

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 30 年度

修士論文

電力需要減少・再生可能エネルギー電源導入拡大下
における送電線の増設と撤去の両面を考慮した
送電系統計画手法に関する研究

2019 年 1 月 29 日提出
指導教員 永田 真幸 准教授

47-176063 伊藤 夏

目次

第1章 序論

1.1 本研究の背景 ^{[1]~[6]}	1
1.2 先行研究 ^{[7]~[13]}	2
1.3 本研究の目的	2
1.4 本論文の構成	3

第2章 電力システムの現状と送電線計画に関わる諸要素

2.1 電力需要の減少 ^{[1] [2] [5] [14] [15]}	4
2.2 再生可能エネルギー電源の導入拡大 ^{[6] [16] [17]}	6
2.3 電力流通設備の高経年化 ^[3]	8

第3章 送電線計画において考慮すべき事項

3.1 供給信頼度 ^{[18] [19]}	9
3.2 再生可能エネルギー電源の出力抑制 ^[20]	10
3.3 送電線混雑 ^[21]	10
3.4 費用便益分析 ^[22]	11
3.5 ロバスト性の評価	11

第4章 電力需要減少・再生可能エネルギー電源導入拡大を考慮した系統計画案策定手法 ..

4.1 単一目的計画	12
4.1.1 計画案策定の考え方	12
4.1.2 定式化	12
4.1.3 再エネ電源のモデル	15
4.1.4 最適化手法 ^[23]	15
4.2 多目的計画	17
4.2.1 計画案策定の考え方	17
4.2.2 定式化	17
4.2.3 最適化手法 ^[24]	19
4.2.4 費用便益評価に基づく計画選定	19
4.2.5 ロバスト性評価に基づく計画選定	20
4.3 状態列挙法(SEM)による評価指標の期待値計算 ^{[25] [26]}	20
4.4 送電損失を考慮した地域別限界価格(LMP)の算出手法 ^{[27] [28]}	22

第5章 IEEE 14-bus test system における系統計画案策定シミュレーション

5.1 試算諸条件 ^{[29]~[31]}	27
5.2 試算結果	29
5.2.1 単一目的計画における結果	29
5.2.2 単一目的計画における結果の考察	30

5.2.3 多目的計画の結果	37
5.2.4 多目的計画の結果の考察	39
第 6 章 IEEE 24-bus Reliability Test System における系統計画案策定シミュレーション ...	44
6.1 試算諸条件 ^{[30]~[32]}	44
6.2 試算結果	46
6.2.1 単一目的計画における結果.....	46
6.2.2 単一目的計画における結果の考察.....	47
6.2.3 多目的計画における結果	53
6.2.4 多目的計画における結果の考察.....	55
6.2.5 単一目的計画と多目的計画の比較.....	60
第 7 章 結論.....	61
7.1 本論文の成果	61
7.2 今後の課題.....	61
謝辞.....	63
参考文献	64
発表文献	67
付録.....	68
A. 粒子群最適化法(Particle Swarm Optimization : PSO).....	68
B. 多目的最適化	71
C. IEEE 14-bus test system[29].....	76
D. IEEE 24-bus Reliability Test System[32].....	78

第1章 序論

1.1 本研究の背景^{[1]~[6]}

厚生労働省の「厚生労働白書」[1]によると、我が国の人口は 2008 年の約 1 億 2808 万人をピークに減少局面に入っており、今後は一転して人口減少社会へと突入することが見込まれている[2]。これに加え、地球温暖化問題への対策強化や 2011 年の東日本大震災を契機とした節電志向の高まりから、将来日本の電力需要の伸び率は鈍化し、さらには電力需要が減少すると想定されている[3][4]。また、日本では高度経済成長期に建設された電力流通設備の高経年化が深刻化しており、設備の保守や更新の機会が集中的に増加することが懸念されている[3]。このような状況においては、送電設備の利用率向上や設備の維持コスト低減が重要となっており、そのために送電設備の縮小が求められる。

一方、二酸化炭素排出量の削減といった地球環境問題に対する取り組みや、エネルギーセキュリティの観点から、将来的に枯渇することが懸念されている化石燃料に頼りすぎない電源構成の実現を目的とした、太陽光発電や風力発電をはじめとした再生可能エネルギー(再エネ)電源の大量導入の機運が高まっている[5]。大規模風力や再エネ電源は地域偏在性が高く、大量に導入された再エネ電源を系統に接続し高需要地域に送電するためには、送電線の増強が必要となる場合も予想される。実際に資源エネルギー庁も「エネルギー白書 2018」[6]で設備増強の必要性を指摘している。さらに、2011 年の東日本大震災を契機として電力システム改革が進められ、その一環として 2016 年 4 月に電力小売完全自由化が開始し、また 2020 年に発送電分離が実施される予定である。この一連の電力システム改革により、多くの新電力が発電市場や小売市場に参入することが見込まれ、託送取引の増加及び不確実性の増大が懸念されている。こうした中、今後電力市場が健全に発展していくためには、多様な託送取引に対応可能な設備形成を行い、公平・透明な競争環境を整備していく必要もある。

このように、電力需要減少・電力流通設備の高経年化という側面においては、設備利用率向上や設備維持コスト低減のために、供給信頼度を損なわない範囲での設備縮小が重要であるのに対して、再エネ電源導入拡大・電力自由化という側面においては、再エネ電源の有効活用・導入推進や競争環境の整備のために、設備を新設する必要もあると考えられる。

このような背景において、今後の日本の電力系統においては、送電設備の縮小と拡大の両面を適切に考慮した非常に複雑な系統計画が望まれる。また、電力需要減少や再エネ電源導入拡大への対応は今後 20 年 30 年といった長期的な課題であるため、このような計画の策定は、長期的な見通しで行うことが重要である。

1.2 先行研究^{[7]~[13]}

送電系統計画の研究についてはこれまでに数多くの研究がなされている。

文献[7]では、再エネ電源として風力発電が導入された系統で、複数の需要・風力発電出力のレベルと N-1 事故を想定して直流法最適潮流計算を行い、送電線増設コストと風力発電の出力抑制量によるペナルティコストの合計を最小化するような計画を策定している。また、文献[8]では、長期的な不確実性として需要の増加や再エネ電源を含んだ発電容量の増加を、短期的な不確実性として再エネ電源の出力変動等をそれぞれ考慮し、ベンダーの分解法を用いてそれらに対してロバスト性が高い送電線増強計画を策定している。これらはいずれも、需要の増大や再エネ電源導入拡大等を考慮した、送電線増強による系統計画である。系統計画の研究はこれらの文献のように送電線増強に着目した研究が主であり、その数も多い[9]~[11]。

一方、送電線の撤去に主眼を置いた研究としては、国内外を見てもその数は少ない。文献[12]では、太陽光発電出力変動に伴う線路潮流変動を確率的に検討し、平均負荷率が一定以下になる送電線を撤去候補として選定、その後供給信頼度コストや撤去コストにより撤去順位を決定している。文献[12]では考察期間が1年間であり、需要減少や再エネ比率増加等の時間軸に沿った変化や、長期の計画期間内における具体的な撤去年の算定は考慮していない。これに対して文献[13]では、電力需要が単調に減少する長期の計画期間を考慮し、供給信頼度が計画の開始点での値を上回らないという制約のもと、撤去する送電線とその撤去年を算出している。

このように、送電線の増設または撤去の片方のみを考慮した系統計画の研究が主であり、電力需要減少や再エネ電源導入拡大下における送電線の増強・撤去を同時に考慮したような研究は例を見ない。

1.3 本研究の目的

前述の通り、これまでの送電系統計画の研究においては、その多くが需要増大や再エネ電源導入拡大の条件下において、送電線の増設のみに焦点が置かれてきた。その一方、電力需要減少という日本特有の状況下において、送電線の撤去に着目した研究は国内にわずかに存在するのみであり、さらに送電線の増強・撤去の両方に着目した研究はなされていない。

しかし、1.1 節で述べた通り、今後日本の電力系統が直面する諸問題に鑑みると、送電線の増強と縮小の両面を考慮した、長期的な送電系統計画のスキームを構築することは必要不可欠であると考えられる。

よって、本研究における目的は、時系列的に与えられた電力需要減少・再エネ電源導入拡大シナリオに対する、増設・撤去送電線の選定およびその計画時期の策定手法の開発である。

1.4 本論文の構成

本論文は全 7 章から構成される。第 1 章では、研究背景と先行研究、本研究の目的について述べた。第 2 章では、電力系統の現状と送電系統計画に関わる諸問題について述べる。第 3 章では、第 2 章の内容を踏まえ、供給信頼度や送電線混雑等、送電線計画において考慮すべき事項について述べる。第 4 章では、提案手法について、計画策定の考え方や定式化、最適化手法について述べる。第 5 章では、モデル系統に IEEE 14-bus test system を用いた際の、系統計画案策定シミュレーションについて、試算諸条件や試算結果について述べる。第 6 章では、モデル系統を IEEE 24-bus Reliability Test System に拡大した際の系統計画案策定シミュレーションについて述べる。第 7 章では本論文のまとめと今後の課題・展望について述べる。

第2章 電力系統の現状と送電線計画に関わる諸要素

2.1 電力需要の減少[1][2][5][14][15]

電力需要の動向は人口の増減や節電志向等の社会的要因に加え，経済成長に伴う生産の増加等の経済的要因にも左右されるため，今後の電力需要を見通す上では，経済・社会を取り巻く環境変化が電力需要に及ぼす影響を考慮することが重要である。

まず日本の人口動向について，平成 27 年国勢調査による 10 月 1 日現在のわが国の人口は，1 億 2,711 万人となった[1]。前回(平成 22 年)と比較して，人口は 94 万 7 千人の減少となっており，大正 9 年の調査開始以来，初めての人口減少となっている。さらに国立社会保障・人口問題研究所の日本の将来推計人口(平成 29 年推計)によると，出生中位推計の結果に基づくと，日本の総人口は 2015 年以降長期の人口減少過程に入り，平成 52(2040)年の 1 億 1,092 万人を経て，平成 65(2053)年には 1 億人を割って 9,924 万人となり，平成 77(2065)年には 8,808 万人になるものと推計されている[2](図 2.1)。電力消費全体における家庭部門での電力消費が占める割合は大きく，こうした人口減少傾向は電力需要の伸び率の鈍化や減少の一因になると考えられる。

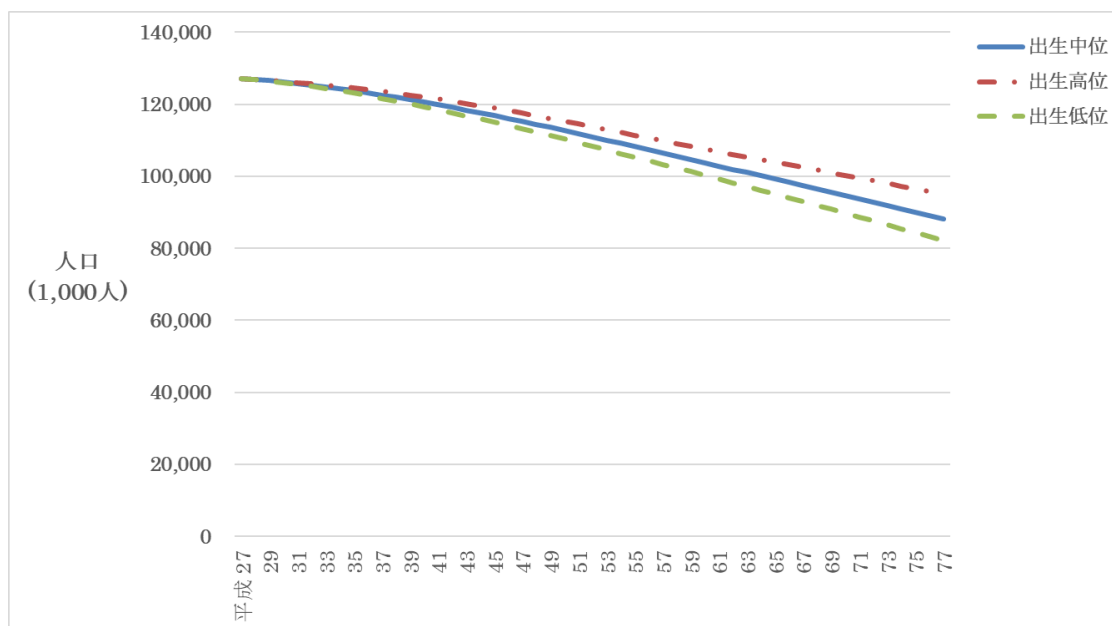


図 2.1 日本の将来推計人口(文献[2]の推計値から作成)

次に省エネルギー対策について，国の「長期エネルギー需給見通し」では，産業・業務・家庭・運輸各部門における設備・機器の効率化の更なる推進やエネルギーマネジメントを通じたエネルギーの最適利用等による省エネルギーの徹底により，5,030 万 kL(石油換算，対策前比 13%)の省エネルギーを見込んでいる[5]。これについては，第 2 次石油危機の際と同水準の省エネが 2030 年まで継続する想定であり，厳しい見積もりであるとい

う見方もあるが[14]，LED 照明や省エネ機器による建築物・住宅の省エネ化等により，将来にわたって現在よりも省エネが進展することが見込まれる。

一方，電力需要増加に関しては，経済成長による製造業における生産増加や第三次産業の経済活動の活発化が電力消費を押し上げるということが考えられる[15]。さらに，運輸部門においては，電気自動車(Electric Vehicle：EV)やプラグイン・ハイブリッド車(Plug-in Hybrid Vehicle：PHV)の導入が推進されており，このことも電力需要増大に寄与するものと考えられる。

このように，電力需要の動向については減少要因と増加要因の双方があるため，一概に減少と増加のどちらに向かうかは断定できないもの，官民含め多くの機関が電力需要の伸び率鈍化・電力需要減少を想定している[3]～[5][15]。

電力広域的推進機関(広域機関)によると，2017 年 1 月に公表した 2017 年度需要想定においては，今後の節電や省エネの進展，人口減少等の電力需要減少要因と，経済規模の拡大等の増加要因の双方を勘案した結果，今度 10 年間の最大需要電力(夏季)の伸びは，年平均 +0.2%と比較的低い水準になるものと予測している[3]。これに加え，国の「長期エネルギー需給見通し」では，今後も徹底した省エネの推進により，2030 年時点での電力需要は 2013 年度とほぼ同レベルになると見込んでいる[5]。以下の図 2.2 に広域機関が公表している最大電力需要の推移を示す。

また，日本総合研究所によると，製造業の電力消費がほぼ横ばいに推移する一方，人口減少や省エネのさらなる進展により，家庭部門・業務部門の電力消費が大きく減少，自動車の電化等による電力消費増加は限定的であるとし，電力消費は減少すると予想している[4]。

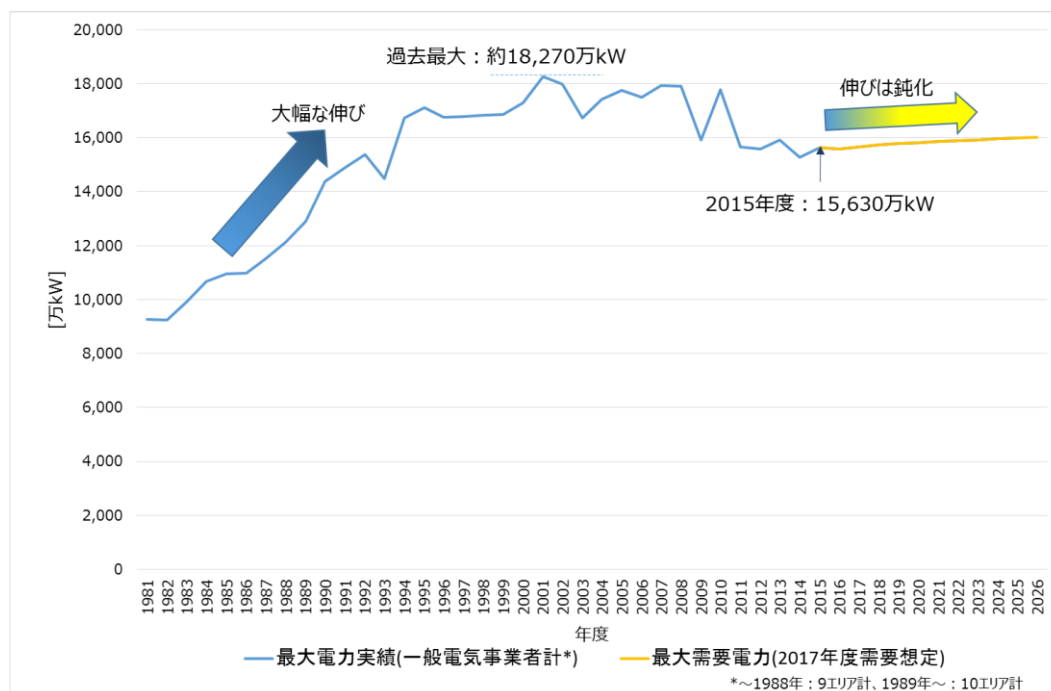


図 2.2 最大電力需要の推移[3]

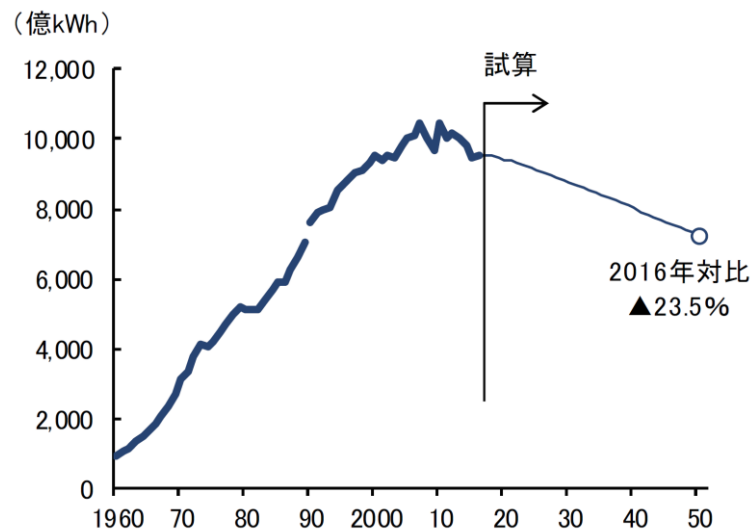


図 2.3 日本の電力消費(日本総研試算)[4]

2.2 再生可能エネルギー電源の導入拡大^{[6][16][17]}

二酸化炭素排出量の削減といった地球環境問題に対する取り組みや、エネルギーセキュリティの観点から、将来的に枯渇が懸念されている化石燃料に頼りすぎない電源構成の実現を目的とした、太陽光発電や風力発電、地熱発電などの再生可能エネルギー(再エネ)電源の大量導入が進んでいる。特に 2012 年 7 月から導入された固定価格買い取り制度(Feed in Tariff: FIT)によりその導入容量は急激に増加している[6](図 2.4)。

クリーンで純国産である等の利点を持つ再エネであるが、その出力が天候に左右され不安定であることや再エネ電源の導入ポテンシャルが高い地域が局所偏在している等、再エネ電源の主力電源化に向けては多くの課題を抱えている。本節では、その中でも送電線計画に関わる二つの問題について説明する。

2.2.1 火力発電の退出と電源立地のアンバランス化

前述の通り、再エネ電源の特徴の一つとして、その出力が天候に左右され不安定であることが挙げられる。出力の不安定性については、電力系統における需要と供給のバランスを悪化させ、大規模な停電を引き起こす恐れがある。この出力不安定性を解消するために、蓄電池の活用等が提案されているが、コストや寿命といった面において蓄電池技術は開発途上にあり、現状では応答性の高い火力発電の出力を変化させることにより、再エネ電源の出力変動に対応している。

このように、調整力を担ってきた火力発電であるが、電力自由化や再エネ電源の導入拡大に伴う火力機の稼働率低下により、火力発電への投資回収の見通しが立ちにくくなり、今後火力発電が市場から退出する恐れが指摘されている。実際に再エネ先進国であるドイツでは再エネ電源の導入拡大により電力価格が著しく低下、メリットオーダーで石炭火力に劣

位する天然ガス火力発電が市場から退出するような動きが顕在化しており[16]、日本も同様の状況に陥る可能性がある。

日本において火力発電所は主に大需要地近辺に立地することが多く[17]、大需要地に遠隔立地する再エネ電源の導入拡大と大需要地近辺に立地する火力発電所の退出が合わさることにより、電源の立地がアンバランスになる可能性がある。電源の立地は電力流通設備の利用率等に多大な影響を与えるため、再エネ電源導入拡大下において系統計画を行う際にはこのような既存電源の廃止とそれによる電源立地のアンバランス化といったシナリオを考慮する必要があると考えられる。

2.2.2 地域偏在性

日本の電力系統は、これまで主として電力会社が設置した大規模電源と需要地をつなぐように形成されてきた。その一方で、再エネ電源は地域偏在性が高く、既存の電力系統と遠く離れて立地することが多い。そのため、このような再エネ電源を系統に接続するために、新規に送電線を建設するか、既存の送電線を増設する必要がある。さらに、送電網は需要地から離れるに従って疎に形成されているため、大量に導入された再エネ電源出力が系統に流れ込むことにより、再エネ電源が系統に接続した先の既存の送電線で混雑が生じる恐れがある。これらの理由から、地域偏在性の高い再エネ電源導入拡大下では送電線を増強する必要があると考えられる。

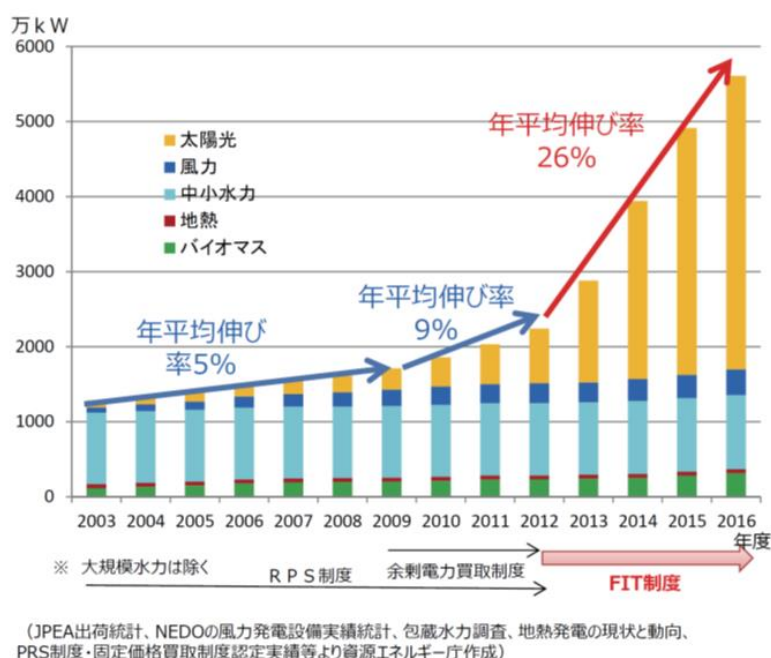


図 2.4 再生可能エネルギー設備容量の推移[6]

2.3 電力流通設備の高経年化^[3]

これまで、需要の大幅な伸びや大型電源の新設に対応するために、流通設備の大規模な新設・増設を行う際に、同時に古い設備が更新されてきたが、電力需要の伸び率が鈍化・電力需要減少の状況においては、このような流通設備の更新の機会が減少すると考えられる。

そのため、高度経済成長期の1960～70年代以降、大幅に増加した流通設備が高経年化を迎えると、現在の更新ペースでは対応しきれない大量の工事物量が想定される。こうした更新工事のピークおよび全体物量に適切に対応するためには、設備の劣化状況等を見極めながら適切な時期に改修を行い、更新作業を平準化することや、劣化更新の時期を迎えた設備について、将来想定される潮流に合致する規模の選定・設備の統廃合等により設備形成の合理化を図る必要がある。

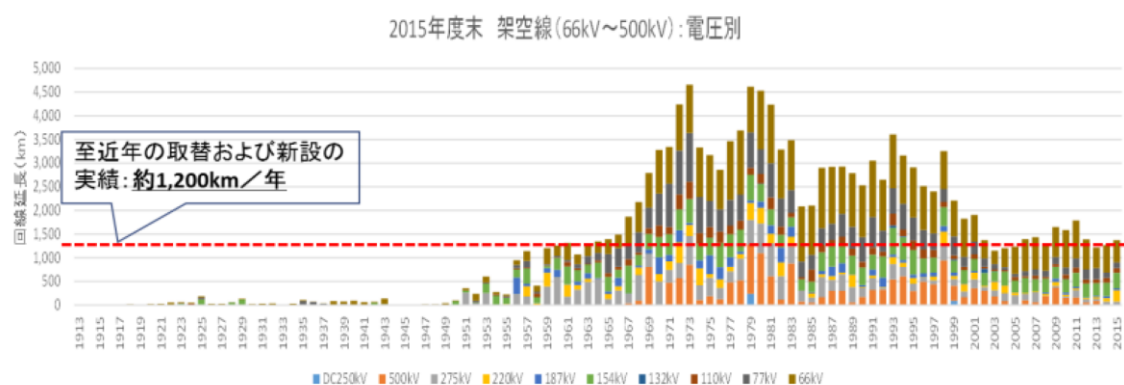


図 2.5 架空電線の物量分布^[3]

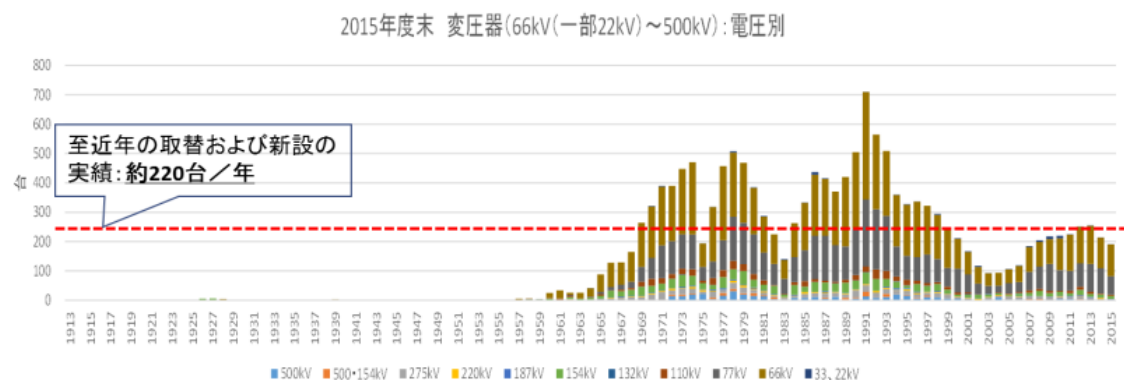


図 2.6 変圧器の物量分布^[3]

第3章 送電線計画において考慮すべき事項

本章では、前章で述べた電力系統を取り巻く諸問題を踏まえ、送電線計画において考慮すべき事項とともに本研究における設備形成の考え方について述べる。

3.1 供給信頼度^{[18][19]}

一般に電力供給の「信頼性」は、広く燃料セキュリティ等社会的な不確実性についてもその意味に含めることがある。これに対して、電力供給の「信頼度」とは、社会的な不確実性については考慮外とし、電力系統という工学的なシステムを対象として、これを構成する要素の不具合(設備の故障や停止など)によって、電力の正常な供給に問題が生じる度合いを表す。

電力系統の信頼度は供給側と需要側の 2 つの側面から考えられる。需要側にとっての信頼度は、統計としての停電の有無という、顕在化したリスクを指す。これに対して供給が供給側から見た電力系統の信頼度は、先にも述べた通り設備の故障や停止などの潜在的なリスクを指し、これを限定的に「供給信頼度」と呼ぶことが多い^[18]。

供給信頼度は電力系統の固有の性質から、一般に以下の 2 つの視点から議論される。

① アデカシー(Adequacy)：系統構成要素の計画停止、並びに生じうると考えられる事故停止を前提に、需要家の要求する電力並びに電力量を供給できる電力系統の能力。

