



RIETI Policy Discussion Paper Series 26-P-021

米国ISOにおける市場約定システム改良の歴史

金本 良嗣

政策研究大学院大学



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<https://www.rieti.go.jp/jp/>

米国 ISO における市場約定システム改良の歴史*

金本良嗣（政策研究大学院大学）

要 旨

日本の電力市場自由化は、東日本大震災後の第5次制度改革「電力システム改革」によって大きく進展したが、そのことによって電力市場設計の難しさが改めて浮き彫りになってきている。その一つが需給調整市場における売り入札不足や価格高騰である。こういった短期市場の問題を抜本的に解決するために、同時市場の検討が進められている。米国 ISO では、電力エネルギー（kWh）と予備力・調整力（ΔkW）の同時最適化が行われ、さらに、火力電源の起動費や最低出力制限に対応するためのスリー・パート・オファーが導入されている。米国 ISO の市場システムは 20 年以上にわたって有効に機能してきた。また、米国では市場システムの改良が絶え間なく行われており、その間に市場システムのパフォーマンスは大きく向上している。しかしながら、我が国においては米国 ISO の市場システムの詳細についての理解が十分であるとは言えない。本稿では、公表資料に基づいて米国における市場約定システムがどのように進歩してきたのかを概観する。

キーワード：米国 ISO，MIP ソフトウェア，同時市場，前日市場，リアルタイム市場

JEL classification: C61, D44, D47, L94, Q4

RIETI ポリシー・ディスカッション・ペーパーは、RIETI の研究に関連して作成され、政策をめぐる議論にタイムリーに貢献することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

*本稿は、（独）経済産業研究所におけるプロジェクト「電力市場のシステム・デザインとわが国への示唆」の成果の一部である。本稿の原案は、経済産業研究所（RIETI）のポリシー・ディスカッション・ペーパー検討会で発表したものである。検討会参加者からの有益なコメントに感謝したい。

目次

米国 ISO における市場約定システム改良の歴史.....	i
1. はじめに.....	2
2. 米国 ISO オークション市場の概要.....	3
前日市場とリアルタイム市場.....	3
系統制約下のユニットコミットメント.....	3
前日市場における最適化計算.....	4
信頼性ユニットコミットメント(Reliability Unit Commitment, RUC).....	5
リアルタイム市場.....	5
プライシング(地点別限界価格).....	5
市場管理システム(Market Management System).....	6
3. MIP ソルバーの性能向上と米国 ISO 市場における導入.....	6
4. ISO ソフトウェア機能強化の FERC 調査(2011).....	7
リアルタイム市場先読みツール.....	7
信頼性ユニットコミットメント(RUC).....	7
前日市場.....	8
エネルギーとアンシラリーサービスの同時最適化.....	8
出力変化速度(ランプレート Ramp Rate)のモデリング.....	8
コンバインドサイクル発電のモデリング.....	8
その他の機能強化.....	9
5. PJM における MIP の導入.....	9
PJM における MIP の導入とその後の改良.....	9
PJM における市場取引のタイムライン.....	10
PowerGEM 社の市場シミュレーションソフトウェア PROBE の活用.....	11
Next Generation Markets (nGEM)プロジェクト.....	12
6. NYISO における MIP の導入.....	12
MIP 導入の経緯.....	12
MIP 導入後の改良.....	13
7. MISO における MIP の改良.....	13
8. 最適化問題の数学的定式化とレビュー論文.....	15
9. 市場システム開発における巨額コストオーバーラン事例.....	16
10. おわりに.....	17
参考文献.....	17

1. はじめに

電力市場システムの抜本的な改良を目指して、同時市場とスリー・パート・オファーの2つが主要構成要素となる新しい約定システムの検討が進められている。①電力エネルギー (kWh) と予備力・調整力 (ΔkW) の同時最適化、及び②火力電源の起動費や最低出力制限に対応するためのスリー・パート・オファーは、米国の Independent System Operator (ISO) ではすでに導入されており、20 年以上にわたって有効に機能してきた。また、米国では市場システムの改良が絶え間なく行われており、その間に市場システムのパフォーマンスは大きく向上している。しかしながら、市場システムの中身についてはその詳細が公表されているわけではないので、外側にいる我が国においては理解が深まっておらず、人材育成も立ち遅れている。本稿はこの状況を改善するための第一歩として、公表資料に基づいて米国における市場約定システムがどのように進歩してきたのかを概観する。

米国 ISO の約定計算は大規模な数理最適化問題として定式化され、その最適解を解くことによって処理されている。この問題には発電機をどのタイミングで起動するかという (0, 1) の変数があるので、混合整数最適化 (MIP, Mixed Integer Programming) となり、一般的には解くのが困難な NP 困難問題である。ところが、1980 年代に大きな進歩がみられ、最適解をしかも実用的なスピードで求めることができるようになった。PJM は米国 ISO の先頭を切って 2004 年に MIP を前日市場に導入し、2015 年には米国 ISO のすべてが MIP を採用している。MIP を解くソフトウェアには超高速な商用ソルバー (CPLEX, Gurobi, Xpress など) が存在し、米国 ISO もそれらを使っている。しかしながら、厄介なことに、モデルの定式化やソルバーのパラメータ設定に関する工夫が必要で、大規模なカスタマイゼーションが欠かせない。また、現在でもすべてのケースに適用可能な一般的なモデリング手法は存在しないと考えられている。したがって、日本で同時市場とスリー・パート・オファーを実現するためには、学ぶべきことが多く、しっかりした態勢作りが必要である。

本稿の構成は以下である。2 節ではまず米国 ISO 市場の市場設計がどのようになっているかを見る。3 節では、現在の約定システムの根幹をなす混合整数プログラム (Mixed Integer Program, MIP) の急速な性能向上と米国 ISO における導入を取り上げる。4 節では、FERC (2011) の調査報告書によりながら、各 ISO の MIP 導入状況と 2010 年までのソフトウェアの機能強化を見る。その後、5 節から 7 節までは PJM Interconnection (PJM), New York Independent System Operator (NYISO), Midcontinent Independent System Operator (MISO) における MIP の導入と改良の歴史をより詳しく紹介する。8 節では MIP の改良に関する学会のレビュー論文と IEEE のタスクフォースを紹介し、9 節ではテキサス州の Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) において発生した巨額コストオーバーランの事例を紹介する。最後の 10 節は結語である。

2. 米国 ISO オークション市場の概要

米国 ISO における電力市場設計は金本(2023)において解説している²。本節ではその内容をベースに米国における電力オークション市場の概要を簡単に説明する。

前日市場とリアルタイム市場

米国 ISO において中心となる市場は前日市場とリアルタイム市場である。前日市場は一日前に翌日の 24 時間について 1 時間ごとの入札を行う。前日市場は先渡市場の一つであり、実際の需要供給を行う現物市場ではないことに注意が必要である。前日市場で入札し、落札していても、リアルタイム市場での買い戻しや売り戻しを行えば、実需給時の電力供給(や電力消費)を行う必要はない。ほとんどの ISO において、リアルタイム市場は実需給時の 5 分間ごとに市場価格を決定する。

前日市場及びリアルタイム市場では、定められた締め切り時点までにオファーを出さなければならない(前日市場では前日の午前、リアルタイム市場では実需給の約1時間前が通常である)。これらのオファーでは、

① 増分エネルギー費用(Incremental energy cost): 燃料費等の運転経費 (\$/MWh)

