

修士論文

系統信頼度マージンを考慮した地域間
連系線 ATC 計算手法に関する研究

平成 20 年 2 月 4 日提出

指導教官 横山 明彦 教授

東京大学大学院 工学系研究科 電気工学専攻

66436 関田 航

内容梗概

電力自由化の動向に伴い系統運用の公平性や中立性への要求が高まってきており、託送可能容量（Available Transfer Capability : ATC）等の情報を電力取引者に開示する必要性が求められている。また、電力自由化が進んでいる欧米では ATC において電力潮流や需要家等の不確実性に対応するために各種の送電マージンが適用されている。ATC は市場参加者が融通契約を行う際の参考となる指標となるため適切な算出および公開が求められる。

ATC についてはこれまでも数多くの研究成果が発表されているが、大半は系統信頼度を維持するために連系線に確保すべきマージンについて全く考慮されていない場合や運用容量の数%をマージンとして確保するといった説明にとどまっており、定量的な評価がほとんどなされていないのが実情である。本研究ではこれらのマージンの確保による系統信頼度の向上効果に着目し、系統信頼度マージンを適切に確保した上で ATC を算出する方法の提案を行った。

本研究では ATC の算出の際に確保すべきマージンとして容量受益マージン（Capacity Benefit Margin : CBM）および送電信頼度マージン（Transmission Reliability Margin : TRM）を考慮している。これらマージンのうち CBM は連系線により相互接続された電力系統の一方の地域で供給支障が生じた場合に他方の地域から電力供給を受ける際の応援融通用として確保すべきマージンとして定義されており、信頼度指標として見込み不足日数（Loss of Load Expectation : LOLE）を用いることにより必要 CBM 確保量の検討を行った。また TRM は系統内の突発的事故および負荷の不規則変動などの不確実性に対応して確保すべきマージンとして定義されており、本研究では事故リスクの概念を導入することにより TRM の定量的評価を行った。さらにこれらの系統信頼度マージンを定量的に算出した上で系統信頼度基準を満たす ATC 容量の算定を行った。

評価対象に複数のエリアが含まれている場合、あるエリア内で供給支障が生じた場合に緊急融通元となるエリアが複数存在するため、系統信頼度の評価が非常に複雑化する。そこで本研究では緊急託送時における各連系線の空き容量を独立に設定せず一次関数による相関性を持たせて一元化を図ることにより計算を簡略化する方法を提案した。また、ここで導入した相関関数の一次係数を適正に評価するために事前計算による簡易信頼度評価を行い、系統全体の信頼度を損ねることなく連系線の空き容量を算定できる相関係数の値を適切に計算する方法を提案した。

CBM を確保することで緊急時に安定的に電力託送を行えるだけでなく余剰電源の節減により設備投資額を削減できるなどの経済的メリットが生じる。また、ATC 容量を通じて他エリアに電力融通を行うことにより融通元エリアが利益を得ることができる。これらの容量は互いにトレードオフの関係があり、本研究では経済的指標を導入して各容量の確保により生じる利益および損失の総合的な評価を行った。

目次

1. はじめに	1
1.1 本研究の背景	1
1.2 本研究の目的	1
1.3 本論文の構成	2
2. 地域間連系線を通じた系統間の電力託送	3
2.1 地域間連系線の役割	3
2.2 送電能力指標の定義	4
2.2.1 運用容量	4
2.2.2 容量受益マージン	5
2.2.3 送電信頼度マージン	5
2.2.4 託送可能容量	6
3. 送電能力指標の計算手法	7
3.1 計算手法のフローチャート	7
3.2 系統状態の設定	8
3.3 最適潮流計算	10
3.4 CBM 計算	13
3.5 TTC 計算	15
3.5.1 最大託送電力計算	15
3.5.2 事故リスク評価による TTC の算定	18
3.6 TRM 計算	19
3.7 ATC 計算	19
3.8 複数エリアを含む大規模系統を取り扱う場合の送電能力計算	20
3.8.1 エリア拡大に伴う諸問題	20
3.8.2 連系線相関関数	21
3.8.3 事前計算による簡易信頼度評価	22
3.8.4 複数エリアを含む場合の CBM 評価	26
4. 電気学会 WEST10 機系統モデルを用いた数値シミュレーション	28
4.1 モデルの概要	28
4.2 シミュレーション結果	29

4.2.1 CBM 計算結果	29
4.2.2 TTC・TRM 計算結果	30
4.2.3 ATC 計算結果	35
4.3 CBM と TRM の相関性	37
4.4 考察	39
5. 電気学会 WEST30 機系統モデルを用いた数値シミュレーション	43
5.1 モデルの概要	43
5.2 事前計算による相関係数の算定	44
5.3 シミュレーション結果	51
5.3.1 CBM 計算結果	51
5.3.2 TTC・TRM 計算結果	52
5.3.3 ATC 計算結果	55
5.4 考察	58
6. 市場コストを考慮した場合の送電能力評価	60
6.1 経済的指標に基づく連系メリット評価	60
6.1.1 CBM のコスト評価	60
6.1.2 ATC のコスト評価	61
6.2 数値シミュレーション	63
6.2.1 CBM 確保による連系メリット	63
6.2.2 ATC 確保による連系メリット	68
6.2.3 総合利益	70
6.3 考察	74
7. おわりに	75
謝辞	77
発表文献	78
参考文献	79
付録 A 電気学会 WEST10 機系統モデル	80
付録 B 電気学会 WEST30 機系統モデル	85

1. はじめに

1.1 本研究の背景

電力自由化が推進されている国々では、送電網の利用者全てに対する非差別的な利用の保証と電力安定供給の双方を実現するために、各国の実情に応じて送電網へのアクセスの仕組みや規定が作成されている^[1]。送電網を利用して電力取引を希望する事業者に対して地域間を接続する連系線の託送可能容量をあらかじめ算出して開示することは送電網の公平利用と安定利用の双方の観点から必要不可欠である。

電力自由化の先駆けとして米国では北米電力信頼性評議会（North American Electric Reliability Council: NERC）によって託送可能容量（Available Transfer Capability: ATC）およびこれに付随する系統信頼度マージンの概念が提案された^{[2][3][4]}。わが国でも隣接する電力会社の供給地域間の連系線の送電可能容量を空き容量すなわち ATC として定義しており、各国の実情に応じた策定方針により定義や取り扱い方法について幾分の違いは見られるものの地域間連系線を通じて電力託送を行う場合の指標として主にこの ATC の考え方が広く知られている。近年の電力自由化動向に伴い ATC に関する研究が今後益々重要性を増すことが予想される。

ATC は電力系統の信頼性を損ねることなく託送可能な量として確保されるべきものであるが、この高品質性および安全性を表す概念として供給信頼度が挙げられる。供給信頼度は当該系統の構成要素の性能が結果として許容できる品質でかつ必要なだけの量の電力を供給できるような状態に維持する指標を表すものであり、電力系統の計画および運用における総体的な目標とされている^[5]。ATC はこの供給信頼度を損ねることなく託送を行うことのできる容量として確保されるべきものであり、この供給信頼度を満たすために運用容量に対して信頼度マージンを確保する必要がある。

ATC 確保における系統信頼度マージンの算定に関する研究はこれまで非常に限られているが^[6]、電力融通の規制緩和に伴い信頼度マージンにより系統の安全性を維持した ATC の適切な算定が今後の電力安定供給および連系線の公平利用のために必要不可欠である。

1.2 本研究の目的

先に述べたように系統信頼度マージンを詳細に評価した上で ATC の算定を行う研究は過去にも非常に事例が少ないため、信頼度指標を用いた定量的な評価に基づいた適切な信頼度マージンの算出方法の確立が求められる。本研究では系統信頼度マージンである CBM および TRM を信頼度指標に基づいて算定する方法について示し、これらの信頼度マージンを考慮した地域間連系線 ATC を算出する方法を提案する。また評価対象となる接続エリアの拡大によって信頼度評価に生じる諸問題について示し、簡易信頼度評価手法を用いて計算

の簡略化を行い送電能力指標を算出する手法を提案する。さらに、経済的指標を用いて信頼度マージンの1つであるCBMの確保による連系メリットおよびATCを通じた電力託送により生じるメリットの総合評価を行う。

1.3 本論文の構成

本論文の構成は次の通りである。第2章では、地域間連系線の役割および本研究で扱う送電能力指標の定義について述べる。第3章では、本研究で提案する送電能力指標の計算手法について述べる。第4章では、電気学会WEST10機系統モデルを用いて2エリアを評価対象とした場合の数値シミュレーションを行った結果について述べる。第5章では、電気学会WEST30機系統モデルを用いて3エリアを評価対象とした場合の数値シミュレーションを行った結果について述べる。第6章では、経済的指標の導入により連系線の各容量を確保することにより得られる利益の評価を行った結果について述べる。第7章では、結論を述べる。

2 地域間連系線を通じた系統間の電力託送

2.1 地域間連系線の役割

わが国では沖縄を除く電力 9 社がその地域的制約から一方向に長いくし型系統を構成しており、各々の担当地域は地域間連系線により接続されている。地域間連系線の主な役割は以下の通りである。

① 電源予備力の節減

電力系統は供給信頼度維持のために一定量の余剰電源すなわち予備力が必要となるが、系統間を連系線で相互接続することにより外部からの応援融通が期待でき、自系統内の予備力の削減により設備投資を抑制できるため経済的なメリットが発生する。

② 電源運用の効率化

系統内の大容量電源などを最適出力で運転させたい場合、余剰分の電力を他方の地域に売買することにより電源の出力効率の維持および安定供給を実現できる。

③ 大型電源の共同開発

異なる電力会社が共同出資して大型発電機を遠方地などに建設する場合、連系線を通じて各々の系統が電力を受け取ることができる。

④ 地域間の電力取引

地域間連系線を開放して電力取引市場の競争機能を活性化させることにより、価格競争や品質向上、選択性などの消費者利益につながる。

特に近年の電力自由化環境下において新規参入者を含む系統者に対する連系線情報の中立性、公平性、透明性の確保が一層求められており、連系線の取り決めに関連する策定が検討されている^{[7][8]}。一方、連系線を通じて託送できる電力の量は限られており、定められた範囲内で各々の系統の信頼性を損ねることなく託送を行う必要がある。このような状況下において電気事業者が電力流通網を効率的に利用するために、地域間連系線を通じて託送可能な容量の評価を適切に行うことは必要不可欠である。

2.2 送電能力指標の定義

2.2.1 運用容量

送電網を通じて電力供給を行う事業者は需要家に対して系統の信頼性を損ねることなく電力を送ることが求められている。このような条件を満たす指標として、電力系統内において想定事故を考慮して信頼度を確保した状態での連系系統の物理的な合計送電能力を表す運用容量（Total Transfer Capability : TTC）の概念が北米電力信頼度評議会（North American Electric Reliability Council : NERC）により定義されている。一般に、TTCを算出する際の信頼度条件として以下のような制約が設けられる。

- ① 電圧制約：すべての母線電圧は設定範囲を超えてはならない
- ② 熱容量制約：送電線の定格容量を超えて電力融通を行ってはならない
- ③ 発電機出力制約：発電機は定格出力を超えて発電してはならない
- ④ 過渡安定度制約：系統事故に対する過渡安定性を維持するために、母線間の位相差は一定範囲内でなくてはならない

TTCは時々刻々と変化する系統状態を反映して常に変化する。よって、時間帯のTTCは次式のように各制約条件を満たす容量の最小値が選ばれる。

$$TTC = \min \{ \text{電圧制約}, \text{熱容量制約}, \text{発電機制約}, \text{過渡安定度制約} \}$$

図 2.1 に示されるように TTC 容量は送電線の熱容量そのものを示すものではなく負荷変動時や系統事故時にも安定して送電が継続できる能力を示しており、個々の発電出力や需要変化など系統の潮流変化に応じて変化する。しかしながら、この時々刻々と変動する系統状況をリアルタイムで反映して TTC を算定することは現実的には不可能である。そこで TTC の値は一般的に時間帯別、日別、月別、年別などに算定する方法が主に採用されている^[7]。また、送電能力は方向性を有しており、同一送電線（連系線）であっても送電方向により送電能力は一般に異なる。本研究では年間を通じて最も TTC の確保が困難な時期である夏のピーク負荷時間帯の値を採用し、年間を通じてこの算出値を割り込むことはないと仮定してこれを年間ベースの TTC として定義する。

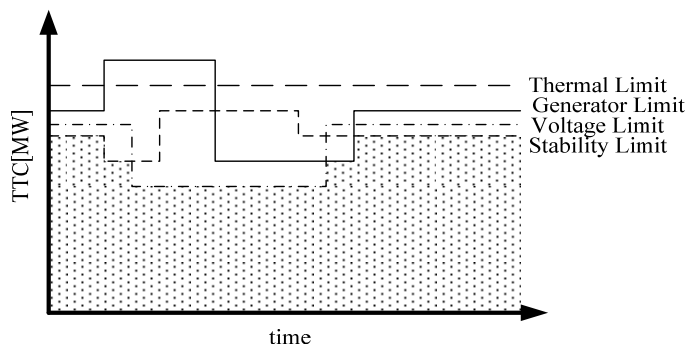


図 2.1 TTC の上限値の変化

2.2.2 容量受益マージン

連系された電力系統では、ある系統で系統内事故の影響による供給支障が生じた場合には余剰電力のある他の系統から連系線を通じて電力の応援融通を行うことにより系統信頼度を一定基準値以上に保つことができる。このような緊急時における応援融通用として連系線に常に一定容量だけ確保される空き容量として定義されたものが容量受益マージン (Capacity Benefit Margin: CBM) である。地域間連系線に CBM を確保することにより、一方の系統で電力不足が生じた際に供給力に余裕のある他方の系統から連系線を通じて余剰電力を応援融通することで供給支障を解消できる場合がある (図 2.2 参照)。またこれにより信頼度の向上が見込まれるため、接続された両系統で予備力を削減し電源設備の保守・維持費を減らせるなどの経済的メリットが得られる。一般に、系統事故は突発的に起こるため発生日時を予測することが困難であり、連系線に対して CBM としてあらかじめ常に一定量を確保しておくのが通常である。

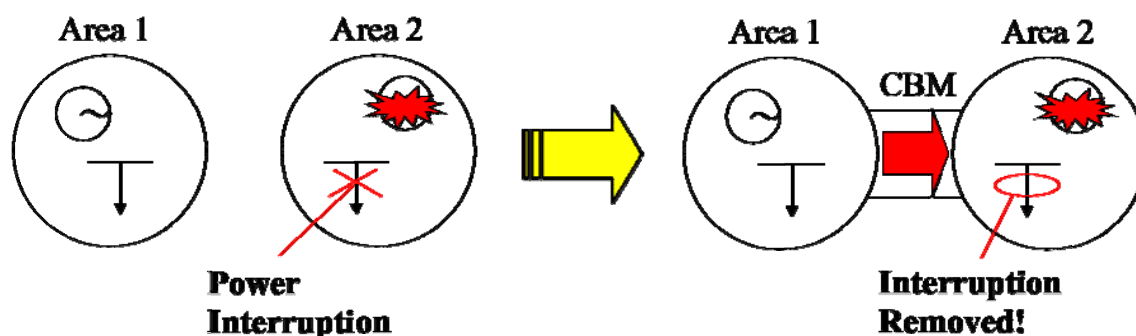


図 2.2 CBM の概念図

2.2.3 送電信頼度マージン

送電能力は系統状態の変化すべてに対応した値として算出されることが望ましいが、実際の電力系統では系統内事故および天候の変化や景気変動などの影響による負荷の不確定要素が含まれている。このような不確実性に対応して確保すべきマージンとして送電信頼度マージン (Transmission Reliability Margin: TRM) が定義されており、これは TTC の一部として確保される (図 2.3 参照)。負荷変動が生じると系統内の潮流状態が変化するため TTC も変化する。このとき、TRM は

$$TRM = \text{負荷変動を考慮しないTTC} - \text{負荷変動を考慮したTTC}$$

より求められる。

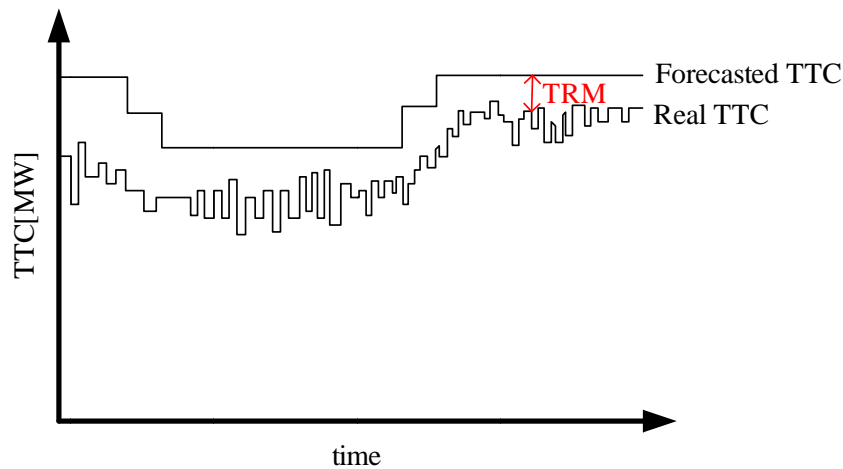


図 2.3 TRM の概念図

2.2.4 託送可能容量

託送可能容量（Available Transfer Capability : ATC）は電力系統において信頼性を損ねることなく一方の地点から他方の地点に対して送電を行う際の物理的な送電可能容量を示す指標として用いられ，系統利用者はこの値を参考に電力託送の計画・運用を行う。ATC は TTC から各種マージンおよびベース潮流を差し引くことにより算出され，次式のように定義される。

$$ATC = TTC - TRM - CBM - Base Flow$$

なお本研究では TTC, CBM, TRM および ATC を総称して送電能力指標と呼ぶものとする。各種送電能力指標の概念図を図 2.4 に示す。なお ATC も TTC と同様にリアルタイムで算定することは困難であり，一般に時間帯ごとの値として算出される。この ATC は商用取引可能な送電容量として定義される重要な値であり，系統利用者が公平に利用できるとともに系統の信頼度を損なわずに安定して融通が行えるように適切な容量の算出が求められる。

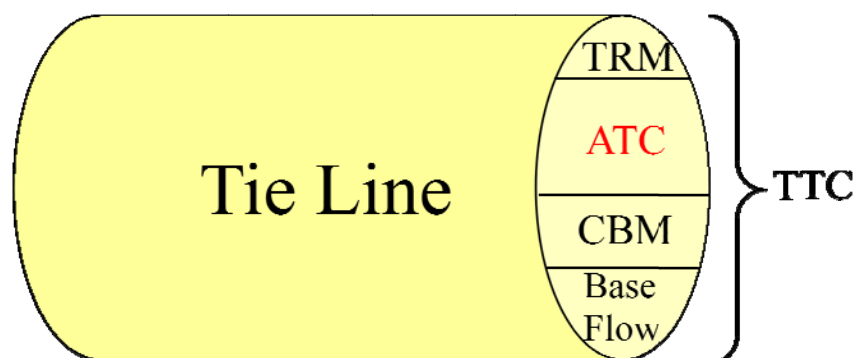


図 2.4 送電能力指標の概念図

3 送電能力指標の計算手法

本章では信頼度指標の定義に基づく TRM および CBM の算出方法を示し、これらのマージンにより系統信頼度を確保した ATC の算出方法について説明する。

3.1 計算手法のフローチャート

まず、最も単純な系統構成として2つの地域が1本の連系線で相互接続されている場合の送電能力指標の計算法について説明する。本研究で提案する送電能力指標の算出手法のフローチャートを図 3.1 に示す。

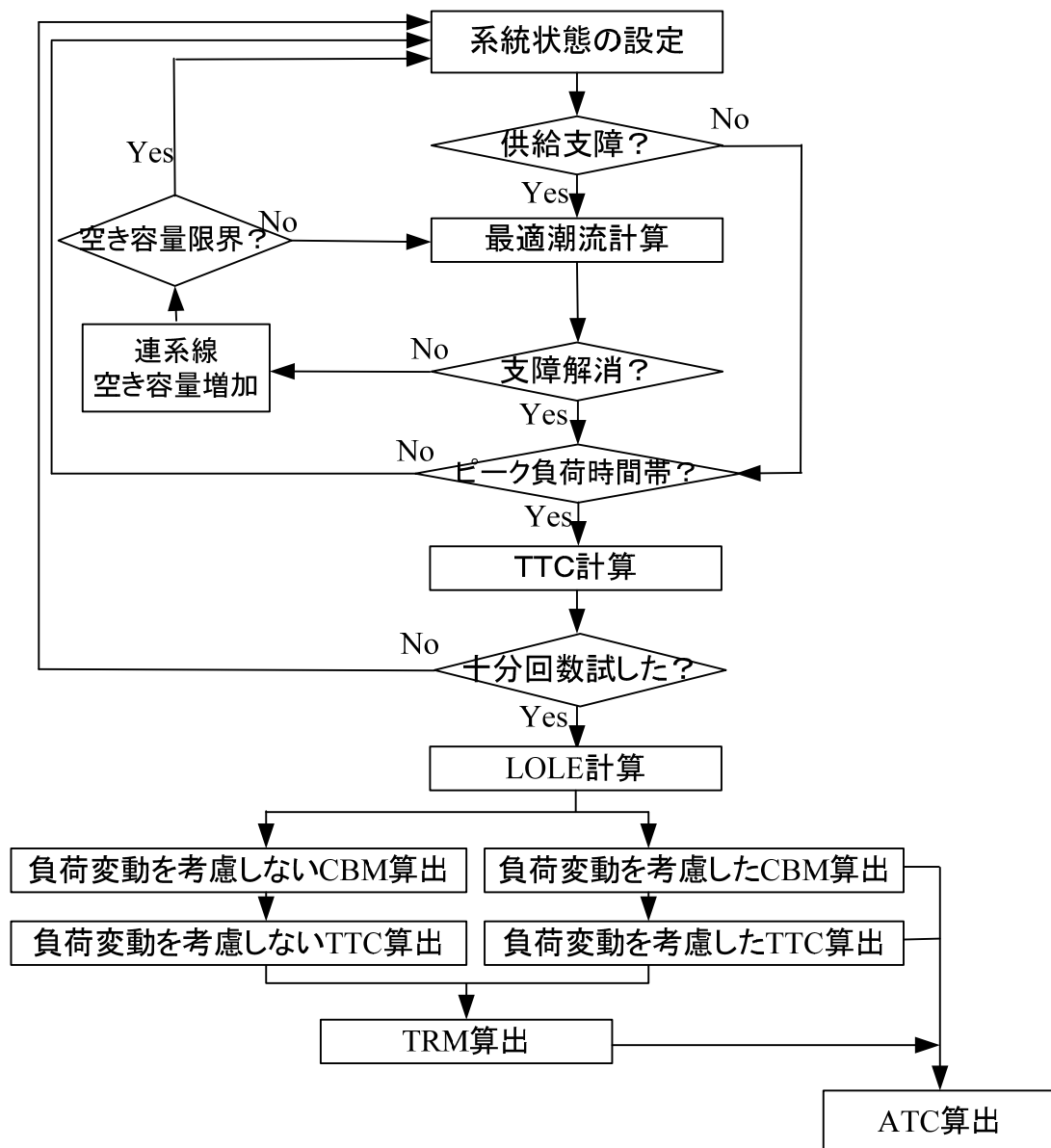


図 3.1 提案手法のフローチャート

3.2 系統状態の設定

本研究では時々刻々と変化する系統状態を実現するためにモンテカルロシミュレーションによる確率計算を用いて系統の設定を行う。系統内の不確定要素としては以下の項目が挙げられる。

- ① 負荷需要の時間変動および不確実性
- ② 発電機の故障および定期検査による停止
- ③ 送電線の開放事故

以下、各々の項目について説明を行う。

① 負荷需要の時間変動および不確実性

系統状態を設定する際、まず1月1日月曜日の0:00から12月31日23:00までを1時間ごとに区切った計8,760時間から時刻 t の状態を設定する。ここで定めた時刻 t における日負荷変動をもとに負荷需要の割合 A_t を変更する。日負荷曲線は図3.2に示すように夏季のピーク負荷時間帯の割合を1とした場合の時刻ごとの負荷需要割合で表わされる。