② セキュリティ(Security)：系統要素の稀頻度多重事故など、予測困難な突発的な字使用に耐えることができる系統の能力。

アデカシーは、供給信頼度を計画停止や事故停止の際に、系統操作後の系統が落ち着いた状態での最大供給力を測る尺度であり、「静的な供給信頼度」といえる。

一方、セキュリティは、突発的な事故に対してそれを波及させずに抑え込む能力に関係し、「動的な供給信頼度」といえる。

電力系統における供給信頼度の確保は、計画段階と運用段階で課題となる。基本的に計画段階ではアデカシーの確保が第一の課題とされ、セキュリティの確保は計画段階と運用段階との間で適切な分担を考慮しつつ決定される。したがって、送電線計画においてはアデカシーを一定の水準に保つことを目指す。

また、定量化されたアデカシーの指標としては、以下の表 3.1 に挙げるようなリスク指標が広く用いられている^[19]。

表 3.1 電力系統における信頼度基準(アデカシー)

評価指標	日本語訳	単位
Expected Power Not Supplied (EPNS)	供給支障電力	[MW/year]
Expected Energy Not Supplied (EENS)	供給支障電力量	[MWh/year]
Loss of Load Expectation (LOLE)	供給支障量期待値	[hours/year]
Loss of Load Probability (LOLP)	供給支障確率	[回/year]

3.2 再生可能エネルギー電源の出力抑制^[20]

2章で述べた通り、わが国において再生可能エネルギー電源の導入が拡大している。再エネ電源は地域偏在性が高く、需要地に送電するための設備の不足により、新規の再エネ電源が系統に接続できない、また接続できたとしても出力を抑制しなければならないような状況となる可能性がある。

実際に 2018 年 10 月に九州電力管内において、電力の需要と供給のバランスを維持するために優先給電ルールに基づいた火力機の出力制御等を行った上で、再生可能エネルギーの出力制御が実施された^[20]。

このような出力制御(抑制)は発電事業者の事業性に影響を与え、再エネ電源の導入が停滞する一因となりうる。よって、本研究では導入された再エネ電源の出力抑制量を一定の水準以下に保つような計画を目指すものとする。

3.3 送電線混雑^[21]

前述の通り、わが国では 2016 年 4 月に電力小売全面自由化を実施した。その中で、再エネ電源の導入が拡大しており、再エネ電源の卸電力市場への投入量が増大することにより、卸電力市場価格の低下が引き起こされる可能性がある。これに加えて、再エネ電源の導入の地域偏在が顕在化してきており、今後送電線での混雑が多発することにより、市場価格の地域格差が拡大し、特定の地域において市場価格の低下がより進行する可能性もある。その結果、火力電源等の既存電源は発電電力量による収入だけでは発電設備の費用回収できないリスクが高まるものと考えられる。このような費用回収への懸念が深刻化すると既存電源の市場からの退出、あるいは電源投資が特定の地域で停滞するなどの状況に陥り、供給力の確保が難しくなることが予想される。

自由化された電力市場が今後健全に発展していくためには、すべての市場参加者にとって公平かつ透明性の高い送配電ネットワークを形成する必要がある。よって、本研究では地点ごとの供給限界費用である、地域別限界価格(Locational Marginal Price : LMP)に着目し、送電線計画によりこれを平準化するような計画を目指すものとする。LMP の詳しい説明は次章で述べる。

3.4 費用便益分析^[22]

3.1 節で述べた供給信頼度は、電力の安定供給の観点から一定の水準を維持すべきものである。また、前節で述べた送電線混雑は電力取引の公平性の観点からこれを防ぎ、送電線混雑により LMP に差が生じることを防ぐ必要がある。一般的に送電線計画に投じる費用が大きくなれば、供給信頼度等は改善される。よって、これらの事項を満たした中で送電線計画費用を最小化するということが送電系統計画の基本的な考え方となる。

このような系統計画の考え方は重要である一方で、満たすべき供給信頼度等の水準には、これであれば良い、といった絶対的な基準はなく、社会的に適切と判断された水準が用いられる。そのため、その水準の妥当性やそれにより得られた計画の効率性を定量的・客観的に評価することも重要である。特に電力自由化や発送電分離が実現した状況下では送電線は公共財に近いものとして認識されるため、このような視点はますます重要になると考えられる。

実際に電力自由化や発送電分離先進国の欧州では、供給信頼度の改善や送電線混雑の解消といった要素を社会的便益として評価し、これと送電線計画費用を比較する費用便益分析(Cost-Benefit Analysis: CBA)を行うことにより、その計画の妥当性・効率性を定量的に評価する試みがなされている[22]。

よって、本論文では、前者のような供給信頼度や LMP のばらつきを一定の水準に保った中で送電線計画費を最小化する単一目的計画と、送電線計画費に加えて、発電コストや送電線混雑に起因する混雑費用を目的関数として設定し最小化を行う多目的計画を行う。また、多目的計画では、得られた複数の計画案に対して費用便益分析を行い、計画を選定するものとする。

3.5 ロバスト性の評価

本論文では、再エネ電源導入拡大や需要減少、その他の電源のシナリオを一つ与えて、その条件下で計画案を策定する。しかし、実際にはこれらのシナリオには不確実性が存在するため、計画段階で与えたシナリオに変化があった際に、その計画がどの程度有効であるのかという検証を行う必要がある。本論文では、これらの不確実性のうち、需要の不確実性が供給信頼度や系統全体の送電線利用率等に最も影響があると考え、需要シナリオの変化に対するロバスト性を評価する。具体的には、上記の多目的計画で得られた複数の計画案に対して、複数の需要シナリオを与えて発電コスト等の評価関数値を算出し、計画時に与えたシナリオ(ベースケース)に対する評価関数値との差に着目して評価を行う。

第4章 電力需要減少・再生可能エネルギー電源導入拡大を 考慮した系統計画案策定手法

本章では、系統計画案策定シミュレーションに用いる手法について述べる。第 2,3 章で述べた送電線計画における諸問題と考慮すべき事項から、系統計画案策定の考え方を説明し、続いて具体的な定式化や最適化手法について説明する。また、本論文では供給信頼度等に制約条件を課して送電線計画費を最小化する単一目的計画と、送電線計画費のほかに発電コストと混雑費用を目的関数に設定し、これらを最小化する多目的計画を行う。

4.1 単一目的計画

4.1.1 計画案策定の考え方

第 2 章でも述べた通り、電力需要減少や再エネ電源導入拡大、電力自由化という状況においては、供給信頼度や市場の公平性を維持すると同時に、系統全体のコスト効率悪化を防ぎ、経済性を確保することが重要となる。したがって、本研究における系統計画の考え方としては、系統全体の効率を送電線に関わるコストとして評価し、送電線の増設・撤去により、一定の供給信頼度等の水準を満たしたうえでこれを最小(=効率向上)化することを目的とする。また、電力需要減少や電源構成の変化、再エネ電源導入拡大といった長期的な問題については、これらの量を現在の時点から予測した、時系列的なシナリオを与えて考慮するものとする。目的関数が送電線コストのみであることから、後述の多目的計画と区別して、本計画を単一目的計画と呼ぶこととする。

4.1.2 定式化

この計画問題は、送電設備を対象とした組合せ最適化問題である。本計画の概要を以下の図 4.1 に示す。将来の需要想定と電源構成のシナリオ、現在の系統構成を最適化問題の入力とし、増設・撤去送電線とその計画時期を出力として得る。

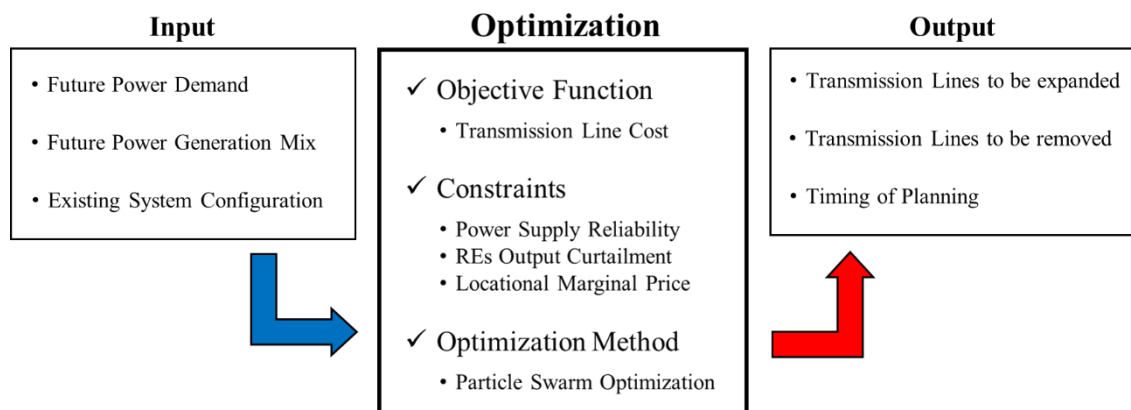


図 4.1 計画問題の概要

本計画問題では、再エネ電源出力と設備故障の不確実性を考慮するため、状態列挙法(State Enumeration Method : SEM)を用いて繰り返し計算を行い、供給信頼度等を算出する。SEMによる供給信頼度等の算出方法は4.3節で述べる。そして、これにより算出された値に制約条件を課すため、全体の問題を混合整数計画法等により直接的に求解することができない。よって、本論文ではこの計画問題を、送電線計画費を最小化する主問題と、運用状態を決定する副問題に分割して求解する。すなわち、副問題において、主問題の決定変数によって定まる系統構成で供給信頼度等を算出し、制約条件を満たすかどうかを判定する、という構成である。

副問題では、主問題により定まる系統構成における供給支障量期待値(Expected Energy Not Supplied : EENS) : 再エネ電源出力抑制量期待値・地域別限界価格(Locational Marginal Price : LMP)を求める。EENS および再エネ電源出力抑制量期待値は、以下の式(4.1.1)~(4.1.7)で表される直流法最適潮流計算(DC Optimal Power Flow : DCOPF)を、MCS や SEM の各試行で行うことにより算出される。これらの計算においては、再エネ電源出力と設備故障の不確実性を考慮する。また、LMP の算出には、送電損失を考慮した DCOPF を用いる(4.4 節参照)。

$$\min \quad CL_{total,t} = \sum_{i=1}^{N_b} CL_{i,t} \quad (4.1.1)$$

$$\text{subject to} \quad \sum_{i=1}^{N_b} P_{g,i,t} + \sum_{i=1}^{N_b} CL_{i,t} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{d,i,t} \quad (4.1.2)$$

$$\sum_{j=1}^{N_b} P_{L,ij,t} + P_{d,i,t} = P_{g,i,t} + CL_{i,t} \quad \forall i \quad (4.1.3)$$

$$P_{L,ij,t} = B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad \forall i, j \quad (4.1.4)$$

$$0 \leq CL_{i,t} \leq P_{d,i,t} \quad \forall i \quad (4.1.5)$$

$$P_{g,i,t,min} \leq P_{g,i,t} \leq P_{g,i,t,max} \quad \forall i \quad (4.1.6)$$

$$|P_{L,ij,t}| \leq P_{L,ij,max} \quad \forall i, j \quad (4.1.7)$$

$CL_{total,t}$, $CL_{i,t}$: 系統全体, ノード*i*の供給支障量[MW] N_b : ノード数

$P_{g,i,t}$, $P_{d,i,t}$: ノード*i*の発電機出力, 負荷[MW] $P_{L,ij,t}$: ノード*i*から*j*に流れる電力[MW]

B_{ij} : ノード*i*- *j*間のサセプタンス $\theta_{i,t}$: ノード*i*の位相角[rad]

$P_{g,i,t,min}$ $P_{g,i,t,max}$: ノード*i*の発電機の最小・最大出力[MW]

$P_{L,ij,max}$: ノード*i*- *j*間送電線の熱容量[MW]

主問題では、副問題で得られた EENS・再エネ電源出力抑制量期待値・LMP に制約条件を課し、送電線増設・撤去・維持費用の合計を最小化する。この時の最適化問題は以下の式(4.1.8)~(4.1.14)で表される。ここで、 t は考察期間を N_t 個に分割した計画期間であり、本論文では Stage と呼ぶ。また、 $E(\cdot)$ は SEM により得られる期待値を表す。式(4.1.12),(4.1.13)の制約式は、前項の計画案策定の考え方に従い、EENS および再エネ電源出力抑制量期待値が、それぞれ系統全体の需要量と再エネ電源導入容量に対して一定以下となるようにするものである。また、式(4.1.14)の制約式は、送電線混雑により各ノードの LMP に不均衡が生じることを防ぐものである。

$$\min \quad \text{Cost} = C_{inv} + C_{rem} + C_{maint} \quad (4.1.8)$$

$$\text{where} \quad C_{inv} = \sum_{t=1}^{N_t} D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^+ C_{inv,ij} \quad (4.1.9)$$

$$C_{rem} = \sum_{t=1}^T D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^- C_{rem,ij} \quad (4.1.10)$$

$$C_{maint} = \sum_{t=1}^T D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^\pm C_{maint,ij} \quad (4.1.11)$$

$$\text{subject to} \quad E(CL_{total,t}) \leq \alpha_{EENS} \sum_{i=1}^{N_b} P_{d,i,t}, \forall t \quad (4.1.12)$$

$$E(CL_{wind,t}) \leq \alpha_{wind} * P_{WF,r,t}, \forall t \quad (4.1.13)$$

$$LMP_k^{cong} = 0, \quad k = 1, 2, \dots, N_b \quad (4.1.14)$$

$C_{inv}, C_{rem}, C_{maint}$: 送電線増設・撤去・維持総費用[\$]

N_t : 計画段階数 D_t : 計画段階 t における割引係数

$d_{ij,t}^+, d_{ij,t}^-, d_{ij,t}^\pm$: 計画段階 t におけるノード i - j 間送電線の増設・撤去・維持決定変数

$C_{inv,ij}, C_{rem,ij}, C_{maint,ij}$: ノード i - j 間送電線の増設・撤去・維持費用[\$]

$CL_{total,t}, CL_{wind,t}$: 副問題で得られる供給支障量, 再エネ電源出力抑制量[MW]

α_{EENS} : 供給信頼度維持目標 α_{wind} : 再エネ電源出力抑制量維持目標

$P_{WF,r,t}$: 計画段階 t における WF 導入容量[MW]

$LMP_{k,t}^{cong}$: ノード k の LMP のうち、混雑によるもの[\$/MWh]

4.1.3 再エネ電源のモデル

本論文では、再エネ電源として風力発電(Wind Farm : WF)を考慮する。WFにおける風速は以下の式(4.1.15)のように表されるワイブル分布に従うものとし、出力は以下の式(4.1.16), (4.1.17)のように表されるものとする。副問題では、まず式(4.1.15)~(4.1.18)で得られた $P_{g,WF,t}$ をWF出力として固定し、最適潮流計算を行う。この時、WF導入ノードに接続されている送電線容量がWF出力を下回っている場合などにおいては、最適潮流計算を実行することができないため、WF出力の制約条件を式(4.1.19)に変更し、WF出力を抑制して再度最適潮流計算を行う。この最適潮流計算で得られた抑制後のWF出力と元来のWF出力から、式(4.1.20)のようにWF出力抑制量を計算する。

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left\{-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right\} \quad (4.1.15)$$

$$P_w = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci}, v > v_{co} \\ k_1 v + k_2 & v_{ci} < v \leq v_r \\ P_r & v_r < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (4.1.16)$$

$$k_1 = \frac{P_r}{v_r - v_{ci}}, k_2 = -k_1 v_{ci} \quad (4.1.17)$$

$$P_{g,WF,t} = N_{WT,t} * P_w \quad (4.1.18)$$

$$0 \leq P_{g,WF,t} \leq N_{WT,t} * P_w \quad (4.1.19)$$

$$CL_{wind,t} = N_{WT,t} * P_w - P_{g,WF,t} \quad (4.1.20)$$

v : WFにおける風速[m/s] k : 形状係数 c : 尺度係数

v_{ci} , v_{co} : カットイン, カットアウト風速[m/s] v_r : 定格風速[m/s]

P_r : 定格出力[MW] $N_{WT,t}$: 計画段階 t におけるWT導入台数 $P_{g,WF,t}$: WF出力[MW]

4.1.4 最適化手法^[23]

前述の通り、本計画においては送電線の増設・撤去を表す0-1変数により決定された各系統においてSEMによるOPFの繰り返し計算を行うため、混合整数計画問題に落とし込むことができない。よって、本計画の最適化手法としてはメタヒューリスティクスの解法の一つである、粒子群最適化法(Particle Swarm Optimization: PSO)[23]を用いる(詳細は付録A参照)。

PSO中の粒子の構成は以下の図4.2の通りである。一つの粒子が一つの送電線計画と対応しており、粒子の各次元の値(位置)が各送電線の決定変数と対応している。粒子の各次元の値は実数値となっており、値が正の場合決定変数は1、そうでない場合は0となる。

次に、PSOを含めた最適化問題全体のフローチャートを以下の図4.3に示す。以下のStep 1~7をPSOの最大試行回数に達するまで繰り返し、最終的なグローバルベストを最適解として採用する。

- <Step 1> 粒子を初期化する。
- <Step 2> 各粒子の速度と位置を更新する。
- <Step 3> 各粒子の位置を，増設・撤去・維持決定変数に変換する。
- <Step 4> SEM を用いた OPF を行い，EENS および再エネ電源出力抑制量期待値を得る。
- <Step 5> 送電損失を考慮した DCOPF により， LMP_k^{cong} を算出する。
- <Step 6> これらの値が式(4.1.12)~(4.1.14)の制約条件を満たしていれば $Stage = Stage + 1$ とし，考察期間に達した場合は Step 7 に進み，そうでない場合は Step 4 に戻る。また制約条件を満たしていない場合は，各ベスト値を更新せずに Step 2 に戻る。
- <Step 7> 式(4.1.8)~(4.1.11)から計画費を計算し，各粒子の各ベスト値を更新，Step 2 に戻る。

Line No. (Dimension)	1st	2nd	3rd	...	Nth
Real value	15	-3	49	...	-27
Decision variable	1	0	1	...	0

図 4.2 粒子の構成

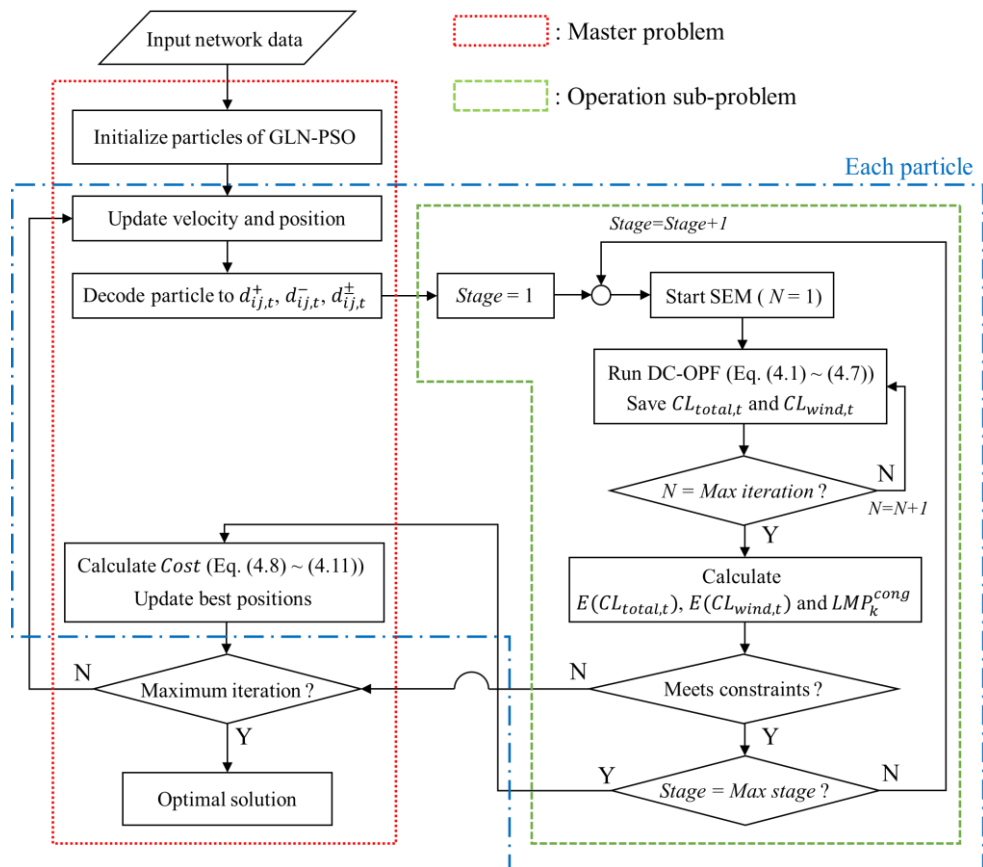


図 4.3 PSO による最適化のフローチャート

4.2 多目的計画

4.2.1 計画案策定の考え方

前節の単一目的計画では、供給信頼度等に制約条件を課し、送電線コストのみを目的関数に設定した。しかし、送電線コストは電力系統全体のコストの一部であり、発電コスト等の送電線コスト以外の費用とのバランスが取れた計画を策定することも重要である。この時、意思決定者、すなわち系統計画策定者が送電線コスト以外の費用をどの程度の重要視するかによって、系統計画案は多岐にわたるため、複数の良好な計画案を提示する必要がある。そこで、本計画では、送電線コストに加え、発電コスト等も目的関数に加えた多目的最適問題として定式化し、得られた複数の解から、一定の基準に従って計画案を策定するものとする。

4.2.2 定式化

本計画問題の構成は単一目的計画と同様であるが、主問題と副問題の関係およびこれらの定式化が異なる。

まず主問題と副問題の関係については、単一目的計画では副問題で求まる諸量を用いて、その計画のフィージビリティを判定していたが、本計画ではこれらの値を主問題の目的関数の算出に用いる。

また、単一目的計画では供給支障量・再エネ電源出力抑制量と LMP に制約を課して送電線計画費を最小化したが、前章 3.4 節で述べた通り、これらをどの水準に保つかについては、絶対的な基準がなく、社会的に適切と判断された水準が用いられる。そのため、これらの要素をコストとして評価し、送電線計画費と協調の取れた計画を策定する必要がある。よって、多目的計画では、電力系統における主要なコストである発電コストに、供給支障量・再エネ電源出力抑制量に対するペナルティコストを合計したものと、LMP の差により生じる混雑費用を目的関数に加えるものとする。

次に定式化について述べる。前述の通り、主問題の目的関数は①送電線計画費に加え、②計画期間内の発電コスト期待値の合計③計画期間内の送電線混雑費用の合計とし、多目的最適化問題として定式化される。すなわち、以下の式(4.2.1)~(4.2.8)のように表される。ここで、式(4.2.8)の制約式は、送電線撤去過多により、式(4.2.2)の目的関数は小さくなるが、極端に供給信頼度が悪化するような計画を除くものであり、閾値としては計画前の供給支障量程度の値を用いる。

$$\min \quad f_i(\mathbf{d}) \quad (i = 1, 2, 3) \quad (4.2.1)$$

$$\text{where} \quad f_1 = C_{inv} + C_{rem} + C_{maint} \quad (4.2.2)$$

$$f_2 = \sum_{t=1}^{N_t} E(C_{fuel,t}) \quad (4.2.3)$$

$$f_3 = \sum_{t=1}^{N_t} C_{cong,t} \quad (4.2.4)$$

$$C_{inv} = \sum_{t=1}^{N_t} D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^+ C_{inv,ij} \quad (4.2.5)$$

$$C_{rem} = \sum_{t=1}^T D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^- C_{rem,ij} \quad (4.2.6)$$

$$C_{maint} = \sum_{t=1}^T D_t \sum_{(i,j)} d_{ij,t}^\pm C_{maint,ij} \quad (4.2.7)$$

$$\text{subject to} \quad E(CL_{total,t}) \leq \beta_{EENS}, \forall t \quad (4.2.8)$$

$C_{gen,t}$: 副問題の DCOPF により得られる発電コスト

$C_{cong,t}$: 副問題の LMP 計算により得られる送電線混雑費用

β_{EENS} : 供給支障量制約の閾値

副問題では、主問題の系統構成における、計画期間内の発電コスト期待値の合計と送電線混雑費用の合計を算出する。まず発電コストの計算には、各発電機の出力に応じた燃料費と、負荷遮断量と再エネ電源出力抑制量に対するペナルティコストの合計最小化を目的関数とした DCOPF を用いる。この DCOPF は以下の式(4.2.9)~(4.2.15)のように表される。ここで、再エネ電源のモデル化および式(4.2.9)中の再エネ電源出力抑制量 $CL_{wind,t}$ の算出方法は前節と同様である。この DCOPF を SEM の各試行において行うことで、各 Stage における発電コストの期待値を得る。

$$\min \quad C_{gen,t} = \sum_{i=1}^{N_g} f_i(P_{g,i,t}) + w_{CL} * \sum_{i=1}^{N_b} CL_{i,t} + w_{wind} * CL_{wind,t} \quad (4.2.9)$$

$$\text{subject to} \quad \sum_{i=1}^{N_b} P_{g,i,t} + \sum_{i=1}^{N_b} CL_{i,t} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{d,i,t} \quad (4.2.10)$$

$$\sum_{j=1}^{N_b} P_{L,ij,t} + P_{d,i,t} = P_{g,i,t} + CL_{i,t} \quad \forall i \quad (4.2.11)$$

$$P_{L,ij,t} = B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad \forall i, j \quad (4.2.12)$$

$$0 \leq CL_{i,t} \leq P_{d,i,t} \quad \forall i \quad (4.2.13)$$

$$P_{g,i,t,min} \leq P_{g,i,t} \leq P_{g,i,t,max} \quad \forall i \quad (4.2.14)$$

$$|P_{L,ij,t}| \leq P_{L,ij,max} \quad \forall i, j \quad (4.2.15)$$

次に、副問題の混雑費用の算出には、前節と同様に送電損失を考慮した直流法の最適潮流計算を行う。これにより得られた各ノードの LMP から、混雑費用は以下の式(4.2.16)のように与えられる。

$$C_{cong,t} = \sum_{i=1}^{N_b} \sum_{j=1}^{N_b} P_{L,ij,t} * (LMP_{j,t} - LMP_{i,t}) \quad (4.2.16)$$

$LMP_{i,t}$: 計画期間 t におけるノード i の LMP

4.2.3 最適化手法^[24]

本問題は複数の目的関数を最適化する多目的最適化問題である。多目的最適化問題では、一般に複数の目的関数同士が互いに競合する場合が多いため、すべての目的関数を同時に最適化することはできない。そこで、多目的最適化問題ではただ一つの最適解を求める代わりに、パレート最適解集合を求める。多目的最適化問題の詳細な説明は付録 B に示す。単一目的計画においては最適化手法として PSO を用いたが、PSO では多目的最適化問題を解くことができない。よって本計画では多目的最適化の分野で盛んに研究されている多目的遺伝的アルゴリズム(Genetic Algorithm : GA)のうち、非優越ソート GA-2(Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-2 : NSGA-2)[24]を用いる(詳細は付録 B 参照)。

4.2.4 費用便益評価に基づく計画選定

これまでの手法により得られたパレート最適解集合から、費用便益評価に基づいて、費用便益を最大化する計画案を選定する。本論文では、便益を燃料費と混雑費用の計画前からの削減量とし、以下の式(4.2.17)に示すような、送電線計画費に対する便益を最大化する計画を採用する。ここで、燃料費と混雑費用は単位需要(MW)あたりの値とする(理由は次項参照)。

$$CB(U) = \frac{\{f_{2,pu}^{init} - f_{2,pu}(U)\} + \{f_{3,pu}^{init} - f_{3,pu}(U)\}}{f_1(U)} \quad (4.2.17)$$

$f_{i,pu}(U)$: パレート最適解 U の i 番目の評価関数値(単位需要(MW)あたり)