② 起動コスト(Start-up cost): 発電機を起動するときのコスト(\$)

③ 無負荷費用(No-load cost)³: 発電機を出力ゼロで運転するときのコスト(\$)

の 3 つの価格構成要素に加えて、④供給可能な最低及び最大 MW, 及び ⑤出力増減の変化率(Ramp Rate, MW/分)等の発電機の物理的特性を提出する。運転予備力(Operating Reserve)と Regulation(周波数制御調整力)については、これらのサービスを提供するために必要な追加的費用を表す⑥追加的な価格オファーを提出する。

系統制約下のユニットコミットメント

前日市場とリアルタイム市場のオークションにおいては、系統制約下のユニットコミットメントを遂行する。これは、①各時間帯に起動する発電ユニット、②それらの出力レベル、③稼働時間を、入札された価格構成要素(増分エネルギー費用、起動コスト、無負荷コスト)と物理的パラメータに基づいて、送電容量制約のもとで決定するものである。電源を起動するかしないかは 2 値(0-1)変数なので、ユニットコミットメン

² 金本(2023)における解説は Helman, et al. (2008)に依拠している部分が多い。この文献は米国 ISO における電力市場の設計について、その経緯、考え方、詳細設計、ISO 間の類似点と相違点、残された課題等を詳細にわたって解説しており、有益な情報をコンパクトにまとめている。

³ 無負荷費用は最低出力制限の存在する発電機について、仮想的に出力ゼロで運転するときのコストである。PJM は無負荷費用を以下のように定義している。

No-Load Cost (\$/hour) is the hourly cost required to theoretically operate a synchronized unit at zero MW. It consists primarily of the cost of fuel, as determined by the unit's no load heat (adjusted by the performance factor) times the fuel cost. It also includes operating costs, Maintenance Adders, and emissions allowances. (PJM Manual 15: Cost Development Guidelines, 2022). <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m15.ashx>

トを決める SCUC (Security Constrained Unit Commitment, 系統制約付き起動・停止計画) は混合整数プログラム Mixed Integer Program (MIP) を用いている。起動した電源の出力レベル (給電量) を決める SCED (Security Constrained Economic Dispatch, 系統制約付き給電指令) は線形計画法 Linear Programming (LP) を用いる。

前日市場における最適化計算

金本 (2023) で解説しているように, PJM における前日市場の最適化プログラムは RSC (Resource Scheduling & Commitment), SPD (Scheduling, Pricing & Dispatch), SFT (Simultaneous Feasibility Test) の 3 つのソフトウェアから構成されている。RSC は上記の SCUC と同じものであり, 翌日以降の 48 時間分の最適な起動・停止計画を計算する。SPD は RSC が求めた起動停止スケジュールを前提に時間毎の発電量を決めるとともに, LMP や予備力価格を決定する。SFT は Contingency Analysis (想定事故解析)⁴を行って, 事故が発生した場合でもシステムの安定性が維持できるかどうかをチェックする。安定性が維持できない場合には制約式を追加し, それを SPD に渡して, 再計算を行い, 信頼性基準が満たされるようにする。SPD と SFT をまとめて SCED (Security Constrained Economic Dispatch, 系統制約付き給電指令) と呼ぶことが多い⁵。また, RSC を SCUC と呼んでいる文献も多い。

なお, RSC, SPD, SFT の 3 つのソフトウェアは反復的に用いられる。RSC が最適な起動停止計画 (UC) を求め, それを前提に SPD が最適な発電量 (ED) を決める。その際に, SFT がネットワーク制約が満たされているかどうかをチェックし, 満たされていない場合にはそれらの制約を ED 問題に付け加えて最適化計算をやり直す。この反復計算を行っても SPD がすべての制約を満たすことができない場合には, RSC に遡って, 満たされなかった制約を UC 問題に付け加えて, 以上のプロセスを繰り返す。すべての制約が満たされたところで, 繰り返し計算が終了する。

SFT においては N-1 基準が満たされなければならないので, すべての N-1 コンティンジェンシーについて, それが発生した場合でもネットワーク制約が満たされるかどうかをチェックする⁶。N-1 コンティンジェンシーは膨大な数に昇るので, この信頼性分析には時間がかかっていたが, 最近では並列計算による高速化がなされている。

⁴ SFT における Contingency Analysis は発電機や送電線の事故が起きたときにシステムが安定的に維持できるかどうかを電力潮流計算モデルを用いて確認するものである。

⁵ Litvinov, et al. (2019) は SCUC を SPD と SFT を含むものととらえている。

⁶ 総数が N の設備のうち 1 台が故障 (-1) することを N-1 故障と呼び, N-1 故障が起きても電力供給に支障を起こさないという考え方を N-1 基準と呼ぶ。N-1 コンティンジェンシーはどれか一つの設備が故障したケースを指し, その場合にネットワーク制約が満たされるかどうかをシミュレーションでチェックしなければならない。送変電設備や発電設備のすべてについてこれを行う必要があるので, 膨大な数の計算になる。

信頼性ユニットコミットメント (Reliability Unit Commitment, RUC)

前日市場が終わった後はリアルタイム市場のプロセスが始まる。欧州や日本のような時間前市場は存在しないので、前日市場の後はリアルタイム市場だけである。

リアルタイム市場プロセスの最初は信頼性ユニットコミットメント(Reliability Unit Commitment⁷)である。前日市場の約定結果は市場参加者が入札した電力需要に基づいており、これは ISO の需要予測より不確実性が高いことが通常である。したがって、前日市場の結果は実需給時における十分な電力供給を保証しない可能性がある。そのために、ISO の需要予測を用いてユニットコミットメントの計算をやり直するのが信頼性ユニットコミットメントである。信頼性ユニットコミットメントによってコミットされた発電ユニットはリアルタイム価格での補償を受ける。

リアルタイム市場

リアルタイム市場は基本的に1時間毎の市場として運営されている。PJM ではリアルタイムのオファーとビッドを前日に集めて、当日の変更を許していなかったが、2017 年 11 月以降は当日の変更が許されるようになり、実需給時間の 65 分前まで変更が可能である。また、価格は 5 分ベースで計算される。

電源の起動は前日市場及びその後の信頼性ユニットコミットメントでほぼ決められているので、追加の起動停止はそれほど多くないが、ファストスタート電源⁸などについてはユニットコミットメントが行われる。リアルタイム市場においても、発電量はその時点のユニットコミットメントを所与とする線形計画(LP)問題を解いて求められる。

プライシング (地点別限界価格)

前日及びリアルタイムの市場で、地点別限界価格(Locational Marginal Prices, LMP)が決定される。供給側は LMP を受け取るが、需要側は LMP の加重平均であるゾーン価格を支払うことが多い。リアルタイム市場では、SO(システムオペレーター, System Operator)は系統混雑を分レベル(minute-to-minute basis)で管理するが、その際に、オークション価格と非市場オペレーションの双方を用いる。後述のように、最近では予備力・調整力(Regulation と Reserve)の価格も電力エネルギー価格と同時に決定される。これらの価格は、①電力エネルギーを供給できないことによる機会費用、及び②それ以外の追加的費用に対応するオファー価格の双方を用いて、あらかじめ設定されたゾーンごとに決められる。

市場価格、及び発電機の起動停止と発電量は最適化計算によって決定され、最適解で赤字になる事業者が発生しうる。こういった事業者には、Uplift と呼ばれている損失補填を行う。