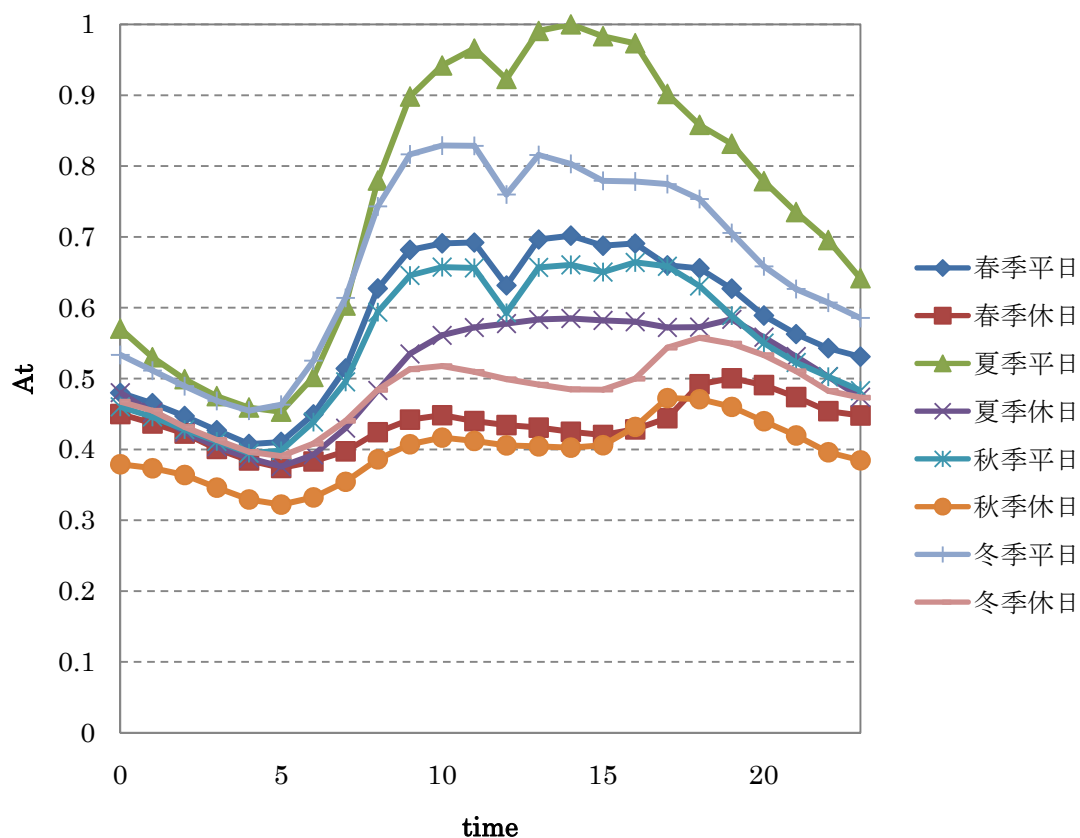


図 3.2 日負荷曲線

負荷需要は一般に日負荷曲線に基づく時間変動の他に景気変動，気温変化，社会行事等の影響による不確定性を含んでいる。本研究ではこのような不規則変動を正規分布により実現する。本研究では分散 0.0045,信頼係数 98%の正規分布を採用し，上下幅 1%程度の不規則変動率を模擬して各負荷需要量に乗じるものとした。このとき，各負荷母線の電力需要量は次式で表わされる。

$$L_{demand,i,t} = L_{demand\ max,i} \times A_t \times F_{i,t} \quad (3.1)$$

ここで各パラメータの意味は以下の通りである。

$L_{demand,i,t}$ 時刻 t における負荷母線 i の電力需要量

$L_{demand\ max,i}$ 負荷母線 i の年間最大電力需要量

A_t 日負荷曲線による負荷変動率

$F_{i,t}$ 正規分布による不規則変動率

② 発電機の故障および定期検査による停止

負荷需要が定まったら，次に系統内の事故状態を設定する。本研究ではモンテカルロシミュレーションを用いて系統内におけるあらゆる事故の組み合わせを確率的に設定する。本研究で設定する発電機の状態は正常状態，故障状態，定期検査による停止状態のいずれかの状態をとるものとし，正常状態でない場合に発電機の出力を 0[MW]とすることにより停止状態を模擬した。本研究で用いた各系統モデルの定期検査による発電機出力の変動の様子をそれぞれ付録 A,B に記載する。発電機の故障確率は各発電機に固有の平均修理時間（Mean Time To Repair : MTTR）および平均故障間隔（Mean Time Between Failure : MTBF）を用いて以下の式により計算される。

$$P_i = \frac{MTTR_i}{MTBF_i + MTTR_i} \quad (3.2)$$

ただし P_i は発電機 i の故障確率である。本研究では上式で計算される故障確率および定期検査による停止期間に基づき各発電機状態を設定する。

③ 送電線の開放事故

本研究では送電線の事故として開放事故を想定し，故障確率も発電機の場合と同様に各送電線の MTTR，MTBF に基づいて計算するものとした。ただし，本研究で取り扱う系統モデルの送電線はいずれも 2 回線以上を有するものとし，同一時刻における多重事故は考慮しているが同一送電線の二重故障（断線事故）は考えないものとした。

3.3 最適潮流計算

前節で示した方法に基づき確率的に定められた系統状態において系統内故障による供給支障が生じている場合、最適潮流計算を行い供給支障の解消を行う。最適潮流計算の定式を以下に示す。

$$\text{目的関数：} \quad \text{供給不足電力最小化} \quad \min \sum_i ENS_i (= P_{Li,demand} - P_{Li}) \quad (3.3)$$

$$\text{制約条件：} \quad \text{連系線空き容量制約} \quad P_{tie} \leq \lambda_r r_{tie} \quad (3.4)$$

$$\text{発電機の有効出力} \quad 0 \leq P_{Gk} \leq P_{Gk \max} \quad (3.5)$$

$$\text{発電機の無効出力} \quad Q_{Gk \min} \leq Q_{Gk} \leq Q_{Gk \max} \quad (3.6)$$

$$\text{発電機母線電圧制約} \quad |V_{Gk}| = V_{Gk} \quad (3.7)$$

$$\text{負荷母線への供給電力} \quad 0 \leq P_{Li} \leq P_{Li,demand} \quad (3.8)$$

$$\text{負荷力率} \quad \frac{Q_{Li}}{P_{Li}} = \frac{Q_{Li,demand}}{P_{Li,demand}} \quad (3.9)$$

$$\text{負荷母線電圧制約} \quad V_{Li \min} \leq |V_{Li}| \leq V_{Li \max} \quad (3.10)$$

$$\text{有効電力潮流制約} \quad |P_{jl}| \leq P_{jl \max} \quad (3.11)$$

$$\text{過渡安定度制約} \quad |\theta_j - \theta_l| \leq S_{jl}$$

発電機母線 k の出力

$$P_{Gk} = \sum_j \left\{ e_k (G_{jk} e_j - B_{jk} f_j) + f_k (G_{jk} f_j + B_{jk} e_j) \right\} \quad (3.12)$$

$$Q_{Gk} = \sum_j \left\{ f_k (G_{jk} e_j - B_{jk} f_j) - e_k (G_{jk} f_j + B_{jk} e_j) \right\} \quad (3.13)$$

負荷母線 i に供給される電力

$$P_{Li} = \sum_j \left\{ e_i (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) + f_i (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \right\} \quad (3.14)$$

$$Q_{ij} = \sum_j \left\{ f_i (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) - e_i (G_{ij} f_j + B_{ij} e_j) \right\} \quad (3.15)$$

ここで ENS (Energy Not Supplied : 供給不足電力量) は供給支障が生じている地域内における負荷需要量の不足量を示している。最適潮流計算を行い $ENS=0$ と算出された場合は全ての負荷母線について要求分の電力が供給されていると判断し、供給支障を解消できたとみなすことができる。この定式に基づき供給支障電力量をゼロとするために必要な連系線空き容量およびそのときの潮流状態を求める。ここで各パラメータの意味は以下の通りである。

λ_r	空き容量増加パラメータ ($\lambda_r = 0, 1, 2, 3, \dots$)
r_{tie}	連系線空き容量幅
P_{Gk}	発電機母線kの有効電力出力
Q_{Gk}	発電機母線kの無効電力出力
$P_{Gk \max}$	発電機母線kの最大有効出力
$Q_{Gk \min}, Q_{Gk \max}$	発電機母線kの最小・最大無効出力
$V_{Gk} = e_k + jf_k$	発電機母線kの母線電圧
P_{Li}, Q_{Li}	負荷母線iへの有効・無効電力供給量
$P_{Li, demand}, Q_{Li, demand}$	負荷母線iの有効・無効電力需要
$V_{Li} = e_i + jf_i$	負荷母線iの母線電圧
P_{jl}	母線j-lを結ぶ送電線に流れる有効電力潮流
θ_j	母線jの位相角
S_{jl}	母線j-l間の安定度制約値
$Y_{jl} = G_{jl} + jB_{jl}$	母線間を結ぶ送電線のアドミタンス
P_{tie}	連系線を流れる有効電力潮流

なお、本研究では評価エリア内の母線で1箇所でも供給支障が生じている場合、そのエリア全体で供給支障が生じているものとみなした (図 3.3 参照)。

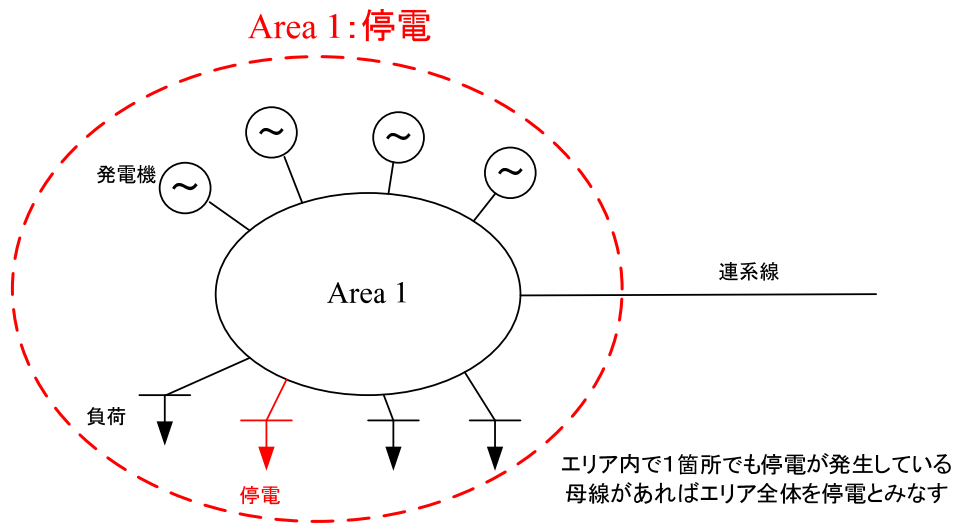


図 3.3 エリア単位での停電イメージ

最適潮流計算を行う際の操作パラメータ λ_r より必要空き容量は以下のように求められる。

(i) $\lambda_r = 0$ の場合

この場合，連系線を流れる有効電力潮流 P_{tie} の制約条件は

$$P_{tie} = 0 \quad (3.16)$$

となる。これは各々のエリアが独立に運用を行っている場合に相当する。この条件下において供給支障が解消できた場合，自系統内の発電機出力調整のみで供給支障を解消できたと判別する。

(ii) $\lambda_r = 1, 2, 3, \dots$ の場合

この場合，連系線を流れる有効電力の制約条件として

$$P_{tie} \leq \lambda_r r_{tie} \quad (3.17)$$

が課せられる。パラメータ λ_r の値を大きくすることにより融通可能な電力量の値が増加する。この値を逐次増加させていき，供給支障を解消できない場合はこれを停電状態としてカウントし，供給支障を解消できた時点すなわち $ENS=0$ となった時点で計算を終了して次の系統状態を設定する。なお本研究では $r_{tie} = 0.025[p.u.]$, $\lambda_{r\max} = 20$ と設定した。

以上の操作を十分回数繰り返し行い，得られる信頼度指標の値が十分収束したと判断した時点で数値シミュレーションを終了する。

3.4 CBM 計算

モンテカルロシミュレーションにより確率的に系統状態を設定した上で年間を通じた数値シミュレーションを十分回数行い、得られたデータから信頼度計算を行う。本研究では CBM の確保による信頼度評価を行うために系統信頼度指標の 1 つである見込み不足日数 (Loss of Load Expectation : LOLE) を用いる¹⁹⁾。これは、あるエリアで 1 年間のうちに何日間供給支障が生じているかを示す指標であり、この値が小さいほど停電回数が少なく系統の信頼度が良好であるとみなすことができる。エリア i の LOLE は以下の式で計算される。

$$LOLE_i = \frac{FailureTimes_i}{SimulationTime} \times 365 \quad (3.18)$$

各パラメータの意味は以下の通りである。

$LOLE_i$	エリア i の LOLE [day/year]
$FailureTimes_i$	エリア i の停電回数 [hour]
$SimulationTime$	シミュレーションの試行時間 [hour]

各空き容量制約条件のもとで算出された停電回数に対して上式の操作を施すと、各エリアについて図 3.4 のような信頼度曲線を得ることができる。

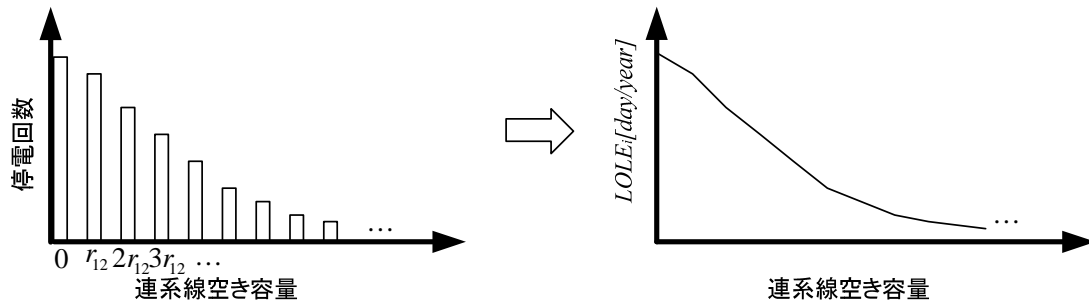


図 3.4 信頼度曲線 (左縦軸：停電回数 右縦軸：LOLE)

連系線空き容量の大きさごとの LOLE の値は数値シミュレーションの試行を十分回数行うことにより一定値に収束する。本研究で用いたモデルの 1 つである電気学会 WEST10 機系統モデルの系統全体における LOLE の収束の様子を図 3.5 に示す。これを見ると、試行回数が 250 年程度のところで計算結果が概ね収束している様子が確認できる。この結果より、WEST10 機系統モデルを用いた数値シミュレーションを行う際の試行回数を 250 年と設定した。

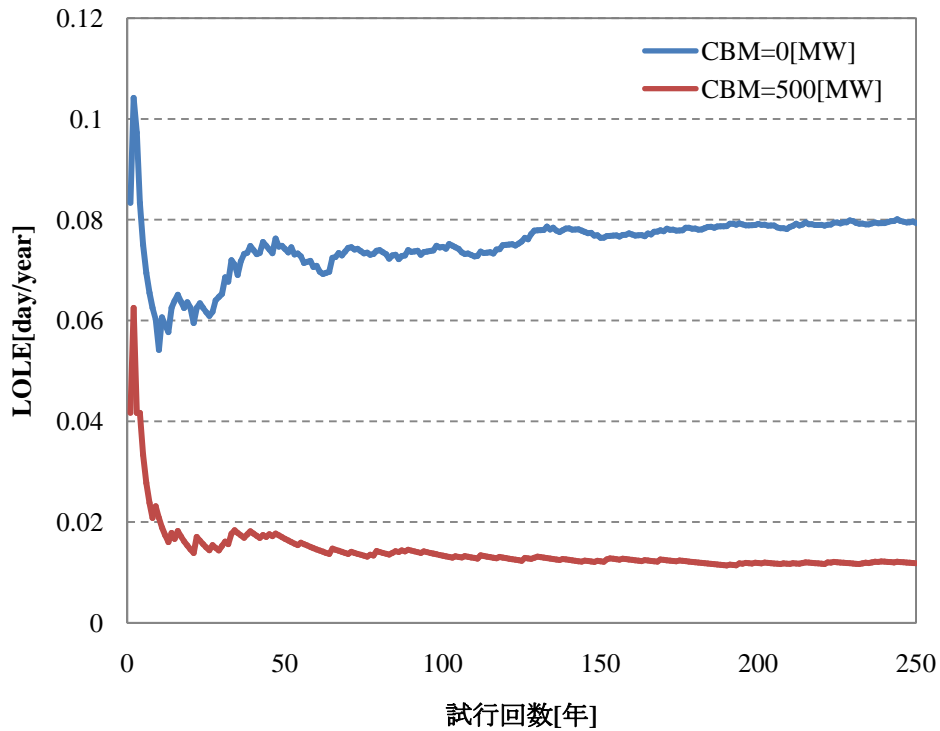


図 3.5 試行回数の増加による LOLE の収束の様子

得られた LOLE 曲線からある一定の信頼度基準値を満たすような連系線の空き容量を CBM 容量として定めることができる (図 3.6 参照)。なお CBM は託送方向によりその必要確保量が異なるため、方向性を考慮して各方向について確保すべき容量をそれぞれ算出する必要がある。例えば、エリア 2 の信頼度曲線においてある一定の LOLE 基準値を満たす空き容量が求まった場合、これはエリア 1 からエリア 2 の方向に対して確保すべき CBM 容量として定義される。

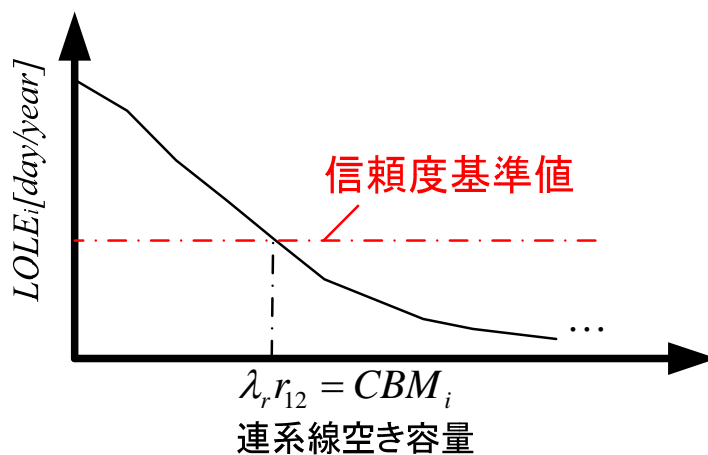


図 3.6 CBM 容量の決定

3.5 TTC 計算

3.5.1 最大託送電力計算

本研究では年間で最も電力需要の多い夏のピーク時間帯における TTC を算出し、これを年間ベースの連系線 TTC として採択する。一方、前章で述べたように電力系統は系統内故障や負荷変動等の不確実要素を含んでいるため、同じピーク負荷時間帯でも TTC の算出値は一意に算出されない場合がほとんどである。そこで本研究では確率的に決定された系統状態における TTC 候補を逐次算出し、得られた多数の TTC 候補により構成される確率密度分布を用いて TTC を一意に算出する。なおこれ以降、年間ベースの値である TTC と区別するために各ピーク負荷時間断面の系統状態で算出する TTC 候補を最大託送電力 (Maximum Transfer Capability : MTC) と呼ぶものとする。

一般に電力系統内には一般に多数の発電機および負荷が存在するため、系統間を結ぶ連系線の MTC を算出するには複数発電機から複数負荷への託送を想定した算出方法の適用が必要となる。複数発電機から単数負荷への託送については過去にも研究が行われているが[10]、ここでは複数発電機から複数負荷への計算方法について図 3.7 を用いて説明する。

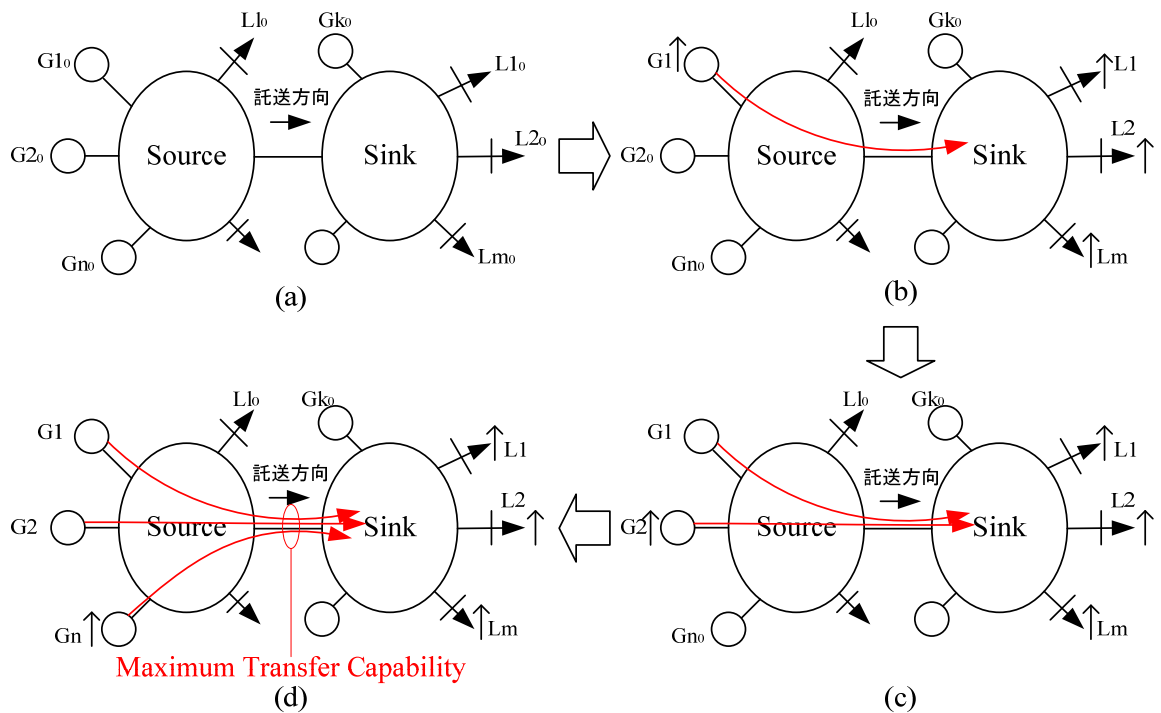


図 3.7 エリア間の最大託送電力計算法

(a) 初期状態の設定

まず、MTC 計算を行う際の初期状態の設定を行う。初期状態には夏のピーク負荷時間帯の系統状態が用いられるが、この中には系統内故障が発生し最適潮流計算により支障を解消したものや最適潮流計算を行っても供給支障を解消できない系統状態も含まれている。本研究では一定値だけ連系線空き容量を開放しても供給支障を解消できない系統状態では電力託送が不可能であるとみなし、MTC=0 としてカウントするものとした。

(b) 需要エリア内の電力需要量および供給源エリア内の発電機出力の増加

与えられた系統状態について、まず需要エリア（以下 Sink エリアと呼ぶ）内の全ての負荷母線の需要量を一定割合で上昇させる。このときの電力量を供給するために、供給源エリア（以下 Source エリアと呼ぶ）内の 1 つの発電機母線をスラック母線と設定して出力上昇を行う。MTC 計算の定式を以下に示す。

$$\text{目的関数：} \quad \text{Sink エリア負荷上昇パラメータ最大化} \quad \max \lambda_L \quad (3.19)$$

$$\text{制約条件：} \quad \text{Sink エリアの有効需要} \quad P_{Li} = P_{Li0} (1 + \lambda_L) \quad (3.20)$$

$$\text{Sink エリアの無効需要} \quad Q_{Li} = \frac{Q_{Li0}}{P_{Li0}} P_{Li} \quad (3.21)$$

$$\text{発電機母線電圧} \quad |V_{Gk}| = V_{Gk} \quad (3.22)$$

$$\text{潮流方程式} \quad f(P_i, Q_i, V_i, Y) = 0 \quad (3.23)$$

$$\text{Source 発電機の有効制約} \quad 0 \leq P_{Gk} \leq P_{Gk \max} \quad (3.24)$$

$$\text{Source 発電機の無効制約} \quad Q_{Gk \min} \leq Q_{Gk} \leq Q_{Gk \max} \quad (3.25)$$

$$\text{負荷母線電圧制約} \quad V_{Li \min} \leq |V_{Li}| \leq V_{Li \max} \quad (3.26)$$

$$\text{有効潮流制約} \quad |P_{jl}| \leq P_{jl \max} \quad (3.27)$$

$$\text{過渡安定度制約} \quad |\theta_j - \theta_l| \leq S_{jl} \quad (3.28)$$

互いの系統内の制約範囲内で負荷上昇パラメータ λ_L の値を増加させていき、制約違反内の λ_L の最大値における発電機出力を当該発電機の出力として固定する。

(c) スラック発電機の変更

スラック発電機の出力を制約違反内で最大まで上昇させた後、あらかじめ設定した発電機の起動順序に基づき Source エリア内の各発電機の出力を順番に増加させる。

(d) MTC 計算

Source エリア内の全ての発電機出力を可能な限り上昇させ λ_L を最大化することにより得られる Sink エリア内の最大負荷需要および Sink エリア内の初期発電機出力から、連系線 MTC は以下のように計算される。

$$MTC = \sum_{Sink} P_{Li\max} - \sum_{Sink} P_{Gi0} \quad (3.29)$$

ただし $P_{Li\max}$ は系統内の制約違反を起こさずに負荷に送ることのできる Sink エリア内の最大有効電力需要、 P_{Gi0} は Sink エリア内の初期発電機出力である。