$f_{i,pu}^{init}$: 計画前の i 番目の評価関数値(単位需要(MW)あたり)

4.2.5 ロバスト性評価に基づく計画選定

前項の費用便益に加え、需要シナリオの変化に対するロバスト性評価を行う。計画時に与えたシナリオとは別に、複数の需要シナリオを与える。この全シナリオに対して各評価関数値を算出し、それぞれ評価関数ごとに最も悪い値(ワーストケース)を算出する。この値とベースケースに対する値との差が小さいほど、その計画はシナリオの変化に対するロバスト性が高いと言えるため、以下の式(4.2.18)に示すような、前項の費用便益にロバスト性による項を加味したものを考える。この時、ベースケースとは、計画時に与えたシナリオを指す。また、需要シナリオを変化させる際は、需要が元々のシナリオから増減することにより、発電コスト・混雑費用も増減するため、比較の際に条件をそろえるために、これらの評価関数値は単位需要あたりの値を用いる。

$$CB_{robust}(U) = CB(U) + \frac{\{f_{2,pu}(U) - f_{2,pu}^{max}\} + \{f_{3,pu}(U) - f_{3,pu}^{max}\}}{f_1(U)} \quad (4.2.18)$$

$f_{i,pu}^{max}$: i 番目の目的関数値の最大値(単位需要(MW)あたり)

4.3 状態列挙法(SEM)による評価指標の期待値計算^{[25][26]}

これまでに述べてきた単一目的計画と多目的計画において、再エネ電源出力と設備故障の不確実性を考慮した、確率論的な信頼度評価を行う。確率論的手法には、設備の健全・故障状態や需要変動などを、疑似乱数を用いて模擬し、停電量等を算出してその期待値を求めるモンテカルロ法(Monte-Carlo Simulation : MCS)と、確率的な事象の全ての組合せを列挙し、それぞれに対して停電量等を算出してその期待値を求める状態列挙法(SEM)の 2 種類に大別される。本研究では、扱う系統の規模が比較的小であり、設備故障の組合せ数が比較的小ないこと、MCS では必要な精度を確保するために試行回数を多く取らなければならないことなどに鑑みて、SEM を採用するものとする。以下 SEM による評価指標の期待値計算方法を説明する。

前述の通り、本論文では確率的変動要素として、再エネ電源出力と設備故障の不確実性を考慮する。この時再エネ電源出力については、風速はワイブル分布によって連続値として与えられるため、風速と故障設備の組み合わせを列挙するために、風速を区分化する必要がある。そこで本論文では、ワイブル分布のうち、WT 出力が 0 または定格となる時以外の風速を図 4.4 のように等間隔の短冊に分割することで区分化する。この時各領域の風速は式(4.3.1)の通りである。次に、送電線故障の不確実性については、必ず一つの送電線が故障するものとし、その確率はすべての送電線について等しいものとする。この時の $E(CL_{total,t})$ と $E(CL_{wind,t})$ の算出式を式(4.3.2)、(4.3.3)に示す。

$$v_k = \begin{cases} 0 & (k = 1) \\ v_{ci} + \left(k - \frac{1}{2}\right) \frac{v_r - v_{ci}}{n_{div}} & (k = 2, \dots, n_{div} - 1) \\ v_r & (k = n_{div}) \end{cases} \quad (4.3.1)$$

$$E(CL_{total,t}) = \frac{1}{N_{L,t}} \sum_{k=1}^{n_{div}} \sum_{l=1}^{N_{L,t}} F_{wf,k} CL_{total,t}^{l,k} \quad (4.3.2)$$

$$E(CL_{wind,t}) = \frac{1}{N_{L,t}} \sum_{k=1}^{n_{div}} \sum_{l=1}^{N_{L,t}} F_{wf,k} CL_{wind,t}^{l,k} \quad (4.3.3)$$

n_{div} : 風速の区分数 $F_{wf,k}$: $v = v_k$ となる確率 $N_{L,t}$: 計画段階 t における送電線数

$CL_{total,t}^{l,k}$: 計画段階 t において送電線 l が故障し、 $v = v_k$ の時の供給支障量[MW]

$CL_{wind,t}^{l,k}$: 計画段階 t において送電線 l が故障し、 $v = v_k$ の時の再エネ電源出力抑制量[MW]

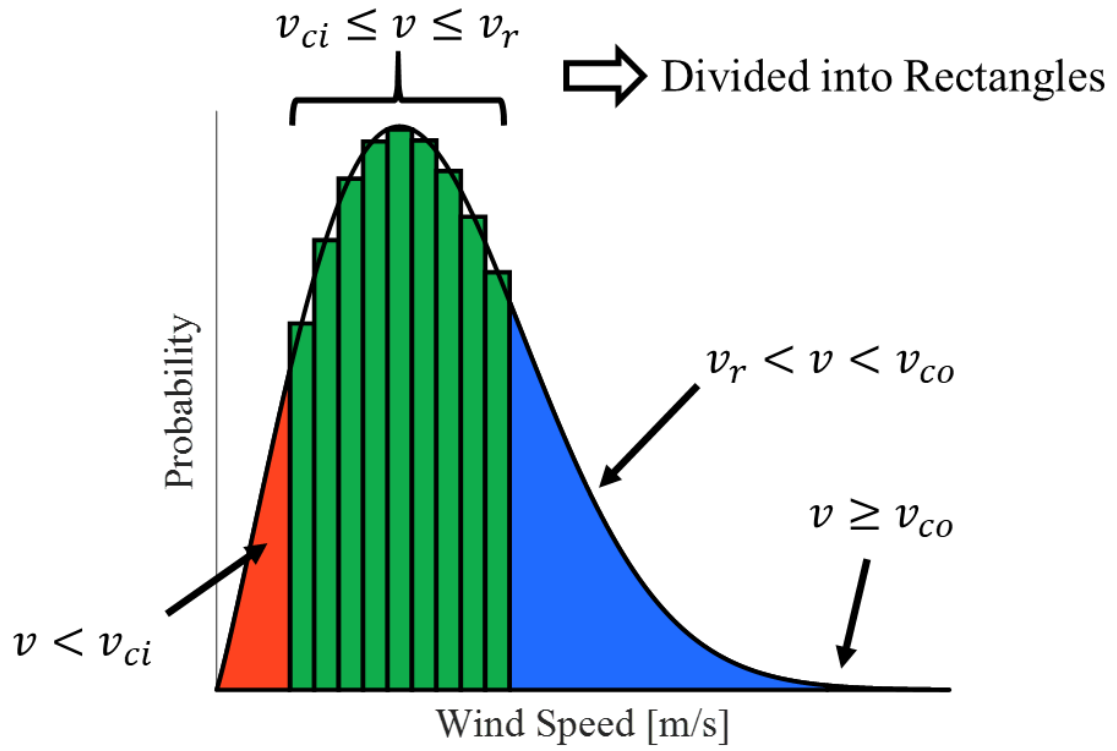


図 4.4 風速の区分化

4.4 送電損失を考慮した地域別限界価格(LMP)の算出手法^{[27] [28]}

電力自由化の下では、電源と送電の整合性のとれた設備形成が難しくなり、また想定外の電力託送の増加などにより、送電線の混雑が発生する可能性が高まる。送電線の混雑は、電源の経済運用や電力取引の経済的メリットを損なう可能性がある。この送電線混雑管理のため、各ノードの増分負荷に対する限界費用である地域別限界価格(LMP)を用いた方法が考えられている。LMP の考えでは送電線混雑により電源の経済的な給電が妨げられることで生じる機会損失を、混雑の場所と程度に応じて各ノードの価格に反映する。よって、各ノードの LMP より、各ノードの混雑管理への貢献度を知ることができる。例えば、経済付加配分を行った結果、A 地点と B 地点を直結する送電線で、A 地点から B 地点に向かう潮流が利用可能容量を超える場合、市場均衡価格から混雑の度合いに応じて、需要が増えることにより混雑が解消される A 地点の地点別価格を引き下げ、逆に混雑を助長する B 地点の価格を引き上げることにより、当該線送電線の潮流を抑制する。前述の通り、市場の公平性を維持するために LMP の平準化が必要であるが、今後需要が伸び悩む中で電源による混雑管理が見込めないため、今後は送電系統の側で LMP を平準化することが求められる。以下では LMP の具体的な計算手法を説明する。

まず、送電損失を考慮しない場合の直流法による最適潮流計算(DCOPF)は以下の式(4.4.1)~(4.4.5)のように表される。

$$\min \quad C_{fuel} = \sum_{i=1}^{N_b} c_i P_{g,i} \quad (4.4.1)$$

$$\text{subject to} \quad \sum_{i=1}^{N_b} P_{g,i} = \sum_{i=1}^{N_b} P_{d,i} \quad (4.4.2)$$

$$P_{L,k} = \sum_{i=1}^{N_b} PTDF_{k,i} (P_{g,i} - P_{d,i}) \quad (4.4.3)$$

$$-P_{L,k,max} \leq P_{L,k} \leq P_{L,k,max} \quad (4.4.4)$$

$$P_{g,i,min} \leq P_{g,i} \leq P_{g,i,max} \quad (4.4.5)$$

$P_{g,i}, P_{d,i}$: ノード*i*の発電機出力, 負荷需要[MW]

c_i : ノード*i*の発電機の燃料費単価[\$/MWh]

$PTDF_{k,i}$: ノード*i*が送電線*k*に対して持つ分流係数

$P_{L,k,max}$: 送電線*k*の容量[MW]

$P_{g,i,min}, P_{g,i,max}$: ノード*i*の発電機の出力上下限值[MW]

次に送電損失を考慮するために、以下の式(4.4.6), (4.4.7)で表される送電係数と損失係数を考える。

$$DF_i = 1 - LF_i = 1 - \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} \quad (4.4.6)$$

$$P_i = P_{g,i} - P_{d,i} \quad (4.4.7)$$

DF_i, LF_i : ノード*i*の送電係数および損失係数

P_{Loss} : 系統全体の送電損失[MW]

P_i : ノード*i*から系統へ流入する電力[MW]

損失係数は、各ノードから系統への電力流入量(発電機出力と消費電力の差分)の増分に対する、系統全体の送電損失の増分であり、LMP を構成する要素のうち、送電損失によるものを算出する際に利用される。系統全体の送電損失は、以下の式(4.4.8), (4.4.9)により計算され、これにより損失係数は式(4.4.10)のように表される。

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^{N_l} P_{L,k}^2 R_k \quad (4.4.8)$$

$$P_{L,k} = \sum_{j=1}^{N_b} PTDF_{k,j} (P_{g,j} - P_{d,j}) = \sum_{j=1}^{N_b} PTDF_{k,j} P_j \quad (4.4.9)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_i} &= \sum_{k=1}^{N_l} \frac{\partial}{\partial P_i} (P_{L,k}^2 R_k) \\ &= \sum_{k=1}^{N_l} R_k \times 2P_{L,k} \times \frac{\partial P_{L,k}}{\partial P_i} \end{aligned} \quad (4.4.10)$$

$$= \sum_{k=1}^{N_l} 2R_k \times PTDF_{k,i} \times \left(\sum_{j=1}^{N_b} PTDF_{k,j} P_j \right)$$

R_k : 送電線*k*の抵抗

このように、送電損失は式(4.4.1)~(4.4.5)の DCOPF を行った際に求まる、各ノードからの電力流入量により決まるが、(4.4.2)式の系統全体のバランス制約式に送電損失が加わるため、損失係数を推定し DCOPF を繰り返し行う必要がある。すなわち、ある試行における発電機出力と、一試行前の発電機出力との差が閾値を下回るまで行う。よって、送電損失を考慮した際は、式(4.4.2)が以下の式(4.4.11)に変更される。

$$\sum_{i=1}^{N_b} DF_i^{est} (P_{g,i} - P_{d,i}) + P_{Loss}^{est} = 0 \quad (4.4.11)$$

DF_i^{est} : 一試行前のノード*i*の送電係数

P_{loss}^{est} : 一試行前の系統全体の送電損失

さらに、送電線潮流は(4.4.3)式で表されるため、(4.4.11)式の変更のみでは、ミスマッチ分はすべてスラックノードに吸収されてしまう。よって、問題の線形性を失わずに送電線損失を考慮するために、FND(Fictitious Nodal Demand)を考える。これは、送電線が接続する各ノードに仮定の負荷を考慮し、これを各送電線の損失とする考え方である(図 4.5)。FND の考え方により、(4.4.3)式で表される送電線潮流は、以下の式(4.4.12)、(4.4.13)に変更される。

$$P_{L,k} = \sum_{i=1}^{N_b} PTDF_{k,i} (P_{g,i} - P_{d,i} - E_i^{est}) \quad (4.4.12)$$

$$E_i = \sum_{k=1}^{N_{l,i}} \frac{1}{2} \times P_{L,k}^2 \times R_k \quad (4.4.13)$$

E_i^{est} : 一試行前のノード*i*における FND[MW]

$N_{l,i}$: ノード*i*に接続している送電線の本数

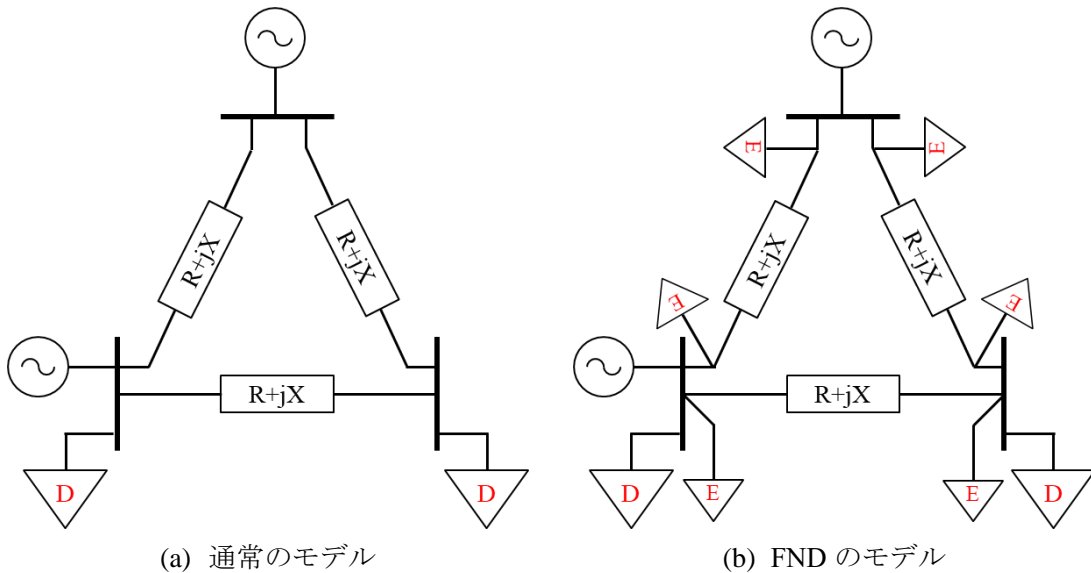


図 4.5 負荷・送電損失モデル

以上より，式(4.4.1)~(4.4.5)の DCOPF は以下の式(4.4.14)~(4.4.18)で表される。

$$\min \quad C_{fuel} = \sum_{i=1}^{N_b} c_i P_{g,i} \quad (4.4.14)$$

$$\text{subject to} \quad \sum_{i=1}^{N_b} DF_i^{est}(P_{g,i} - P_{d,i}) + P_{Loss}^{est} = 0 \quad (4.4.15)$$

$$P_{L,k} = \sum_{i=1}^{N_b} PTDF_{k,i}(P_{g,i} - P_{d,i} - E_i^{est}) \quad (4.4.16)$$

$$-P_{L,k,max} \leq P_{L,k} \leq P_{L,k,max} \quad (4.4.17)$$

$$P_{g,i,min} \leq P_{g,i} \leq P_{g,i,max} \quad (4.4.18)$$

次に，(4.4.15)~(4.4.18)式の制約条件を満たし，(4.4.14)式の目的関数を最小化する発電機出力と需要量を求めるために，以下の式(4.4.18)で表されるラグランジュ関数を定義する。
LMP は，各ノードの増分負荷に対する限界費用であるため，ノードBの LMP は以下の式(4.4.19)，(4.4.20)で与えられる。また，LMP は式(4.4.21)~(4.4.24)のように，システムラムダ，送電線混雑によるもの，送電損失によるものの3つから成り立つ。

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i=1}^{N_b} c_i P_{g,i} - \lambda \left(\sum_{i=1}^{N_b} DF_i(P_{g,i} - P_{d,i}) + P_{Loss} \right) \\ & - \sum_{i=1}^{N_b} \mu_{GU,i}(P_{g,i,max} - P_{g,i}) - \sum_{i=1}^{N_b} \mu_{GL,i}(P_{g,i} - P_{g,i,min}) \end{aligned} \quad (4.4.19)$$

$$\begin{aligned} & - \sum_{k=1}^{N_l} \mu_{LU,k}(P_{L,k} - P_{L,k,max}) - \sum_{k=1}^{N_l} \mu_{LL,k}(-P_{L,k} - P_{L,k,max}) \\ LMP_B = & \frac{\partial \Phi}{\partial P_{d,B}} \\ = & DF_B \times \lambda - \sum_{k=1}^{N_l} \mu_{LU,k} \frac{\partial P_{L,k}}{\partial P_{d,B}} + \sum_{k=1}^{N_l} \mu_{LL,k} \frac{\partial P_{L,k}}{\partial P_{d,B}} \end{aligned} \quad (4.4.20)$$

$$= \lambda + \sum_{k=1}^{N_l} \mu_{L,k} PTDF_{k,B} + \lambda(DF_B - 1)$$

$$LMP_B = LMP_B^{energy} + LMP_B^{cong} + LMP_B^{loss} \quad (4.4.21)$$

$$LMP^{energy} = \lambda \quad (4.4.22)$$

$$LMP_B^{cong} = \sum_{k=1}^{N_l} PTDF_{k,B} \times \mu_{L,k} \quad (4.4.23)$$

$$LMP_B^{loss} = \lambda \times (DF_B - 1) \quad (4.4.24)$$

λ (システムラムダ): 需給バランス制約,

$\mu_{GU,i}$, $\mu_{GL,i}$: ノード i の発電機出力の上下限出力制約,

$\mu_{LU,k}$, $\mu_{LL,k}$: 送電線 k の送電線容量の上下限制約に関するラグランジュ未定乗数

第5章 IEEE 14-bus test system における

系統計画案策定シミュレーション

本章では前章までに述べた提案手法について、実際にモデル系統に適用することでその有効性を検証する。本章ではモデル系統として、比較的小規模である IEEE 14-bus test system[29]を採用し、このモデル系統において系統計画案策定シミュレーションを行った際の、試算諸条件と試算結果、結果の考察について述べる。

5.1 試算諸条件^{[29]~[31]}

本章ではモデル系統として、以下の図 5.1 に示す IEEE 14-bus test system を用いる。ノード 10 に再生可能エネルギー電源として WF を導入するほか、他の電源の容量や各ノードの負荷需要量等、初期の系統構成に一部変更を加えている。考察期間は 30 年間とし、計画期間は 10 年ごとで計画段階 $N_{stage} = 3$ とする。ここで、WF の導入シナリオと需要減少シナリオを以下の表 5.1 に示す。WF は 10 年ごとに 70MW ずつ導入される。また、エリア 1 を都市部等の大需要地、エリア 2 を過疎地域と仮定し、エリア 1 よりも 2 の方が負荷の減少率が高いものとする。また、その他の電源のシナリオおよび燃料費単価を以下の表 5.2 に示す。表 5.2 に示す通り、WF の導入に伴い、一部の発電機の容量を減らしている。各計画期間の発電機容量は、WF 以外の発電機容量の合計が負荷需要に対して 5%程度の予備力を持つように設定されている。その他の送電線データや各ノードの負荷需要等は付録 C に示す通りである。さらに、多目的計画において、ロバスト性の評価を行う際に用いる需要のシナリオをそれぞれ表 5.3 に示す。

また、単一目的計画では、各制約条件による違いを考察するために前章式(4.1.12), (4.1.13)のみを制約条件に課した Case 1 と、式(4.1.12)~(4.1.14)を制約条件に課した Case 2 にケース分けを行う。また、式(4.1.12), (4.1.13)中の α_{EENS} と α_{wind} はそれぞれ 0.005%, 5%とし、送電線撤去費は増設費の 15%, 維持費は年間で増設費の 2%, すなわち 10 年で 20%とする[30][31]

表 5.1 WF 導入量と需要減少のシナリオ

Stage	WF integration [MW]	Load demand (area 1) [%]	Load demand (area 2) [%]
1	70	100	90
2	140	95	85
3	210	90	80

表 5.2 各発電機の容量と燃料費単価

Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$ / MW]	Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$ / MW]
1	1	60 / 55 / 50	40	4	8	60 / 55 / 50	30
2	2	60 / 55 / 50	40	5	10	(WF)	0
3	3	60 / 55 / 50	50	6	13	220 / 220 / 220	20

表 5.3 ロバスト性の評価に用いる需要シナリオ

Stage	Scenario 1 (area 1/2)[%]	Scenario 2 (area 1/2)[%]	Scenario 3 (area 1/2)[%]	Scenario 4 (area 1/2)[%]	Scenario 5 (area 1/2)[%]
1	100/90	100/90	100/90	100/90	100/90
2	100/90	100/80	95/85	90/90	90/80
3	100/90	100/70	90/80	80/90	80/70

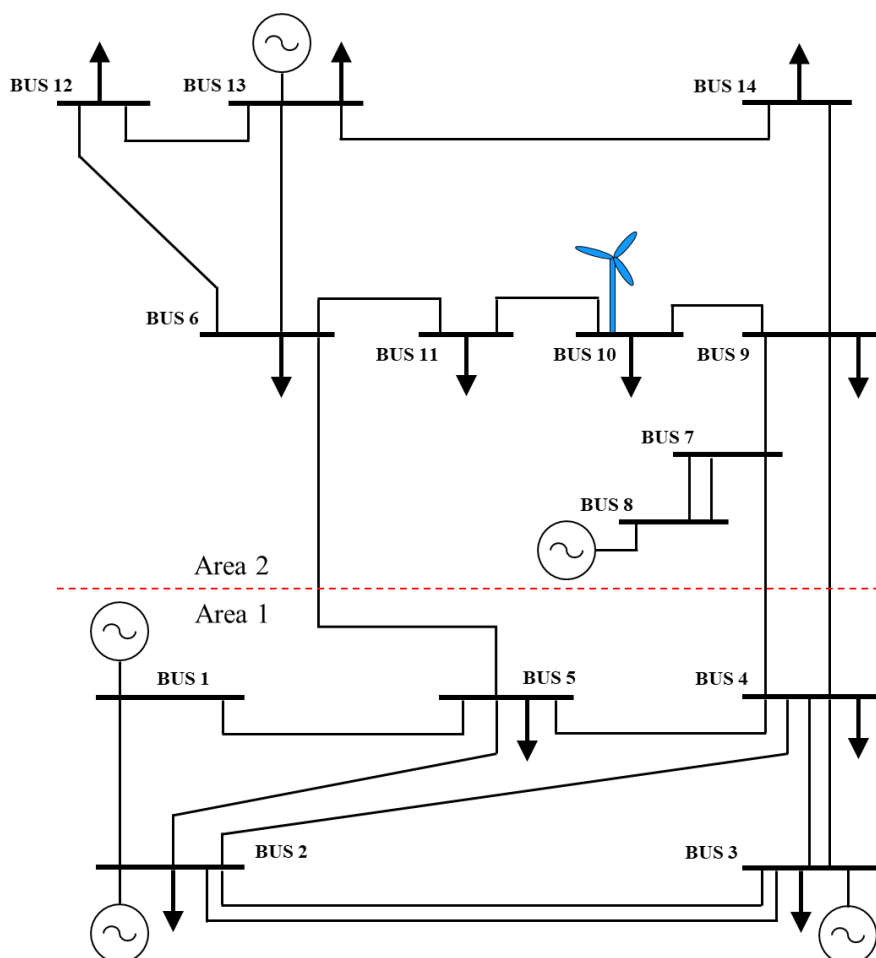


図 5.1 改変 IEEE 14-bus test system[29]

5.2 試算結果

5.2.1 単一目的計画における結果

以上の条件で単一目的計画を行った際の結果は表 5.4, 図 5.2 の通りである。Case1, Case2 ともに、送電線の増設は WF が設置されている Area2 で、送電線の撤去は Area1 でそれぞれ行われていることがわかる。一方、LMP 制約の考慮の有無により、Case1 と Case2 で増設・撤去送電線に変化が生じていることがわかる。また、Case1 と Case2 の総計画費はそれぞれ 40.35, 43.01[10⁶\$]となった。

表 5.4 単一目的計画の結果

Case	Case 1 (w/o LMP constraint)	Case 2 (w/ LMP constraint)
Investment plan (from – to)	Stage 1 6 – 13	Stage 1 13 – 14
	Stage 2 9 – 10	Stage 2 5 – 6 / 9 – 10
	Stage 3 9 – 10	Stage 3 --
Removal plan (from – to)	Stage 1 2 – 3	Stage 1 2 – 3 / 2 – 5
	Stage 2 2 – 5	Stage 2 --
	Stage 3 4 – 5	Stage 3 --
Planning cost [10 ⁶ \$]	$C_{inv} = 6.96$, $C_{rem} = 0.77$, $C_{maint} = 32.63$	$C_{inv} = 8.95$, $C_{rem} = 0.68$, $C_{maint} = 33.39$

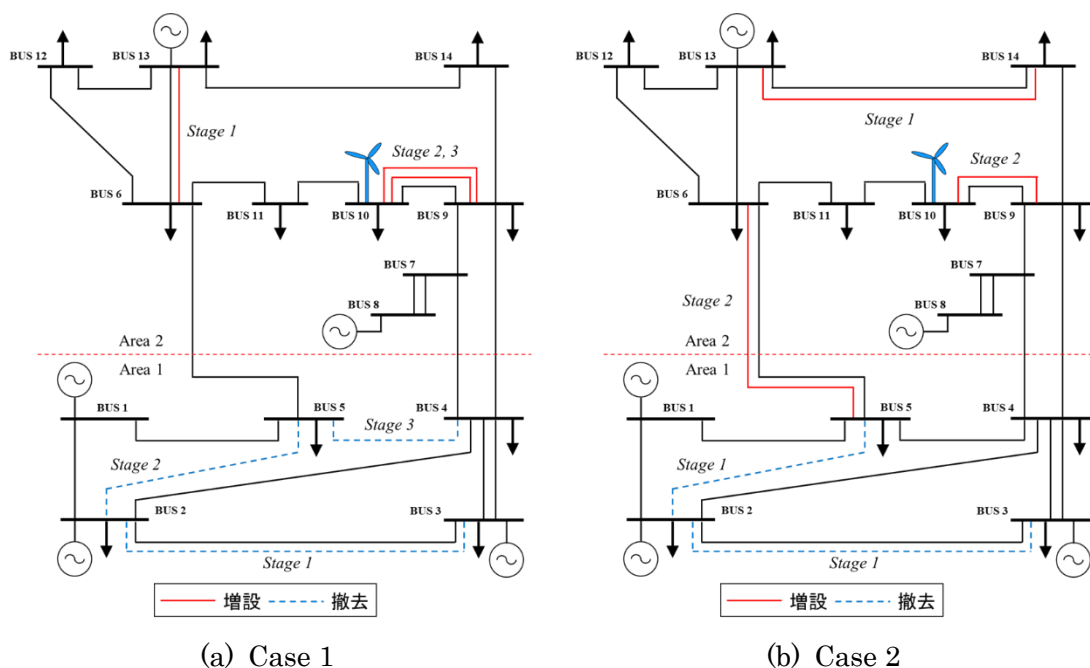


図 5.2 単一目的計画の結果

5.2.2 単一目的計画における結果の考察

得られた結果について、計画前後の潮流状態等を比較することによりその合理性を示し、送電線の増設と撤去の両面を考慮する提案手法の有効性を示す。

まず送電線の拡充について考える。**Case1** について、WF の導入容量が比較的小である **Stage1** では、供給信頼度は容量が大きいノード 13 の発電機の出力がエリア 1 に送電可能であるかにより大きく左右される。特に WF 出力が小さく、かつノード 13 近傍の送電線故障の際に供給支障が生じる。ここで、送電線計画前において特に供給支障量が大きくなる、WF 出力が 0 かつ 13-14 間送電線故障時と、SEM 中の WF 出力が 0 の時の各送電線潮流の平均と発電機出力の平均(13-14 間送電線故障時を除く)をそれぞれ図 5.3(a)と図 5.4(a)に、送電線計画後の同様の潮流と発電機出力をそれぞれ図 5.3(b)と図 5.4(b)に示す。13-14 間送電線故障時、6-13 間送電線が混雑することにより、ノード 13 の発電機出力が抑制されてしまい、供給支障が発生していることがわかる。これに対して、**Stage1** での増強・撤去後では、6-13 間の送電線の増強により、13-14 間送電線故障時における 6-13 間送電線の混雑が解消され、ノード 13 の発電機出力を **Area1** に送電することが可能となっている。