⁷ Reliability Unit Commitment という呼称は Helman, et al. (2008)によるものであり、CAISO 等では残余ユニットコミットメント(Residual Unit Commitment), PJM では Reliability Assessment and Commitment (RAC)と呼んでいる。

⁸ ファストスタート電源は起動時間が短い(30 分未満とかの)電源であり、米国では当日における需給調整のために頻繁に用いられるようになっている。

リアルタイム市場においては、ISO は数分 (5 あるいは 10 分おきが多い) ごとに価格とアウトプットを決定する。また、実際のアウトプットの計測値が数分後に把握される。リアルタイムの価格を決定するときには、事前の給電指令を用いることもできるし、事後的な実現値を用いることもできる。前者を用いる場合には指令から乖離した場合のペナルティーをどう設計するかという問題が発生する。

市場管理システム (Market Management System)

前日市場からリアルタイムに至る一連のプロセスを担っているのは市場管理システムである。このシステムは、上記の UC (起動停止), ED (経済給電), Security Analysis (信頼性分析), Pricing (価格付け) の 4 つの構成要素からなり、監視制御システム (SCADA) や電力システム状態推定器 (State Estimator) などから膨大なデータを取り込んで最適化計算を行い、その結果を決済システムに送っている。Litvinov, et al. (2019) は米国 ISO における市場管理システムのアーキテクチャーを簡潔に分かりやすく解説している。

なお、各 ISO における最適化計算は膨大な数の変数と制約式から構成されている。たとえば、PJM の前日市場ではかなり前の 2010 年時点においても 1,210 の電源による 3 パートオファー、10,000 の需要ビッド、50,000 のバーチャル注文、8,700 の LMP ノード、10,000 のコンティンジェンシーがモデルされていた (Ott 2010)。

3. MIP ソルバーの性能向上と米国 ISO 市場における導入

前節で見たように、米国 ISO 市場では約定計算において、系統制約下での最適ユニットコミットメント (SCUC) 問題を解いている。この問題には発電機をどのタイミングで起動するかという $(0, 1)$ の変数があるので、混合整数最適化問題となり、一般的には解くのが困難である (NP 困難と呼ばれている)。

しかしながら、分枝限定法 (Branch and Bound), ヒューリスティック法 (Heuristics), ノード事前解決 (Node Presolve), 切断平面法 (Cutting Planes) 等の手法を組み合わせ、また、問題の特殊な構造に対応した様々な工夫をすることによって、最適解をしかも実用的なスピードで求めることができるようになった (Bixby et al. 2000)。CPLEX 社において MIP の開発を担当し、その後スピンオフして Gurobi を設立した Bixby 博士によると、1991 年の CPLEX 1.2 から 2008 年の Gurobi 11.1 の間に約 3 万倍のスピードアップが達成された⁹。また、MIP に加えて、ED で用いる LP (線形計画法) においても、1980 年代以降に大きな進歩が起きて、極めて多数の変数を含む巨大なプログラムが短時間で解けるようになっている。最近の動向を踏まえた MIP と LP の開発状況については Bixby 博士の講演 (<https://youtu.be/R8-nt5NyiE>) が分かりやすい。

PJM は米国 ISO の先頭を切って 2004 年に MIP を前日市場に導入した (FERC 2011)。2015 年には米国 ISO のすべてが MIP を採用している (O'Neill 2016)。ただし、MIP は常に最適解を求めることができるわけではなく、パフォーマンスはモデルの定式化に依存する。後述するように、これまでモデリングの

⁹ Bixby (2017) を参照。

工夫に関する研究が数多く行われてきて、多くの進歩が見られた(Chen, et al. 2021, 2022)。しかしながら、UC 問題の特性からすべてのケースに適用可能な一般的なモデリング手法は存在しないと考えられている(Litvinov, et al. 2019)。

4. ISO ソフトウェア機能強化の FERC 調査 (2011)

上述のように、PJM が 2004 年に前日市場に MIP を導入して以降、米国 ISO はこぞって MIP を導入した。FERC は 2010 年に各 ISO にアンケートを配布して、約定計算ソフトウェアの機能強化状況と将来計画を調査した。その報告書(FERC 2011)及びその他の文献によると、以下のような導入状況及び導入計画であった。

- PJM は 2004 年に MIP を前日市場に導入し、その後、2006 年にリアルタイム市場(の先読み SCUC ツール)にも MIP を導入した。
- MISO は 2005 年に前日市場を開設したが、その際には MIP ではなく Lagrange 緩和法を用いた。その後、2009 年にエネルギー市場とアンシラリーサービス市場の同時最適化を開始し、その際に MIP を導入した¹⁰。
- CAISO は 2009 年にゾーン制からノーダル市場へ移行し(Market Redesign and Technology Update, MRTU)、それに伴って MIP を導入した。
- NYISO は 2014 年に MIP を導入した。
- SPP は MIP を用いる前日市場を導入することを 2009 年にアナウンスしたが、実際の開設は 2014 年であった。

より詳細には 2010 年時点の導入状況は以下であった。

リアルタイム市場先読みツール

リアルタイム市場の先読みツールは実需給の最大 4 時間前までに電源の追加的起動・停止を行うかどうかを決めるものである。上記のように PJM は 2006 年に導入しており、CAISO は 2009 年に導入している。その他の ISO は、2010 年時点ではリアルタイム先読みモデルを持っていなかったが、その後導入している。

信頼性ユニットコミットメント (RUC)

前日市場では事業者の入札に基づいて電源の起動停止や給電の計画を決定するが、前述のように、往々にして事業者の需要予測は ISO のものより信頼性が低い。そこで、前日市場後の信頼性ユニットコミットメント(RUC)において、ISO 側の需要予測を用いて信頼性確保のために必要な追加の電源を起動する。2010 年現在で、PJM, CAISO, ISO-NE, MISO において RUC に MIP が導入されている。NYISO

¹⁰ Carlson, et al. (2012), Chen, et al. (2018)を参照。

と SPP はこの時点では導入していなかったが、導入を検討しており、その後導入された。

前日市場

2010 年までに、PJM, ISO-NE, MISO, CAISO が MIP を前日市場に導入している。NYISO と SPP は導入を検討中であり、その後、2014 年に導入した。

エネルギーとアンシラリーサービスの同時最適化

2010 年時点においてはエネルギーと予備力・調整力の同時最適化が進行中であったが、その後、すべての ISO で導入された。たとえば、2010 年時点で、NYISO, MISO, CAISO はエネルギー、Reserve, Regulation の 3 つをリアルタイムのユニットコミットメントにおいて 15 分間隔で同時最適化している。ISO-NE と PJM はエネルギーと Reserve だけを同時最適化しており、PJM は同時最適化に Regulation を加えることを検討中であった。また、SPP は市場再設計の際に同時最適化を導入することを計画していた。

出力変化速度（ランプレート Ramp Rate）のモデリング

ランプレート(Ramp Rate)は発電(需要)が出力(消費量)を変化させるスピードである。ランプレートのモデリングはその非凸性から困難であったが、各 ISO は徐々に導入を果たしつつあった。

CAISO は複数セグメントにわたるランプレート入札曲線を前日及びリアルタイム市場の複数インターバル先読み最適化において許容している。ISO-NE はリアルタイム市場においてランプレートの入札を認めているが、単一のセグメントに限定されている。