なお本研究では λ_L の最大値を詳細に算出するために 2 分法を用いる。まず初期状態から段階的にパラメータの値を上昇させていき、ある値（上の値： X_1 ）で制約違反となった場合、1 段階前の値（下の値： X_2 ）との中間値を代入して制約違反をチェックする。その後、以下の手順を繰り返し行い所望値を探索する。

- ① 制約違反が生じている場合、この中間値を上の値、 X_2 を下の値として中間値をとり再度チェックを行う
- ② 制約違反が生じていない場合、この中間値を下の値、 X_1 を上の値として中間値をとり再度チェックを行う

このようにして上下の差を縮めていき、差が一定値以下になったらその中間値を所望値として算出する（図 3.8 参照）。なお本研究では上下の差が 10^{-5} 以下となったときの値を採用するものとした。

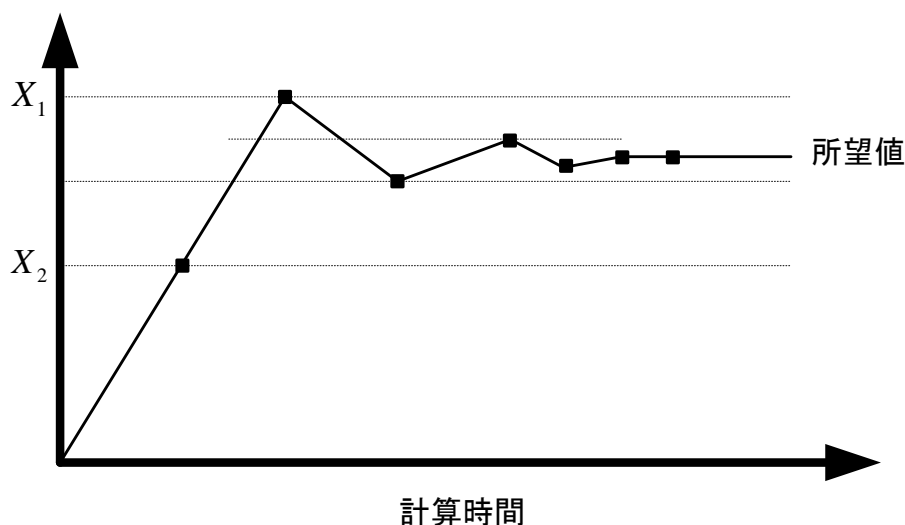


図 3.8 2分法の考え方

3.5.2 事故リスク評価による TTC の算定

確率的に定められた各ピーク時間における系統状態から求めた MTC 群を値の小さい方から順番に並べると、ある確率密度分布を構成する。この確率密度分布から TTC を一意に算定するために、事故リスクの概念を導入する^[11]。事故リスクは全事象のうちわずかな確率で生じる事故をある程度許容することにより安定供給の少々リスクと引き換えに大きな TTC 容量を得るための指標である。一般に小さな MTC の値が算出されるような過酷事故が発生する確率は非常に小さいので、数%程度のリスクを負うことで有益な TTC の容量を得ることができる（図 3.9 参照）。許容事故の累積確率を n% とおくと、事故リスク n% は以下の定式で表わされる。

$$n\% \text{ Failure Risk of } TTC_{n\%} = \sum_{x=-\infty}^{TTC_{n\%}} f(x) \Delta x \quad (3.30)$$

ここで $f(x)$ は MTC の確率密度分布である。この事故リスク n% を定めることにより、一定割合以上の安定供給を保証する TTC を一意に算出することができる。

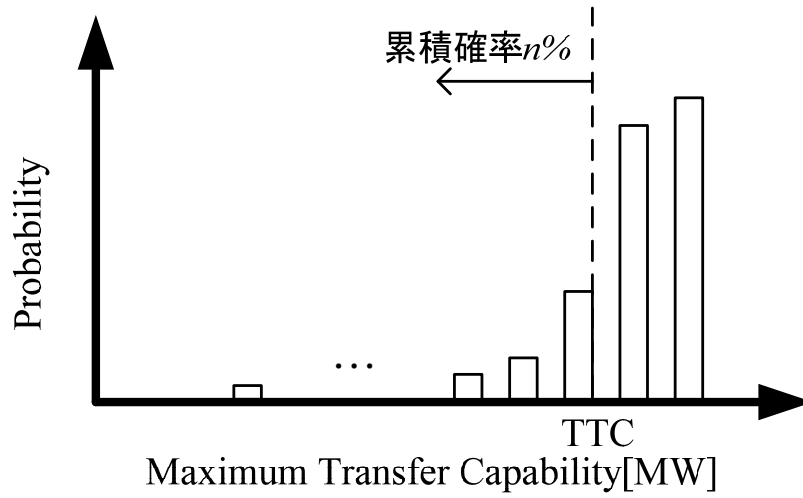


図 3.9 不確実性を考慮した MTC の確率密度分布

3.6 TRM 計算

TRM は負荷の不確実性に対応するマージンとして定義されており，本研究では前節で述べた事故リスクを用いて算出される。このとき，TRM は以下の式より求められる。

$$\text{TRM} = \text{負荷変動を考慮しない } n\% \text{TTC} - \text{負荷変動を考慮した } n\% \text{TTC}$$

上式から，事故リスクを定めることにより $n\%$ リスクを許容した TTC に応じた TRM を一意に算出することができる。

3.7 ATC 計算

系統の信頼度を考慮した ATC はこれまでに求めた各指標から求められる。ATC は以下の式により計算される。

$$ATC = TTC_{normal} - TRM - CBM - Base Flow \quad (3.31)$$

ここで算出される ATC は信頼度マージンである TRM, CBM を考慮しているため，これらのマージンにより維持される信頼度を保証した上で託送可能な電力量として算出される。

3.8 複数エリアを含む大規模系統を取り扱う場合の送電能力計算

本章ではこれまで最も単純な系統構成として 2 つの地域が 1 本の連系線で相互接続された場合における送電能力指標の計算方法について述べてきたが、実際の大規模系統などを取り扱う場合には評価対象範囲内に 3 つ以上の複数エリアが存在する場合は考えられる。本節では、前述の系統構成の範囲拡大の一つとして 3 つのエリアがくし型に接続されている系統構成を例にとり、エリア拡大に伴い生じる諸問題および複数エリアを取り扱う場合における送電能力の計算方法について説明する。

3.8.1 エリア拡大に伴う諸問題

複数エリアを含む系統モデルの送電能力評価においてこれまでの 2 エリア系統と大きく異なる点は、エリア間を接続する連系線が複数存在する点が挙げられる。連系線本数が増加すると緊急時における応援融通の供給元エリアの数が増えるため、信頼度評価基準の選定が非常に困難となる。また同時に連系線空き容量の組み合わせが累乗に比例して増加するため計算時間も非常に大きくなる。以下、生じる問題点について個別に説明する。

① 連系線本数の増加による信頼度評価の複雑化

3 エリアくし型系統モデルにおける連系線空き容量と系統全体の LOLE の関係を図 3.10 に示す。これを見ると、ある一定の信頼度基準値を満たす連系線空き容量の組み合わせが基準値平面上に無数に存在し、一意には定まらないことがわかる。当然、さらに多くのエリアを取り扱う際には連系線本数増加に伴い多次元化するため信頼度評価がより一層複雑化する。

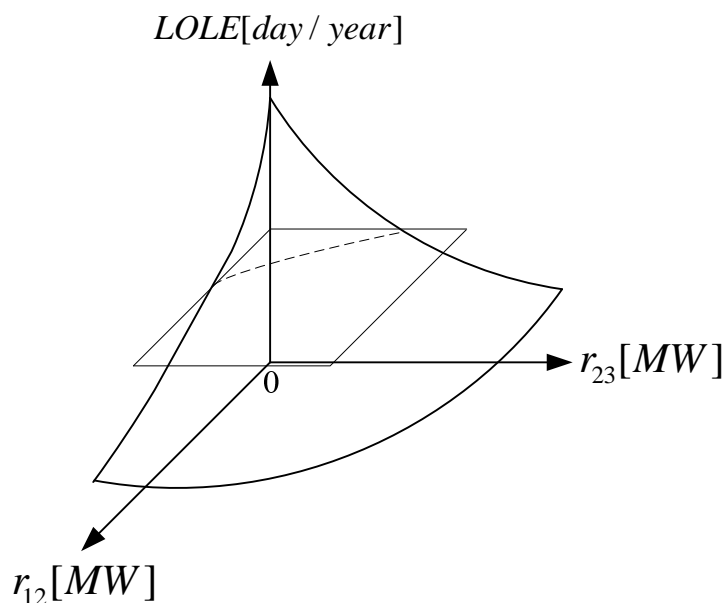


図 3.10 連系線空き容量と LOLE の関係

② 計算時間の増加

本研究では CBM 計算の過程で空き容量を逐次増加させながら繰り返し最適潮流計算を行う。エリア数を拡大した場合には連系線が複数存在するため、最適潮流計算を行う際にこれらの空き容量を独立に設定すると多大な計算時間が必要となる。数値シミュレーションの全行程のうち最も計算時間の大きい CBM 計算における最適潮流計算に要する時間は、同一規模のシステムを取り扱う場合において以下の比例関係により近似的に表わされる。

$$SimulationTime \propto r^n \quad (3.32)$$

ただし r は連系線空き容量の刻み幅、 n は連系線本数である。特に連系線本数は累乗項にあたるため、本数が 1 つ増加するだけでも計算時間の飛躍的な増大が見込まれる。

3.8.2 連系線相関関数

前述のように、複数エリアを含む大規模システムモデルをこれまでの方法で取り扱う事は信頼度評価の複雑さや計算負荷等の観点からあまり望ましくない。そこで、本研究ではこれらの問題を解決する手段として連系線に相関性を持たせることにより変数の数を削減する方法を提案する。連系線の相関関数を以下の式で定義する。

$$r_{ij} = \alpha r_{12} \quad (3.33)$$

ただし r_{ij} はエリア i - j 間を接続する連系線の空き容量、 α は相関係数である。このように、相関係数を導入し全ての連系線空き容量を 1 つの連系線空き容量の一次関数で表わすことにより連系線変数を 1 つに削減でき、図 3.11 のように信頼度曲面上の一断面のみを評価することにより計算時間を大幅に削減できる。

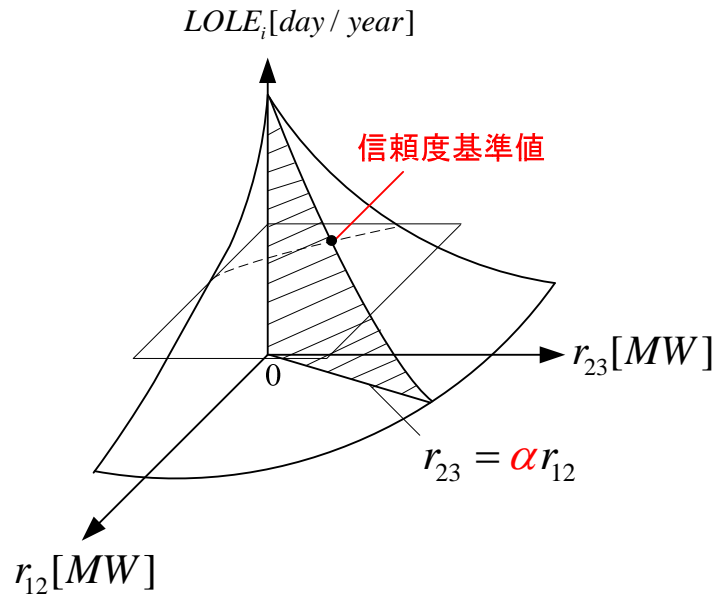


図 3.11 相関関数の導入による計算簡略化

3.8.3 事前計算による簡易信頼度評価

先ほど定義した α を用いることで計算時間の大幅な削減が可能となるが，各連系線に対し ATC を適切に算出するためには α の適正值を算定する必要がある。ここで，相関係数 α の最適化を行うために，信頼度指標を用いた評価関数を以下のように定義する。

$$\text{目的関数：} \quad \text{系統全体 LOLE 最小化} \quad \min LOLE_{total} \quad (3.34)$$

$$\text{制約条件：} \quad \text{空き容量和一定} \quad \sum_{\substack{i,j \\ i \neq j}} r_{ij} = const. \quad (3.35)$$

$$\text{連系線相関関数} \quad r_{ij} = \alpha r_{12} \quad (3.36)$$

ただし $LOLE_{total}$ は系統全体の LOLE, r_{ij} はエリア i-j 間を接続する連系線の空き容量である。上式を用いて一定の空き容量和で系統全体の LOLE を最小化する相関係数 α を算出する。逆に言うと最適係数 α を求めることにより同一の信頼度基準値を少ない空き容量で満足でき，削減分を連系線 ATC として有効活用できる。最適相関係数による系統信頼度向上効果を図 3.12 に示す。

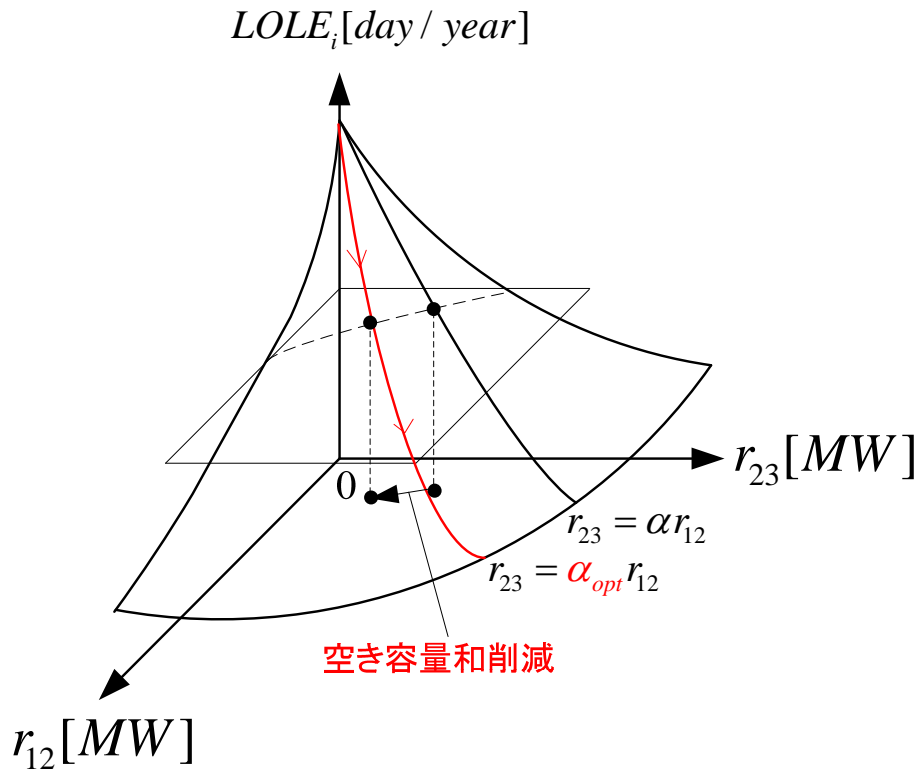


図 3.12 最適相関係数による系統信頼度の向上効果

(3.34)(3.35)(3.36)式で定義した評価関数を用いて適正な α を求めるために、メインシミュレーションの前段階として事前計算による簡易信頼度評価を行い、得られた結果から相関係数 α の適切な値を決定する。3エリアくし型システムモデルを取り扱う場合の事前計算のフローチャートを図 3.13 に示す。以下、このフローチャートに従い事前計算の具体的な方法について説明を行う。

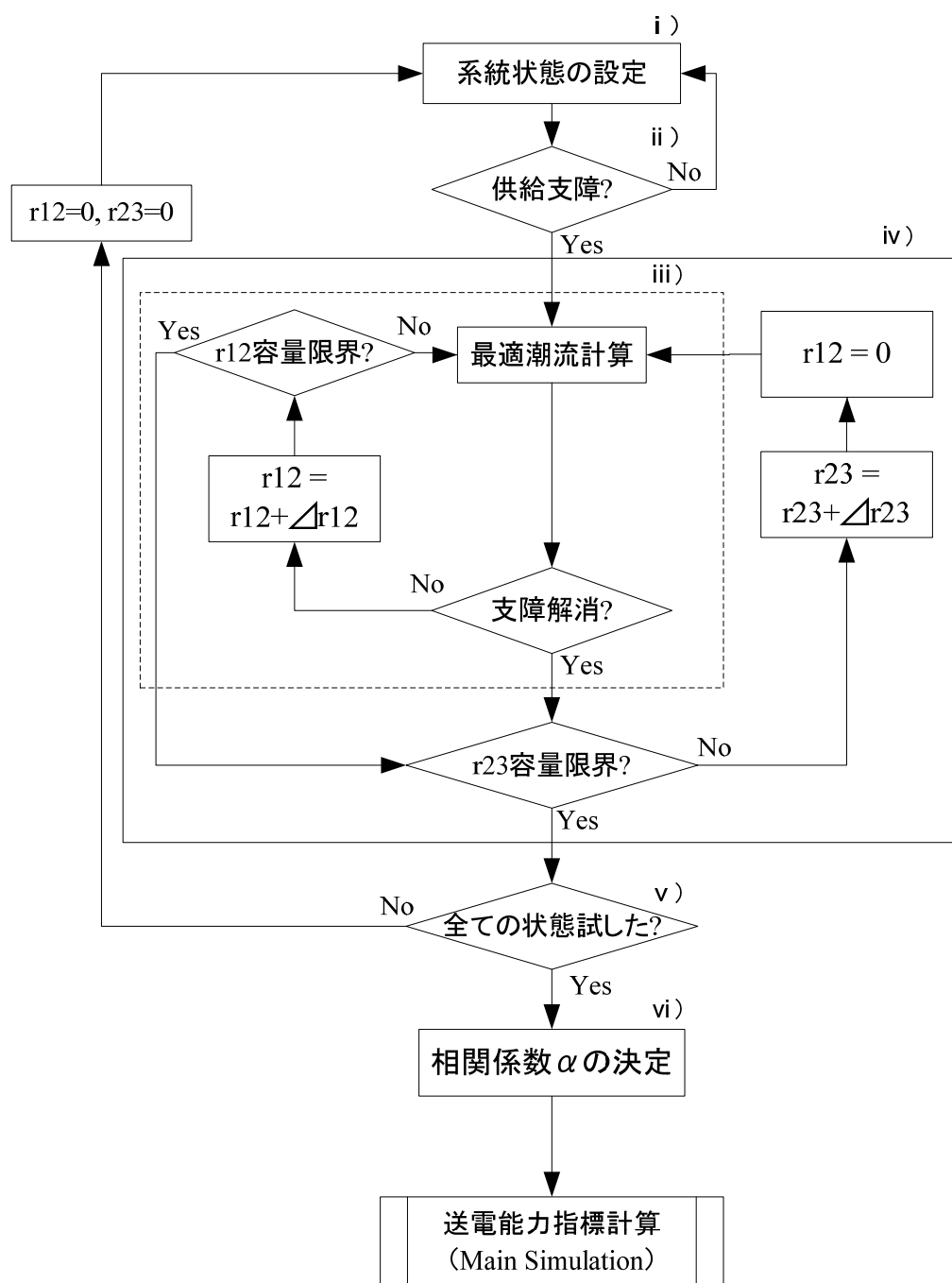


図 3.13 事前計算手法のフローチャート

i) 系統状態の設定

まず系統状態の設定を行う。メインシミュレーションでは日負荷変動に基づく年間ベースで計算を行っているが、事前計算の場合には系統内故障が発生した場合に最も都合の悪い時間帯、すなわち日負荷変動率 1.0 の夏季ピーク負荷時間帯のみを模擬して系統状態を設定する。なお事前計算の際には正規分布による負荷変動を考えないものとする。系統内故障については以下の系統事故を確定的に順次設定する。

- ・送電線 1 回線故障
- ・個々の発電機故障

すなわち、送電線本数を l 、発電機数を g とおくと、 $l+g$ 通りの故障状態を設定する。

ii) 停電判定

系統状態が定まったら、その状態において系統内に供給支障が生じているかどうかを判断する。供給支障が生じていないようであれば次の系統状態を設定し、支障が生じているようであれば iii) の最適潮流計算に進む。

iii) 最適潮流計算およびエリア 1-2 間の空き容量 r_{12} の増加

系統内で供給支障が生じている場合、(3.3)–(3.15)式に示される最適潮流計算を行い供給支障の解消を行う。供給支障を解消できない場合はこれを停電としてカウントし、エリア 1-2 間の空き容量 r_{12} の値を一定値ずつ増加させながら同様の計算を行う。なお本研究では各空き容量の上昇幅を 0.025、刻み数を 20 と設定した。

iv) エリア 2-3 間の連系線空き容量 r_{23} の増加

iii) の手順を終えた後、今度はエリア 2-3 間の連系線空き容量 r_{23} を一定値だけ上昇させ、 r_{12} の値を初期化した後に再度 iii) の手順を行う。これを刻み幅の上限値まで繰り返す。

v) 収束判定

i)～iv) の手順を全ての確定的事故について行ったかどうかを判別する。想定事故が残っている場合、全ての連系線の空き容量を初期化し、系統事故を再設定して計算を行う。

vi) 相関係数 α の決定

全ての想定事故について上記の手順を行った後に得られる確定的系統信頼度曲面から相関係数の適正範囲を決定する。ここで、相関係数 α の適正範囲を評価するために図 3.14 に示す停電削減割合の概念を新たに導入する。

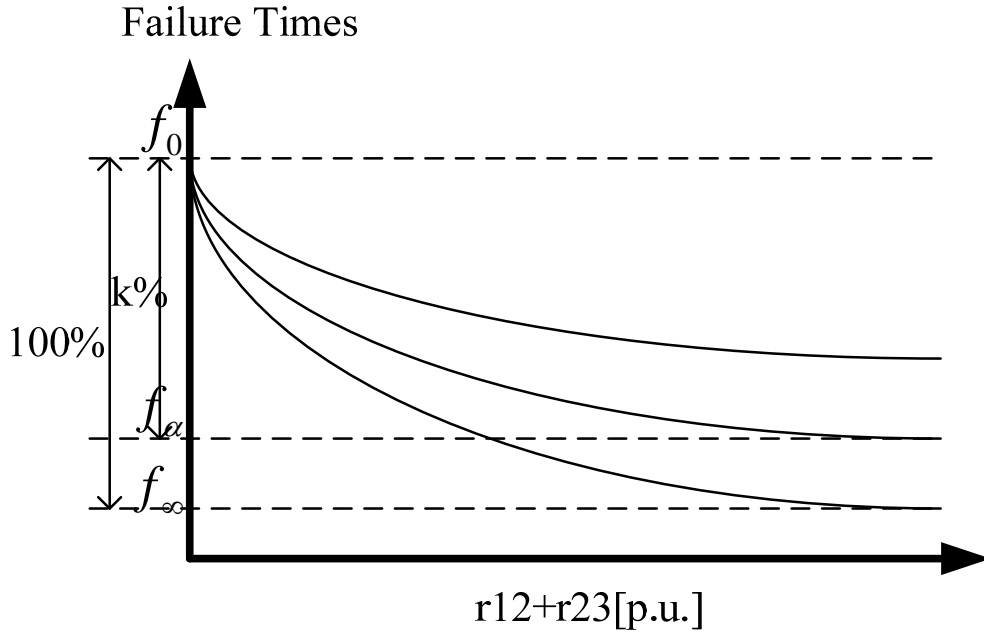


図 3.14 停電削減割合の概念図

各エリア間の連系線空き容量を全てゼロとした場合の停電回数を f_0 ，いくつかの α の候補のうち最も停電回数を削減できる α_{opt} を用いた場合の最大削減後の停電回数を f_∞ とおく。この削減割合を 100%とし，このうち $k[\%]$ だけ停電回数を削減したときの削減後の停電回数を f_α とおくと，以下の式が成立する。

$$\frac{f_0 - f_\alpha}{f_0 - f_\infty} = \frac{k}{100} \quad \therefore f_\alpha = f_0 - \frac{k}{100}(f_0 - f_\infty) \quad (3.37)$$

