

博士論文

地点別限界価格を用いた調整力市場による
電力システムの需給制御と混雑管理

Supply and Demand Balance Control and Congestion Management
in Electricity Power System by Balancing Market using Locational Marginal Price

指導教員 准教授 辻隆男

平成 30 年 3 月 13 日提出

横浜国立大学大学院 工学府

物理情報工学専攻 電気電子ネットワークコース

学籍番号 14SD197

裴 香烈

要約

近年、地球環境保護や持続可能なエネルギー社会のニーズから二酸化炭素の排出量削減や化石燃料枯渇に対する方策が必要とされている。そのような状況の中で太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーをはじめとする分散型電源の導入が進められつつある。しかし、そのような再生可能エネルギー電源の出力は気象条件などの環境に影響される不確実性があるため、その普及拡大と共に電力需給及び系統周波数の管理が問題となっている。

その一方、電力自由化の拡大が進む中で、電力市場に参加する新規参入者が増加し、より多くの電力取引が発生すると考えられる。そのため、環境に影響される再生可能エネルギー電源の出力変動に加え、系統運用は更なる不確実性の増大に繋がる恐れがある。特に取引の多様化は電力潮流の複雑化につながる可能性もあり、従来よりも送電線潮流の管理に留意することが重要となりうる。したがって、様々な電力系統運用技術の開発が求められている。

また、近年では電力システム改革の一環として調整力を取り扱う市場が世界的に普及している。欧州では再生可能エネルギーをより活用するための電力系統運用方式として、今まで地域別に行なわれてきた需給調整メカニズムを互いに連系する広域化を行い、需給調整力の確保・運用コストの低減を目指す動きが見られるようになった[42]。例えば、米国の PJM では前日および当日市場やリアルタイム市場等のエネルギー市場と周波数調整市場、そして調整力確保に関するアンシラリーサービス市場を統合し、全体最適を図る仕組みになっている[10]。

日本でも 2020 年および 2020+X 年における調整力の広域調達・運用を目指して検討を進め、将来の需給調整市場の姿を描いている現時点であるが、調整力市場の運用を活発にするために電力取引市場の整備、連系線容量確保、調整力容量確保等の様々な議論がなされている段階である。具体的には、電力広域的運営推進機関における議論として、調整力市場の整備が進展する海外諸国の事例にならない、調整力を一次、二次、三次あるいはより詳細な区分に細分化し、比較的長い調整力の領域である三次調整力から市場取引へと移行することが検討されている。そのため調整力市場の観点から再生可能エネルギー導入拡大や電力自由化による系統の需給及び送電潮流管理の問題に対して、負荷変動周期に応じた一次、二次、三次調整力（予備力）の確保が必要な項目として扱われている。

そこで本研究では、調整力市場の観点から調整力運用コストに必要とされる電力容量における地点別限界費用方式（LMP: Locational Marginal Price）に基づく価格シグナルにより、電力調整力を再ディスパッチすることで需給を保ちつつ、送電線の熱容量と調整力の予備力確保などの条件を満たすような最適な系統運用方式を提案し検討を進める。具体的には現在米国や欧州ですで行われ

ている調整力市場の概念を基に、再生可能エネルギー電源の出力変動による需給インバランスを解消する方式として、価格シグナルを市場参加者（発電事業者、大口需要者など）に提示することである。価格シグナルは、米国 PJM など採用されている LMP を本研究での提案手法とする。LMP 方式の場合、日本や欧州でよく採用されているゾーン価格形成方式に比べて、送電線混雑に関する費用を市場に内部化でき、潮流の状況に応じて地点別価格に差をつけることで電力系統の安定運用の推進が期待できる。

将来的には、調整力の運用に際して地点別に異なる価格シグナルを与えることで、適切な混雑管理と需給制御が両立できる可能性がある。なお、価格シグナルの適用を供給側のみではなく需要側が含まれる理論にすると共に、再生可能エネルギー電源を含む電力系統への適用を通じて周波数や需給制御および送電線の潮流管理の在り方として有効性を検討する。この研究の成果は電力消費時点における短時間に発生する電力需給の乖離を縮小するために有効であると思われる。また、近い将来日本を始めとするアジアの国々における電力系統運用技術分野での需給調整メカニズムの広域化の議論で参考になりうるものと思われる。

目次

要約	2
第 1 章 序論	6
第 2 章 電力系統の特性と需給調整	10
2.1.同時同量と潮流管理の必要性	10
2.2.負荷周期による出力調整	13
第 3 章 調整力市場	16
3.1.調整力市場による需給バランス管理	16
3.2.調整力の種類と役割	21
第 4 章 電力系統の混雑管理	22
4.1.経済理論に依拠した混雑管理	23
4.2.ループ潮流を考慮した系統の解析例	26
第 5 章 風力発電を含む電力系統における調整力市場ベースの 地点別限界価格による需給制御と混雑管理	28
5.1.調整力市場におけるリアルタイム制御の概念	28
5.2.地点別限界価格決定手法の定式化	34
5.3.二次調整容量確保を考慮した LMP	41
5.4.需給・周波数および電力潮流解析モデル	45
5.5.シミュレーションによる検証	51

第 6 章 結論	77
謝辞	80
付録	
付録 A 需給・周波数制御のメカニズム[15][16]	81
付録 B 諸外国の調整力調達と運用方法[23][24]	92
付録 C 系統の混雑管理における送電可能容量[21]	104
付録 D 直流法潮流計算[40]	106
付録 E 逐次 2 次計画法[37]	114
参考文献	118
研究業績一覧	122

第1章 序論

太陽光や風力発電などの再生可能エネルギー電源を利用した分散型電源の導入は温室効果ガス排出量の軽減や化石エネルギー燃料枯渇問題の解決に有効であると考えられる。そのため近年、世界的に導入が進展しつつある。2015年における再生可能エネルギーの発電容量は147GWと推定され、年間最大の増加となった。世界全体の発電能力は2014年に比べて9%に増加し、2015年末の段階では1,849GWと推定されている。風力と太陽光発電は、ともに2年連続で過去最高を記録し、2015年に追加されたすべての再生可能エネルギー電源の容量で約77%を占めている。特に風力発電の場合は、2015年度においては劇的に発展しており、単年度での増加量は63GWとなっている(世界全体において433GW)[1]。

また、風力発電技術およびその信頼性は、過去20年間で大きく改善され[2]、世界の多くの地域において飛躍的に導入が拡大し、今後エネルギー供給の重要な役割を担うことが期待される。さらにエネルギー需要側の近くに分散型電源が設置されることで、電力輸送にかかるエネルギー損失の削減も期待できることは、従来の電源に比べ利点として挙げられる。

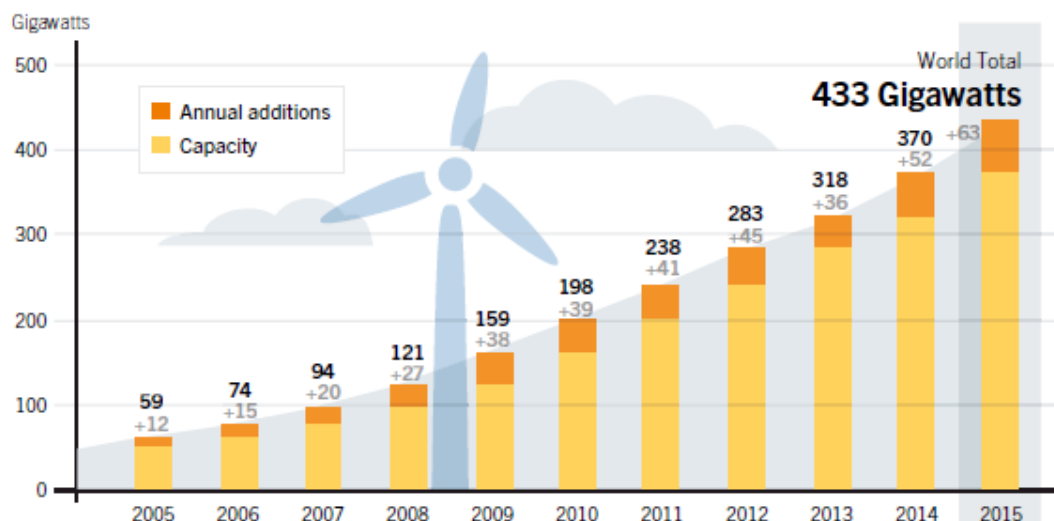


図 1.1. 世界の風力発電の単年度導入量と累積容量の変化, 2005 - 2015 年[1]

Figure 1.1. trends in cumulative capacity and annual increase
in global wind power generation, 2005-2015[1]

しかし、再生可能エネルギー電源を利用した分散型電源は、その出力が天候に依存して変動する不確実性があり、電力系統の需給管理などの安定的な運用は重要な課題である。また、風力および太陽光の資源が偏在して分布する場合には再生可能エネルギー資源から発電された電力は長距離送電も必要となり、系統

における電力潮流の管理もあわせて重要な課題となる[3]。そのため、再生可能エネルギーの大量導入により電力系統に余剰電力の発生、電圧の上昇、そして周波数調整力の不足といった課題、さらに電力ネットワーク上の重潮流（熱容量）の管理などの課題を多角的に考慮する必要がある。日本のように他国との国際連系を有さない場合には、特に周波数維持と潮流管理の観点から、需給不平衡による周波数変動が相対的に大きく、地域間連系の潮流管理が難しくなる恐れもある。そのため適切な制御が求められる可能性があり、日本をはじめアジアの国々では国際連系（スーパーグリッド）が議論されている[4]。しかし、欧州の多数の国では、既に国際連系が行なわれ、潮流および周波数調整力が管理されている事例が多くある。一つの例として欧州では 2011 年から国際連系制御協議会（IGCC : International Grid Control Cooperation）が設立され、調整力の確保と運用コスト削減をする目的でデンマークとドイツの両国が協力して国際連系が実現されている。また、2016 年度には 7 カ国の 10 社の系統運用者（TSO : Transmission System Operator – 50Hertz, Amprion, APG, CEPS, Elia, Energinet.dk, Swissgrid, TenneT B.V., TenneT G and TransnetBW）により運用され、系統潮流（熱容量）と調整力管理が行なわれている[5]。また、世界的に進展している電力市場自由化は系統設備の効率的な運用を促すと同時に、多様な参加者の出現と電力取引の活発化をもたらした。

ところが、自由化の進展により従来の一体的な系統運用が難しくなり、特に欧米においては信頼度維持に対する懸念が生じている[6]。その電力自由化の進展に伴う様々な電気事業者の市場参入による電力取引の多様化は、電力潮流運用の複雑さを増大させ、系統周波数および電力潮流の管理がより困難になり、信頼度維持が課題となる可能性がある[7]。

そこで、系統の信頼度を維持していくには予期できない事態に備えたバックアップ電源、周波数を維持するための調整力の確保が必要であると思われる。また、電力取引の活発化や広域化は、送電線潮流の混雑を招きやすい側面もある。1990 年代後半のアメリカでは、託送制度を利用した取引が 5 倍になったものの高圧送電線は 0.3%/年のペースでしか拡充されなかった。そのため送電線混雑が原因で成立しなかった電力取引は 1998 年の約 300 件から 2002 年には約 1,500 件にまで増加したことが NERC¹により報告されている[6]。

以上の通り、電力系統内の潮流管理を考慮しながら適切に需給管理を実現することは、これからの電力系統運用に求められる課題である。再生可能エネルギー電源の出力変動の不確実性と電力自由化による取引の多様化および広域化による問題点を克服し、安定的な需給調整や潮流管理を達成するため、送電網や広域連系の整備なども含め、設備形成や運用の両面から様々な対策が必要と考え

¹ NERC : The North American Electric Reliability Corporation

られる。また、上記に述べた周波数維持に関する問題の解決には、調整力（予備力）の確保や系統設備の整備が必要であるが、設備増強に関してはコスト面を考えれば最低限で済ませることが望ましい[3]。実際に電力潮流管理において、熱容量制約を解消する必要がある、熱容量を増やす必要がある。具体的には、送電線のサイズを太くする、送電線の回線数を増やす、新たな送電線を建設するなどがある。文献[8]によると送電線の新設には原因者負担による莫大なコスト（架空送電線の単価は電圧、亘長などにより大きく変わるが、220～500kV の場合の中央値で 5～8 億円/km 程度必要となる）がかかると共に、用地交渉なども含めたりードタイムは理想的なケースで 7～8 年、地権者との交渉が進まない場合などでは 10 年を大幅に超えるケースもある[8]。今後、再生可能エネルギー電源を大量導入するためには、ある程度の送電線の増設は必要となるが、再生可能エネルギー電源側での出力調整によって設備利用率を向上させ、限られた設備容量での連系拡大対策についても検討する必要があると考えられる。

その一方、近年では世界的に調整力市場を介して調達および運用するメカニズムが進展し、広く採用されている。（ドイツは、再生可能エネルギー電源の導入拡大に対応するため、2007 年よりドイツ国内の 4 つの系統運用者が協調する需給調整方式が採用されている[9]。）また、他国との連系容量に限りがある英国は 2001 年 4 月より、単一の全国系統運用者（TSO: Transmission System Operator）により集中的な需給運用方式が実施されている[10]。日本でも 2020 年を目途に需給調整市場を創設する方針が示されている[11]。また、同じく 2020 年を目途にしたリアルタイム市場を通じて調整力の調達や取引を行うこととしている[12]。市場メカニズムを採用することでより経済合理的な調整力調達・運用が実現できることが期待される。その調整力及びリアルタイム市場の運用に関しては、従来の需給調整の方式であるガバナフリー制御（GF: Governor Free）、負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）、そして経済負荷配分（EDC: Economical load Dispatching Control）の制御領域に相当する一次、二次、そして三次（Primary control reserve, Secondary control reserve, and tertiary control reserve）からなる調整力の確保が必要とされている。また、米国の PJM などでは系統上の潮流管理を需給管理とあわせて実現するため、地点別限界価格（LMP: Locational Marginal Price）が採用されている[13][14]。LMP 方式の場合、日本や欧州でよく採用されているゾーン価格形成方式に比べて、送電線混雑に関する費用を市場に内部化できることから、潮流の状況に応じて地点別価格に差をつけることで電力系統運用における安定性の改善が期待できる[23]。将来、調整力市場の価格制度や運用に関する仕組みは、様々な議論の真最中であることが現状である。しかし、今後調整力の運用に際して地点別に異なる価格シグナル、つまり地点別限界価格を与えることで、送電線混雑管理と需給制御の両者を適切に行うため、調整力の確保や運

用方法も有効となる可能性がある。

そこで本研究では、再生可能エネルギーの中でも系統周波数への影響が懸念される風力発電の導入を想定した際、調整力市場の観点から需給調整、送電線混雑管理、また海外で広く採用されている分類に習い、一次、二次、そして三次（Primary, Secondary, and Tertiary）からなる調整力の確保を想定し、もともと経済的な電力系統運用方式を提案する。具体的には、調整力市場をベースに前述した地点別限界価格（LMP）により需給管理に加えて潮流制約を考慮しつつ、二次調整力を確保するための三次調整力の運用コストを最小にするメカニズムの実現を目指す。特に二次調整力を確保する概念が考慮されたことで、従来の LMP 方式とは異なる SR-LMP の概念を提案した。電力系統における運用コストの増分量を最適化し、系統の潮流管理を考慮しながら、需給インバランスを経済的に解消することを目的とする調整力市場の運用方式としての有効性を数値解析により検証を行なった。本検討が、将来を見込んだ最適な調整力の運用方法を検討するための、研究の礎になればと思う。以下に、本論文の構成を示す。

第 2 章では、電力という財貨の特性に関して説明する。電力は常に需要と供給が一致する属性があり、系統の潮流も管理する必要がある。その特性を満たすための制御方法と系統管理者の役割に関して述べる。第 3 章では、一般的な調整力市場に関して紹介する。電力消費時点において最終的に需給調整を行うリアルタイム制御のメカニズムについて述べる。系統運用者による調整力確保方式と運用方式についても紹介する。第 4 章では、電力需給制御が必要である一方、系統に流れる潮流の管理も重要であることから、経済理論に依拠した最適な資源配分の条件を満たす潮流管理方法に関して説明し、計算例を述べる。また、風力発電を含む電力系統があると想定した際、調整力市場をもとにした LMP（SR-LMP）による電力需給制御と送電線混雑管理方式を紹介する。最後に第 6 章で結論を述べる。

第2章 電力系統の特性と需給調整

2.1. 同時同量と潮流管理の必要性

通常の経済理論では、モノは需要と供給のバランスが一致していないときは、在庫の変動で調整することができる一方、電力というものは揚水発電を除き、大量に貯蔵することが難しいことから発電所から発電する電力の総量が需要家で消費される電力の総量に対していつの時点でも同じ量になるように制御する必要があり、毎分ごとの需要量と供給量がごく狭い時間幅で一致させないと停電を引き起こす恐れがある。そのため電力は取引上在庫という概念は存在しないといっても過言ではないほど需要と供給の均衡は重要な問題である。そのことから、電力という商品は他に例を見ない特徴があり、需要と供給に対しは同時同量を守る必要がある。

もし需要量と供給量がミスマッチングすると電力系統における周波数が変動し、発電機が停まることになる。例えば、ある一つの発電機が予期せぬ起動停止になることから周波数に影響を及ぼし、ほかの発電機も次々に止まってしまい、停電を引き起こしてしまうという事故波及に至る恐れもある。従って停電を防ぐためには送配電線上を流れる潮流の周波数の変化に反映された需給のギャップを常に監視し、発電の増減を行ったり、あるいは需要者に節電をお願いしたりして需給を合致させることが要求される。

要するに、電力の財とする特色は「時々刻々と電力系統における需給を一致させなければならないことだ。」あるいは「送電線の使用において、同時同量が要求されることだ」と言い換えることもできる[53]。これが達成できないと周波数が変動し、最悪の場合には周波数の基準値から脱落することになる。

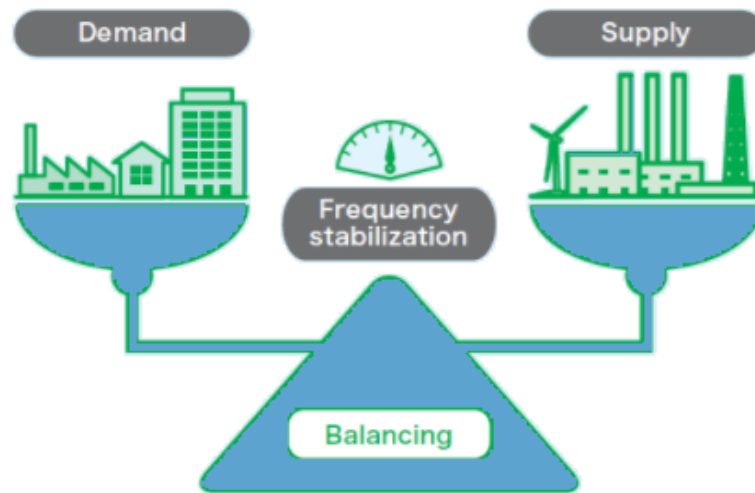


図 2.1. 発電と需要とのバランスによる周波数
 Figure 2.1. the frequency by supply and demand balance

周波数調整に関する許容範囲に関しては、各国や地域の系統の環境によって異なるが、欧州の場合は系統に接続されているすべての電気機器は 50Hz の基準周波数から $\pm 0.5\text{Hz}$ の帯域で動作するように最適化を図っている[49]。また、日本の場合は各電力会社が基準周波数より $\pm 0.2\text{Hz}$ (地域によっては $\pm 0.3\text{Hz}$) の範囲内に維持するように努めている[17]。電力系統はすべての電力設備が発電機、需要家、送配電系統を介して全体的に有機的に結合されている動的なシステムであり、発電機群は同期速度で運転される必要がある。これは同期運転と定義される。

そのような特性を持つことから、電力系統の運用は常に注意を払う必要がある一方、近年再生可能エネルギーの拡大から系統運用技術はさらに注目を集めているが、その再生可能エネルギーの中で、特に太陽光発電や風力発電はその出力が自然条件に依存することが多く、このような電源が既存の電力系統に多く導入されると平常時や非常時、局所・系統全体の観点から、電力安定供給に影響が生じる可能性があるとして指摘されている。また、再生可能エネルギー出力の変動により、送電ネットワーク線路上における潮流の変動や過負荷が生じるといった問題も挙げられる。それは、電力系統では電気の流れという電流でしか存在せず流通手段である送配電ネットワークを中心に組織され、流通ネットワークが電気という財がベースとなるため、電力とネットワーク系統は切り離すことができないためである。そのため電力系統における信頼度の維持の観点から、需給調整に合わせて潮流の管理も考慮事項として挙げられる。

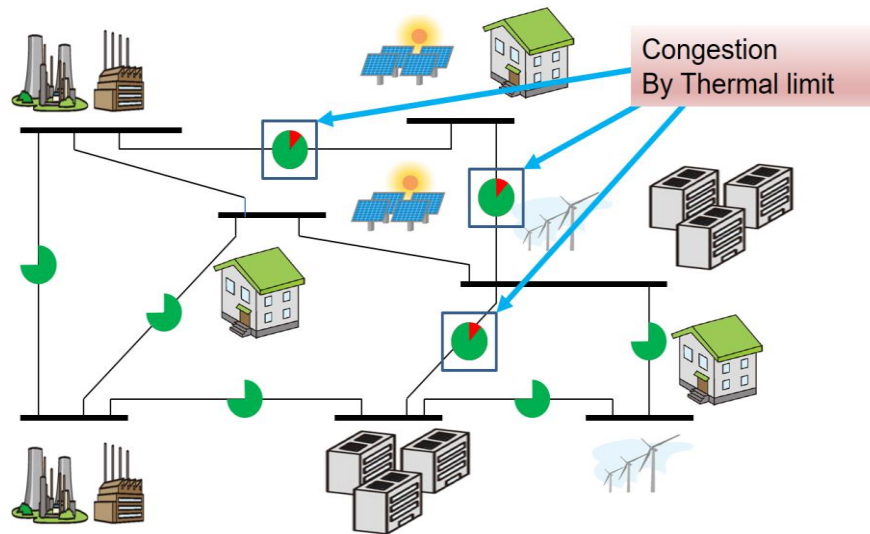


図 2.2 電力系統の潮流管理の問題

Figure 2.2. power flow management issues

また、電力自由化により電力取引の活発化と系統運用の広域化による系統の潮流管理がさらに難しくなる恐れがある。そのため電源と送電の整合性のとれた設備形成が難しくなることや想定外の電力託送の急増など、複数の要因が複雑に関係し合い電力系統運用に様々な影響が生じるものと予想される。送電系統における過負荷による混雑は電力系統の安定的な運用を妨げるほかに、電源の経済運用や電力取引の経済的メリットの低下(減少)につながる可能性がある[17]。そのため、送電線などの過負荷による混雑発生時には、系統運用者が需給調整や系統制御により送電電力を制御して混雑を解消する必要がある[27]。したがって、送電線には運用可能容量があり、予め定まった容量を超えないように系統運用者あるいは送電事業者が調整をしながら、安定に系統運用を行なっている。

2.2. 負荷周期による出力調整

前節で述べた電力系統運用において重要な特性である需要と供給の同時同量と、送電ネットワークに流れる潮流管理の必要性に関して述べたとおり、とりわけ、電力システムは(1)周波数調整(2)潮流制御の2種類の制御が必要である。そのシステムの需給制御と全体の潮流管理において、相互接続された設備や技術的な要素の作用を常に調整する必要があるため、電力系統の「指揮者」の役割を果たす存在が介入することが必要となる。これは電力システムを適切に機能させるために必要な調整をリアルタイムで統制し、その目的のために各要素に対する管理の権限を持つ存在が非常に重要であることを意味し、地域や国によって多少異なるが一般的に送電系統運用者（TSO：Transmission System Operator）及び配電系統運用者（DSO：Distribution System Operator）という名の存在である。

電力系統の管理者である TSO の基本的な役割は電力の供給と需要の差をできるだけ最少になるように調整を行ないつつ、同時に系統に流れる電力の流通経路である送配電ネットワークにおいて、各地点や線路の送電容量内に収まるように調整することである。それは需要データを基に需給計画を作成する時点や電力が消費される実運用時点での需給が一致した状況であったとしても、その需給を送電ネットワークに反映させると運用上における需給制約違反などの逸脱が発生する場合もあるためである[17]。つまり、現物とファイナンスでのリアルタイムの調整の必要性があり、送電網のようなネットワーク制約と無関係に様々な取引を成立させることは不可能になっている。

その需給調整のための需給計画は一般的に長期と短期に区分されるが[42]、年間より長い期間の方は電源や送電設備の建設が含まれる[45]。それ以外は短期需給計画とすることで、需要と供給のバランスを取るため計画を作成することである。長期計画とは本稿で提案する需給制御方式の範囲の外であるため記述を控える。まず、TSO による周波数制御・需給調整は負荷変動周期に応じて①一日を通じた夜間・昼間などの大きな需要の変動（長周期変動）②数10分程度より短い周期で生じる需要変動（短周期変動）からなる[19]。それぞれ、実需給と電力取引との関係やその形態により、各々の役割が異なる。

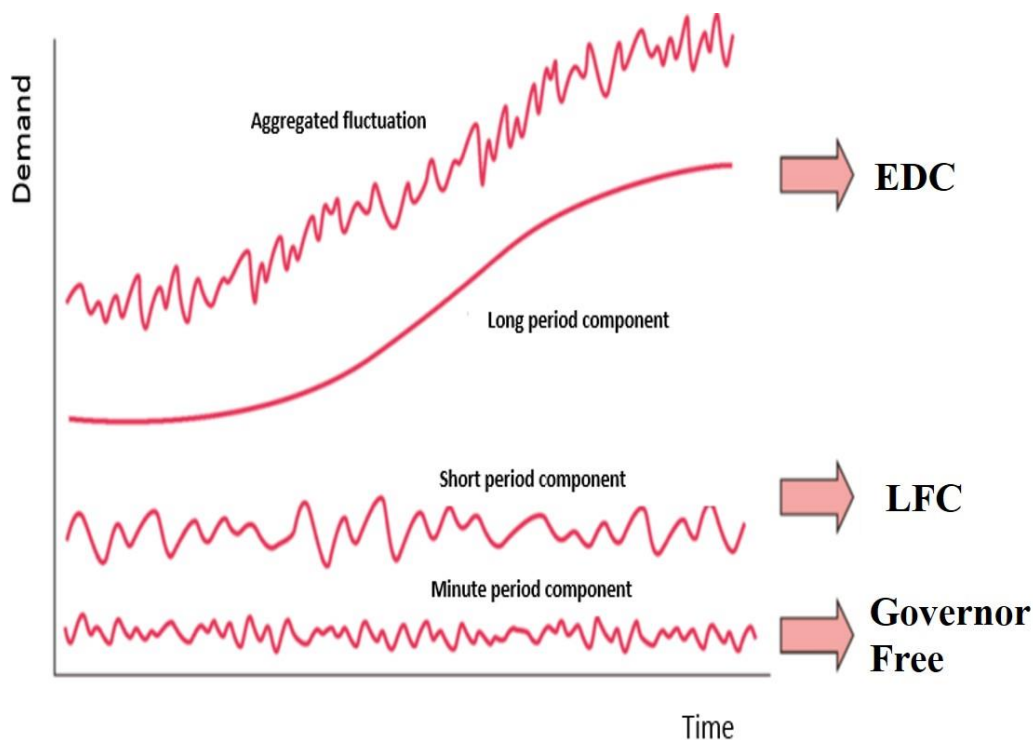


図 2.3. 負荷変動周期による制御領域の細分化[8]

Figure 2.3. operation control according to demand fluctuation period [8]

図 2.3 に示す長周期変動に対する需給制御の仕組みは、主に需給計画値を基に発電事業者と大口需要家の間に相対取引として行なわれ、経済負荷配分（EDC: Economic Dispatch Control）と呼ばれる制御領域に相当する。電力系統の発電機において、効率の異なる各火力・水力などの発電機の経済的な出力配分を計算し、発電機出力を制御する。一般的に周波数制御の観点から、数十分以上の周期で変動する負荷調整を担当するため等増分燃料費法（等λ法）により最経済となるように決定される。負荷変動周期からみた EDC 領域の需給計画は、数日もしくは数ヶ月前の需要の予測を基に計画が立てられることである一方、予測が困難な短周期負荷変動（図 2.3）に対しては、数分から 20 分程度の周期で対応する必要がある。系統内の周波数や連系線潮流の情報を観測してから、目標値と実績値の差分を基に望ましい値を維持するように、中央給電指令所から、フィードバック制御などを用いた細かな制御指令を出して需給制御が行なわれる。これは付録 A で述べるとおり LFC（Load Frequency Control）制御と呼ばれ、特に連系線潮流も考慮する場合は TBC（Tie-line Bias Control）制御と分類されている。発電所は EDC と LFC の制御信号を加算して発電機の出力を調整する仕組みになっている。

また、図 2.3 で示すガバナフリー制御は、数秒から数分までの間に、EDC と LFC より短い負荷変動周期に対応する需給制御方法であり、自由にガバナ（発電機の调速機）を応答させて運転させることを意味する。図 2.4 では、電力需給の逼迫状況に応じて、供給する電力の量と価格の関係を表したものである。基本的に発電機の稼働においては、燃料費の限界費用をベースに決定され、燃料費が安い発電機から使われて、順次高い発電機まで、需要（D1 または D2）が必要とする量を満たすまで供給する。同図で均衡になる交点の縦横軸の値が需要/供給の組み合わせを示し、需給計画における EDC の基本的な考え方である。電力自由化が行なわれる前の時点では、在来の発電機の燃料費を基に同図のようなメリットオーダーが作成されたが、電力自由化の施行後は各発電事業者が提示する価格情報をもとにする。

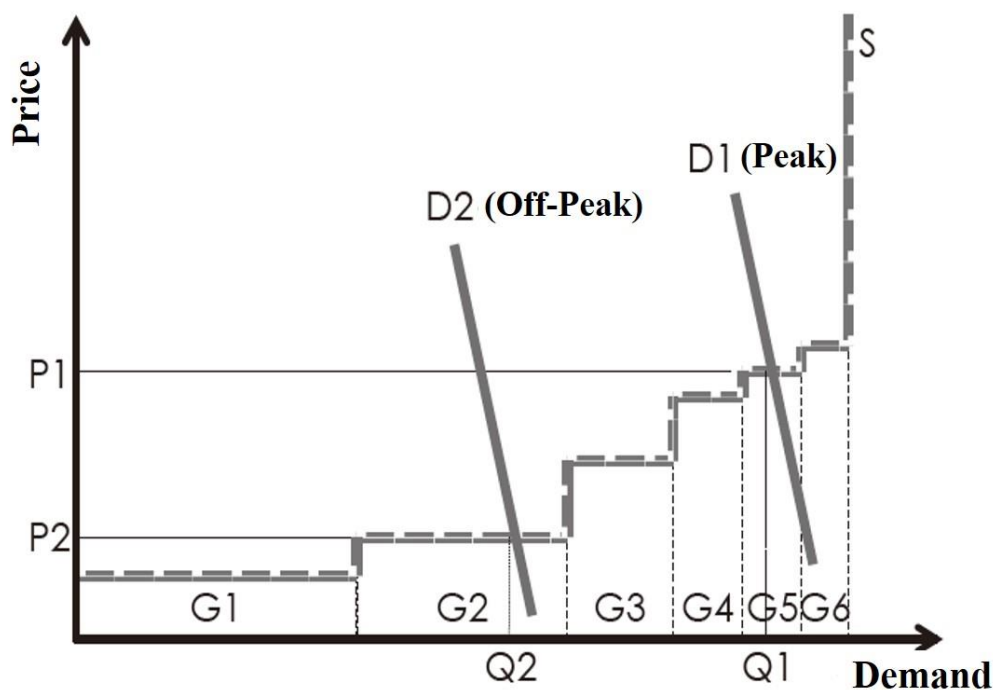


図 2.4. メリットオーダーによる需給と供給調整のメカニズム[19]

Figure 2.4. the mechanism of supply and demand adjustment by merit-orders[19]

第3章 調整力市場

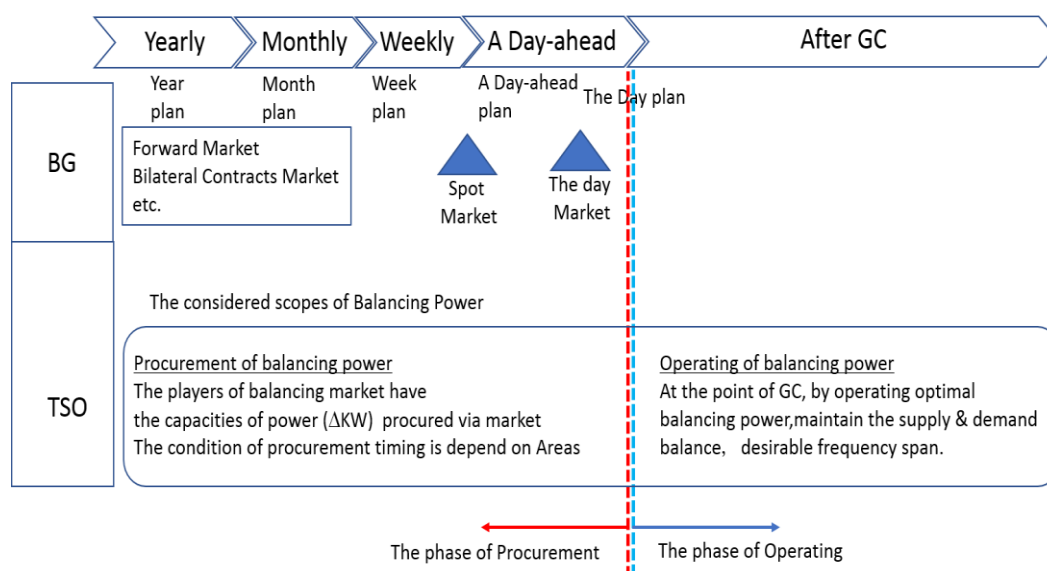
3.1. 調整力市場による需給バランスの管理

電力系統における需給バランスの管理目的としては、①発電と消費が常にバランスしていること、②予備力を確保することである。その中で予備力の確保は需給のバランスが保証されない場合のために用意されたリアルタイムで発動される発電能力または需要側の消費調整の余力を確保することである。なお、調整力の観点から需要側の消費抑制（デマンドレスポンスとも言う）は、消費者が対価を得て一定期間継続する場合は、自発的にある周期での需給調整に参加するメカニズムとなる。そのように供給側もしくは需要側に対する予備力を確保するための市場として事業者の参入を促すと同時に、統計的には可能性のあると思われるインバランスの発生地点やタイミングを修正するための管理手法として行われている。TSOのような系統運用者もしくは運営者が一日前市場の時点で系統上の制約を考慮に入れた需給の修正を行うため、発電・消費の全体最適化を実現する必要がある。つまり、理論上では発電と消費のバランスは常に均衡状態であるように管理が必要である。しかし、下記のような理由からその通りにはならないことが問題となる。

- ・ 電力市場（調整力市場）の取引商品の設計は、TSOが設計するスケジュール感とは異なる。TSO側では秒単位でバランス状態を求めのに対して市場参加者は各自異なる時間単位（例えば発電機の起動時間などは1時間、30分、あるいは10分）でしか反応しきれないのでギャップが発生する。
- ・ 発電と消費の需要側は常に偶然性（供給支障や天候による需要変動）に影響される。したがって市場参加者レベルで供給と需要のバランスを厳密に実現するのは不可能である。
- ・ 高性能のメータリングの設備が存在しない場合には、小売り事業者は多数の需要者の消費データを精緻に知ることができない。
- ・ 個々の市場参加者に対して稼働できる予備力が各エリアの状況によって異なるため、それぞれのエリアにおけるバランスを維持するために義務付けるのは無意味である。バランスというのは、システム全体としてのバランスを生み出すことにより、TSOは予備力の部分最適と全体の最適を実現することができる。市場が各地点の予備力をリアルタイムでバランスをとらなければならないTSOの役割としては、実際のところ不可能な部分もある。

TSO は供給と需要のバランスの調整をするために、予備力を事前に確保している市場参加者の入札情報をもとに、調整力運用に関するプログラムの情報を使って需要と供給のインバランスを管理する。つまり、修正された発電増減の情報が各市場参加者に与えられ、予備力を発動させることを意味する。例えば、修正された発電計画に応じて TSO がシステムの全体としてエネルギーが不足している場合、発電を指令して予備力を稼働させる。その一方、エネルギーが過剰の場合は供給側の発電量を減らす指令を出す。需要側の場合も予想された消費の計画に応じて TSO が需要側の消費量を修正することで指令された需要側は消費量調整をするか、一時停止（停電）という最終手段の場合も考えられる。

この調整力の運用は市場の規則に従って行われ、時間に沿った市場のイメージは図 3.1 に示すとおり必要とされる調整力を前もって調達・確保し、ゲートクローズ（GC:Gate Closure²）の後から実運用まで調整力を運用して最終的に需給均衡の状態になるような制御を行う仕組みになっている。市場参加者としての需要者と供給者はバランスを維持させる義務と責任があり、各々のエリアにおける価格や需給のディスパッチに関する取引の範囲にしたがって行動することが求められる。



出典：経済産業所 資源エネルギー庁 「需給調整について」基に作成

図 3.1. 電力取引における時間の流れと調整力市場の仕組みと運用範囲
Figure 3.1. scope of balancing market and the flow of electricity power trading

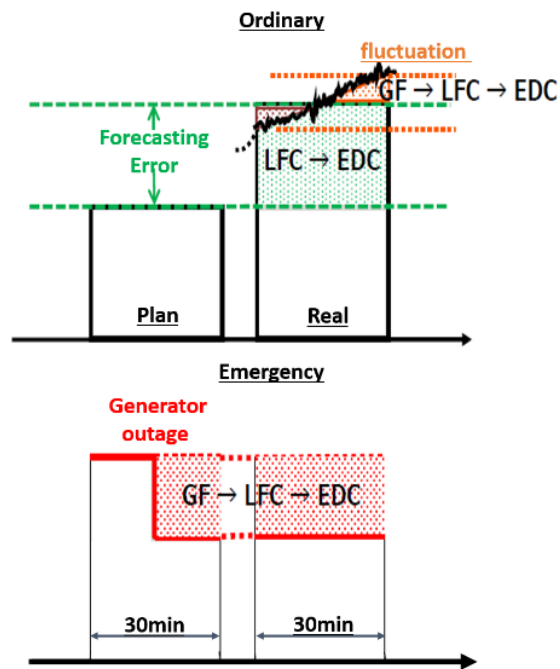
² Gate Closure: 系統利用者（発電事業者, 小売電気事業者）から系統運用者への需給計画の提出締め切り

需要に応じて予備力を運用することが可能なメカニズムは、どのようにして予備力を確保するのかに関して従来の一般的な方法としては下記のようなになる。

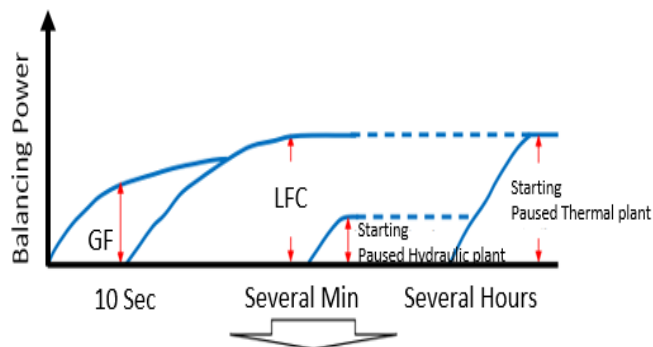
- ・ 参加者に電源の予備力を確保する任務を委ねる。調整メカニズムの枠組みでそれが要請されているという見方になる。
- ・ 調整メカニズムを考慮した上で、TSO が一定の利用可能な電源を事前に入札を行い、実際に起動されなかった発電量に対しては待機した分料金を払う仕組みもある。