MISO は前日市場で単一のランプレートを用いているが、リアルタイム市場ではランプアップ、ランプダウン、双方向ランプレートについて別々の制約にすることを認めている。前日市場においても異なった制約の入札を認めるかどうかを検討中である。

NYISO は 3 セグメントのランプレートを前日市場とリアルタイム市場の双方において認めており、これをアンシラリーサービスに拡大するかを検討している。

PJM は出力レンジごとにランプレートを変えることを認めており、最大 10 個の異なった値を設定することが可能である。ランプアップとランプダウンで異なることを許容するかどうかを検討中である。

SPP はディスパッチ目的だけに限定して複数の異なったランプレートを用いている。出力レンジで変えることやランプアップ、ダウンで変えることを認めるかどうかを検討中である。

コンバインドサイクル発電のモデリング

コンバインドサイクル発電機は複数のガスタービンと蒸気タービンをもち、これらを異なった構成(configuration)で稼働させることができる。どういう構成かによって限界費用とその形状が異なるので、コンバインドサイクル発電の正確なモデリングは容易でない。しかしながら、MIP を用いればこれらの異なった構成をモデルすることが可能になるので、2010 年時点ではその開発が進み始めていた。たとえば、

PJM では複数のモデリング方式が提供されていた。CAISO では単一の方式を採用しているが、2010 年からその中に多段階発電モデリングを導入し、適切な構成を選択できるようにした。その他の ISO でも様々な機能強化を試行している。

その他の機能強化

以上の機能強化以外にも多くの分野で改良が試みられている。FERC (2011)では、送電切替 (Transmission Switching)、デマンドレスポンス等の調整可能負荷モデリング (Dispatchable Load Modeling)、蓄電池モデリング (Storage Modeling)、ソフトな制約のモデリング (Modeling of Flexibility in Resource Limits)、交流潮流モデル (AC Power Flow Models)、無効電力のプライシング (Reactive Power Pricing)、フレキシブル交流送電システムの設定 (FACTS System Settings)などがあげられている。

5. PJM における MIP の導入

次に、PJM, NYISO, MISO の3つの ISO について市場システムの機能強化状況をより詳しく見ていく。まず、本節では PJM を取り上げる。

PJM における MIP の導入とその後の改良

PJM における MIP の導入については Streiffert, et al. (2005)が詳細に解説している。この文献によると、2002 年に MIP をユニット・コミットメント問題に用いることについてソフトウェア・ベンダー達と協議を始め、2004 年には実装に至った。開発を担当したのは AREVA T&D であり、市販の CPLEX ソルバーをモデリングツールの AIMMS¹¹とリンクさせて用いることを選択した。これによって時間ロスなく新しいバージョンにソルバーをアップグレードすることが可能になった。CPLEX は、version 7.0 から 8.1, 9.0 へとバージョンアップされ、そのたびに大きなパフォーマンスの改善があった。

Ott (2010)によると、2004 年の MIP 実装以降は以下のような改良が行われた。

2004 年: 前日市場と信頼性ユニットコミットメント (RUC) への MIP の導入

2006 年: リアルタイム市場とアンシラリーサービス市場への MIP の導入

2008 年: パーフェクト・ディスパッチ検証の開始

パーフェクト・ディスパッチ (Perfect Dispatch) は完璧な給電指令が出されていたらどうなっていたかをシミュレーションして、実際の給電をそれと比較することによって、給電指令の改善を図るものである。このシミュレーションは PowerGEM 社の PROBE を用いて行われている。これについては後ほどの PROBE の活用の項で再度とりあげる。

¹¹ AIMMS は最適化アプリケーションのためのアプリケーション開発モデリングツールである。Gurobi や CPLEX をソルバーとして用いることができ、AIMMS 社 (<https://www.aimms.com/>) によって販売されている。

PJM における市場取引のタイムライン

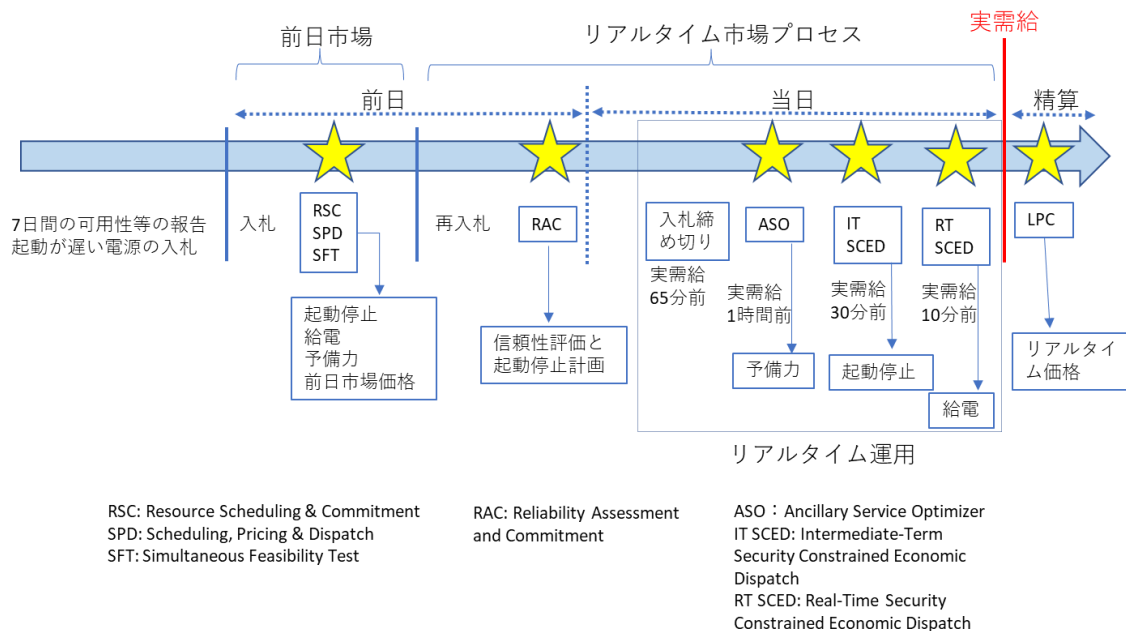
PJM (2022a)によると、PJM における前日市場とリアルタイム市場のタイムラインは以下の図 1 のようになっている¹²。

まず、前日市場が開く前に、容量市場で落札した電源は翌 7 日にわたる発電可能性を報告する。また、起動時間が 24 時間を超える電源は翌 7 日分のオファー価格を提出しなければならない。

前日になると、市場参加者は午前 11 時までに入札を行う。それを受けて PJM は各電源の起動停止と起動した電源の発電量、予備力の調達量を決定する。その後に前日市場の価格(エネルギーと予備力の双方)を決定し、それらを通常は 13 時 30 分までに公示する。後ほど詳述するように、これらの計算は RSC (Resource Scheduling & Commitment)、SPD (Scheduling, Pricing & Dispatch)、SFT (Simultaneous Feasibility Test)の 3 つのソフトウェアを用いて行われる。

前日市場の結果が利用可能になってから 14 時 15 分までは再入札時間となっており、市場参加者は入札の変更を行うことができる。その後に、PJM は信頼性評価と起動停止計画の策定を改めて行い、前日市場の結果を修正する。なお、ここで決める起動停止計画はリアルタイム市場の一部と整理されており、前日市場からの変更分はこれ以降に発生する変更も含めてリアルタイム市場価格を用いて精算される。