この削減割合 $k[\%]$ を定めることにより目標削減値 f_α を一意に決定できる。各エリアの特性によりこれらの基準値および α の違いによる削減傾向は様々であると考えられるが，全てのエリアの基準値を同時に満たす α の範囲を求めることにより α の適正值を算定できる。

3.8.4 複数エリアを含む場合の CBM 評価

連系線が複数存在する場合には、供給支障が発生した場合に応援融通元となるエリアが複数存在するため、連系線の各方向に対して適切な CBM 容量を確保する必要がある。本節では複数エリアにおいて各エリアがある信頼度基準を満たすための最適 CBM の評価方法について説明する。

例題として、図 3.15 に示されるような各エリアの空き容量と LOLE の関係のグラフ（実際には 1-2 間の空き容量 r_{12} と 2-3 間の空き容量 r_{23} から成る 3 次元グラフ，ここでは $\alpha=1.0$ と設定）を得られた場合を考える。

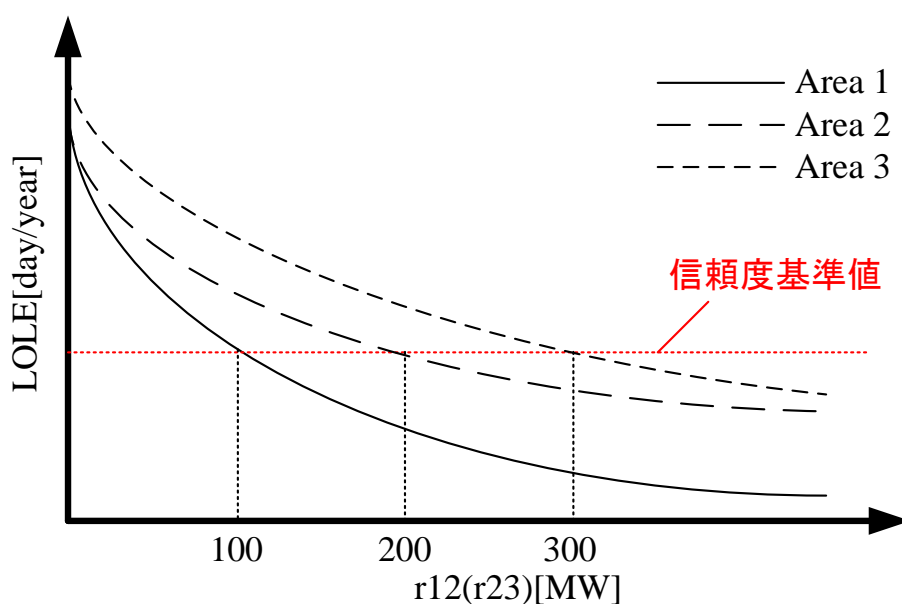


図 3.15 各エリアの CBM-LOLE 曲線（3 エリアの場合）

ある信頼度基準値を満たすために各エリアに対して必要な連系線空き容量がそれぞれ 100, 200, 300 [MW] であるとき，算出された CBM 容量を託送方向ごとに算出すると図 3.16(a)(b)(c) のように表わされる。これを見ると，(a)(c) よりエリア 1 の系統信頼度を確保する場合はエリア 1 の方向に各連系線の空き容量をそれぞれ 100 [MW] ずつ確保すればよいが，エリア 3 の系統信頼度を確保する場合はエリア 3 の方向に各連系線の空き容量をそれぞれ 300 [MW] ずつ確保せねばならず，双方向でその空き容量の大きさは異なる。また (b)(c) を見るとエリア 1-2 間において同方向でも空き容量の大きさが異なっていることがわかる。

各エリアについて得られた情報をもとに最適 CBM 容量を設定する。図 3.16 を見ると空き容量確保の方向が重複している個所が見られるが，信頼度維持の観点からすると大きな空き容量を確保する方が望ましいと考えられる。例えばエリア 1 からエリア 2 の方向に確保すべき空き容量を考える場合には (b) の 200 [MW] と (c) の 300 [MW] が候補として挙げられ

るが、信頼度確保の観点より 300[MW]を連系線 CBM として決定する。このようにエリア間の各方向について確保すべき CBM 容量を算定すると、CBM 容量を託送方向ごとにそれぞれ一意に定めることができる。

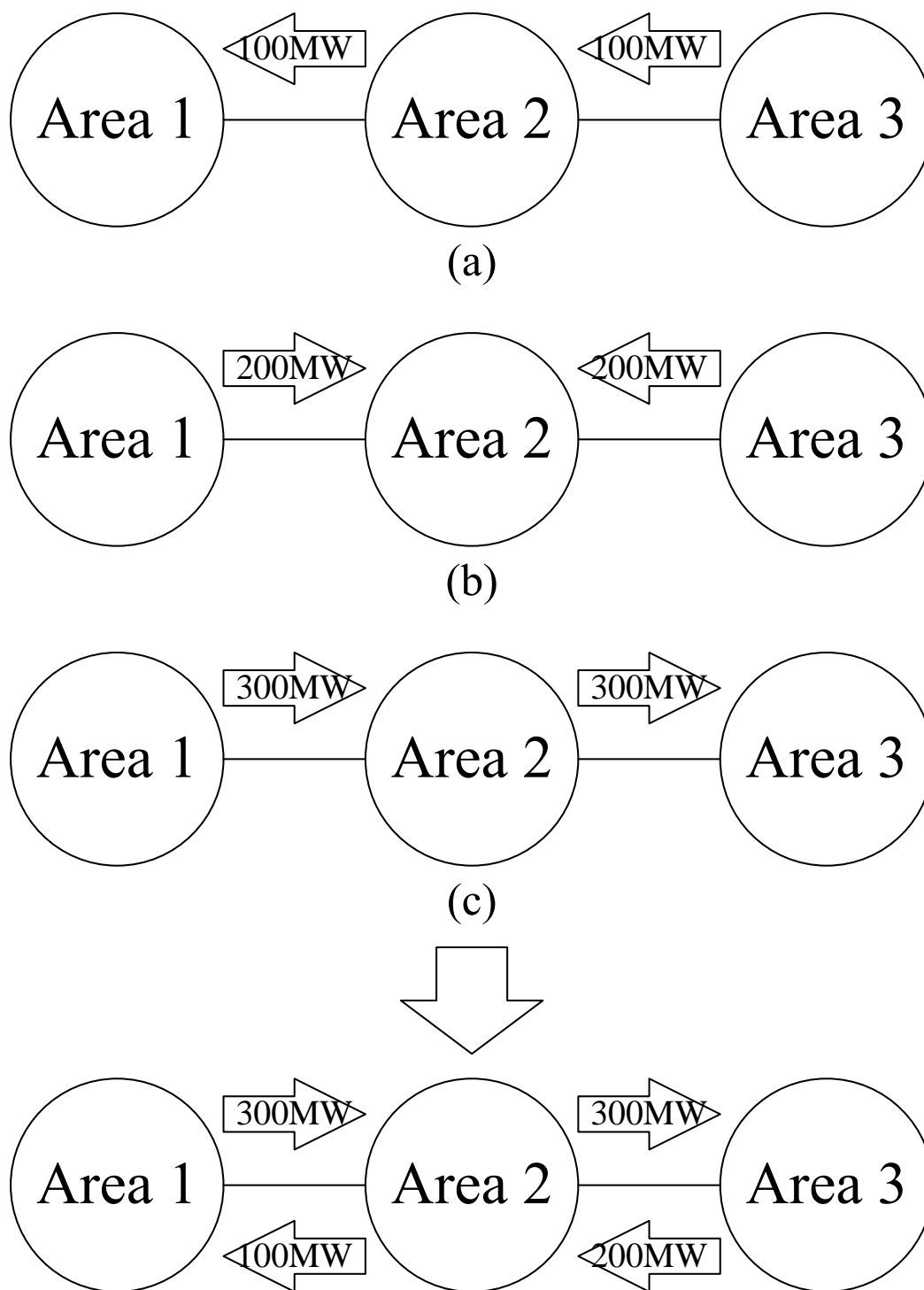


図 3.16 最適 CBM 容量の決定

4. 電気学会 WEST10 機系統モデルを用いた数値シミュレーション

4.1 モデルの概要

本章で用いる電気学会 WEST10 機系統モデルは 27 本の母線（うち発電機母線 10，負荷母線 17）および 26 本の送電線で構成されている^[12]。系統の詳細な情報を付録 A に記載する。本研究では図 4.1 に示すように母線 15-16 間を接続する送電線により系統を 2 つのエリアに分割し，この送電線を連系線とする 1 点連系を想定した。初期状態における各エリアおよびエリア全体の需給状態は表 4.1 の通りである。このモデルを用いて各エリアの託送方向ごとの送電能力の評価を行った。なお 3.4 節で示したように本モデル系統におけるシミュレーションの試行年数を 250 年と設定し，付録に記載されている以外の系統の制約条件として $0.965 < |V_L| < 1.035$, $|\theta_j - \theta_i| < 55^\circ$ を課すものとした。また連系線の初期潮流があらかじめ 0[MW]となるように系統の調整を行い，ベース潮流については考えないものとした。

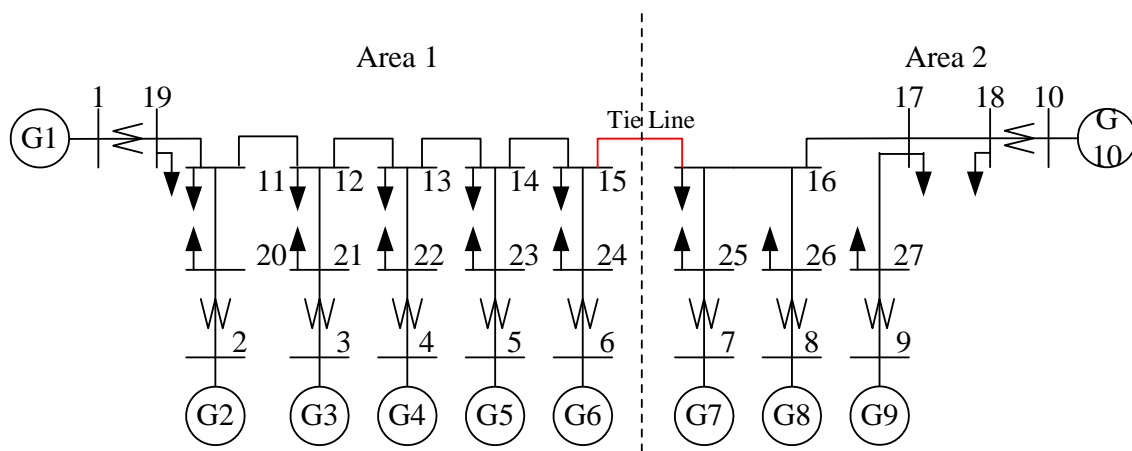


図 4.1 電気学会 WEST10 機系統 2 エリアモデル

表 4.1 系統データ

	発電機容量[MW]	総負荷需要量[MW]	予備力[MW]	予備率[%]
Area 1	58,000	57,000	1,000	1.75
Area 2	51,500	50,800	700	1.38
Area 全体	109,500	107,800	1,700	1.58

4.2 シミュレーション結果

4.2.1 CBM 計算結果

各エリアの CBM と LOLE の関係を図 4.2 に示す。これを見ると，連系線 CBM 容量を増加させるほど各エリアの LOLE が減少し信頼度が向上していることがわかる。これは，CBM 容量を確保することにより一方のエリアで供給支障が生じた場合に他方のエリアから応援融通として受け取れる電力量が増加し供給支障の割合が減少するためである。一方，CBM を過度に大きくすると LOLE の削減割合が緩やかになっていることがわかる。これは，CBM 容量を一定値以上増加しても供給源エリアの予備力以上の応援融通を期待できないためである。

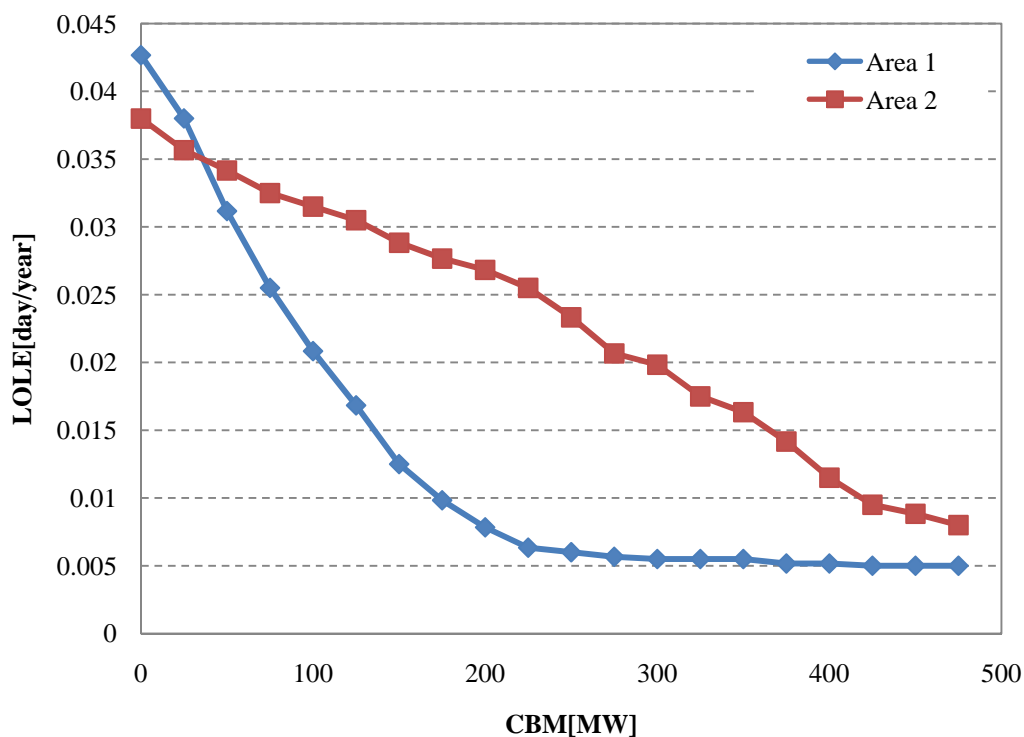


図 4.2 CBM-LOLE 曲線

図 4.2 で得られた信頼度曲線から CBM を一意に算出する場合，事業者側が任意の信頼度基準を設定することにより各エリアに対する必要確保量がそれぞれ求められる。ここで LOLE 基準値を 0.03[day/year]と設定すると，各エリアの系統信頼度を満たすために必要な CBM 容量はそれぞれ 75,150[MW]となる。このとき，各エリア方向に対して確保すべき CBM 容量はそれぞれ

$$CBM_{12} = 150[MW], \quad CBM_{21} = 75[MW]$$

と一意に算出される。

4.2.2 TTC・TRM 計算結果

LOLE 計算により必要 CBM 容量が求まった後、この CBM 容量を各託送方向に確保した上で TTC および TRM の算出を行う。

(a) エリア 1→2 方向の TTC および TRM 計算結果

エリア 1→2 方向の TTC 計算を行う場合、前節の CBM 計算によって導出された 150[MW] をあらかじめ確保した上で MTC 計算を行う。MTC 計算を行う際、Source エリア内に存在する発電機の出力上昇順序をあらかじめ定める設定する必要がある。エリア 1 の発電機出力上昇順序を以下のように設定する。なお本研究では少しでも多くの MTC を得られるように連系線に電氣的に近い順から発電機の出力上昇を行った^[10]。

発電機出力上昇順序・・・6, 5, 4, 3, 2, 1（数字は発電機母線番号）

負荷変動を考慮した場合および考慮しない場合の MTC 分布をそれぞれ図 4.3, 4.4 に示す。これを見ると、負荷変動を考慮した場合には負荷変動を考慮しない場合の MTC のピーク値まわりで負荷変動の影響による値のばらつきが生じていることがわかる。また、いずれの場合も MTC=0[MW] の箇所に分布が突出している様子が見られるが、これは停電解消不能事故の影響によるものである。特に図 4.3 を見ると MTC=0 の確率が 2% ほど存在し、このため事故リスクを 2% 以下にとると TTC 容量を全く確保できないことがわかる。

図 4.3, 4.4 に示した MTC 分布より導出した事故リスクごとの TTC および TRM を図 4.5 に示す。ここで $TTC_{uncertainty}$, TTC_{normal} はそれぞれ負荷変動を考慮した場合および考慮しない場合の TTC である。これを見ると、事故リスクを大きく設定するほど負荷変動を考慮した TTC の値が大きくなり、それに伴い TRM の値が小さくなっていることがわかる。事故リスクを過度に小さく設定すると解消不能事故の影響により TTC を全く得られなくなるが、数%程度の事故リスクを許容することでこのように大きな TTC の値を得ることができる。

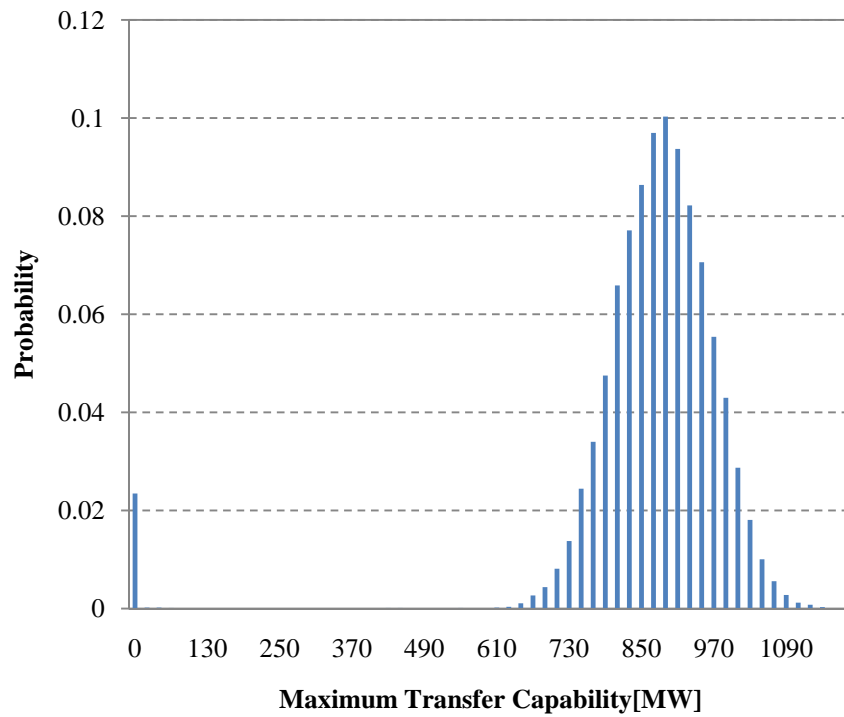


図 4.3 負荷変動を考慮した場合のエリア 1→2 方向の MTC 分布

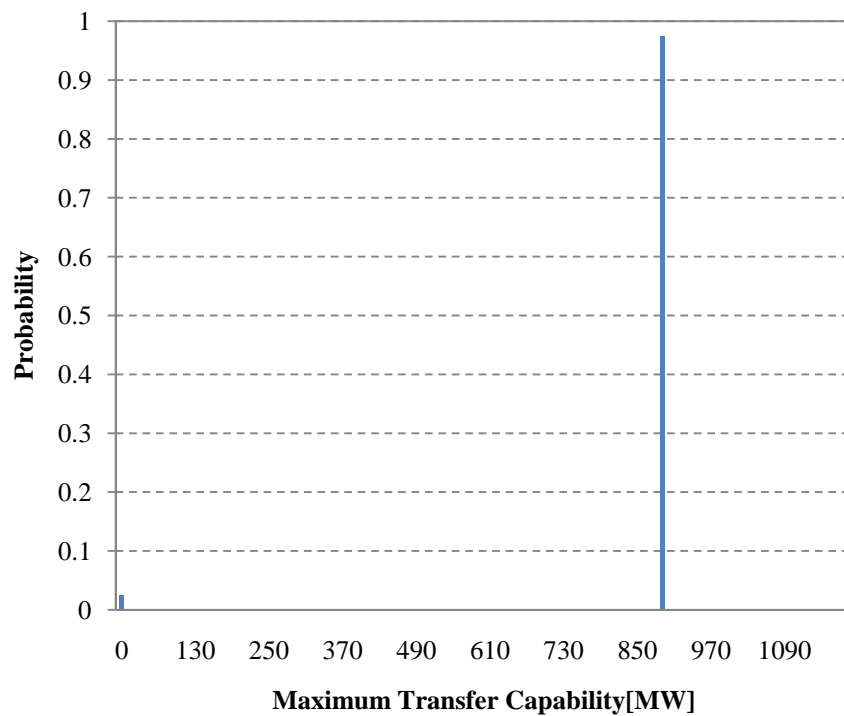


図 4.4 負荷変動を考慮しない場合のエリア 1→2 方向の MTC 分布

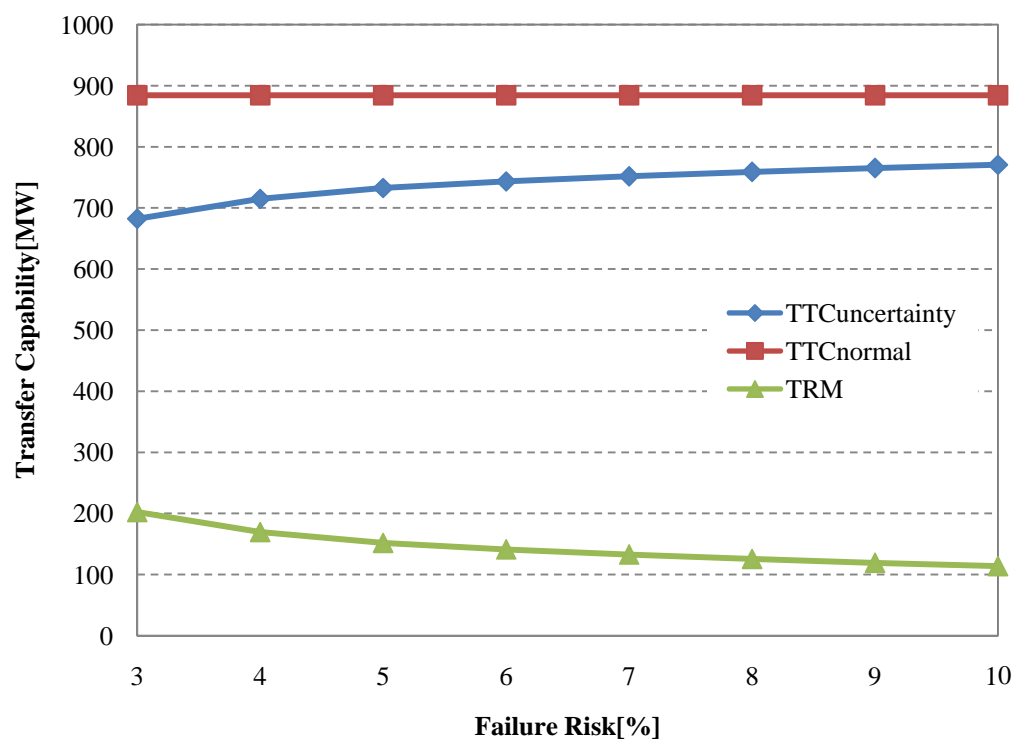


図 4.5 エリア 1→2 方向の TTC および TRM

(b) エリア 2→1 方向の TTC および TRM 計算結果

エリア 2→1 方向の TTC 計算を行う場合、CBM 容量として 75[MW]をあらかじめ確保して MTC 計算を行う。エリア 2 の発電機出力上昇順序を以下に示す。

発電機出力上昇順序・・・7, 8, 9, 10

負荷変動を考慮した場合および考慮しない場合の MTC 分布をそれぞれ図 4.6, 4.7 に示す。これを見ると、エリア 1→2 の場合と同様の傾向が得られるが、エリア 1→2 の場合よりも負荷変動によるばらつきが大きく表れていることがわかる。これはエリア 2 内に存在する負荷需要量の特に大きな母線（母線 18）の正規分布変動に伴いエリア 2 内の供給予備力量の変動も大きく左右されるためである。