欧州で導入された調整力運用に関するメカニズムは各々の国や地域によって異なるが、上記の二つの方法が混在されている。ある種類の予備力に対しては、卸売市場において指定された量の枠内で、短時間で最小限の契約条件の対象となることは、電力系統における最大の不利益をもたらす事故で停電になる恐れもあるため、大規模の偶発事故に対応するために各 TSO が十分に予備力を確保しておくことが義務とすることもある。例えば、このような予備力確保方法の選択として EU 加盟国全体では各市場参加者の自由に委ねられ、予備力のうち電源と事前契約の量は異なる場合もある。一例として、フランスの場合はほとんど事前契約を採用しない一方で、ドイツの場合は、かなり事前に契約を行い事前契約が重要視されている。予備力の事前確保は、理論的には電力システムが安全性を重視して利用されていることになるが、その分だけコストも上昇することになる。

一方、確保された調整力（予備力）は、一次調整力、二次調整力、三次調整力（primary, secondary, and tertiary regulations）として分類される。第 2 章で述べた負荷周期による需給制御の領域に相応した形で考えれば、図 3.2 に示す通り一次調整力はガバナフリー（GF）領域に該当し、二次調整力は負荷周波数制御（LFC）領域で、三次調整力は経済負荷配分（EDC）制御領域として従来の需給調整方式に対応する。また、需給計画値の誤差、電源の脱落、再生可能エネルギー電源などにより発生する電力系統の需給乖離や周波数の逸脱を調整するため、従来の GF、LFC、EDC の運用に活用できるように前もって確保する調整力が取引される市場の意味としても考えることができる。



出典：経済産業所 資源エネルギー庁 「需給調整について」 基に作成



Primary regulations

>>Function of GF, Respond instantaneously to frequency fluctuations (Up/Downward)

Secondary regulations

>>Function of LFC,(Up/Downward)

Tertiary regulations

>>Other than the both area(Up/Downward)

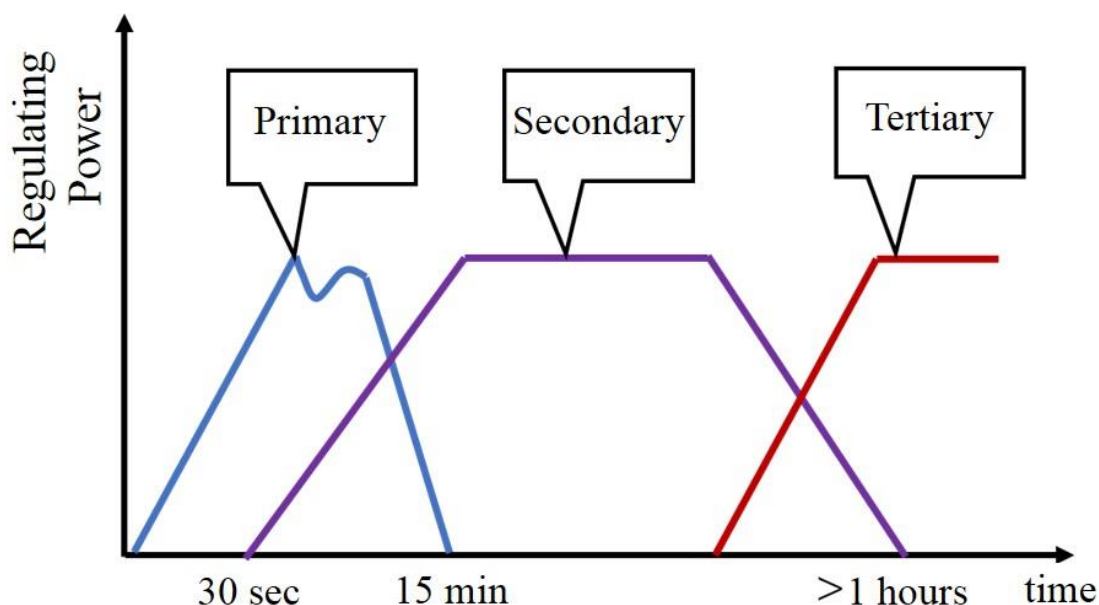
出典：経済産業所 資源エネルギー庁 「需給調整について」 基に作成

図 3.2. 調整力市場における予備力の分類とそれに対応する従来の需給制御の領域

Figure 3.2. the concept of conventional methods in supply&demand balance control

3.2. 調整力の種類と役割

調整力を確保するために、待機してもらう予備発電能力は大きく 3 つに分類され、それは一次、二次または三次調整力（primary reserve capacity, secondary reserve capacity, and tertiary reserve capacity）とする。一次調整力は発電機の脱落など瞬時の需給変化（発電力の低下）に対応するための調整力である。二次調整力は、電力が消費される最終時点、ゲートクローズ（Gate Closure³）の数分前に予測される需給変化に対応する調整力である。そして三次調整力は、一次と二次の調整力に対して、比較的長時間における需給変化の対応策である。一般的には一次と二次の調整力は、計算機による自動処理が多い反面、三次調整力は手動的に対応されることが多い。以上 3 種類の調整力の分類は各々の国や地域の環境によって少し異なるところがあるが、その仕組みとしては大体類似している。TSO は発電側と需要側を対象に市場原理の下に前もって入札を行うことで発電量の増減と需要の増減に対する量と費用を確保するが、それを「調整力入札」と呼ぶ。



出典：電力自由化に関する市場設計の国際比較研究をもとに作成

図 3.4. 調整力市場における調整力の種類と概略[21]

Figure 3.4. type and outline on regulating power in balancing market [21]

³ 当日の計画提出期限（30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前）

表 3.1. リアルタイム電力調整の概略[21]

table 3.1. outline of regulating on real-time electricity power [21]

一次調整予備力 (Primary)	最後の瞬間における自動制御による調整。30 秒以内に電力供給を開始できる。周波数維持を目的とする。
二次調整予備力 (Secondary)	TSO 側からの自動制御により起動できる。5 分以内に電力供給を開始できる。使用は長くても 15 分間程度まで
三次調整予備力 (Tertiary)	メリットオーダーに基づき、TSO と電話で応答して起動する。15 分以内に電力供給を開始できる。使用は長くても 1 時間程度まで

(出典：電力自由化に関する市場設計の国際比較研究をもとに作成)

系統全体において、電力が不足する状況、あるいは送電線の混雑が懸念される場面で、TSO は系統運用信頼度を維持するために追加発電の入札費用が安い順に発電機運用を指令したり、需要側に対しては需要の抑制を促す指令を出したりする。それは需要者に対して、どれぐらい支払えば数時間前の通知によって節電をしてくれるのかを、前もって入札したことにより決められる。追加節電に関する指令を出す順番は入札の金額が安い順にし、その順番どおり系統の需給ギャップを埋める上に送電線混雑が緩和する。

一方、系統において電力の状況が過剰である場合と送電線の混雑の管理が必要とされる場面では、TSO が発電側に発電削減を指令し、需要者には電力の消費増加を要求することで、電力需給管理および送電線潮流の流れを適切な範囲に維持できるようにする。その際、電力不足の場合と同じく調整力に対する入札の下に行なわれる仕組みである。系統における電力需給状況と混雑管理に対応した供給側と需要側の行動を表 3.2.にまとめてある。需要側からの電力系統の安定運用に貢献できる点として、需要のアクティブ化は調整力の活用において具体的な手段の一つとしてあげられる。今後は分散型電源、蓄電池などの調整資源の活用も期待され、余剰電力を吸収することが必要とされる際、有効であると期待される。

表 3.2. 調整力入札の場合わけ[21][22]

table 3.2. in case of bid in regulating power [21][22]

	電力が不足している場合 (Upward Regulation)	電力が過剰している場合 (Upward Regulation)
発電会社	発電量追加	発電量削減
大口需要	需要量削減	需要量増加

第4章 電力系統の混雑管理

電力系統における送電線の混雑管理は短期と長期に大別され、前者の方は電圧及び周波数制御や予備力運用、または発電所間の電力融通を指す一方、後者は長期的な送電設備建設に該当する。本稿で需給制御方式の範囲としては後者の送電設備建設などは論外であるため記述を控える。短期的な送電線混雑管理の手法とするノーダルプライシング制度は経済的理論を基にした新たな混雑管理（Congestion Management）の手法とする。

従来の混雑管理のルールは技術的な観点からのみ設定され、混雑管理に必要なとされる費用は総括原価により総括原価費用に上乗せされてきた。しかし近年では電力自由化の下で、資源配分効率の向上を目的としてノーダルプライシング制度のように、経済理論の観点を基本とする限界費用方式による混雑管理の事例も見られる。そのような経済的理論を基にしたルールは、技術的な要件を基にすることで、資源配分効率性を向上させると評価されてきた[45]。また、従来の混雑管理は安定的な電力供給に重点を置いた技術的な政策として偏っている一方、ノーダルプライシング制度は経済的な効率を優先した自由競争をする目的と整合性を持つ。

本章では、市場の経済的観点から資源配分効率に望ましい電力取引の条件を導出すると同時に、ノーダルプライシングの特徴に関して整理し、理解を高めるため簡易的な三角形の送電モデルを用いた数値計算の例を示す。なお、混雑管理について送電可能容量の考え方や混雑管理の必要性に関する技術的な部分はここでは割愛し、付録Cで詳細を述べた。

4.1. 経済理論に依拠した混雑管理

電力の取引に対する特性及び構成は各々の国や地域によって多かれ少なかれ差異が存在しているが、地域間の電力取引でより効率を高めることも期待できる。特に近年の電力自由化が施行された以来、電気事業者と消費者たちとの間の電力取引が活発に進み、将来にはより多様化されると思われる。しかし、地域間の電力取引が今より多くなる場合、電力会社が提案する送電サービスも増強または新たな管理法が必要とされる可能性が高いため、送電料金に関して、自由化後の電力の売買を左右する重要な要因の一つであるが、その際に社会全体の余剰が最適された資源配分が効率の観点から望ましい。その観点で効率的な電力取引の条件が考慮される必要がある。以下は単純化された電力システムのモデルを基に最適な電力取引を導き、最適な電力取引の条件を導出する。

発電と消費される地域あるいは地点をノードとして称し、複数ノードをつないだ送電線をブランチ (Branch) として定義する。N 番目のノードを基準母線 (Swing) として定め、ブランチの容量 (熱容量: Thermal Limit) を一定にする。電圧は常に一定に制御される想定とすると、無効電力と周波数制御に関しては扱うことなく簡略化できる。(詳細は付録 D の直流法を参考していただきたい。)

また、発電設備の容量に関しては需要が常に満たされると仮定し、事故の有無や需給逼迫に備えて運用する予備電源についても考慮に入れないとすると、資源配分の効率の指標として、生産者余剰、消費者余剰そして送電線の混雑有無として3つの制約をあわせて定義され社会余剰として言える。

つまり、N ノード・M ブランチの送電システムにおける効率的な電力取引は需給制約及び送電線容量の上下限を考慮した社会余剰の最適化という問題の答えとして求められ、下式(4.1)~(4.3)のように表現できる。

$$\text{maximize } \sum_{i=1}^N C_i(q_i) \quad (4.1)$$

$$\text{subject to } \sum_{i=1}^N q_i - L = 0 \quad (4.2)$$

$$Z'_{k,\min} \leq Z_k = \sum_{i=1}^{N-1} a_{ki} q_i \leq Z'_{k,\max} \quad k = 1, \dots, M \quad (4.3)$$

ここで,

- $C_i(q_i)$: 総費用関数
- q_i : 発電や消費に対する電力の量 (符号により区分)
- L : 送電系統全体における損失
- a_{ki} : 送電系統に流れる潮流の分流係数
- Z_k : 系統の送電線 (k) に流れる潮流の量
- $Z_{k,\max}/Z_{k,\min}$: 送電線 (k) に流れる容量の上下限

式(4.1)~(4.3)の最適化問題は、ラグランジュ未定係数法を使用することによって次式のように表せる。

$$\begin{aligned} \varphi = & \sum_{i=1}^N C_i(q_i) + \mu \left(\sum_{i=1}^N q_i - L \right) - \sum_{k=1}^M \lambda_{k,\max} \left(\sum_{i=1}^{N-1} a_{ki} q_i - Z'_{k,\max} \right) \\ & + \sum_{k=1}^M \lambda_{k,\min} \left(\sum_{i=1}^{N-1} a_{ki} q_i - Z'_{k,\min} \right) \end{aligned} \quad (4.4)$$

ここで,

- $\mu, \lambda_{k,\max}, \lambda_{k,\min}$: ラグランジュ係数
- ただし, $\lambda_{k,\max} \geq 0, \lambda_{k,\min} \geq 0$

また、個々の送電線において流れる潮流の方向がどちらになっても容量が同一であると想定すると、 $|z'_{k,min}| z'_{k,max}$ になり、上式(4.4)から最適化の必要要件としては、

$$C_i = \mu(1 - L) - \sum_{k=1}^M \lambda_k a_{ki} \quad i = 1, \dots, N - 1 \quad (4.5)$$

$$C_N = \mu \quad (4.6)$$

$$\lambda_{k,max} \left(\sum_{i=1}^{N-1} a_{ki} q_i - z'_{k,max} \right) \quad k = 1, \dots, M \quad (4.7a)$$

$$\lambda_{k,min} \left(\sum_{i=1}^{N-1} a_{ki} q_i - z'_{k,min} \right) \quad k = 1, \dots, M \quad (4.7b)$$

となる。

ここで、

C_i : ノード i における発電の限界費用もしくは電力需要の限界効用を表す

L_i : ノード i の発電・受電 1 単位の増加に当たる全体損失

$\lambda_k \lambda_{k,max} - \lambda_{k,min}$: 送電容量制約が発生した際、潮流の方向によって符号が決まる。容量制約無効の場合 $\lambda_k = 0$ になる

4.2. ループ潮流を考慮した系統の解析例

効率的な電力取引の例を挙げるため、下記の図 4.1 に示すように二つの発電地点と一つの消費地点が 3 本の送電線により互いに接続された三角形の送電系統を想定する。

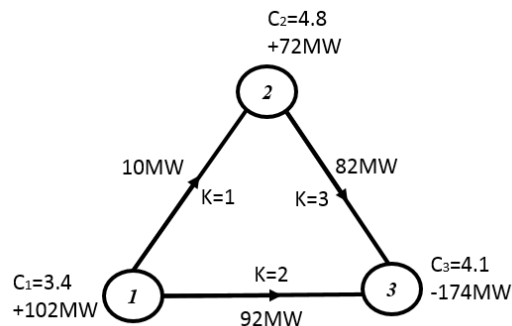


図 4.1.送電線 1-2 の制約が有効な場合の効率的な電力取引

Figure 4.1. effectiveness of power electricity trading with thermal limit on transmission line 1-2

このモデルは「ループ潮流 (Loop flow)」を最も単純化して取り扱う送電モデルである。ループ潮流とは発電・消費の 2 地域を直接につなげた送電線に他地域から電気が流れ込む現象のことを言う。電流は一般に、キルヒホフ法則に従い、送電系統全体のインピーダンスの逆比で流れる。そのような理由で電力の取引が行なわれる 2 地域が他地域を介してつながっている場合、その二つの地域をつなげた送電線に他の地域からの電気が流れ込む可能性がある。個別の取引を区別して輸送することができるなら、このようなループ潮流を防ぐことができるものの、各発電所から送電される電気を区別して輸送するのは難しい。ループ潮流は電力産業において特有の外部性を発生させる要因であるものであるが、その解析には高い技術的な手法が必要である。本節では電力技術との整合性を最低限に確保できるような単純なモデルを用いて地域間の電力取引に関する経済的な特性を明らかにする。図 4.1 では、ノード 1 と 2 を供給者、ノード 3 を需要者と定め、ノード 3 を基準ノードとする。また、各送電線におけるリアクタンスはすべて 3pu と仮定する。ノード 1 と 2 をつなぐ送電線の容量を 10MW と恣意的に決めた時、他の送電線の容量は 1000MW とする。

説明の単純化にするため、送電損失は無視する。ノード 1 からノード 2 に流れる送電線を $k=1$ 、ノード 1 から 3 に流れる送電線を $k=2$ 、ノード 2 から 3 に流れる送電線を $k=3$ にすると潮流分流係数行列が次のように与えられる。

$$\begin{bmatrix} (1/3) & -(1/3) \\ (2/3) & (1/3) \\ (1/3) & (2/3) \end{bmatrix}$$

潮流分流係数行列は基準ノードを除いた N-1 個のノードと M 個のブランチからなる潮流分流係数として構成される。図 4.1 からノード 1 の発電量の 2/3 がブランチ 2 を通して流れ、残りの分はブランチ 1 と 3 を介して流れる。 a_{12} が負数であるのはノード 2 から発電された電力がブランチ 1 においてノード 2 から 1 へ流れるように見えるからである。費用と効用に関しては限界費用及び限界効用関数を $c_1 (1/30)q_1, c_2 (2/30)q_2, c_3 7+(1/60)q_3$ として定まる。

限界効用は価格が等しくなる消費者の観点から最適な条件になることを基に限界効用関数は逆需要関数に相当する。(ただし、ここでは、需要量が負数であると仮定する)。また、 c_i の単位は円/kWh である。

図 4.1 に示す電力取引は混雑が発生された送電系統における社会余剰を最大にする最適化の状態を示し、 $\mu=4.1$ (円/kWh)になり、電力価格は 4.1 円/kWh を意味する。また、ノード 1 と 2 の間に流れる送電容量制約が発生した際、 $\lambda_1=2.1$ 円/kWh になることは、ノード 1 と 2 の間に流れる送電容量を 1MW 増加させることにより、社会余剰が 2.1 円/kWh 増加することを意味する。送電網の混雑に伴う料金は下記の式(4.8)に相当し、図 4.1 の例では、 2.1 (円/kWh) \times 10 (MW) = 21 (1000 円/h)となる。

$$\sum_k (\lambda_{k,max} \times Z'_{k,max} - \lambda_{k,min} \times Z'_{k,min}) \quad (4.8)$$

本章の内容から、電力自由化に伴い、送電系統に混雑が発生することが予想される場合、より効率的な電力取引を行うためには、混雑費用を考慮した送電料金システムが必要である。送電容量の拡張には大きな設備投資コストと時間が必要とされるため、電気事業者は長期的な需給の見込みを詳細に検討した上で設備増強の必要があるものの、予め計画した送電設備において需要に電力を供給する際には、また送電混雑が発生する恐れがある。ノーダルトプライス制度により、送電系統に混雑が発生する場合でも、送電サービスを受ける事業者には混雑に対する内在化された電気料金を払ってもらう。そのためノーダルトプライスの適用のもとでは、送電容量制約が厳しくなるほど料金が增加するため、送電需要を抑え、混雑を緩和する効果が期待できる。

第5章

風力発電を含む電力系統における 調整力市場ベースの地点別限界価格による 需給制御と混雑管理

5.1. 調整力市場におけるリアルタイム制御の概念

今日、多くの国や地域で調整力市場が運用されている。調整力市場のメカニズムは国や地域によって多様であるが、一般的な電力取引の観点から、前日取引および調整力市場を含む一連の需給管理体制の一例を図 5.1 に示す。電力取引の大半は相対取引、前日及び当日の市場取引により行われている。理想的に需要と供給側が事前に行われた取引の計画通り運用されれば、実需給は計画値から乖離しないまま運用される。しかし、現実には電気が消費される実運用時点に近づくにつれて予期せぬ需要および供給力の変動が発生し、多かれ少なかれ需給に関してインバランスが発生する。そこで、実運用直前から比較的短時間において（ゲートクローズ後実運用の間）、需給インバランスの最終調整を行う市場の存在を想定する。それが調整力市場であり、リアルタイムに需給ギャップを埋める働きを担うこととなる[21]。調整力管理の市場化が先行された欧米では需給管理をインバランスの変動周期に応じて一次、二次、および三次調整力(primary, secondary, and tertiary regulations)に分類し、三次調整力を中心に市場取引に移行しつつある事例が多い（なお、分類の用語は国や地域ごとに差異がある）。

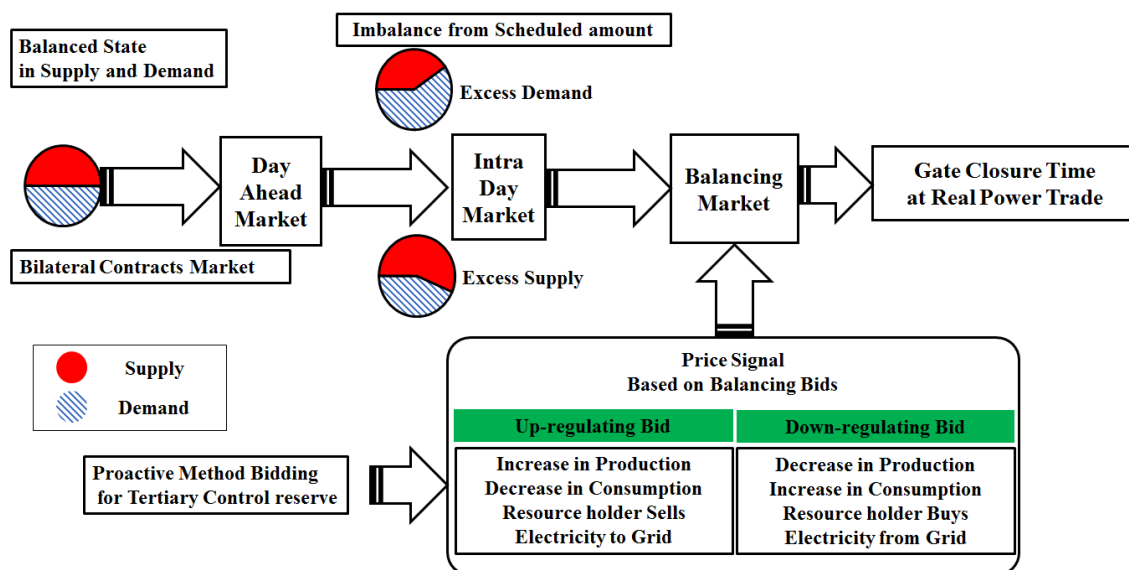


図 5.1. 調整力市場による電力取引のイメージ

Figure 5.1. image of power trade in balancing market.

本研究では、比較的長周期の需給管理に相当する三次調整力の運用方法に着目し、実運用前の段階で最後の砦としてリアルタイム的な需給調整が行われるモデルを構築し、検証を行う。

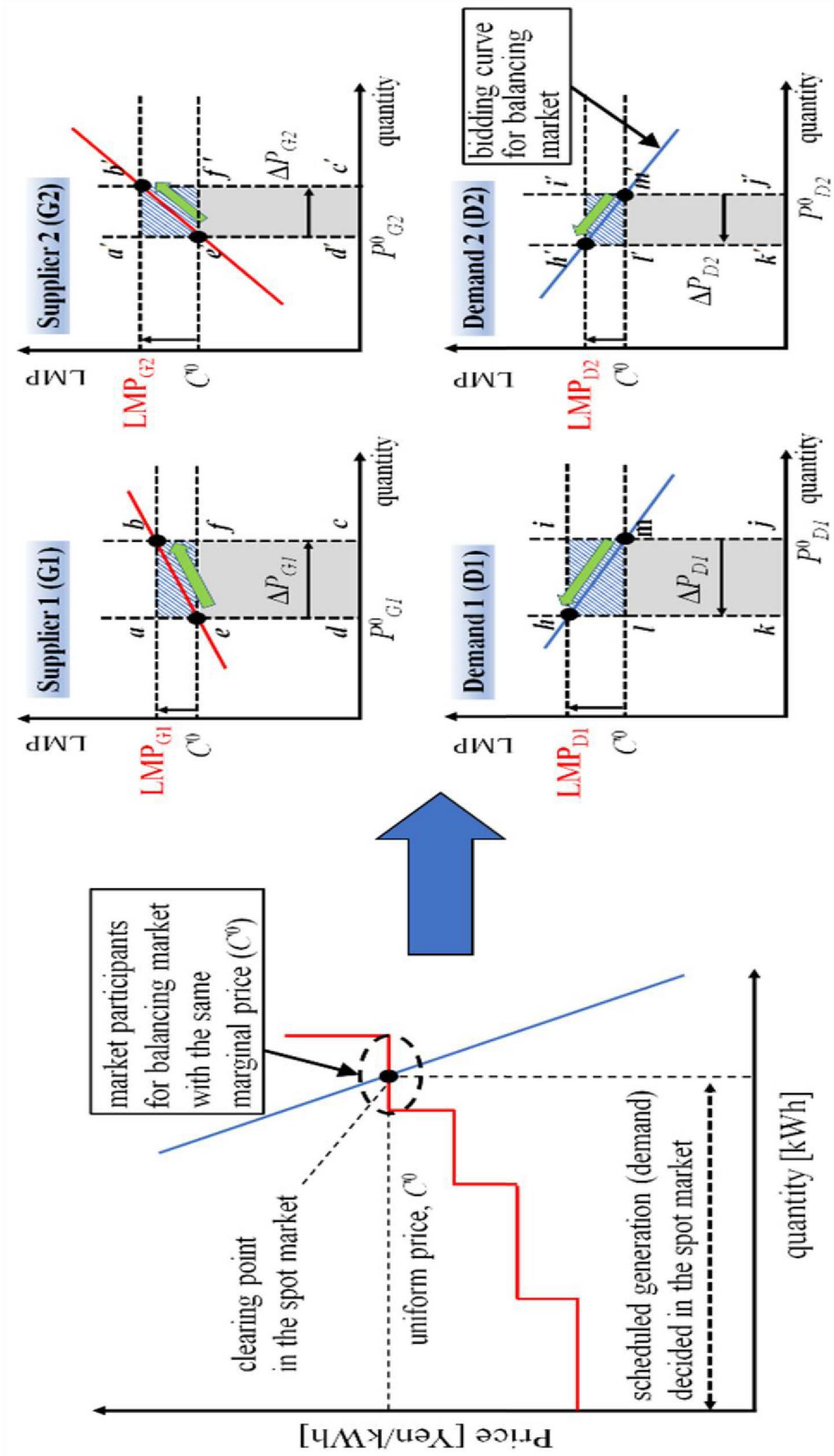
調整力市場の運用ルールは現行の市場でも必ずしも同一ではないが、本研究では以下のようにモデル化を行う。

- ・ 調整力市場の運用者は全ての市場参加者に対して中立性を担保する[30]。
- ・ Proactive 方式⁴に基づいて、事前に申告された三次調整力 (kWh) の入札曲線によりエネルギーの落札が行われる。ただし本研究では調整力の運用に係るエネルギー市場のみを対象とし、容量 (ΔkW) の調達については検討の対象外とする。
- ・ kWh の落札方式としては各市場参加者が自ら入札した価格で約定される Pay-as-Bid 方式⁵とする。
- ・ ネットワークモデルにおける各ノードは十分に狭い地域を表しており、各地点には単一種別の電源、もしくは調整可能な負荷のみがあると想定する。各地点での入札曲線は単一の線形関数により近似的に模擬できるとし、上げおよび下げの双方について限界費用は同一である。

⁴ Proactive bidding 方式は前もって予備力容量入札を済まして予約量を支払って入札してもらうことである。一方、Reactive bidding 方式は当日の飛び入り入札を認めることを言う。

⁵ Pay-as-Bid 方式は、応札の際に落札者が提示した価格を適用することを採用する方式

- 調整力運用は、原則として運用コスト、すなわち市場参加者への総支払額の増分が最小になるように約定を定める。ここで、約定価格は地点ごとに同地点内での最高値の価格を採用する。
- 送電線混雑などの制約違反が生じる場合には、これを考慮した Pay-as-Bid 方式により定まる個別の約定価格を地点別に調整することで混雑解消を目指す。この結果定まった各地点での約定価格を LMP と定義する。
- 検討の主眼は三次調整力を扱う市場であるが、三次調整力のために電源の容量を使い切ると二次調整力を十分に確保できなくなる可能性がある。そこで最低限必要な二次調整力（予備力）を確保することを約定方式に求められる要件とした。また、各地点での約定価格としては後述する二次調整力の確保を考慮した SR-LMP の概念が適用される。



(a) spot market (day-ahead and intraday) with uniform price (b) local market with LMP

図 5.2. 調整力市場における三次調整力について提案手法の概念

Figure 5.2. concept of the proposed balancing market for tertiary control

図 5.2 に提案する調整力市場のイメージを示す。まず、全ての市場参加者は前日および当日市場での取引を通じて、その調整力に必要なとする容量の大半については事前に運用スケジュールが定まっていることを想定する（図 5.2-(a)での約定点）。具体的には当日市場の段階までに実運用時のみかけの需要（正味の需要から再エネ電源出力を差し引いたもの）の予測値があり、その全量が取引されていると考える。この日間運用スケジュールの詳細を検討する事は本研究の趣旨ではないためここでは以下の通り模擬する。

- ・ 日負荷の変動に合わせて各地点の負荷は容量の比率に応じて変動する。
- ・ みかけ需要の予測値を各発電機がある比率に基づき案分された運用スケジュールとした。この比率については、本来は各発電の発電コスト等に基づいてスポット市場での現実的な挙動を考えて時々刻々変化する値として設定されるべきであるが、本研究では簡単のため便宜上設定した一定の比率を用いた（表 5.1 参照）。
- ・ 上記の通り負荷および発電機が日間運用された結果、みかけ需要の予測誤差がなければ最も経済的な運用状態が実現されており、各時間について全発電機の限界費用は同一の値にあるものとした。全需要についても同様に限界効用が同一と想定する。

表 5.1. 負荷容量に対する発電機容量に関するパラメータ

table 5.1. parameters for generation plants

G _{num}	dispatch rate[%]	G _{max} [p.u.]	G _{min} [p.u.]	ramp ₂₀ [p.u.]
0	7.6	4	2.34	0.46
30	7.88	4.88	1.58	0.77
31	5.89	3.38	1.00	0.30
32	8.04	4.38	2.48	0.42
33	5.44	4.03	1.65	0.31
34	8.69	5.33	2.74	0.54
35	7.33	4.43	2.19	0.75
36	18.96	8.84	4.41	1.04
37	12.31	5.45	3.13	0.33
38	17.87	8.25	4.75	0.57

図 5.2 からインバランス発生により上げ方向の調整力が必要となる場合において、発電機 G1 と G2 の出力増加、および需要家 D1 と D2 の需要減少で対応した場合のイメージを図 5.2.(b)に示す。G1 および G2 については同図(a)の約定点に対応する発電出力から、それぞれ同図中の ΔP_{G1} および ΔP_{G2} だけ出力を増加させた場合、各地域の最高値での約定を想定すると、市場運営者による両発電事業者への支払総額は同図中の $abcd$ および $a'b'c'd'$ の合計額となる。D1 および D2 についても同様に $hijk$ および $h'i'j'k'$ の合計額である。系統運用者である TSO の立場からは、この供給者および需要者への総支払額を最小化することが三次調整力の運用にかかるコストの最小化につながり、好ましいと考えられるため、これを本研究での LMP 決定問題における目的関数とする。ただし、調整前の限界費用が等しい前提から、同量のインバランス調整に必要な同図中の $efcd$ と $e'f'c'd'$ に相当する費用の合計は LMP の選び方によらず必ず同一になる。そこで後述の通り、全発電機および需要について同図中の $abfe$ (および $himi$) に相当する面積に関して総合計の最小化を目的関数として定式化を行った。従来の研究では、地点別限界費用を用いた送電線混雑管理方式として、SCOPF (Security Constrained Optimal Power Flow) と位置づけられた発電側の限界費用コスト関数をもとにした社会余剰における最適化を目的にした研究は多数ある[32]-[36]。しかし、本研究においては調整力市場に入札された可変費に基づいて目的関数を定義し、LMP を決定変数として定式した点が市場運用と関連があり、発電と需要側においての調整力市場をベースにした運用コスト増分の最適化を目的にした。また、後述するように調整力運用の観点から二次調整力の余力を確保しながら、需給調整および送電線混雑管理が行なわれることが提案された。また、二次調整力確保を考慮した地点別限界価格の概念として SR-LMP (Secondary Reserve-LMP) の定義も新たに後述する。

5.2. 地点別限界価格決定手法の定式化

4章で混雑管理を行うための経済的理論に依拠した系統の運用法に関して、従来のノードプライシング制度に関する基礎概念を説明し、簡単な数値例を述べた。本節では混雑管理や需給制御そして、二次調整力の確保という条件を満たしつつ、調整力市場におけるLMPをもとにした三次調整力の運用コストの最適化を目的とした定式化に関して説明する。

5.2.1. 決定変数

各々のノードでのLMPを(5.1)式の通り決定変数とする。ある一定の時間間隔で提案手法を適用するとLMPは離散的に変化することになるため、その更新回数をステップ k として表現する。LMPが与えられると、これに応じた約定量が、(5.2)式と(5.3)式の通り、費用関数および効用関数の逆関数により定まる。ここでは前述の通り各関数は近似的に線形関数としてモデル化されている。

$$C^k = [C_{Gi}^k \dots C_{Di}^k \dots \dots] \quad G_i \in N_G, D_i \in N_D \quad (5.1)$$

$$P_{GSi}^k(C_{Gi}^k) = \frac{C_{Gi}^k - b_{Gi}}{a_{Gi}} \quad (5.2)$$

$$P_{DSi}^k(C_{Di}^k) = \frac{C_{Di}^k - b_{Di}}{a_{Di}} \quad (5.3)$$

ここで、

- C^k : ステップ k でのLMPベクトル (決定変数)
- C_{Gi}^k : ステップ k での発電機ノード i のLMP
- C_{Di}^k : ステップ k での需要ノード i でのLMP
- N_G, N_D : 調整力市場に参加する供給者および需要者
- P_{GSi}^k : ステップ k での供給者 i への指令値
- P_{DSi}^k : ステップ k での需要者 i への指令値
- $a_{Gi}, a_{Di}, b_{Gi}, b_{Di}$: 供給者 i および需要者 i の価格弾力性係数 ($a_{Gi}>0, a_{Di}<0$)

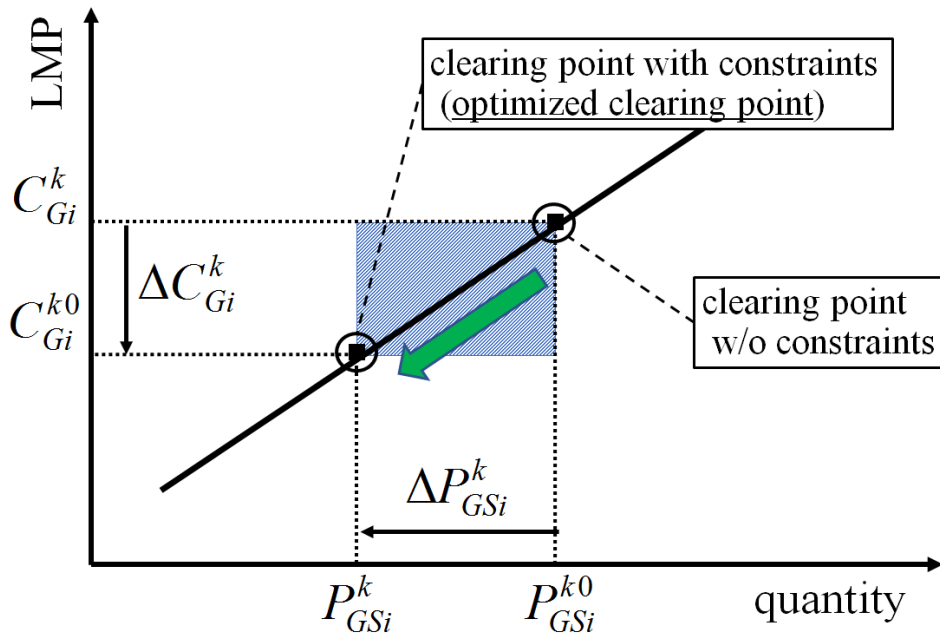
5.2.2. 目的関数

LMP 決定の目的は各種制約条件下での調整力運用コストの最小化とする。本研究では前述の通り，調整力を運用する以前の限界価格は地点間で同一であるとの想定に基づき，図 5.3 における網掛け部の合計量を最小化するように LMP を決定する。この目的関数は(5.4)式のように定式化できる。

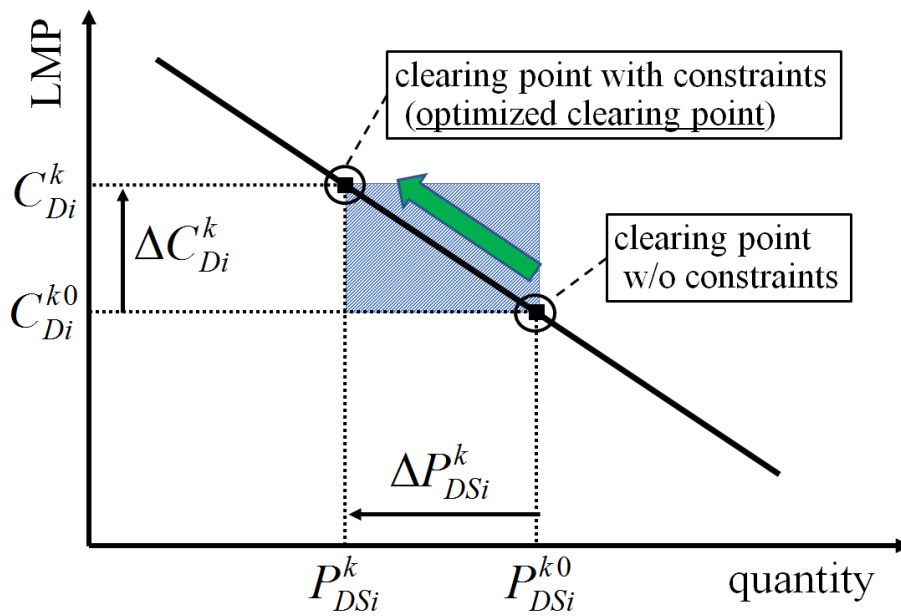
$$\left. \begin{aligned} \sum_i^{N_G} \Delta C_{Gi}^k \Delta P_{GSi}^k + \sum_i^{N_D} \Delta C_{Di}^k \Delta P_{DSi}^k &\rightarrow \min. \\ \Delta C_{Gi}^k &= C_{Gi}^k - C_{Gi}^{k0} \\ \Delta C_{Di}^k &= C_{Di}^k - C_{Di}^{k0} \\ \Delta P_{GSi}^k &= P_{GSi}^k - P_{GSi}^{k0} \\ \Delta P_{DSi}^k &= P_{DSi}^k - P_{DSi}^{k0} \end{aligned} \right\} \quad (5.4)$$

ここで，

- N_G, N_D : 調整力市場に参加する供給者数および需要者数
- ΔC_{Gi}^k : ステップ k での供給者 i の LMP 調整量
- ΔC_{Dj}^k : ステップ k での需要者 i の LMP 調整量
- P_{GSi}^0 : 当該時刻における供給者 i への指令値の初期値
- P_{DSi}^0 : 当該時刻における需要者 i への指令値の初期値



(a) supply curve



(b) demand curve

図 5.3. 目的関数のイメージ

Figure 5.3. objective function

5.2.3. 制約条件

制約条件としては需給バランスに加えて、混雑管理および二次調整力確保の条件を考慮する。以下に各制約条件について述べる。

(a) 需給バランス

風力発電出力を含めて需給バランスが維持できるように、次式の制約条件を用いる。

$$\sum_i^{N_G} P_{Gsi}^k(C_{Gi}^k) + \sum_i^{N_D} P_{Dsi}^k(C_{Di}^k) + \sum_i^{N_W} P_{Wi}^k = 0 \quad (5.5)$$

ここで、

P_{Wi}^k : ステップ k における風力発電 i の出力

N_W : 系統における風力発電の総数

(b) 混雑管理

送電線潮流が上下限制約に近づく場合、当核の送電線潮流の増加（上下限值への接近）をもたらす電力取引を抑制するように LMP を調整すれば、混雑管理が実現できる。送電線潮流の上下限制約を次式の通り定式化する。

$$F_{l,min} \leq \sum_i^{N_G} A_{l,Ni} P_{Gsi}^k(C_{Gi}^k) + \sum_i^{N_D} A_{l,Ni} P_{Dsi}^k(C_{Di}^k) + \sum_i^{N_W} A_{l,Ni} P_{Wsi}^k \leq F_{l,max} \quad (5.6)$$