図 1 PJM における市場取引のタイムライン



当日においても、実需給の 65 分前までは入札の変更が可能である。入札変更を締め切った後には、

¹² 金本 (2023) の図 8。詳細については、PJM (2022a) を参照されたい。

実需給 1 時間前に予備力の最適化プログラムである ASO (Ancillary Service Optimizer) が電力エネルギーと予備力の同時最適化を行う。このプログラムは実需給時間の 60 分後までの先読みを行う。次に、IT SCED (Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch) が実需給 30 分前までに追加的な起動停止を決定する。このプログラムは 15 分、30 分、75 分、120 分の先読みを行う。その後、RT SCED (Real-Time Security Constrained Economic Dispatch) が実需給 10 分前に最終的な給電(dispatch) と予備力の割り当てを決定する。このプログラムは 8~10 分の先読みを行う。

実需給後に、LPC (Locational Pricing Calculator) が最終的な RT SCED の結果をもとに 5 分ごとのリアルタイム市場価格を計算する。

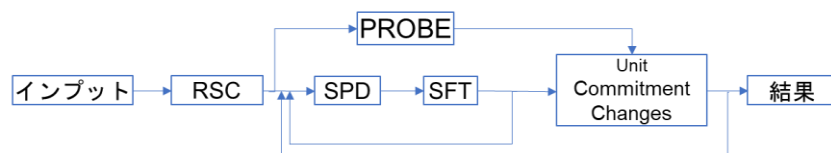
PowerGEM 社の市場シミュレーションソフトウェア PROBE の活用

PJM の MIP を用いる約定システムは前述のように AREVA T&D によって開発された。その後 AREVA T&D は Alstom Grid によって買収され、さらに GE, ABB を経て、Hitachi Energy が MIP プログラムを含む市場管理システム (Market Management System, MMS) を受け継いだ。しかしながら、PJM はこれに加えて、電力市場シミュレーションソフトウェアのスタートアップである PowerGEM 社が開発したソフトウェア PROBE も活用している。PowerGEM 社の Web ページ情報 (2022 年) によると、5 つの ISO のサポートと資金提供を受けて、2000 年代初頭から市場シミュレーションソフトウェア PROBE の開発を始め、各 ISO 向けのカスタマイズを行っている。

PJM による PROBE の活用の一例は、前述したパーフェクト・ディスパッチのシミュレーションである。これは、事後的に完璧な給電指令が出されていたらどうなっていたかをシミュレーションして、実際の給電に改善の余地がないかを探るものである。パーフェクト・ディスパッチは 2008 年に始めているが、PJM の推計によれば、この取り組みによって達成した電力供給コストの削減は 2021 年 1 月までで約 \$1.5 billion に登る。詳細については、Gisin et al. (2010) と Gu and Gisin (2014) を参照されたい。

これに加えて、最近では前日市場の約定計算の中で PROBE が並行的に用いられていた¹³。PJM の説明資料 (Patel 2018) によると、PJM における前日市場の約定計算は以下の図のように行われている。

図 2 PJM における前日市場最適化計算のタイムライン



¹³ 後述のように、PJM は MISO, ISO-NE と共同で最適化ソフトウェアの改良に取り組んでおり、このプロジェクトの結果として PROBE を利用しなくなった可能性がある。

ここで、RSC はユニット・コミットメント問題を解く MIP ソルバーである。RSC は主要な制約を考慮に入れているが、すべての制約を扱っているわけではない。これに対して、LP ソルバーである SPD は次のステップの SFT で認識したものを含むすべての制約を考慮する。SFT はベースとコンティンジェンシーの潮流解析を行い、送電容量を超過する制約を SPD に返す。PROBE は最初のユニットコミットメントである RSC の後に、SPD、SFT と平行に走り、RSC のコミットメントについての修正を提案する。PROBE は RSC と違ってすべての制約をモデルしており、さらに Three Pivotal Supplier test を行い、コンバインドサイクル発電の最適化(Giacomoni, et al. 2023)や揚水発電の最適化も行っている (Giacomoni, et al. 2020)。最近では、これらに加えて、同期調相機モードのユニットコミットメントも行っている (Giacomoni, et al. 2024)。

Next Generation Markets (nGEM) プロジェクト

PJM では上記のようにコンバインドサイクルや揚水発電への対応といった最適化ソフトウェアの改良を行っているが、そのために前日市場で 2 時間 30 分以内といった制限時間を守りながら、高い精度を達成することが難しくなっている。この状況に対処するために、2017 年から MISO 及び ISO-NE と共同で Next Generation Markets (nGEM)と呼ぶプロジェクトに取り組んでいる。このプロジェクトのシステム開発は GE Vernova が担っている。

nGEM プロジェクトの詳細については公表資料が見つからないが、電力系統全体を単一の巨大な最適化問題として解くのではなく、並列分解 (Parallel Decomposition)を用いてより小さく扱いやすい部分問題に分割して、並列計算を行っている。

核心となる手法はベンダーズ分解法である。これは以下のように用いられる。まず、全域の発電設備や蓄電池の稼働状態を決定する「主問題」を処理する。次に、電力系統を地理的・時間的に分割された「部分問題」に分解する。各部分問題は、選択された状態が送電制約下で物理的に実現可能かを検証し、最適なディスパッチを算出する。部分問題で制約が満たされていないことが判明すると、「ベンダーズ・カット」と呼ばれる新たな制約を主問題に加えて、再度、主問題を解いて、求解プロセスを繰り返す。

並列分解においては、部分問題に並列計算が適用できるので、大きなスピードアップが可能になる。また、並列分解は時系列に対しても適用されるので、最近大きな課題になっている蓄電池の最適化に適用されている。並列分解に関する学術論文については、Wang, et al. (2024)等がある。

6. NYISO における MIP の導入

NYISO では PJM にしばらく遅れて MIP が導入された。

MIP 導入の経緯

2013 年の FERC Conference における発表資料に NYISO における MIP 導入の経緯が説明されている (Musto and Marwali, 2013)。

まず、初回の概念実証 (PoC, Proof of Concept) は 2010 年に開始された。NYISO ではモデリング・ツ-

ルとして AMPL (A Mathematical Programming Language)¹⁴を用いており、ソルバーは Gurobi を用いている。初回概念実証の結果はそれまで用いていたラグランジュ緩和法 (LR, Lagrangian Relaxation) と同等であり、計算時間と精度に問題があった。

2回目の概念実証では、Linux クラスター (x86 Linux サーバー) を市場管理システム (MMS) に導入して、計算機負荷の高いタスク (ユニットコミットメントの計算等) を既存のシステムから移して独立させた。その結果、良好なパフォーマンスが得られたので、2014 年の実装を 2012 年の終わりに提案した。その後、MIP/LP ソルバーとモデリングの改良を行って、パフォーマンスを改善し、導入に至った。

MIP 導入後の改良

2020 年の FERC Conference では蓄電池への対応などのその後の改良を解説している (Musto, 2020)。それらの主たるものは以下である。

- AMD EPYC と Gurobi 9 は大幅な性能向上を実現した。
- MIP と LP のマルチスレッド化 (Branch and Bound, Barrier vs Dual-Simplex)。
- 単なるユニットコミットメントではなく、ソリューションプロセス全体に焦点を当てた。
- よりスマートなモデリングと改良された制約。
- ABB, NYISO 内部リソースおよびその他の関係者と連携し、並列化に適した手法に焦点を当てた革新的なモデリングに取り組んだ。