事故リスクごとの TTC および TRM を図 4.8 に示す。これを見ると、TTC の大きさにおける TRM の割合がエリア 1→2 方向の場合と比べて大きいことがわかる。これは、前述のようにエリア 2 内の負荷変動が大きく、その結果として TRM として確保すべき量が増加しているためである。

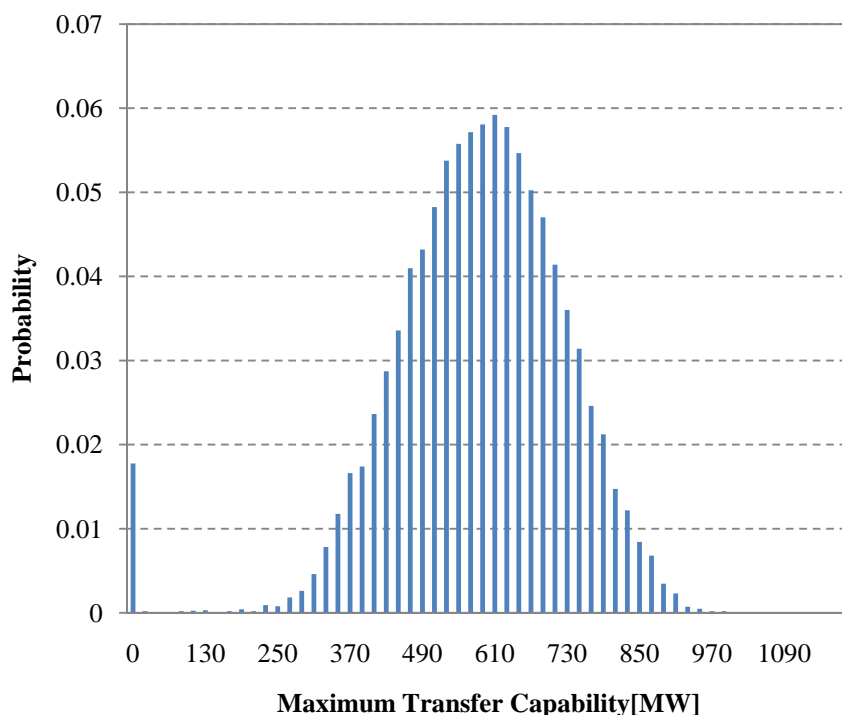


図 4.6 負荷変動を考慮した場合のエリア 2→1 方向の MTC 分布

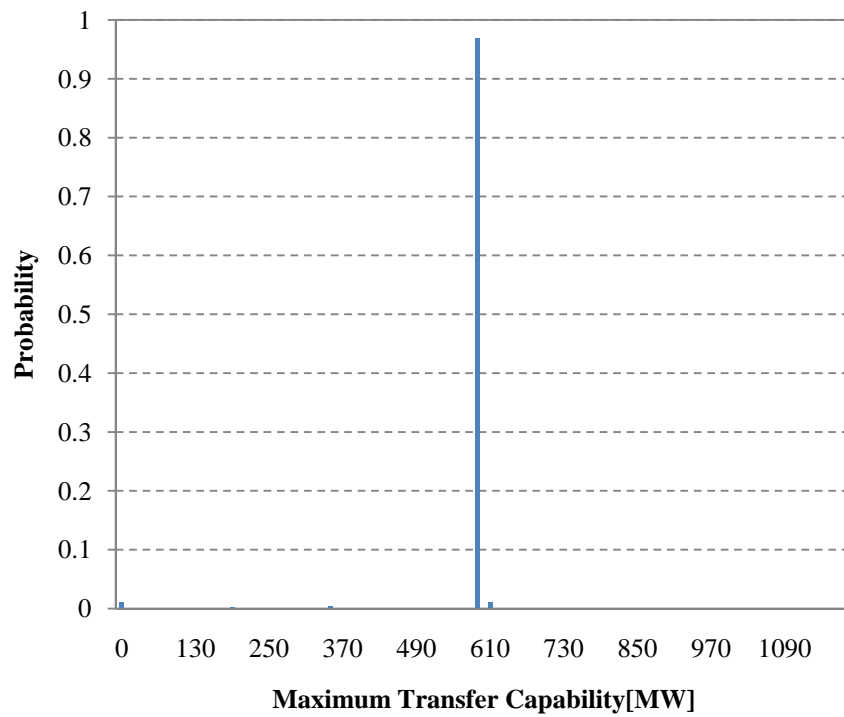


図 4.7 負荷変動を考慮しない場合のエリア 2→1 方向の MTC 分布

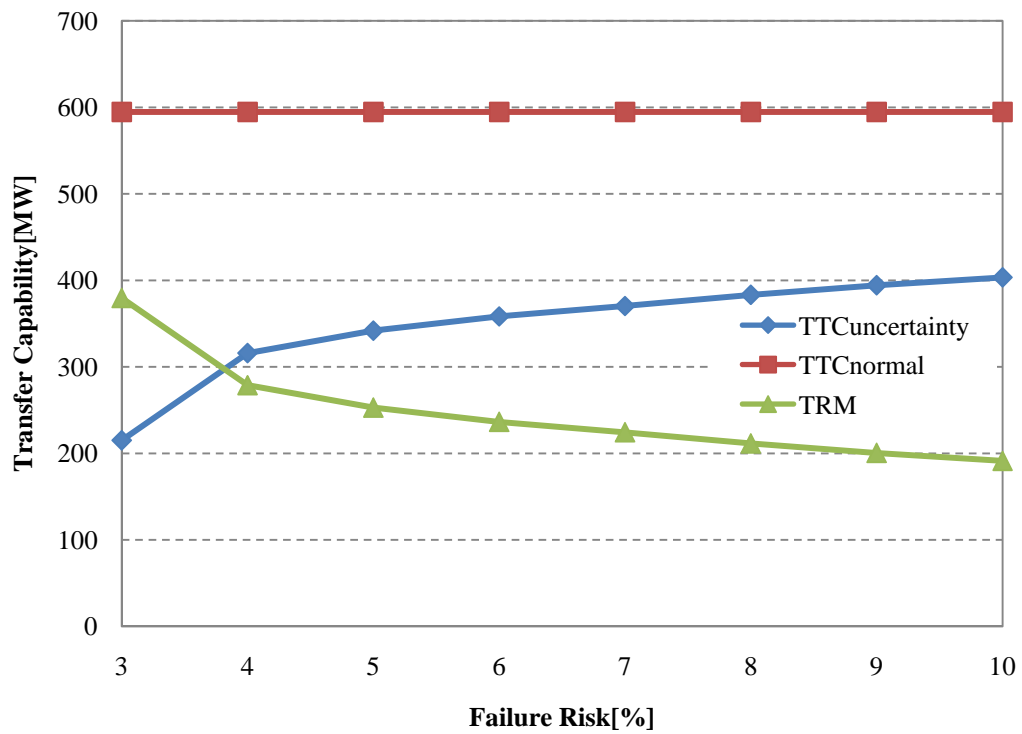


図 4.8 エリア 2→1 方向の TTC および TRM

4.2.3 ATC 計算結果

これまでに算出した各指標を用いて各託送方向における ATC の算定を行う。本研究で算出する ATC は信頼度マージンである CBM, TRM を含んでおり，これらのマージンによる信頼度を満足した上で託送可能な電力量として求められる。

(a) エリア 1→2 方向の ATC 計算結果

エリア 1→2 方向の送電能力指標の計算結果を図 4.9 に示す。これをみると，LOLE 基準を一定値に定めているため CBM は事故リスクによらず一定量の確保を必要とし，TRM は事故リスクの増加に伴い減少していることがわかる。例えば 5%の事故リスクを許容した場合，TTC 容量のうち 34.1%を CBM および TRM 分のマージンとして確保することにより，残りの空き容量を信頼度の保証された ATC 容量として確保することができる。

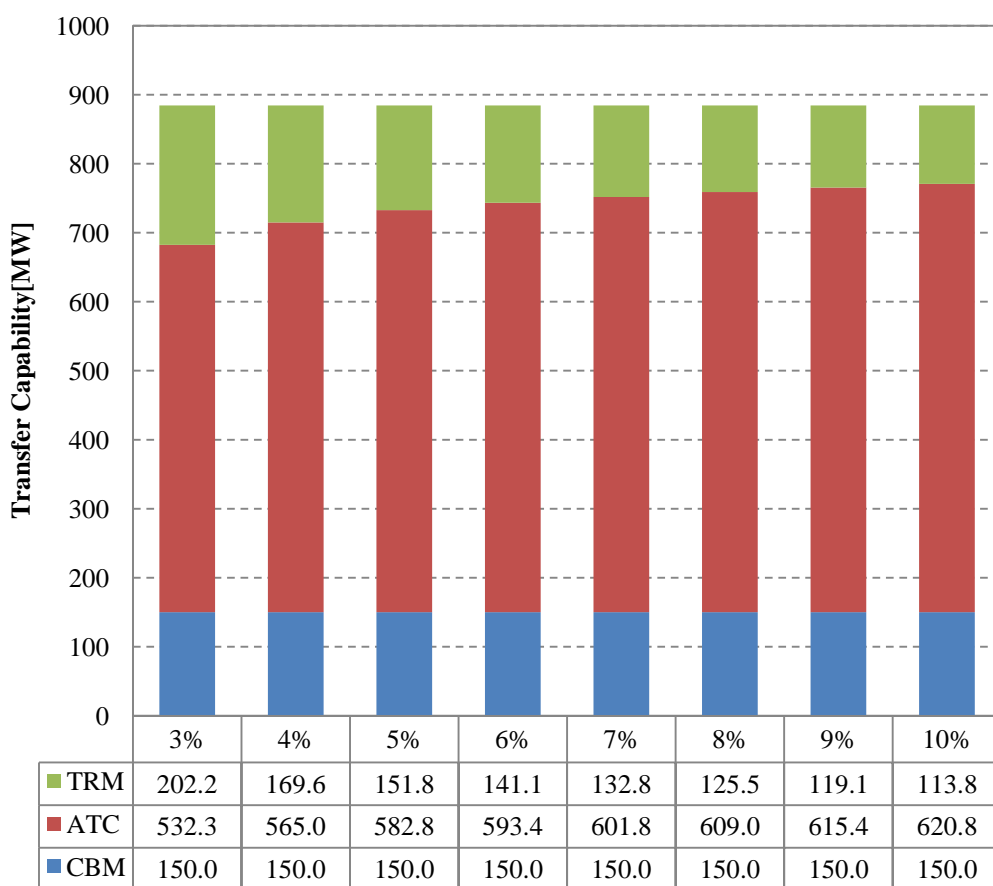


図 4.9 エリア 1 からエリア 2 への ATC 計算結果

(b) エリア 2→1 方向の ATC 計算結果

次に、エリア 2→1 方向の送電能力指標の計算結果を図 4.10 に示す。これを見ると、エリア 1→2 方向の場合と比べて必要 CBM 容量が小さいことがわかる。これは、図 4.2 からわかるように CBM 確保によるエリア 1 の LOLE 低減効果が大きく、小容量の確保で信頼度基準値を満足できるためである。一方 TRM はエリア 1→2 方向の場合と比較して大きく算出されているが、これはエリア 2 内の負荷需要量の大きな母線の変動の影響により MTC の変動幅が大きくなった結果 TRM として確保すべきマーシンの量が增大したためである。



図 4.10 エリア 2 からエリア 1 への ATC 計算結果

4.3 CBM と TRM の相関性

本節では系統信頼度マージンである CBM と TRM の相関性について述べる。連系線に CBM を全く確保しない場合 (CBM=0[MW]) と CBM を 500[MW]確保した場合のエリア 1 →2 方向の MTC 分布をそれぞれ図 4.11,4.12 に示す。これを見ると、CBM を確保した場合はこれを確保しない場合と比較して特に MTC=0[MW]の部分の確率密度が減少していることがわかる。これは、CBM を確保することにより停電解消不能な事故状態が減少し、CBM 確保が不十分だった場合には MTC=0[MW]として算出されていた系統状態における MTC が非零の (正の) 値を持つようになったためである。この結果、相対的に大きな値の MTC の割合が上昇する。負荷変動を考慮しない場合の MTC 分布は CBM の確保量によらずほぼ一定であるため、CBM を大きく確保することにより負荷変動の有無による差が小さくなり、結果として TRM が小さく算出される。各 CBM 容量における事故リスクごとの TRM の比較を図 4.13 に示す。これを見ると、CBM を 500[MW]を確保した場合の方が同一事故リスクにおいて TRM が小さく算出されていることがわかる。すなわち、CBM を確保することにより TRM 容量をある程度削減することができる。

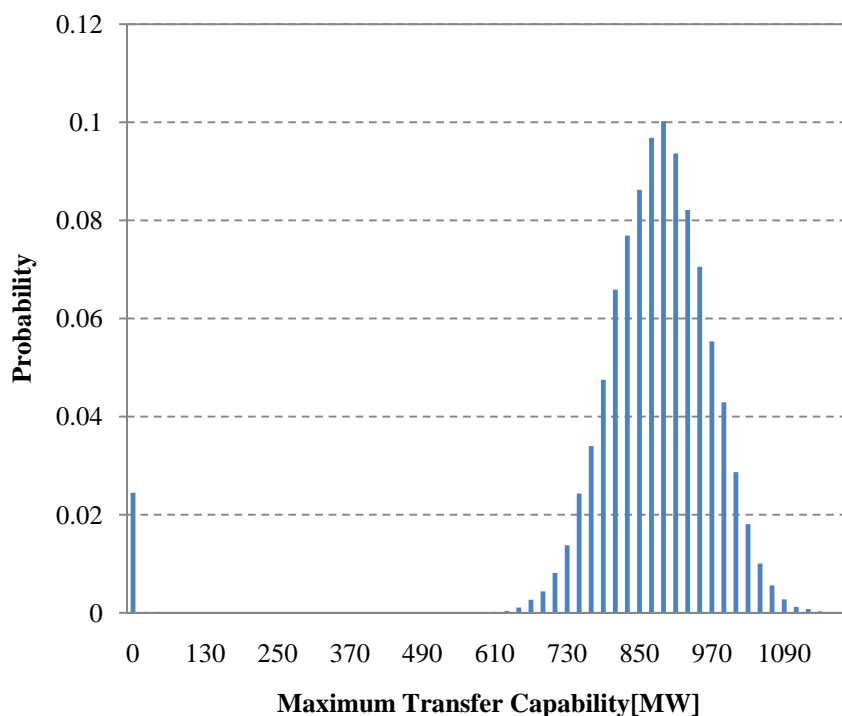


図 4.11 CBM を全く確保しない場合の MTC 分布

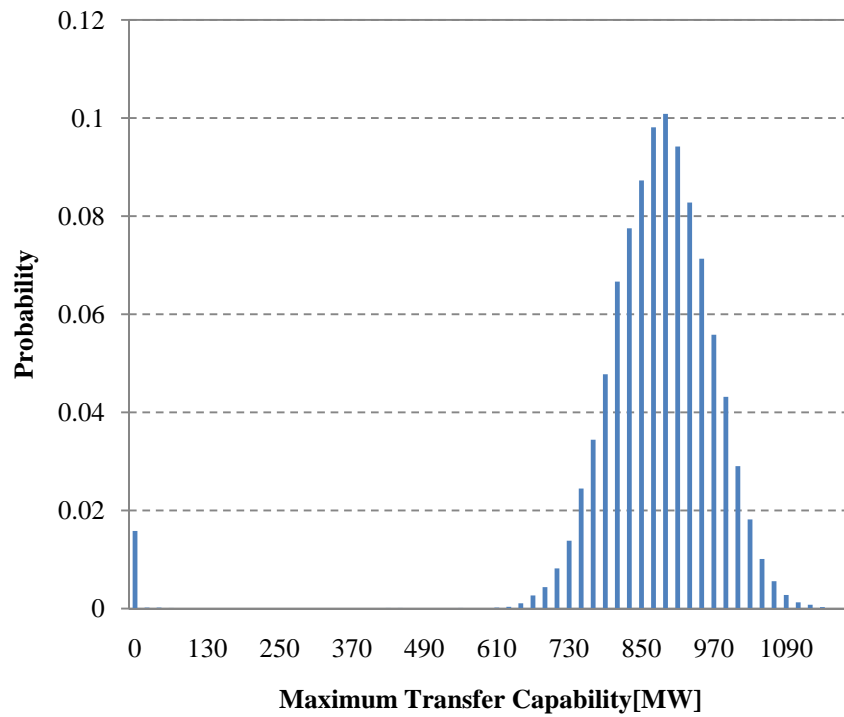


図 4.12 CBM を 500MW 確保した場合の MTC 分布

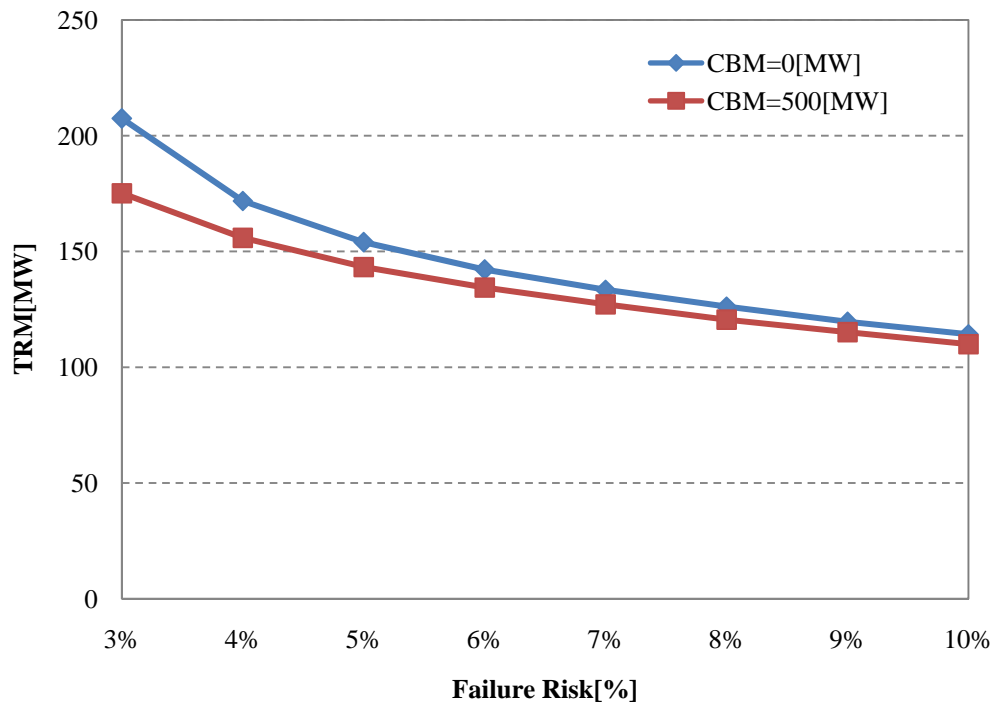


図 4.13 CBM 確保量による TRM 容量の比較

4.4 考察

本章では WEST10 機系統 2 エリアモデルを用いて各種系統信頼度マージンを計算し、またこれらのマージンを用いて ATC 計算を行った結果を示した。一方、系統信頼度マージンを一括に算出して ATC 計算を行う研究は非常に限られており、信頼度マージンの評価を主目的とした既往研究では本研究における信頼度マージンの定義と異なり狭義の定義に基づいて各々独立に算出が行われている。本研究ではこれらのマージンを狭義の定義に基づいた信頼度マージンとし、本研究の提案手法による信頼度マージンを区別する。狭義の信頼度マージンの特徴を以下に示す。

狭義の CBM・・・発電機事故のみを考慮し、送電線事故を考慮しない

狭義の TRM・・・送電線事故のみを考慮し、発電機事故を考慮しない

狭義の定義による信頼度マージンと本研究で定義した信頼度マージンの比較整理を行ったものを表 4.2 に示す。以下、各種信頼度マージンの定義の違いによる算出結果の比較検討を行う。

表 4.2 系統信頼度マージンの定義の比較

	CBM 個別算出手法	TRM 個別算出手法	本研究の提案手法
発電機事故	○	×	○
送電線事故	×	○	○
各種マージンの 取扱いの違い	CBM のみを 単独で評価	TRM のみを 単独で評価	CBM および TRM を 同時に評価

(a) 送電線事故の有無による CBM 比較

狭義の CBM の定義では、CBM はある系統の発電機事故に対する不足電力分を補うために緊急融通用の空き容量として確保されるマージンであるという考え方から、送電線事故については考慮していない。

送電線事故を考慮した場合および考慮しない場合の系統全体の LOLE の比較を図 4.14 に示す。これを見ると、本研究で提案した送電線事故を考慮した CBM は送電線事故を考慮せずに算出した場合よりも全体的にわずかに LOLE の値が大きくなっていることがわかる。すなわち、提案手法を用いる場合には狭義の定義に基づいた CBM よりも大きな容量を確保する必要があると考えられる。

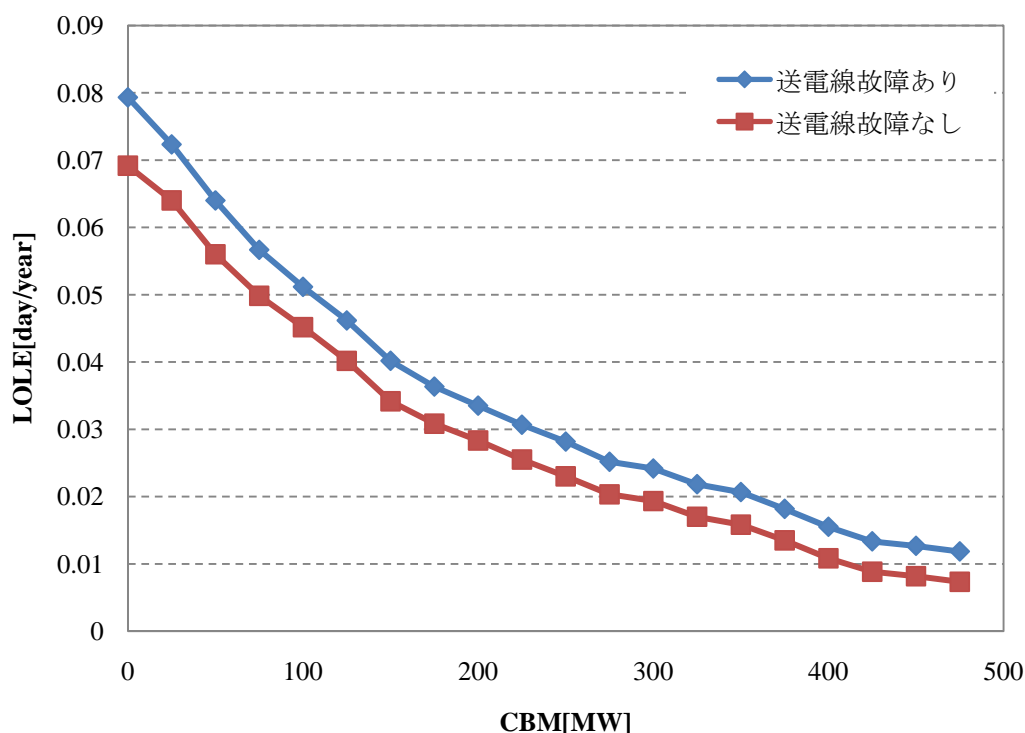


図 4.14 送電線事故の有無による系統全体の LOLE の比較

(b) 発電機事故の有無による TRM 比較

狭義の TRM の定義として、系統内の負荷変動に対応して安定的に託送が可能となるように TTC に対して確保すべきマージンとして定義されており、系統事故としては N-1 事故に代表される送電線事故のみを取り扱うため、発電機事故については考慮していない。

発電機事故を考慮しない場合の負荷変動の有無におけるエリア 1→2 方向の MTC 分布をそれぞれ図 4.15, 4.16 に示す。図 4.15 を見ると、図 4.3 と比較して特に $MTC=0$ [MW] の割合が減少していることがわかる。一方、負荷変動を考慮しない場合は $MTC=0$ [MW] 付近で幾分の違いはあるものの、ほぼ一意に算出されていることがわかる。発電機事故の有無における TRM の比較を図 4.17 に示す。これを見ると、本研究における算出方法を用いた TRM の方が狭義の TRM よりも大きく算出されていることがわかる。

