることとなる。発電事業者にとっては、現在のような電力量と調整力のそれぞれについて、価格と量を定めて入札する、という形態から大きく変わることとなるため、創設された場合の影響は大きい。同時市場が創設される場合、発電事業者は収益を確保するために、新たな市場の制度に合わせた意思決定手法を必要とする想定される。加えて、同時市場のシステムにおいては、全国で系統制約を考慮して発電機の運転を決定し、電力量の価格を決定する必要がある。これまでは、電力会社の管轄エ

リア単位，発電事業者単位，あるいはbalancing group（発電事業者の集合体）単位で発電機の運転計画を作成していたため，全国大で発電機の運転計画を作成して実運用することは，日本初の試みとなる。従来と比べて大規模な最適化問題を，実用的な時間で解く必要があるため，効率的かつ安定的な解法が必要となる。本研究で提案した発電機のモデル化と定式化を応用できる可能性があると考ええる。

謝辞

本論文は、筆者が三菱電機株式会社 先端技術総合研究所および大阪大学大学院 工学研究科 博士後期課程の在籍中に行った研究をまとめたものです。

指導教員である大阪大学工学研究科・高井重昌教授にはご多忙の中、本研究を遂行するにあたり、終始あたたかいご指導を賜りましたこと、心より感謝を申し上げます。副査を務めていただきました、同研究科・舟木剛教授、牛尾知雄教授、橋本和宗准教授には、本論文をまとめるにあたり、貴重なご助言を賜りましたこと、深くお礼申し上げます。

筆者が在籍する三菱電機株式会社 先端技術総合研究所 副所長の橋本博幸博士には、本論文をまとめる機会を与えていただくとともに激励を頂きました。また、同研究所 ソリューション技術部部長 山口喜久氏には、恵まれた研究環境を与えていただくとともに、ご厚情を賜りました。謹んでお礼申し上げます。

大阪工業大学 宮本俊幸教授には、共同研究を通じて様々なご教示とご議論を賜りました。特に本研究に必要不可欠な最適化技術に関して、学術的観点での小生の見識を大きく深めることができました。深く感謝申し上げます。

本研究を遂行するにあたり、三菱電機株式会社の関係者の皆様には多大なるご支援・ご指導を賜りました。Mitsubishi Electric Research Laboratories の Arvind Raghunathan 氏には、最適化技術に関する研究開発を通じて、技術面で多くのご教示をいただくとともに、基礎研究の重要性を学びました。須藤剛志氏、小島康弘博士、広瀬公一氏をはじめとする三菱電機株式会社 電力システム製作所の方々には、電力需給計画に関する研究開発を通じて、実用的観点での多大なるご指導と貴重なご助言を賜り、本研究を進める上で大きな力添えとなりました。三菱電機株式会社 先端技術総合研究所 ソリューション技術部 森一之博士、北村聖一博士には、入社以来丁寧にご指導いただき、本研究の遂行に留まらない幾多のご助言と激励を賜りました。ご指導いただいたことが、小生の研究開発活動の土台となっています。さらに、同部 環境エナジートランスフォーメーションシステム技術グループ 高口雄介氏、平野秀明氏には、入社以後、小生を需給計画と最適化の分野に導いて

いただくとともに，多くのご指導を賜りました。加えて，これまで同じ研究グループに在籍していた方々には，本研究を含む研究開発全般に渡り，日頃より貴重なご議論とご意見をいただき，様々なアイデアを与えていただきました。

以上の方々に対し，心より感謝を申し上げます。

業績目録

学術論文誌発表論文（第一著者）

1. 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “収益変動リスクを考慮した発電機の週間運転計画”, 電気学会論文誌 C, vol.140, no.7, pp.786–793, 2020
2. 内藤健人, 北村聖一, 森一之, A. Raghunathan, D. Nikovski, “フローネットワークによる出力バンドのモデル化と需給調整市場を考慮した週間需給計画”, 電気学会論文誌 B, Vol.142, No.12, pp.583–593, 2022
3. 内藤健人, 高井重昌, 北村聖一, 森一之, “電力量と調整力の市場価格の不確実性を考慮した翌日需給計画最適化”, 電気学会論文誌 B, Vol.145, No.4, pp.369–377, 2025

学術論文誌発表論文（第一著者以外）

1. 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “確率最適化を用いた需給調整市場の約定問題”, 電気学会論文誌 C, Vol.140, No.7, pp.775–785, 2020
2. T. Miyamoto, S. Kitamura, K. Naito, K. Mori, Y. Izui, ”Distributed Day-Ahead Scheduling of Community Energy Management System Group Considering Uncertain Market Prices Using Stochastic Optimization”, IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering,” Vol.15, No.3, pp.401–408, 2020
3. 孫綺蔚, 宮本俊幸, 北村聖一, 松岡綾子, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “Min-Max 型約定問題に対する局所探索法”, システム制御情報学会論文誌, 2022, Vol.35, No.8, pp.193–201, 2022
4. 廣島天晴, 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 高井重昌, 泉井良夫, “適応的大規模近傍探索を用いた EV による電力及び物資の配送計画”, 電気学会論文誌 C, Vol.143, No.19, pp.959–970, 2023
5. 宮本俊幸, 高坂一郎, 内藤健人, 北村聖一, 森一之, 高口雄介, “分散 EMS における起