これらによって、2020 年には当初予想の 4 倍の蓄電設備を扱うことができるようになった。また、ハードウェアとソフトウェアについては、2017 年から CPU のコアは 18 から 64 に大きく増加し、2020 年には 32 コアの AMD Naples と Gurobi 8.1 を導入した。2021 年には AMD Milan と Gurobi 9.x を導入し、パフォーマンスを 2 倍にすることを計画している。

2022 年の FERC Conference では動的予備力調達 (dynamic reserve procurement) に挑戦していることが説明されている (Musto and Lo, 2022)。

7. MISO における MIP の改良

4 節で紹介したように、MISO は 2005 年に前日市場とリアルタイム市場を開始した。その際には Lagrange 緩和法を用いていたが、2009 年に同時最適化を導入した際に MIP に移行した。その後の様々な改良は Ma et al. (2009), Carlson et al. (2012), Chen et al. (2016, 2018, 2021a, b), Chen (2019a, b) が解説している。

MISO の総発電容量は約 175GW であり、送電ネットワークには 45,000 を超えるバスと 1,400 の発電リソースが含まれ、2,446 の LMP 価格設定ノードが存在する (Chen et al., 2021a)。Chen et al. (2021b) によると、MISO は 2005 年に電力エネルギーのみの前日市場を開始した際には 6 時間の約定計算時間を

¹⁴ AMPL は線形計画、非線形計画、混合整数計画などの数理最適化問題を記述するための商用のモデリング言語であり、前述の AIMMS と同様な役割を果たす。

設定していた。計算時間は 2007 年に 5 時間に短縮された。そして、2009 年には MIP ソルバー CPLEX の使用を開始し、計算時間をさらに 4 時間に短縮した。2009 年時点の最適化問題の定式化については Ma et al. (2009) が詳細に解説している。

Chen et al. (2021a) によると、MISO の翌日市場は 50,000 を超える 2 値 (0-1) 変数と約 15,000 の送電制約を伴い、36 時間 (24 時間プラス追加の 12 時間) にわたる大規模 MIP 問題として定式化された。MIP ソルバーの採用により、約定計算の品質とパフォーマンスが大幅に向上したが、SCUC が NP 困難問題であることから、MIP ソルバーが現実的な時間内に望ましい解精度を達成することが困難なケースが存在する。

計算時間を短縮するために、MISO は様々な改良に取り組み、翌日市場の計算時間を 4 時間から 3 時間に短縮することに成功した。しかしながら、SCUC MIP が 0.1% の相対 MIP ギャップ¹⁵ または 24,000 ドルの絶対 MIP ギャップに到達するまでの時間は、50 秒未満から 3600 秒以上まで変動していた。運用上 MIP の時間制限は 1200 秒に設定されていて、1200 秒時点で MIP ギャップが比較的小さい場合 (例: 3% 未満) には、約定計算プロセスは SCED と系統解析を経て、「後処理」段階のポリッシング・モジュールへと進む。この手順では通常は 0.1% に近い MIP ギャップ内で解が得られるが、MIP ギャップが 3% を超えてしまう場合には、MIP 時間制限を 1800 秒に延長する。1800 秒経過後もギャップが大きい場合には、他のバックアップ解法を用いて、妥当なコミットメント解が得られるようにする。

実際の運用事例の大半では、初期段階で MIP ソルバーが良好な下限値を迅速に達成できる。ただし、ギャップが 1% に達した後に、0.1% に到達するまでに非常に長い時間がかかる可能性がある。コンバインドサイクルの高度化、再生可能エネルギーの統合、将来的な分散型エネルギー資源の導入などによってモデルが複雑になっていくことから、高品質な解を確実に得られるための努力が必要になった。そのために、MISO ではドメイン知識、履歴情報、ヒューリスティック・アルゴリズムの活用に取り組んだ。

2016 年から 2020 年まで、DOE の補助金 (ARPA-E) を得て、SCUC の改良プロジェクト HIPPO に取り組んだ。参加者は、MISO に加えて、Pacific Northwest National Laboratory (PNNL)、GE Grid Solutions、Gurobi Optimization であった。このプロジェクトは SCUC 性能を 10 倍高速化することを目指しており、進捗状況は、IEEE の論文で紹介されている (Chen et al. (2016), (2021a, b))。

Chen et al. (2021b) によると、HIPPO のソフトウェアは Model factory, Algorithm factory, Execution management の 3 つの要素から構成されている。

Model factory では、①出力制限やランプレートなどの時間変動パラメータ、②ゲーミング行為を防止するために最小稼働時間と最小停止時間を特定の時間帯において無効化、③一日当たり最大エネルギー

¹⁵ MIP 計算の途中で得られる目的関数の上限値と下限値の差を (絶対) MIP ギャップと呼んでる。相対 MIP ギャップはそれを下限値 (上限値を用いる場合もある) で割ったものである。MIP においては 0-1 変数を 0 と 1 の間の連続変数と置いて、LP (線形計画法) でまず最適化計算を行う。そうすると、目的関数の上限値が得られる (最大化問題として定式化している場合には)。最適化はすべての制約をみたす実現可能解 (first feasible solution と呼ばれる) から出発して、目的関数の値を上げていくことによって行われる。したがって、途中で得られるその時点でのベストの実現可能解が目的関数の下限値となる。これらの差をとることによって、MIP ギャップが得られる。

量と最大起動回数制約, ④バーチャル取引と送電制約の増加, 等に対応するためのモデリングの工夫をしている.

Algorithm factory では, 高性能コンピュータの並列計算を活用する方策を探っており, いくつかの近隣探索法 (neighborhood search methods) がスピードアップに有効であった. これらの手法は固定する変数や除外あるいは lazy 制約をみつけることによって MIP 最適化問題のサイズを小さくしている.

Execution management においては, Hippo 並列オプティマイザー (HIPPO prototype concurrent optimizer) を実装し, Message Passing Interface (MPI) によって各モデルとアルゴリズムの実行とコミュニケーションを管理している. このソフトウェアは Python で書かれており, 単一ワークステーション上でも, 高性能コンピューティングクラスター上でも動作するように設定できる.

8. 最適化問題の数学的定式化とレビュー論文

約定システムの実運用においては, 入札データ, 発電機のパラメータ, 送電制約等の膨大なデータを読み込んで, これらを Gurobi や CPLEX 等の MIP ソルバーが読むことができる数式 (行列形式) に変換してソルバーに送る, それを受け取ったソルバーが最適化計算を行って, その結果を MMS に返すといったプロセスをとっている. データの変換プログラムは MMS を担当する IT ベンダーが ISO スタッフの指示の下で作成しているようであるが, その詳細は公表されていない.

MIP の最適化問題 (SCUC) は行列形式で書くと以下のような構造をしている (Chen et al. 2023).

Minimize :

$$f = \sum_{g \in G} c_g \quad (\text{SCUC.1})$$

Subject to :

$$\sum_{g \in G} (A_g p_g + B_g u_g) = D \quad (\text{SCUC.2})$$

$$(p_g, u_g, c_g) \in \Pi_g \quad \forall g \in G \quad (\text{SCUC.3})$$

ここで, (SCUC.3) は個々のリソース g の物理的制約を, 連続的生産変数 p_g , バイナリーの状態変数 u_g , 随伴するコスト c_g を用いて表している. (SCUC.2) の式は送電システムの物理的あるいは運用上の制約を表している. これには, エネルギーバランス, 予備力必要量, 送電容量制約が含まれる. (SCUC.1) はシステム全体を運用するコストを最小化している¹⁶.