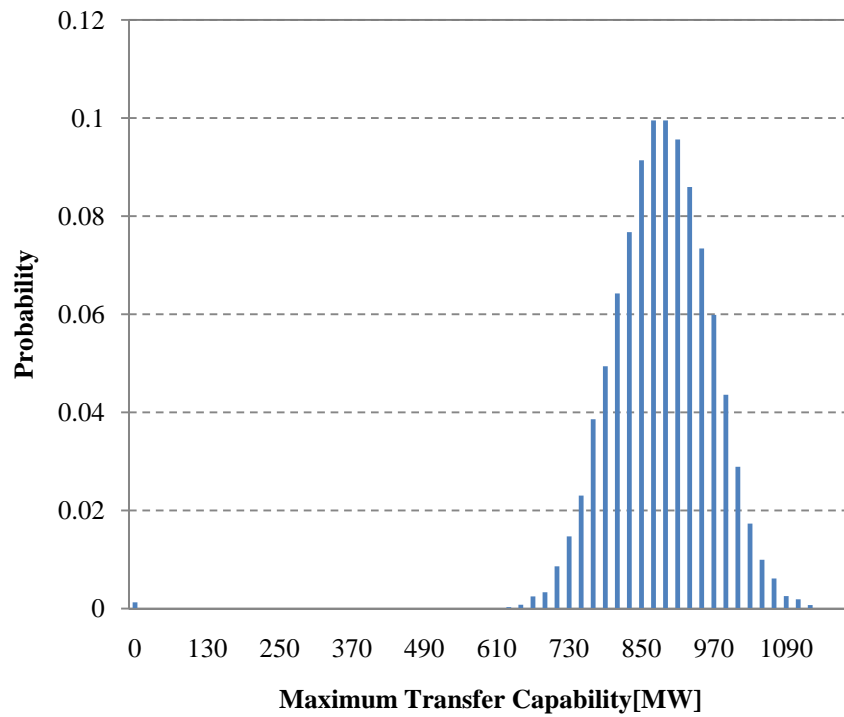


図 4.15 発電機事故を考慮しない場合のエリア 1→2 方向の MTC 分布

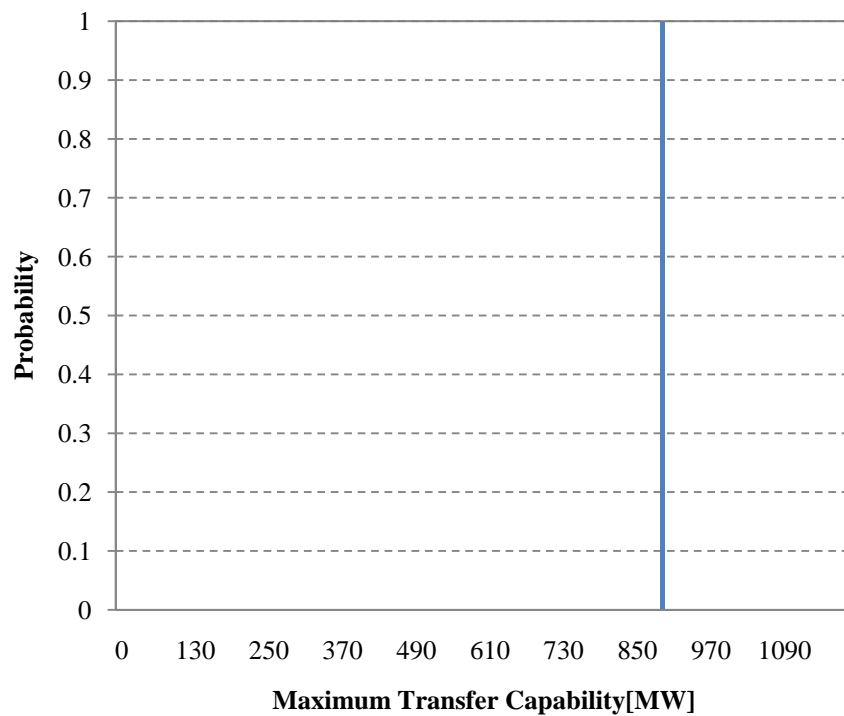


図 4.16 発電機を考慮しない場合の負荷変動エリア 1→2 方向の MTC 分布(負荷変動なし)

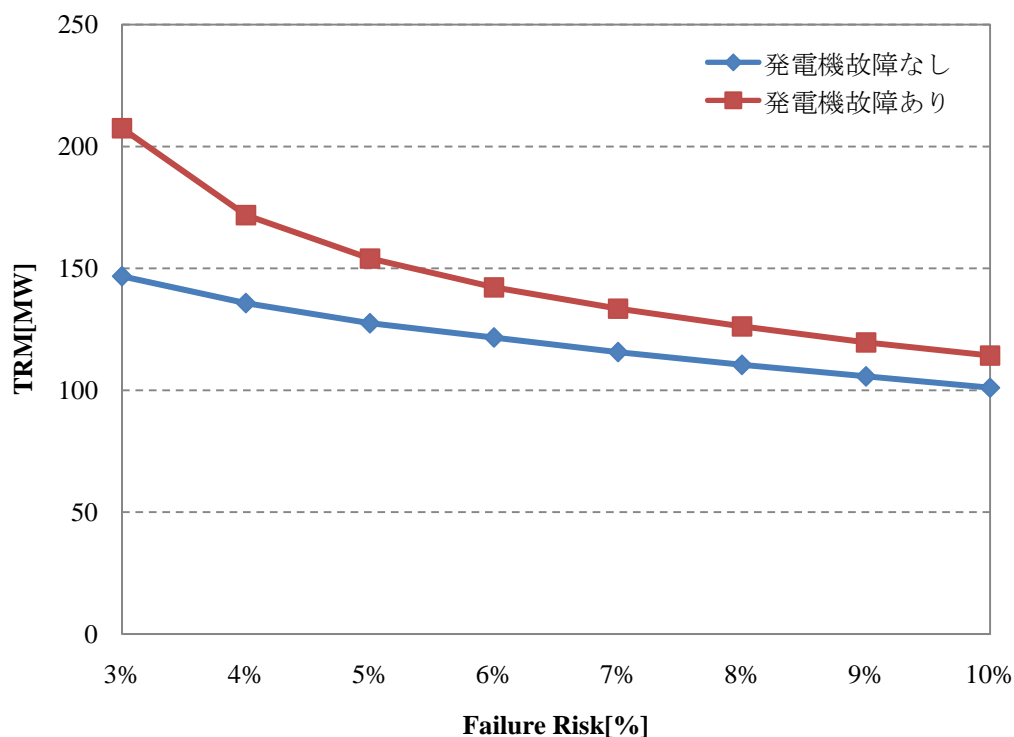


図 4.17 発電機事故の有無による TRM の比較

(a)(b)の結果より本研究で提案した CBM および TRM は狭義の定義に基づき算出された CBM および TRM と比べていずれも大きく算出されているが、4.3 節で示したように CBM を確保することにより TRM の削減が可能である。また狭義の定義に基づいた CBM および TRM は系統内故障の前提条件が異なるため合計のマーヅンを単純な和で表わすことができないが、本研究の提案手法により算出されるこれらのマーヅンは系統内の事故を全て考慮して算出されるため各マーヅンによりもたらされる信頼度特性を考慮しながら同時に取り扱うことができる。

5. 電気学会 WEST30 機系統モデルを用いた数値シミュレーション

5.1 モデルの概要

本章では3つのエリアにおける送電能力の評価を行うために電気学会 WEST30 機系統モデルを一部改変した系統モデルを用いる^[12]。本モデルは 90 本の母線（うち発電機母線 30, 負荷母線 33）および 99 本の送電線で構成されている。系統の詳細な情報を付録 B に記載する。本研究では母線 79-80 間および 31-90 間を結ぶ送電線をそれぞれ連系線に指定し、系統を 3つのエリアに分割した。なお図 5.2 よりモンテカルロシミュレーションの試行年数を 300 年とした場合に LOLE が概ね収束していることから、本章における数値シミュレーションの試行年数を 300 年と設定した。電圧制約および安定度制約は前章の WEST10 機系統モデルの場合と同様の条件を用いた。

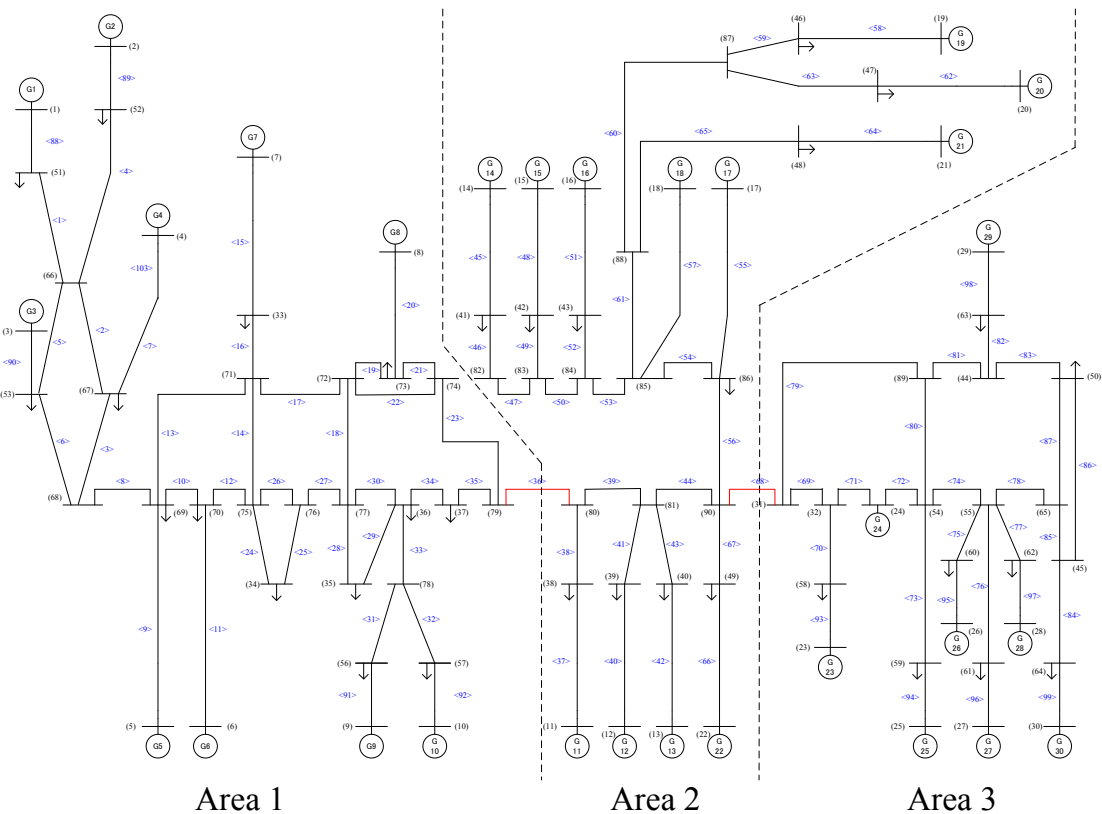


表 5.1 系統データ

	発電機容量[MW]	総負荷需要量[MW]	予備力[MW]	予備率[%]
Area 1	38,200	37,400	800	2.14
Area 2	49,400	48,400	1,000	2.07
Area 3	25,700	25,000	700	2.80
Area 全体	113,300	110,800	2,500	2.26

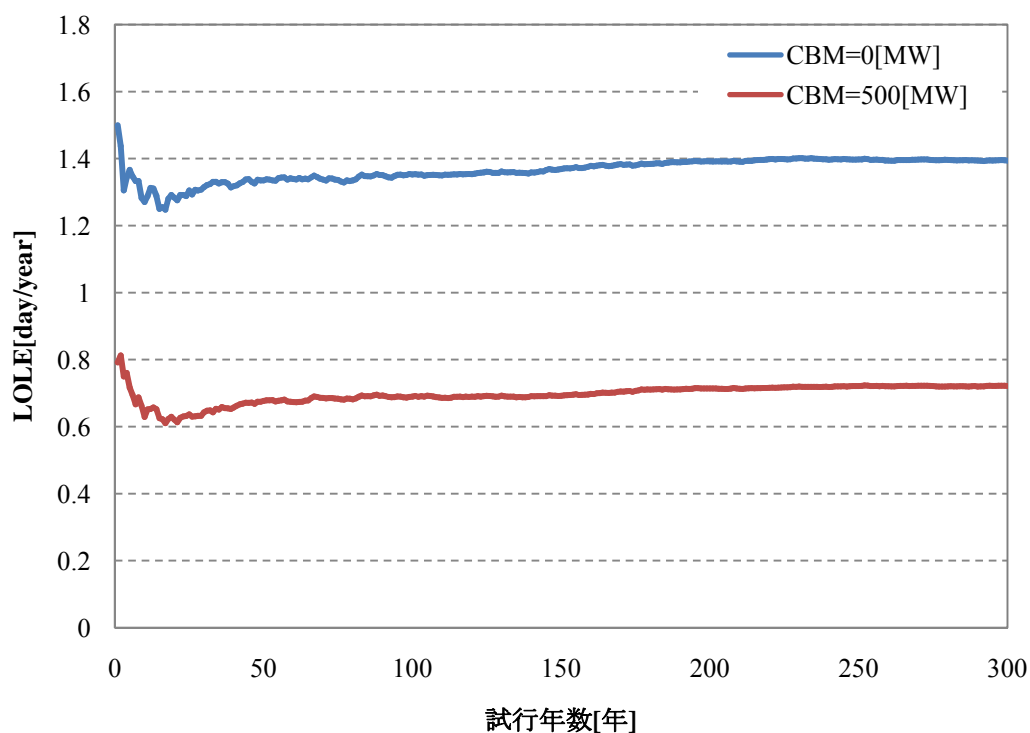


図 5.2 モンテカルロシミュレーションによる LOLE の収束の様子

5.2 事前計算による相関係数の算定

本章で用いる WEST30 機系統モデルは 3 つのエリアを含んでおり、また系統規模も WEST10 機系統モデルの場合と比べて非常に大規模となっているため、信頼度評価の複雑化や計算時間の増加が見込まれる。そこで本研究では相関係数を導入し計算時間の短縮化を図る。連系線の相関関数を以下の式に示す。

$$r_{23} = \alpha r_{12} \quad (5.1)$$

ただし r_{12}, r_{23} [MW] はそれぞれエリア 1・2 間および 2・3 間を接続する連系線の空き容量、 α は相関係数である。相関係数 α の値を算定するために、送電能力計算を行う前段階として

事前計算を行う。今回、プロットする α および停電削減割合 $k[\%]$ の値をそれぞれ

$$\text{相関係数候補 } \alpha = 0(\because r_{23} = 0), 0.1, 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty(\because r_{12} = 0) \quad (5.2)$$

$$\text{停電削減割合 } k = 60, 70, 80, 90 \quad (5.3)$$

と設定して事前計算による簡易信頼度評価を行った。

(a) エリア 1 の事前計算結果

まず、エリア 1 の簡易信頼度評価を行った結果を図 5.3 に示す。これを見ると、エリア 1 の信頼度向上効果は連系線 1-2 間の空き容量のみに依存し、エリア 2-3 間の空き容量がほとんど影響をおよぼさないことがわかる。これは、エリア 2-3 間の空き容量を大きくしてもエリア 1-2 間の空き容量以上の電力をエリア 1 に融通できないためである。

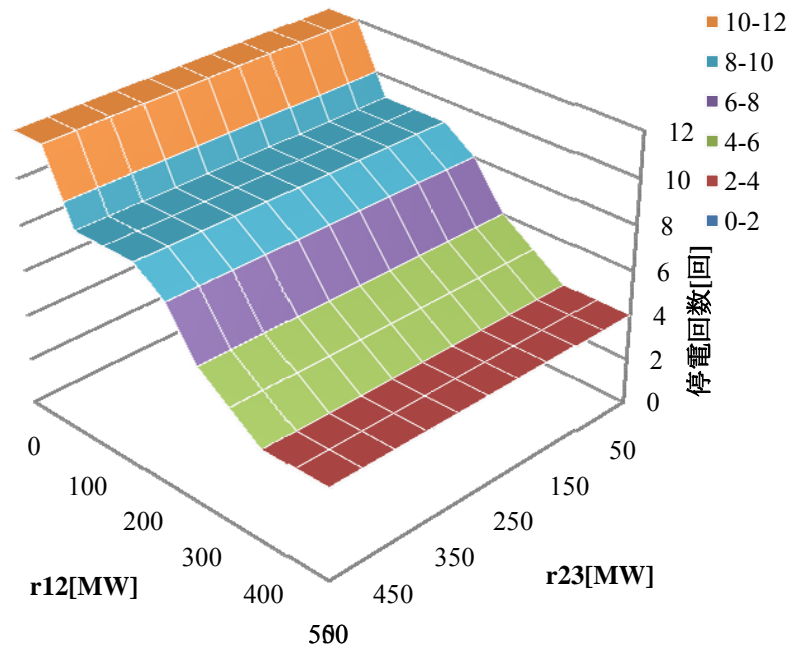


図 5.3 エリア 1 の事前計算結果

図 5.3 に示されるエリア 1 の信頼度曲面を α ごとの相関関数の断面で表した結果を図 5.4 に示す。これを見ると、 α の値を小さくするほど信頼度向上効果が大きく、逆に α の値を大きくするほど信頼度が悪化していることがわかる。これは、 $\alpha > 1(r_{12} < r_{23})$ と設定しても r_{12} 以上の電力をエリア 1-2 間で融通できず、エリア 2-3 間に無駄な空き容量が生じてしまうためである。このとき、各停電基準値はそれぞれ

$$f_0 = 12, \quad f_\infty = 1 \quad (5.4)$$

と求められる。よって、各々の削減割合を満たす α はそれぞれ

$$\begin{aligned}
 k=60: f_{\alpha} &= 5.4, \quad \alpha = 0, 0.1, 0.25, 0.5, 1.0, 2.0 \\
 k=70: f_{\alpha} &= 4.3, \quad \alpha = 0, 0.1, 0.25, 0.5, 1.0 \\
 k=80: f_{\alpha} &= 3.2, \quad \alpha = 0, 0.1, 0.25, 0.5 \\
 k=90: f_{\alpha} &= 2.1, \quad \alpha = 0, 0.1, 0.25
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

と算出される。これを見ると、停電削減割合を大きくするほど最適値である $\alpha=0$ 付近に α の範囲を限定できていることがわかる。

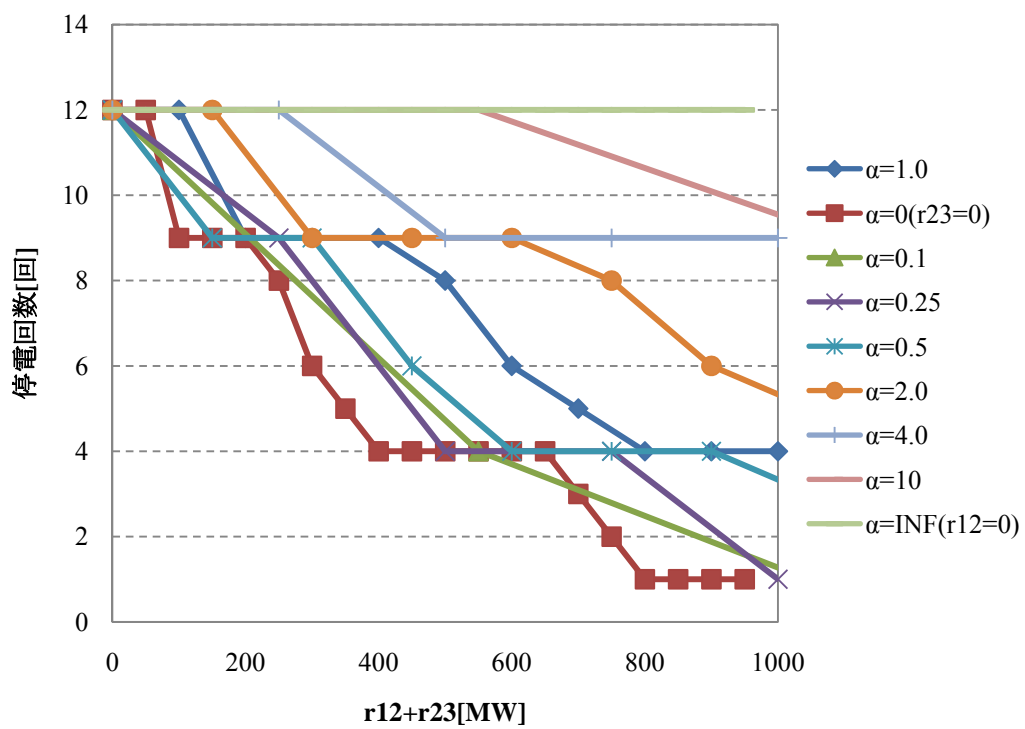


図 5.4 α ごとのエリア 1 の信頼度推移

(b) エリア 2 の事前計算結果

エリア 2 の簡易信頼度評価を行った結果を図 5.5 に示す。これを見ると、エリア 2 の信頼度は連系線空き容量の和にほぼ比例して向上していることがわかる。

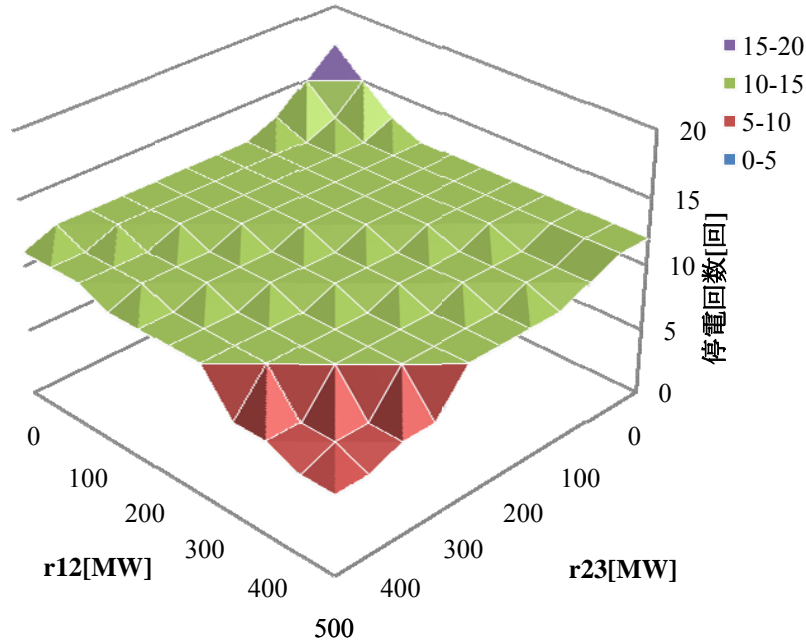


図 5.5 エリア 2 の事前計算結果

図 5.5 に示されるエリア 2 の信頼度曲面を α ごとの相関関数の断面で表した結果を図 5.6 に示す。これを停電削減割合により定量的に評価すると、各停電基準値はそれぞれ

$$f_0 = 17, \quad f_\infty = 3 \quad (5.6)$$

と求められる。よって各々の削減割合を満たす α はそれぞれ

$$\begin{aligned} k = 60: f_\alpha &= 8.6, \quad \alpha = 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty \\ k = 70: f_\alpha &= 7.2, \quad \alpha = 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty \\ k = 80: f_\alpha &= 5.8, \quad \alpha = 2.0, 4.0 \\ k = 90: f_\alpha &= 4.4, \quad \alpha = 2.0, 4.0 \end{aligned} \quad (5.7)$$

と算出される。これを見ると、停電削減割合を大きくすると過度に大きい（小さい） α が停電削減基準値を満たさなくなっており、いずれか一方のエリアのみから応援融通を受けるよりも両エリアから応援融通を受けた方が効率的に系統信頼度の向上を図れることがわかる。