ここで、

$F_{l,max}, F_{l,min}$: 線路 l の潮流許容値の最大および最小値

N_i : 負荷, 発電機, 風力発電 i の接続するノード

$A_{l,Ni}$: ノード N_i に対する線路 l の潮流分流係数

(c) 二次調整力の確保

二次調整力が対象とすべき制御の時間領域は、国や地域によって異なるが、本研究では数分～数十分周期のインバランス変動成分を補償する制御を二次調整力と定義する。また、その容量については、各時点において今後 20 分間で調整できる容量により定義した。二次調整力はまだ市場化されておらず、発電機制御のみによって確保する想定とした。すなわち、本モデルに含まれる全発電機が今後 20 分間で制御できる容量を合計したものが二次調整力となる。各発電機の 20 分間での制御可能幅は、出力上下限制約とランプ率制約により定まる。図 5.4 にそのイメージを示す。同図(a)の通り、ランプ率制約により上げおよび下げの両方の可制御範囲が定まるが、発電機出力が上下限制約付近にある場合は同図(b)の通り、上下限制約によってさらに制御可能幅が狭まる可能性がある。以上の条件を(5.7)式と(5.8)式により定式化した。

$$\sum_i^{N_G} SR_{20,up,i} \geq SR_{20,up,min} \quad (5.7)-(a)$$

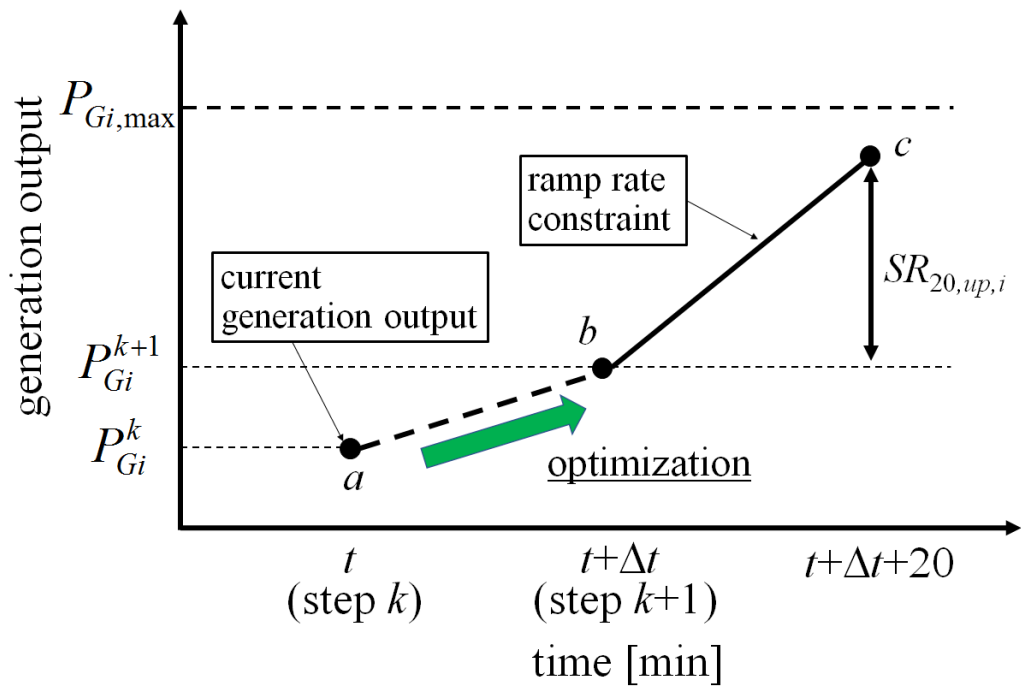
$$SR_{20,up,i} = \begin{cases} ramp_{20,i} & \text{if } P_{Gsi}^k + ramp_{20,i} \leq P_{Gi,max} \\ P_{Gi,max} - P_{Gsi}^k & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.7)-(b)$$

$$\sum_i^{N_G} SR_{20,down,i} \geq SR_{20,down,min} \quad (5.8)-(a)$$

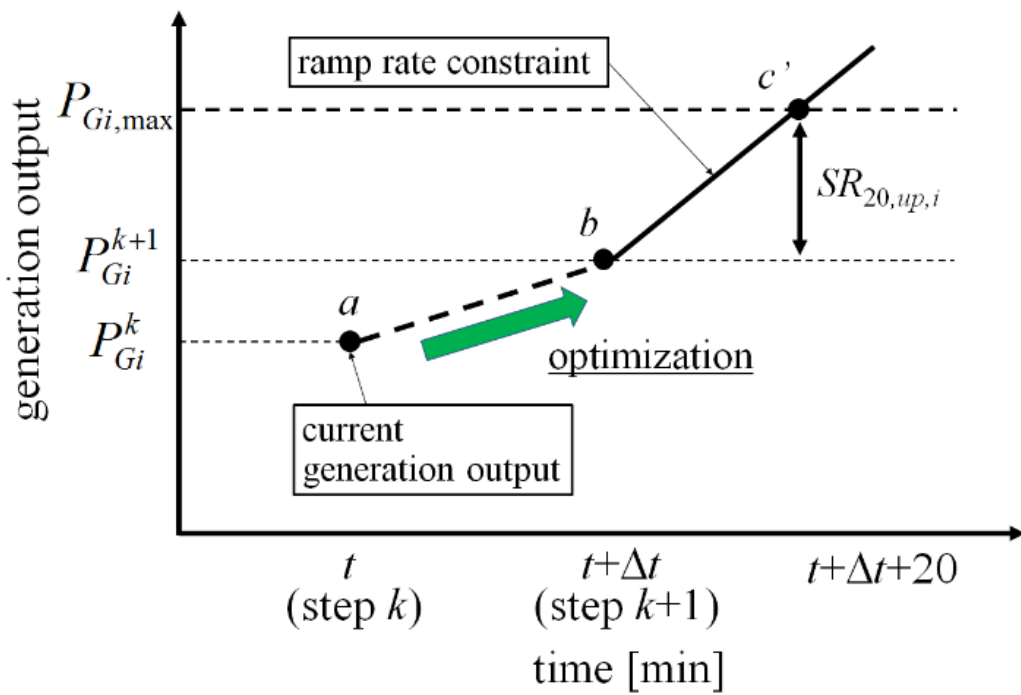
$$SR_{20,down,i} = \begin{cases} ramp_{20,i} & \text{if } P_{Gsi}^k - ramp_{20,i} \geq P_{Gi,min} \\ P_{Gsi}^k - P_{Gi,min} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.8)-(b)$$

ここで、

- $SR_{20,up,i}$: 発電機 i から提供可能な二次調整力 (上げ)
- $SR_{20,down,i}$: 発電機 i から提供可能な二次調整力 (下げ)
- $SR_{20,up,min}$: 全系での二次調整力 (上げ) の許容最小値
- $SR_{20,down,min}$: 全系での二次調整力 (下げ) の許容最小値
- $P_{Gi,max}$: 発電機 i の出力上限制約
- $P_{Gi,min}$: 発電機 i の出力下限制約
- $ramp_{20,i}$: 発電機 i の 20 分間での最大出力増加幅/減少幅



(a) with rate limit and capacity constraints



(b) without rate limit and capacity constraints

図 5.4. 二次調整力確保制約の概念

Figure 5.4. concept of secondary control reserve constraint

なお、本制約を考慮することにより二次調整力確保のために発電機出力に余力が設けられることになるが、実際に短周期変動補償のために二次調整力が運用されると、これに応じて送電線潮流も変化する。したがって、二次調整力が最大限運用された場合の電力潮流に対して混雑管理に関する条件の(5.6)式を適用することも考えられる。しかし本研究では、長くても数十分周期の制御である二次調整力により混雑が発生しても持続時間は限定的であり、送電線過負荷については短時間容量が適用されると考えて、この影響を考慮しなかった。

以上の通り、(5.5)～(5.8)式の制約下で(5.4)式を最小化する問題を、逐次2次計画法（SQP：Successive Quadratic Programming Method）[37]により求解した。後述するように最適化問題の求解は1分ごとに行われ、得られた約定点をもとに各発電機および負荷へLMPの信号が送られる。ここで、LMPは発電機出力や負荷の調整に要する時間遅れを考慮せずに決定されるため、風力発電出力や負荷が変動し続ける状況では制御が定常的に遅れ続けることで多少の制約違反が継続して発生する可能性がある。この対策として、短時間先の系統状態を予測してLMPを決定するなどの対策が考えられるが、本研究では制約条件の許容値を多少厳しめに設定する、すなわち制約条件の上下限值付近にマージンを設ける対策とした。特に送電線混雑に関して、次節のシミュレーションにおいては真の許容値に対して5%のマージンを持たせた上下限值を設定した。このマージンは適用対象の系統条件に応じて極力必要最小限の幅とするべきであるが、本研究ではその詳細は検討の対象外とした。

5.3. 二次調整容量確保を考慮した LMP

系統内におけるネットワーク制約,特に熱容量の制約によるネットワークの送電線管理をどのようにするかという問題に対して,米国 PJM 地域でよく活用される価格システムとして LMP がよく使われる。送電線混雑に関する費用を市場に内部化できる LMP 方式は,潮流の状況に応じて地点別価格に差をつけることで電力系統の安定運用を図るものである。具体的には,ある送電線に混雑が発生した際に,その混雑に対処するために各々の発電地点において単位当たりのエネルギー増分に対して発電の費用を払ってもらうことである一方,各負荷側においては単位当たり消費される電力エネルギーに対して費用(効用)を払うことになる。LMP の適用により,各々の地点における電源や負荷に対して異なる金額で取引が行われる。従来の LMP は,下記の図 5.5 に示すように SMP (System Marginal Price) と CCP (Congestion Component Price) として構成される。なお,LMP の構成としては MLC (Marginal Loss Component) とする発電供給や需要の消費における送電線の混雑により発生する損失も考慮に入れる必要があるが,本研究では簡単のため損失要素は無視する[52]。

$$\text{LMP} = \text{System Marginal Price} + \text{Congestion Component Price}$$

図 5.5 従来の LMP の構成

Figure 5.5. the configuration of conventional LMP

まず, SMP に関しては,系統上の発電と需要のディスパッチが与えられた際,負荷(供給)に対する供給(負荷)の限界費用価格(限界効用価格)の増分を表すものである。損失や送電線混雑がない場合は, SMP がそのまま LMP として扱われ,米国の PJM では一日前市場やリアルタイム市場の両方において計算されている。また, CCP の要素は制約に対する混雑の料金を表すもので,いわゆるシェディングプライスとして扱われる。混雑がない場合 CCP の要素はゼロになる一方,送電線の混雑が発生した際には各々の地点ごとに価格が異なる仕組みになる。後述する提案手法によるシミュレーション結果からも分かるように,各発電機の価格や需要側に与えられる LMP の価格が混雑の有無による差を表すことを確認できるが, CCP の要素に関する数値例は図 5.6 と図 5.7 からも確認できる。

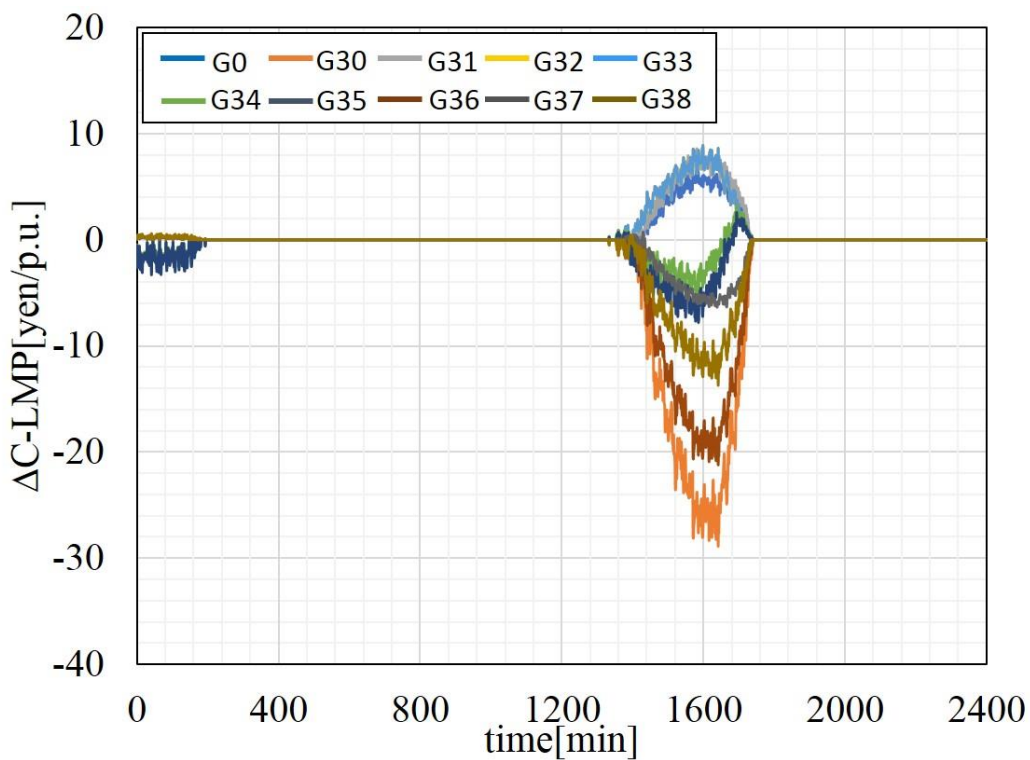


図 5.6. 発電母線における混雑発生の際, CCP の要素の例

Figure 5.6.CCP at each generation bus on considering congestion states

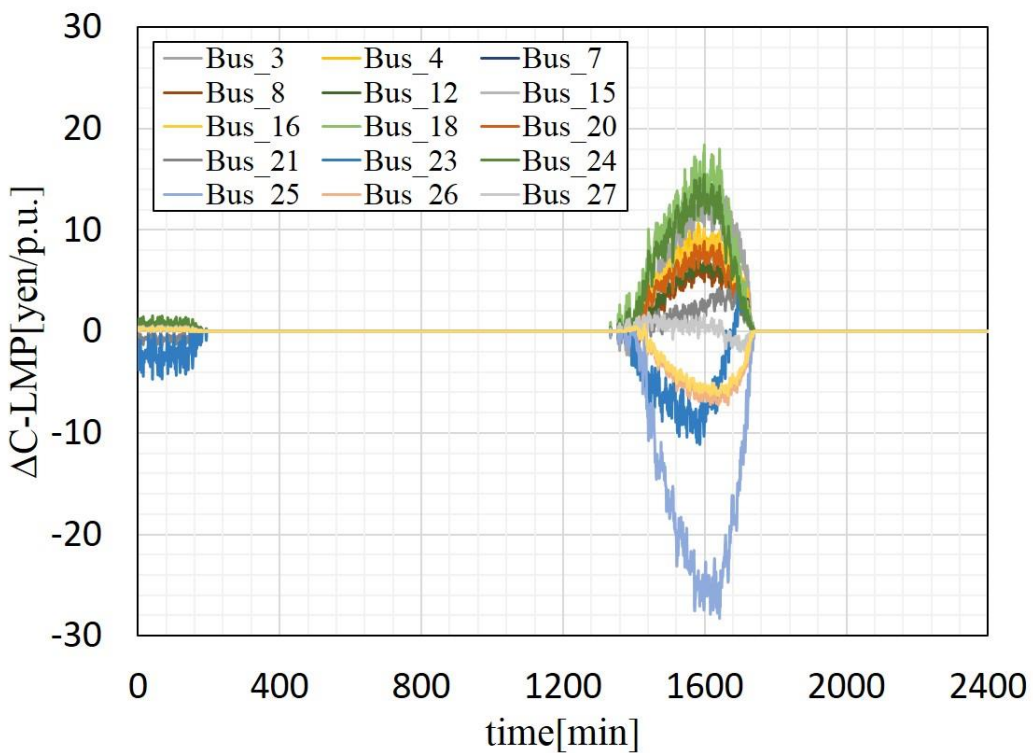


図 5.7. 負荷母線における混雑発生の際, CCP の要素の例

Figure 5.7.CCP at each load bus on considering congestion states

本研究では、調整力市場における三次調整力の増減に関する運用コストを最小に抑えるための二次調整力容量確保の概念を入れることで、下記の図 5.8 に示すように SRC(Secondary Reserve Component)の要素を従来の LMP に加算することを提案することから、新たな定義として SR-LMP と呼ぶことにする。

$$\text{SR LMP} = \text{System Marginal Price} + \text{Congestion Component Price} + \text{Secondary Reserve Component}$$

図 5.8. 二次調整力確保制約を考慮した LMP の構成

Figure 5.8. configuration of LMP with secondary reserve constraints

市場化されていない二次調整力を使い続けることがないように、それによる三次調整力の運用コストの増減を最小化することを目的にするための地点別限界価格である。そのため、系統全体における二次調整力の容量を確保するという意味で各々の発電業者に対して SRC という要素を加えて与えることにする。SR-LMP を求める定式化として前述したものであるが、SRC の要素は式(5-7)と(5-8)のように表現できる。具体的に、本稿で想定する SRC に関する考慮事項は下記のとおりである。

- 系統全体における二次調整力容量の確保のための LMP に加算される要素である。
- 三次調整力の確保は市場化され規則に則る一方、その運用コストの最小化は二次調整力の容量確保と関係性を持つことから各々の市場参加者は市場運営者の要請により二次調整力を確保する義務を持つ。
- TSO が一定の利用可能な調整力を先に確保するための入札を事前に行い、GC 以降に使用できなかった分の容量に対しては待機料として補償の支払いを行う。

二次調整力確保の方法として、GC 以降、TSO からのオファーと SRC という価格の情報(図 5.9)から、図 5.10 に示すように、各々の発電機に関して限界費用関数の弾力性の安い順に発電の出力を調整する仕組みになる。SRC とほかの制約も含む SR-LMP に対する具体的な数値例は、後述するシミュレーション結果から確認できる。

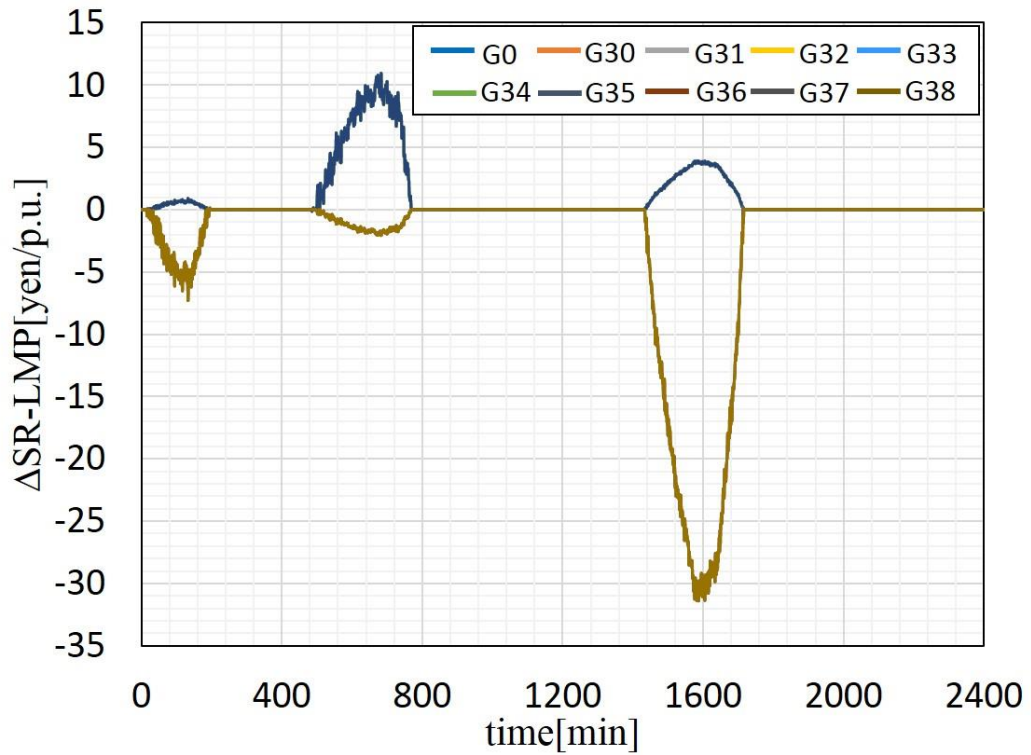


図 5.9. 発電母線における SRC の要素の例

Figure 5.9. SRC at each generation bus on considering the secondary reserve

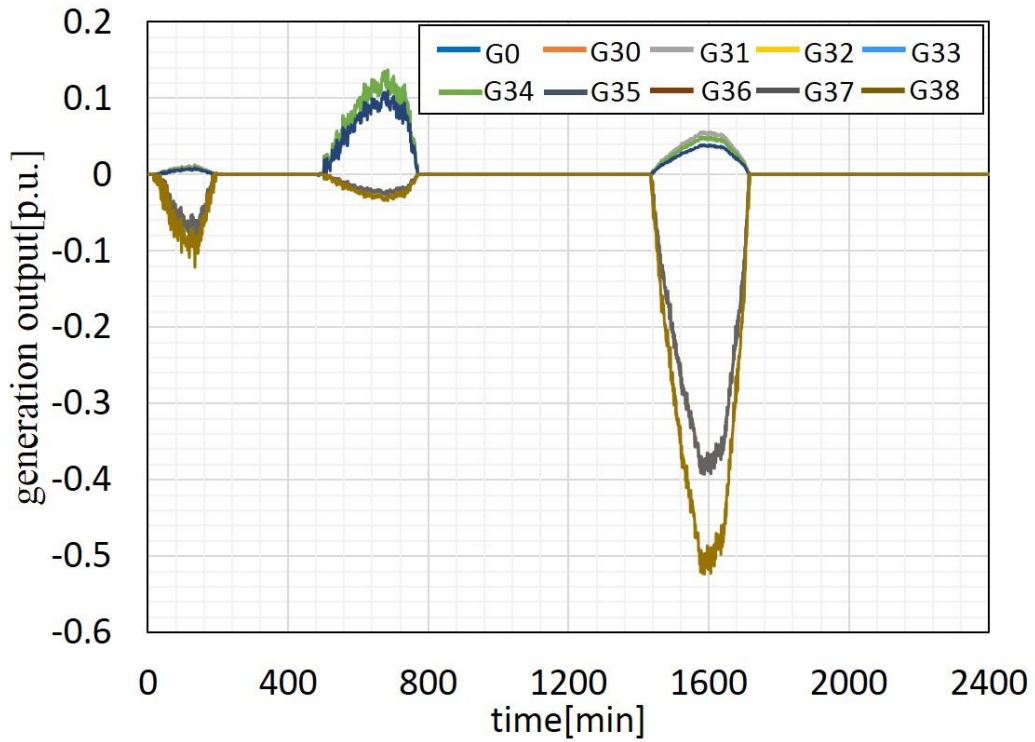


図 5.10. SRC 要素による発電母線の出力偏差

Figure 5.10. difference of each generation bus according to SRC

5.4. 需給・周波数および電力潮流解析モデル

長時間にわたる需給計画の検討に際しては発電機起動停止計画の策定が必要となるが、本研究では調達済みの調整力の運用方法を主眼とするため、既に起動停止計画は決定されていると考え、その出力調整を行うメカニズムのみに着目する。三次調整力の制御指令値が発電機に与えられた後、発電機は一定の遅れを持って制御指令に追従する。本研究ではこの動特性モデルとして図 5.11 に示すブロック図を用いた[38]。LFC、およびガバナ・タービン系が簡易的に模擬されており、その各種パラメータは、表 5.2 に示す通り、全発電機で同一とした。

なお、電力潮流解析を行うために、発電機回転数の変化から発電機位相角を導出し、これにより後述の直流法潮流計算で送電線潮流を求める。同図にはこのブロックも含まれており、慣性定数および制動係数は表 5.3 の通り発電機ごとに異なる値とした。調整力市場から送出される LMP は 1 分ごとに離散的に変化するが、上記の通り発電機の応答には遅れがあることを考えて、発電機に送出する制御目標値にも(5.9)式の通り遅れを持たせて連続的に変化させることとした。この制御遅れは LMP の提示に対して発電機が制御目標を修正する際の意思決定ならびに数値計算の遅れと捉えることもできる。また、負荷についても発電機と同様に LMP の変化に対して負荷が調整されるまでには一定の遅れが生じると考えられるためこの応答も(5.10)式のように一次遅れにより模擬した。

$$P_{Gsi,ref} = \frac{1}{T_{Gi}S + 1} P_{Gsi}^k \quad (5.9)$$

$$P_{Di} = \frac{1}{T_{Di}S + 1} P_{DSi}^k \quad (5.10)$$

ここで、

- $P_{Gsi,ref}$: 発電機 i の機械入力目標値
- P_{Gsi}^k : 発電機 i の LMP に基づく給電指令値
- P_{DSi}^k : 需要 i の LMP に基づく給電指令値
- T_{Gi} : 発電機 i の制御目標値の時定数
- T_{Di} : 負荷 i の制御遅れの時定数

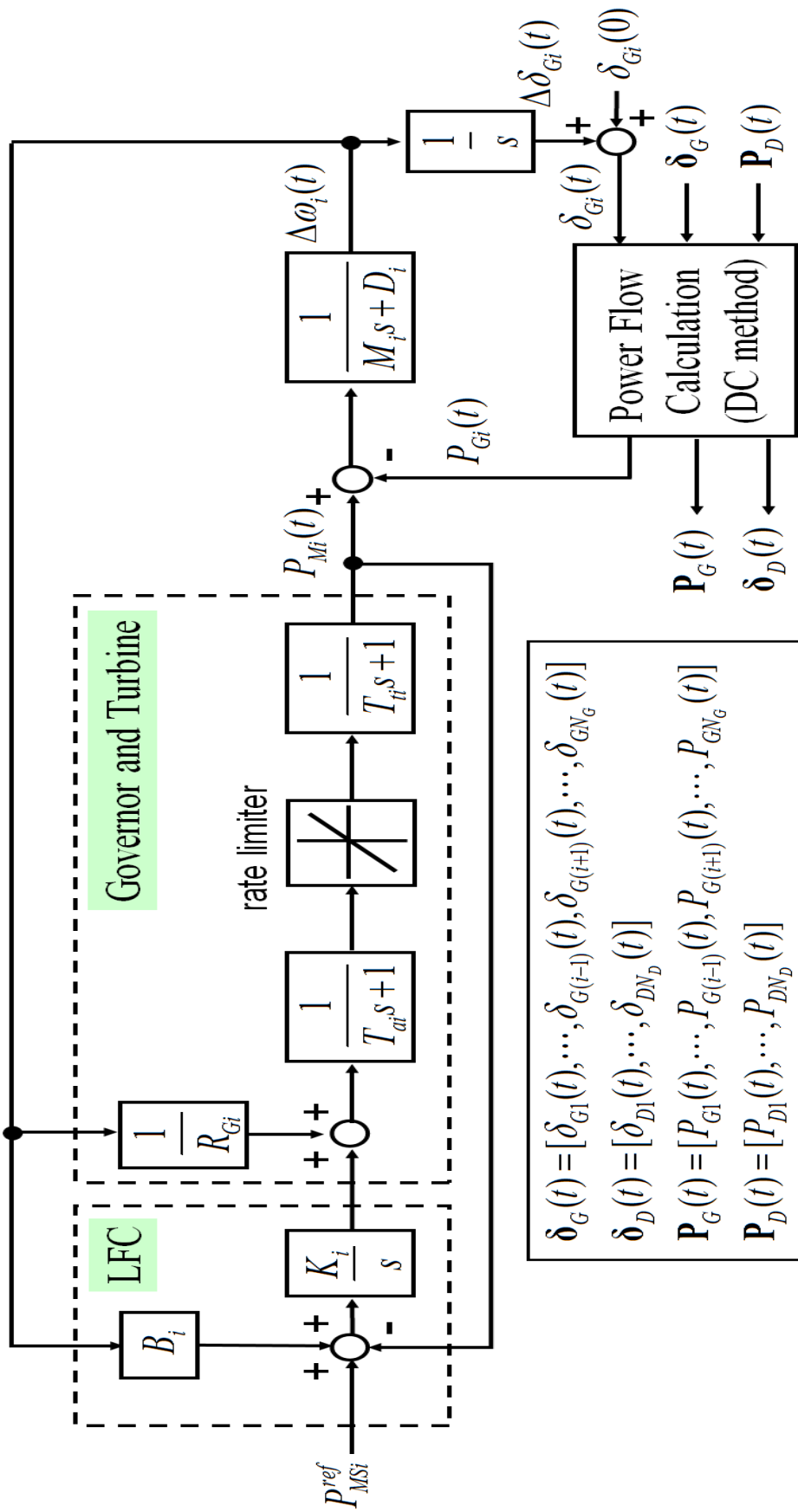


図 5.11. 各発電機におけるタービン及び潮流計算に関するブロックダイアグラム

Figure 5.11. block diagram of generation unit with turbine.

表 5.2. 発電機の制御係数

table 5.2. constants for generators

Designation	Constant number
Percent speed regulation, R_G [%]	1.98
Time constant of turbine control, τ_t [s]	0.05
Time constant of governor, τ_a [s]	0.2
Integral control gain, K	0.3
Proportional control gain, B	0.6

表 5.3. 各発電機の慣性及び制動係数

table 5.3. moment of inertia and damping coefficients

Moment of inertia [sec]				Damping coefficient [p.u.]			
M_0	0.97	M_{34}	1.30	D_0	4.0	D_{34}	3.0
M_{30}	1.34	M_{35}	0.94	D_{30}	5.0	D_{35}	7.5
M_{31}	0.62	M_{36}	2.02	D_{31}	4.0	D_{36}	4.0
M_{32}	1.37	M_{37}	1.05	D_{32}	6.0	D_{37}	6.5
M_{33}	0.46	M_{38}	4.57	D_{33}	3.5	D_{38}	5.0

表 5.4. 市場参加者に対するパラメータ[39]

table 5.4. parameters for market participants[39]

Generators				Loads			
node	T_G	a_i	b_i	node	T_D	a_i	b_i
0	35	0.8	30.00	3	150	-0.8	42.58
30	30	0.7	35.99	4	150	-0.7	43.5
31	25	0.7	35.45	7	150	-0.6	41.4
32	30	0.8	34.94	8	155	-0.6	43.13
33	25	0.8	35.94	12	150	-0.8	40.07
34	30	0.8	34.80	15	150	-0.8	42.56
35	30	1.0	34.40	16	155	-0.7	42.31
36	30	0.8	35.68	18	150	-0.6	40.95
37	30	0.8	33.36	20	155	-0.8	45.44
38	35	0.6	34.00	21	150	-0.7	41.92
/				23	150	-0.7	41.73
				24	155	-0.6	41.85
				25	155	-0.6	41.34
				26	150	-0.7	40.97
				27	150	-0.7	41.97
				28	150	-0.8	41.65
				29	160	-0.7	41.98

(5.9)式および(5.10)式の時定数については、文献[39]を参考に各電源で異なる値を採用した。詳細は表 5.4 に示す。供給側は LMP の変化に対して比較的速く反応すると仮定して、20~35 秒の時定数とした。また、需要側の制御には ADR の枠組みが活用されると考えられるが、応答に時間を要する機器が多数含まれる可能性を踏まえ、比較的長い時定数として 150~160 秒の設定とした。

そして、周波数変動と共に電力潮流の変動を考慮できるモデルの構築が必要である。一般に電圧変動を解析の対象として考えない場合、直流法による電力潮流計算が有用であることが知られている[29]。系統の潮流解析には、ノード間の位相差と電力潮流の関係のみに着目する直流法潮流計算を用いた。一般に、直流法潮流計算は(5.11)式に示すように swing 母線をノード 1 と考えて、これを除外したノード電力と位相角の関係を線形化した定式化に基づいている。同式を発電機ノードと負荷ノードに分けることにより (5.12)式および(5.13)式が導ける。系統内の全発電機について、図 5.11 に示す動特性モデルにより得られた各発電機の位相角と各負荷の値に基づいて、(5.12), (5.13)式から各発電機出力と負荷ノードの位相角を導出することを繰り返すことで、電力潮流と需給・周波数の同時の解析が実現できる。

$$\begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{22} & \dots & J_{2N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ J_{N2} & \dots & J_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_N \end{bmatrix} \quad (5.11)\text{-}(a)$$

$$J_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (5.11)\text{-}(b)$$

$$P_{G-1}^t = (J_{GG} - J_{GD}J_{DD}^{-1}J_{DG})\delta_{G-1}^t - J_{GD}J_{DD}^{-1}P_D^t \quad (5.12)$$

$$\delta_D^t = -(J_{DD} - J_{DG}J_{GG}^{-1}J_{GD})^{-1}(P_D^t + J_{DG}J_{GG}^{-1}P_{G-1}^t) \quad (5.13)$$

ここで、

- P_i, δ_i : ノード i の電力および位相角
- N : 発電機ノードと負荷ノードを含む総ノード数
- P_{G-1}, δ_{G-1} : swing 母線を除く全発電機のノード電力および位相角ベクトル
- P_D, δ_D : 全負荷母線のノード電力および位相角ベクトル
- $J_{GG}, J_{GD}, J_{DG}, J_{DD}$: (5.11)式のヤコビアン行列を発電機母線と負荷母線に分けて整理した行列

以上の通り，需給・周波数解析と電力潮流解析を組み合わせたモデルに基づいて，次節では提案手法の有効性を検討するためのシミュレーションを行う。数値解析全体のシミュレーションフローを図 5.12 に示す。

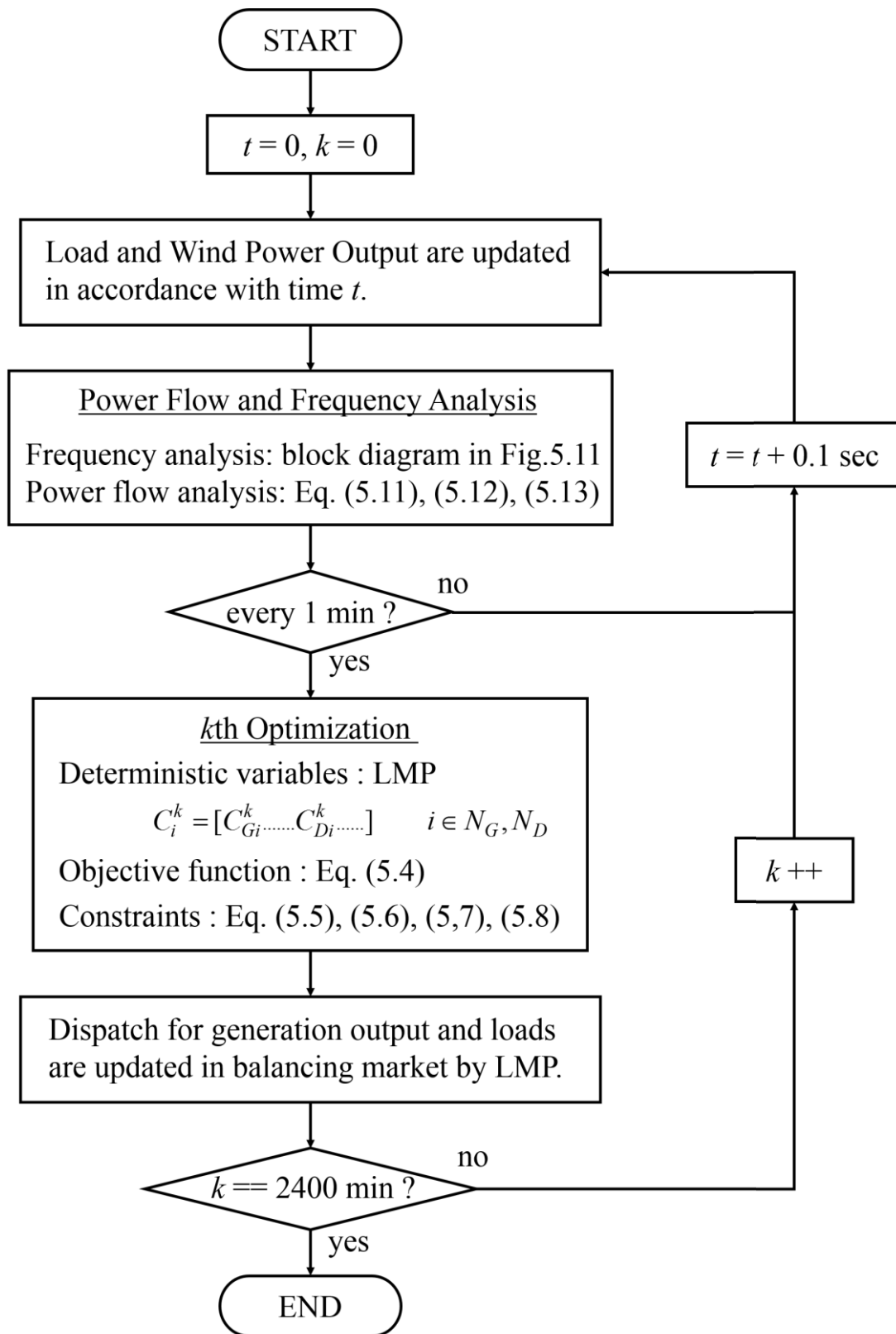


図 5.12. 提案手法のシミュレーションのフロー

Figure 5.12. simulation flow of proposed method.

5.5. シミュレーションによる検証

5.5.1. シミュレーションモデル

図 5.13 に示す IEEE-39 母線系統を用いて数値計算を実施した。IEEE-39 母線系統は 10 の発電機母線と 29 の負荷母線から構成されており、本研究では 4 機の風力発電をノード 1, 11, 17, 19 に導入して用いた。風力発電の出力変動を擾乱として扱い、提案手法により周波数および電力潮流の両者を適切に制御することを目指す。解析の計算刻みは 0.1 秒とし、全体の解析時間は 2400 分間（40 時間）とした。また、基準周波数は 50Hz である。日間にわたる需給運用においては、通常は電源群の起動停止計画が必要とされるが、本研究では検討の主目的ではないと考え、詳細はモデル化せず、10 機の発電機は常に稼働しているものとした。風力発電出力は、図 5.16 のように各母線で異なる変動パターンにより模擬した。全風力発電出力を合計した変動パターンは図 5.15 の通りである。このデータはドイツの電力会社 50Hertz のホームページにて公開されている 2015 年 1 月のデータ[30]から引用したものである。ただし、同データは 15 分ごとの MW 単位の出力であるが、本研究では文献[31]で提案されている未計測周期変動のスペクトル外挿手法を用いて、1 分周期までの変動を上乗せて用いた。電力需要の変動データは、でんき予報から取得した北海道電力の 2015 年の 1 月の需要実績を使用した[32]。同負荷データは 1 時間ごとの値であるため、上記の風力発電出力変動データと同様の手法にて線形補間し、1 分ごとのデータとして扱った。そのデータを図 5.14 に示す。

電力需要から風力発電出力を差し引いたものが見かけの需要となるが、その予測値に基づいて、前日および当日のスポット市場にて電力取引が約定されており、そこから予測誤差により生じたインバランスが本稿の調整力市場の対象となる。簡単のため、本研究では電力需要は正確に予測できると仮定して、風力発電出力の予測誤差のみを考える。近年では出力予測の技術も進展しつつあるが、ここでは提案手法の原理的な有効性を示すことが主目的であるため、発電予測の詳細については模擬せず、図 5.15 と 16 に示すようにシミュレーションの全時間を通じて一定の予測値（水色線）を採用した。提案手法は三次調整力に着目したものであるため、これに相当する周期成分のみを抽出するようにフィルタ処理を行い、毎分更新されたデータに基づいて最適潮流計算が行われ、新たな LMP が提示される。この価格に相当する発電や需要量が制御目標値として更新される。Proactive 方式で行った各参加者の入札情報は前述した表 5.4 に示す通りであり、文献[33]の情報を参考にした。

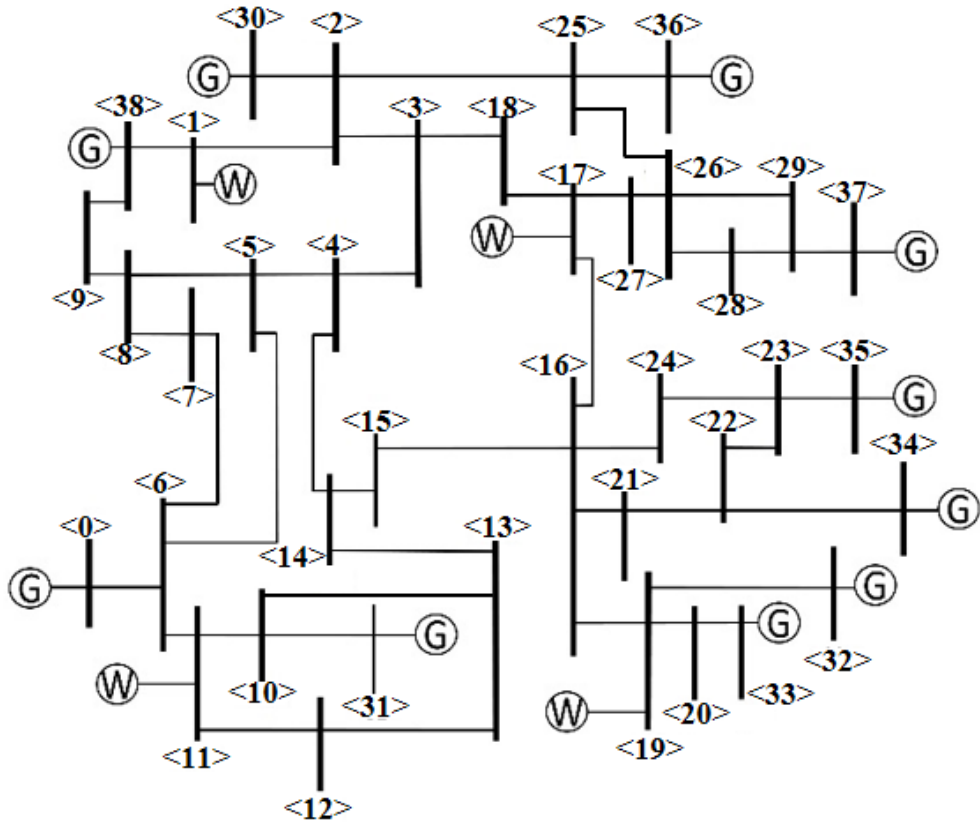


図 5.13. IEEE 39 母線システムモデル

Figure 5.13. IEEE-39 New England System model.