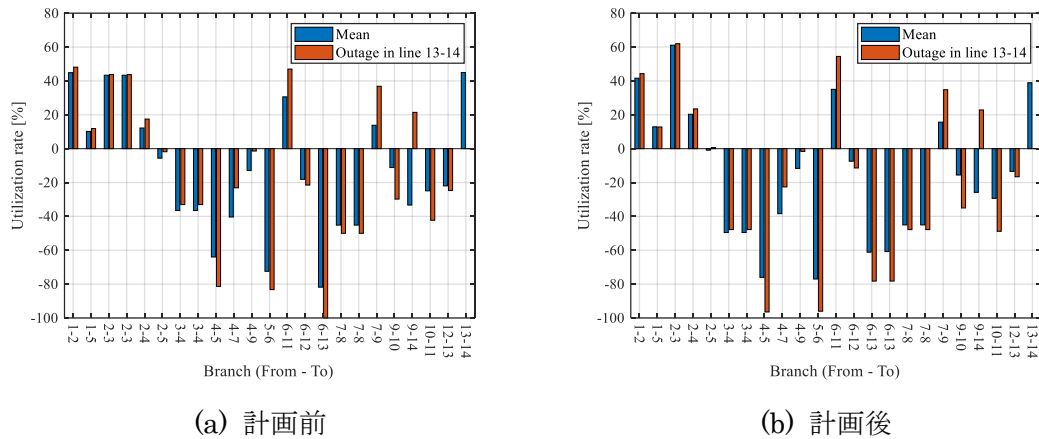


図 5.3 Stage 1 計画前後における送電線潮流(Case 1)

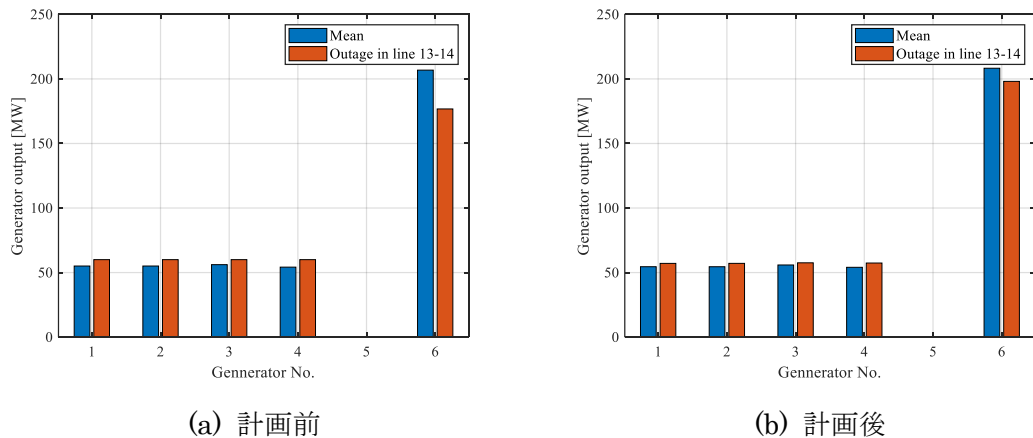


図 5.4 Stage 1 計画前後における発電機出力(Case 1)

一方、Stage2,3 では、WF の導入量が比較的大であり、WF の出力が大である際に供給支障が生じる。ここで、特に供給支障量の大きい、5-6 間送電線が故障しかつ WF が最大出力している際の、Stage2 の計画前後における送電線潮流および計画前後の発電機出力をそれぞれ以下の図 5.5(a), 5.5(b), 図 5.6 に示す。計画前では、5-6 間送電線の故障と WF の最大出力により、9-10 間送電線が混雑し、ノード 13 の発電機が十分に出力できず、供給支障が発生している。この 9-10 間送電線を増設することにより、WF 出力をノード 9 およびノード 4 経由で Area1 に送電することが可能になり、供給支障が解消されている。

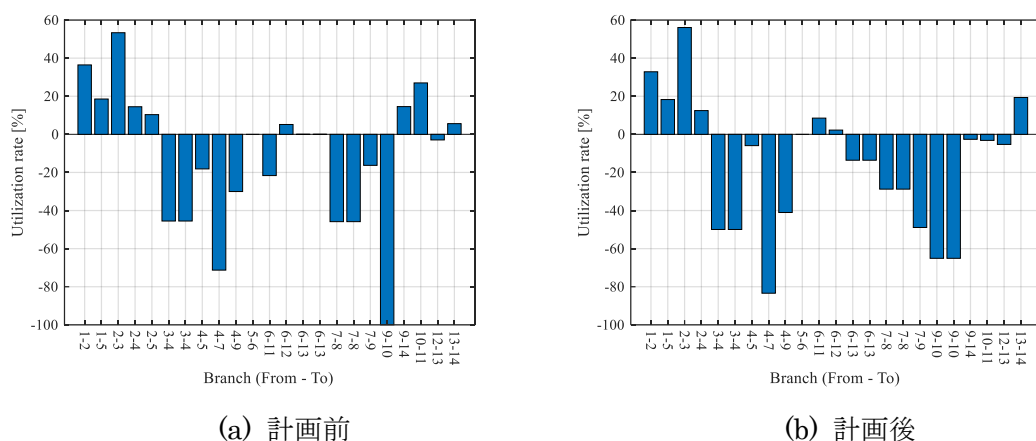


図 5.5 Stage 2 計画前後における送電線潮流(Case 1, WF 出力最大、5-6 間送電線故障時)

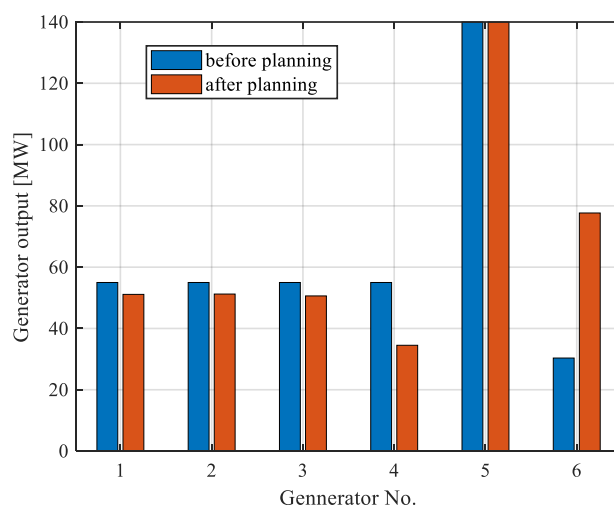


図 5.6 Stage 2 計画前後における発電機出力(Case 1, WF 出力最大、5-6 間送電線故障時)

次に、LMP 制約を考慮した Case2 について、LMP 算出時に送電線混雑が生じるのは Stage2 の計画前のみであった。この時の計画前後における LMP_k^{cong} の値を図 5.7 に、各発電機の出力を図 5.8 に、送電線利用率を図 5.9(a), 5.9(b)にそれぞれ示す。図 5.7~5.9 より、ノード 10 に接続された WF により、9-10 間送電線が混雑し、ノード 10 およびその周

辺のノードの LMP_k^{cong} が極端に小さな値となっていることがわかる。この系統に、9-10 間送電線を増設することにより、この混雑が解消され、さらに 5-6 間送電線の増設により、ノード 13 の燃料費単価の低い発電機の出力を Area1 へ送電することが可能になり、 LMP_k^{cong} が平準化されていることがわかる。

また、Case1 と比較すると、Case2 では Stage1 での増設が、6-13 間送電線から 13-14 間送電線に変化していることがわかる。ここで、この増設の変化を考察するために、Case2 の Stage1 の増設を 6-13 間送電線に変更した際の計画を Case2_とし、Case2_の Stage2 計画前後における LMP_k^{cong} を図 5.10 に、各発電機の出力を図 5.11 に、LMP 計算時の送電線利用率を図 5.12 にそれぞれ示す。Case2_では、Stage2 の計画後においても、4-5 間送電線の混雑により、 LMP_k^{cong} が平準化されていないことがわかる。これは、5-6 間、6-13 間送電線の増強に伴い、ノード 5 に流れる電力が増加したためであると考えられる。この 4-5 間送電線混雑により、より安価な発電機 2 の出力が低下し、代わりに高価な発電機 3 の出力が増加し、LMP の不均衡が生じている。これに対して Case2 では、Stage1 で 13-14 間送電線を増設することにより、電力潮流が系統の左側に偏ることを防ぎ、ノード 5 に接続された送電線の混雑を解消していることがわかる。

このように、再エネ電源導入拡大及びそれに伴う他の電源の規模縮小により、供給信頼度の低下や送電線混雑が生じることが示された。さらに、送電線計画前後の潮流状態や発電機出力等の比較から、提案手法では送電線の増設を考慮することにより、WF 導入容量の増加による供給信頼度の低下や送電線混雑をより少ない送電線増設で合理的に解消していることがわかる。よって、このような状況における送電系統計画では送電線の増強が必要であり、送電線増強を考慮した提案手法が有効であることが示された。

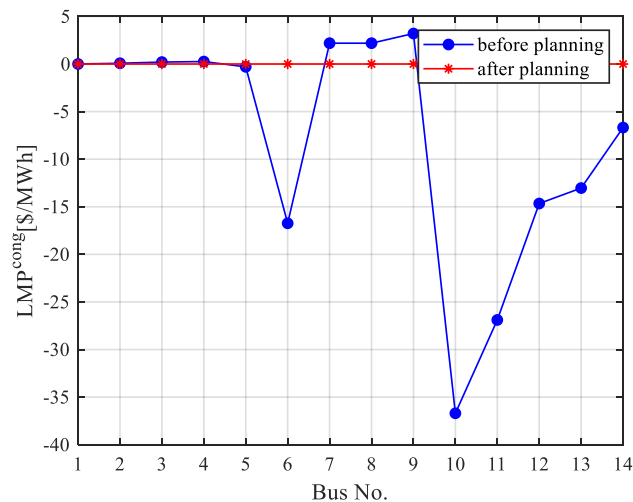


図 5.7 Stage 2 計画前後の各ノードにおける LMP_k^{cong} (Case 2, LMP 計算時)

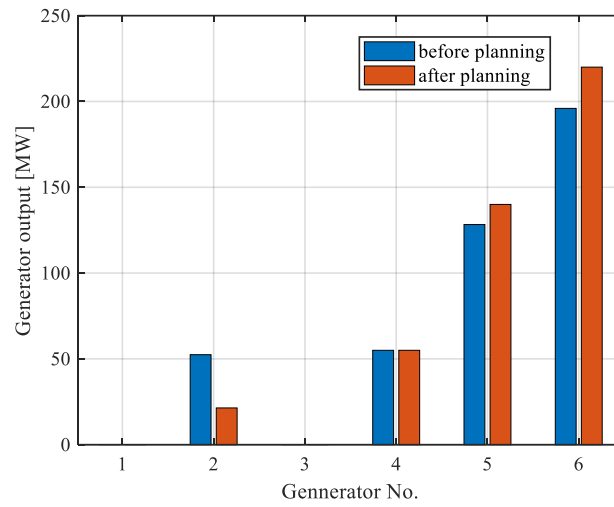


図 5.8 Stage 2 計画前後の各発電機出力(Case 2, LMP 計算時)

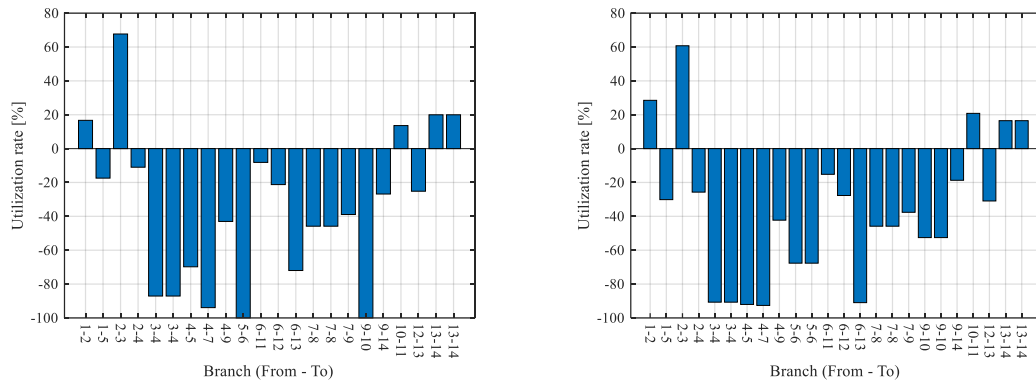


図 5.9 Stage 2 計画前後の送電線利用率(Case 2, LMP 計算時)

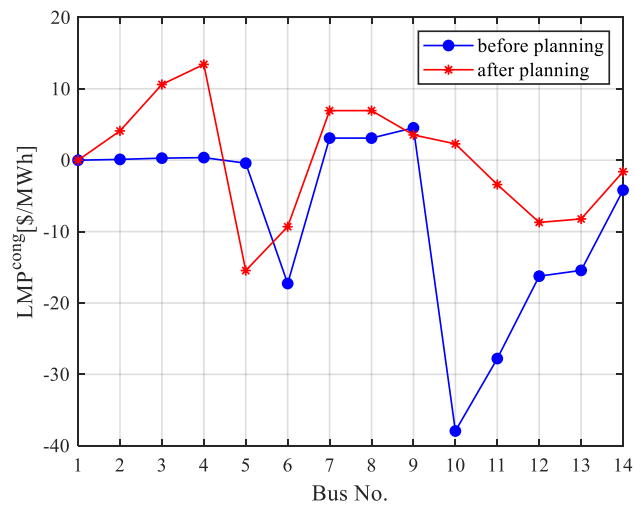


図 5.10 Stage 2 計画前後の各ノードにおける LMP_k^{cong} (Case 2, LMP 計算時)

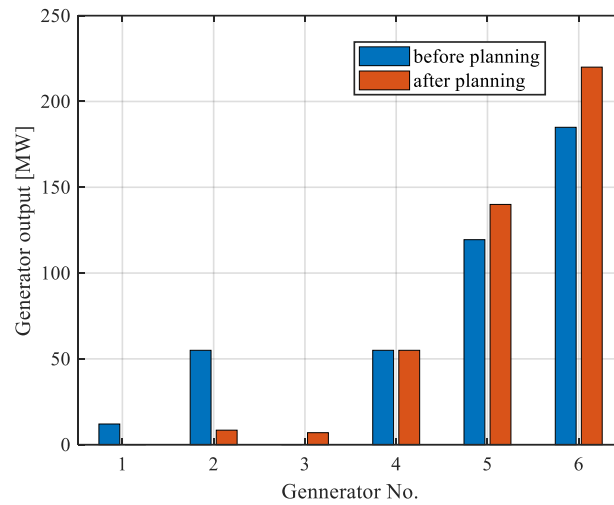


図 5.11 Stage 2 計画前後の各発電機出力(Case 2_, LMP 計算時)

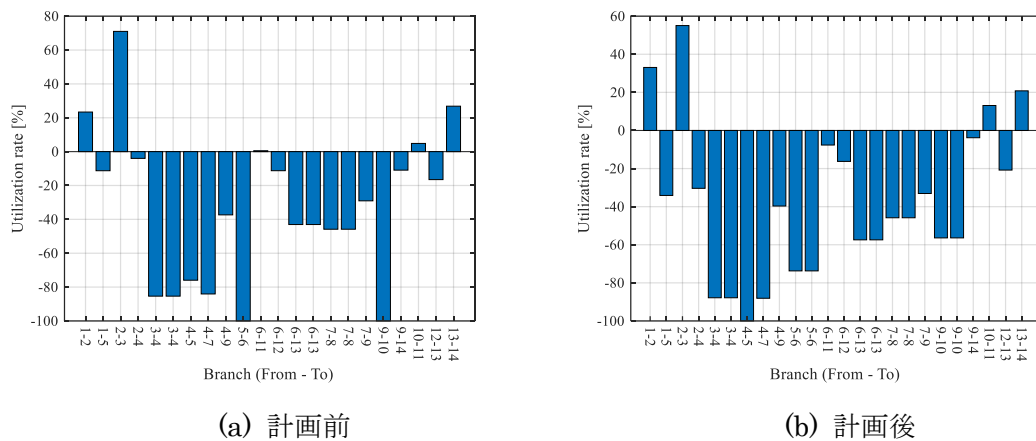


図 5.12 Stage 2 計画前後の送電線利用率(Case 2_, LMP 計算時)

次に、送電線の撤去について考える。送電線計画前と増強後、増強・撤去後の各評価指標および計画費を以下の表 5.5~5.7 に示す。Case 1, Case 2 いずれにおいても、まず送電線の増設により供給信頼度や LMP の制約を満たし、次にこれらの制約の範囲内で送電線の撤去を行うことにより、送電線の維持費が低減しており、送電線計画費全体の低減が実現していることがわかる。また、Case 1, Case 2 において送電線の増設のみを行った場合と送電線の増設・撤去の両方を行った場合での、Stage 3 計画後の送電線利用率の平均を以下の図 5.13, 5.14 に示す。図 5.13, 5.14 より、送電線の撤去を行うことにより、全体的に送電線利用率が向上していることがわかる。

以上の検討により、系統制約の観点からは送電線の増設が、系統全体での送電線維持費の低減と効率向上の観点からは送電線の撤去が必要であり、提案手法によりこれらの両面が適切に考慮された計画が算出できることが示された。

表 5.5 計画前後の各評価指標(Case 1)

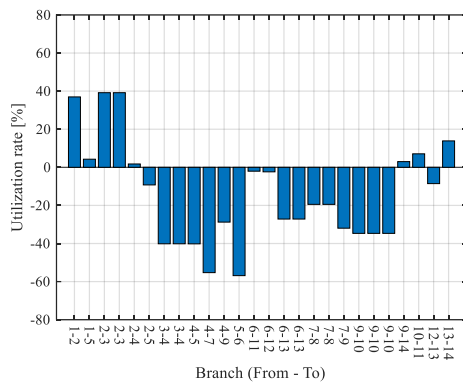
	$E(CL_{total,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.012 / 0.053 / 0.35	0 / 0.68 / 11	0 / 42.9 / 42.4
w/ only investment	5.7×10^{-6} / 8.0×10^{-6} / 4.4×10^{-6}	0 / 0 / 0	16.0 / 16.7 / 17.5
w/ investment and removal	7.0×10^{-6} / 1.4×10^{-5} / 3.3×10^{-3}	0 / 0 / 0	16.3 / 16.8 / 25.7

表 5.6 計画前後の各評価指標(Case 2)

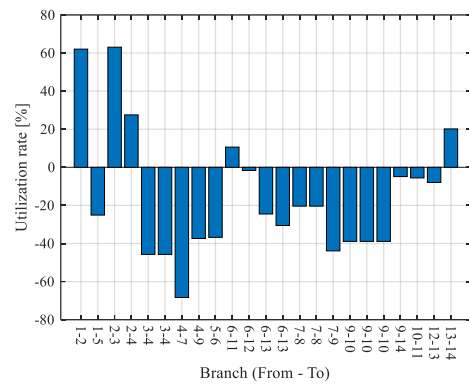
	$E(CL_{total,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.012 / 0.053 / 0.35	0 / 0.68 / 11	0 / 42.9 / 42.4
w/ only investment	2.0×10^{-6} / 2.6×10^{-6} / 2.0×10^{-6}	0 / 0 / 1.3	0 / 0 / 0
w/ investment and removal	4.0×10^{-6} / 1.9×10^{-6} / 3.2×10^{-6}	0 / 0 / 1.7	0 / 0 / 0

表 5.7 計画前後の計画費(Case 1 / 2)

		C_{inv} [10 ⁶ \$]	C_{rem} [10 ⁶ \$]	C_{maint} [10 ⁶ \$]	$Cost$ [10 ⁶ \$]
	w/o planning	0	0	31.83	31.83
Case 1	w/ only investment	6.96	0	34.5	41.49
	w/ investment and removal	6.96	0.77	32.63	40.35
Case 2	w/ only investment	8.95	0	35.64	44.58
	w/ investment and removal	8.95	0.68	33.39	43.01

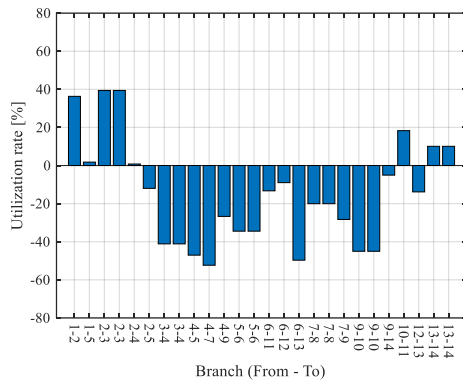


(a) 撤去なし

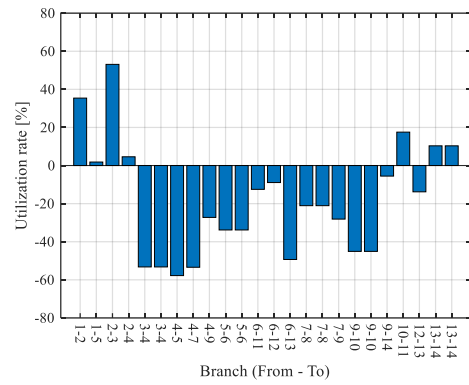


(b) 撤去あり

図 5.13 Stage 3 計画後の平均送電線利用率(Case 1, 送電線撤去なし / あり)



(a) 撤去なし



(b) 撤去あり

図 5.14 Stage 3 計画後の平均送電線利用率(Case 2, 送電線撤去なし / あり)

5.2.3 多目的計画の結果

同様の条件で多目的計画を行った際に得られたパレート最適解集合を、3つあるいは任意の2つの評価関数値でプロットしたものを以下の図 5.15 に示す。計画費と燃料費、計画費と混雑費用の間にはトレードオフの関係があり、いずれも計画費 5.0×10^7 \$ 付近で飽和している。一方、混雑費用と燃料費の間には比例関係があることがわかる。

次に、多目的計画において得られたパレート最適解集合から、費用便益評価に基づいて、費用便益を最大化する計画案を選定する。費用便益を最大化する計画を **Case 3** として、表 5.8, 図 5.16(a) に示す。

次に、各パレート最適解の、需要シナリオの変化に対するロバスト性評価を行う。ロバスト性を加味した費用便益を最大化する計画を **Case 4** として、表 5.9, 図 5.16(b) に示す。また、それぞれの計画における各評価関数値および費用便益を以下の表 5.10 に、各評価指標値を表 5.11 にそれぞれ示す。

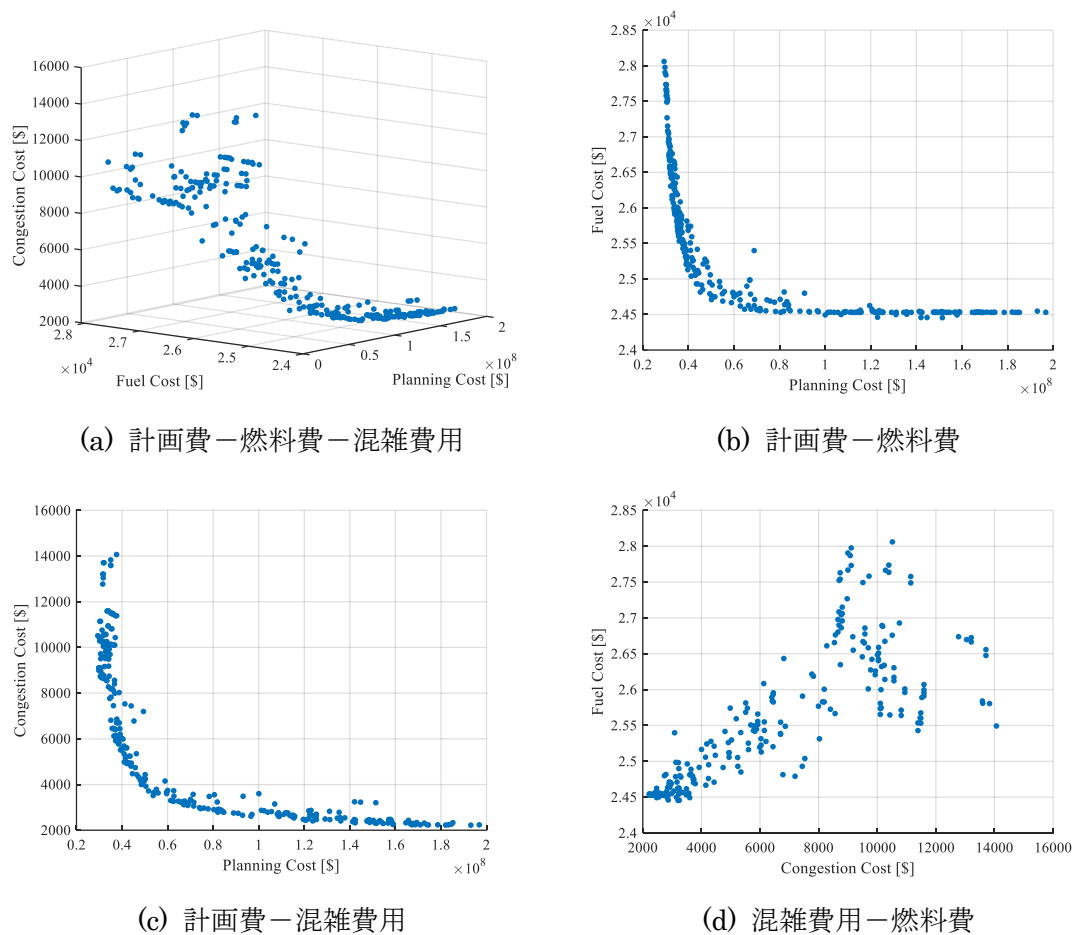


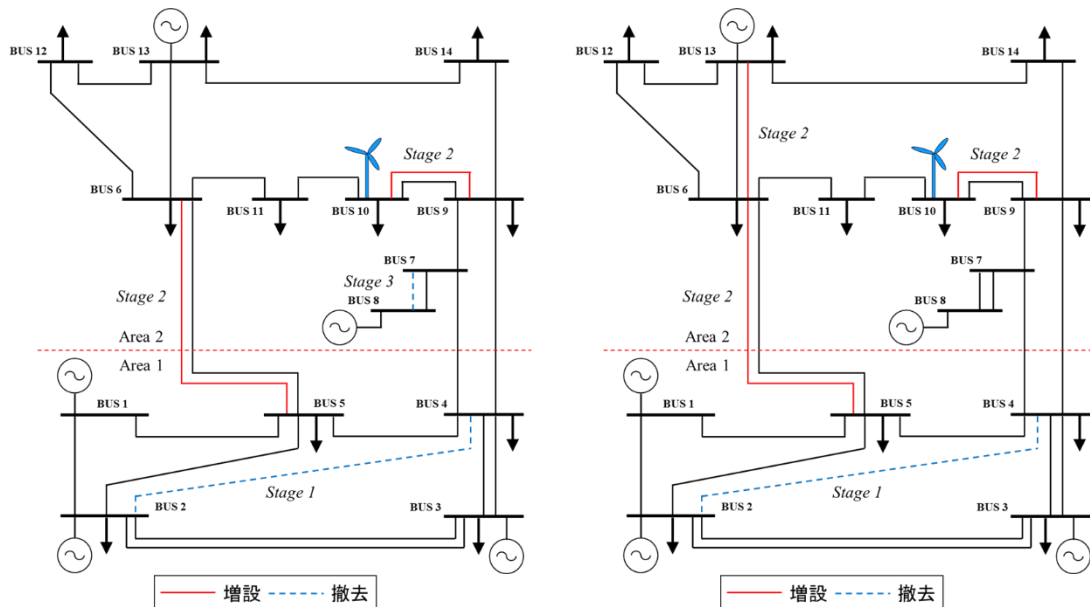
図 5.15 パレート最適化集合

表 5.8 費用便益を最大化する送電線計画(Case 3)