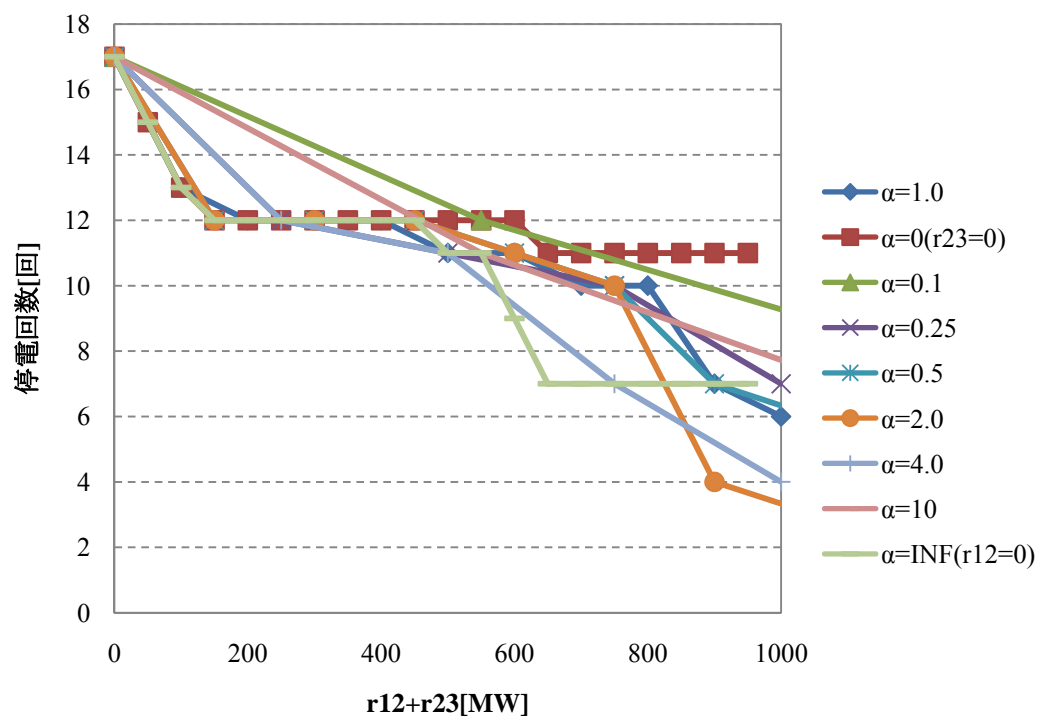


図 5.6 α ごとのエリア 2 の信頼度推移

(c) エリア 3 の事前計算結果

エリア 3 の簡易信頼度評価を行った結果を図 5.7 に示す。これを見ると、エリア 3 の信頼度向上効果は連系線 2-3 間の空き容量のみに依存し、エリア 1-2 間の空き容量がほとんど影響をおよぼさないことがわかる。これは、エリア 1 の場合と同様にエリア 3 の場合でもエリア 2-3 間の空き容量以上の電力融通が不可能であることに起因する。

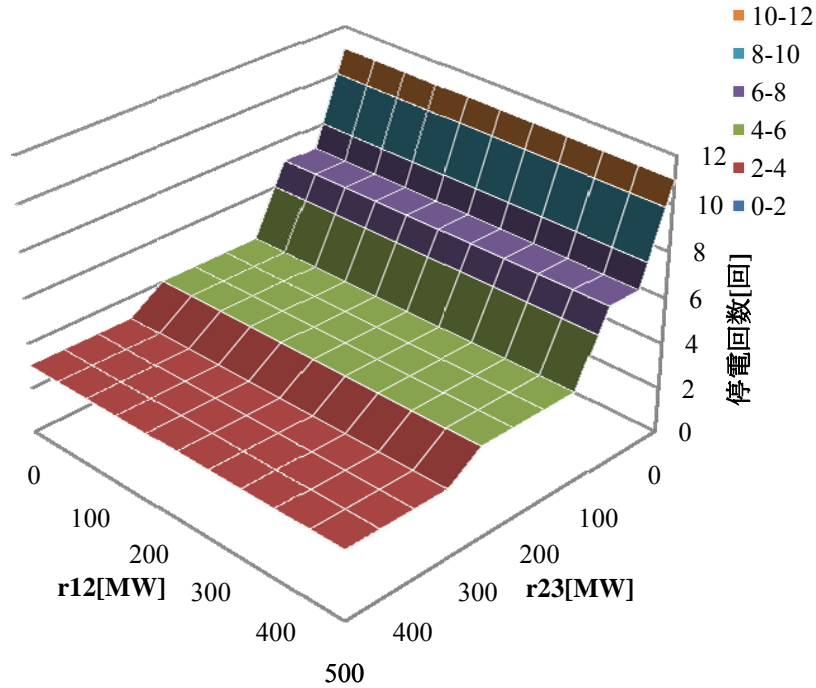


図 5.7 エリア 3 の事前計算結果

図 5.7 に示されるエリア 3 の信頼度曲面を α ごとの相関関数の断面で表した結果を図 5.8 に示す。これを見ると、 α の値を大きくするほど信頼度向上効果が大きく、逆に α の値を小さくするほど信頼度が悪化していることがわかる。これは、 $\alpha < 1(r_{12} > r_{23})$ と設定しても r_{23} 以上の電力をエリア 2-3 間で融通できず、エリア 1-2 間に無駄な空き容量が生じてしまうためである。このとき、各停電基準値はそれぞれ

$$f_0 = 11, \quad f_\infty = 2 \quad (5.8)$$

と計算される。よってこのとき各々の削減割合を満たす α はそれぞれ

$$\begin{aligned} k = 60: f_\alpha &= 5.6, \quad \alpha = 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty \\ k = 70: f_\alpha &= 4.7, \quad \alpha = 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty \\ k = 80: f_\alpha &= 3.8, \quad \alpha = 0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 10.0, \infty \\ k = 90: f_\alpha &= 2.9, \quad \alpha = 10.0, \infty \end{aligned} \quad (5.9)$$

と算出される。これを見ると、停電削減割合を大きくするほど α が最適値となる ∞ に近い範囲に絞れていることがわかる。

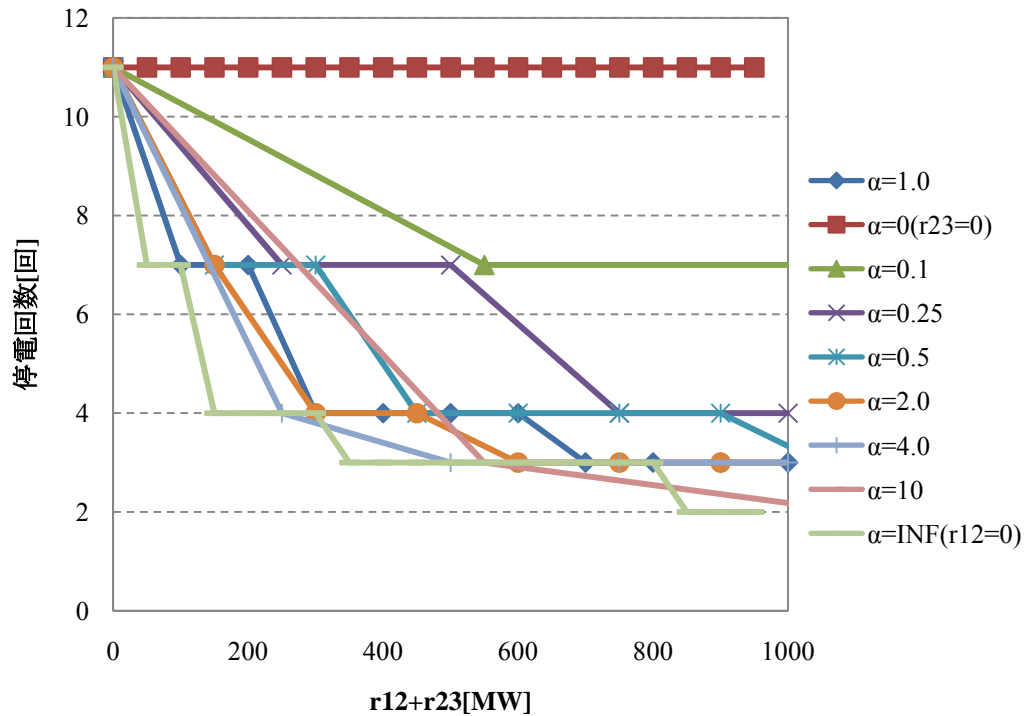


図 5.8 α ごとのエリア 3 の信頼度推移

(d) エリア全体の信頼度向上効果を最適化する α の決定

各エリアの簡易信頼度評価を行った後、全てのエリアの停電削減割合基準値を同時に満たす α を抜粋することにより以下の結果を得る。

$$k = 60 : \alpha = 0.25, 0.5, 1.0, 2.0 \quad \therefore 0.25 \leq \alpha \leq 2.0$$

$$k = 70 : \alpha = 0.25, 0.5, 1.0 \quad \therefore 0.25 \leq \alpha \leq 1.0$$

$$k = 80 : \text{解なし}$$

$$k = 90 : \text{解なし}$$

(5.10)

これを見ると、停電削減割合 k を大きく設定するほど α の範囲を絞れているが、削減割合を過度に大きく設定すると適正範囲を得られないことがわかる。このように、 α の解が存在する範囲で停電削減割合をできるだけ大きく設定した場合に得られる α の範囲を適正範囲として得ることができる。本研究では、上記の結果を参考に α の値を

$$\alpha = 1.0$$

(5.11)

と設定して数値シミュレーションを行った。なお、相関係数の導入により数値シミュレーションの所要時間を100日から118時間程度にまで削減できた。

5.3 シミュレーション結果

5.3.1 CBM 計算結果

CBM 容量と各エリアの LOLE の計算結果を図 5.9 に示す。得られる結果は 1-2 間および 2-3 間の空き容量により構成される 3 次元グラフであるが、ここでは便宜上横軸を 1-2 間 (=2-3 間) の連系線空き容量とした 2 次元グラフで示している。これを見ると、いずれのエリアにおいても連系線 CBM 容量の増加とともに LOLE が削減している様子が確認できる。

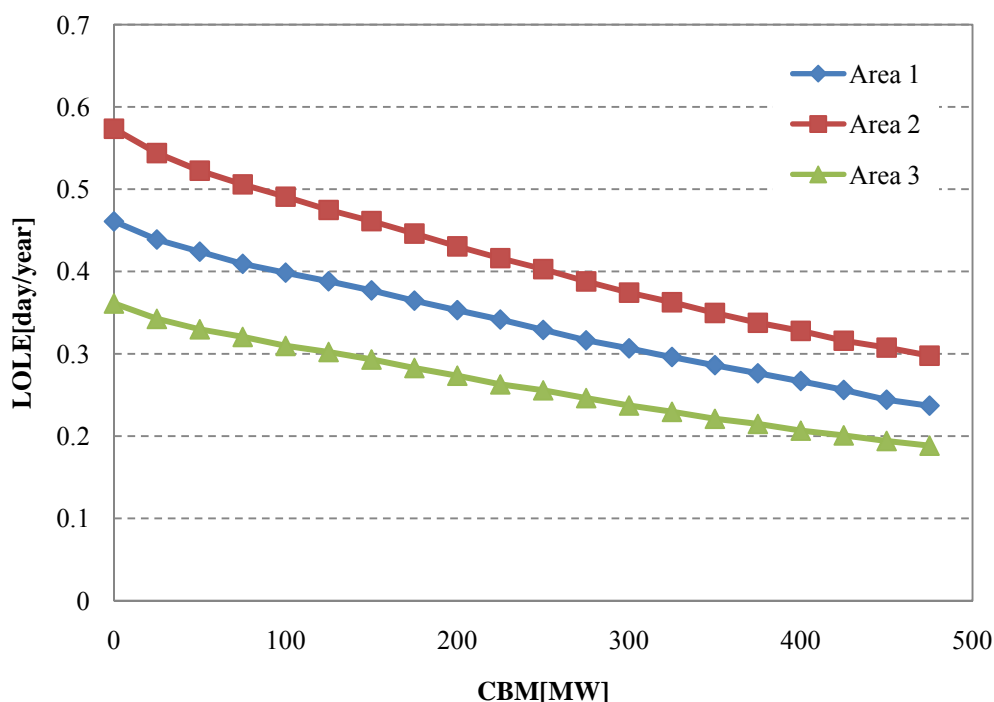


図 5.9 CBM-LOLE 曲線

ここで、LOLE 基準値として 0.3[day/year]をとると、各エリアが基準値を満たすために必要な CBM 容量はそれぞれ 325, 475, 150[MW]となる。このとき最適 CBM 容量は図 5.10 で表わされる。TTC および TRM を計算する際にはこれらの CBM 容量を確保した上で計算を行う。

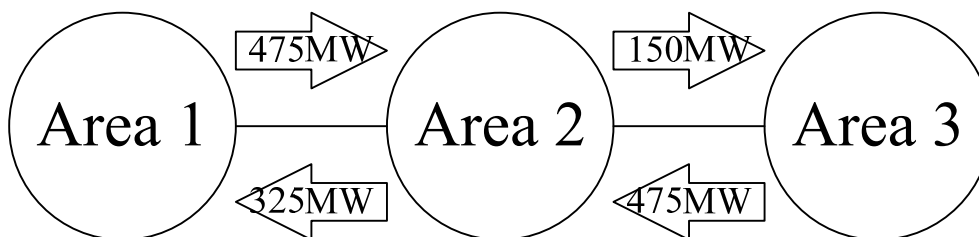


図 5.10 最適 CBM 容量の決定

5.3.2 TTC・TRM 計算結果

最適 CBM 容量を確保した上で各託送方向における TTC および TRM の算出を行う。今回，MTC 計算を行う際の各託送方向における発電機出力順序を以下のように設定した。

- 1→2 方向・・・8,9,10,7,6,5,3,4,1,2
- 2→1 方向・・・11,12,13,22,17,18,16,15,14,21,20,19
- 2→3 方向・・・22,17,18,13,12,11,16,15,14,21,20,19
- 3→2 方向・・・24,23,25,29,26,27,28,30

託送方向ごとの負荷変動の有無における TTC および TRM をそれぞれ図 5.11-5.14 に示す。これを見ると，いずれの場合も事故リスクの増加とともに負荷変動を考慮した TTC の値が上昇し，これに伴い TRM が減少している様子が確認できる。

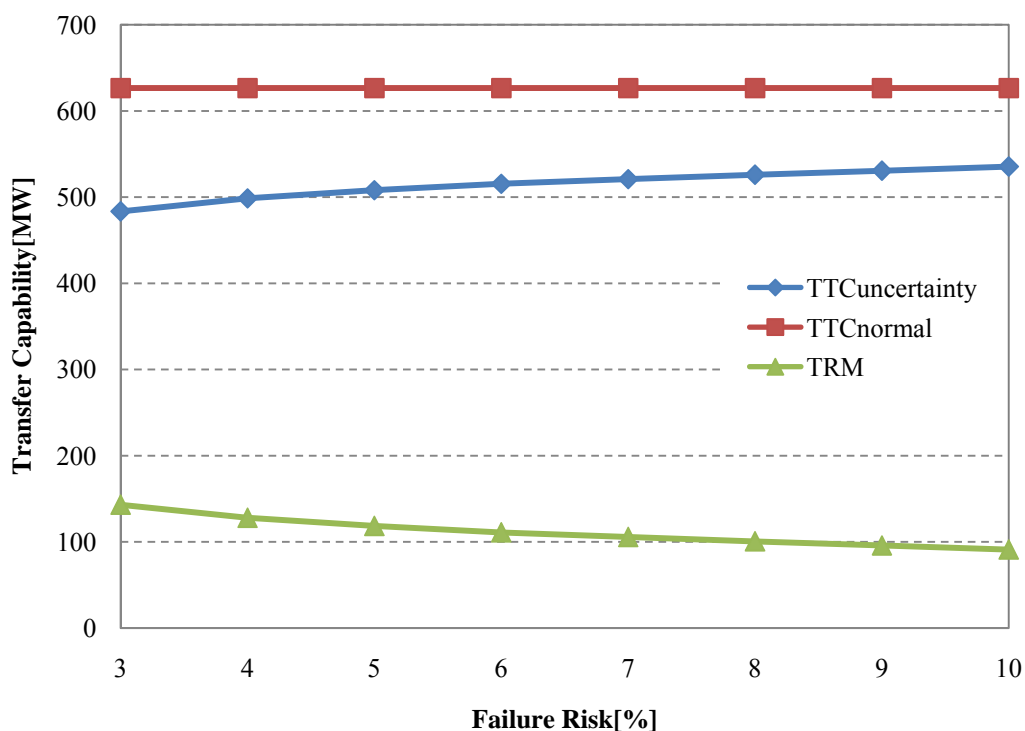


図 5.11 エリア 1→2 方向の TTC および TRM

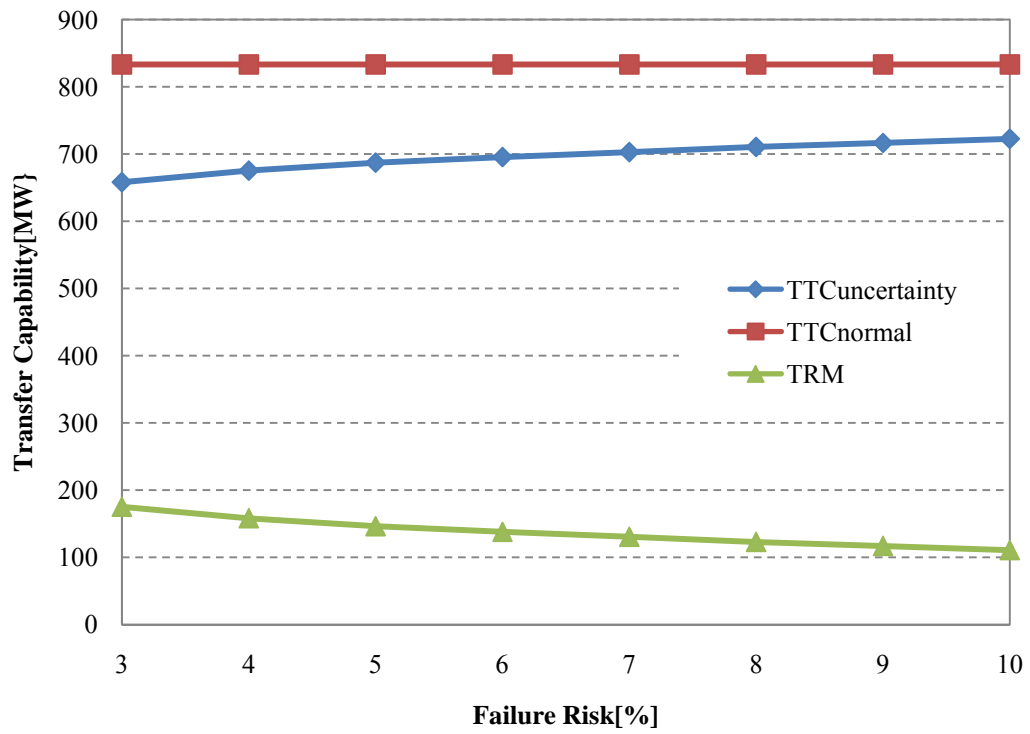


図 5.12 エリア 2→1 方向の TTC および TRM

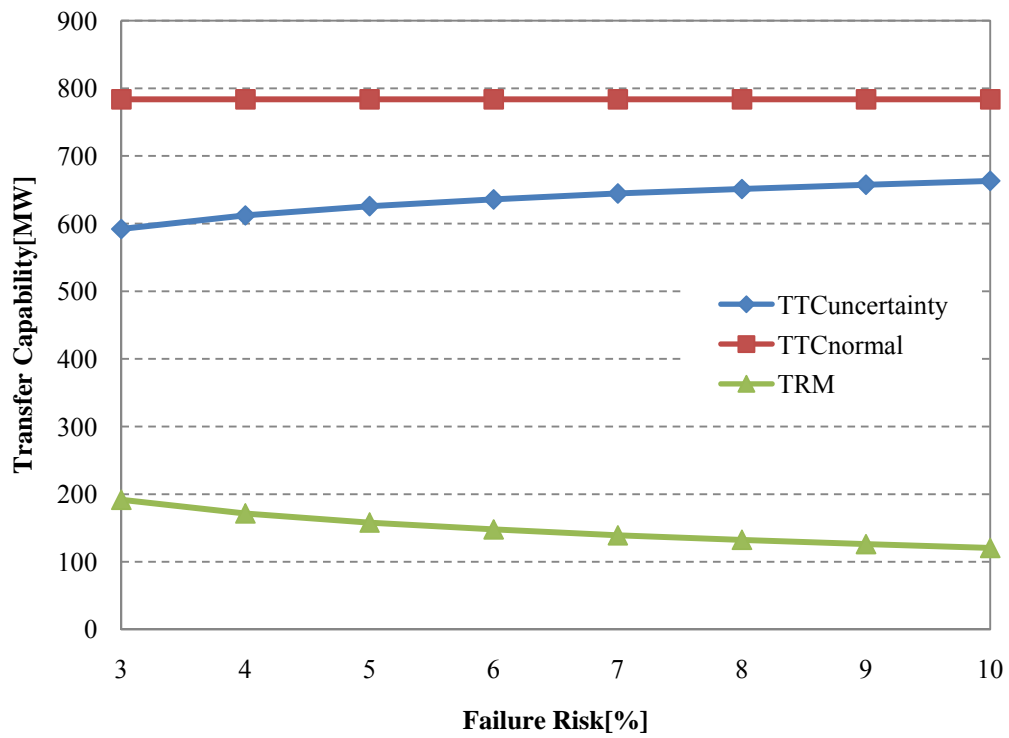


図 5.13 エリア 2→3 方向の TTC および TRM

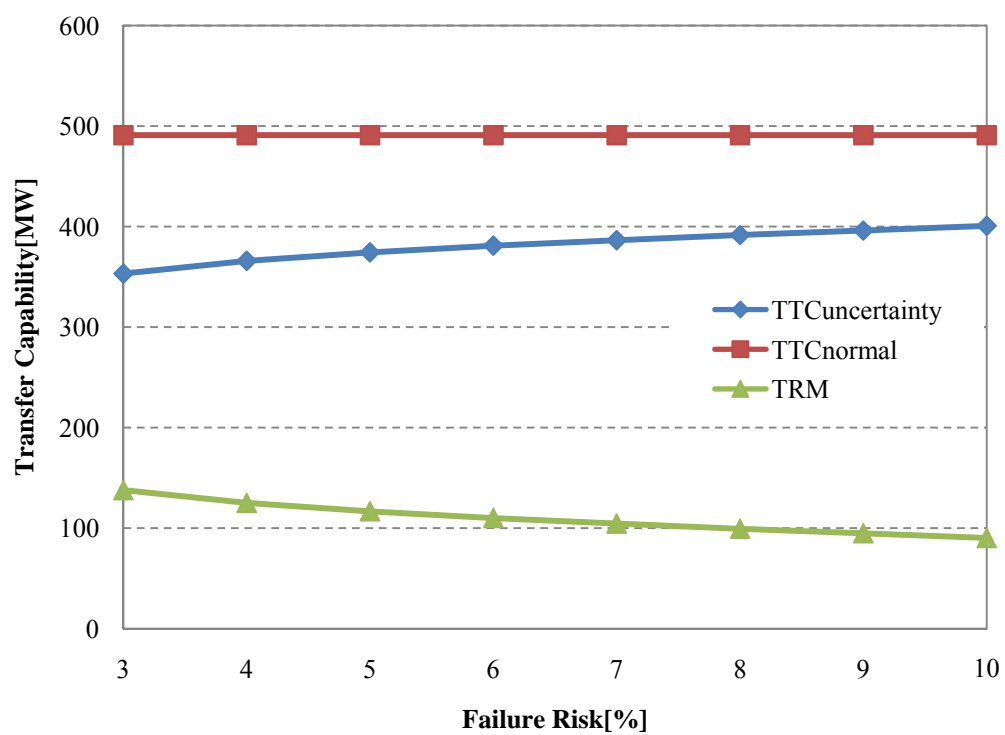


図 5.14 エリア 3→2 方向の TTC および TRM

5.3.3 ATC 計算結果

これまでに算出した各指標を用いて各託送方向における ATC 計算を行った結果を示す。

(a) エリア 1→2 方向の ATC 計算結果

エリア 1→2 方向の ATC および各種送電能力指標を図 5.15 に示す。これを見ると，TTC のうち大半が CBM で占められていることがわかる。これは，図 5.10 からわかるように全てのエリアの信頼度基準値を同時に満たすためにエリア 1 からエリア 2 の方向に対して大容量の CBM 確保を必要とする必要があるためである。その結果，ATC として確保できる容量が圧迫されて小容量となっている。例えば，5%の事故リスクを許容した場合には TTC のうち 94.7%を信頼度マージンとして確保する必要がある。