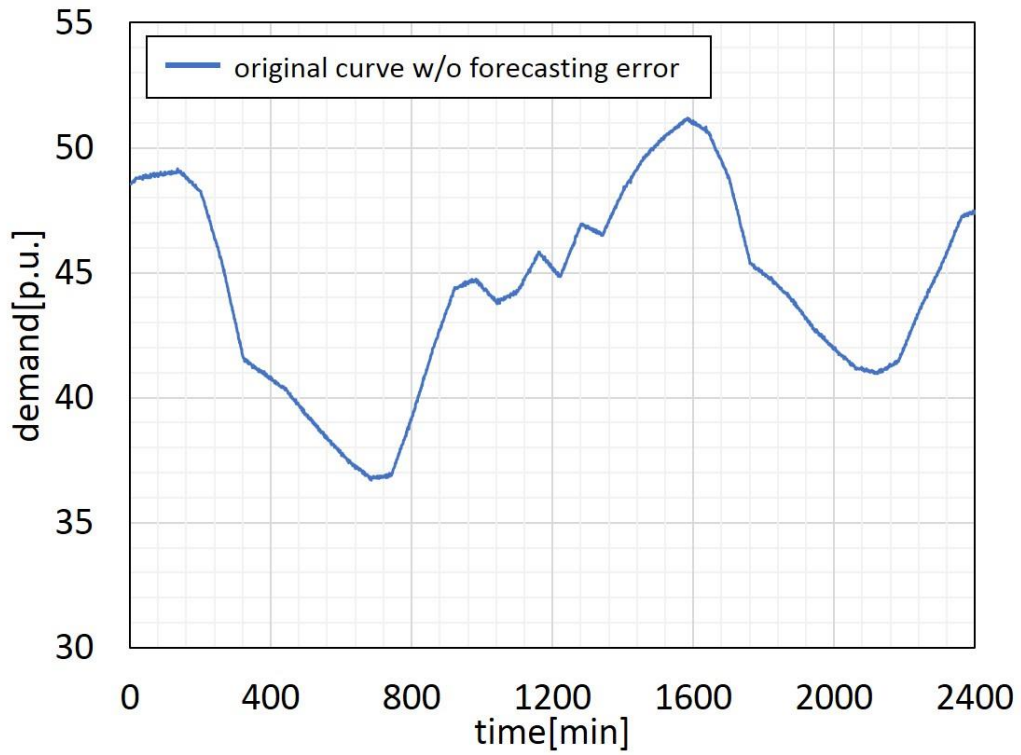


図 5.14. 40 時間の需要カーブ

Figure 5.14. demand power curve for 40 hours

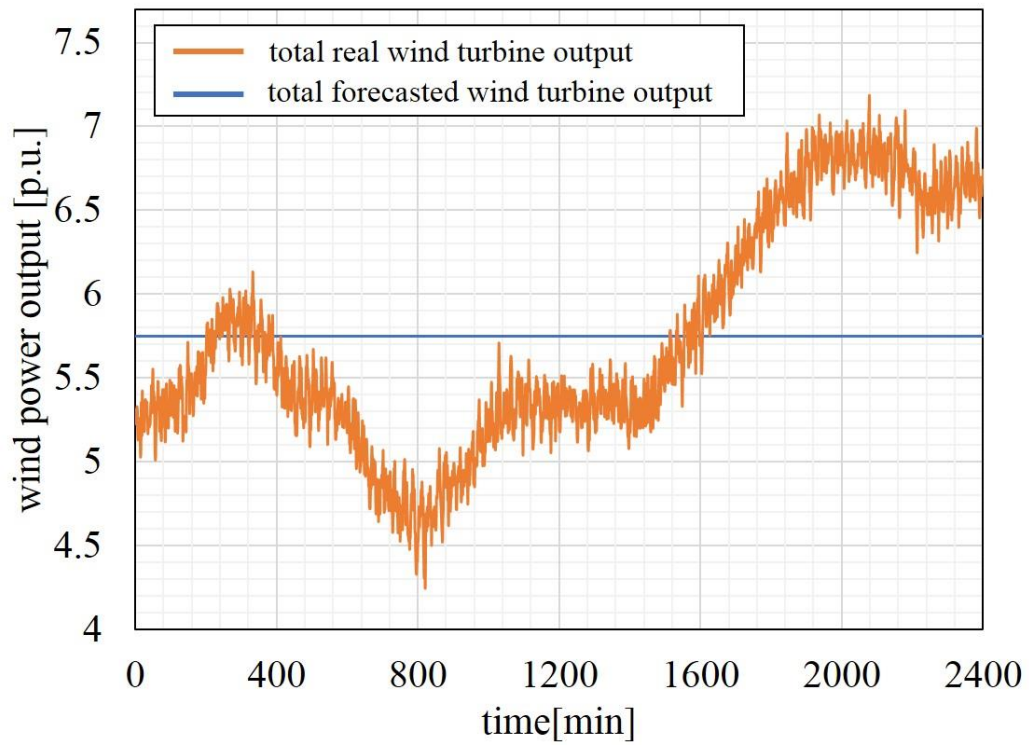


図 5.15. 系統全体における風力発電の出力変動

Figure 5.15. total wind power output fluctuation

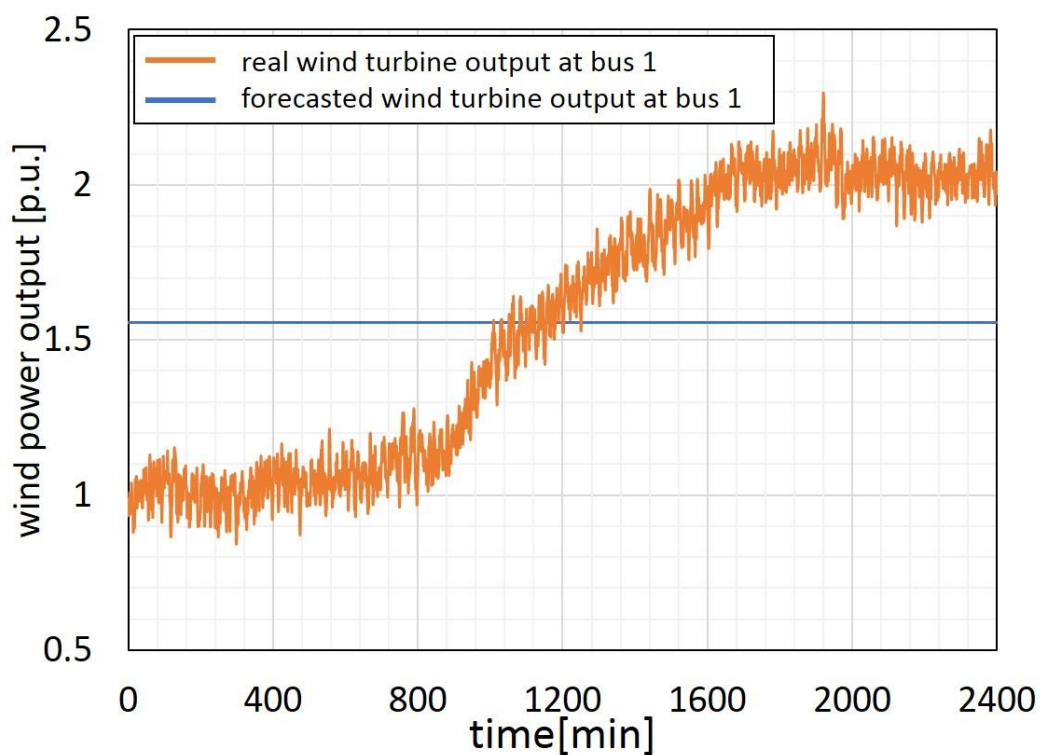


図 5.16. (a) 母線 1 における風力発電の出力変動

Figure 5.16. (a) bus 1 wind power output fluctuation.

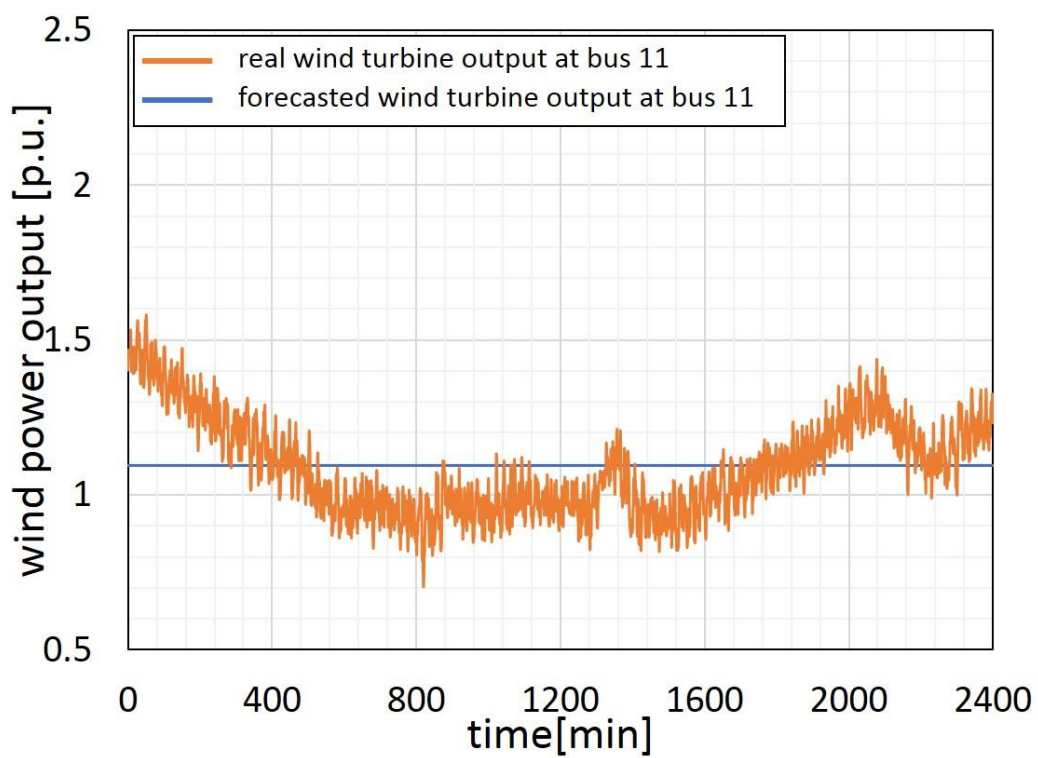


図 5.16. (b) 母線 11 における風力発電の出力変動

Figure 5.16.(b) bus 11 wind power output fluctuation.

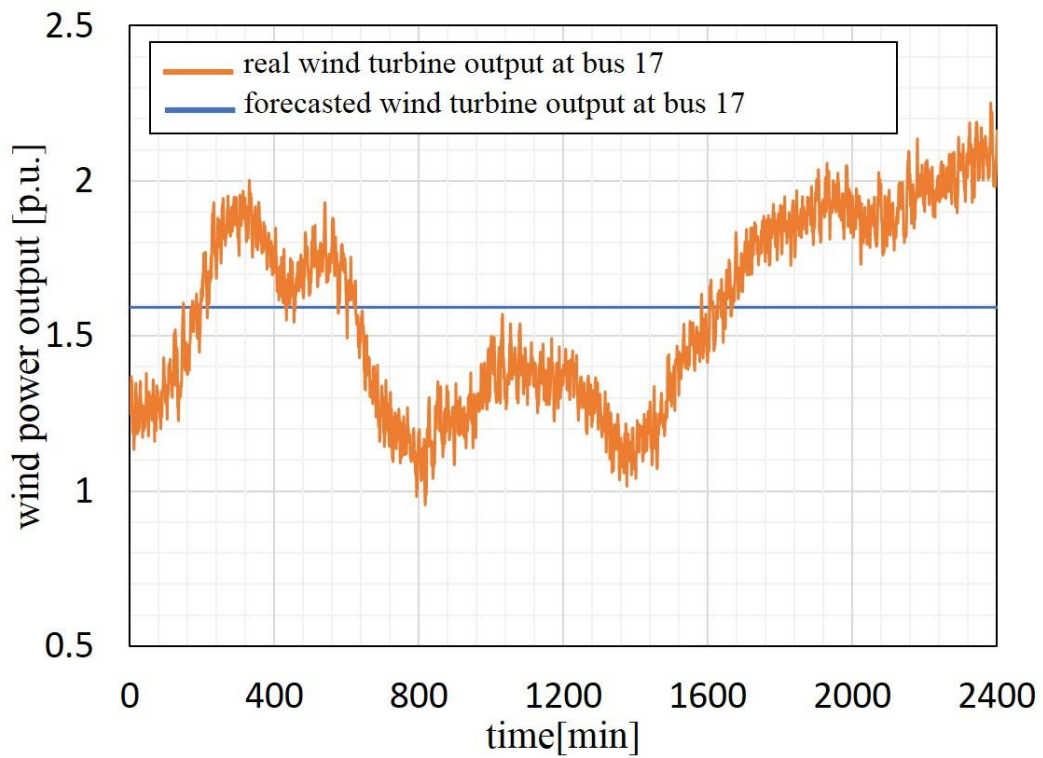


図 5.16.(c) 母線 17 における風力発電の出力変動

Figure 5.16. (c) bus 17 wind power output fluctuation

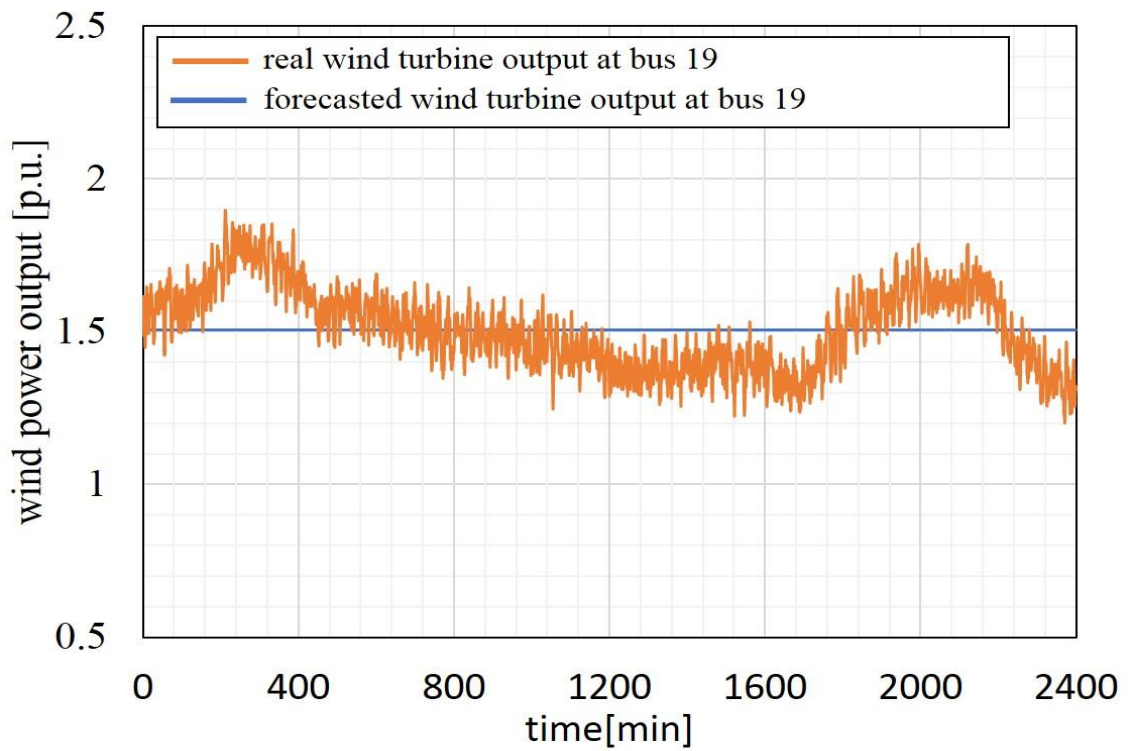


図 5.16. (d) 母線 19 における風力発電の出力変動

Figure 5.16. (d) bus 19 wind power output fluctuation

5.5.2 シミュレーション結果

本研究での提案手法では 3 つの制約条件が考慮されているが、全てを同時に考慮した結果は若干複雑なものとなる。そこで、理解を容易にするために、制約条件の一部を考慮しない場合の結果を先に示す。条件(A)では需給バランス制約のみ、条件(B)では需給バランス制約と送電線潮流制約、条件(C)では、需給バランス制約および調整力上下限制約のみを考慮した結果をそれぞれ示し、最後に全ての制約を考慮した条件(D)の場合を述べる。

■ 条件(A)一周波数変動の分析

需給バランス制約のみを考慮した場合の系統周波数の変動を図 5.17 に示す。風力発電出力の短周期変動に従って系統周波数変動しているが、電力系統の周波数管理において広く目標値として採用されている“基準周波数 $50 \pm 0.2\text{Hz}$ 以内⁶”には十分に維持されていることがわかる。また、2400 分間を通じた発電と需要の計画値と実績値を図 5.18(a)と(b)に、それぞれ示す。両図中の青線は、事前の発電計画であり、オレンジ色の線は三次調整力市場により再ディスパッチを受けた後の発電および需要の実績を表す。風力発電出力の実績値が発電予測に対して上振れする場合には、例えばシミュレーション終盤に見られるように、全体的に発電機出力が低下すると共に需要が増加していることがわかる。発電

⁶電力系統の周波数を規定値に維持すること、つまり電力系統の需給バランスを保つことは、その運用制御に課せられた最も基本的な要件の一つである[50]。発電量と消費量が常に同じではないと周波数変動する。本研究では、想定する系統の規模から関東エリアの周波数調整・需給運用ルールを適用する。日本の周波数管理目標値については、次表に示す。

annotation table 1. frequency management in japan[15]

	基準周波数と許容値	系統規模の想定 (平成 24 年)	系統希望の想定 (平成 34 年)
北海道電力	$50 \pm 0.3\text{Hz}$	5,130MW	5,740 MW
東地域	$50 \pm 0.2\text{Hz}$		14,700 MW
			58,050 MW
中部電力	$60 \pm 0.2\text{Hz}$ ($60 \pm 0.1\text{Hz}$, 滞在率 95%以上)	23,880MW	26,110 MW
北陸電力		5,000MW	5,370 MW
関西電力		26,840MW	28,660 MW
中国電力		10,570MW	11,840 MW
四国電力		4,980MW	5,430 MW
九州電力		14,940MW	16,710 MW
沖縄電力		$60 \pm 0.3\text{Hz}$	1,330MW

annotation table 2. frequency management in USA & Europe[51]

	年間標準偏差 (一分間平均) 目標値	系統規模の想定 (平成 14 年)		以下の時間滞在率を目標	系統規模の想定 (平成 14 年)
米国東部	0.018Hz 以内	約 500GW	欧州 UCTE	$50 \pm 0.04\text{Hz}$ 以内：90%以上 $50 \pm 0.04\text{Hz}$ 以内：99%以上	約 270GW (英国除く西欧、東 欧一部、ギリシャ)
米国西部	0.0228Hz 以内	約 140GW			
米国テキサス ERCOT	0.020Hz 以内	約 50GW			

日本は他国との連系がないため、系統容量が小さく周波数は変動しやすい。

なお、米国テキサス州や米国西部地域は、日本の規模に近いが、需要変動が日本ほどではないことが影響である[51]

実績が下振れする場合は逆の傾向である。発電や需要の予測誤差に対して、三次調整力市場が適切に機能して地点別価格を決定することで、上記のような運用が達成されている。なお、本稿では電気自動車の充放電など、比較的価格の変化に反応しやすい機器が需要に多く含まれており、需要の価格弾力性が相当に高い将来時点の想定を置いている。このため、インバランス解消のために需要の方が多く動く結果となっている。

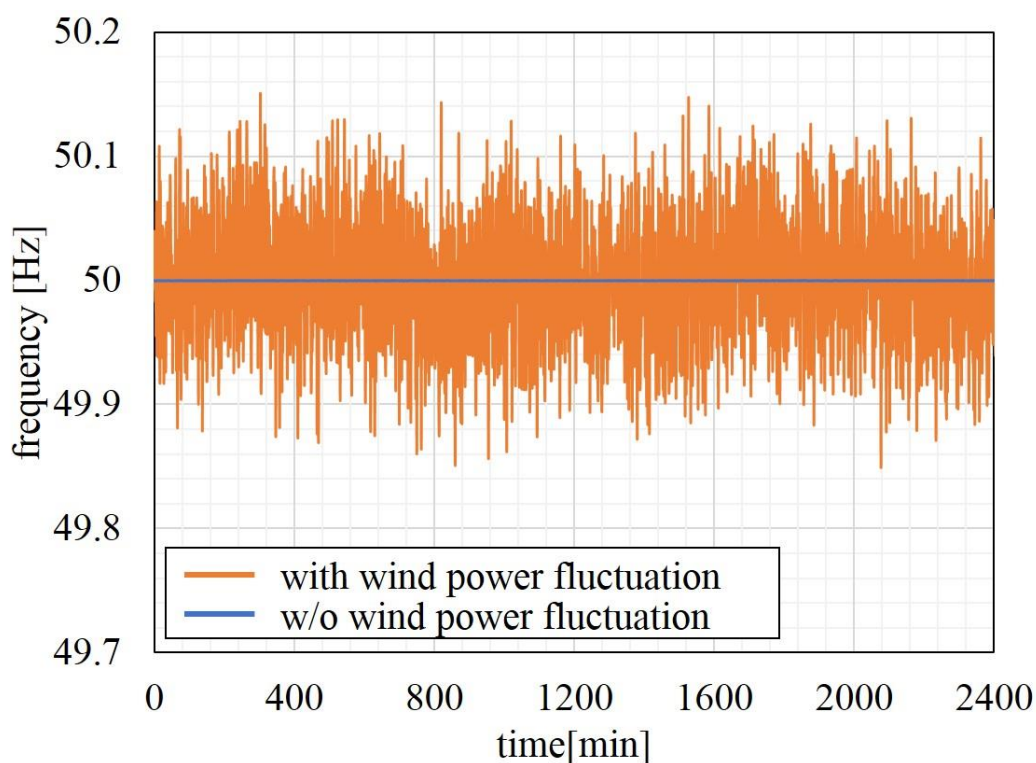


図 5.17. 周波数需給バランス制御を考慮した際の周波数変動

Figure. 5.17. frequency in system with supply and demand balance control

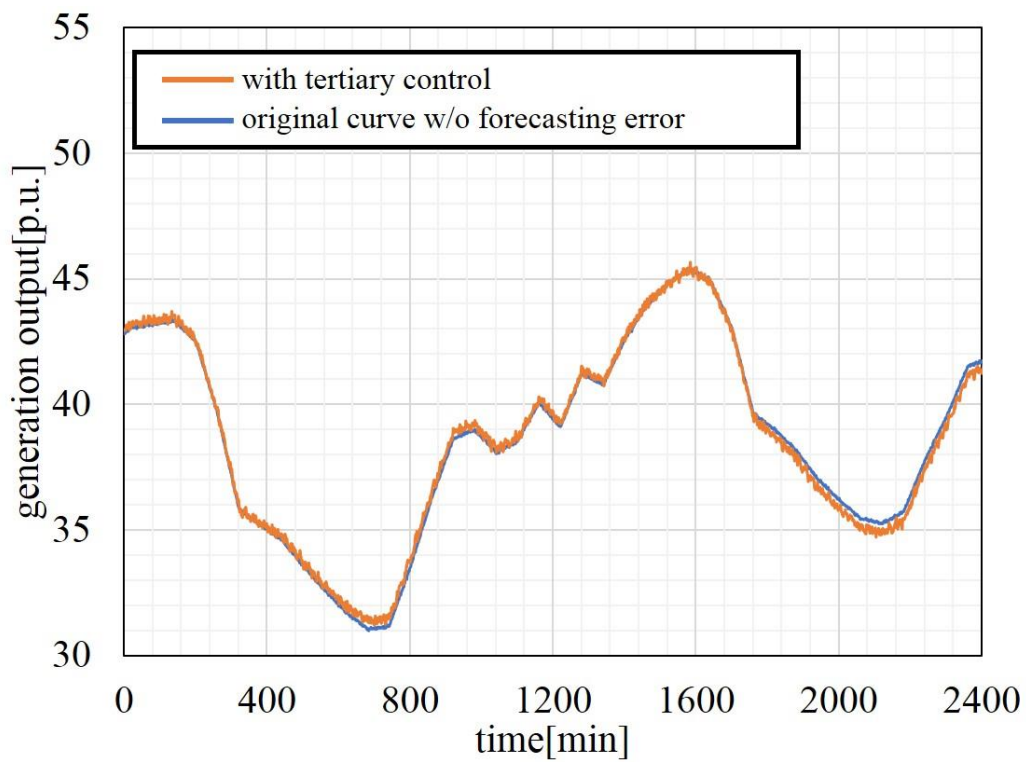


図 5.18.(a) 提案手法の価格弾力性を基にした供給曲線（従来の発電出力）

Figure 5.18.(a) total conventional generation-supply and demand balance control based on price elasticity.

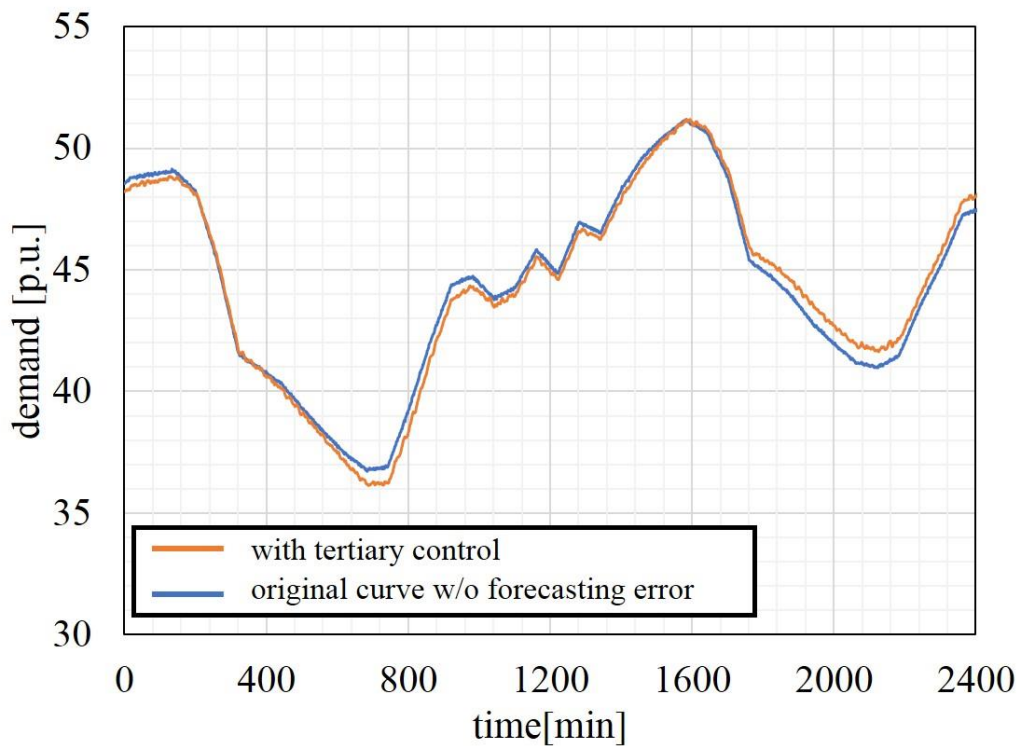


図 5.18.(b) 提案手法の価格弾力性を基にした需要曲線

Figure. 5.18. (b) demand curve-Supply and demand balance control based on price elasticity.

■ 条件(B)－送電線潮流分析

需給バランス制約と送電線潮流制約を考慮した数値計算結果を示す。まず、頻繁に熱容量制約違反が発生する送電線を下記の表 5.6 に示す(同表に示す情報は恣意的に決めたものである)。熱容量以外の制約は考えないため、正負いずれの方向に対しても潮流の許容値は同一である。送電線 12 および 15 については、母線 1 および 17 に接続された風力発電所の出力増加が強く影響して送電線混雑が生じている。一方で送電線 40 については、電力系統全体の負荷増加に対応するために発電機出力が全体的に増加した際に、発電機 34 や 35 の出力増加に起因して混雑が生じやすくなっている。この 3 つの回線における電力潮流の様子を図 5.19 に示す。いずれも 1500 分～1800 分あたりで電力潮流が上下限值に到達しているが、提案手法を適用した場合には上下限值に張り付く形で適切に制御されている様子がわかる。送電線 40 においてはやや制約違反が継続しているが、5.2.3 節の末尾で述べたとおり、発電機や負荷の制御遅れに起因するものであり、本研究では、前述とおり 5%までの過負荷が許容されるように上下限界制約を設定した。次に、提案手法の挙動を確認するため、いくつかの母線を抽出する形で、混雑発生有無に応じた調整前後での LMP の差額を図 5.20 に示す。また図 5.19 に熱容量制約の調整有無による各発電機の挙動が確認できる。

図 5.20 と 5.19 から、混雑が発生していない 200～1400 分および 1800～2400 分あたりの時間帯では、LMP は適用されていない一方で、混雑が発生する時間帯には混雑解消を目的に地点別に異なる価格調整がなされていることがわかる。例えば 1600 分付近では発電機母線 34 および 35 での LMP が引き下げられると共に、発電機母線 31, 33 での LMP は上昇している。これは送電線 40 の混雑に着目すると、混雑の要因となる発電機 34 や 35 の出力を低下させると共に、系統図の下方に位置しており混雑に影響しにくい発電機 31 や 33 の出力を増加させることで、需給バランスを維持しながら混雑が緩和されたことを意味している。

混雑発生時の全系統の負荷と供給の調整がどのように送電線混雑解消に寄与しているのかを確認するために混雑が最も激しい時間断面 1600 分付近における各々の給電状況を図 5.22 から 5.25 で確認できる。そこで負荷母線の LMP も同様に送電線潮流の適正化に寄与するように決定されていることがわかる。母線ごとに約定価格の調整幅が異なるのは、潮流分流係数により定まる混雑緩和への貢献度、ならびに限界価格の違いを考慮して、目的関数である調整力運用コストが最小化された結果である。図 5.22 に関しては、1600 分で系統全体から見て、各々の発電機に対して出力の増減、負荷消費の増減をしたのかを示したものである。なお、負荷減少のところの四角の色が赤になっているのは、負荷減少は発電機増加と同じ意味合いであることを表す。

表 5.5. 系統の送電線に対するパラメータ

table. 5.5 parameters for transmission lines

line number	nodes at both ends	Reactance [p.u.]	line number	nodes at both ends	Reactance [p.u.]
0	0 - 6	0.025	23	9 - 8	0.036
1	30 - 2	0.018	24	10 - 11	0.004
2	31 - 10	0.020	25	10 - 13	0.004
3	32 - 19	0.014	26	11 - 12	0.044
4	33 - 20	0.018	27	13 - 12	0.044
5	34 - 22	0.014	28	13 - 14	0.010
6	35 - 23	0.027	29	14 - 15	0.022
7	36 - 25	0.023	30	16 - 15	0.001
8	37 - 29	0.016	31	17 - 16	0.009
9	38 - 1	0.025	32	19 - 16	0.020
10	38 - 9	0.025	33	21 - 16	0.014
11	1 - 2	0.041	34	16 - 24	0.006
12	2 - 3	0.015	35	18 - 17	0.008
13	25 - 2	0.009	36	17 - 27	0.017
14	3 - 4	0.021	37	19 - 20	0.014
15	3 - 18	0.013	38	22 - 21	0.014
16	5 - 4	0.013	39	22 - 23	0.010
17	4 - 14	0.013	40	23 - 24	0.035
18	6 - 5	0.003	41	25 - 26	0.032
19	8 - 5	0.011	42	26 - 27	0.014
20	6 - 7	0.009	43	28 - 26	0.047
21	6 - 11	0.008	44	29 - 26	0.063
22	8 - 7	0.005	45	29 - 28	0.015

表 5.6. 頻繁に発生する送電線における熱容量の上下限

table. 5.6. transmission lines with overloading

Line	From	To	Thermal limits Flow ^{max} /Flow ^{min}
12	2	3	8.0 / -8.0 [p.u.]
15	3	18	3.0 / -3.0 [p.u.]
40	23	24	1.4 / -1.4 [p.u.]

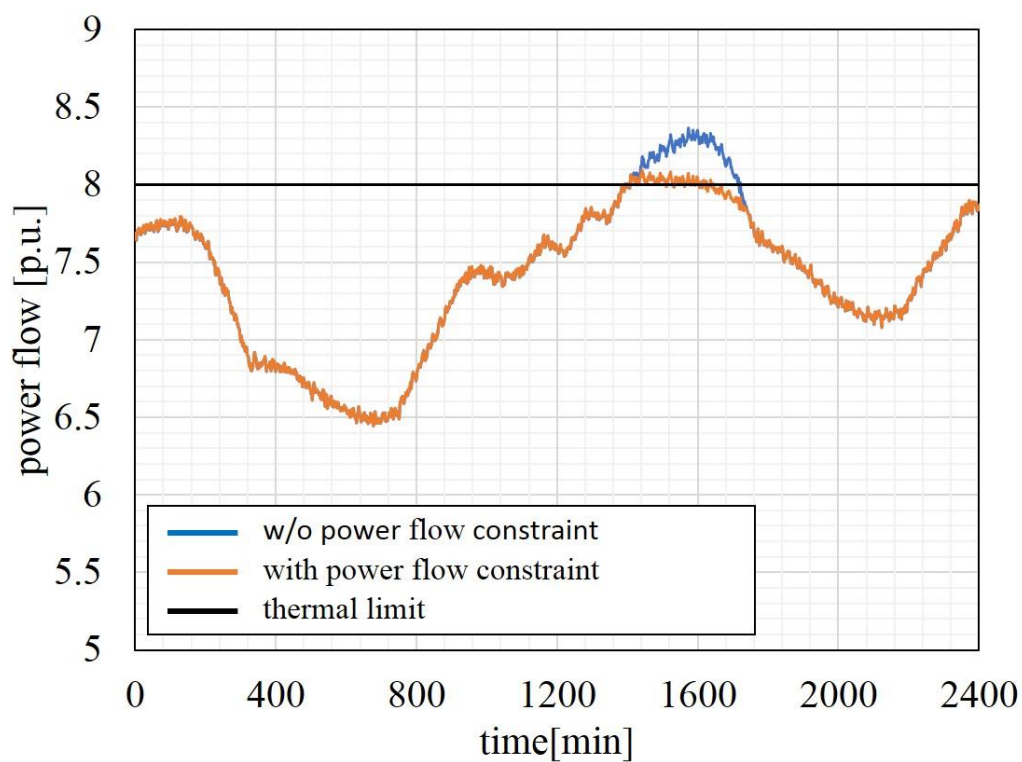


図 5.19. (a) ライン 12 における潮流変動
 Figure 5.19. (a) line 12-power flow on transmission lines

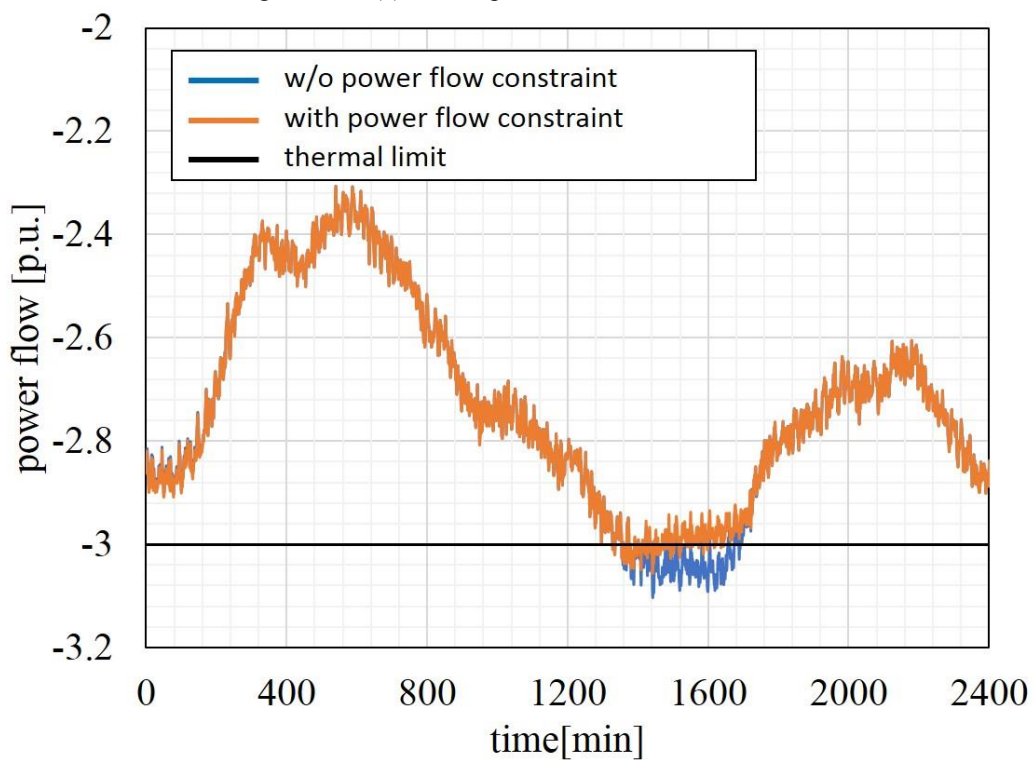


図 5.19. (b) ライン 15 における潮流変動
 Figure 5.19. (b) line 15-power flow on transmission lines

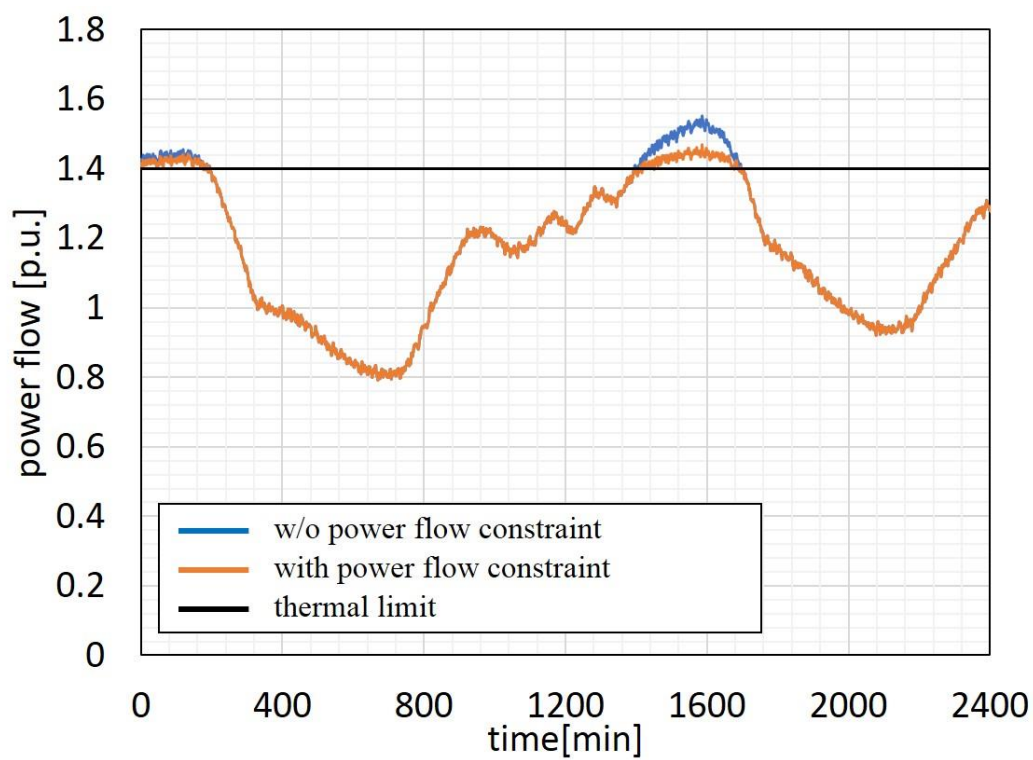


図 5.19. (c) ライン 40 における潮流変動

Figure. 5.19. (c) line 40-power flow on transmission lines

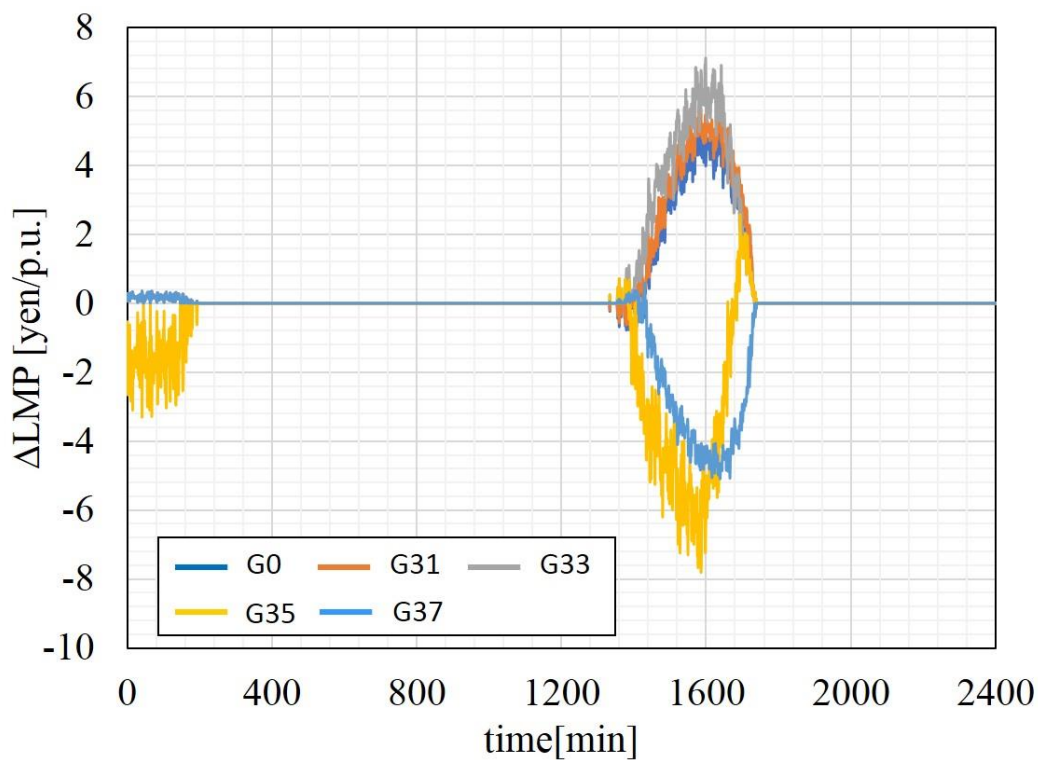


図 5.20. 混雑管理のための G31,G33,G34,G35,G37 における LMP の差額

Figure 5.20. G31, G33, G34, G35 and G37-difference in LMP for congestion management.