Stage	Investment (from – to)	Removal (from – to)
1	--	2 – 4
2	5 – 6 / 9 – 10	--
3	--	7 – 8

表 5.9 ロバスト性を加味した費用便益を最大化する送電線計画(Case 4)

Stage	Investment (from – to)	Removal (from – to)
1	--	2 – 4
2	5 – 6 / 6 – 13 / 9 – 10	--
3	--	--



(a) Case 3

(b) Case 4

図 5.16 多目的計画の結果(Case 3 / 4)

表 5.10 各ケースでの各評価関数値と費用便益

	f_1 [M\$]	f_2 [\$/MW]	f_3 [\$/MW]	CB [10^{-7}]
w/o planning	31.83	24.44	14.05	--
Case 1	40.35	21.53	12.30	1.15
Case 2	43.01	20.92	5.08	2.90
Case 3	37.23	21.03	4.87	3.38
Case 4	41.53	20.81	4.14	3.26

表 5.11 各ケースでの各評価指標値

	$E(CL_{total,t})$ [MW] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [MW] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.05 / 0.21 / 1.35	0 / 0.95 / 23.7	0 / 42.9 / 42.4
Case 1	0.00 / 0.00 / 0.01	0 / 0 / 0	16.3 / 16.8 / 25.7
Case 2	0.00 / 0.00 / 0.00	0 / 0 / 3.44	0 / 0 / 0
Case 3	0.05 / 0.03 / 0.39	0 / 0 / 3.01	0 / 0 / 0
Case 4	0.05 / 0.01 / 0.28	0 / 0 / 2.93	0 / 0 / 0

5.2.4 多目的計画の結果の考察

まず、Case 3 と、単一目的計画(Case 1, Case 2)との比較を行う。

評価関数値と費用便益について比較すると、Case 1 は計画費に比して燃料費と混雑費用の削減量が小さく、費用便益が小さくなっている。特に LMP 制約を考慮していないため、混雑費用の削減量が著しく小さい。ここで、Case 1 と Case 3 における、混雑費用が特に大きくなる Stage 3 計画後の LMP, LMP 計算時の送電線利用率、各発電機の出力を図 5.18~5.20 に示す。Case 1 では 9-10 間送電線を計 2 回線増設したことにより、WF 出力がノード 9 を経由してエリア 1 へと送電される。その結果ノード 9 から先の 7-9 間送電線や 4-7 間送電線に混雑が生じ、ノード 13 に接続された単価の安い発電機出力が抑制されている。これにより、Case 1 では計画前からの混雑費用の削減量が小さくなっている。一方、Case 3 では、9-10 間送電線が 1 回線の増設にとどまっている代わりに、5-6 間送電線が増設されており、これにより WF の出力が系統の右側に偏ることによる送電線混雑を回避している。一方、Case 2 と Case 3 を比較すると、燃料費と混雑費用は同程度であるが、Case 2 の計画費が高いため、費用便益は Case 3 よりも小さくなっている。

次に、各評価指標を比較すると、多目的計画では $E(CL_{total,t})$ と $E(CL_{wind,t})$ に対するペナルティコストを燃料費に組み込み、また LMP のばらつきは混雑費用に反映されるが、これらの値には制約条件を課していないため、Case 3 では計画前の値からは悪化していないものの、特に $E(CL_{total,t})$ に関しては Case 1, Case 2 よりも悪化している。

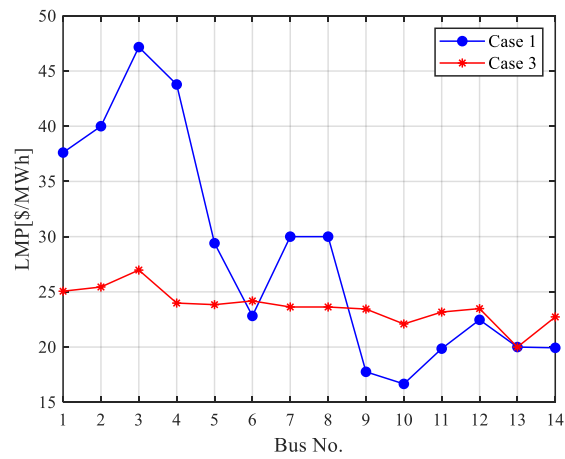
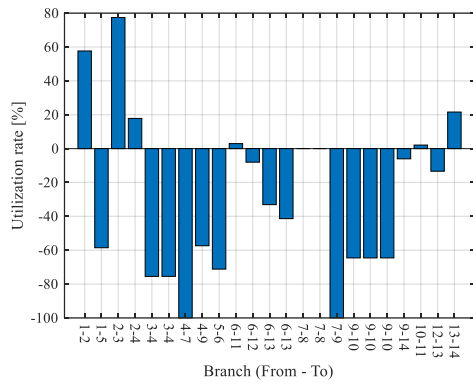
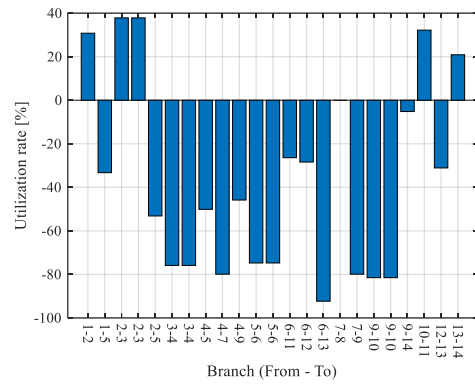


図 5.17 Stage 3 計画後の LMP(Case 1 / 3)



(a) Case 1



(b) Case 3

図 5.18 Stage 3 計画後の送電線利用率(LMP 計算時)

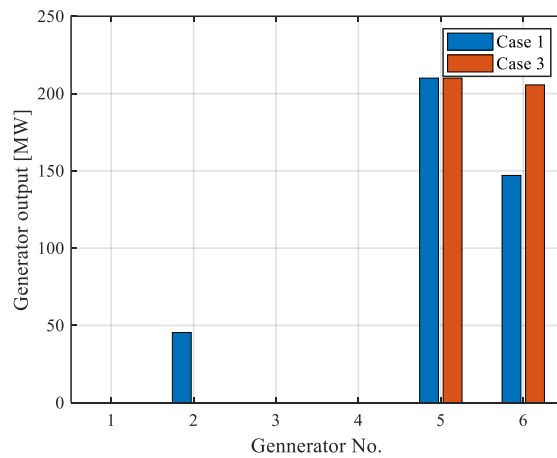


図 5.19 Stage 3 計画後の発電機出力(Case 1 / Case 3, LMP 計算時)

次にロバスト性を考慮した際の計画(Case 4)について考える。まず、Case 3 と Case 4 を比較すると、費用便益にロバスト性を加味したことにより、Case 4 は 6-13 間送電線が増設されているほか、7-8 間送電線が撤去されない計画となっている。ここで、Case 3 と Case 4 における各評価関数値のワーストケースとロバスト性を加味した費用便益を以下の表 5.12 に示す。Case 4 と比較して Case 3 では特に混雑費用のワーストケースの値が高く、表 5.10 と比較すると費用便益がより低下している。また、Case 4 の計画費は Case 3 よりも大きいものの、ロバスト性の加味による費用便益の低下幅が小さい。

この混雑費用のワーストケースに差が出た理由について考える。Case 3 と Case 4 ともに、混雑費用がワーストケースとなる需要シナリオはシナリオ 1 であった。ここで、両ケースの、混雑費用のワーストケースを Stage ごとに列挙したものを以下の表 5.13 に示す。WF 導入容量が比較的小である Stage 1 ではほぼ同じ値となっているが、WF 導入容量が比較的大である Stage 2, 3 では、特に Stage 2 での値に大きな差が出ている。ここで Case 3 と Case 4 において、需要シナリオとしてシナリオ 1 を与えた際の、Stage 2 計画後の LMP と送電線利用率を以下の図 5.20, 5.21 に示す。また、各送電線の潮流による混雑費用を図 5.22 に示す。Case 3 ではノード 13 の LMP が大きく低下しノード 6 と 13 の LMP の差が大きくなり、また 6-13 間送電線の潮流が大きいため、この送電線潮流による混雑費用が高くなる。Case 4 ではこの 6-13 間送電線を増設することにより、ノード 6 と 13 の LMP の差が小さくなり、この送電線潮流による混雑費用が低くなっている。また、他の送電線潮流による混雑費用も、全体的に Case 4 の方が低くなっているため、Stage 2 において表 5.13 のような差が出たと考えられる。

表 5.12 各評価関数値のワーストケースとロバスト性を加味した費用便益

	f_2 [\$/MW]	f_3 [\$/MW]	CB_{robust} [10^{-7}]
Case 3	21.73	8.36	2.37
Case 4	21.21	4.93	3.03

表 5.13 混雑費用のワーストケース値(各 Stage)

	Stage 1 [\$/MW]	Stage 2 [\$/MW]	Stage 3 [\$/MW]
Case 3	1.75	3.78	2.83
Case 4	1.75	1.59	1.59

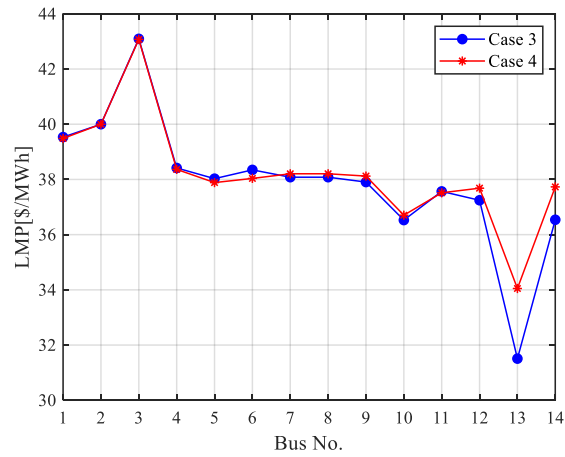
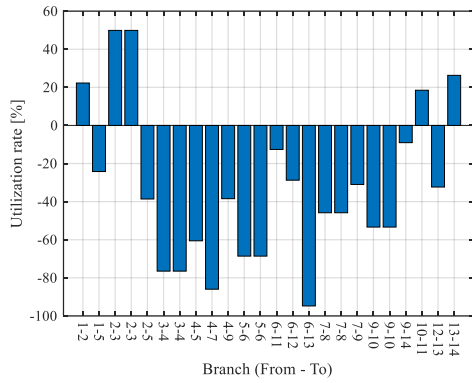
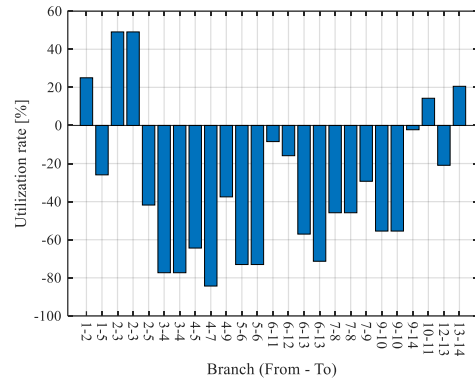


図 5.20 Stage 2 計画後の LMP(需要シナリオ 1, Case 3 / 4)

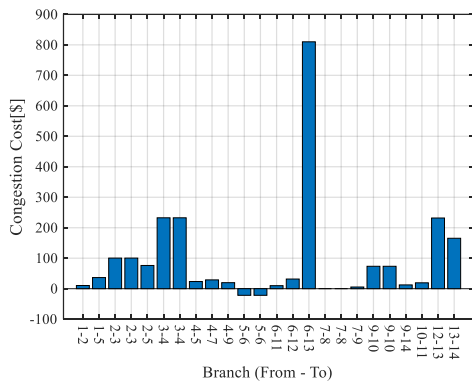


(a) Case 3

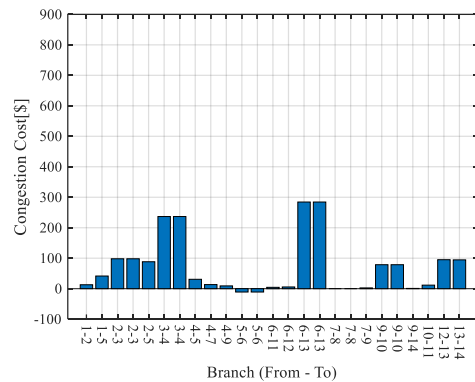


(b) Case 4

図 5.21 Stage 2 計画後の送電線利用率(LMP 計算時, Case 3 / 4)



(a) Case 3



(b) Case 4

図 5.22 各送電線の潮流による混雑費用(Case 3 / 4)

最後に、ロバスト性考慮時のパレート最適解集合全体の傾向について考える。以下の図 5.23 に、燃料費と混雑費用のワーストケースとベースケースの差を示す。燃料費と混雑費用ともに、計画費が高くなるに従いその差が小さくなる、すなわちロバスト性が高くなっていることがわかる。また、計画費と各費用便益の関係を図 5.24 に示す。ロバスト性を加味することにより、計画費が 4.0×10^7 \$ 以下の計画は費用便益が著しく下がり、計画費が 5.0×10^7 \$ 以上の計画は費用便益の下げ幅が小さくなっており、また、費用便益のピークも、ロバスト性考慮により計画費が高くなる方向へ移動している。このように、需要シナリオの変化に対するロバスト性を考慮することにより、系統構成に冗長性のある計画が評価されるようになるといえる。

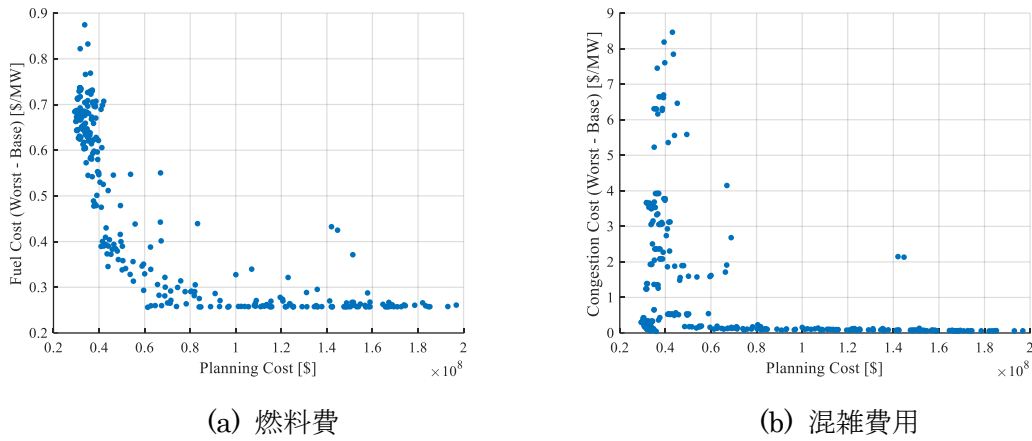


図 5.23 ワーストケースとベースケースの差

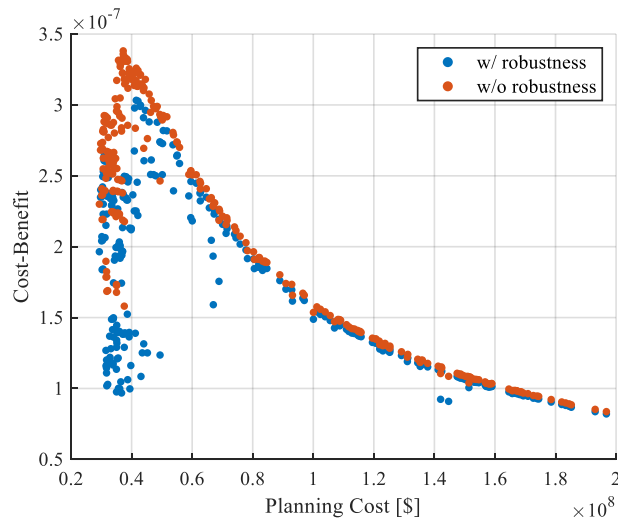


図 5.24 計画費と費用便益の関係

第6章 IEEE 24-bus Reliability Test System における

系統計画案策定シミュレーション

本章では、提案手法がより規模の大きいモデル系統に対しても有効であることを示すために、前章からモデル系統の規模を拡大して系統計画案策定シミュレーションを行う。本章ではモデル系統として、IEEE 24-bus Reliability Test System[32]を採用し、このモデル系統において系統計画案策定シミュレーションを行った際の、試算諸条件と試算結果、結果の考察について述べる。

6.1 試算諸条件^{[30]~[32]}

本章ではモデル系統として、以下の図 6.1 に示す IEEE 24-bus Reliability Test System を用いる。ノード 17 に再生可能エネルギー電源として WF を導入するほか、前章同様に初期の系統構成に一部変更を加えている。考察期間は 30 年間とし、計画期間は 10 年ごとに計画段階 $N_{stage} = 3$ とする。ここで、WF の導入シナリオと需要減少シナリオを以下の表 6.1 に示す。元の負荷需要は 3250MW(エリア 1:1615MW, エリア 2:1635MW)で、WF は 10 年ごとに 350MW ずつ導入される。また、前章同様にエリア 1 よりもエリア 2 の方が負荷の減少率が高いものとする。また、その他の電源のシナリオおよび燃料費単価を以下の表 6.2 に示す。WF の導入に伴う他の発電機容量の設定は前章と同様である。その他の送電線データや各ノードの負荷需要等は付録 D に示す通りである。さらに、多目的計画において、ロバスト性の評価を行う際に用いる需要のシナリオを表 6.3 に示す。

また、前章と同様に各制約条件による違いを考察するために、第 4 章式(4.1.12), (4.1.13)のみを制約条件に課した Case 1 と、式(4.1.12)~(4.1.14)を制約条件に課した Case 2 にケース分けを行う。また、式(4.1.12), (4.1.13)中の α_{EENS} と α_{wind} はそれぞれ 0.002%, 3%とし、送電線撤去費は増設費の 15%, 維持費は年間で増設費の 2%, すなわち 10 年で 20%とする[30][31]。

表 6.1 WF 導入量と需要減少のシナリオ

Stage	WF integration [MW]	Load demand (area 1) [%]	Load demand (area 2) [%]
1	750	100	95
2	1100	95	90
3	1450	90	85

表 6.2 各発電機の容量と燃料費単価

Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$/MW]	Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$/MW]
1	1	152 / 152 / 152	10.7	8	17	(WF)	0
2	2	152 / 152 / 152	10.2	9	18	400 / 400 / 400	6.0
3	7	300 / 270 / 210	18	10	21	400 / 400 / 400	5.0
4	13	591 / 520 / 400	18.5	11	22	300 / 300 / 300	1.0
5	15	60 / 0 / 0	21.2	12	23	310 / 310 / 310	9.0
6	15	155 / 155 / 155	10.5	13	23	350 / 350 / 350	10.0
7	16	155 / 155 / 155	9.5				

表 6.3 需要シナリオ

Stage	Scenario 1 (area 1/2)[%]	Scenario 2 (area 1/2)[%]	Scenario 3 (area 1/2)[%]	Scenario 4 (area 1/2)[%]	Scenario 5 (area 1/2)[%]
1	100/95	100/95	100/95	100/95	100/95
2	100/95	100/85	95/90	90/95	90/85
3	100/95	100/75	90/85	80/95	80/75

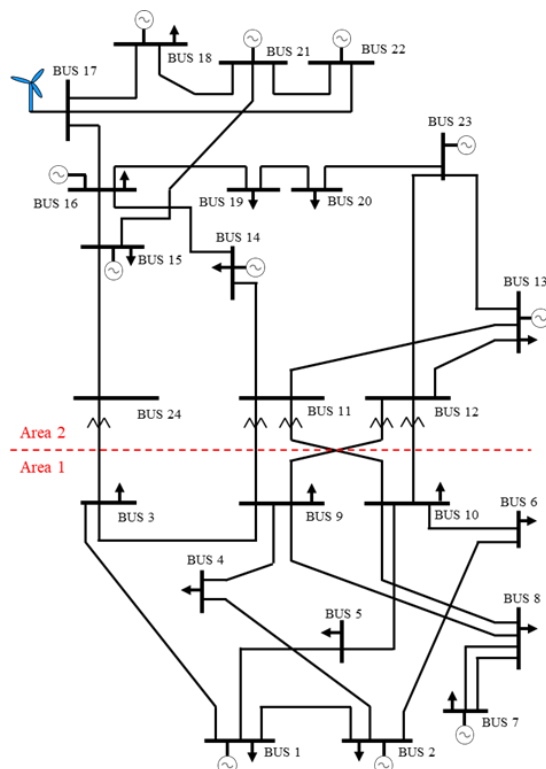


図 6.1 改変 IEEE 24-bus Reliability Test System[31]

6.2 試算結果

6.2.1 単一目的計画における結果

以上の条件で単一目的計画を行った際の結果は表 6.4 の通りである。Case 1, Case 2 とともに、送電線の増設はエリア 2 の WF 近傍で行われている一方で、送電線の撤去はエリア 1 およびエリア 1・2 の境界付近で行われていることがわかる。また、LMP 制約の考慮の有無により、Case 2 では Case 1 と比較して WF 近傍の送電線増設が積極的に行われていることがわかる。これに伴い、Case 2 の方が送電線計画費は高くなっており、Case 1 と Case 2 の計画費はそれぞれ 56.0, 66.1[10⁶\$]となった。

表 6.4 単一目的計画の結果

Case	Case 1 (w/o LMP constraint)	Case 2 (w/ LMP constraint)
Investment plan (from – to)	Stage 1 16 – 17	Stage 1 14 – 16 / 16 – 17
	Stage 2 --	Stage 2 16 – 17 / 19 – 20
	Stage 3 16 – 17	Stage 3 16 – 19
Removal plan (from – to)	Stage 1 1 – 3 / 7 – 8	Stage 1 7 – 8 / 9 – 11
	Stage 2 9 – 12 / 12 – 13	Stage 2 12 – 13 / 18 – 21
	Stage 3 18 – 21	Stage 3 1 – 3
Planning cost [10 ⁶ \$]	$C_{inv} = 3.21$, $C_{rem} = 1.89$, $C_{maint} = 50.9$	$C_{inv} = 9.93$, $C_{rem} = 1.79$, $C_{maint} = 54.4$

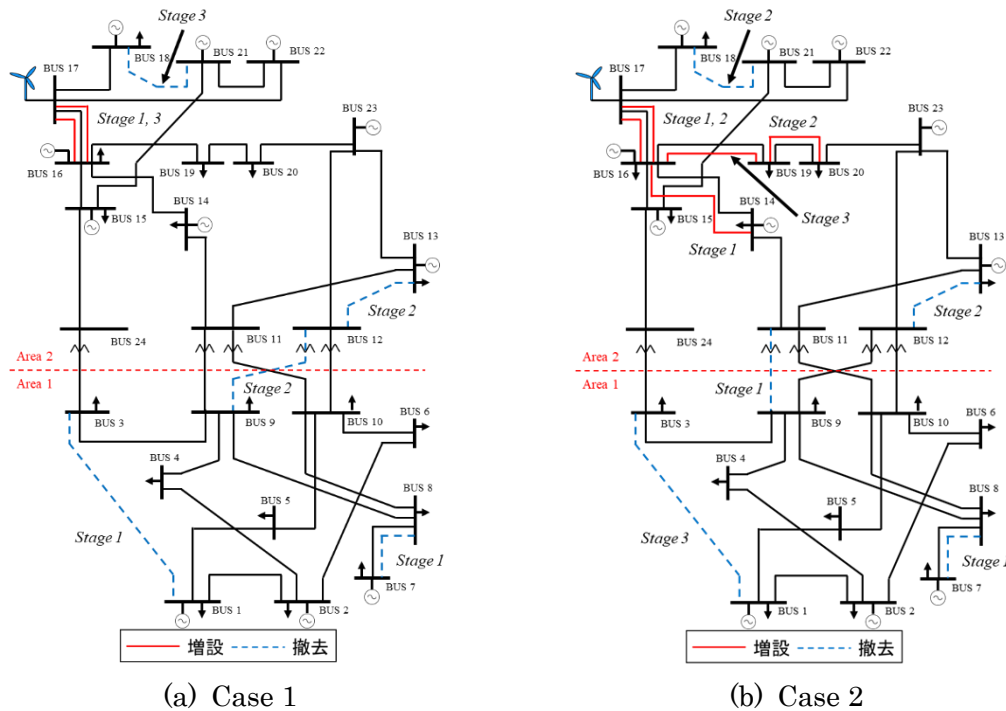


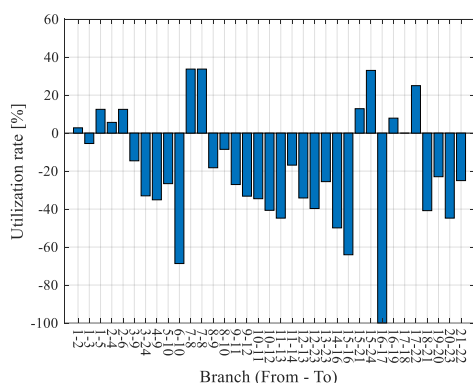
図 6.2 単一目的計画の結果

6.2.2 単一目的計画における結果の考察

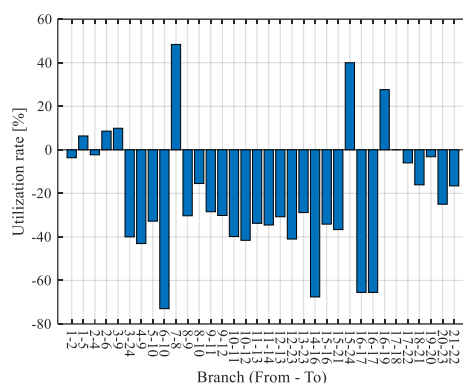
得られた結果について、計画前後の潮流状態等を比較することによりその合理性を示し、送電線の増設と撤去の両面を考慮する提案手法の有効性を示す。

まず Case 1 について、WF 接続ノード近傍の 16-17 間送電線のみ増設されていることがわかる。ここで、Stage 1 の計画前後における、供給支障量が最大となる 17-18 間送電線事故時の各送電線の利用率(潮流の向きまで含めたもの)、各発電機出力を以下の図 6.3, 6.4 に示す。計画前においては、17-18 間送電線事故時に 16-17 間送電線が混雑し、WF 近傍のノード 18,21,22 の発電機の出力が抑制されてしまい、供給支障が発生していることがわかる。これに対して、Stage 1 での計画後は、16-17 間送電線の増強により 17-18 間送電線故障時における 16-17 間送電線の混雑が解消され、WF 近傍の発電機群の出力をエリア 1 に送電することが可能になっている。

一方、Stage 2 以降は供給信頼度の制約を満たす範囲で送電線の撤去が行われていることがわかる。また、Stage 3 において、再エネ電源出力抑制量の制約を満たすために 16-17 間送電線が増設されていることがわかる。



(c) 計画前



(d) 計画後

図 6.3 送電線利用率(Case 1, Stage 1, 17-18 間送電線故障時)