実際の約定システムが解いている MIP 問題は膨大な数の変数と制約式から構成されており, 詳細は公表しないのが通常である. しかしながら, オンタリオ IESO の IESO (2024) は 170 ページ近くに及ぶ膨大な資料を公表しており, その一端をうかがうことができる. また, CAISO (2022) は 2022 年に提案した前日市場の機能強化案を数式ベースで解説している.

ユニット・コミットメントにおける MIP は ISO が実務に用い始めてからすでに 20 年以上経過しているの

¹⁶ これは需要が固定されているケースであり, 需要が右下がりの場合には消費者余剰を含む社会厚生を最大化するという定式化が用いられることが多い.

で、その間に様々な改良が積み重ねられている。これらについてはいくつかのレビュー論文が出ており、様々なアプローチでのパフォーマンス比較も行われている (Knueven et al. 2020, Tejada-Arango et al. 2020, Montero et al. 2022)。また、IEEE にタスクフォースができて、その活動状況に関する報告論文も出版されている (Chen et al. 2023)。IEEE タスクフォースでは、オープンソースの Julia/JuMP optimization package を公開している (<https://anl-ccesa.github.io/UnitCommitment.jl/0.1/>)。このパッケージには、①推奨データフォーマット、②ベンチマークインスタンス、③モデル・インプリメンテーション、④ベンチマーク・ツールの 4 つが含まれている。

SCUC はほとんどのケースで整数線形計画 MILP (Mixed-Integer Linear Programming)¹⁷ モデルとして定式化される。そして、MILP の定式化を強化するための指標として、コンパクト性 (Compactness) とタイトさ (Tightness) が用いられる。コンパクト性は定式化に含まれる変数と制約式の数がいかに少ないかを表し、タイトさは整数線形計画問題の線形計画緩和がいかに元の整数解の凸包 (Integer Hull) に近いかを表す。コンパクト性の改善のためには、①冗長な制約や有効でない制約の除去、②バイナリー変数の削減などが用いられる。また、タイトさは整数性ギャップ Integrality gap (IntGap) で測られる¹⁸。

実際のユニットコミットメントにおいては、CPLEX, GUROBI, XPRESS といった商用の MILP ソルバーが用いられるので、モデル定式化のパフォーマンスを見るには現実的なテストケースを用いたシミュレーションを行う必要がある。

現在までに行われた様々な改良が以下の 4 つに分けて紹介されている。詳細については、Chen et al. (2023) を参照されたい。

A. Strengthening MILP Formulation for Performance Improvement

B. Decomposition and Coordination Methods

C. Other Decomposition Methods

D. Primal Heuristics

9. 市場システム開発における巨額コストオーバーラン事例

テキサスの ERCOT はゾーン制からノードル制への転換を行ったが、Brattle (2017) によると、このプロジェクトは巨額のコストオーバーランと 2 年近い遅延をもたらすことになった。当初の予算が USD \$263 million であったのが、USD \$509 million とほぼ倍額になり、2009 年 1 月 1 日に予定されていた完成が 2 年近く遅れて 2010 年 12 月 1 日にずれ込むこととなった。

テキサス州規制当局 (PUCT) に依頼されて、原因調査を行った Navigant Consulting によると、以下の問題があったとされている。

(a) システム統合とプロジェクトマネジメントの複雑さを過小評価していた。

¹⁷ MILP は MIP の一種で、連続変数についての最適化が線形計画法によるものである。

¹⁸ 整数性ギャップなどの説明は整数線形最適化の解説書を参照のこと。岡本吉央教授の講義サイトには動画による解説もされている。
<http://dopal.cs.ucc.ac.jp/okamotoy/lect/2020/matching/>

(b) 他の市場のルールを借用 (forklifting) せずに、自分たち自身のノードプロトコル (nodal protocols) を創造しようとした。

(c) 主要なソフトウェアシステムをすべて一社のベンダーから調達するのではなく、ベスト・イン・ブリード方式でベンダーを選択した。

(d) 複数のベンダー間でモデリングデータを標準化することが困難だった。

ERCOT はこの難関にあたって、複数ベンダーを維持しながら取り組むことを選択した。第一に、IT スタッフを増強して、ERCOT 自身がシステムインテグレーターとしての役割を果たすこととした。第二に、全関係者が共通情報モデル標準 (Common Information Model (CIM) standard) に厳密に従うことを徹底した。その結果、何とか完成に至ることができたが、その間に IT スタッフは膨張し、400 人程度に及んでいる。

また、ERCOT の後にノード市場への移行を行った SPP は ERCOT などの教訓から学ぶ努力を行い、以下のような選択を行った。

(a) 他の市場における市場設計とプロトコルを借用した (forklifting)。

(b) 内部のスタッフにもっぱら依拠するのではなく、外部のシステムインテグレーターを用いた。

(c) 強力なプロジェクト管理手法を導入し、ステークホルダー関係、タイムライン、作業フロー間の依存関係、および IT システム統合を効果的に管理した。

なお、Brattle は他の ISO にヒヤリングを行って、様々なアドバイスを得ており、それらを Brattle (2017) にまとめている。

10. おわりに

以上で概観したように、米国 ISO における電力市場約定システムは 20 年以上にわたって改良が積み重ねられてきた。また、現在も多大な努力が継続している。その成果をうまく学ぶことができれば、日本においても電力市場設計の高度化に成功するであろう。しかしながら、アメリカにおいても ERCOT の巨額コストオーバーラン事例が発生したことからもわかるように、失敗のリスクは厳然として存在している。しつかりした態勢作りと人材育成に本気で取り組む必要がある。

参考文献

Bixby, R. E., 2017. "Computational Progress in Linear and Mixed Integer Programming." Joint EURO/ORSC/ECCO Conference 2017 on Combinatorial Optimization.

<https://ecco2017.euro-online.org/en/resources/files/invited-speakers/robertbixby.pdf>

Bixby, E.R., Fenelon, M., Gu, Z., Rothberg, E., Wunderling, R. 2000. "MIP: Theory and Practice — Closing the Gap." In: Powell, M.J.D., Scholtes, S. (eds) System Modelling and Optimization." CSMO 1999. IFIP — The International Federation for Information Processing, vol 46. Springer, Boston, MA. DOI: 10.1007/978-0-387-35514-6_2.

Brattle, 2017. The Future of Ontario's Electricity Market: A Benefits Case Assessment of the Market

Renewal Project.

https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/7193_benefits-case-assessment-market-renewal-project-clean-20170420.pdf#page=107.31

CAISO, 2022. Day-Ahead Market Enhancements (DAME) Technical Description.

<https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/AppendixB-DraftTechnicalDescription-Day-AheadMarketEnhancements.pdf>

Carlson, B., Chen, Y., Hong, M., Jones, R., Larson, K., Ma, X., Nieuwesteeg, P., Song, H., Sperry, K., Tackett, M. Taylor, D., Wan, J., Zak, E. 2012. "MISO Unlocks Billions in Savings Through the Application of Operations Research for Energy and Ancillary Services Markets." *Interfaces* 42(1):58-73. <http://dx.doi.org/10.1287/inte.1110.0601>

Chen, Y. 2019a. MISO Market Design Overview and Evolution, CURENT Power and Energy Industry Seminar, The University of Tennessee, Knoxville.