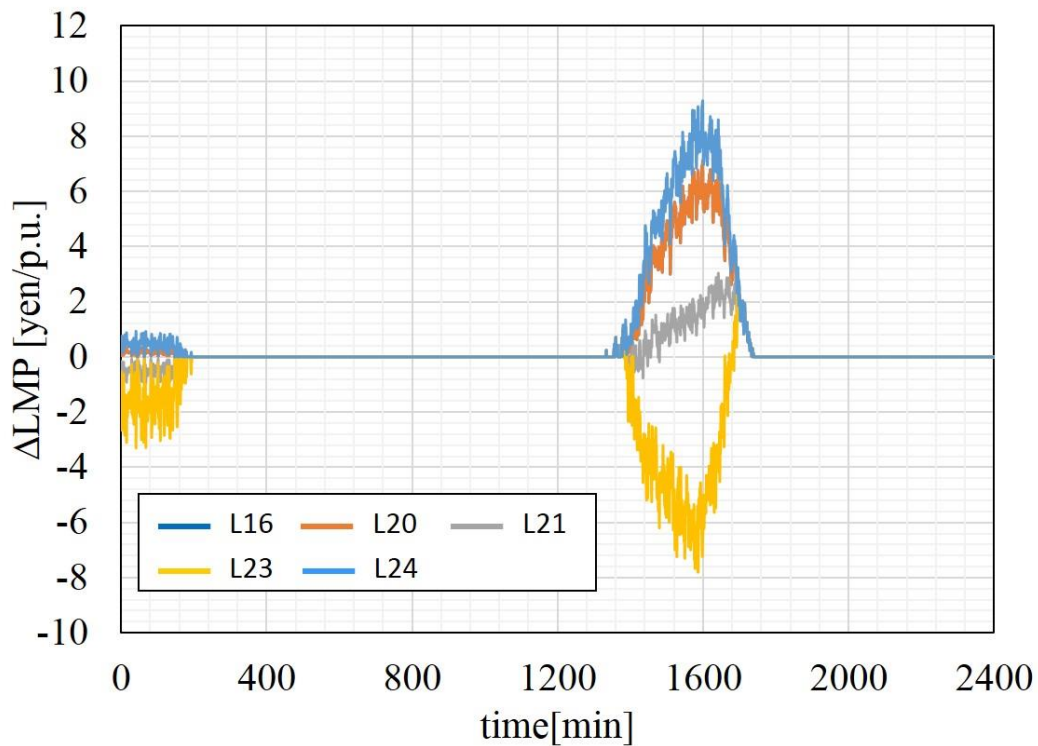
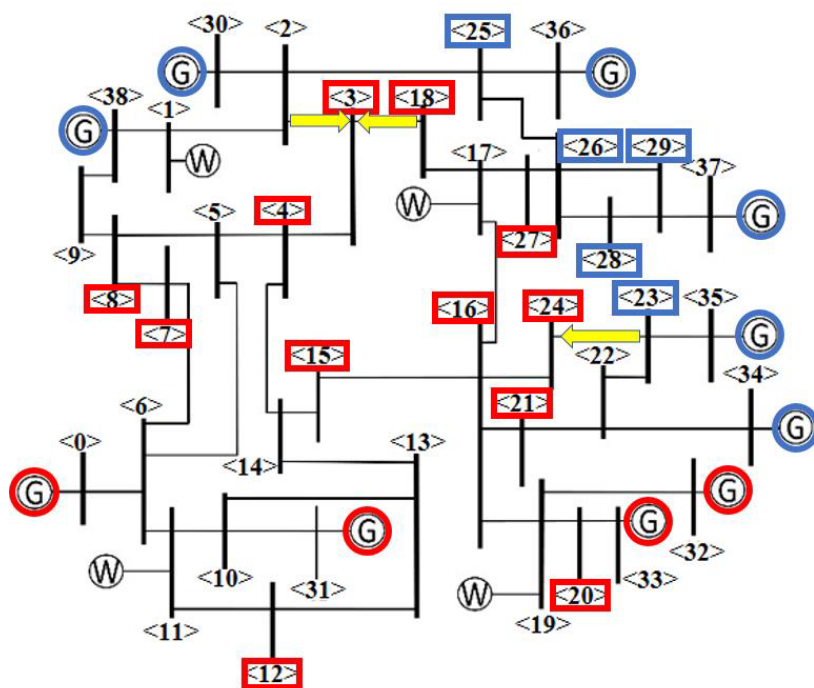


図 5.22. 混雑管理のための bus16,20,21,23,24 における LMP の差額

Figure 5.21. loads at bus 16,20,21,23 and 24-difference in LMP for congestion management.



	power flow on congested transmission line
	downward of load
	upward of load
	downward of generation
	upward of generation

図 5.22. 1600 分時間断面にて送電線混雑による発電出力や負荷の調整の分布

Figure 5.22. dispatched map of power generation and load by congestion management at 1600 min.

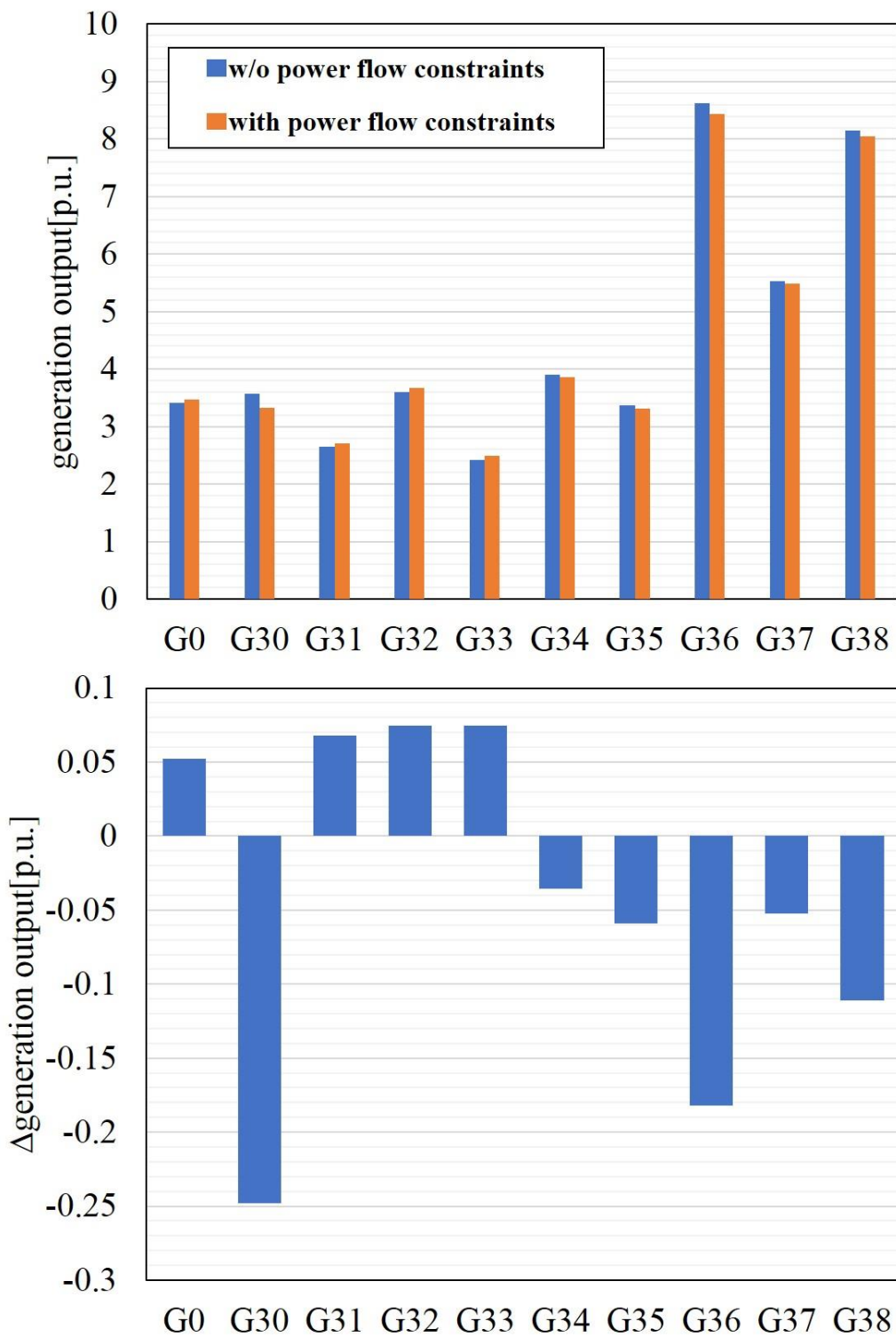


図 5.23. 1600 分時間断面にて送電線混雑有無による発電出力変動量
 Figure 5.23. power generation output by congestion management at 1600 min.

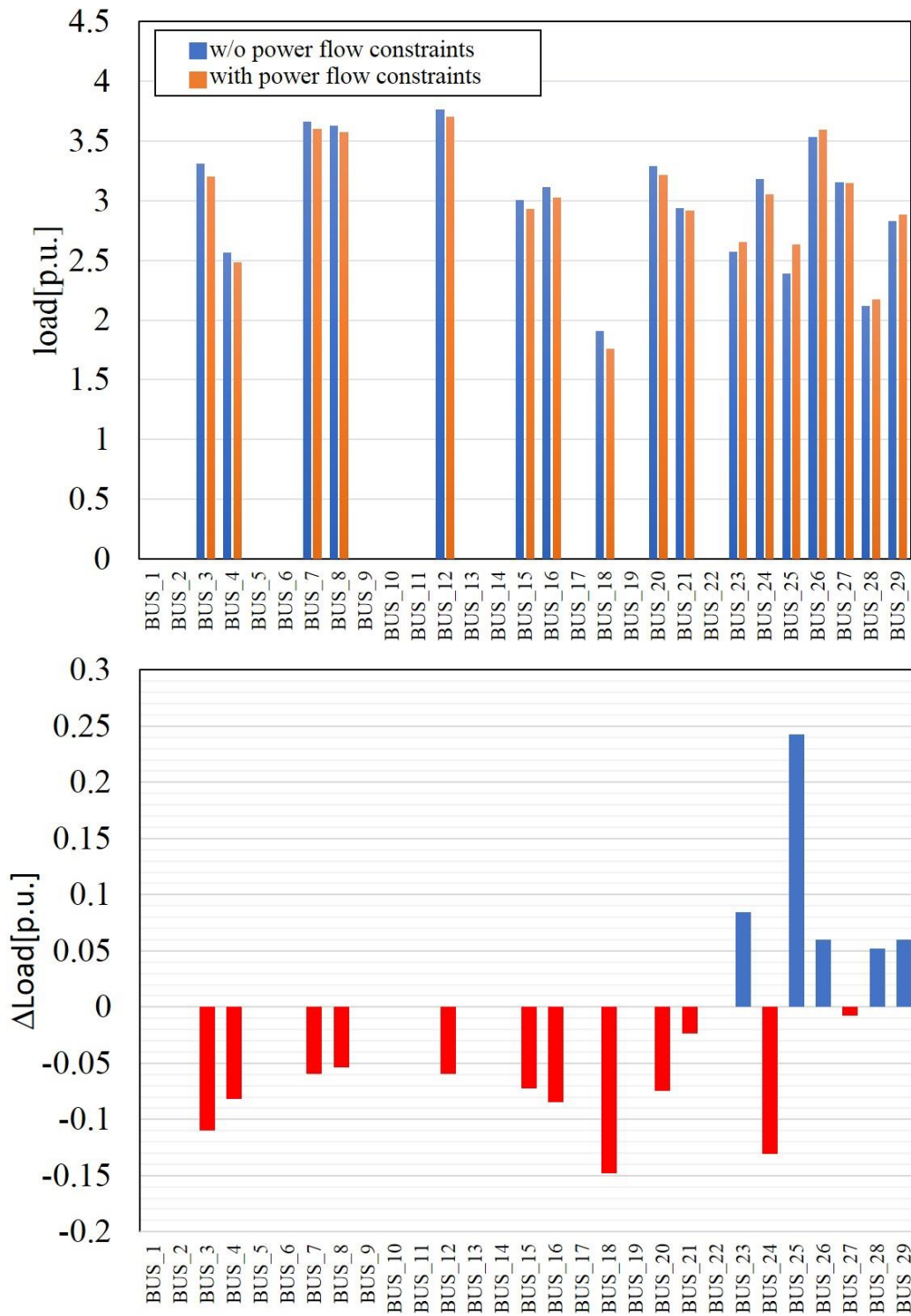
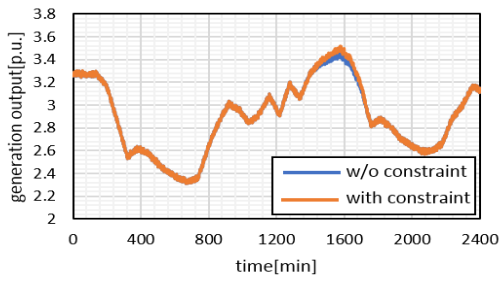
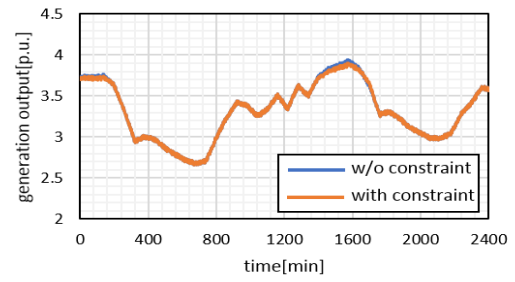


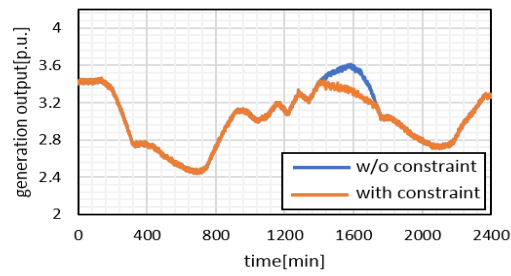
図 5.24. 1600 分時間断面にて送電線混雑有無による負荷変動量
 Figure 5.24. demand load by congestion management at 1600 min.



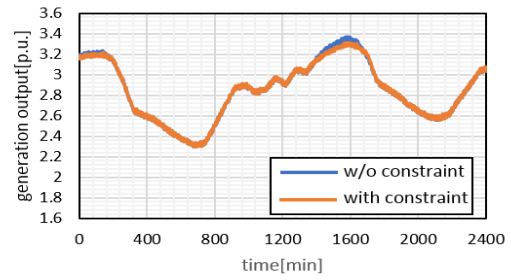
(a) G0



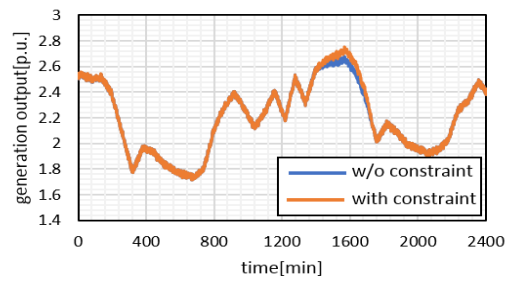
(f) G34



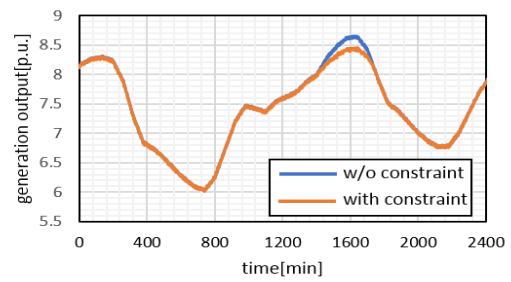
(b) G30



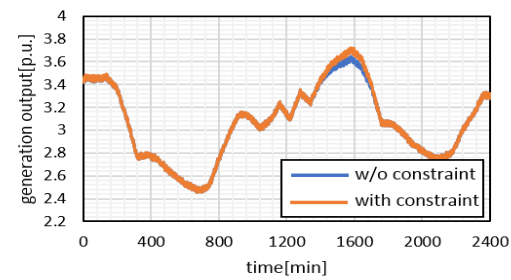
(g) G35



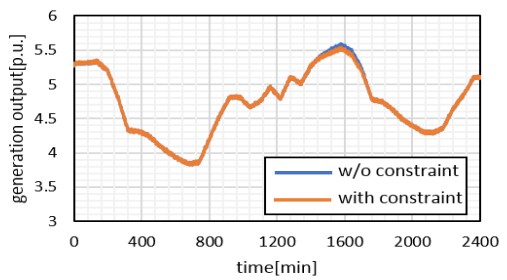
(c) G31



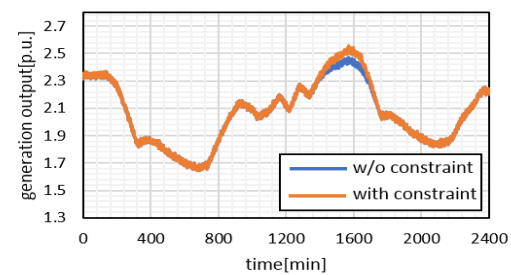
(h) G36



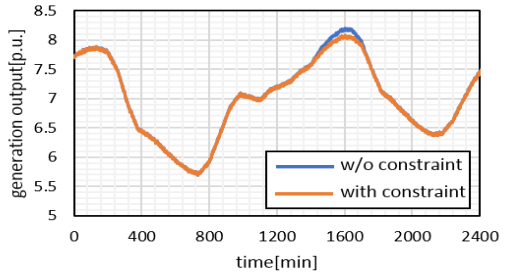
(d) G32



(i) G37



(e) G33



(j) G38

図 5.25. 送電線混雑管理の有無による各発電機の出力

Figure 5.25. generation output with and without thermal limit constraint

■ 条件(C) 二次調整力容量制約

需給バランス制約と二次調整力容量制約を考慮した場合の結果を示す。発電側全体での上げ方向と下げ方向の二次調整力容量を総需要に対する比率で示したものが図 5.26 である。二次調整力の最小必要量を 10%とすると、700 分付近で下げ方向、1600 分付近で上げ方向について、それぞれ下限値に到達していることがわかる。ここで、提案手法を適用した場合では、送電線潮流制約の場合と同様に、調整力を確保するために LMP が調整され、結果として図 5.27 に示すように発電機出力指令値が変化する。例えば 500~800 分付近では、多数台の電源出力が大きく低下している時間帯であり、下げ方向の調整力不足が問題となっている。そこで、二次調整力を十分に確保することを目的として、電源群の LMP を引き上げることにより出力低下の抑制を促し、下げ方向の調整力として最低限の 10%を維持している。なお、この調整により、提案手法を適用しない場合と比較すると、同時時間帯の上げ方向の調整力は減少する結果となる。1600 分付近での上げ方向の調整力不足に際しては、出力調整の方向は異なるものの、逆の現象として概ね同様に説明できる。

二次調整力の上下限制約の有無による各電源の発電出力を図 5.18 に示した。発電出力の増減の傾向は同一であるが、調整力の運用コストをできるだけ最適化するために、各発電機に求められる出力調整量には差異が見られる。例えば上げ方向の二次調整力が不足する場合には、限界価格が高い電源ほど大幅に出力低下させることが合理的である。このように、上げ方向と下げ方向を確保するために調整される電源が異なる様子が同図から読み取れる。なお、同図では送電線潮流制約は考慮されていない点に注意されたい。

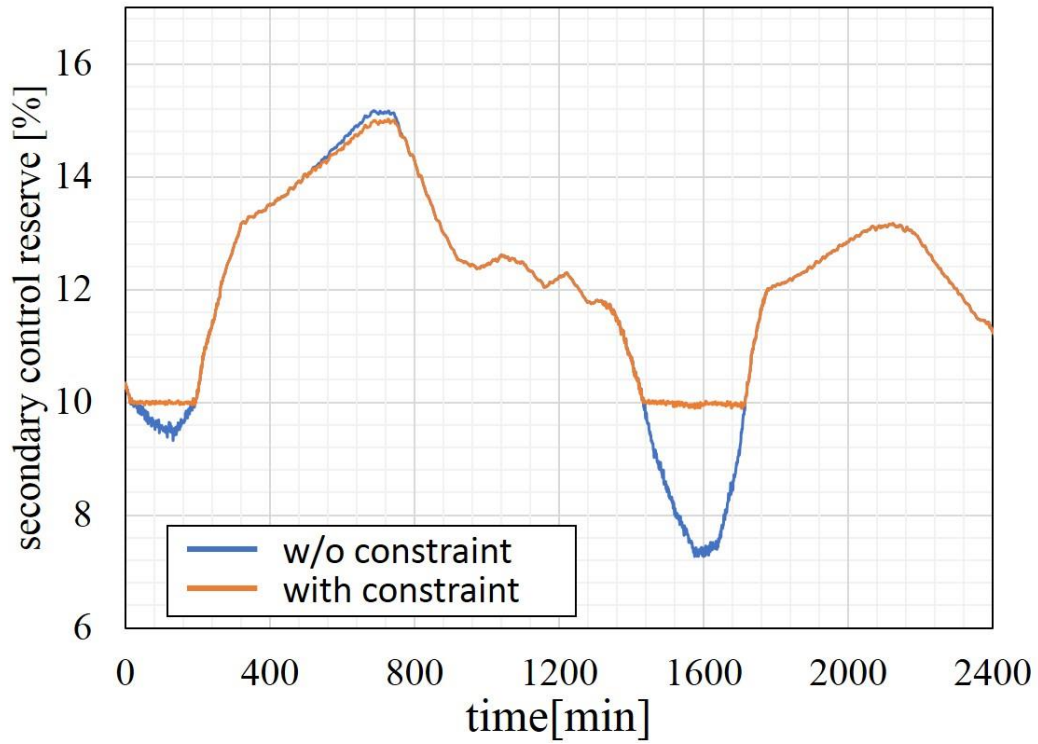


図 5.26. (a) 上げ代—二次調整力容量確保の比率

Figure 5.26. (a) upward—secondary control reserve

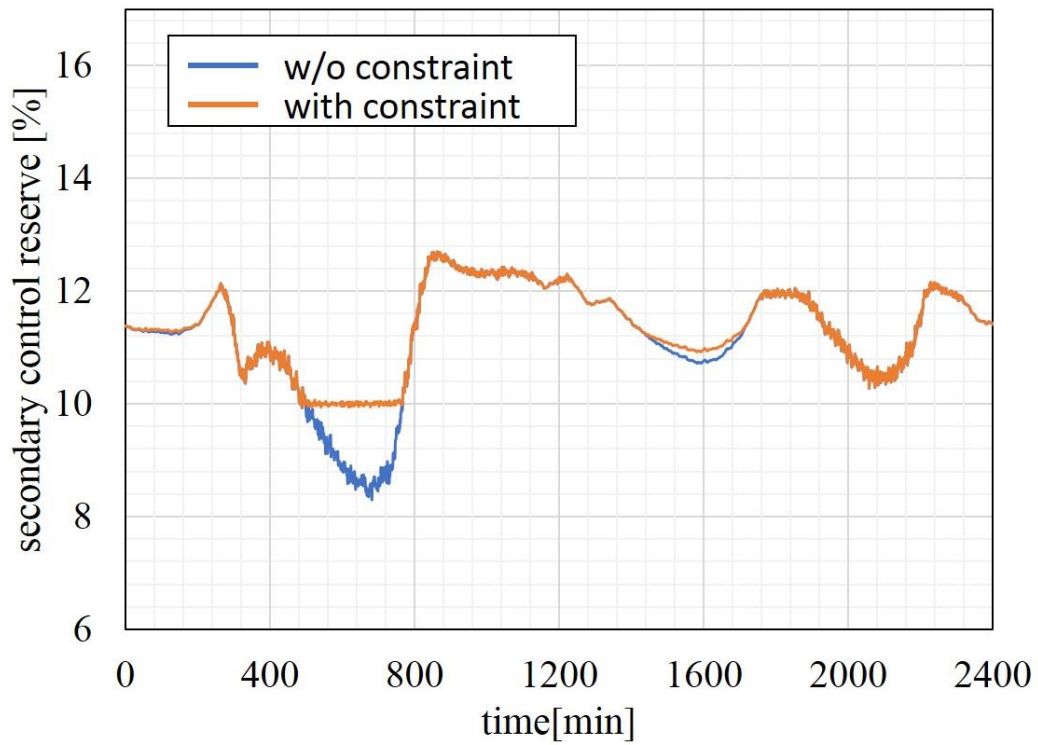


図 5.26. (b) 下げ代—二次調整力容量確保の比率

Figure 5.26 (b) downward—secondary control reserve

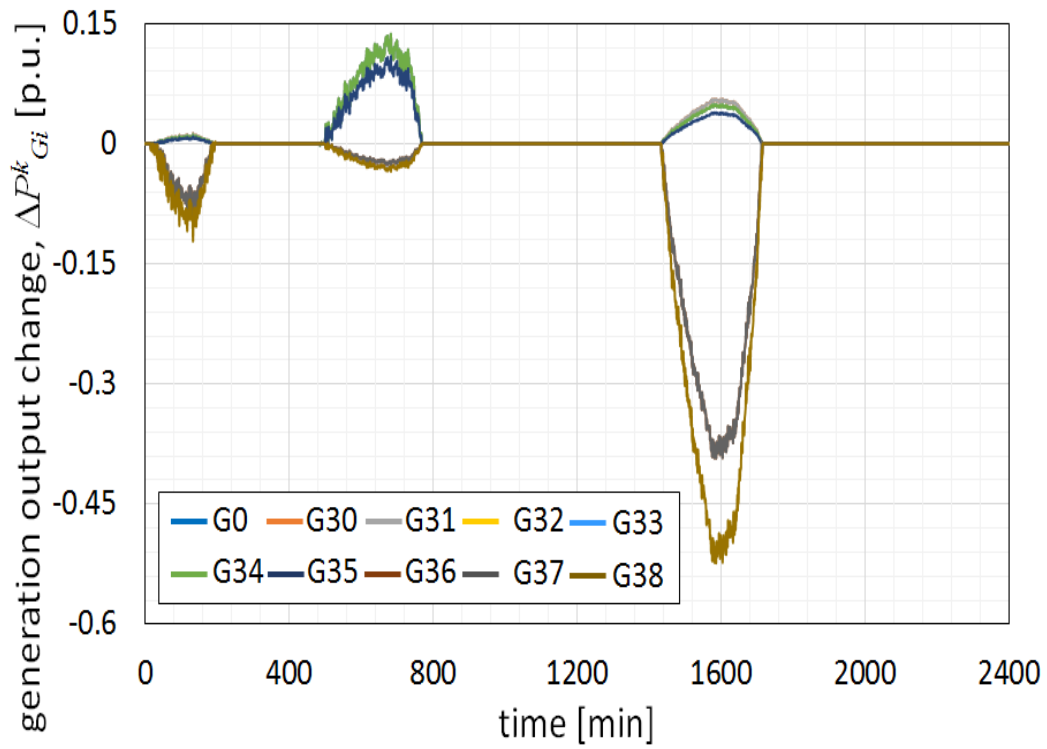


図 5.27. 二次調整力容量確保による各発電機の出力行調整の差分
 Figure 5.27. difference of balancing power variation on each generator
 by secondary control reserve constraints.

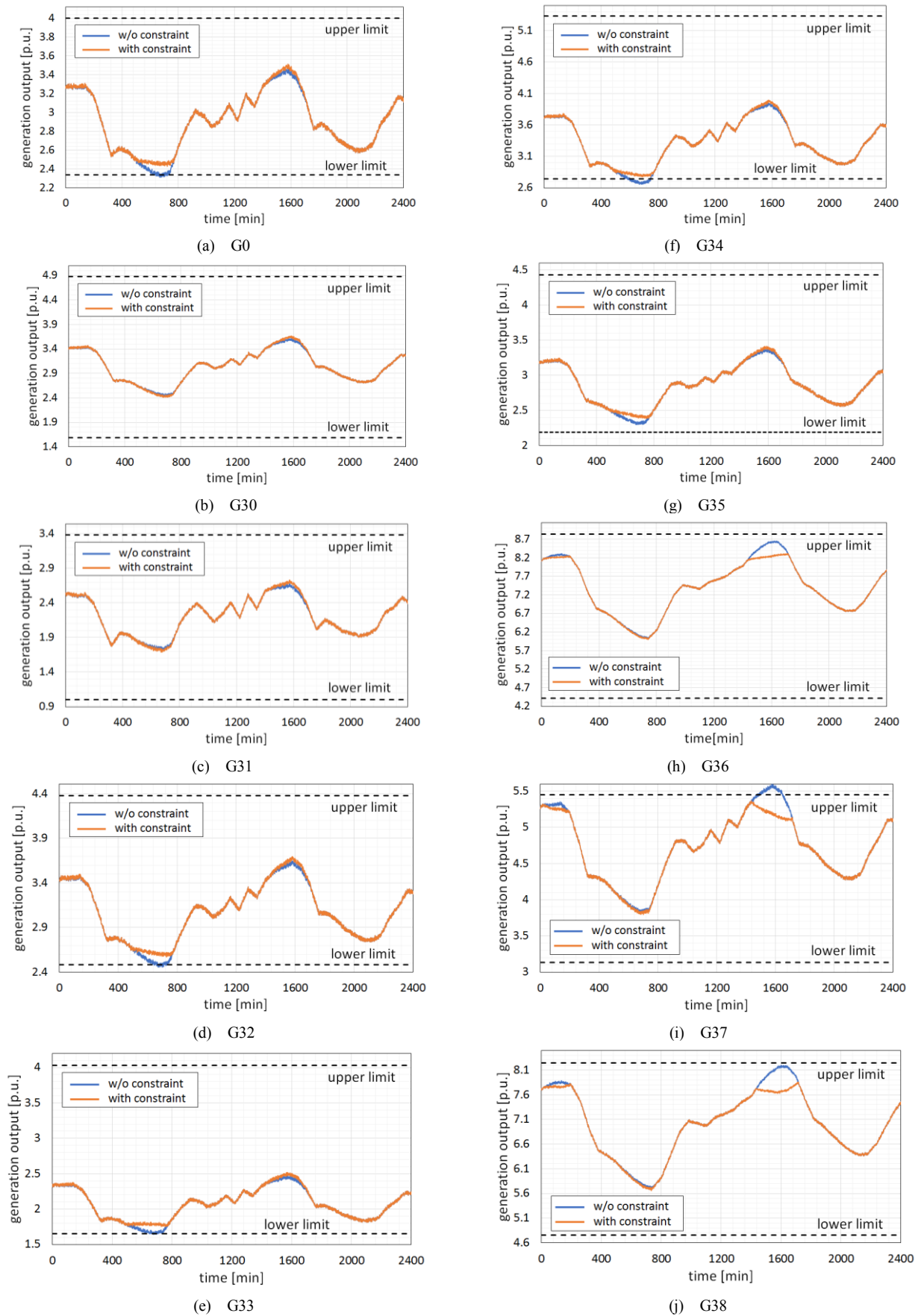


図 5.28. 調整力制約有無による各発電機の出力変動

Figure 5.28. generation output with and without balancing capacity constraint

■ 条件(D) 全ての制約条件を考慮

需給バランス, 送電線混雑管理, そして二次調整力確保に関する全ての制約を考慮した場合の結果を以下に示す。条件(C)の二次調整力容量制約に対して, 新たに送電線潮流制約を考慮したことにより一部の電源の二次調整力は変化するが, 系統全体での二次調整力に対して変化分が小さかったため, 本質的な影響を与えなかったと考えられる。

一方, 送電線潮流の変動を, 需給バランス制約のみを考慮したケースと比較したものを図 5.29 に示す。条件(A)の需給バランス制約のみの結果と比較すると 600~750 分において新たに電力潮流変動が生じているが, これは二次調整力確保制約を解消するための LMP の調整が電力潮流に影響したものである。同図より, 電力潮流制約違反は提案手法により適切に解消されていることがわかる。なお, LMP の調整による各発電機の出力変動は図 5.30 の通りである。

図 5.19 と図 5.29 において, 混雑の生じている 1600 分付近に着目すると, 母線 0,31,32,33,37,38 の発電機は出力を上げ, 母線 30,34,35,36 の発電機は出力を下げていることが分かる。母線 30 および 36 の発電機出力の増加は, 系統図から分かる通り送電線 12 および 14 の送電線潮流増加の要因となりやすい。同様に母線 34 や 36 の発電機出力の増加は送電線 40 の混雑につながる。したがって, これらの電源の出力が低下し, 代わりに混雑している送電線から比較的に関係が弱い母線の発電機出力が増加していることは, 条件(B)の送電線潮流分析での計算結果と同様に, 需給バランスを維持しながら混雑緩和を試みた結果と理解できる。また, 系統周波数の変動を需給バランス制約のみを考慮したケースと比較したものを図 5.31 に示す。二次調整力制約と送電線混雑制約の違反が同時に発生する 600~750 分付近と 1350~1750 分付近において需給バランス制約のみを考慮したケースに対して少し差が見られるが, 二次調整力を常時維持し続けることで周波数制御は適切に機能しているため系統に与える影響はわずかで, 周波数調整の点からは特に問題がないと判断できる。

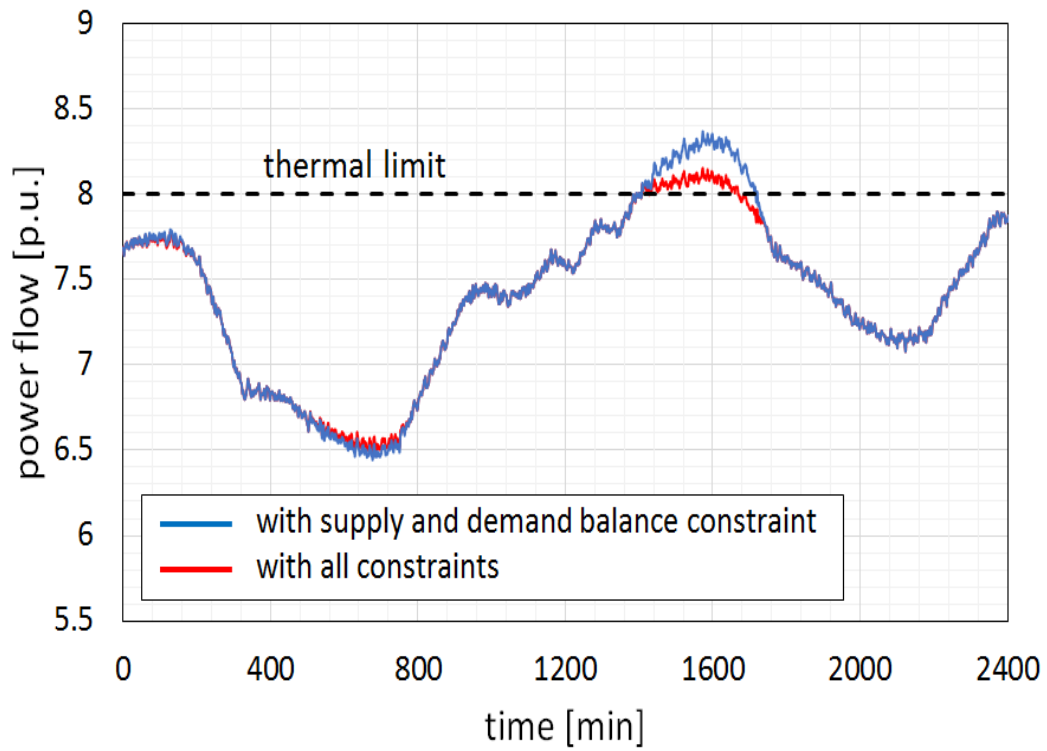


図 5.29. (a) ライン 12 における潮流変動
 Figure 5.29. (a) line 12—power flow on transmission lines.