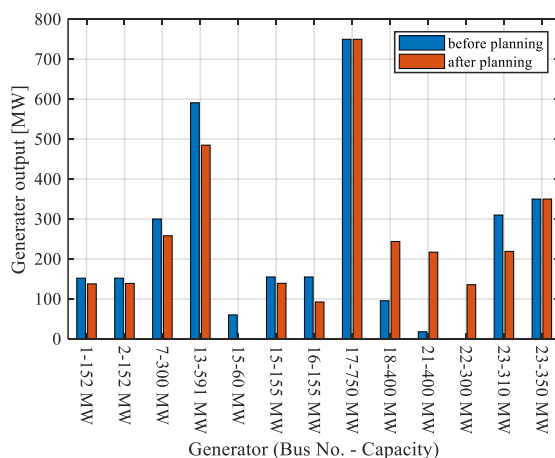


図 6.4 計画前後における発電機出力(Case1, Stage 1)

次に、LMP 制約を考慮した Case 2 について、Case 1 と比較すると、16-17 間送電線のほかに、14-16 間や 19-20 間送電線などの送電線が増設されていることがわかる。ここで、Case 1 と Case 2 の LMP 計算時における、Stage 1 の計画後の利用率と LMP を図 6.5, 6.6 に示す。Case 1 では、16-17 間送電線の増設により、単価の安い WF 出力がノード 16 に大量に流れ込んだ結果、14-16 間送電線が逼迫していることがわかる。これにより、ノード 16 付近の LMP が極端に上昇し、制約違反を起こしていることがわかる。一方、Case 2 では、16-17 間送電線に加え、14-16 間送電線を増強することにより、系統の右側に潮流が分散し、当該送電線の混雑が解消されていることがわかる。

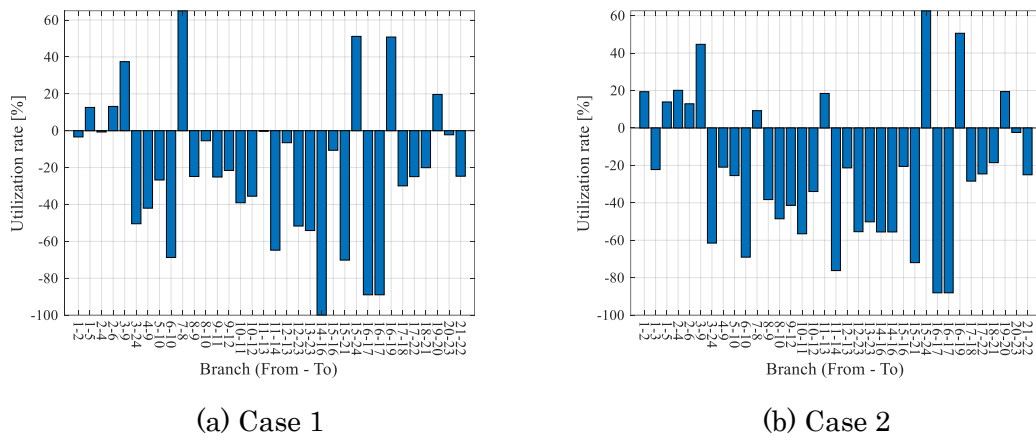


図 6.5 計画後の送電線利用率(Stage 1, LMP 計算時)

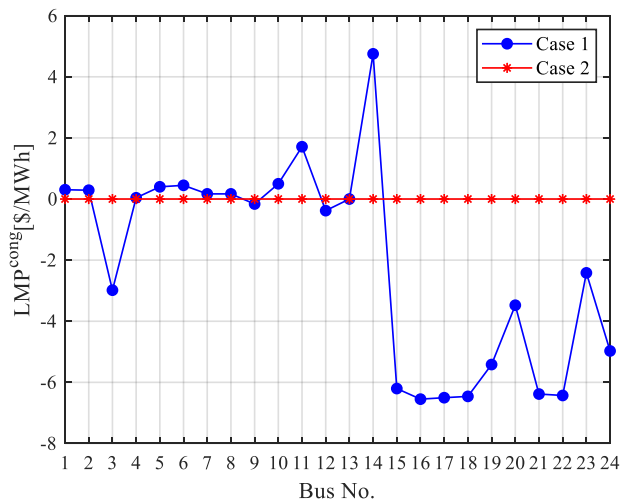


図 6.6 LMP_k^{cong} (Case 1 / 2, Stage 1 計画後)

次に、Case 2 の Stage 2 の LMP 計算時における、計画前後の利用率と LMP を図 6.7, 6.8 に示す。Stage 1 と同様に、計画前では 16-17 間送電線の混雑が原因で LMP にばらつ

きが生じていることがわかる。計画後ではこれらの送電線の増強により、混雑が解消され、LMP が平準化されていることがわかる。

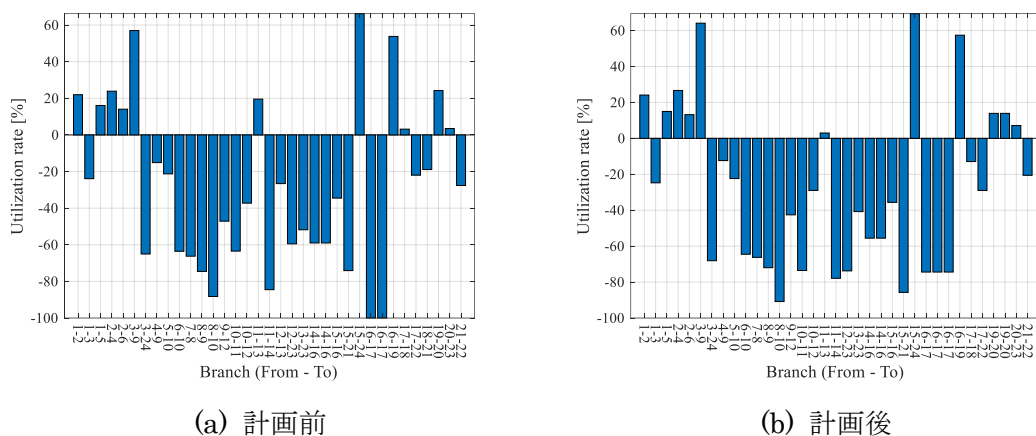


図 6.7 計画前後の送電線利用率(Case 2, Stage 2, LMP 計算時)

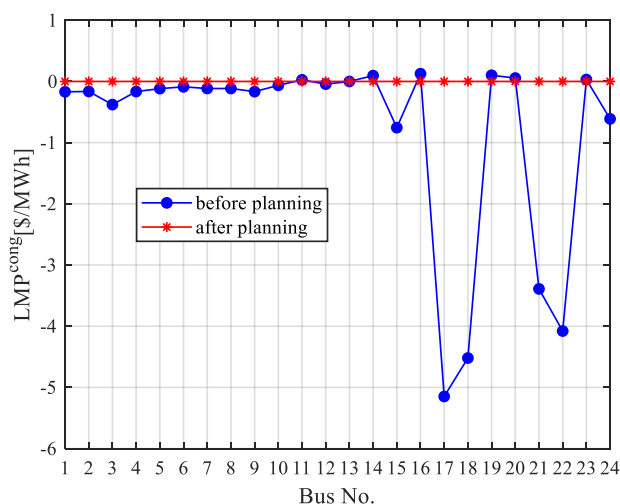


図 6.8 LMP_k^{cong} (Case 2, Stage 2 計画前後)

最後に、Stage 3 の計画について、LMP 計算時における、計画前後の利用率と各ノードの LMP を図 6.9, 6.10 に示す。計画前では Stage 2 からさらに WF 容量が増加したことにより、16-19 間送電線が混雑し、ノード 19,20 の LMP が他のノードの LMP に対して高くなっていることがわかる。この系統に 16-19 間送電線を増設することにより、16-19 間送電線の混雑が解消され、LMP が平準化されている。

このように、本系統においても WF 導入容量の増加による供給信頼度の低下や送電線混雑をより少ない送電線増設で合理的に解消していることがわかり、系統規模を拡大した際にも送電線増強を考慮した提案手法が有効であることが示された。

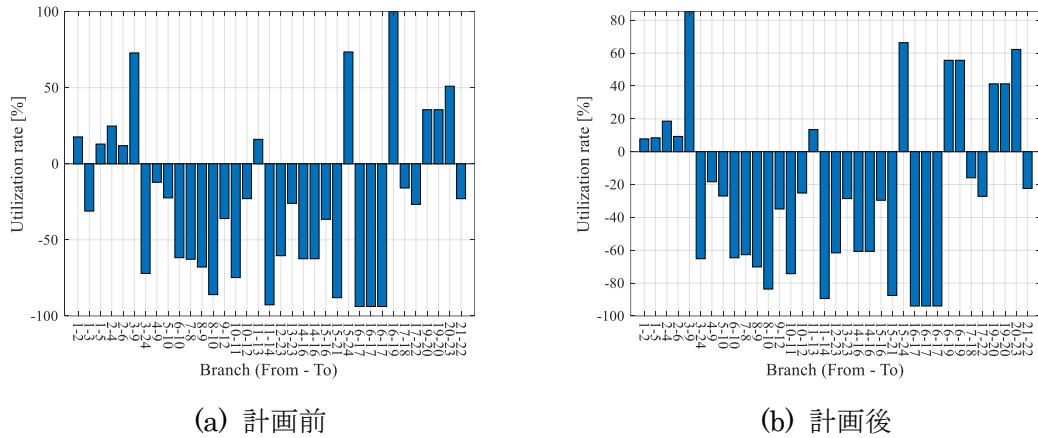


図 6.9 計画前後の送電線利用率(Case 2, Stage 3, LMP 計算時)

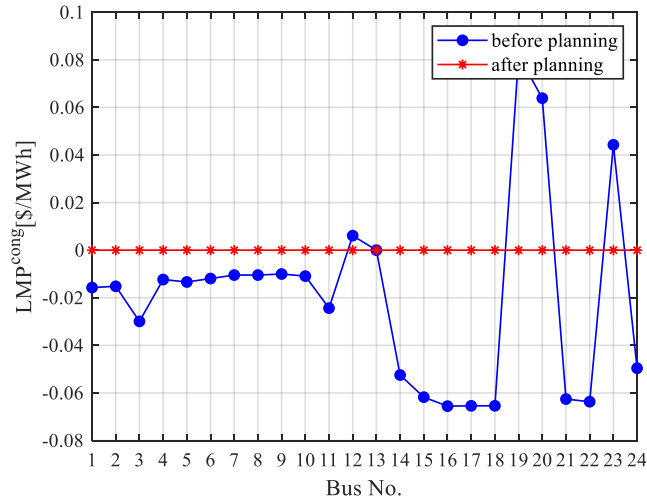


図 6.10 LMP_k^{cong} (Case 2, Stage 3 計画前後)

次に、送電線の撤去について考える。送電線計画前と増強後、増強・撤去後の各評価指標および計画費を以下の表 6.5~6.7 に示す。Case 1, Case 2 いずれにおいても、まず送電線の増設により供給信頼度や LMP の制約を満たし、次にこれらの制約の範囲内で送電線の撤去を行うことにより、送電線の維持費が低減しており、送電線計画費全体の低減が実現していることがわかる。また、Case 1, Case 2 において送電線の増設のみを行った場合と送電線の増設・撤去の両方を行った場合での、Stage 3 計画後の送電線利用率の平均を以下の図 6.11, 6.12 に示す。図 6.11, 6.12 より、送電線の撤去を行うことにより、全体的に送電線利用率が向上していることがわかる。

以上の検討により、本システムにおいても送電線の増設と撤去により供給信頼度等の制約を満たす範囲でシステム全体のコスト低減と効率向上を実現できることがわかり、提案手法がより大きい規模のシステムに対しても有効であることが示された。

表 6.5 計画前後の各評価指標(Case 1)

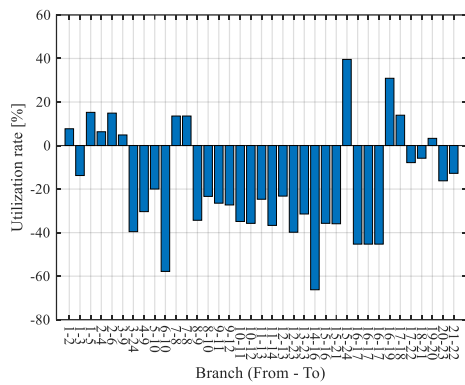
	$E(CL_{total,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.019 / 0.084 / 0.11	0.43 / 3.2 / 25	17.4 / 17.2 / 17.0
w/ only investment	1.4×10^{-6} / 1.2×10^{-6} / 8.5×10^{-7}	0 / 0 / 0	9.97 / 14.7 / 15.7
w/ investment and removal	1.6×10^{-6} / 2.2×10^{-6} / 1.5×10^{-6}	0 / 0 / 0	11.4 / 14.9 / 15.8

表 6.6 計画前後の各評価指標(Case 2)

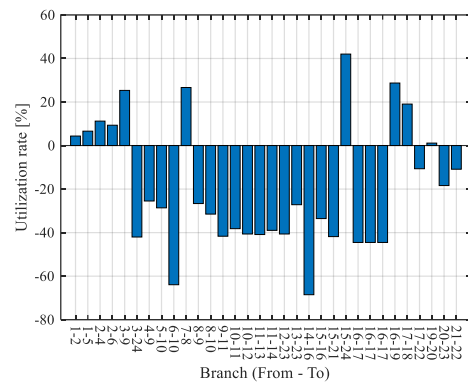
	$E(CL_{total,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [%] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.019 / 0.084 / 0.11	0.43 / 3.2 / 25	17.4 / 17.2 / 17.0
w/ only investment	2.2×10^{-6} / 9.5×10^{-7} / 1.3×10^{-6}	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0
w/ investment and removal	3.4×10^{-6} / 1.2×10^{-6} / 6.8×10^{-6}	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0

表 6.7 計画前後の計画費(Case 1 / 2)

		C_{inv} [10 ⁶ \$]	C_{rem} [10 ⁶ \$]	C_{maint} [10 ⁶ \$]	$Cost$ [10 ⁶ \$]
	w/o planning	0	0	54.76	54.76
Case 1	w/ only investment	3.21	0	55.98	59.19
	w/ investment and removal	3.21	1.89	50.87	55.96
Case 2	w/ only investment	9.93	0	58.83	68.76
	w/ investment and removal	9.93	1.79	54.43	66.15

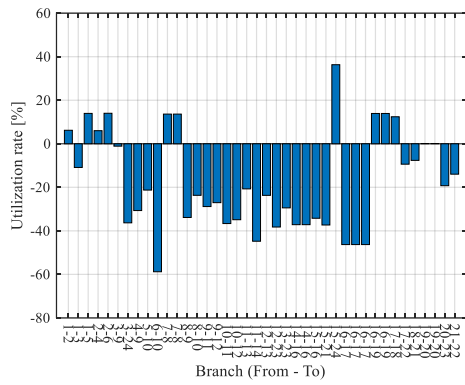


(c) 撤去なし

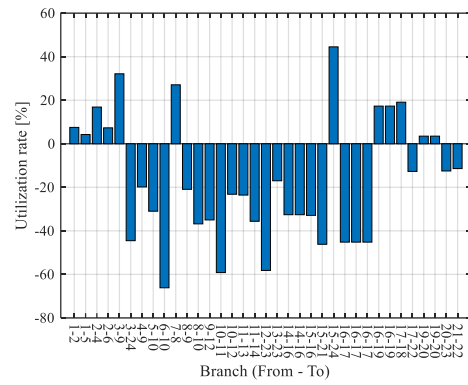


(d) 撤去あり

図 6.11 Stage 3 計画後の平均送電線利用率(Case 1, 送電線撤去なし / あり)



(c) 撤去なし



(d) 撤去あり

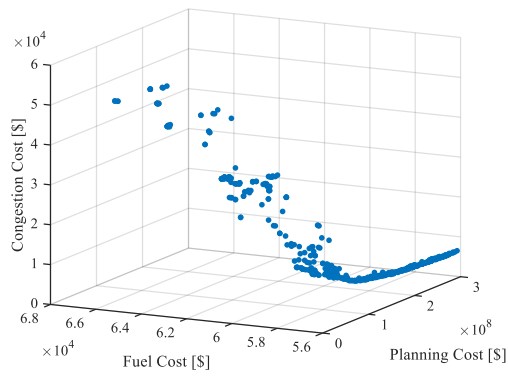
図 6.12 Stage 3 計画後の平均送電線利用率(Case 2, 送電線撤去なし / あり)

6.2.3 多目的計画における結果

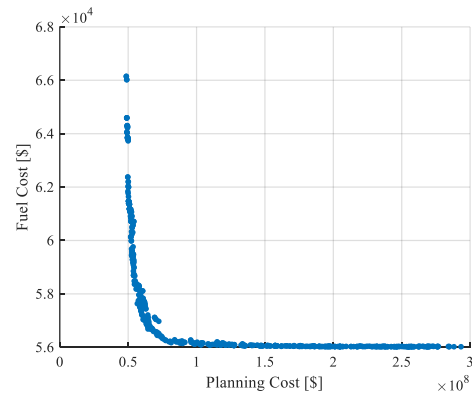
同様の条件で多目的計画を行った際に得られたパレート最適解集合を、3つあるいは任意の2つの評価関数値でプロットしたものを以下の図 6.13 に示す。図 6.13 から、計画費と燃料費、計画費と混雑費用の間にはトレードオフの関係があり、いずれも計画費 6.0×10^7 \$ 付近で飽和している。一方、混雑費用と燃料費の間には比例関係があることがわかる。

次に、多目的計画において得られたパレート最適解集合から、費用便益評価に基づいて、費用便益を最大化する計画案を選定する。費用便益を最大化する計画を Case 3 として、表 6.8 に示す。

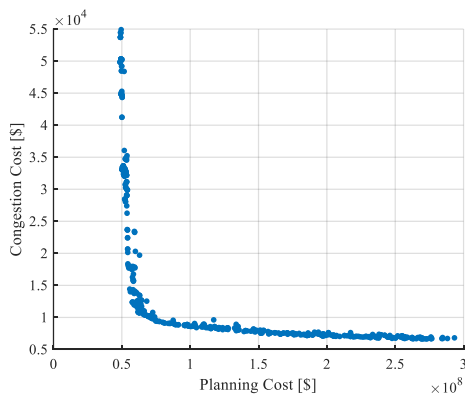
次に、各パレート最適解の、需要シナリオの変化に対するロバスト性評価を行う。ロバスト性を加味した費用便益を最大化する計画を Case 4 として、表 6.9 に示す。また、それぞれの計画における各評価関数値および費用便益を以下の表 6.10 に、各評価指標値を表 6.11 にそれぞれ示す。



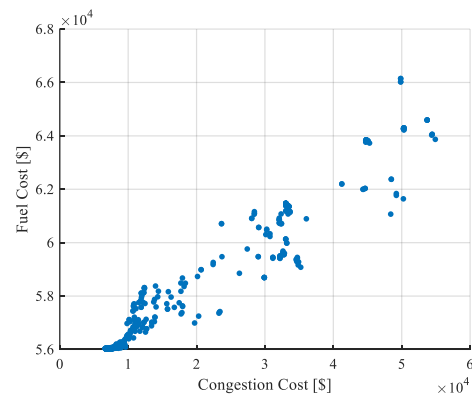
(a) 計画費－燃料費－混雑費用



(b) 計画費－燃料費



(c) 計画費－混雑費用



(d) 混雑費用－燃料費

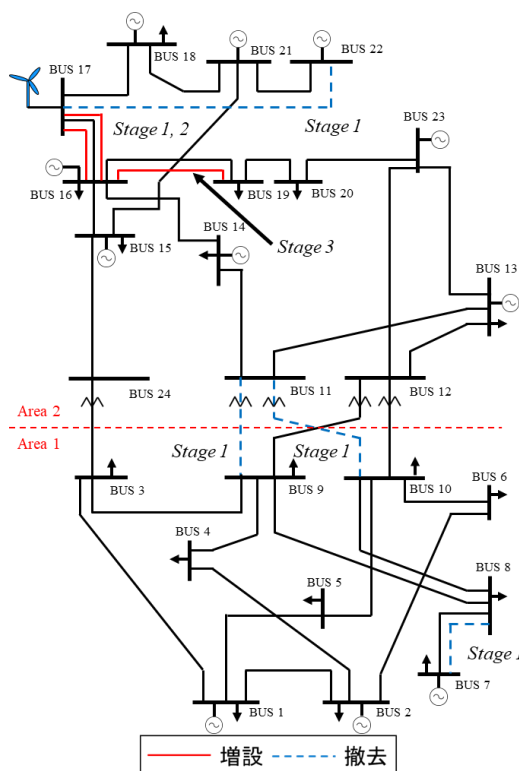
図 6.13 パレート最適解集合

表 6.8 費用便益を最大化する送電線計画(Case 3)

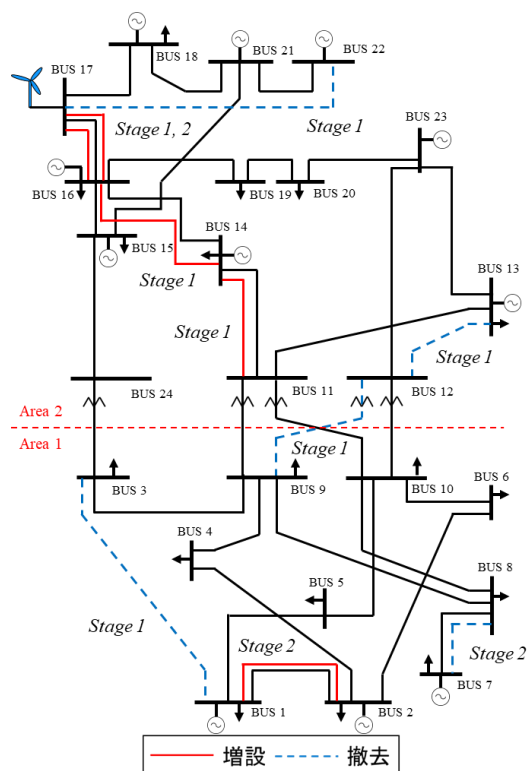
Stage	Investment (from – to)	Removal (from – to)
1	16 – 17	7 – 8 / 9 – 11 / 10 – 11 / 17 – 22
2	16 – 17	--
3	16 – 19	--

表 6.9 ロバスト性を加味した費用便益を最大化する送電線計画(Case 4)

Stage	Investment (from – to)	Removal (from – to)
1	11 – 14 / 14 – 16 / 16 – 17	1 – 3 / 9 – 12 / 12 – 13 / 17 – 22
2	1 – 2 / 16 – 17	7 – 8
3	--	--



(c) Case 3



(d) Case 4

図 5.16 多目的計画の結果(Case 3 / 4)

表 6.10 各ケースでの各評価関数値と費用便益

	f_1 [M\$]	f_2 [\$/MW]	f_3 [\$/MW]	CB [10 ⁻⁷]
w/o planning	54.76	9.26	5.29	--
Case 1	55.96	6.77	4.84	0.53
Case 2	66.15	6.33	1.28	1.05
Case 3	55.79	6.46	1.60	1.16
Case 4	61.88	6.40	1.21	1.12

表 6.11 各ケースでの各評価指標値

	$E(CL_{total,t})$ [MW] (Stage 1/2/3)	$E(CL_{wind,t})$ [MW] (Stage 1/2/3)	$\max(LMP_k^{cong}) - \min(LMP_k^{cong})$ [\$/MWh] (Stage 1/2/3)
w/o planning	0.60 / 2.53 / 3.05	3.20 / 34.8 / 358	17.4 / 17.2 / 17.0
Case 1	0.00 / 0.00 / 0.00	0 / 0 / 0	11.4 / 14.9 / 15.8
Case 2	0.00 / 0.00 / 0.00	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0
Case 3	0.57 / 0.54 / 0.71	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0
Case 4	0.50 / 0.51 / 0.69	0 / 0 / 0	0 / 0 / 0

6.2.4 多目的計画における結果の考察

まず、Case 3 と、単一目的計画(Case 1, Case 2)との比較を行う。

評価関数値と費用便益について比較すると、Case 1 は計画費に比して燃料費と混雑費用の削減量が小さく、費用便益が小さくなっている。特に LMP 制約を考慮していないため、混雑費用の削減量が著しく小さい。ここで、Case 1 と Case 3 における、Stage 2 計画後の LMP, LMP 計算時の送電線利用率、各発電機の出力を図 6.15~6.17 に示す。Case 1 では 1-3 間送電線を撤去したことにより、WF やその近傍の発電単価の安い発電機の出力がノード 3 を経由して送電することができなくなり、14-16 間送電線に潮流が集中し混雑が生じている。同様の傾向が他の Stage においても見られ、これにより混雑費用の削減量が著しく小さくなっている。一方、Case 2 と Case 3 を比較すると、Case 2 では LMP 制約を考慮しているため、Case 3 よりも混雑費用は削減できているが、LMP 制約を満たすために送電線の増設が増加したため、送電線計画費が大きくなり、費用便益は Case 3 よりも小さくなっている。

次に、各評価指標を比較すると、多目的計画では $E(CL_{total,t})$ と $E(CL_{wind,t})$ に対するペナルティコストを燃料費に組み込み、また LMP のばらつきは混雑費用に反映されるが、これらの値には制約条件を課していないため、Case 3 では計画前の値からは悪化していないものの、 $E(CL_{total,t})$ に関しては Case 1, Case 2 よりも悪化している。

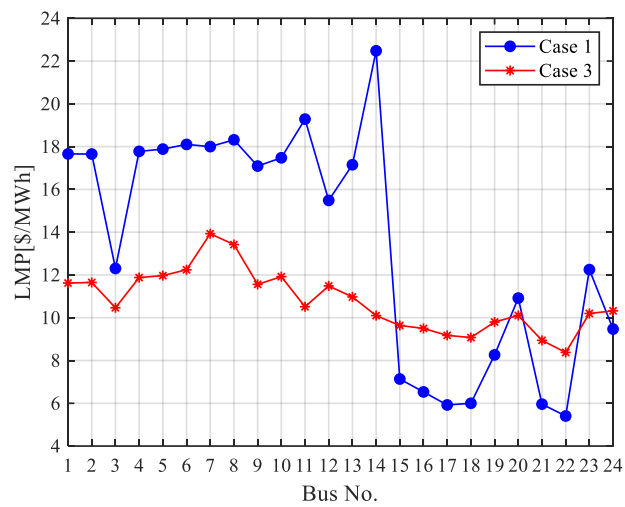
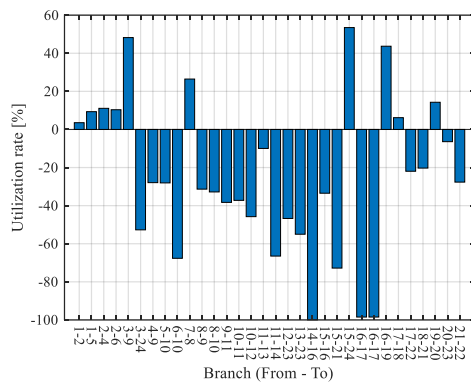
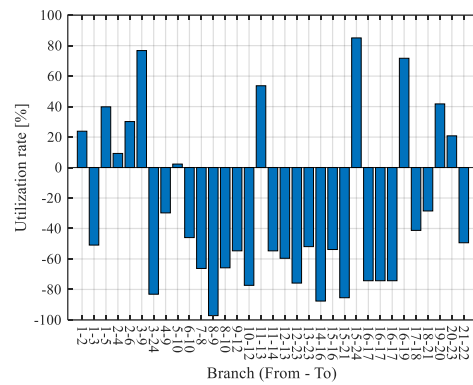


図 6.15 Stage 2 計画後の LMP(Case 1 / 3)



(a) Case 1



(b) Case 3

図 6.16 Stage 2 計画後の送電線利用率(Case 1 / 3)