<https://current.utk.edu/industry/seminar-series/current-power-and-energy-industry-seminar-dr-yonghong-chen/>

Chen, Y. 2019b. MISO R&D on Improving the Efficiency of Market Clearing Software, FERC Technical Conference. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/T1-3-Chen.pdf>

Chen, Y., Casto, A., Wang, F., Wang, Q. Wang, X. and Wan, J. 2016. "Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance," in *IEEE Transactions on Power Systems*, 31, 4732-4743, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2530811.

Chen, Y., Wang, F., Wan, J., and Pan F. 2018. "Developing Next Generation Electricity Market Clearing Optimization Software." *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586548

Chen, Y., Pan, F., Holzer, J., Rothberg, E., Ma, Y. and Veeramany, A. 2021a. "A High Performance Computing Based Market Economics Driven Neighborhood Search and Polishing Algorithm for Security Constrained Unit Commitment," in *IEEE Transactions on Power Systems*, 36, 292-302, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3005407.

Chen, Y., Pan, F., Holzer, J., Veeramany, A. and Wu, Z. 2021b. "On Improving Efficiency of Electricity Market Clearing Software with A Concurrent High Performance Computer Based Security Constrained Unit Commitment Solver," *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, DOI: 10.1109/PESGM46819.2021.9638040.

Chen, Y., Pan, F., Qiu, F., Xavier, A., Zheng, T., Marwali, M., Knueven, B., Guan, Y., Luh, P., Wu, L., Yan, B., Bragin, M., Zhong, H., Giacomoni, A., Baldick, R. , Gisin, B., Gu, Q., Phibrick, R., Li, F., 2023. "Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market: Modeling, Solution Methods, and Future Challenges," in *IEEE Transactions on Power Systems*. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3213001.

Preprint. <https://doi.org/10.36227/techrxiv.19500710.v1>

FERC. 2011. Recent ISO Software Enhancements and Future Software and Modeling Plans, Staff Report, <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/rto-iso-soft-2011.pdf>

Giacomoni, A., Gu, Q., Gisin, B., 2020, Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM's Day-Ahead

- Energy Market, Anthony Giacomoni, Qun Gu, Boris Gisin, FERC Technical Conference 2020.
https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-3_Giacomoni_et_al.pdf
- Giacomoni, A., Nazemi, D., Gu, Q., Gisin, B., 2023. "Optimizing Combined Cycle Units in PJM's Wholesale Energy Markets Using a Hybrid Multiple Configuration Resource Model," FERC Technical Conference 2023.
<https://www.ferc.gov/media/anthony-giacomoni-pjm-interconnection-audubon-pa>
- Giacomoni, A., Nazemi, D., Gu, Q., Gisin, B., 2024. "Optimizing Synchronous Condensers in PJM's Day-Ahead Energy Market Using a Hybrid Multiple Configuration Resource Model," FERC Technical Conference 2024.
<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notice/testimony/2024/20240709-presentation-ferc-technical-conference-optimizing-synchronous-condensers.pdf>
- Gisin, B., Gu, Q. and Mitsche, J. V., Tam S. and Chen, H. 2010. "“Perfect Dispatch” - as the measure of PJM real time grid operational performance," IEEE PES General Meeting. Doi: 10.1109/PES.2010.5590099.
- Gu, Q. and Gisin, B. 2014. "Real-time Market/Operation Simulation Pertaining to “Perfect Dispatch (PD) Metrics”, " IEEE Grid Operations Super Session.
https://www.power-gem2.net/static/PowerGEM_RT_Market_Simu_PD_07_2014.pdf
- Helman, U., Hobbs B. F., and O'Neill, R. P. 2008. “The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets”, in Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, F. P. Sioshansi, Ed. Oxford, UK: Elsevier, ch. 5, pp. 179–243.
- IESO, 2024. Market Renewal Program: The Day-Ahead Market Calculation Engine, Appendix 7.5 – The Day-Ahead Market Calculation Engine Process.
<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/tp/2024/iesotp-20240409-mr-00458-R00-dam-ce.pdf>
- Knueven, B., Ostrowski, J., Watson, J-P. 2020. "On Mixed-Integer Programming Formulations for the Unit Commitment Problem." INFORMS Journal on Computing 32(4):857-876.
<https://doi.org/10.1287/ijoc.2019.0944>
<https://optimization-online.org/wp-content/uploads/2018/11/6930.pdf>
- Litvinov, E., Zhao, F., Zheng, T., 2019. "Electricity Markets in the United States: Power Industry, Restructuring Processes for the Present and Future." IEEE Power and Energy Magazine. 17. 32-42. DOI: 10.1109/MPE.2018.2872300
- Ma, X., Song H., Hong M., Wan J., Chen Y. and Zak E., 2009. "The security-constrained commitment and dispatch for Midwest ISO day-ahead co-optimized energy and ancillary service market," IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, , pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2009.5275943.
<http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/MISO1-2009.pdf>
- Montero, L.; Bello, A.; Reneses, J. 2022. "A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods." Energies, 15, 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>
- Musto, M. and Marwali, M., 2013. Mixed Integer Programming NYISO Proof of Concept Experience,

- FERC Technical Conference.
<https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20140411125146-M1%2520-%2520Musto.pdf>
- Musto, M. 2020. Day Ahead Network Constrained Unit Commitment Performance, Eleventh Annual FERC Software Conference.
https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-2_Musto_0.pdf
- Musto, M. and Lo, E. O. 2022. Co-optimization of Reserve Requirements and Scheduling with Energy and Transmission Security, FERC Technical Conference: Increasing Real-Time and Day-Ahead Market Efficiency through Improved Software.
<https://www.ferc.gov/media/co-optimization-reserve-requirements-and-scheduling-energy-and-transmission-security>
- O'Neill, R. P., 2016. Lessons from the US ISO Markets, CEPG Conference, Mexico City.
https://hepg.hks.harvard.edu/sites/g/files/omnuum10586/files/hepg/files/oneill_cepg_mexico.pdf
- Ott, A., 2010. Unit Commitment in the PJM Day-ahead and Real-time Markets.
<https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20100601131610-Ott%2C%2520PJM.pdf>
- Patel, K., 2018. Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling, PJM.
<https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180511-special/20180511-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.ashx>
- PJM, 2022a. PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations.
<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
- PJM, 2020b. System Operations Report. <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/mc/2020/20200218-webinar/20200218-item-06b-operations-report.pdf>
- Streffert, D., Philbrick, R. and Ott, A., 2005. "A mixed integer programming solution for market clearing and reliability analysis," IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, USA, 2005, pp. 2724-2731 Vol. 3, DOI: 10.1109/PES.2005.1489108.
- Tejada-Arango, D. A., Lumbreras, S., Sánchez-Martín, P. and Ramos, A. 2020. "Which Unit-Commitment Formulation is Best? A Comparison Framework," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 4, pp. 2926-2936, July 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2962024.
- Wang, Q., Wu, W., Lin, C., Yang, Y., Wang, B. 2024. "A Spatio-Temporal Decomposition Method for the Coordinated Economic Dispatch of Integrated Transmission and Distribution Grids," in IEEE Transactions on Power Systems, 39, 4835-4851, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3329820.