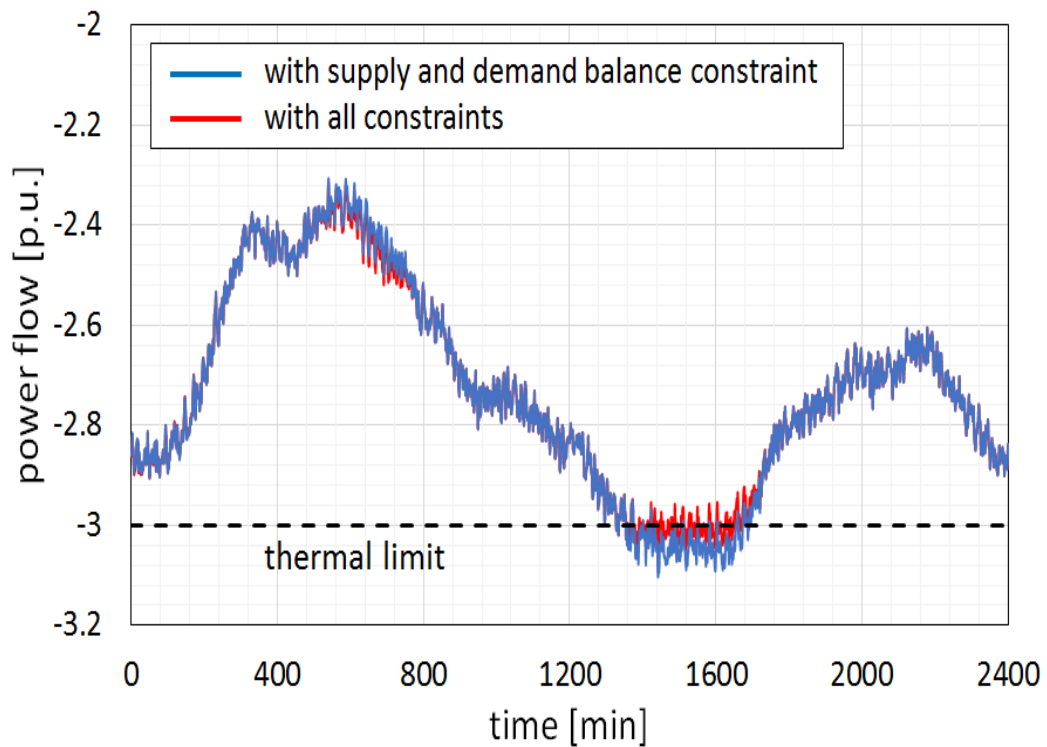


図 5.29. (b) ライン 15 における潮流変動
 Figure 5.29. (b) line 15—power flow on transmission lines.

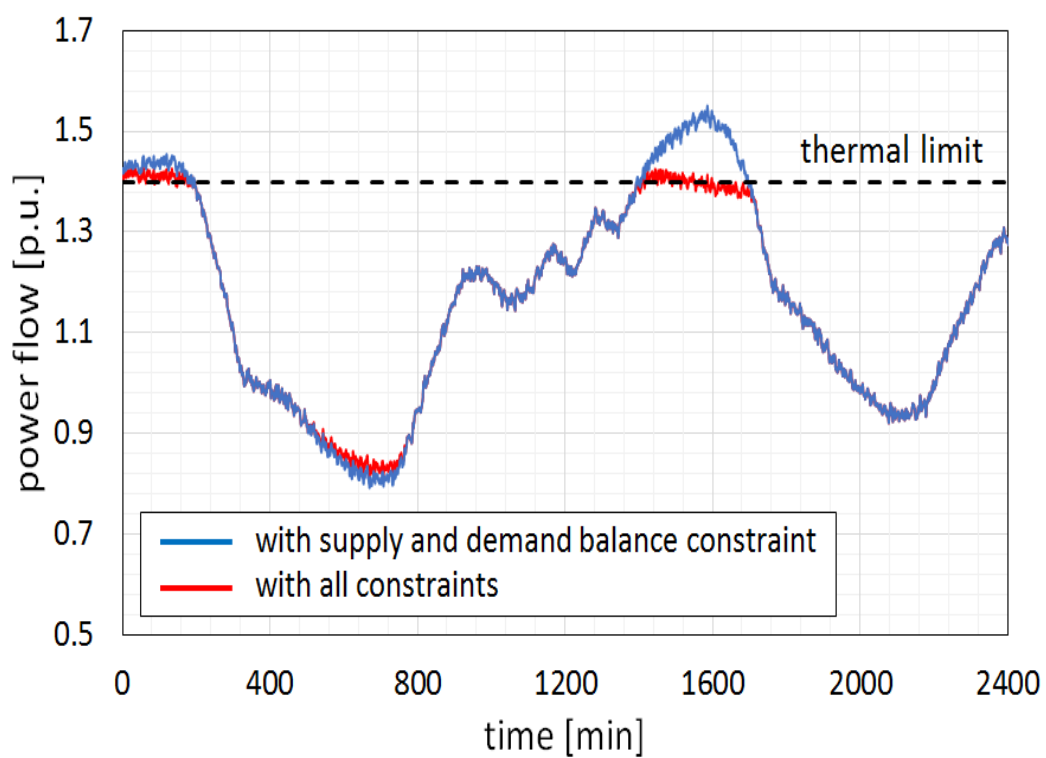


図 5.29. (c) ライン 40 における潮流変動
 Figure 5.29. (c) line 40—power flow on transmission lines.

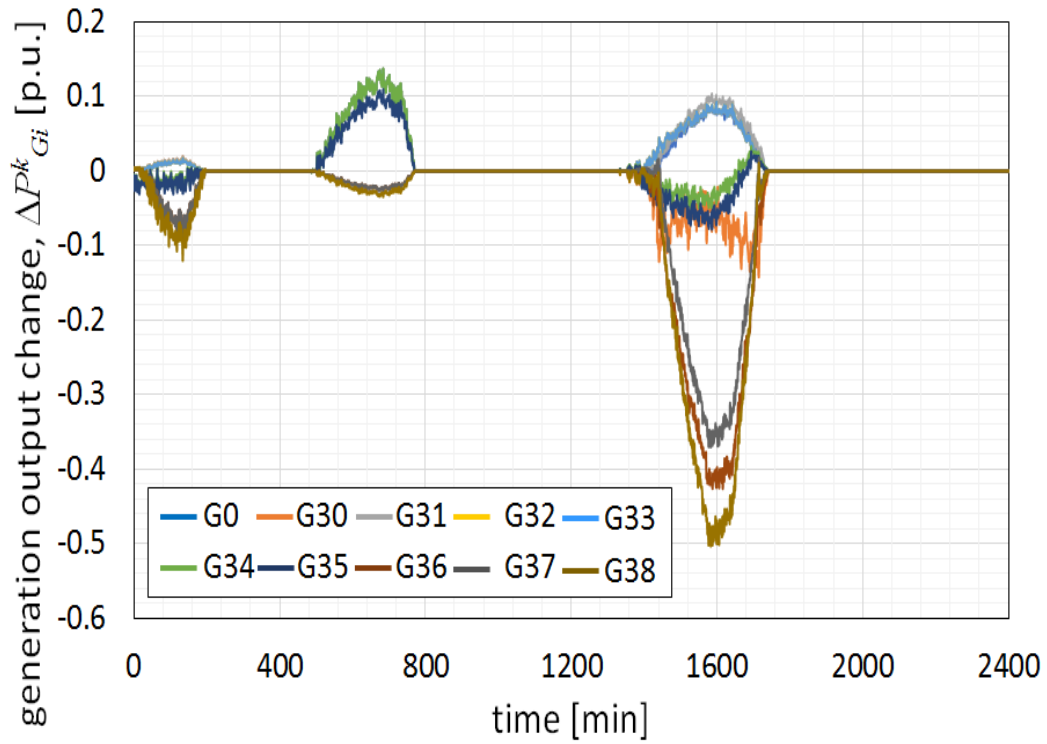


図 5.30. 全制約の有無による発電機出力の増減

Figure 5.30. difference of balancing power variation on each generator by all constraints.

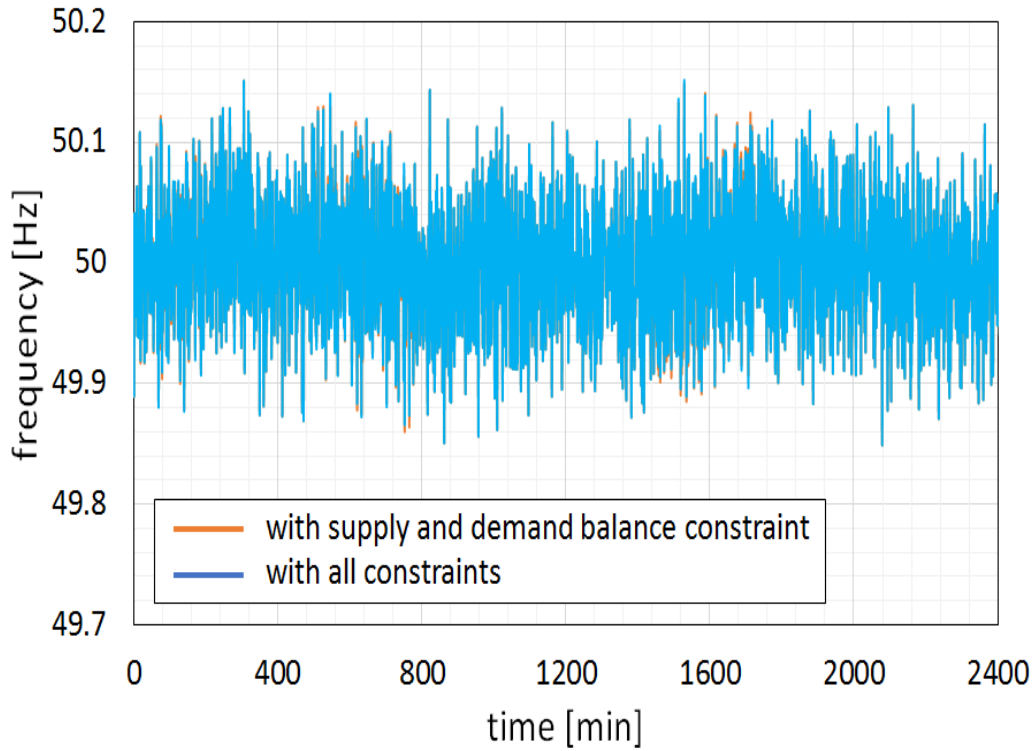
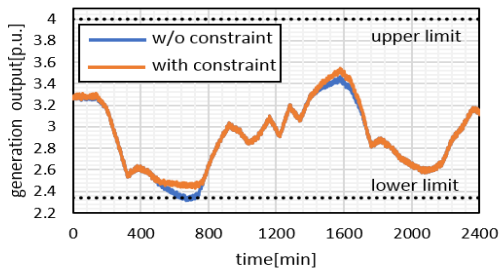
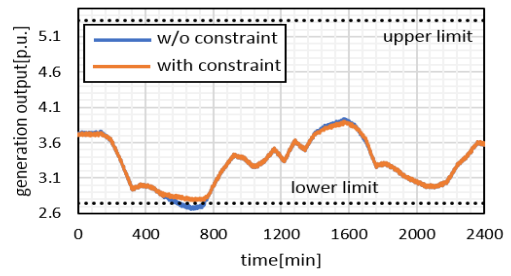


図 5.31. 全制約の有無による周波数解析

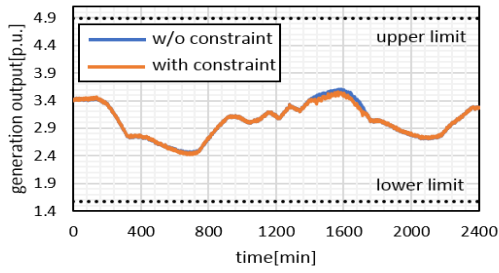
Figure 5.31. frequency fluctuation by all constraints.



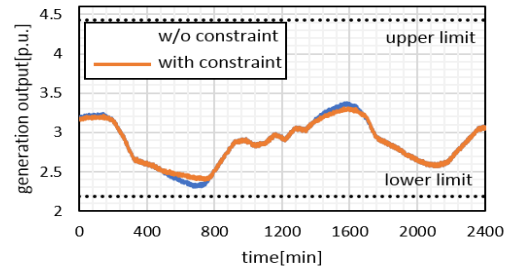
(a) G0



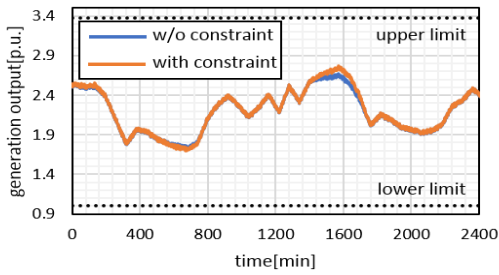
(f) G34



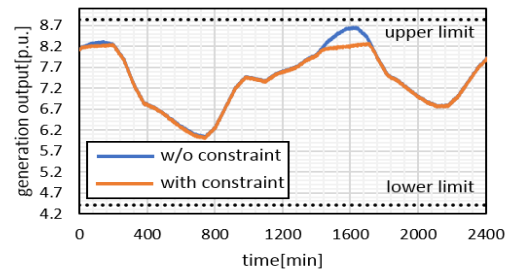
(b) G30



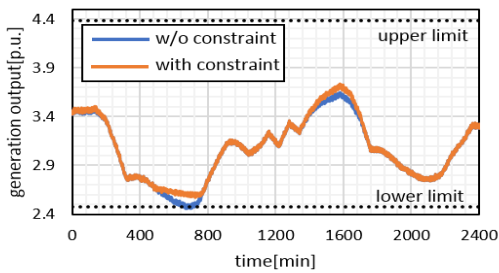
(g) G35



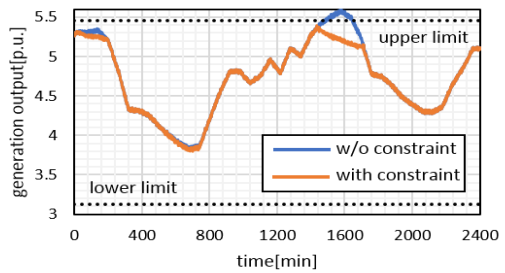
(c) G31



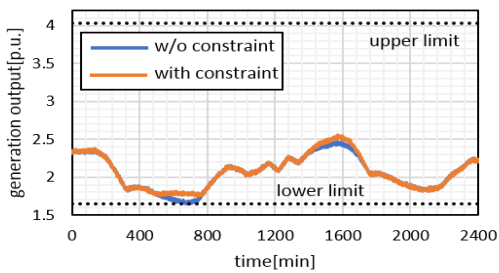
(h) G36



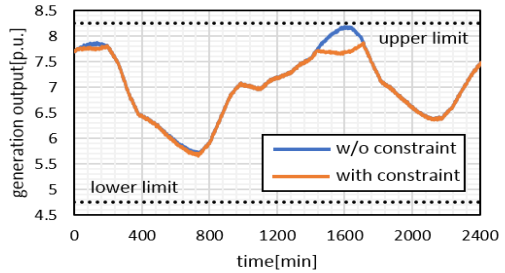
(d) G32



(i) G37



(e) G33



(j) G38

図 5.32. 制約の有無による各発電機の出力変動

Figure 5.32. generation output with and without All constraint

第6章 結論

太陽光や風力発電などの再生可能エネルギー電源からなる分散型電源の導入が世界的に進められつつある。その中で近年、電力自由化の拡大により多くの電力市場参加者が増えると予想されている。そのように電力システムを取り巻く環境がこれから将来、大きく変化し、電力系統運用に関する技術開発が求められると思われる。そこで、本研究では調整力市場の運用の観点から、再生可能エネルギー源の出力変動による需給インバランス解消と系統内の送電線混雑管理を同時に行う手法を提案した。その上調整力市場運用の観点から、一次、二次、そして三次調整力の確保や運用の必要性に関して検討を行った。

第2章では電力系統の需給制御に関する周波数解析の部分の理解を高めるために電力系統の一般的な特性に加えて需要の負荷変動周期に対応する在来発電の出力調整が行なわれるメカニズムを述べた。電力供給に当たっては電力の供給と需要が恒常的に一致しないといけないことが特徴であり、太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーは気候などの影響で変動し、系統全体における需給のギャップを引き起こす場合がある。そのギャップを埋めるために在来の電源による出力調整がガバナフリー (GF)、負荷周波数制御 (LFC)、経済負荷配分制御 (EDC) により制御される。その制御に関する詳細な仕組みは付録に示す。

第3章では、電力市場における短期の調整方法として需給バランス管理に関する情報を紹介した。電力系統における需給管理の目的として調整力確保の必要性を述べた。具体的には、TSOによる電力市場(調整力市場)の設計や運用に関して説明し、調整力の確保から運用の仕組みに関してまとめ、各々の国や地域で行なわれている調整力の分類を、2章で説明した負荷変動周期に対応する制御メカニズムの観点から整理した。また、調整力確保や運用の方法に関しては地域や国によって異なる部分があるため、付録に追記として諸外国の調整力確保や運用に関する内容を紹介し、日本における調整力市場の運用の現状と将来の見込みに関する内容についても詳述した。特に近年、電力自由化が進む中でより多くの市場参加者が参入し、系統における送電線潮流の流れが複雑になる恐れがある。そのため、電力需給調整を満たしつつ、送電や配電ネットワークにおける電力潮流も一体的に管理することが一層重要になると考えられる。そこで、第4章では電力市場の経済理論を基にした送電線混雑管理の手法に関して紹介し、説明を簡単にするため簡易的な送電系統として三角形の送電モデルを対象に数値例を示した。

第5章では、風力発電を想定した再生可能エネルギーの大量導入ならびに電力自由化の進展により懸念される重潮流から、電力系統における電力需給管理および送電線の潮流管理問題を調整力市場の観点から検討した。電力自由化の先

進国である欧米で広く採用されている分類にならない、一次、二次、三次からなる調整力市場を想定し、電力需給バランスに加えて送電線混雑を経済的に管理できる手法を提案した。需給インバランスを経済効率的に解消し、再生可能エネルギー電源の普及拡大に適切に対応するために、需給調整市場の設立は非常に重要な課題である。本論文では、三次調整力の調達および運用が市場取引によって行われる電力システムを想定して、三次調整力の適切な運用手法について検討した。その際に、二次調整力の確保を考慮に入れたことから、SR-LMP という新たな定義を行った。また、従来の発送電一貫体制の下では、最終需給調整を行う際に、TSO により各需要家に対して全体の需要に追従することによって、電力供給側が各需要家に対する使用権契約を履行することが一般的で、最終需給調整は発電量の調整のみによらねばならないことであった。しかし、近年、電力自由化とあいまってスマートグリッド技術の要素技術であるデマンドレスポンスについて様々な研究や実証が行なわれ、需要側からのエネルギーマネジメント技術で電力需給に対する柔軟性を与える技術が今後重要になると思われる。そこで、本論文では供給者および需要者の双方について入札曲線の存在を想定して、需給バランス、送電線潮流、二次調整力の3つの制約条件の下で、三次調整力を最適運用する手法を提案した。また、時間軸に沿った動特性解析とネットワーク解析を組み合わせた数値計算により、その有効性を示した。現時点における将来の日本の調整力市場の約定方式として LMP 方式の有効性は議論中である。しかし、将来再生可能エネルギーなどの電源構成の変化から、あるエリア内の局所的な需給偏在や送電線混雑問題が発生された際、本研究の提案方式が調整力運用方式として役立つ部分があることを期待する。また、課題としては調整力確保と一体化された最適な運用方式の検討と広域運用方式における各調整力の細分化に対する影響評価が必要で、より社会コストの低減が期待できる調整力市場の運用に繋がるとと思われる。

今後の課題として、以下のような検討事項が挙げられる。

- 本稿では三次調整力の容量は事前に確保されている想定の下で、その運用手法について検討した。調整力の調達も含めた総合的な検討が必要である。
- 需要調整の動特性モデルは1次遅れのみを簡易的なモデルを想定している。需要の種別等も具体的に想定して詳細なモデル化を進める必要がある。
- 集合化して出力が安定化した再生可能エネルギー電源からも、調整力の拠出が可能であると考えられる。このように、より多様な市場参加者を想定した検討を行う予定である。

謝辞

期待と不安を胸に抱きながら始めた念願の大学院生活が終わるところ、6年半の期間、多くの方々が私を応援してくださいました。

まずは研究と生活のあらゆる面で温かい御指導及び御助言をくださった辻隆男准教授、大山力教授に深く感謝の意を表します。お忙しい中でいつも研究に関してご指導いただき、優しい言葉で私を励ましてくださいました。電力系統に関する知識がなく、何度も挫折しながらも途方に暮れた私に適切な助言と激励を惜しまなかったところ、お二方の先生には本当に感謝の念が堪えません。

JST/CREST プロジェクトとして本研究の成果を国内や国際学会で発表ができるよう、御指導と御支援をくださいました早稲田大学の内田健康教授にも感謝いたします。

修士課程から博士課程まで、長い留學生活に不便なく勉學に集中できるように経済的支援をくださった公益財団法人ヒロセ国際奨學財団の関係者方々に深い感謝の言葉をお伝えします。

研究室生活を始めるころから、お年寄りの後輩である私に心安くいつも研究の面でも生活の面でもご助言を惜しまなかった先輩たち、特に小出明先輩、ありがとうございます。研究を進めるにあたって躓いているところがある時は、いつも討論しながら解決に向けて一緒に考えてくれました。

他国の留學生である私を、疎外することなく仲良くしてくれた研究室の同期と後輩たちも感謝します。おかげさまで楽しくて充実した大学院生活ができました。

秘書の柳田富有子様と赤木悦子様にも深く感謝申し上げます。在學中に物品や書籍購入や学会出張の準備など、困ったときにいつも助けてくださいました。

長い他国の生活で、骨にしみるほど故国が懐かしいとき、隣でいつも元気を出せるように、杯を傾けながら、励ましの言葉をくれた李泰雨兄さんと金俊燮君にも忘れずに感謝の言葉を伝えたいです。

最後に、大学院生活を終えるまでの長い間、わがままな私を笑顔で応援してくれ、支えてくださった両親と弟に深く感謝いたします。

2018年3月6日

裴 香烈

付録 A. 需給・周波数制御のメカニズム [15][16]

負荷変動は様々な周期成分を含み常に変化する。需要側で消費される負荷と同量が発電される必要があるため、需要と供給のバランスの維持は周波数制御によって実現され、負荷の変動周期に応じて異なる制御の組み合わせが適応される。つまり、負荷変動の周期により異なる制御分担がされることを意味する。図 A.1 に示すとおり、①ガバナーフリ制御 (GF:Governor Free) ②負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control) そして③経済負荷制御 (EDC :Economic Load Dispatching Control) 方式に分かれる。本章では、その制御方式の特徴を整理する。

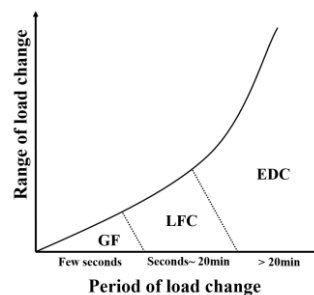


図 A.1.負荷変動周期による制御領域

Figure A.1.period of load change and appropriate control

電力系統の周波数は下記の図 A.2 に示すとおり、発電機の機械入力 P_m と電気出力 P_e の差と周波数の関係に基づくフィードバック制御である。

表 A.1.需給の差による周波数変動の関係

table A.1. the difference of supply and demand & the variable of frequency

Relationship between mechanical input and electrical output	Acceleration of rotor df/dt	Variation in frequency f
$P_m > P_e$ (Over supply)	+(acceleration)	Upward
$P_m = P_e$ (Balanced states)	0 (Constant)	Constant
$P_m < P_e$ (Over demand)	-(deceleration)	Downward

(出典：電力系統工学[16])

発電機の機械入力と電気出力とのインバランスは発電機の回転力 (運動エネルギー) を放出あるいは吸収することにより賄われる。その特性が式(A.1)で示すとおり微分方程式となる。

$$P_m = P_e + M \frac{df}{dt} \quad (A.1)$$

ここで、

P_m :各発電機の機械的入力または、回転力[N・m]

P_e :各発電機の電气的出力、

負荷に消費される P_l と送配電系統の損失の和[MW]

M : 慣性定数、回転体の慣性モーメント[sec]

f : 系統の周波数[Hz]

上式(A.1)から P_m と P_e のバランスが取れない限り、系統周波数はいつまでも変化し続けるため P_m を P_e に一致させるようなガバナフリー制御が必要となる。

発電機のガバナフリー制御は図 A.2 に示すとおりガバナという発電機の調速機が発電機末端から検出された周波数 f と基準周波数 f_0 との比較に対して発電機が自動的に出力を数分以下の時間内に調整するローカルな制御を行う。その一連の動作を数式で表現すると次式(A.2)のようになる。

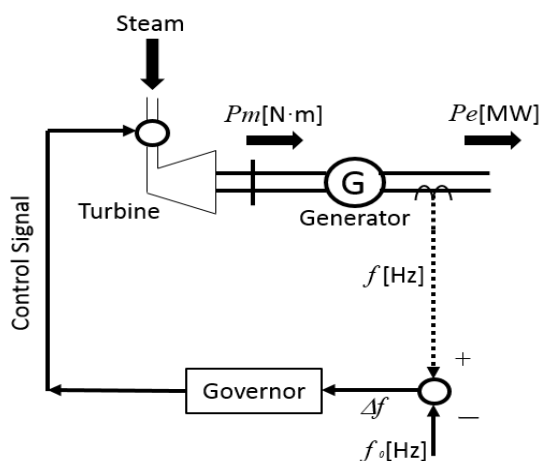


図 A.2.ガバナフリー制御の概念

FigureA.2. the concept of governor free control

$$\Delta P_m = -\frac{1}{r} \Delta f \tag{A.2}$$

ここで、

ΔP_m :回転力の変化量[N.m]

Δf :基準周波数からの偏差 ($f - f_0$)

r :基準周波数からの偏差 ($f - f_0$)

式(A.1)の変化分を取り出すと次式として表現できる。

$$\Delta P_m = \Delta P_e + M \frac{df}{dt} \quad (\text{A.3})$$

ここに式(A.2)を代入することで、

$$M \frac{df}{dt} = -\frac{1}{r} \Delta f - \Delta P_e \quad (\text{A.4})$$

になる。これを解くと、

$$-\frac{1}{r} \Delta f - \Delta P_e = C e^{-\frac{t}{rM}} \quad (\text{A.5})$$

となる。ここで、 $t \rightarrow \infty$ の時、

$$\Delta P_e = -\frac{1}{r} \Delta f (= \Delta P_m) \quad (\text{A.6})$$

となる。

ΔP_m と ΔP_e が等しくなるとところで、周波数変化が一定になることである。ただし、その偏差は

$$\Delta f = \frac{\Delta P_e}{-\frac{1}{r}} \cong \frac{\Delta P_L}{-\frac{1}{r}} \quad (\text{A.7})$$

として残ることが分かる。

ガバナフリー制御によって発生した周波数の偏差を 0 にするための制御はスピードチェンジャーという機器の制御によって行なわれる。その制御の特性は次式(A.8)に従う。式(A.2)より P_m を制御するための変数 ΔP_{ref} が増え、自由度の面で増したことを意味する。

$$\Delta P_m = \Delta P_{ref} - \frac{1}{r} \Delta f \quad (\text{A.8})$$

ここで、

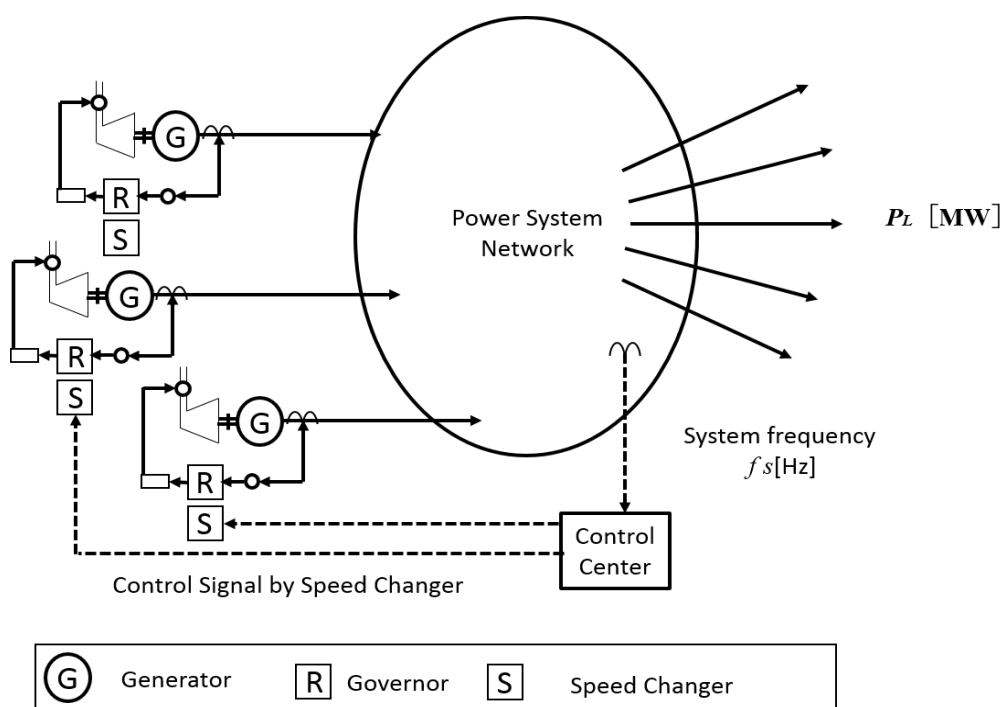
ΔP_{ref} : スピードチェンジャーによる制御量[MW]

$\frac{1}{r} \Delta f$: 调速機による効果[Hz]

ΔP_{ref} は下式(A.9)のように積分制御として働き、調整されることである。

$$\Delta P_{ref} = -K_I \int \Delta f dt \quad (A.9)$$

これにより式(A.7)における $\Delta f=0$ になるまで、すなわち、 $\Delta P_{ref}=\Delta P_L$ と成るまで P_{ref} が自動的に制御されることになる。これを負荷周波数制御 (LFC) と呼ぶことで、下図 A.3 のような仕組みになる。定周波数制御方式 (FFC : Flat Frequency Control) ともいわれる。



出典：電力系統工学をもとに作成

図 A.3. LFC 制御 (FFC) のイメージ

Figure A.3. loop of LFC control (FFC)

一方、複数の地域における電力系統が連系した場合、地域間を結ぶ連系線を通して電力をやり取りすることで周波数制御・系統運用ができる系統連系の LFC 制御の例もある。TBC (Tie Line Bias Control) と呼ばれるこの制御は「定常時における電力系統の周波数および連系線の潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量などを検出し、発電機の出力を制御」と定義される[15]。二地域連系システムの LFC 仕組みで、図 A.4 の各地域システム内の発電機群が常に同期を保ちつつ運転することを仮定すれば、二地域連系システムは 2 台の等価発電機が連系線で接続された電力システムとして扱えることになる。これらの等価発電機の需給バランスは次式(A.10)によって表現される。

$$\left. \begin{aligned} M_A \frac{d\Delta f_A}{dt} &= \Delta P_{mA} - \Delta P_{eA} \\ M_B \frac{d\Delta f_B}{dt} &= \Delta P_{mB} - \Delta P_{eB} \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.10})$$

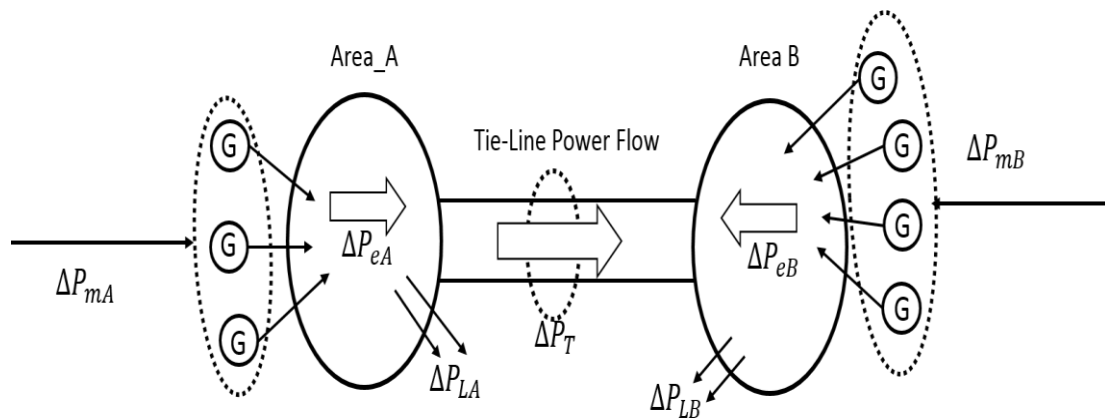
ここで、

M_A, M_B : 地域における等価発電機の慣性定数の総和[sec]

$\Delta P_{mA}, \Delta P_{mB}$: 地域における回転力の変動量の総和[N・m]

$\Delta P_{eA}, \Delta P_{eB}$: 地域における電気出力の変化量の総和[W]

$\Delta f_A, \Delta f_B$: 地域における基準周波数からの偏差の総和[Hz]



出典：電力系統工学をもとに作成

図 A.4. 二地域における系統連系システム

Figure.A.4. regional interconnection system

その等価発電機の回転力の変動量は、次式(A.11)のように示す。

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{mA} &= \Delta P_{refA} - \frac{1}{r_A} \Delta f_A \\ \Delta P_{mB} &= \Delta P_{refB} - \frac{1}{r_B} \Delta f_B \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.11})$$

ここで、

$\Delta P_{refA}, \Delta P_{refB}$: 地域におけるスピードチェンジャーによる回転力の総和[W]

$\frac{1}{r_A}, \frac{1}{r_B}$: 地域内の全発電機の调速機の動作

また、各発電機の電気出力の変化 ($\Delta P_{eA}, \Delta P_{eB}$) は、各地域における総負荷の変化量と連系線の潮流変化量 (ΔP) を用いて次式のように表現できる。

$$\begin{cases} \Delta P_{eA} = \Delta P_{LAC} + D_A \Delta f_A + \Delta P_t \\ \Delta P_{eB} = \Delta P_{LBC} + D_B \Delta f_B + \Delta P_t \end{cases} \quad (\text{A.12})$$

ただし、送電系統の損失は無視できると仮定する。

ここで、

- $\Delta P_{LAC}, \Delta P_{LBC}$: 地域で発生する総負荷の変化量[W]
(周波数変化に依存しない成分)
- $D_A \Delta f_A, D_B \Delta f_B$: 周波数に依存する負荷成分の総合計[W]
- D_A, D_B : 負荷の周波数特性を表す成分[W/Hz]
- ΔP_t : 連系線に流れる潮流の変化
(各地域によって符号が異なる) [W]

また、母線の電圧位相角を時間微分した量はその母線で計測された周波数に相当する。したがって、図 A.4 の各地域システムを一つの母線とみなすと潮流変化量 (ΔP_t) は、次(A.13)のように表せる。

$$\frac{d\Delta P_t}{dt} = T(\Delta f_A - \Delta f_B) \quad (\text{A.13})$$

ここで、

T : 同期化力係数[W/Hz]

以上の式(A.10)から(A.13)までを整理すると二地域連系システムの周波数および連系線潮流は、次の微分方程式にしたがって表現することができる。

$$\left. \begin{aligned} M_A \frac{d\Delta f_A}{dt} &= \Delta P_{refA} - K_A \Delta f_A - \Delta P_t - \Delta P_{LAC} \\ M_B \frac{d\Delta f_B}{dt} &= \Delta P_{refB} - K_B \Delta f_B - \Delta P_t - \Delta P_{LBC} \\ \frac{d\Delta P_t}{dt} &= T(\Delta f_A - \Delta f_B) \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.14})$$

ここで、

$K_A = \frac{1}{r_A} + D_A, K_B = \frac{1}{r_B} + D_B$ である。

K_A と K_B は各地域システムの電力周波数特性定数または系統定数と定義され、

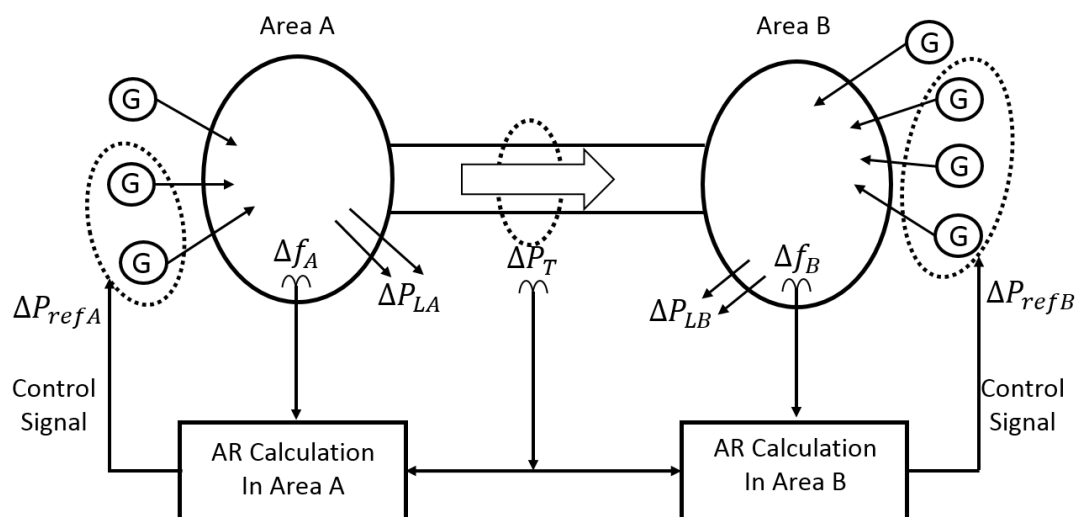
一般的に 1.0[%MW/0.1Hz]程度⁷の値をとるといわれている。例えば、地域系統 A において負荷がステップ状に ΔP_{LAC} だけ増加し、地域系統 B では負荷変動が生じなかった時、負荷変動が発生した直後の過渡現象が発生し、周波数と連系線の潮流および回転力がシステムに固有周期に動揺する。ここで、LFC が機能しないと式(A.14)において負荷の周波数特性（第 1 項と 2 項）によって減衰し、ある一定の値に収束する。そこで式(A.15)に示すとおり周波数偏差と連系線の潮流変化から各地域で発生した負荷変化量を間接的に推定することで、周波数の偏差を 0 Hz に保ちつつ各地域を跨ぐ連系線の潮流の合計が 0 MW になるよう制御が行なわれる。これは負荷の変動量がリアルタイムで実測することが困難であるため図 A.5 に示すとおり、周波数変動や連系線潮流変動を計測し、この地域内の負荷変動を等価的に算出することに等しい[15]。

$$\left. \begin{aligned} AR_A &= -\Delta P_t - K_A \Delta f_A \\ AR_B &= \Delta P_t - K_B \Delta f_B \end{aligned} \right\} \quad (A.14)$$

ここで、

AR_A, AR_B : 地域要求力

地域要求力は、各系統において発生する負荷変化量の推定値であり、アメリカでは ACE (Area Control Error) とも呼ばれている。



出典：電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデルをもとに作成

図 A.5. LFC (TBC) 制御による需給周波数制御の概念

Figure.A.5. outline of supply and demand control in regional interconnection system by LFC (TBC)