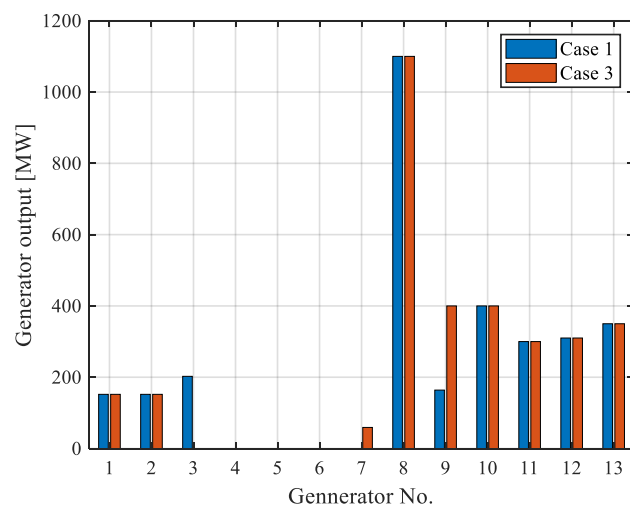


図 6.17 Stage 2 計画後の発電機出力(Case 1 / 3)

次にロバスト性を考慮した際の計画(Case 4)について考える。まず、Case 3 と Case 4 を比較すると、まず増設される送電線については、Case 4 では Case 3 で増強される送電線のほか、14-16 間や 11-14 間などの WF 出力が多く流れ込むノードを結ぶ送電線が増強されている。また撤去される送電線については、両ケースともにエリア 1 と 2 の間の送電線が撤去されているが、Case 3 ではこのような送電線のうちノード 11 に接続された送電線がどちらも撤去されている。ここで、Case 3 と Case 4 における各評価関数のワーストケースの値とロバスト性を加味した費用便益を以下の表 6.12 に示す。両ケースともに燃料費のワーストケースの値は大きく変わらないものの、Case 3 では混雑費用のワーストケースの値が高く、表 6.10 と比較すると費用便益がより低下している。また、Case 4 の計画費は Case 3 よりも大きいものの、ロバスト性の加味による費用便益の低下幅が小さい。

この混雑費用のワーストケースの値に差が出た理由について考える。Case 3 と Case 4 において、混雑費用がワーストケースとなる需要シナリオはそれぞれシナリオ 1、シナリオ 2 であった。ここで、表 6.13 に混雑費用のワーストケース値とベースケース値(シナリオ 3 時の値)を示す。Case 4 ではどの Stage においても大きな差は生じていないが、Case 3 では WF 導入容量が最も多い Stage 3 での値に大きな差が生じている。ここで、Case 3 と Case 4 において、需要シナリオとしてシナリオ 1 を与えた際の、Stage 3 計画後の LMP と送電線利用率を図 6.18, 6.19 に示す。Case 3 では需要シナリオがシナリオ 1 の際は、特にエリア 1 の需要量がベースケースよりも大きくなるため、元々利用率の高かった 8-9 間送電線が混雑する。これにより、ノード 8 やその先のノード 7 の LMP が高くなり、混雑費用が高くなったと考えられる。

表 6.12 各評価関数のワーストケース値とロバスト性を加味した費用便益

	f_2 [\$/MW]	f_3 [\$/MW]	CB_{robust} [10^{-7}]
Case 3	6.63	2.67	0.94
Case 4	6.54	1.28	1.09

表 6.13 混雑費用のワーストケース値とベースケース値(各 Stage)

	Stage 1 [\$/MW]	Stage 2 [\$/MW]	Stage 3 [\$/MW]
Case 3 (Scenario 1)	0.52	0.71	1.43
Case 3 (Scenario 3)	0.55	0.52	0.53
Case 4 (Scenario 2)	0.43	0.40	0.45
Case 4 (Scenario 3)	0.43	0.37	0.41

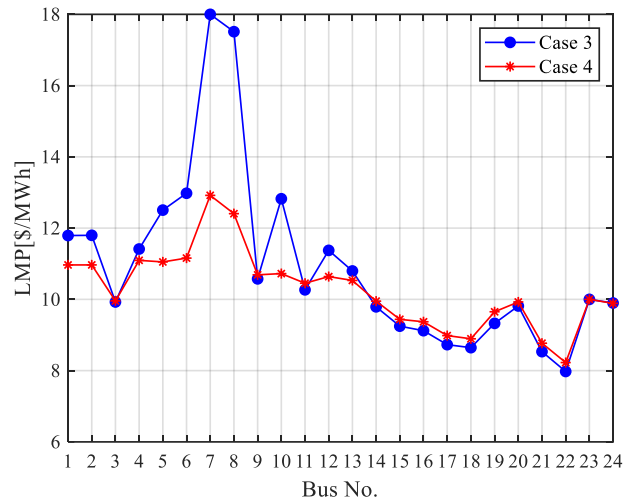


図 6.18 Stage 3 計画後の LMP(需要シナリオ 1, Case 3 / 4)

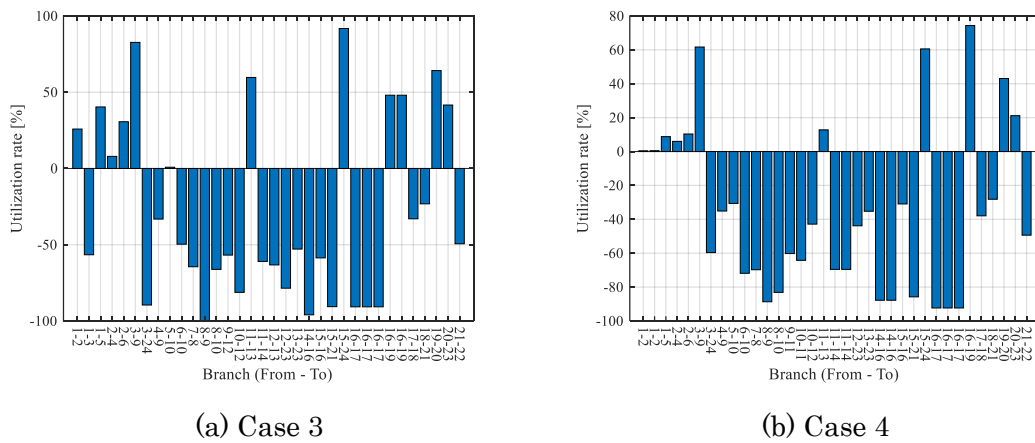


図 6.19 Stage 3 計画後の送電線利用率(LMP 計算時, 需要シナリオ 1, Case 3 / 4)

最後に、ロバスト性考慮時のパレート最適解集合全体の傾向について考える。以下の図 6.20 に、燃料費と混雑費用のワーストケースとベースケースの差を示す。燃料費と混雑費用ともに、計画費が高くなるに従いその差が小さくなる、すなわちロバスト性が高くなっていることがわかる。また、計画費と各費用便益の関係を図 6.21、これを費用便益最大値付近で拡大したものを図 6.22 に示す。ロバスト性を加味することにより、計画費が 6.0×10^7 \$以下の計画は費用便益が著しく下がり、計画費が 6.1×10^7 \$以上の計画は費用便益の下げ幅が小さくなっており、また、費用便益のピークも、ロバスト性考慮により計画費が高くなる方向へ移動している。このように、需要シナリオの変化に対するロバスト性を考慮することにより、系統構成に冗長性のある計画が評価されるようになるといえる。

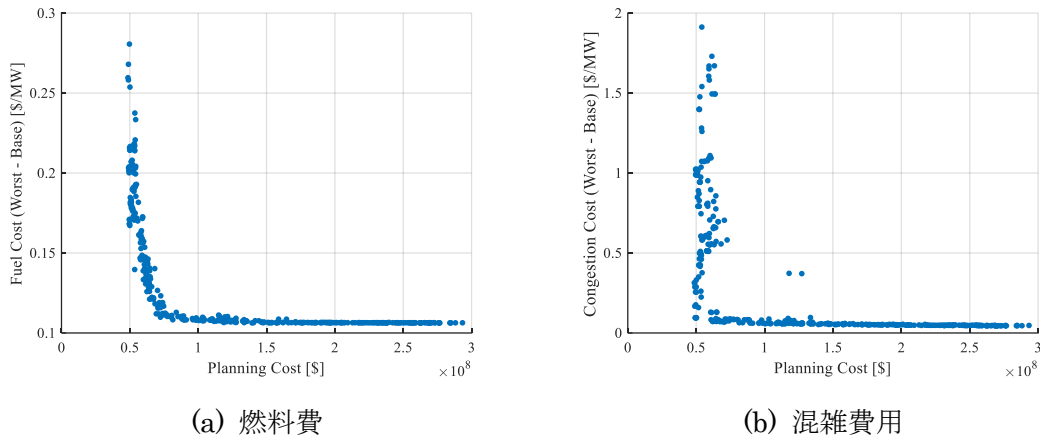


図 6.20 ワーストケースとベースケースの差

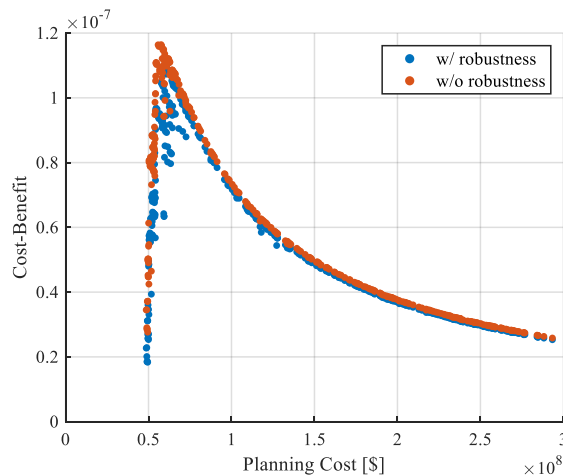


図 6.21 計画費と費用便益の関係

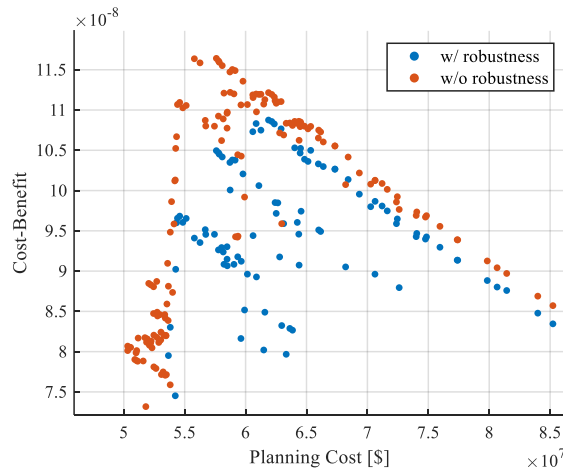


図 6.22 計画費と費用便益の関係(拡大図)

6.2.5 単一目的計画と多目的計画の比較

単一目的計画は供給信頼度や LMP のばらつきなどを一定の水準に保つなかで送電線への投資を最小化した計画であり、送電線の増設と撤去によりこれらの一定の水準を満たしつつコスト効率と系統全体の利用率向上を実現できていることがわかった。しかし、特に LMP の制約を考慮した Case 2 では、わずかな LMP の差を解消するために多くの送電線増設を必要としており、供給信頼度や LMP のばらつきを一定の水準に保つことに対して、送電線増設への投資が過度で見合っていないという欠点がある。一方、多目的計画において費用便益を最大化する計画は、これらの評価指標は悪化するものの、送電線計画費のみならず、発電コストや混雑費用など系統に関わる他のコストとの協調が取れた、すなわちこれらのコストの削減量に対して送電線計画費が過大とならないような系統を構成することができていることがわかる。さらに、ロバスト性を加味した費用便益を最大化する計画では、単に費用便益を最大化する計画と比較して、一部の送電線の増設・撤去に変化が生じており、その比較・検討から、送電線計画費を過度に増加させることなくワーストケース値を抑え、需要シナリオの変化に対応していることがわかった。

このように、単一目的計画は、評価指標を一定の水準に保ち、系統全体のコスト低減と利用率向上を目指すという目的において有効性があることが確認されたが、この一定の水準をどのように設定するかによっては、送電線への投資が過度になってしまうという欠点があることがわかった。一方、多目的計画はこれらの評価指標が悪化してしまうものの、計画の費用便益やロバスト性の観点からは、複数の解の中からこれらを最大化するような計画を選定することができ、またこれにより選定した解が合理的に費用便益やロバスト性を向上させていることがわかった。

第7章 結論

7.1 本論文の成果

本論文では、再生可能エネルギー電源の導入拡大と電力需要の減少、さらには電力流通設備の高経年化という、将来日本の電力系統が直面する問題に対して、送電線の増設と撤去の両面を考慮した送電系統計画案策定手法を提案した。提案手法では、計画問題を現在の系統構成や将来の電源構成・電力需要想定を入力、増設・撤去送電線とその計画時期を出力とした組合せ最適化問題として定式化を行った。また、供給信頼度維持と公平な競争環境の整備の観点から、供給支障量と LMP に制約条件を課して送電線計画費を最小化する単一目的計画と、計画の妥当性を定量的・客観的に評価するために送電線以外の発電コストや送電線混雑費用を目的関数に加えた多目的計画問題の二つを提案した。

提案手法の効果については、まず単一目計画では、得られた計画案に対して送電線計画前後の潮流状態や発電機出力、またコスト等を比較・検証した。この検証から、送電線の増設により再エネ電源導入に起因する供給信頼度の悪化等を改善し、送電線の撤去により送電線維持費低減・系統全体の利用率向上が実現することが確認され、送電線の増設と撤去の両面を考慮した提案手法の有効性が示された。また、多目的計画では、得られたパレート最適解集合に対して、送電線計画費を費用、発電コストと送電線混雑費用の改善量を便益とした費用便益評価を行い、これを最大化する計画では送電線の増設と撤去により効率的に発電コストと送電線混雑費用を改善していることが確認された。さらに、得られたパレート最適解集合に対して、需要シナリオに変化を与えて各評価関数を算出し、各評価関数のうち最も悪い値によってそれぞれの計画案のロバスト性を評価し、ロバスト性を加味した費用便益を最大化する計画を策定した。また、これらの結果を比較・検証することにより、多目的計画と費用便益評価・ロバスト性評価により策定された計画により、コスト削減量やワーストケース値の低減量に対して送電線計画費が過大とならないような系統を構成できることを確認した。

7.2 今後の課題

今後の課題としては、以下のことが挙げられる。

- ・本論文では、再エネ電源出力や設備故障の不確実性を考慮するために、状態列挙法による繰り返し計算により評価指標および評価関数値を算出した。そのため、PSO や NSGA-2 のようなメタヒューリスティック的手法を採用したが、これらの解法はその収束性が初期解に大きく依存するため、大域的最適解を算出するために初期化を繰り返す必要があり、計算時間が多大となる。本論文で扱った規模よりも大規模な系統で本手法を適用する際には、決定変数の数も多くなるため、初期解を混合整数計画問題により生成するなどのハイブリッド手法により、効率的な探索を行う必要である。

- ・本論文では、ロバスト性の評価の際に需要シナリオの変化のみを考慮したが、WF 導入箇

所の変化や、他の電源構成の変化に対するロバスト性評価も行う必要がある。

- ・本論文では、供給面のみを考えたが、実際の系統計画では同期安定性も重要であるため、固有値解析や過渡シミュレーションによる同期安定性の評価を行う必要がある。

- ・本論文では、需要ピーク断面のみを考慮して供給信頼度等を評価したが、再エネ電源の出力不安定性等をより詳細に考慮するためには、複数の断面や 1 日を通しての需給面を考慮する必要がある。

謝辞

本論文を執筆する上で、私の研究生生活を支えてくださった方々に、この場を借りて感謝の意を表します。

指導教官である永田真幸准教授には、打合せから本論文の執筆に至るまで、終始懇切かつ丁寧にご指導頂きました。特に遠方にも関わらず頻繁に本郷に足を運んでいただき、研究の進捗や方向性について議論させていただきましたことは大変感謝しております。この場を借りて厚く御礼申し上げます。また、研究以外にも、打合せ後にお酒の席にお付き合いいただき、電力にまつわる議論から他愛もない世間話まで、さまざまなお話にお付き合いいただきました。このようなお話も自分の進路を決めるうえで非常に参考になったと感じております。重ねて感謝申し上げます。

また、本研究を進めるにあたり、貴重なご助言を賜り、また研究環境を提供していただいた横山明彦教授に感謝の意を表し、深謝申し上げます。

APET 特任主幹研究員の天野博之氏には、卒論生時代を含め研究室打合せにおいて有意義なご助言をいただき、大変感謝しております。

秘書の水村直美氏、岡田とも子氏、技術専門職員の島田規人氏には、研究生生活において様々な便宜を図っていただき、深く感謝しております。

既に修士課程を修了された宇喜多航氏、杉本圭太氏、宮崎駿氏、赤羽光貴氏、櫻木政徳氏、田中真喜氏、野上駿氏、学士課程を修了された中澤理氏には、研究や進路に関するアドバイスをいただくこともあれば、学会などの出張先で発表後に観光を一緒に楽しむこともあり、親しく接していただきました。留学生の大熊ハレット瑠惟氏、Nils Müller 氏、Nguyen Anh 氏との交流は他の国の文化や言語に触れる良い機会となりました。

博士 2 年の金相源氏には、英語論文の添削をはじめ、研究室の学生の中でも特にお世話になりました。修士 2 年の大山貴央氏、谷口暢氏、森智之輔氏には、麻雀やウェイトトレーニング、野球観戦等、一緒に遊んだり、就職活動を共に進めたりと、さまざまな面でお世話になりました。修士 1 年の小池広和氏、山口航太氏、山下隼矢氏、王鈺涵氏には、研究の合間の他愛もない話や、出張先での遊びなどに頻繁に付き合ってくださいました。学部 4 年の鈴木宏尚氏、中野晴也氏は、研究室 1 年目でいながら研究に意欲的で、感心しております。

最後になりましたが、研究生生活を支えてくださった全ての皆様に改めて感謝の意を表すとともに、皆様の今後の御発展と御活躍をお祈り申し上げます。

参考文献

- [1] 厚生労働省：「平成 27 年版厚生労働白書－人口減少社会を考える－」，2015.
<https://www.mhlw.go.jp/wp/hakusyo/kousei/15/dl/all.pdf>
- [2] 国立社会保障・人口問題研究所：「日本の将来推計人口(平成 29 年推計)」，2017.
http://www.ipss.go.jp/pp-zenkoku/j/zenkoku2017/pp29_ReportALL.pdf
- [3] 電力広域的運営推進機関：「広域系統長期方針」，2017.
https://www.oceto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/170330_choukihoushin.pdf
- [4] 藤山光雄：「2050 年の電力消費は 2016 年対比 2 割減少～人口減少と省エネの進展が電力消費を大きく下押し」，リサーチ・フォーカス，No.2018-003，2018.
<https://www.jri.co.jp/MediaLibrary/file/report/researchfocus/pdf/10462.pdf>
- [5] 資源エネルギー庁：「長期エネルギー需給見通し 関連資料」，2015.
http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf
- [6] 資源エネルギー庁：「平成 29 年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書 2018)」2018.
<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018pdf/>
- [7] F. Ugranli and E. Karatepe, "Transmission Expansion Planning for Wind Turbine Integrated Power Systems Considering Contingency," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1476-1485, 2016.
- [8] X. Zhang and A. J. Conejo, "Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1329-1338, 2018.
- [9] R. Billinton and W. Wangdee, "Reliability-Based Transmission Reinforcement Planning Associated With Large-Scale Wind Farms," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 34-41, 2007.
- [10] B. Chen, J. Wang, L. Wang, Y. He and Z. Wang, "Robust Optimization for Transmission Expansion Planning: Minimax Cost vs. Minimax Regret," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3069-3077, 2014.
- [11] M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour and M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating Large-Scale Distant Wind Farms in Probabilistic Transmission Expansion Planning-Part I: Theory and Algorithm," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1585-1593, 2012.
- [12] 山ノ内翔・岩本伸一：「送電網縮小計画に対する多面的評価指標」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-16-068(PSE-16-088)，2016.

- [13] 田中真喜・永田真幸・横山明彦：「電力需要減少を考慮した送電系統長期計画案策定手法に関する一検討」，平成 30 年電気学会電力・エネルギー部門大会，57，2018.
- [14] 星野優子・浜渦純大・永田豊：「2015 年版長期エネルギー需給見通しの検証」，電力中央研究所報告，Y15012，2016.
- [15] 独立行政法人 経済産業研究所：「長期エネルギー需給見通しについて」，BBL セミナープレゼンテーション資料 (2015)
<https://www.rieti.go.jp/jp/events/bbl/15090901.pdf>
- [16] 小山堅：「国際エネルギー情勢を見る目(284) 欧州に見る，再エネ発電拡大下における電力市場の課題」，日本エネルギー経済研究所 特別速報レポート，2016.
<https://eneken.ieej.or.jp/data/6866.pdf>
- [17] 泉谷清高：「日本における火力発電所の沿岸部偏在と地震災害の問題点」，国際情報研究，11 巻，1 号，pp. 3-19，2014.
- [18] 電力中央研究所：「新時代に向けた電力システム技術」第 4 章，電中研レビュー，No.39，2000.
- [19] 栗原郁夫・竹原有紗・中地芳紀・加藤安紀・岩渕直幸：「運用を考慮した基幹系統の供給信頼度解析システムの開発」，電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)，vol. 124，no. 5，pp. 741-750，2004.
- [20] 電力広域的運営推進機関：「九州本土における再エネ出力抑制の事後検証の総合評価 (2018 年 10 月度)」，2018.
https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/2018/files/181121_2018_jigoke_nsyau_sougouhyouka.pdf
- [21] 岡田健司・永井雄宇：「エリア別送電混雑コスト評価ツールの開発」，電力経済研究，No. 64，pp. 89-100，2017.
- [22] 岡田健司・丸山真弘：「欧州における発送電分離後の送電系統増強の仕組みとその課題」，電力中央研究所報告，Y14019，2015.
- [23] Kalyan Veeramachaneni, Thanmaya Perama, Chilukuri Mohan and Lisa Ann Osadciw, "Optimization Using Particle Swarms with Near Neighbor Interactions," *Electrical Engineering and Computer Science*, Paper 120, 2003.
- [24] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal and T. Meyarivan, "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II," in *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, no. 2, pp. 182-197, 2002.
- [25] 中島拓也，大山力：「競走環境下における電力系統設備拡充評価指標に関する検討」，電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)，vol. 128，no. 1，pp. 136-142，2008.
- [26] 真鍋勇介，原亮一，北裕幸，田中英一：「間欠性電源の大量導入に対応した状態列挙法による 2 地域系統の供給信頼度評価手法」，電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)，vol. 134，no. 4，2014.

- [27] 栗原郁夫・岡田健司・湧田直樹・原亮一・大山力：「相対取引における送電線混雑解消手法の評価－公平性・経済効率面からみた送電線利用計画段階の混雑解消手法－」，電力中央研究所報告 R04006，2005.
- [28] F. Li and R. Bo, "DCOPF-Based LMP Simulation: Algorithm, Comparison With ACOPF, and Sensitivity," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1475-1485, Nov. 2007.
- [29] M. Eliassi, H. Seifi and M. R. Haghifam, "Multi-Objective Value-Based Reliability Transmission Planning using Expected interruption COST due to transmission constraint," *2009 International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, (EPECS)*, Sharjah, 2009, pp. 1-8.
- [30] A. Arabali, M. Ghofrani, M. Etezadi-Amoli, M. S. Fadali and M. Moeini-Aghaie, "A Multi-Objective Transmission Expansion Planning Framework in Deregulated Power Systems With Wind Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 3003-3011, Nov. 2014.
- [31] 有限責任監査法人トーマツ：「送電線工事費用と期間に関する考察」，2012.
- [32] P. M. Subcommittee: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, 1979.
- [33] 相吉英太郎・安田恵一郎，『メタヒューリスティクスと応用』，電気学会，2007.

発表文献

本論文に関する発表文献

(国内学会)

- [1] 伊藤夏, 永田真幸, 横山明彦:「電力需要減少・再生可能エネルギー電源導入拡大下における送電系統計画」, 平成 30 年電気学会全国大会, 6-102 (2018)
- [2] 伊藤夏, 永田真幸, 横山明彦:「再生可能エネルギー電源導入拡大・電力需要減少下における設備増強・縮小の両面を考慮した送電系統計画」, 平成 30 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 260 (2018)
- [3] 伊藤夏, 永田真幸, 横山明彦:「再エネ電源導入拡大・電力需要減少・競争環境下における設備増強・縮小の両面を考慮した送電系統計画」, 平成 30 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-18-076(PSE-18-052) (2018)
- [4] 伊藤夏, 永田真幸, 横山明彦:「再生可能エネルギー電源導入拡大・電力需要減少における設備増強・縮小の両面を考慮した多目的送電系統計画」, 平成 31 年電気学会全国大会 (2018) (発表予定)

(国際学会)

- [5] Natsu Ito, Masaki Nagata, Akihiko Yokoyama, "Transmission Network Expansion and Reduction Planning considering Integration of Renewable Energy and Decline in Future Power Demand," *The International Conference on Electrical Engineering*, G1-1604, 2018.