動停止計画問題に対する緩和と射影による交互乗数法”, 電気学会論文誌 C, Vol.145, No.7, pp.600–608, 2025

国際会議発表論文

1. Q. Sun, T. Miyamoto, S. Kitamura, A. Taniguchi-Mastuoka, K.Naito, and K.Mori, “Computational Evaluation of Greedy Heuristic Methods for 2-objective MMSCP,” 2021 IEEE International Conference on Consumer Electronics, pp.1–6, 2021
2. T. Miyamoto, T. Hiroshima, S. Kitamura, K.Naito, K. Mori, “Case study of E-PDPTW for Delivery Planning of Electricity and Commodities in Case of Disaster,” Proceedings of 22nd IFAC World Congress, pp.5718–1721, 2023

国内会議発表論文

1. 佐野正裕, 内藤健人, 平野秀明, 広瀬公一, “損益リスク定量化のためのモンテカルロ法高速化に関する検討”, 平成 30 年電気学会全国大会, pp.240–241, 2018
2. 内藤健人, 平野秀明, 森一之, “不確実な電力市場価格の下での需給計画に関する一検討”, 平成 30 年電気学会全国大会, pp.242–243, 2018
3. 坂田顕庸, 北澤正樹, 佐野正裕, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, 寺野隆雄, “進化計算によるスマートメータ・コンセントレータの設置問題の解法”, 電気学会情報システム研究会, IS-18-005, pp.23–28, 2018
4. 田所史也, 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “地域エネルギー管理システム群における条件付き期待損失を用いた前日運転計画モデル”, 電気学会情報システム研究会, IS-18-023, pp.11–14, 2018
5. 田所史也, 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “地域エネルギー管理システム群における条件付き期待損失を用いた前日運転計画の計算機実験による評価”, 2018 年電学電子・情報・システム部門大会, pp.854–859, 2018
6. 北村聖一, 内藤健人, “電力取引入札策定支援技術の開発”, 電子情報通信学会ソサイエティ大会講演論文集, pp.“SS-77”–“S-78”, 2019
7. 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “需給調整市場の約定問題に対する確率最適化を用いた定式化”, 2019 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.751–756, 2019

8. 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “収益変動リスクを考慮した発電機運転計画”, 2019 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.757–762, 2019
9. 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “VaR 最大化モデルによる発電機運転計画”, 電気学会情報システム研究会, IS-19-015, pp.75–80, 2019
10. 内藤健人, 北村聖一, 森一之, “卸電力市場と需給調整市場への入札を考慮した週間需給計画”, 電気学会情報システム研究会, IS-20-039, pp.31–37, 2020
11. 北村聖一, 松岡綾子, 内藤健人, 森一之, 宮本俊幸, 泉井良夫, “多属性商品の最適調達方式の提案と VPP への適用”, 電気学会情報システム研究会, IS-20-040, pp.39–44, 2020
12. 孫綺蔚, 宮本俊幸, 北村聖一, 松岡綾子, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫. “2 目的 Min-Max 集合多重被覆問題に対する貪欲解法”. 電子情報通信学会技術研究報告, Vol.119, No.470, pp.31–36, 2020
13. 廣島天晴, 宮本俊幸, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, 泉井良夫, “EV による電力及び物資の配送計画のための時間窓付き集荷配送問題”, 2021 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.432 – -437, 2021
14. 廣島天晴, 宮本俊幸, 高井重昌, 北村聖一, 内藤健人, 森一之, “災害時の EV による電力及び物資の配送計画のための集荷配送問題に対する適応的大規模近傍探索の適用”, 2022 年電気学会電子・情報・システム部門大会, pp.554–559, 2022
15. 内藤健人, “量子アニーリングを用いた発電機運転計画問題の最適化に関する一検討”, 情報処理学会研究報告, Vol. 2023-QS-10, No.18, pp.1–6, 2023

受賞

1. 電気学会 電子・情報・システム部門 技術委員会奨励賞（VaR 最大化モデルによる需給計画）, 2019
2. 電気学会 電子・情報・システム部門大会 優秀論文発表賞（電力スポット市場と需給調整市場への入札を考慮した週間需給計画）, 2021
3. 電気学術振興賞 論文賞（フローネットワークによる出力バンドのモデル化と需給調整市場を考慮した週間需給計画）, 2025

登録特許

1. 特許第 6965864 号, 電気事業損益分析システム
2. 特許第 7059960 号, 電力需給計画作成装置および電力需給計画作成方法
3. 特許第 7154244 号, 電力需給計画作成装置及び電力需給計画作成方法
4. 特許第 7166242 号, 電力取引約定計算装置及び電力取引約定計算方法
5. 特許第 7204635 号, 電力取引約定計算装置及び電力取引約定計算方法
6. 特許第 7209589 号, 電力取引約定計算装置
7. 特許第 7580366 号, 電力インフラ設計装置および電力インフラ設計方法