⁷ 周波数が 0.1Hz 変化すると約 1.0%のシステム容量[MW]が変化する[16]

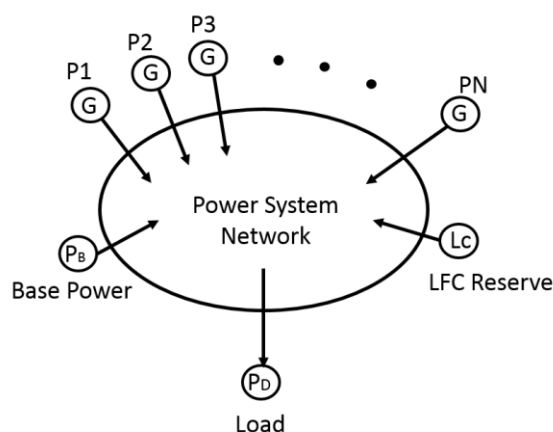
続いて需要変動において 20 分程度の周期以上での変動幅が大きいことから需要を予測して行ない、経済性を考慮した各発電機の発電分担量を経済負荷配分 ELD (Economical Load Dispatching) あるいは EDC (Economic Load Dispatching Control) という方式に関して整理する。EDC は複数の発電所で電力需要を賄う場合、全体の燃料コストをもっとも安くするため各発電機にどのように電力出力を配分すればよいかを定めることができる。そのため、各発電機の出力を分担する発電計画法である。

つまり、発電機が経済的に効率よく運転させることで、翌日もしくは当日予測需要に応じて適切な発電機の運転や停止状態を計画する。すなわち時刻ごとに燃料コストを最小にすることから総燃料コストの最小化が実現されることになる。

図 A.6 にしめすとおり発電機から構成される電力システムを想定し負荷需要を P_D 、計画された各発電機出力を $P_1, P_2, P_3, \dots, P_N$ とする。その時、各発電機の燃料費用を $F_1(P_1), F_2(P_2), \dots, F_M(P_N)$ とし、LFC 容量として短時間における需要予測値、たとえば 5 分、を L_C とする。またベース電源などの出力の計画値を P_B とする。

最も経済的な出力配分を求めるための問題として次式のように表せる。

$$P_D = P_1 + P_2 + \dots + P_N + L_C + P_B \quad (\text{A.15})$$



出典：電力系統工学をもとに作成

図 A.6. 電力系統システムのモデル

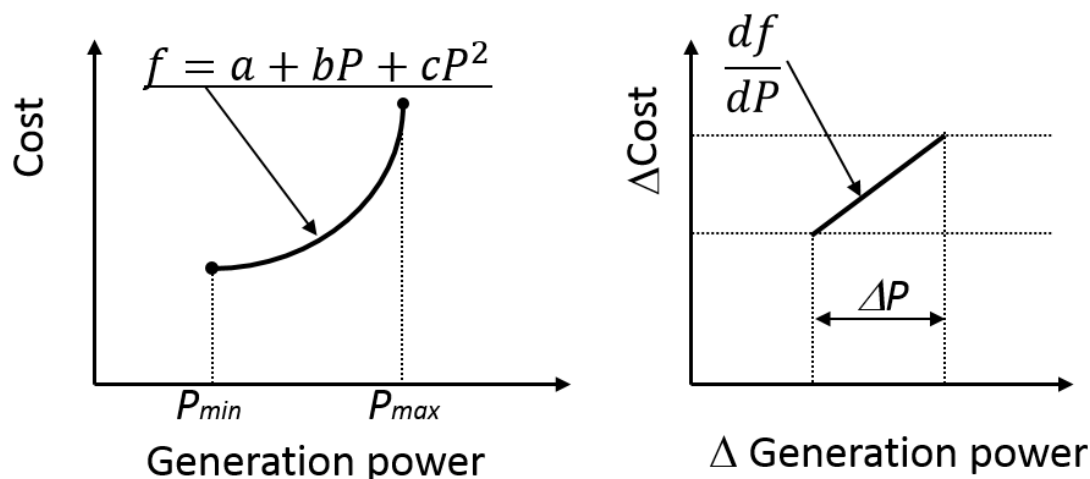
Figure.A.6. power system model

上式(A.15)の需給バランス条件をもとに、総燃料費用

$$f = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) + \dots + F_M(P_N) \quad (\text{A.16})$$

を最小化するような各発電機出力を求める最適化問題になる。EDC の標準モデルにおける最適化手法として最も多く用いられる等λ法を採用し、本章では需給平衡の制約条件とした等λ法による最適化手法を解説する。

火力発電機の場合は一般的に燃料費特性を図 A.6 と式(A.17)に示すような二次関数で表せる。



出典：電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデルをもとに作成

図 A.7. 発電機の運用における燃料費用特性と限界費用曲線

Figure.A.7. fuel cost characteristics and incremental fuel cost characteristics of thermal power generators

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (\text{A.17})$$

ここで、

- $F_i(P_i)$: 燃料費関数
- P_i : 発電機の電氣的出力[MW]
- a_i, b_i, c_i : 燃料費特性係数

式(A.15)を等式制約条件、式(A.16)を目的関数、 P_1, P_2, \dots, P_N を決定変数とすると、この問題は等式制約付非線形計画問題という形になり、ラグランジュの未定乗数方によって求められる。その一般的な形を次式のように表現できる。

$$\begin{array}{ll}
 \text{Objective Function} & f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \\
 \text{Subject to} & g_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = 0 \\
 & g_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = 0 \\
 & g_3(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = 0 \\
 \text{Decision variables} & x_1, x_2, x_3, \dots, x_n
 \end{array} \quad (\text{A.18})$$

式(A.18)として表せる原問題を新たに変数 $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ (ラグランジュ乗数と呼ぶ)を導入し, 次式のように制約条件がない問題に変換できる。

$$\begin{aligned} \text{Objective Function} & L(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3) \\ \text{Decision Variables} & x_1, x_2, x_3, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \end{aligned} \quad (\text{A.19})$$

ここで λ はラグランジュ関数と呼ばれており, 次式のように定義できる。

$$\begin{aligned} L(x_1, x_2, \dots, x_n, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3) = & f(x_1, x_2, \dots, x_n) + \lambda_1 g_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ & + \lambda_2 g_2(x_1, x_2, \dots, x_n) + \lambda_3 g_3(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (\text{A.20})$$

原問題の式(A.18)において最適解であるための必要条件は変換問題の式(A.19)において等価な式であることが知られている。したがって, ある $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ が原問題の式(A.18)の最適化であるための必要条件は, 単純に

$$\frac{dL}{dx_1} = 0, \dots, \frac{dL}{dx_n} = 0, \frac{dL}{d\lambda_1} = 0, \frac{dL}{d\lambda_2} = 0, \frac{dL}{d\lambda_3} = 0 \quad (\text{A.21})$$

として与えられる。

この方法を経済負荷配分 (EDC) 問題に適用することでラグランジュ関数は次式のように定義する。

$$L = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) + \lambda(P_D - L_C - P_B \sum_{i=1}^N P_i) \quad (\text{A.22})$$

最適解である必要条件是 $N+1$ 個の決定変数 (各発電機出力とラグランジュ乗数) に対する式(A.22)の一階微分が 0 になることである。すなわち, 次式(A.23)を満たすような, 決定変数 (P_1, P_2, \dots, P_N) が見出されれば, 最適解である。

$$\frac{dL}{dP_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, N) \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{dL}{d\lambda} = \left(P_D - L_C - P_B - \sum_{i=1}^N P_i \right) = 0 \quad (\text{A.24})$$

ここで, 需給一致の条件, 式(A.24)を満たしつつ, 次式を満足するような解として求めることができる。

$$\lambda = \frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \dots = \frac{dF_N}{dP_N} \quad (\text{A.25})$$

ここで、 dF/dP は、現在の発電機出力を微少量増加させた時に、燃料費がどの程度増加するかを示したものであり、増分燃料費と呼ぶ。式(A.25)は、この増分燃料費が全ての発電機において等しい時、もっとも経済的な出力配分を実現できることを意味している。

付録 B. 諸外国の調整力調達と運用方法[23][24]

一般送配電事業者として周波数制御及び需給調整などを実施する際に必要とする調整力における各地域間値差がある中、広域的に調整力を調達・運用していくことによってより安価に電力系統運用が達成できると期待できる。また、広域的に運用することでインバランスの相殺により制御量の低減が導く可能性がある。その結果として無駄な社会コストの低下に繋がると考えられる。

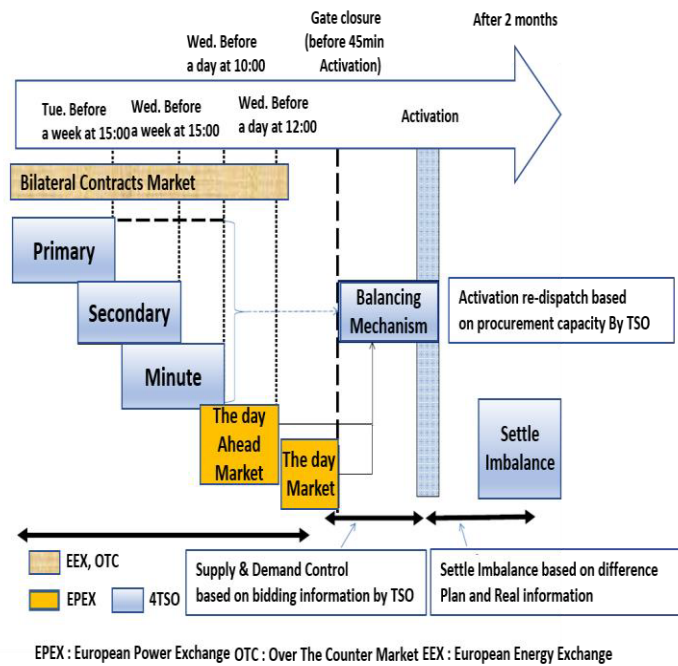
まず、調整力の機能は大きく3種類に分けられることが世界の主流であるが、各地域や国によって、その仕組みが多かれ少なかれ異なるところがある。そこで下記のとおり諸外国における調整力確保の仕組みやリアルタイム市場の制度と運用に関する情報を紹介し、日本における広域的調整力の調達運用方法の検討に関する情報を述べる。

付録 B.1. ドイツにおける調整力取引による需給調整

ドイツで行なわれる電力の取引方式の特徴としては4つの系統運用者(TSO⁸)により協調的に運用されることである。実運用の45分前まで電力市場に設けられた当日市場を通して前日計画値との需給不均衡を解消する。ゲートクローズ後には前日市場の以前に系統運用者が確保した需給調整力を用いて最終的に需給バランスを保つようにする。予備力の確保方法の選択はEU加盟国の自由に委ねられていることではあるが、その中でドイツは、予備力容量入札が、前日取引所での取引が始まる前に行われる。ほかの国と比べてかなり事前契約を行って予備力の確保を重視している国である。理論的にはおおむね系統システムは安定性を重視して利用されていることになるが、その分だけコストも上昇する特徴がある[49]。TSOが必要と判断する水準の予備力容量入札の落札は、前日取引所での取引が始まる前に行われ、調整電力の落札は、電力調整をする直前に行われる。

ドイツにおける電力取引の流れと需給調整の位置づけは下記の図 B.1 の通りである。ドイツでは発電設備を持ってない系統運用者が市場を通して需給調整能力を確保する。その技術的要件は下の図 B.2 と表 B.1 に示すとおり時間応答の違いによって、一次調整力、二次調整力、三次調整力に区分される。

⁸ ドイツ全国に4社ある送電会社（Amprion社、50Hertz社、TenneT TSO社、TransnetBW社）各管轄地域の送電設備を所有・運用している。



出典：ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題を基に作成

図 B.1. ドイツにおける電力市場の取引のタイムライン

Figure.B.1. timeline of electricity power trading in Germany

表 B.1. ドイツの調整力容量の特徴と要件

table. B.1. the requirements of regulating capacity in Germany

	特徴	応答及び持続時間
一次調整力 Primary Control Reserve	ガバナフリーにより自動制御	30 秒以内応答, 15 分持続
二次調整力 Secondary Control Reserve	LFC により自動制御に該当 メリットオーダー方式運営	5 分以内応答, 30 秒～15 分持続
三次調整力 Minute Control Reserve	手動制御に該当, メリットオーダー方式運営 発電機異常や再生エネ出力大変差に対応	15 分以内応答, 15 分から時間持続

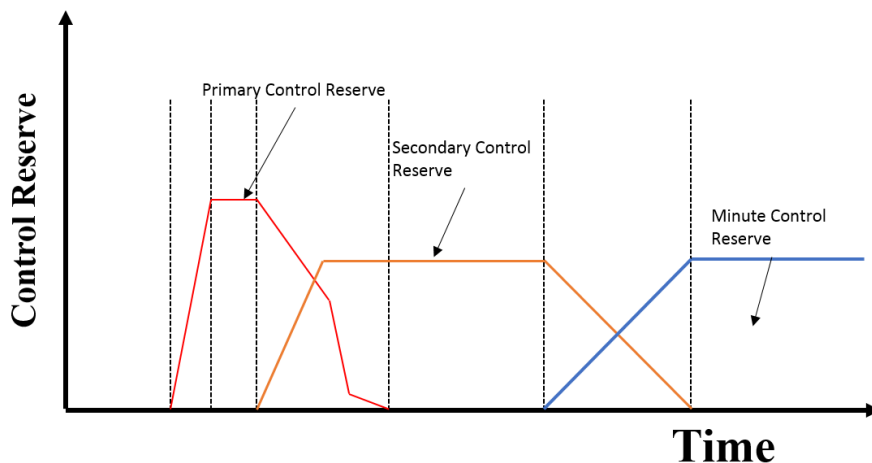


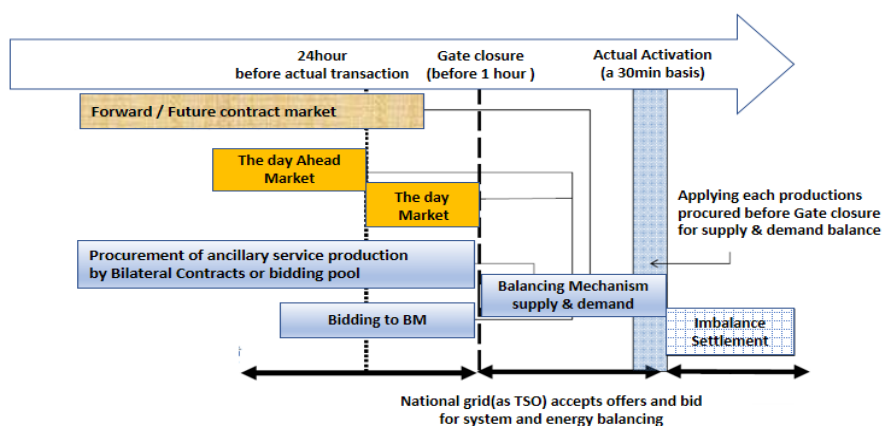
図 B.2. ドイツの調整力（予備力）の詳細定義

Figure. B.2. the classification of regulating capacity in Germany

各調整力の確保方式は図 B.2 に示すように前日市場の以前に一次、二次、三次調整力を確保する方式であり、一次調整力と二次調整力の場合は 1 週間前まで必要とする容量を三次調整力の場合は運用前日の 10 時まで一日分の必要分を確保する仕組みである。また、調整力の運営方式においては一次調整力が自動的に周波数偏差に対応して発動する運転方式であり、30 秒以内に動作し 15 分まで供給できる。二次調整力は周波数偏差が発生したら、必要な調整力をメリットオーダーによって指令が与えられ、発電ユニットに出力が配分される。指令時間後 5 分以内に動作して持続時間は 30 秒から 15 分までである。三次調整力の場合は二次調整力と同じくメリットオーダー方式によって運営される方式であるが、待機予備力のような扱いをすることで発電機の異常、再生可能エネルギー出力の大はずれに対応する。発動指令の後 15 分以内に動作する点と手動で制御される点が特別である。ドイツにおいては調整力の確保における平常時と緊急時の区別はなく同じ予備力を使用する。

付録 B.2. 英国における調整力取引による需給調整

英国では他の欧州大陸と違って地理的な要因から連系が難しく全国単一の系統運用者（National Grid 社）が長期及び短期間の組み合わせで安定的で経済的な需給調整力を確保する集中的な管理が行なわれる。英国の需給調整市場のメカニズムは、balancing mechanism（BM: Balancing Mechanism）という市場の入札に基づく需給調整と系統運用維持に関わるアンシラリーサービスと他のサービスからなる。英国において電力取引の仕組みと時間の流れは図 B.3 の通り、ゲートクローズ後の実運用までの間（1 時間内）に BM を通して調整力確保した入札情報を基に需給計画値との乖離を解消するためアンシラリーサービスが提供される。



出典：ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題を基に作成

図 B.3. 英国における電力市場の取引のタイムライン

Figure.B.3. timeline of electricity power trading in UK

ゲートクローズ後（実運用の 1 時間前）において BM は BMUnit の対象になる発電事業者や小売り事業者が登録した入札市場の情報を基に系統運用者が需給計画をする。その BM に関する契約量は前日市場からゲートクローズ前まで確保されるようになっている。また、アンシラリーサービスについては BM で調達できなかった調整力に該当し、アンシラリーサービス契約を通してゲートクローズ前に相対取引や入札市場を通して調達される。アンシラリーサービスは二種類に大別され、周波数応答サービスと予備力サービスがある。周波数応答サービスは、一次調整力に該当する予備力の概念であり、予備力サービスは、いわゆる三次調整力に該当する。他の国や地域と違って、二次調整力が割り当てられなく、三次調整力が細分化され比較的速いサービスを提供することが特徴である。

1) 周波数応答サービス

平常時において周波数運用制限内に維持するための発電側及び需要側が提供するサービスのことである。周波数応答サービスに関しては、発電側と需要側に提供するサービスのことで、平常時周波数の許容値(50±0.5Hz)を維持するための商品である。一次調整力に該当する予備力を意味する。英国の場合は3種類の周波数応答サービスがあり、各サービスに対する技術要件は応答時間と確保する調整力の容量によって区別する。各周波数応答サービスは、系統運用者である National Grid(英国の TSO)が確保・調達を行う。ただし、確保の方法は様々である。詳細は下記の表 B.2 に整理する。

表 B.2.英国における周波数応答に関するアンシラリーサービスの概要

Table. B.2. the outline of frequency response service for ancillary service in UK

Frequency Reseponse (周波数応答サービス)		
Mandatory Frequency Response(MFR)	Firm Frequency Response(FFR)	Frequency Control by Demand Management
<ul style="list-style-type: none"> 全ての電源対象ガバナ等 自動出力調整, National Grid 強制提供による確保 3~5%ガバナ容量の確保 指令後応答時間による3種類 必要量: 脱落量や系統の環境による(慣性定数や需要側反応) 	<ul style="list-style-type: none"> 既存 MFR プロバイダーや新しいプロバイダーを対象, National Grid 確保(入札市場/月) 発電と需要側の両方供給(場合によっては相対取引もある) 最低 10MW の電力供給可能 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数低下時 自動需要側への供給遮断 Nataional Grid が確保(需要側との交渉に基づく相対取引) 需要側のみ対象 最低 3MW の需要抑制が可能 需給指令の2秒以内に提供 最低 30 分間は需要抑制持続可能
1)Primary response 周波数低下時 10 秒以内応答可能 (少なくとも 20 秒)		
2)Secondary response 周波数低下時 30 秒以内応答可能 (30 分間継続)		
3)High frequency response 周波数上昇時 10 秒以内応答可能, 継続可能		

2) 予備力サービス

予備力サービスは需給インバランスを調整することで系統周波数が調整されることで基準周波数まで回復させるために使われる。予測需要と計画値の誤差、電源の故障などにより発生する需要変動に伴う需給インバランスを抑制するのに活用される。三次調整力に該当する制御予備力である。各サービスを提供する事業者の応答時間と供給持続時間によって下記のように 4 つの種類として細分化されるが、ドイツなどの他の国に比べて、明確に区分するのは難しい特性を持っている。

表 B.3.英国における予備力供給に関するアンシラリーサービス

table. B.3. the outline of reserve service for ancillary service in UK

Reserve Service(予備力確保サービス)			
Fast Reserve	Fast Start	Short Term Operating Reserve (STOR)	BM Start-Up
<ul style="list-style-type: none"> ・発電増加と需要抑制に必要な調整力を提供 ・National Grid が確保 (入札市場/月) ・最低 50MW 発電増加需要抑制 ・指令後 2 分以内提供 ・出力変化率: 25[MW/min]以上 ・供給持続時間: 15 分まで 	<ul style="list-style-type: none"> ・緊急時に迅速に発電機を起動し ・定格出力(MW)の供給 ・NationalGrid 確保 (相対取引) ・指令後応答時間より 2 種類に分離, ・起動後定格出力供給 1) automatic delivery 低周波数時自動的 5 分以内応答 2) manual delivery 指令後 7 分以内起動 	<ul style="list-style-type: none"> ・追加的な有効電力供給 ・発電増加や需要抑制 ・NationalGrid 確保 (相対取引) ・最低 3MW の発電増加と需要抑制 給電指令後 240 分以内 最大出力供給 ・最低 2 時間最大出力持続 稼働後再提供まで時間が 20 時間要 ・最低 3 回/週提供サービス 	<ul style="list-style-type: none"> ・BMU の追加起動時, 当日休止中 BMU 稼働 ・NationalGrid 確保 (相対取引) ・同期状態まで時間短縮のため Hot Standby 状態要

付録 B.3. 米国 PJM における調整力取引による需給調整

米国の PJM⁹では系統運用者であると共にエネルギー市場（前日市場，リアルタイム市場，容量市場）やアンシラリーサービス市場（レギュレーション市場，予備力市場）の市場運営者でもあることが他の国とは異なる特徴である[15]。当日の段階で調整力市場が運用され，発電計画の修正が可能な全電源が対象となっているリアルタイム市場で系統インバランス解消が行なわれる仕組みになっている。その後，周波数制御市場で周波数変動の調整が行なわれる。緊急時に確保される瞬動予備力及び補完予備力を含めた供給確保義務を通して当日の運用可能な供給力を確保する。その後，枠内でリアルタイム市場及び周波数制御市場で需給制御が行なわれる仕組みである。調整力確保においては，ガバナ応答特性の調整力以外は前日市場や当日のリアルタイム市場で確保する。

本節では，PJM 市場の中で主に調整力（予備力）確保により系統信頼度維持の役割を果たすアンシラリーサービス市場に関して整理する。PJM に開設されたアンシラリーサービス市場は周波数調整市場（Regulation Market）と予備力市場（Reserve Market）がある。

■ 付録 B.3.1. 周波数調整予備力市場（Frequency Regulation Market）

周波数調整市場は系統運用者が市場原理により系統の信頼度を維持するため，必要とする予備力を確保する市場を言う。予備力市場では一日前市場と違って予備力市場の価格を決定する際 PJM から予測した需要量を基にする。PJM は需要逼迫の時間帯によって周波数調整に必要とする予備力の要求量が異なる。

- 軽負荷時間帯（00:00～05:00）：当日最低負荷の 0.7%
- 重負荷時間帯（05:00～23:00）：当日最大負荷の 0.7%

また，予備力要求量が指令後 10 分以内に応答できるように運転中または休止中の資源を確保する必要がある。周波数調整予備力の確保において供給側の確保もある一方，需要側も同じく確保することも可能である。ただし，需要側の方は全体周波数調整及び瞬動予備力の 25%を超えない範囲である。

⁹ 米国北東部 13 州およびワシントン DC を制御エリアとする地域

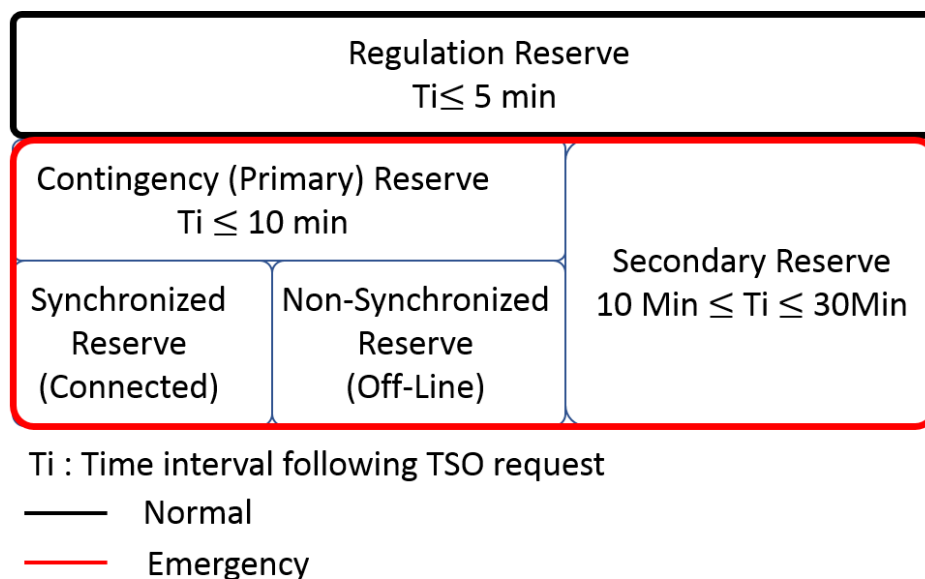


図 B.4.米国 PJM の調整力の種類の位置づけ

Figure B.4. classification of regulation capacity in PJM

■ 付録 B.3.2.予備力市場 (Reserve Market)

予測された需要を超えた場合に電力需給を維持することを目的に運営される。予備力は系統に接続された発電機及び負荷を対象に応答時間によって区別される。

- 運転予備力 (Synchronous Reserve) :10 分以内に応答義務 (系統接続対象)
- 待機予備力 (Non Synchronous Reserve) :10 分以内に応答義務 (休止対象)

運転予備力は従来の発電機が故障した場合、活用可能な非常時の対策資源であり、待機予備力は運転予備力が使い切った場合を備えた予備力とする。PJM では運転予備力をまた一次と二次運転予備力として区分して運営している。一次運転予備力の必要量が確保されなかった場合、二次運転予備力が足りない分を補い確保する。それから PJM は送電制約の問題があるため 20 区域の制御地域を二つに区分して予備力を別途に運営する (図 B.5)。PJM の東南部系統 (Mid-Atlantic Dominion(MAD)) と西部地域に分けて予備力が確保される。

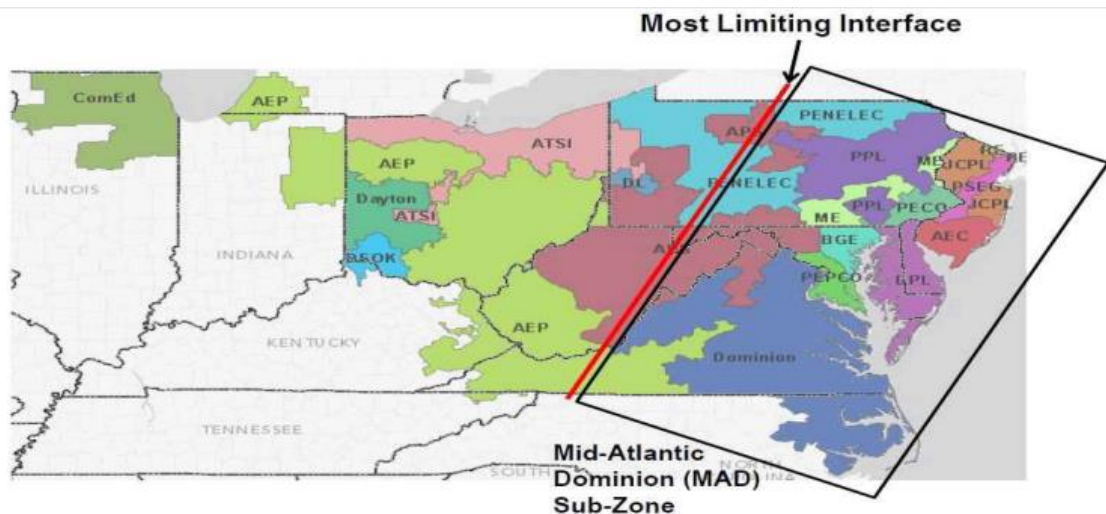


図 B.5. 米国 PJM の地域の制御地域の区分

Figure B.5. classification of applying zone on regulation capacity in PJM, RFC & MAD

- PJM 西部 : RFC (Reliability First Coordination) 基準と地域内の最大発電機容量の 150%の内大きい値にする。2014 年基準約 2,000MW 程度である。
- PJM 東南部 (MAD) 地域:最大発電機容量の 150%が確保量で,通常 1,700MW 程度である。

予備力市場の価格は 5 分ごとに計算して eDATA を通して公表される。ASO (Ancillary Service Optimization) により毎時間必要量が計算され,30 分前に公表され,リアルタイム安全制約経済給電システム (Real Time SCED) が 5 分に割り当てて計算する。

表 B.4.米国 PJM におけるアンシラリーサービスの予備力の概要

table. B.4 the outline of Reserve service for ancillary service in PJM

	ガバナ応答	Regulation Reserve (周波数制御用予備力)	Contingency Reserve/Primary Reserve (事故時一次予備力)		Supplemental Reserve/ Secondary Reserve (事故時二次予備力)
			Synchronized Reserve /Spinning Reserve	Non-synchronized Reserve/Quick-start Reserve	
調整力 特性	周波数変動に自動応答	周波数調整のための調整力。 指令後 5 分内出力。 PJM から AGC シグナルに従う。	同期発電機による 10 分以内で出力調整	非同期発電機による 10 分以内で出力調整能力 (揚水等)	指令後 10~30 分での 出力調整能力
調整力 必要量	負荷応答を含めた周波 数応答力義務 (240MW/0.1Hz)	Maximum Peak0.7% (5:00~23:59) Minimum peak0.7% (24:00~4:59)	RFC 地域 135 万 kW Mid Atlantic 地域 130 万 kW	Synchronized Reserve とあわせて RTO 全体で 200 万 kW Mid Atlantic 地域 170 万 kW	一次予備力とあわせて 地域の 12 時のピーク 負荷を予測量 x6.91% 2013 年度, 42.7 万 kW
確保 期間 単位	発電業者義務	前日 18:00 までに入札, 当日 60 分前までに計算, 30 分前 までに公開(100kW)	前日 12 時に入札 当日 60 分までに計算 30 分前までに公開(100kW)		前日 12 時に入札締切 (100kW)

付録 B.4. 日本における調整力市場の現在と将来[24]

日本では電力広域運営推進機関 (OCCTO: Organization for Cross-Regional Coordination of Transmission Operators) が電源の広域的な運営を活用するために必要とする送電システムの整備を推進しつつ、全国単一に平常時と緊急時における需給調整機能を強化する目的で 2015 年 4 月に設立された。主に需給計画、系統整備、周波数調整などの送電インフラの増強や地域を越えた全国単位の系統運用の方策を図っている。平常時においては各地域の送配電事業に対する需給バランス、周波数調整に関係し、広域的な運用の調整を行う。また、非常時災害などによる需給逼迫時にも電力融通を指令することで需給調整を行い、新電力の市場参入などの際に中立性を確保するための管理も関係する。

今後 2020 年度を目途に柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる需給調整市場を創設するため、実際市場運営を見込んだ広域機関の課題に関してより詳細に検討しつつ参入要件や市場監視機能の方法も検討している。2016 年度から調整力公募による調達が試行され、新たなライセンスの導入による一般送配電事業者が電力供給系統における周波数制御や需給バランス調整を行うことできた。さらに、調整力の確保において周波数制御機能の有無による詳細な分離 (電源 I-電源 I-b) が行なわれた。その一方、電源 II, 電源 III は小売り電気事業者が供給確保義務による計画で同時同量を確保するための供給力である。

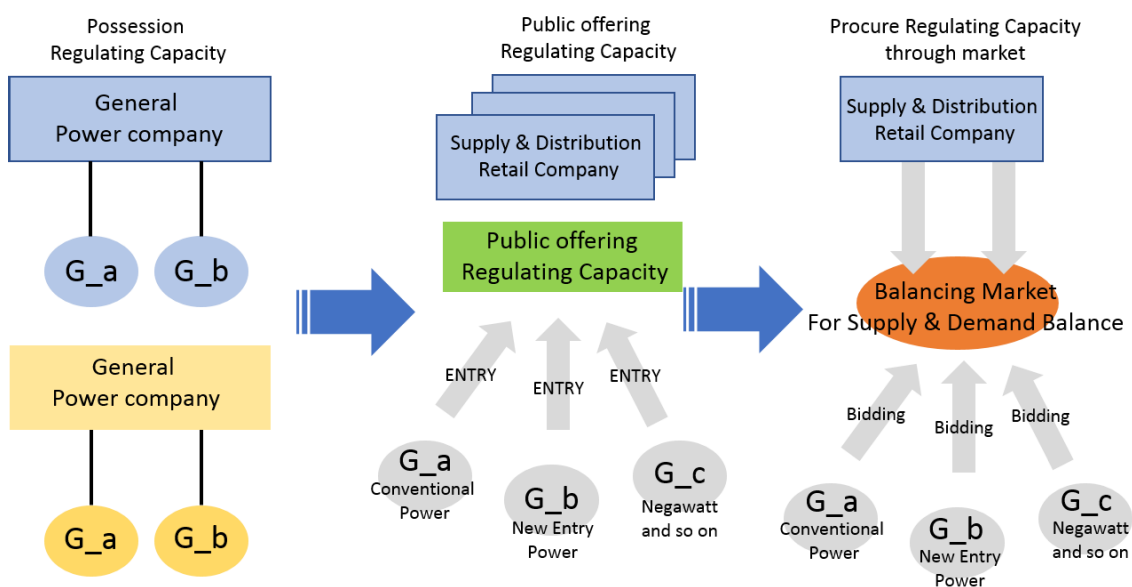


図 B.6.公募による調整力の調達のイメージ

Figure B.6. the image of procurement in regulating capacity through public offering in Japan

表 B.5.調整力の区別と詳細定義

table B.5 Requirements and subdivision in regulating capacity in Japan

出典：第 21 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 3

	一次・二次調整力(GF・LFC)*		二次調整力 (EDC-H)	三次調整力 (EDC-L)	三次調整力 (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線**	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム 等も可
発電までの 応答時間	10 秒以内	240 秒以内	5 分以内	15 分以内	1 時間以内
継続時間***	240 秒以上	15 分以上	7~11 時間以上	7~11 時間以上	3 時間程度
応札対象設備	発電機 蓄電池・DR 等	発電機 蓄電池・DR 等	発電機 蓄電池・DR 等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰 等
商品区分	上げ/下げ****	上げ/下げ****	上げ/下げ****	上げ/下げ****	上げ/下げ****

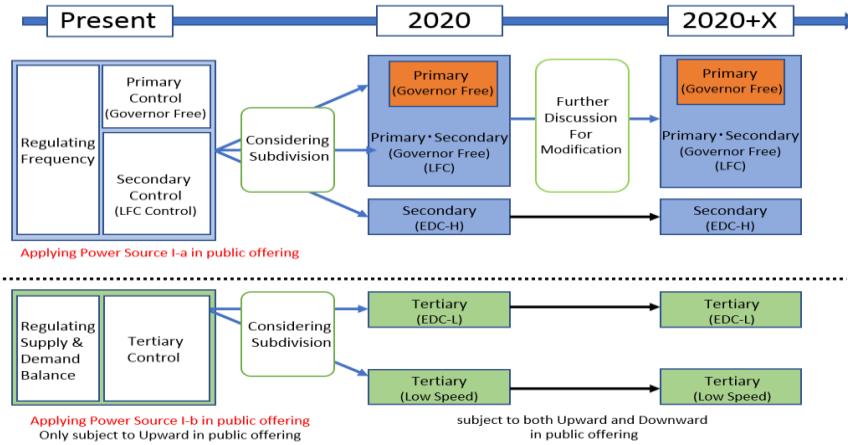
*:一次・二次(GF・LFC)の細分化については参入状況を考慮して検討

**：求められるセキュリティ水準も含めて今後更なる検討が必要

***：最大値または指令値を継続して出力し続ける時間

****：現状の運用においては BG 計画の中で下げ側の調整幅は十分あり, 送配電事前確保の必要性は少ない・

今後の展開としては、表 B.5 に示すとおり一次・二次調整力、二次調整力、三次調整力の細分化による商品を基本にした上で、現行の中給システムと連系線運用における従来の一次、二次、三次調整力をさらに細分化し、広域調達・運用を目指す方向を基本として検討している。その際欧米とは異なる日本の連系線構成の特徴、小さい系統容量による必要な制御速度、また広域運用のための情報インフラなどの整備を留意しつつ、三次調整力から順に市場化の拡大を行なっている状況である。その際 DR などの新規参入者の参入も円滑になるように考えつつ、広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を検討している。



出典：第 21 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 3

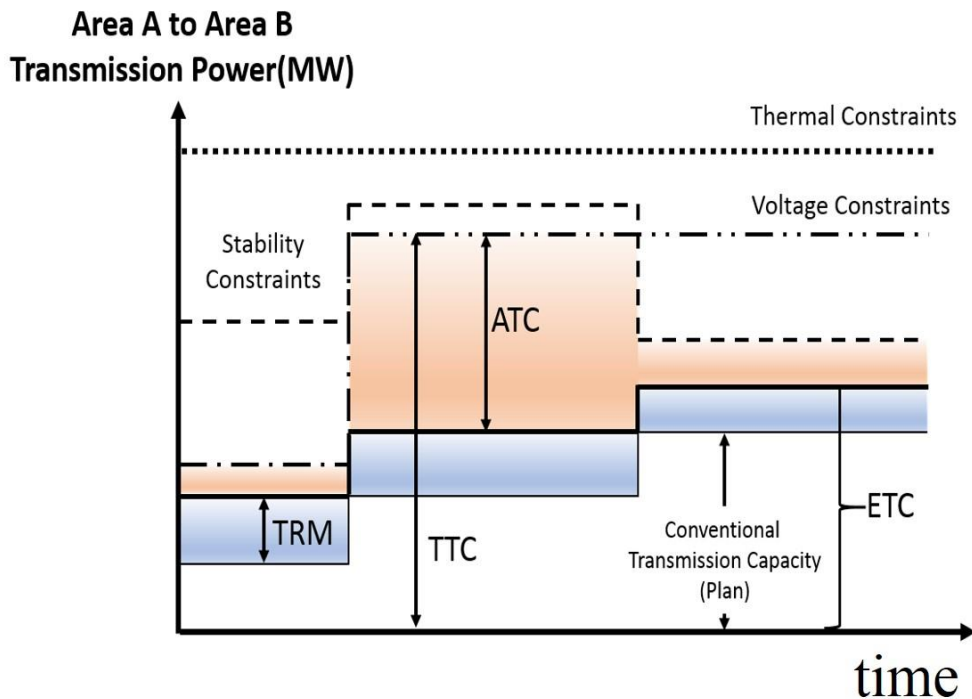
図 B.7. 2020 年以降の日本の調整力市場に対する見込み

Figure B.7. the direction of broadening transmission systems and regulating power in 2020 in Japan

付録 C. 系統の混雑管理における送電可能容量

送電線には運用可能容量があり、その容量を超えないように調整する必要がある。つまり、電力系統に接続した電源は送電線を介して遠く離れた需要家に対して、いくらでも電力を送ることができるわけではない[28]。したがって、送電系統を利用して電力取引を行う事業者に対し、あらかじめ主要送電ルート追加的な利用可能量（追加可能送電能力）を提示する事は、送電系統の公平な利用の観点から、また電力系統の安定運用の面でも重要である。この追加可能送電能力を送電可能容量といい、欧米では ATC（米国では Available Transfer Capability、欧州では Available Transfer Capacity）と呼ばれている。なお、日本では電力系統利用協議会（ESCJ）のルールとして、空き容量と呼ばれている。北米信頼度協議会（NERC：North American Electric Reliability Council）は、ATCの算定に関する技術的な面からの基本指針を提示していた。図 C.1 には、この NERC が考える ATC の概念を示し、その算定式は式(C.1)の通りである。