本論文の内容以外の発表文献(第一著者)

(国内学会)

- [1] 伊藤夏, 横山明彦:「定態安定性・過渡安定性を考慮したグリーンフィールドでの最適送電系統の設計」, 平成 29 年電気学会全国大会, 6-099 (2017)
- [2] 伊藤夏, 天野博之, 横山明彦:「異なった送電容量を持つ送電線を用いたグリーンフィールドでの最適な送電系統の設計」, 平成 29 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 143, (2017)

(国際学会)

- [3] Natsu Ito, Akihiko Yokoyama, Hiroyuki Amano, "Design of Optimal Transmission System Configuration on a Greenfield considering Small-Signal and Transient Stability with Two Types of Transmission Lines," *The International Conference on Electrical Engineering*, 201702200000016, 2017

付録

A. 粒子群最適化法(Particle Swarm Optimization : PSO)

A.1 概要^[33]

PSO は生物の採餌行動を模擬した最適化手法であり，群を構成する個体(粒子)の個別情報と，群全体の共通情報を組合せ，一定の規則に従って行動するというものである。

最適化アルゴリズムとしての PSO の特徴としては，探索点が複数個存在する多点探索アルゴリズムであること，多点間で互いに最良解に関する情報を共有し，それに基づいて解空間を探索する，という点があげられる。また，非常に簡単なアルゴリズムで構成され，基本的な算術演算しか用いていないため，実装が容易であるという点も特徴として挙げられる。

これまでに，電力システム分野において，電圧無効電力制御や制御系のパラメータ最適化問題等への適用をはじめ，様々な問題への有効性が確認されている[33]。

A.2 アルゴリズム

本節では基本モデルの PSO アルゴリズムについて述べる。 n 次元探索空間における粒子の位置は n 次元ベクトル以下の式(a.1)のように表される。ここで i は粒子の番号であり， x_{ij} は i 番目の粒子の位置ベクトルの j 次元成分を意味する。また，各粒子は位置ベクトルのほかに，式(a.2)で表される速度ベクトルを持っている。

$$\mathbf{x}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ij}, \dots, x_{in})^T \quad (\text{a.1})$$

$$\mathbf{v}_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{ij}, \dots, v_{in})^T \quad (\text{a.2})$$

さらに，各粒子はそれまでの探索で得られたそれぞれの最良解(Personal Best)と，その評価値を記憶している。また，群としては，すべての粒子がこれまでの探索で発見した最良解(Global Best)と，その評価値を記憶している。Personal Best と Global Best は以下の式(a.3)，(a.4)のように表される。

$$\mathbf{pbest}_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{ij}, \dots, pbest_{in})^T \quad (\text{a.3})$$

$$\mathbf{gbest} = (gbest_1, gbest_2, \dots, gbest_j, \dots, gbest_n)^T \quad (\text{a.4})$$

各粒子は現在の位置 \mathbf{x}_i^k から，以下の式(a.5)，(a.6)のように，それぞれの最良解へ向かうベクトル，群全体の最良解へ向かうベクトル，および前回の移動ベクトル \mathbf{v}_i^k 重み付き線形結合として新たな速度ベクトル \mathbf{v}_i^{k+1} を生成し，次の位置 \mathbf{x}_i^{k+1} に移動する。この様子を以下の図 a.1 に示す。ただし， r_1 ， r_2 は，0 から 1 の間に分布する一様乱数， w ， c_1 ， c_2 はそれぞれの項に対する重み付け係数， k は反復回数である。

$$\mathbf{v}_{ij}^{k+1} = w\mathbf{v}_{ij}^k + c_1r_1(pbest_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_2r_2(gbest_j^k - x_{ij}^k) \quad (\text{a.5})$$

$$\mathbf{x}_{ij}^{k+1} = \mathbf{x}_{ij}^k + \mathbf{v}_{ij}^{k+1} \quad (\text{a.6})$$

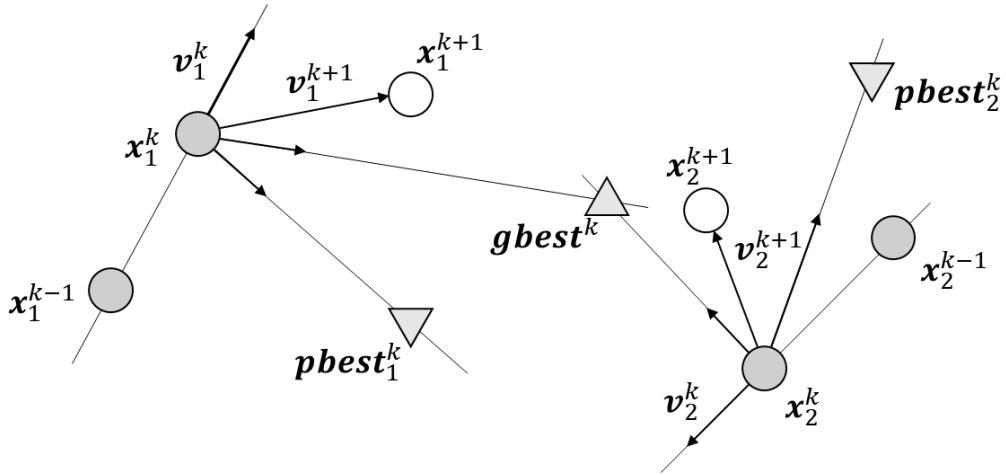


図 a.1 PSO における粒子の移動

A.3 GLN-PSO^{[23][33]}

前節で基本モデルの PSO アルゴリズムについて述べたが、基本モデルにおける最良解の共有・保存戦略には、局所解に陥りやすいという問題点がある[33]。すなわち、前述の式(a.5)の構造上、粒子が **gbest** に近づくと **pbest** と **gbest** がほぼ同値となるため、速度ベクトルの駆動力が失われ、これにより全粒子が **gbest** の周りに収束して、持続的な探索ができなくなってしまう。この問題点を解決するために、さまざまな改良モデルが提案されてきたが、本論文ではそのうちの一つである、GLNPSO モデル[23]を用いる。

GLNPSO では、Personal Best と Global Best のほかに、以下の二つの最良値を用いる。

- (1) Local Best : 以下の図 a.2 に示すような、隣り合う粒子同士の Personal Best の最良値で、以下の式(a.7)のように表される。

$$\mathbf{lbest}_i = (\mathbf{lbest}_{i1}, \mathbf{lbest}_{i2}, \dots, \mathbf{lbest}_{ij}, \dots, \mathbf{lbest}_{in})^T \quad (\text{a.7})$$

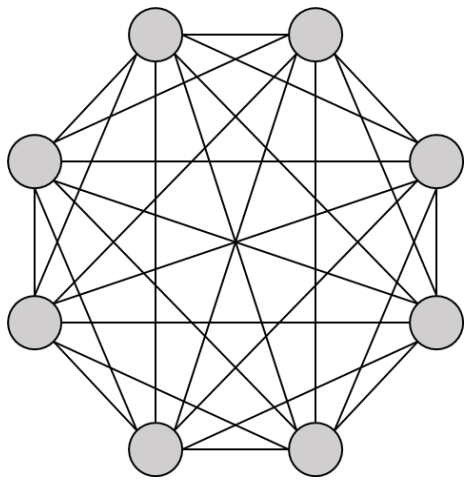
- (2) Near-neighbor Best : 以下の式(a.8)で表され、以下の式(a.9)で表される FDR(Fitness Distance Ratio)を最大化する \mathbf{pbest}_{jd} を \mathbf{nbest}_{id} とする。

$$\mathbf{nbest}_i = (\mathbf{nbest}_{i1}, \mathbf{nbest}_{i2}, \dots, \mathbf{nbest}_{ij}, \dots, \mathbf{nbest}_{in})^T \quad (\text{a.8})$$

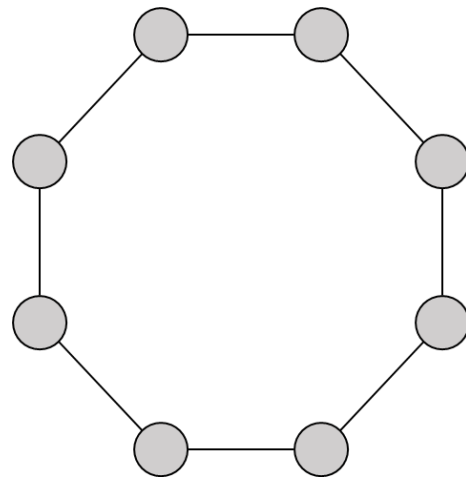
$$FDR(j, i, d) = \frac{f(\mathbf{x}_i) - f(\mathbf{pbest}_j)}{|\mathbf{pbest}_{jd} - \mathbf{x}_{id}|} \quad (\text{a.9})$$

これらの最良値ベクトルを用い、速度ベクトルの更新を行う。すなわち、前述の式(a.5)の更新式は以下の式(a.10)に変更される。

$$\begin{aligned} v_{ij}^{k+1} = & wv_{ij}^k + c_1r_1(\mathbf{pbest}_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_2r_2(\mathbf{gbest}^k - x_{ij}^k) \\ & + c_3r_3(\mathbf{lbest}_{ij}^k - x_{ij}^k) + c_4r_4(\mathbf{nbest}_{ij}^k - x_{ij}^k) \end{aligned} \quad (\text{a.10})$$



(a) Global Best



(b) Local Best

図 a.2 Global Best モデルと Local Best モデルにおける粒子間の相互作用

B. 多目的最適化

B.1 多目的最適化問題^[33]

複数の目的を同時に最適化する問題を多目的最適化問題という。多目的最適化問題は一般的に n 個の設計変数を扱う k 個の目的関数を m 個の制約条件の下で最小化する問題として、以下の式(b.1)のように定式化される。

$$\begin{cases} \min & f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) & (i = 1, 2, \dots, k) \\ \text{subject to} & g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \text{ or } g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 & (j = 1, 2, \dots, m) \end{cases} \quad (\text{b.1})$$

多目的最適化問題では、一般に複数の目的関数同士が互いに競合する場合が多いため、全ての目的関数を最小化(最大化)する完全最適解が存在することは一般的ではない。そのため、多目的最適化の分野では、個々の解の間での優越関係に基づく解の概念が定義される。

多目的最適化問題の実行可能解を \mathbf{x} と \mathbf{y} とすると、以下の式(b.2)に示す条件が満たされる時、解 \mathbf{x} は解 \mathbf{y} を優越するという。

$$\forall i, f_i(\mathbf{x}) \leq f_i(\mathbf{y}) \wedge \exists i, f_i(\mathbf{x}) < f_i(\mathbf{y}) \quad (\text{b.2})$$

すなわち、どの目的関数に関しても解 \mathbf{x} は解 \mathbf{y} よりも大きくなく、少なくとも一つの目的関数に関して解 \mathbf{x} は解 \mathbf{y} よりも小さい場合、解 \mathbf{x} は解 \mathbf{y} を優越するという。

前述のとおり、多目的最適化では、完全最適解が一般的には存在しないため、ほかの解に優越されないという基準を用いて最適解が定義される。このような解はパレート最適解と呼ばれ、最終的に意思決定者により選択される解の候補となる。ここで、2 目的最小化問題に対するパレート最適化集合の例を以下の図 b.1 に示す。図 b.1 中に実戦で示されるパレート最適解集合が形成する面を、パレート最適フロントと呼ぶ。

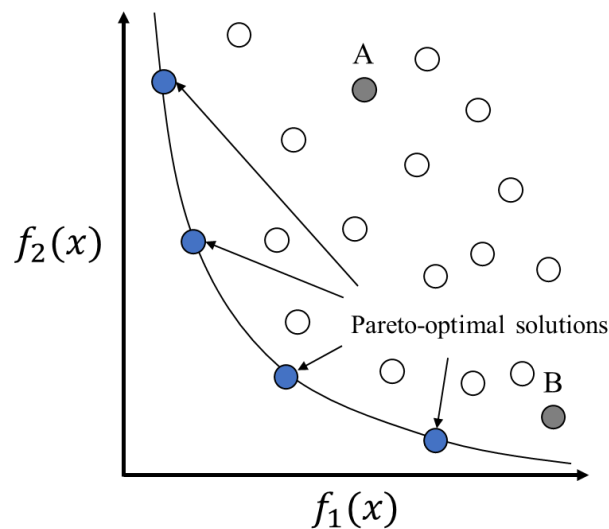


図 b.1 パレート最適解

多目的最適化では、良好で多様な候補解を意思決定者に提示するために、以下の図 b.2 に示すように、収束性・多様性・均一性といった性質において優れたパレート解集合を獲得することが重要である。すなわち、よりパレート最適フロントに近づいており、より幅広くかつ均一にパレートフロントを覆っているパレート解集合を求めることが探索目標となる。

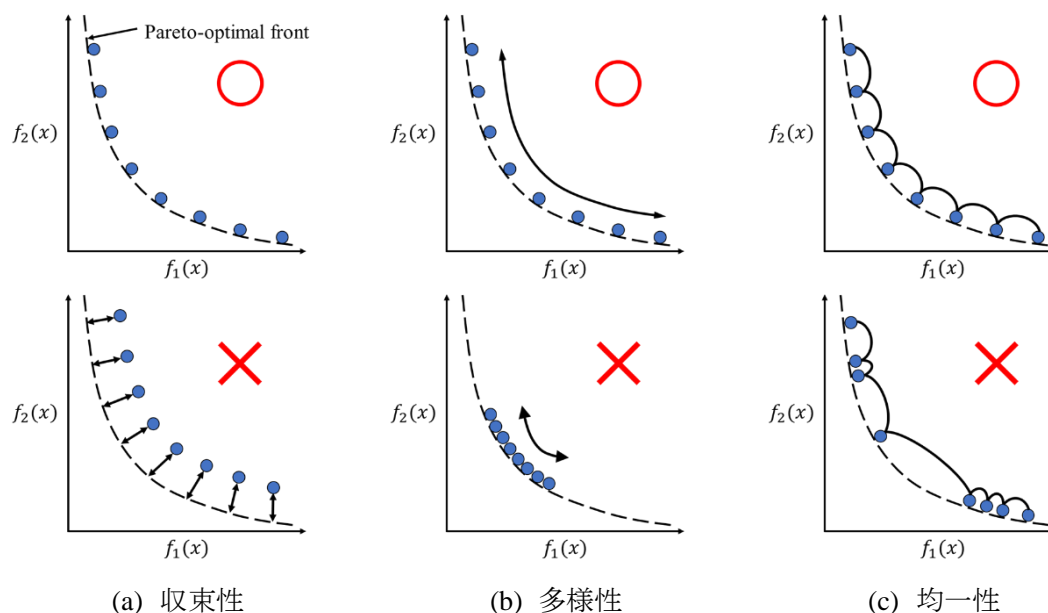


図 b.2 多目的最適化の目標

B.2 多目的遺伝的アルゴリズム (Multi-Objective Genetic Algorithm : MOGA)^[24]

多目的最適化の分野では、様々な進化的アルゴリズムが適用されているが、特に遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithm : GA) を多目的最適化に適用した多目的遺伝的アルゴリズム (Multi-Objective Genetic Algorithm : MOGA) が多く研究されている[24]。MOGA はマルチエージェントによる多点探索アルゴリズムであるため、アルゴリズムの 1 回の実行で多数のパレート最適解を同時に求めることができる。MOGA における解探索の様子を以下の図 b.3 に示す。

MOGA においては、パレート最適解集合への収束性を向上させるために、探索の途中で得られた良好な個体を保存しておくエリート保存戦略が重要である。この時、単一目的最適化においてただ 1 つの最適解を求める場合とは異なり、パレート最適解集合が全て解候補となるため、単一目的最適化における個体の評価を適用することはできない。そこで、多くの MOGA では、個体の評価は解の優越関係に基づいて行われる。しかし、優越関係を用いて直接的に 2 個体の比較を行うと、多くの場合で比較不可能となる。例えば、図 b.1 の点 A と点 B を比較すると、明らかに点 B の方がパレート最適フロントに近い良好な解であるが、優越関係では互いに優越し合わないため、比較不可能となる。よって、優越関係に基づいた

個体の評価においては、優越関係を用いて個々の個体にランクを割り当てるランキングという操作が行われることが多い。

本論文では MOGA のうち、優れた探索性能を有し、電力系統分野においても適用の多い非優越ソート GA-2(Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-2 : NSGA-2)を用いる。

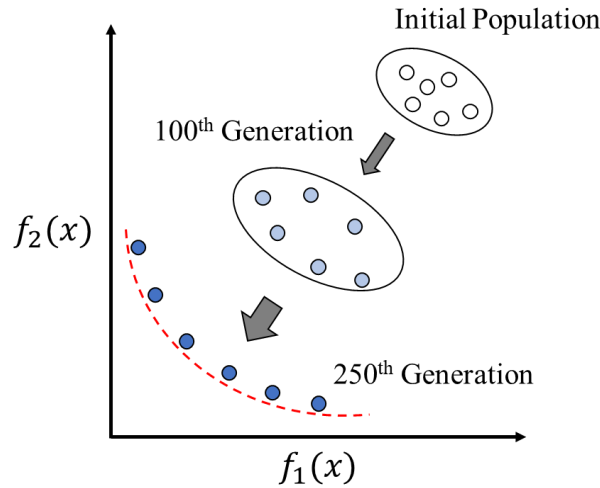


図 b.3 MOGA における解探索

B.3 NSGA-2^[24]

B.3.1 NSGA-2 のアルゴリズム

NSGA-2 は、NSGA にエリート主義と混雑度による個体評価の導入や、ランキングによるソートの効率化を行ったアルゴリズムである。以下、NSGA-2 のアルゴリズムを説明する。

NSGA-2 では、保存する母集団(アーカイブ母集団) P_t と、交叉・突然変異等の遺伝的操作を用いた探索を行うための母集団 Q_t の2つの独立した母集団を用いて解探索を行う。以下、NSGA-2 のアルゴリズムの流れを示す。

<Step 1> $t = 0$ とする。個体数 N の探索母集団 Q_t を初期化、アーカイブ母集団 $P_t = \phi$ とする。

<Step 2> 探索母集団 Q_t の評価を行う。

<Step 3> アーカイブ母集団 P_t と探索母集団 Q_t を組み合わせて $R_t = P_t \cup Q_t$ を生成する。 R_t に対して非優越ソートを行い、全個体をフロント(ランク)ごとに分類する。この時各フロントを $F_i, i = 1, 2, \dots$ とする。

<Step 4> 新たなアーカイブ母集団 $P_{t+1} = \phi$ を生成し、 $i = 1$ とする。 $|P_{t+1}| + |F_i| > N$ となるまで $P_{t+1} = P_{t+1} \cup F_i$ と $i = i + 1$ を実行。

<Step 5> 混雑度ソートを実行し、 F_i 中で混雑距離の大きい個体 $N - |P_{t+1}|$ 個を P_{t+1} に加える。

<Step 6> 終了条件を満たしていれば終了する。

<Step 7> P_{t+1} をもとに、混雑度トーナメント選択を行い、新たな探索母集団 Q_t を生成する。

<Step 8> Q_{t+1} に対して遺伝的操作(交叉, 突然変異)を行う。 $t = t + 1$ とし、Step 2 に戻る。

このように NSGA-2 では、アーカイブ母集団 P_t と探索母集団 Q_t を組み合わせた母集団 R_t の上位 N 個体を選択し、次世代のアーカイブ母集団 P_{t+1} としている。また、探索母集団 Q_t はアーカイブ母集団 P_t に混雑度トーナメントと遺伝的操作を行うことで生成される。常に優良な個体を保存するアーカイブ母集団 P_t と探索を行う探索母集団 Q_t を分けて保持することにより、それまでの探索で発見された優れた解が欠落することを防いでいる。NSGA-2 における母集団更新の概念図を以下の図 b.4 に示す。

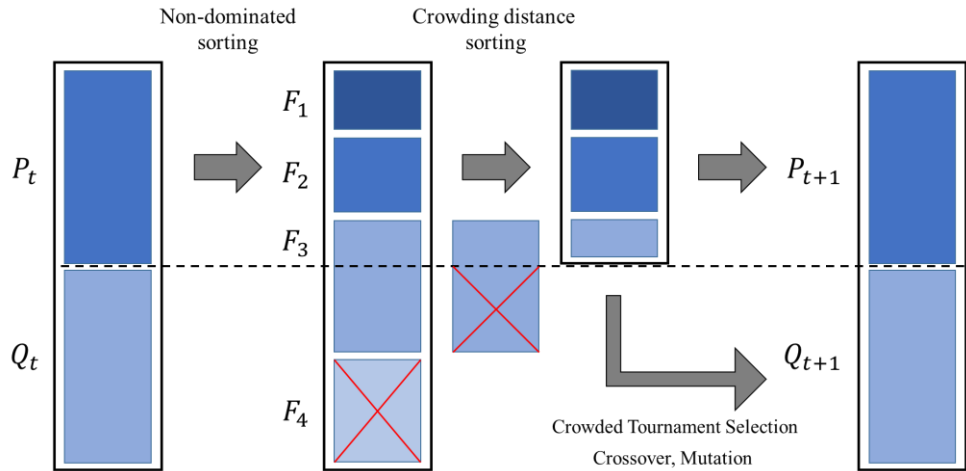


図 b.4 NSGA-2 における母集団更新

B.3.2 非優越ソートによるランキング法

次に NSGA-2 における個体のランク付け方法である、非優越ソート(Non-dominated sorting)について説明する。非優越ソートに基づく個体のランキングの手続きを以下に示す。

<Step 1> ランク $r = 1$ とする。

<Step 2> 個体群 P の各個体に対して、その個体が優越している個体数と優越されている個体数を同時に数える。

<Step 3> 個体群 P の中から優越されている個体数が 0 の個体(非劣個体)を求め、これらの個体をランク r とする。

<Step 4> 得られた非劣個体群を個体群 P から除き、フロント F_r に格納する。

<Step 5> フロント F_r に含まれる各個体が優越している個体に対して、その個体が優越されている個体数から 1 を引き、 $r = r + 1$ とする。

<Step 6> 全ての個体がランク付けされる(個体群 $P = \phi$ となる)まで、Step 3 ~ 5 を繰り返す。

2 目的最小化問題における非優越ソートによるランキングの例を以下の図 b.5 に示す。

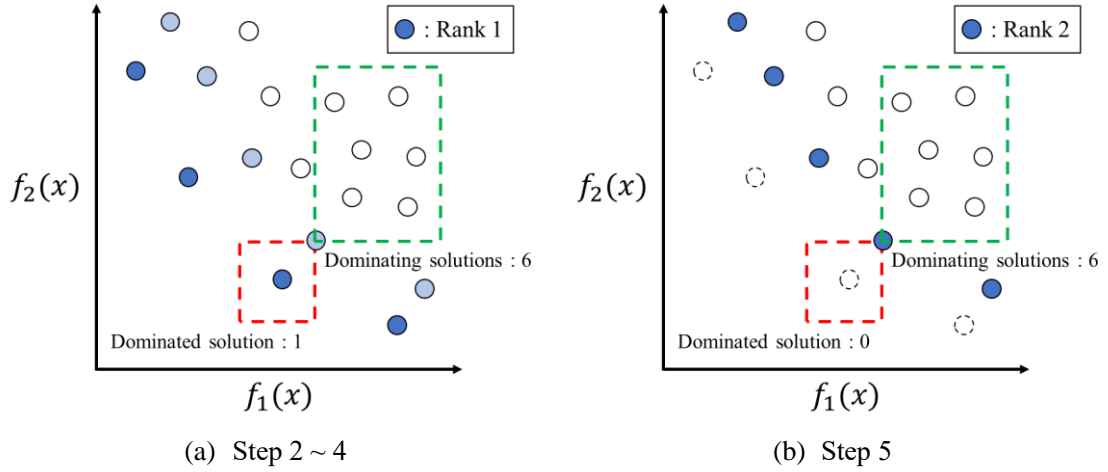


図 b.5 非優越ソートによるランキング

B.3.3 混雑距離と混雑度トーナメント選択

混雑距離(Crowding Distance)とは、ある個体 i の周りにおける個体の密度を評価する値である。混雑距離は、同一ランク(フロント)内で用いられ、各目的関数軸において隣り合う個体間の距離を足し合わせたものである。混雑距離の概念図を以下の図 b.6 に示す。これをもとに、以下の式(b.3)で表される混雑度を算出する。ここで、 M は目的関数の数、 l はランク r に属する個体数、 $f_{m,r}^{max}$ 、 $f_{m,r}^{min}$ はランク r における目的関数 m の最大・最小値、 I^m は同一ランクの個体を目的関数 m の値が悪い順にソートしたものを表す。

$$d_j = \begin{cases} \sum_{m=1}^M \frac{f_m^{I_{j+1}^m} - f_m^{I_{j-1}^m}}{f_{m,r}^{max} - f_{m,r}^{min}} & j = 2, 3, \dots, l-1 \\ \infty & j = 1 \text{ or } l \end{cases} \quad (\text{b.3})$$

前節で述べた各個体のランクと、この混雑度を用いて、混雑度トーナメント選択を行う。具体的には、母集団からランダムに2つの個体を抽出し、ランクが優れているか、同一ランクで混雑度が大きい方の個体を選択し、次世代の母集団に残すという作業を行う。

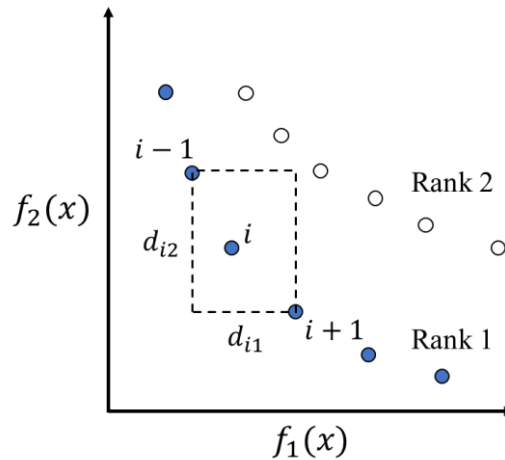


図 b.6 混雑距離の概念

C. IEEE 14-bus test system[29]

C.1 母線データ

表 c.1 母線データ(各母線の初期の負荷需要)

Bus	$P_{d,i}$ [MW]	Bus	$P_{d,i}$ [MW]
1	0	8	0
2	37	9	50.4
3	160	10	15.3
4	82	11	6.3
5	13	12	10.4
6	19.3	13	23.2
7	0	14	25.4

C.2 発電機データ

表 c.2 発電機データ

Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$/MW]
1	1	60 / 55 / 50	40
2	2	60 / 55 / 50	40
3	3	60 / 55 / 50	50
4	8	60 / 55 / 50	30
5	10	(WF)	0
6	13	220 / 220 / 220	20

C.3 送電線データ

表 c.3 送電線データ

From	To	R [p.u.]	X [p.u.]	Capacity [MW]	Cost [10^3 \$]
1	2	0.01938	0.05917	100	20
1	5	0.05403	0.22304	100	40
2	3	0.04699	0.19797	50	15
2	3	0.04699	0.19797	50	15
2	3	0.04699	0.19797	100	30
2	4	0.05811	0.17632	100	26.8
2	5	0.05695	0.17388	100	26.5
3	4	0.06701	0.17103	50	13
3	4	0.06701	0.17103	50	13
3	4	0.06701	0.17103	100	26
4	5	0.01335	0.04211	100	45
4	7	0	0.20912	100	45
4	9	0	0.55618	100	45
5	6	0	0.25202	100	45
6	11	0.09498	0.1989	100	45.5
6	12	0.12291	0.25581	100	58.5
6	13	0.06615	0.13027	100	29.7
7	8	0	0.3523	50	20.1
7	8	0	0.3523	50	20.1
7	8	0	0.3523	100	40.2
7	9	0	0.11001	100	25.1
9	10	0.03181	0.0845	100	19.3
9	14	0.12711	0.27038	100	61.8
10	11	0.08205	0.19207	100	43.9
12	13	0.22092	0.19988	125	45.7
13	14	0.17093	0.34802	125	80

※灰色で示した送電線については元々の系統では 50MW2 回線で、増設の際は 100MW1 回線を増設する。

D. IEEE 24-bus Reliability Test System[32]

D.1 母線データ

表 d.1 母線データ(各母線の初期の負荷需要)

Bus	$P_{d,i}$ [MW]	Bus	$P_{d,i}$ [MW]
1	130.9	13	285.1
2	117.6	14	208.7
3	218.2	15	341.0
4	89.7	16	107.6
5	86.1	17	0
6	164.9	18	358.3
7	151.6	19	194.8
8	207.3	20	137.7
9	212.2	21	0
10	236.4	22	0
11	0	23	0
12	0	24	0

D.2 発電機データ

表 d.2 発電機データ

Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$/MW]	Gen No.	Bus No.	$P_{g,i,max}$ [MW] (Stage 1 / 2 / 3)	c_i [\$/MW]
1	1	152 / 152 / 152	10.7	8	17	(WF)	0
2	2	152 / 152 / 152	10.2	9	18	400 / 400 / 400	6.0
3	7	300 / 270 / 210	18	10	21	400 / 400 / 400	5.0
4	13	591 / 520 / 400	18.5	11	22	300 / 300 / 300	1.0
5	15	60 / 0 / 0	21.2	12	23	310 / 310 / 310	9.0
6	15	155 / 155 / 155	10.5	13	23	350 / 350 / 350	10.0
7	16	155 / 155 / 155	9.5				

D.3 送電線データ

表 d.3 送電線データ

From	To	R [p.u.]	X [p.u.]	Capacity [MW]	Cost [10^3 \$]
1	2	0.0026	0.0139	200	264
1	3	0.0546	0.2112	220	4840
1	5	0.0218	0.0845	220	1936
2	4	0.0328	0.1267	220	2904
2	6	0.0497	0.192	220	4400
3	9	0.0308	0.119	220	2728
3	24	0.0023	0.0839	600	3000
4	9	0.0268	0.1037	220	2376
5	10	0.0228	0.0883	220	2024
6	10	0.0139	0.0605	220	1408
7	8	0.0159	0.0614	220	1408
7	8	0.0159	0.0614	220	1408
8	9	0.0427	0.1651	220	3784
8	10	0.0427	0.1651	220	3784
9	11	0.0023	0.0839	600	3000
9	12	0.0023	0.0839	600	3000
10	11	0.0023	0.0839	600	3000
10	12	0.0023	0.0839	600	3000
11	13	0.0061	0.0476	600	4290
11	14	0.0054	0.0418	600	3770
12	13	0.0061	0.0476	600	4290
12	23	0.0124	0.0966	600	8710
13	23	0.0111	0.0865	600	7800
14	16	0.005	0.0389	600	3510
15	16	0.0022	0.0173	600	1560
15	21	0.0063	0.049	600	4420
15	24	0.0067	0.0519	600	4680

16	17	0.0033	0.0259	600	2340
16	19	0.003	0.0231	600	2080
17	18	0.0018	0.0144	600	1300
17	22	0.0135	0.1053	600	9490
18	21	0.0033	0.0259	600	2340
19	20	0.0051	0.0396	600	3575
20	23	0.0028	0.0216	600	1950
21	22	0.0087	0.0678	600	6110