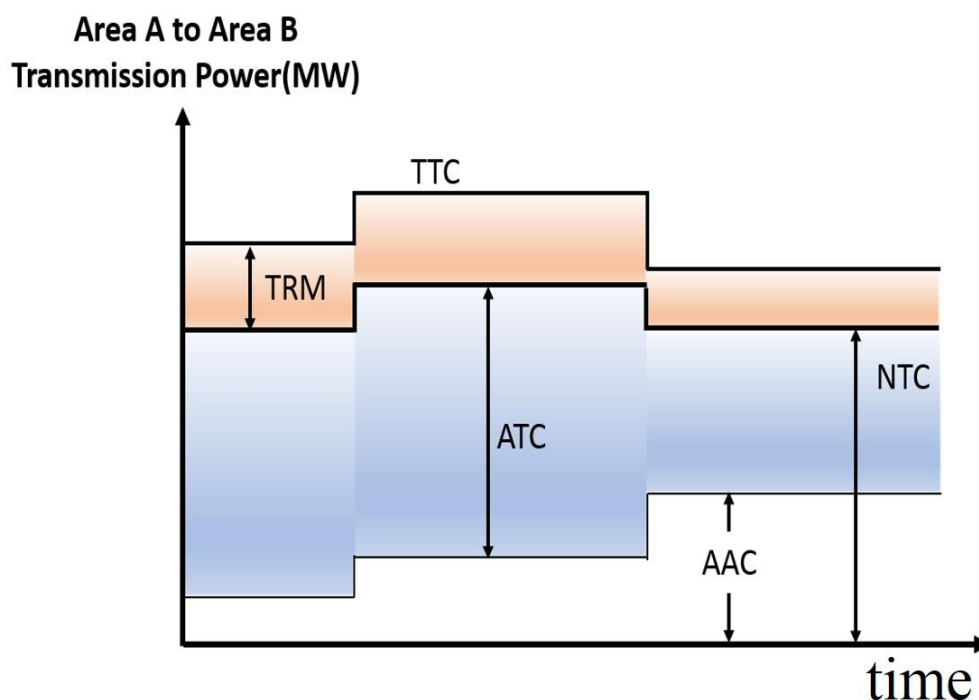
$$ATC = TTC - ETC \tag{C.1}$$



出典：電力自由化と系統技術をもとに作成

図 C.1.NERC による ATC の概念

Figure C.1. the concept of ATC by NERC



AAC : Already Allocated Capacity, ATC : Available Transmission Capacity, NTC : Net Transmission Capacity,

TTC : Total Transmission Capacity (出典：電力自由化と系統技術をもとに作成)

図 C.2. 欧州における ATC の概念

Figure C.2. the concept of ATC by europe

TTC (Total Transfer Capability) は、ある時点での系統構成や需給状態などの様々な条件で決まる各種技術的な制約(熱容量, 電圧制約, 安定度制約)の限界値の中で最小値として表される最大送電可能電力である。ETC (Existing Transmission Commitments) は、既存送電分や信頼度確保のための送電マージン (Transmission Reliability Margin) を含んだ計画分である。米国では、地域間連系線の構成が複雑であるため、個別送電線ではなく、ある地点間(エリア間)を対象とした容量として ATC が評価されている。それに対して、欧州では隣接する2国間の国際送電線を対象に、ATC が算定されている。欧州送電事業者協会 (ETSO: European Transmission System Operators) に対する送電容量 (NTC: Net Transmission Capacity) の概念は、図 C.2 に示すように名称は異なるものではあるが、NERC の ATC の定義と基本的には同じである。欧州の場合でも TTC は熱容量制約, 電圧制約や安定度制約などの各種技術的制約の限界値の最小値が選ばれているが、各種制約の限界値は各国の基準に従って評価される。このような背景から、各国では電力系統の特徴に応じて送電可能容量を算出し、定義を明確にしている。日本でも電力系統利用協議会 (ESCJ) が隣接する二つの地域間(隣接する電力会社の供給地域間)の連系線の送電可能容量を「空容量」として定義

し、電力系統の構成が「長距離くし型系統」であるなどの特徴を踏まえて周波数制約が安定供給上の物理的制約として直接的に考慮されている[28]。

■ 付録 D. 直流法による潮流計算[40]

電力系統の電力方程式を解いて、電圧、位相角、電力、無効電力潮流を求めるもので交流法と呼ばれ、厳密解法であるが関係式が複雑で膨大な計算が必要となる。

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_i V_j \cos(\delta_{ij} - \theta_{ij}) \\ Q_i &= \sum_{j=1}^N Y_{ij} V_i V_j \sin(\delta_{ij} - \theta_{ij}) \end{aligned} \right\} \quad (\text{D.1})$$

これに対して、有効電力潮流の概略値だけを求めたい場合には、電力方程式(D.1)を簡略化した近似式を解いて電力潮流を概算することができる。これは、電力送電線の抵抗 r がリアクタンス x に比べて十分小さく、電圧が定格値に近いときには、送受電端相差角 δ [rad] と電力潮流 P [pu] の間は

$$\delta \cong xP \quad (\text{D.2})$$

の関係があり、ちょうど直流回路の電圧 v と電流 i の関係

$$v = ri \quad (\text{D.3})$$

に等しいことから、電力潮流 P を直流電流 i のようにみなして、直流回路として計算するもので、潮流法と呼ばれる。(D.1)式の電力方程式より、次の近似条件のもとで、電力潮流に関する近似方式を導いてみる。

- (a) 各ノード電圧の大きさは、ほぼ定格値に等しい。すなわち、 $V_i \cong 1$ pu
- (b) 直接、ブランチで結ばれている二つのノード電圧間の相差角 $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ [rad] が小さく、次の近似式が成立つ。

$$\left. \begin{aligned} \sin \delta_{ij} &\cong \delta_{ij} \\ \cos \delta_{ij} &\cong 1 - \frac{\delta_{ij}^2}{2} \end{aligned} \right\} \quad (\text{D.4})$$

- (c) ブランチの抵抗 r がリアクタンス x に比べて十分小さい。

これらの近似条件は、通常の送電系統ではおおむね成立している。

ノード i の駆動点アドミタンス $\dot{y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii}$ は,

$$\dot{Y}_{ij} = \dot{y}_{i1} + \dot{y}_{i2} + \cdots + \dot{y}_{ii} + \cdots + \dot{y}_{in} \quad (\text{D.5})$$

ここに, \dot{y}_{ii} = ノード i と中性線間のアドミタンス,

(送電線のアドミタンスなどで, 一般に \dot{y}_{ii} の実数部 $\text{Re}(\dot{y}_{ii}) > 0$)

\dot{y}_{ij} = ノード i と j を直接結ぶブランチのアドミタンス。ノード i, j 間の中性線間
のアドミタンスを $\dot{z}_{ij} = r_{ij} + ix_{ij}$ とすれば,

$$\dot{y}_{ij} = \frac{1}{\dot{z}_{ij}} = \frac{r_{ij} - jx_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (\text{D.6})$$

もちろん, ノード i, j 間のブランチがない時は, $\dot{z}_{ij} \infty, \dot{y}_{ij} = 0$ となる。

(D.6)式より

$$\begin{aligned} Y_{ii} \cos \theta_{ii} &= \text{Re}(\dot{Y}_{ii}) \\ &= \text{Re}(\dot{Y}_{ii}) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (\because \dot{y}_{ij} = -\dot{Y}_{ij}) \\ &= - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} \cos \theta_{ij} \end{aligned} \quad (\text{D.7})$$

次にノード i, j 間の伝達アドミタンス $\dot{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ は,

$$\begin{aligned} \dot{Y}_{ij} &= Y_{ij} (\cos \theta_{ij} + j \sin \theta_{ij}) \\ &= -\dot{y}_{ij} \\ &= \frac{-r_{ij} + jx_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \end{aligned} \quad (\text{D.8})$$

$$\therefore \left. \begin{aligned} Y_{ij} \cos \theta_{ij} &= \frac{-r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cong -\frac{r_{ij}}{x_{ij}^2} \\ Y_{ij} \sin \theta_{ij} &= \frac{jx_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \cong \frac{1}{x_{ij}} \end{aligned} \right\} \quad (\text{D.9})$$

(D.1)式に(D.7)と(D.9)式を代入して

$$P_i = Y_{ii} V_i^2 \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_i V_j \cos(\delta_{ij} - \theta_{ij}) \quad (\text{D.10})$$

$$\begin{aligned}
&= - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_i^2 \cos \theta_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_i V_j (\cos \delta_{ij} \cos \theta_{ij} + \sin \delta_{ij} \sin \theta_{ij}) \\
&= - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_i V_j \sin \delta_{ij} \sin \theta_{ij} \left\{ 1 + \left(\frac{V_j \cos \delta_{ij} - V_i}{V_i \sin \delta_{ij}} \right) \cot \theta_{ij} \right\}
\end{aligned}$$

ここで、 $V_i \cong V_j \cong 1.0$, $\delta_{ij}[\text{rad}] \ll 1$ であるから、

$$\frac{V_j \cos \delta_{ij} - V_i}{V_j \sin \delta_{ij}} \cong \frac{1 - \frac{\delta_{ij}^2}{2} - 1}{\delta_{ij}} = -\frac{\delta_{ij}}{2} \quad (\text{D.11})$$

$$\cot \theta_{ij} = -\frac{r_{ij}}{x_{ij}} \quad (\text{D.12})$$

$$\therefore 1 + \left(\frac{V_j \cos \delta_{ij} - V_i}{V_j \sin \delta_{ij}} \right) \cot \theta_{ij} \cong 1 + \frac{\delta_{ij}}{2} \frac{r_{ij}}{x_{ij}} \quad (\text{D.13})$$

(D.9), (D.10), (D.13)式より

$$P_i \cong \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{\delta_{ij}}{x_{ij}} \quad (\text{D.14})$$

これが電力と位相角に関する近似式である。

一方、図 D.1 において、ノード i, j の位相角を δ_i, δ_j , この間のブランチのリアクタンスを x_{ij} , $i \rightarrow j$ 向の潮流を P_{ij} とすれば、

$$P_i \cong \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} = \frac{\delta_{ij}}{x_{ij}} \quad (\text{D.15})$$

の関係があり、ノード i に流入する電力 P_i は、これに接続されるブランチに流出する電力 P_{ij} の和に等しいというキルヒホフの第 1 法則から、

$$P_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n P_{ij} \cong \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{\delta_{ij}}{x_{ij}} \quad (\text{D.16})$$

として、(D.14)式と全く同様の式が得られることから、(D.14)式はノード i におけるキルヒホフの第 1 法則を表しているとも理解することもできる。

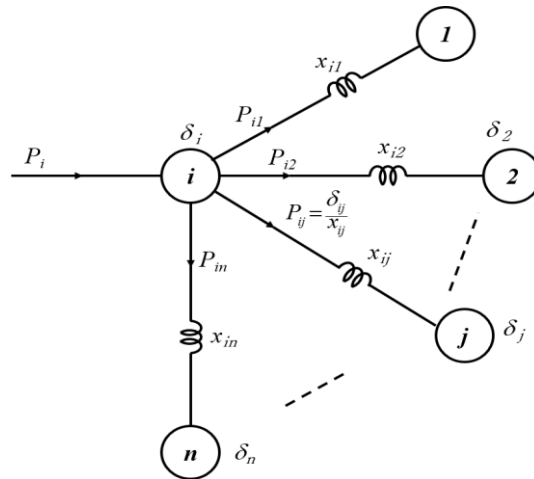


図 D.1 ノード i におけるキルヒホフの法則

Figure D.1. kirchhoff's law in node i

■ 潮流計算式[40]

(D.14)式は、 $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ であるから、次のように変形できる。

$$\begin{aligned}
 P_i &\equiv \frac{\delta_i - \delta_1}{x_{i1}} + \frac{\delta_i - \delta_2}{x_{i2}} + \dots + \frac{\delta_i - \delta_n}{x_{in}} \\
 &= -\frac{\delta_1}{x_{i1}} - \frac{\delta_2}{x_{i2}} - \dots - \frac{\delta_{i-1}}{x_{i,i-1}} + \left(\frac{1}{x_{i1}} + \frac{1}{x_{i2}} + \dots + \frac{1}{x_{i,i-1}} \right) \delta_i - \frac{\delta_{i+1}}{x_{i,i+1}} - \dots - \frac{\delta_n}{x_{i,n}}
 \end{aligned} \tag{D.17}$$

これを $i=1 \sim n$ について列記すれば、

$$\left\{ \begin{array}{l}
 P_1 = \left(\frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{13}} + \dots + \frac{1}{x_{1n}} \right) \delta_1 - \frac{\delta_2}{x_{12}} - \dots - \frac{\delta_n}{x_{1n}} \\
 P_2 = -\frac{\delta_1}{x_{21}} + \left(\frac{1}{x_{21}} + \frac{1}{x_{23}} + \dots + \frac{1}{x_{2n}} \right) \delta_2 - \dots - \frac{\delta_n}{x_{2n}} \\
 \vdots \\
 P_n = -\frac{\delta_1}{x_{n1}} - \frac{\delta_2}{x_{n2}} - \dots + \left(\frac{1}{x_{n1}} + \frac{1}{x_{n2}} + \dots + \frac{1}{x_{n,n-1}} \right) \delta_n
 \end{array} \right. \tag{D.18}$$

この n 個の式を加えると

$$P_1 + P_2 + \dots + P_n = 0 \tag{D.19}$$

となる。これは、系統の抵抗分すなわち電力損失を無視しているため、各ノード電力を指定すれば残りの 1 個は一義的に定まる。すなわち(D.18)式のうち $n-1$ 個の式が成立であれば、残りの 1 個はおのずから成立つことになる。

(D.17)式は次のように変形できる。

$$\begin{aligned}
 P_i &= -\frac{\delta_1}{x_{i1}} - \frac{\delta_2}{x_{i2}} - \dots + \left(\frac{1}{x_{i1}} + \frac{1}{x_{i2}} + \dots + \frac{1}{x_{in}} \right) \delta_i - \dots - \frac{\delta_n}{x_{in}} \\
 &\quad - \left(\frac{1}{x_{i1}} + \frac{1}{x_{i2}} + \dots + \frac{1}{x_{in}} \right) \delta_n + \left(\frac{\delta_n}{x_{i1}} + \frac{\delta_n}{x_{i2}} + \dots + \frac{\delta_n}{x_{in}} \right) \\
 &= -\frac{\delta_{1n}}{x_{i1}} - \frac{\delta_{2n}}{x_{i2}} - \dots + \left(\frac{1}{x_{i1}} + \frac{1}{x_{i2}} + \dots + \frac{1}{x_{in}} \right) \delta_{1n} - \dots - \frac{\delta_{n-1,n}}{x_{i,n-1}}
 \end{aligned} \tag{D.20}$$

ここで、ノード n を基準としたノード i の位相角 δ_i を δ'_i と書き換えれば、次式を得る。

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= k_{11}\delta'_1 + k_{12}\delta'_2 + \cdots + k_{1,n-1}\delta'_{n-1} \\ P_2 &= k_{21}\delta'_2 + k_{22}\delta'_2 + \cdots + k_{2,n-1}\delta'_{n-1} \\ &\quad \vdots \\ P_{n-1} &= k_{n-1,1}\delta'_1 + k_{n-1,2}\delta'_2 + \cdots + k_{n-1,n-1}\delta'_{n-1} \end{aligned} \right\} \quad (\text{D.21})$$

ここで、

$$k_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^n \frac{1}{x_{ij}}, \quad k_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}} = k$$

$$\delta'_i = \delta_{in} \quad (i, j=1 \sim n-1)$$

または行列式により

$$P = K\delta' \quad (\text{D.22})$$

ここに、

$$P = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_{n-1} \end{pmatrix} \quad \delta' = \begin{pmatrix} \delta'_1 \\ \delta'_2 \\ \vdots \\ \delta'_{n-1} \end{pmatrix}$$

$$K = \begin{pmatrix} k_{11} & k_{12} & \cdots & k_{1,n-1} \\ k_{21} & k_{22} & \cdots & k_{2,n-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ k_{n-1,1} & k_{n-1,2} & \cdots & k_{n-1,n-1} \end{pmatrix}$$

$$I = YV \quad (\text{D.23})$$

ここに、

$$I = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix} \quad V = \begin{pmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{pmatrix}$$

$$Y = \begin{pmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \cdots & \dot{Y}_{1,n-1} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \cdots & \dot{Y}_{2,n-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \dot{Y}_{n-1,1} & \dot{Y}_{n-1,2} & \cdots & \dot{Y}_{n-1,n-1} \end{pmatrix}$$

(A.21)式の K はアドミタンス行列に相当し, $r_{ij}=y_{ij}$ のときは,(A.22)式のアドミタンス行列の虚数部の符号を変え, n 行, n 列を除いたものに等しい。この逆行列すなわちインピーダンス行列を Z とすれば,

$$Z = K^{-1} \quad (D.24)$$

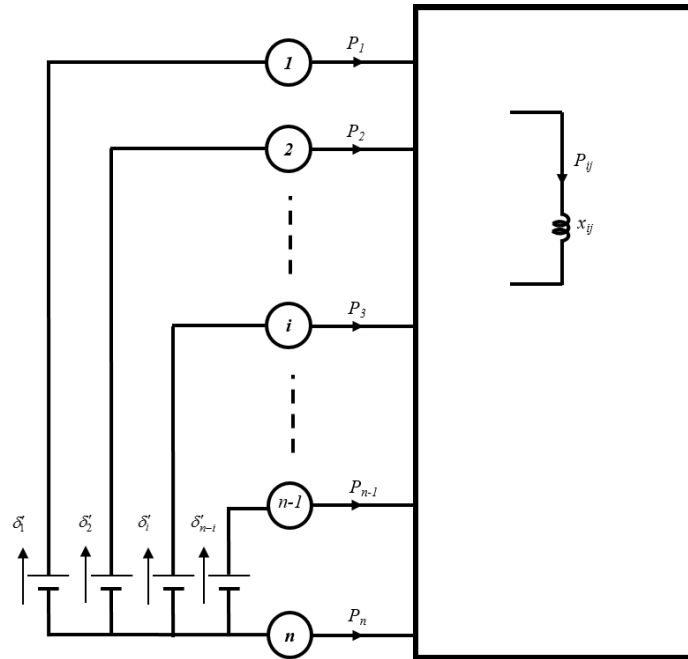


図 D.2 直流法による潮流計算

Figure D.2. power flow calculation by DC law

$$\delta' = ZP \quad (D.25)$$

とあらわせる。

(D.22)式または(D.25)式より各ノードの位相角が求めれば, ノード i, j 間のブランチ潮流 P_{ij} は,

$$P_{ij} = \frac{\delta'_i - \delta'_j}{x_{ij}} \quad (D.26)$$

としてもとめられる。

(D.22),(D.26)式は, 図 D.2 のように, リアクタンス x_{ij} に等しい抵抗からなる直流回路で, 基準ノード n に対するノード i の直流電圧を δ'_i としたとき, ノード i に流入する直流電流の値がノード i の電力 P_i に等しく, 同図の直流回路によって電力潮流を概算できることを示している。すなわち直流法による潮流計算は次のようにして行われる。

- ① 送電線や変圧器の抵抗, (対中性点) アドミタンスを省略し, 直列リアクタンスのみからなる回路を構成する。これを, あたかも, リアクタンスの値に等しい抵抗からなる直列回路とみなす。
 - ② このリアクタンス回路で, ノード i ($i=1\sim n-1$) から基準ノード n に対して, P_i に等しい直列電流を流す。
 - ③ このとき, 基本ノードに対する。ノード i の (直流) 電圧は, ノード i と基準ノード間の相差角 δ'_i に等しく, 各ブランチの電流は, その電力潮流に等しい。
- ただし, リアクタンス, 電流, 電圧, 電力は単位法表示, 相差角は弧度法表示とする。

付録 E. 逐次 2 次計画法[37]

逐次 2 次計画法は、有制約最適化問題の最適条件と等価な 2 次計画問題を構成し、各反復において 2 次計画問題を逐次解くアルゴリズムである。構成された 2 次計画問題は、原問題である有制約非線形最適化問題の目的関数を 2 次関数で近似し、制約関数を 1 次関数で近似した問題とみなすこともできる。ニュートン法の適用も可能であるが、各反復における 2 次計画問題の凸性を保証し、同時に計算効率を向上させるために、準ニュートン法が適用されることが多い。準ニュートン法に基づく逐次 2 次計画法は、既に述べた乗数法と共に有制約最適化問題に対するもっとも有効な手法の一つとされている。

さて、等式制約問題 (E.1) およびこれに対応するラグランジュ関数 (E.2)

$$\begin{aligned} & \underset{x}{\text{maximize}} && f(x) \\ & \text{Subject to} && \end{aligned} \tag{E.1}$$

$$h_j(x) = 0, \quad j = 1, \dots, l$$

$$L(x, \mu) = f(x) + \mu^T h(x) \tag{E.2}$$

に対する 2 次の十分条件からアプローチを考える。 (x^*, μ^*) が最適性の 2 次の十分条件を満たせば、 $s = 0$ が以下の問題の解となることは明らかである。

$$\begin{aligned} & \underset{s}{\text{maximize}} && \frac{1}{2} s^T \Delta_{xx}^2 L(x^*, \mu^*) s \\ & \text{Subject to} && \end{aligned} \tag{E.3}$$

$$\nabla h_j(x^*) s = 0$$

さて、任意の $s \in R^n$ に対し $[\nabla f(x^*) + \mu^{*T} \nabla h(x^*)] s = 0$ が成立することから、式(E.1)の等式制約を満たす全ての $s \in R^n$ に対して

$$0 = -h^{*T} \nabla f(x^*) s = \nabla f(x^*) s \tag{E.4}$$

が成立する。

したがって、問題 (E.1)の目的関数に式(E.4)を付加し、さらに $h(x^*) = 0$ を制約関数に付加することにより得られる新たな問題

$$\begin{aligned}
& \underset{s}{\text{maximize}} && \frac{1}{2} s^T \nabla_{xx}^2 L(x^*, \mu^*) s + \nabla f(x^*) s \\
& \text{Subject to} && \\
& && \nabla h(x^*) s + h(x^*) = 0
\end{aligned} \tag{E.5}$$

は、(E.3)と等価な s に関する 2 次計画問題であり、 $s = 0$ が解となる。つまり、 (x^k, μ^k) が問題 (E.1) の最適解と最適ラグランジュ乗数かどうかを判定するには、 s に関する以下の 2 次計画問題の解 s^k に対して、 $s^k = 0$ かどうかを調べればよい。

$$\begin{aligned}
& \underset{s}{\text{maximize}} && \frac{1}{2} s^T \nabla_{xx}^2 L(x^*, \mu^*) s + \nabla f(x^*) s \\
& \text{Subject to} && \\
& && \nabla h(x^*) s + h(x^*) = 0
\end{aligned} \tag{E.6}$$

この問題は目的関数が変数 s の 2 次関数であり、制約関数は全て s の 1 次関数であることから、ヘッセ行列 $\nabla_{xx}^2 L(x, \mu)$ が正定値行列であれば凸 2 次計画問題となり、有限反復で最適解を求めることができる。しかし、上記の手続きにおいて、一般にヘッセ行列 $\nabla_{xx}^2 L(x, \mu)$ が正定値行列であるとは限らないので、2 次計画問題 (E.6) が凸計画とはならない場合がある。また、 $\nabla_{xx}^2 L(x, \mu)$ が正定値行列の場合でも、反復ごとに 2 次計画問題へのヘッセ行列を数値的に求めるには計算負荷が大きい。

そこで無制限計画問題に対する準ニュートン法の考え方を適用し、 $\nabla_{xx}^2 L(x, \mu)$ をある種の正定値行列で近似することを考えることにより、この問題を解決することができる。このような考えに基づく手法は逐次 2 次計画法あるいは有限制約準ニュートン法と呼ばれている。

まず、問題 (E.1) の $\nabla_{xx}^2 L(x, \mu)$ を正定値行列 B_k で置き換えると、等式制約最適問題 (E.1) に対する逐次 2 次計画法の補助問題は次式で与えられる。

$$\begin{aligned}
& \underset{x}{\text{maximize}} && \frac{1}{2} s^T B^k s + \nabla f(x^k) s \\
& \text{Subject to} && \\
& && \nabla h(x^k) s + h(x^k) = 0
\end{aligned} \tag{E.7}$$

上述の等式制約最適化問題に対する逐次 2 次計画法のアプローチは、不等式制約最適化問題へも拡張可能である。

等式・不等式制約化問題

$$\begin{aligned}
 & \underset{x}{\text{maximize}} && f(x) \\
 & \text{Subject to} && \\
 & && g(x) \leq 0 \\
 & && h(x) = 0
 \end{aligned} \tag{E.8}$$

に対する逐次 2 次計画法（有制約準ニュートン法）のアルゴリズムは以下の通りである。

《逐次 2 次計画法 (有制約準ニュートン法) のアルゴリズム》

Step 0: 初期値 x^1 , 正定値行列 B^1 を定め, $k = 1$ とする。

Step 1: x^k に対して, 以下の補助の 2 次計画問題を解き, その解 s^k を求める。

$$\begin{aligned}
 & \underset{x}{\text{maximize}} && \frac{1}{2} s^T B^k s + \nabla f(x^k) s \\
 & \text{Subject to} && \\
 & && \nabla g(x^k) s + g(x^k) \leq 0 \\
 & && \nabla h(x^k) s + h(x^k) = 0
 \end{aligned}$$

さらに, この解に対応するラグランジュ乗数 μ^k, ν^k を求め, それぞれを λ^k, μ^k とする。

Step 2: $\|s^k\| < \varepsilon$ ならば終了。さもなければ, Step 3 へ行く。

ただし, ε は十分小さな正数である。

Step 3: 適当なステップ $\alpha^k > 0$ に対して $x^{k+1} = x^k + \alpha^k s^k$ とおき B^k を以下の BFGS 公式を用いて更新し, $k = k+1$ として Step 1 へ行く。

$$B^{k+1} = \left(I - \frac{q^k p^{kT}}{p^{kT} q^k} \right) B^k \left(I - \frac{p^k q^{kT}}{p^{kT} q^k} \right) + \frac{q^k q^{kT}}{p^{kT} q^k}$$

ただし, p^k, q^k は,

$$\begin{aligned}
 p^k &= x^{k+1} - x^k \\
 q^k &= \nabla_x(x^{k+1}, \lambda^{k+1}, \mu^k)^T - \nabla_x(x^k, \lambda^k, \mu^k)^T
 \end{aligned} \tag{E.9}$$

参考文献

- [1]Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), “Renewables 2016 global status report”, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf
- [2]Thomas Ackermann, “Wind Power in Power Systems, Second Edition”, Ohmsha, (2013)
- [3]福田亮介, 佐藤友和, 加藤政一, “風力発電偏在化の影響により潮流変動の抑制を目指した周波数制御手法の検討”, 電気学会論文誌 B, Vol.133, No.7, pp.616-622, (2013)
- [4]国際エネルギー機関太陽光発電システム研究協力実施協定, “砂漠からのエネルギータスク 8 大規模太陽光発電システムに関する調査研究”, 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, (2015.2)
- [5]RTE-France, Information on grid control cooperation and international development, https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/initiative_igcc.jsp
- [6]和田謙一, “電力自由化と信頼度維持－制度移行期における日米の取り組み”, 日本エネルギー経済研究所 (IEEJapan), (2016.2)
- [7]栗原郁夫, “電力自由化のもとの供給信頼度評価”, 電気学会論文誌 B, Vol.120, No.7, pp.919-922, (2000)
- [8]独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 NEDO, “再生可能エネルギー技術百書第 2 版－第 9 章系統サポート技術”, (2013.12)
- [9]小西雅子, “ドイツとスペインの系統運用について視察報告「風力発電のない系統運用なんて退屈さ!」と運用技術者の弁”, 一般社団法人日本風力発電協会, (2013.8),
- [10]古澤健, 岡田健司, 後藤美香, “ドイツ・イギリスの需給調整メカニズムの動向と課題－需給調整能力の確保と費用決済”, 電力中央研究所報告 Y13018, (2014.4)
- [11]電力広域的運営推進機関, “需給調整 (リアルタイム) 市場を見据えた調整力に関する技術検討の進め方について”,
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/files/chousei_jukyu_13_02.pdf, (2017-2)
- [12]経済産業省電力システム改革専門委員会, “容量市場について”, (中長期の供給力確保)
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system_kaikaku/shijo_seibi/pdf/03_04_00.pdf, (2016.9)
- [13]Kanwardeep Singh, Narayana Prasad Padhy and Jaydev Sharma, “Influence of Price Responsive Demand Shifting Bidding on Congestion LMP in Pool-Based Day-Ahead Electricity Markets”, IEEE Trans. Power Systems, Vol.26, No.2, pp.886-896, (2011)
- [14]E. Litvinov, “Design and Operation of The Locational Marginal Prices-Based Electricity Markets”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol.4, Issue.2, pp.315-323, (2010)
- [15]“電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル”, 電気学会技術報告第 1386 号, (2016.12)
- [16]長谷川淳, 大山力, 三谷康範, 斉藤浩海, 北裕幸, “電力系統工学－電気学会大学講座”, 電

- 気学会, (2002.3)
- [17]奈良宏一偏著, “電力自由化と系統技術—新ビジネスと電気エネルギー供給の将来”, 電気学会, (2008.9)
- [18]Chien-Ning Yu, “Real Power Frequency Control of Large Electric Power Systems under Open Access”, Thesis for the degree of M. Sci at MIT, June. 1996.
- [19]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”, 一般社団法人日本風力エネルギー学会 (Japan Wind Energy Association), Vol.39 No.2 pp. 131-134, (2015)
- [20]経済産業省, “総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ”, 第8回, 経済産業省, (2014.9)
- [21]八田達夫, 三木陽介, “電力自由化に関わる市場設計の国際比較研究~欧州における電力の最終需給調整を中心として”, 独立行政法人経済産業研究所 Discussion Paper Series 13-J-075 (2013)
- [22]Nordic Energy Regulators, “Nordic Market Report 2011”, <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-uploads/2013/02/nmr2011-final-for-upblication.pdf>
- [23]株式会社三菱総合研究所, “平成27年度国際エネルギー使用合理化など対策事業 (海外における卸電力取引所・リアルタイム市場など制度調査), (2016.02)
- [24]電力広域的運営推進機関, “需給調整市場の商品設計と広域的な調整力の調達・運用方法に関する検討について”, (2017.10)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2017/files/chousei_sagyokai_07_02.pdf
- [25]中部電力, “調査レポート経済学からみた電力システム改革の課題②”, (2016.10)
<http://www.energia.co.jp/eneso/keizai/research/pdf/MR1511-2.pdf>
- [26]電気事業連合会, “電力システム改革:発送電分離”,
<https://www.fepec.or.jp/enterprise/kaikaku/bunri2/index.html>
- [27]古澤健, 杉原英治, 辻毅一郎, 三谷康範, “需要側設置の電力貯蔵装置による送電ネットワークの混雑緩和に関する研究”, 電気学会論文誌 B, Vol.125, No.3, pp.293-301, (2005)
- [28]林泰弘, “特集諸外国の電力自由化と系統運用技術の動向”, 電気学会論文誌 B, Vol. 127, No. 2, pp. 89-93, (2007)
- [29]浅野浩志, “需要家サイドから見た新しいエネルギーシステムの可能性”, 電気学会論文誌 B, Vol.124, No.1, pp.3-6, (2004)
- [30]経済産業省電力システム改革専門委員会, “供給力確保対策について”, (2012.12)
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/010_03_04_01.pdf
- [31] Suan F. Tierney, Todd Schatzki, “Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?”, Analysis Group of Economic Financial and Strategy Consultants, NewYork, Mar, (2008)

- [32] Kanwardeep Singh, Narayana Prasad Padhy and Jaydev Sharma, “Influence of Price Responsive Demand Shifting Bidding on Congestion LMP in Pool-Based Day-Ahead Electricity Markets”, IEEE Trans. Power Systems, Vol.26, No.2, pp.886-896, (2011)
- [33] E. Litvinov, “Design and Operation of The Locational Marginal Prices-Based Electricity Markets”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol.4, Issue.2, pp.315-323, (2010)
- [34] Weijia Liu, Qiuwei wu, Fushuan Wen and Jacob Østergaard, “Day-Ahead Congestion Management in Distribution System Through Household Demand Response and Distribution Congestion Prices”, IEEE Trans. Smart Grid, Vol.5, Issue.6, pp.2739-2747, (2014)
- [35] Andrew L. Ott, “Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation”, IEEE Trans. Power Systems, Vol.18, Issue.2, pp. 528-534, (2014)
- [36] Subhasish Deb, Sadhan Gope, and Arup Kumar Goswami, “Real Power Rescheduling for Congestion Management with Integration of Wind Farm using Firefly Algorithm”, 2015 International Conference on Energy, Power and Environment: Towards Sustainable Growth(ICEPE), Shillong, India, 12-13 June (2015)
- [37] 関根泰次, 横山明彦, 安田恵一郎, 林康弘, 田辺隆也, 岡本浩, 多田泰之, “電力系統の最適潮流計算”, 社団法人日本電気協会発行 (2001)
- [38] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, New York, McGraw-Hill (1994)
- [39] Fernando L. Alvarado, Jianping Meng, Christopher L. DeMarco and Wellington S. Mota, “Stability Analysis of Interconnected Power Systems Coupled With Market Dynamics”, IEEE Trans. Power Systems, Vol.16, No.4, pp.695-701, (2001)
- [40] 新田目幸造, “電力系統技術計算の基礎”, 株式会社電気書院, (1980.12)
- [41] 戸川準人, “Unix ワークステーションによる科学技術計算ハンドブック”, サイエンス社, (1992.10)
- [42] 古澤健, 岡田健司, “ドイツの需給調整メカニズムの広域化の動向と課題”, 電力中央研究所報告. Y14021, (2015.5)
- [43] 渡辺亮宏, 林敏之, “系統制約を考慮したノーダルプライスの検討”, 2004年度電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-04-124, PSE-04-124, 横浜, (2004.9)
- [44] 岡田健司, 浅田浩志, “ノーダルプライスに基づく送電料金のシミュレーション分析”, 電力中央研究所報告, Y97019, (1998.11)
- [45] 八田達夫, 田中誠, “電力自由化の経済学”, 東洋経済新聞社, (2004.8)
- [46] 電力広域的運営推進機関, “調整力細分化(区分)の仮置きと検討項目⑤⑧の詳細項目について”, (2017.4)
- [47] 株式会社三菱総合研究所, 環境・エネルギー事業本部, “MRI 欧米需給調整市場の現状について”, (2017.9)
- [48] PJM. “2016 PJM Annual Report”
- [49] トマ・ヴェラン, エマニュエル・グラン, “ヨーロッパの電力・ガス市場: 電力システム改革

- の真実”，日本評論社，（2014.12）
- [50]七原俊也，井上俊雄，“周波数”，電気設備学会誌特集記事，Vol. 25, No.10, pp. 792-795, (2005)
- [51]東京電力(株)，“電力会社における周波数調整と会社間連系について”，（2003.9）
- [52]PJM State & Member Training Dept. “Locational Marginal Pricing Components”， July, 13, 2017
- [53]八田達夫，“電力システム改革をどう進めるか”，日本経済新聞出版社，（2012.12）

研究業績一覧

■ 学術論文(著者, 論文題目, 論文誌)

- [1][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama. “A study on Inverter control of Distributed Generators in small-scale power systems in Emergency”, JICEE(Journal of International Council on Electrical Engineering), Vol. 4, issue 4, pp. 275-280, October 01, 2014.
- [2][裴 香烈](#), 辻 隆男, 大山 力, 内田 健康, “風力発電を含む電力系統における調整力市場ベースの地点別限界価格による需給制御と混雑管理”, 電気学会電力エネルギーシステム部門, Vol. 138, No. 8, (2018.8.)

■ 国際会議発表(著者, 題目, 会議名, 開催地を明記)

- [3][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama, “A study on Inverter control of Distributed Generators in small-scale power systems in Emergency”, ICEE(The International Conference on Electrical Engineering), FP0610, Xiamen, China, July 14-17,2013.
- [4][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama, “Adaptive Inverter Control Scheme for Flexible Power Supply in Small-scale Power systems in Emergency”, ICEE(The International Conference on Electrical Engineering), PSS&R-1288, Jeju ,Korea, June 15-19, 2014
- [5][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama and, Kenko Uchida, “Supply and Demand Balance Control of Power System with Wind Power integration Based on Multi-Agent System”, 13th Wind Integration Workshop, WIW14-1218, Berlin, Germany, November 11-13, 2014.
- [6][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama and, Kenko Uchida, “Supply and Demand Balance Control of Power System with Renewable Energy Integration by introducing Congestion Management” Powertech Endhoven 2015, PTC.2015.7232834, Netherlands, 29 June-2 July 2015.
- [7][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama and, Kenko Uchida “Supply and Demand Balance Control of Power System with Wind Turbines Considering Aggregation Effect by Introducing Congestion Management”, 14th Wind Integration Workshop, WIW15-076, Brussels, Belgium, 20-22 October 2015.
- [8][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama and Kenko Uchida “Frequency Regulation Method with Congestion Management Using Renewable Energy Curtailment”, IEEE Power & Energy Society General Meeting 2016, PESGM.2016.7741811, Boston Massachusetts, USA, July 17-21 , 2016.
- [9][Hyangryul Bae](#), Takao Tsuji, Tsutomu Oyama and, Kenko Uchida, “Frequency Control in Power System Based on Balancing Market Considering Wind Power Forecasting Error”, 6th International Conference on CLEAN ELECTRICAL POWER Renewable Energy Resource Impact, ICCEP.2017.8004843, Santa Margherita Ligure, Italy, June 27-29, 2017.

[10]Bo Jie, Hyangryul Bae, Takao Tsuji, “Combined Modelling of Frequency Regulation of Power Systems with Renewable Energy Sources Based on Control Mechanism and Balancing Market”, ICEE 2016, S6-1-06, Weihai, China, July 4-7, 2017.

[11]Jihyun Yi, Woong Ko, Jongkeun Park, Hyeongon Park, Junwoo Noh, Jaehaeng Heo, Hyangryul Bae”Optimal Planning Energy Resources for Integrated Energy Systems Considering Operation of Combined Heat and Power Generation”, ICEE, 2016, S7-1-01, Weihai, China, July 4-7, 2017.

■ 国内学会，研究会(著者，題目，会議名，開催地を明記)

[12]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，“非常時の小規模自立電力系統における分散型電源のインバータ制御方式の検討”，平成 25 年電気学会全国大会, p.450-451,6-266, 名古屋, 平成 25 年 3 月 20 日.

[13]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，“非常時の小規模自立系統におけるインバータ連系分散型電源の制御パラメータの検討”，PSE13071, 平成 25 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, 北九州, 平成 25 年 9 月 11 日.

[14]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，“系統連系インバータの適応制御による非常時電力系統の供給信頼度解析”，第 58 回システム制御情報学会研究発表講演会(SCT14) 講演番号 252-3, 京都, 平成 26 年 5 月 21 日-23 日.

[15]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，内田 健康，“電力系統における DR を考慮したマルチエージェント型需給制御方式”，平成 26 年電気学会電力系統技術研究会—電力系統の需給解析技術, PSE-15-017, 名古屋, 平成 27 年 1 月 14 日

[16]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，内田 健康，“電力系統における需給・周波数調整時の価格シグナルによる混雑管理手法の検討”，電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-15-075,PSE-15-097, 東北大学, 平成 27 年 9 月 16～18 日

[17]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，内田 健康，“風力発電出力の不確実性に対してインフォメーションギャップ確定理論による電力系統の需給計画法の検討”，電気学会 新エネルギー・環境・高電圧合同研究会, FTE-16-029,HV-16-069, 京都, 平成 28 年 7 月 12-13 日

[18]裴 香烈，辻 隆男，大山 力，内田 健康，“風力発電を含む電力系統における調整力市場ベースの地点別限界価格による需給制御と混雑管理”，電気学会電力系統技術研究会, PSE-18-005, 横浜, 平成 30 年 1 月 25 日