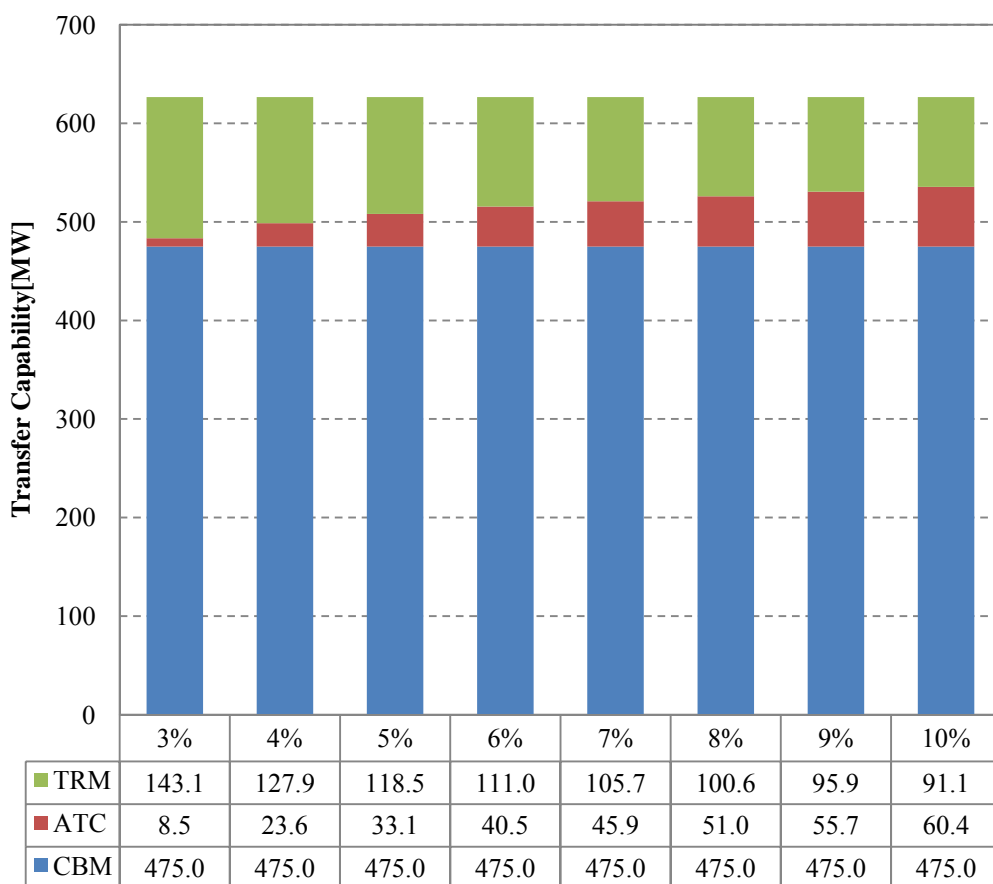


図 5.15 エリア 1→2 方向の送電能力指標

(b) エリア 2→1 方向の ATC 計算結果

エリア 2→1 方向の ATC および各種送電能力指標を図 5.16 に示す。これを見ると，エリア 1→2 の場合と比較して確保すべき CBM 容量が小さいため，結果として大きな ATC 容量を得られていることがわかる。

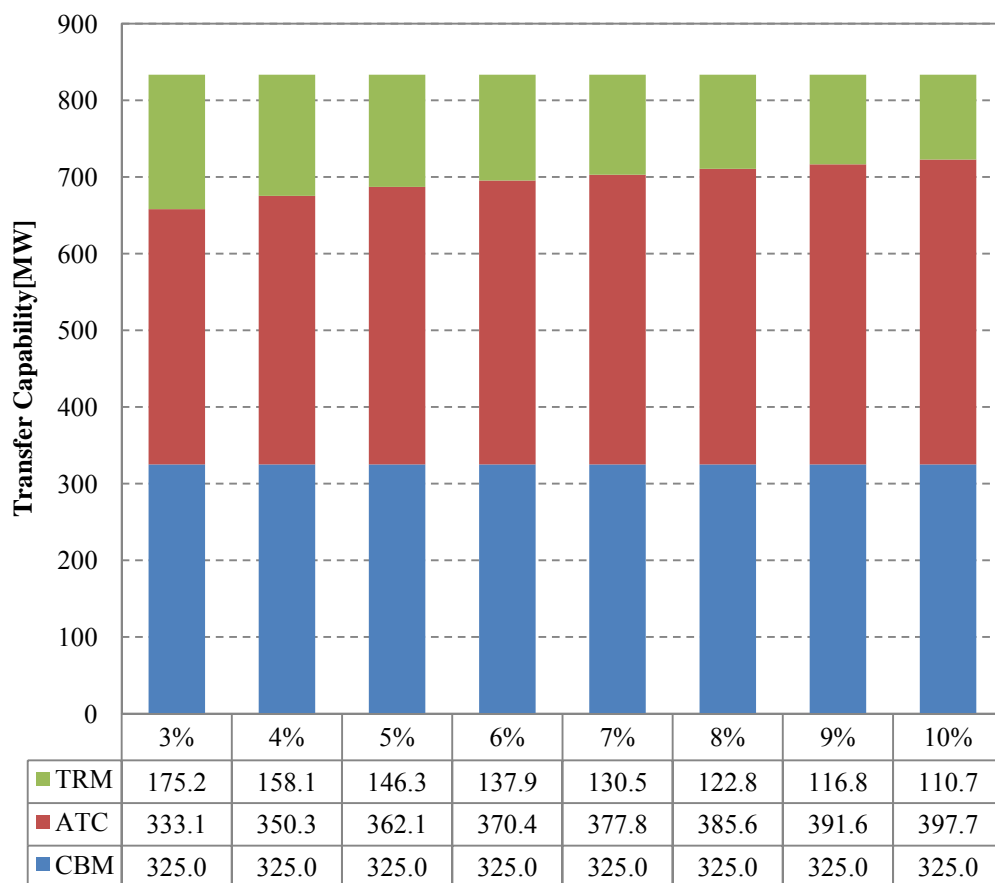


図 5.16 エリア 2→1 方向の送電能力指標

(c) エリア 2→3 方向の ATC 計算結果

エリア 2→3 方向の ATC および各種送電能力指標を図 5.17 に示す。これを見ると、エリア 2→3 方向に対して確保すべき CBM 容量が比較的小さいため、TTC のうち大きな割合の ATC 容量を得られることがわかる。

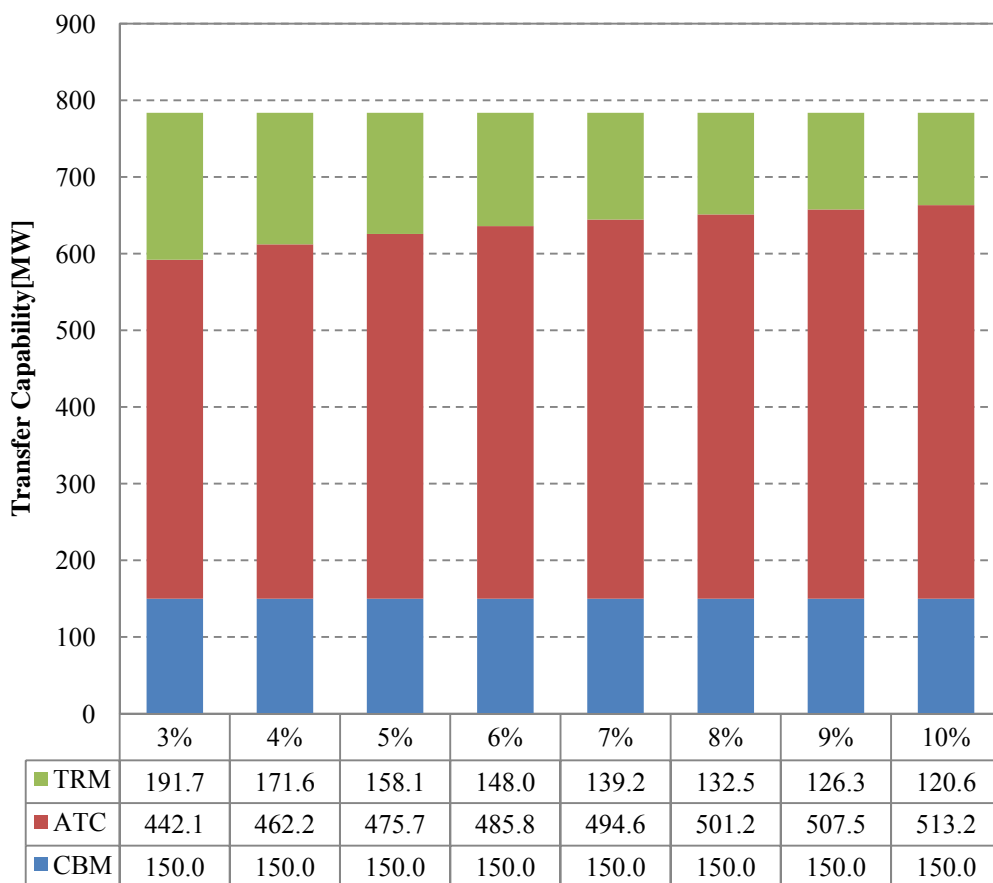


図 5.17 エリア 2→3 方向の送電能力指標

(d) エリア 3→2 方向の ATC 計算結果

この場合は、図 5.10, 5.14 からわかるようにエリア 3→2 方向に確保すべき CBM 容量が TTC から TRM を差し引いた託送可能量を上回っているため連系線に送電混雑が生じ ATC を全く確保することができない。このように、信頼度維持を優先的に考える場合には CBM の確保により ATC を得られない場合が存在する。

5.4 考察

本章では、電気学会 WEST30 機系統モデルを用いて 3 エリアにおける送電能力評価を行った。また送電能力評価を行う前段階として事前計算手法による簡易信頼度評価を行い、各連系線に相関性を持たせるために導入する相関係数の適正範囲を算定し、定められた相関係数を用いて数値シミュレーションを行った。

まず、事前計算手法により算出される相関係数の妥当性について考察を行う。本章では空き容量上昇割合に偏りを持たせないため $\alpha=1.0$ の値を採用したが、(5.10)式に示されるように解が得られる停電削減割合における α の範囲は $0.25 \leq \alpha \leq 1.0$ であり、実際の α の最適解は 1.0 よりも小さい可能性がある。 $\alpha=1.0$ および $\alpha=0.5$ の場合における系統全体の LOLE を計算した結果を図 5.18 に示す。これを見ると、 $\alpha=0.5$ の場合の方が系統全体の LOLE が若干小さく算出されていることがわかる。このように、適正範囲内であっても α の値によって幾分の計算結果の違いが見受けられる。事前計算手法では時間短縮のために夏のピーク負荷時間帯および系統内事故を確定的に設定しているがメインシミュレーションでは時間帯ごとの負荷需要の変化および確率的事故を想定しているため、この前提条件の違いにより事前計算手法を用いて最適な α の値を一意に決定することはやや困難であるが、系統全体の信頼度を大きく損ねることなく計算時間の短縮を行う目的は十分に果たしていると言える。

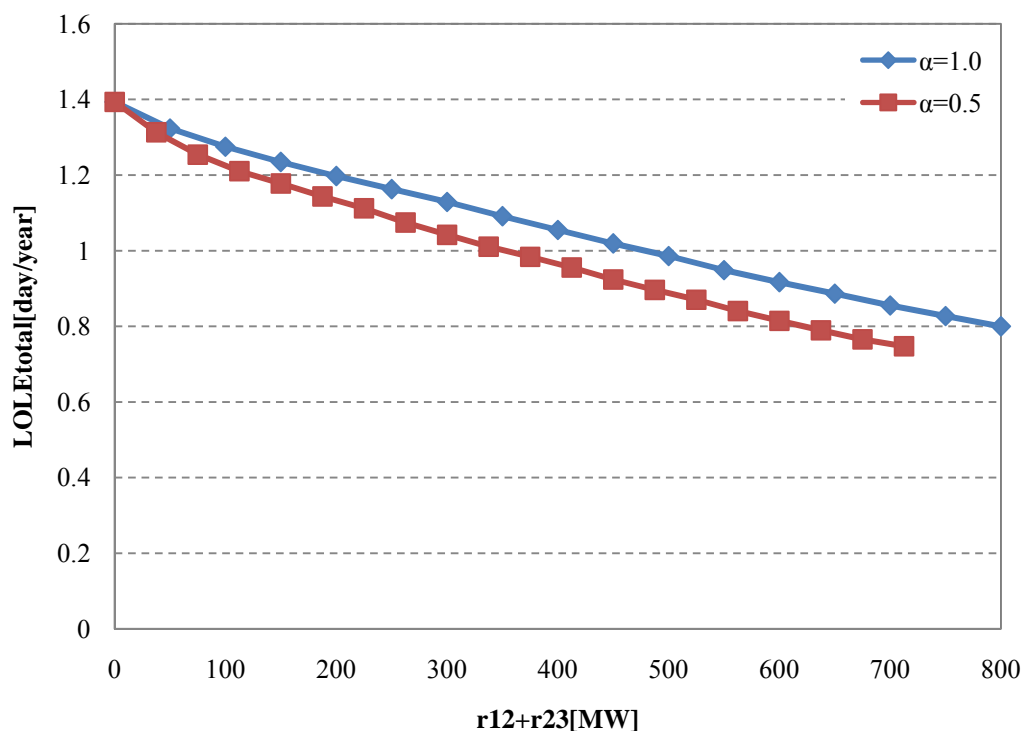


図 5.18 相関係数の違いによるエリア全体の LOLE 曲線の比較

次に、各託送方向における送電能力の評価について考察を行う。系統信頼度は地理的条件や潮流状態など様々な系統条件に関連しているため、本章で用いた WEST30 機系統モデルのエリア 2 のように予備力が最も大きいエリアでも系統信頼度が他のエリアと比較して悪い場合がある。このため他のエリアがエリア 2 に対して大容量の CBM を確保せねばならず大きな ATC 容量が得られなくなり、逆に信頼度の良いエリア 1,3 に対してエリア 2 が大容量の ATC 容量を確保できていることがわかる。

6. 市場コストを考慮した場合の送電能力評価

地域間連系線を通じた託送契約を結ぶことにより接続地域は互いに様々なメリットを得ることができる。本章では地域間連系線に対し CBM および ATC を確保することによって得られるそれぞれの経済的なメリットについて評価を行い、数値シミュレーションにより得られる利益について検討を行う。

6.1 経済的指標に基づく連系メリット評価

6.1.1 CBM のコスト評価

地域間連系線に CBM を確保することにより、相互接続されている系統の信頼度向上効果や過剰な予備力の削減による設備投資の抑制などのメリットが生じる⁹⁾。本節ではこれらの連系メリットを経済的に評価する方法を説明する。

CBM の確保により得られる利益関数 C を以下の式で定義する。

$$C = C_R + C_S - C_B \quad (6.1)$$

ここで各コストは以下の通りである。

C_R	予備力削減利益
C_S	応援融通利益
C_B	応援融通を受けた際に支払う電力料金

以下、各コストの概要を示す。

(a) 予備力削減利益 C_R

予備力削減利益は全ての連系線の CBM を 0[MW]とした場合と比べてある一定の CBM 容量を確保した場合に削減できた予備力量を金額に換算したものとして定義される。予備力削減利益の定式を以下に示す。

$$C_{R,i} = K_R (R_{0,i} - R_{CBM,i}) \quad (6.2)$$

ただし $C_{R,i}$ [億円/年]はエリア i の予備力削減利益、 $R_{k,i}$ [MW]は連系線に k [MW]の CBM 容量を確保した時にエリア i の LOLE 基準値を満足するためにエリア i が確保すべき予備力、 K_R [億円/MW]は予備力にあたる発電機の 1 年あたりの設備費である。なお本研究では LOLE 基準値を予備力削減前の系統状態で CBM=0[MW]とした場合の LOLE の値に設定した。

(b) 応援融通利益 C_S

応援融通利益は供給支障をきたしている他のエリアに対して応援融通を行った際に得られる利益として定義される。応援融通利益関数を以下に示す。

$$C_{S,i} = K_S \times \sum_j EX_{i,j} \quad (6.3)$$

ただし $C_{S,i}$ [億円/年] はエリア i が得られる応援融通利益, K_S [円/kWh] は緊急託送時の電力料金から発電コストを差し引いた料金単価, $EX_{i,j}$ [MWh/年] は託送元のエリア i から供給支障をきたしているエリア j に託送する年間の緊急託送電力量である。ここで, $EX_{i,j}$ を以下の式により定義する。

$$EX_{i,j} = EENS_{j,CBM_{i,j}=0} - EENS_{j,CBM_{i,j}} \quad (6.4)$$

ただし $EENS_{j,CBM_{i,j}}$ [MWh/年] はエリア i からエリア j に対し $CBM_{i,j}$ [MW] を確保した場合における年間の供給支障電力量の期待値である。この値は最適潮流計算の目的関数である ENS の年間平均により求められる。

(c) 応援元エリアに支払う電力料金 C_B

この指標は自系統内で供給支障が生じた際に他エリアから応援融通を受けることにより融通元のエリアに支払う電力料金として定義され, 以下の式で表わされる。

$$C_{B,i} = K_B \times \sum_j EX_{j,i} \quad (6.5)$$

ただし $C_{B,i}$ [億円/年] はエリア i が他エリアに対して支払う電力料金, K_B [億円/MWh] は緊急託送時の電力料金である。

6.1.2 ATC のコスト評価

次に, ATC を確保することにより供給元エリア i が得られる利益について考える。ATC の確保により得られる利益関数 A_i は以下の式で定義される^[13]。

$$A_i = B_i - R_i \quad (6.6)$$

ここで B_i は電力託送に伴う発送電者利益, R_i は停電コストである。以下, 各コストについて説明する。

(a) 発送電者利益 B_i

ATC として確保されている空き容量を通じて電力託送を行うことにより発電業者および送電業者に利益が生じる。このとき、利益関数は以下の式で表わされる。

$$B_i = (K_T + K_G) \times ATC_{i,j} \quad (6.7)$$

ここで K_T [円/kWh] は託送料金, K_G [円/kWh] は発電業者の販売契約料金である。

(b) 停電コスト

ATC を通じて電力の託送を行うことにより託送業者は利益を得られるが、偶発的事故などの影響により電力融通が十分に行えない場合には不足電力量分のペナルティを罰金として需要者側に補償せねばならない。このとき、エリア i が支払うべき停電コスト R は以下の式で表わされる。

$$R_i = \sum_{s=0}^{ATC} L(ATC_{i,j}, s) f(s) \Delta s \quad (6.8)$$

ここで L は損失関数, $f(s)$ は MTC の確率密度である。損失関数 L は以下の式により表わされる。

$$L(ATC_{i,j}, s) = IEAR \times (ATC_{i,j} - s) \quad (6.9)$$

ただし IEAR (Interrupted Energy Assessment Rate) [円/kWh] は供給不足電力分に対して支払う罰金である。

ここで CBM 容量の増加が ATC 利益に与える利益について考察を行う。ATC と CBM は互いにトレードオフの関係にあるため, CBM の確保量を増加すると ATC 容量が減少する。これを ATC の各コスト指標について考えると、まず利益関数 B の場合は CBM が増加する分だけ ATC が減少するため得られる利益が減少する。一方、停電コスト関数を見ると CBM 分が互いに相殺されるため CBM の増加による直接的な影響は小さいと考えられる。実際には CBM の確保により MTC 分布が正の方向にシフトするため微量の利益増加も見込まれるが、CBM 確保による直接的な ATC 確保量削減のデメリットの影響により CBM 容量を増加すると ATC 利益は減少すると考えられる。

6.2 数値シミュレーション

本節では 4 章で取り扱った電気学会 WEST10 機系統モデルを用いてエリア 1→2 方向の託送を考えた場合に得られる総合的な利益について考察を行う。

6.2.1 CBM 確保による連系メリット

まず、予備力の削減により得られる利益の算定を行う。図 4.2 よりエリア 1 の LOLE の基準値を 0.0427[day/year]と定め、この基準値を満足しながら CBM と予備力を変化させた結果を図 5.1 に示す。

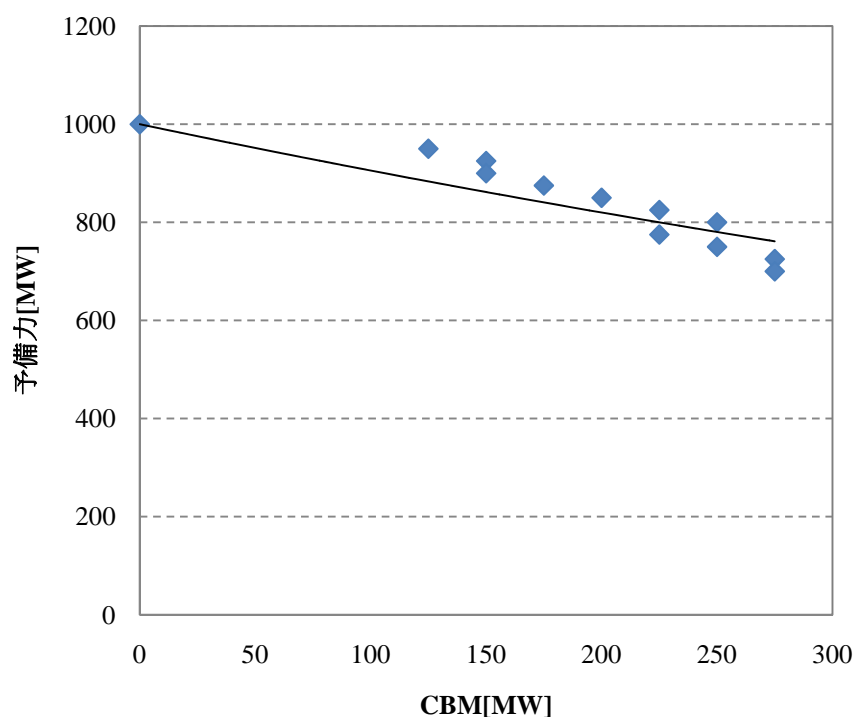


図 5.1 CBM を変更した場合の必要予備力の変化

図 5.1 より得られたプロットから近似的に算出した予備力関数を(6.2)式に代入すると、図 5.2 に示される予備力削減利益曲線を得る。なお本研究では $K_R=0.0865$ [億円/MW] (割引率を考慮した火力発電所の建設単価) と設定して予備力削減利益の算出を行った。これを見ると、CBM 容量の確保とともに予備力削減利益が増加している様子が確認できる。なお、予備力削減利益は接続先エリアの予備力限界に近づくにつれ増加率が緩やかになることが知られているが、本研究における CBM 確保量の上限值 500[MW]ではまだ接続先のエリアに余剰分が存在するため図に示されるような増加曲線が算出されたと考えられる。

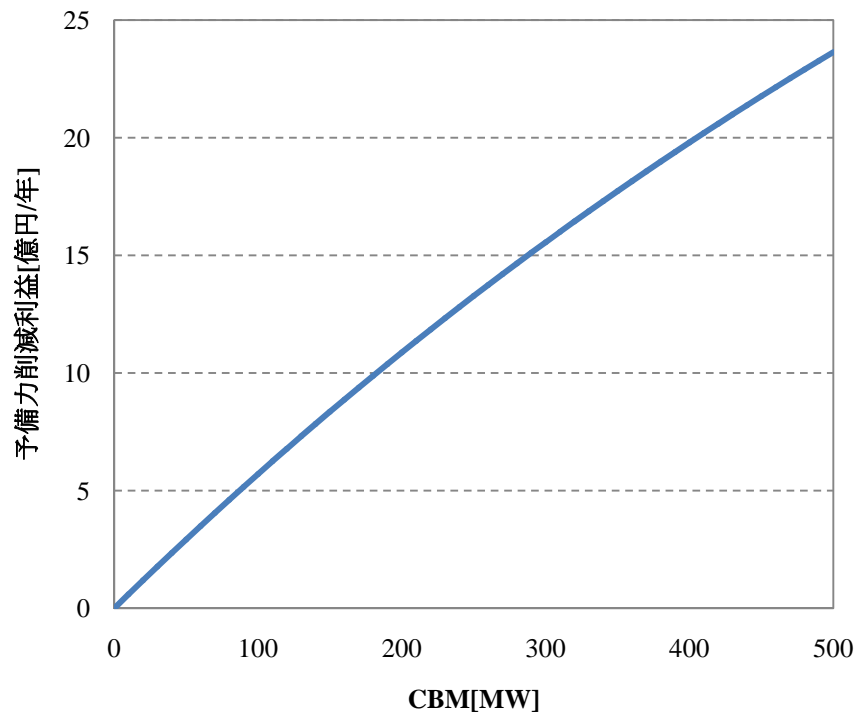


図 5.2 予備力削減利益

次に，応援融通による利益および損失を求める。各エリアにおける CBM と EENS の関係を図 5.3 に示す。これを見ると，いずれのエリアも CBM の増加とともに EENS が減少し，やがて減少割合が緩やかになる様子が観察できる。

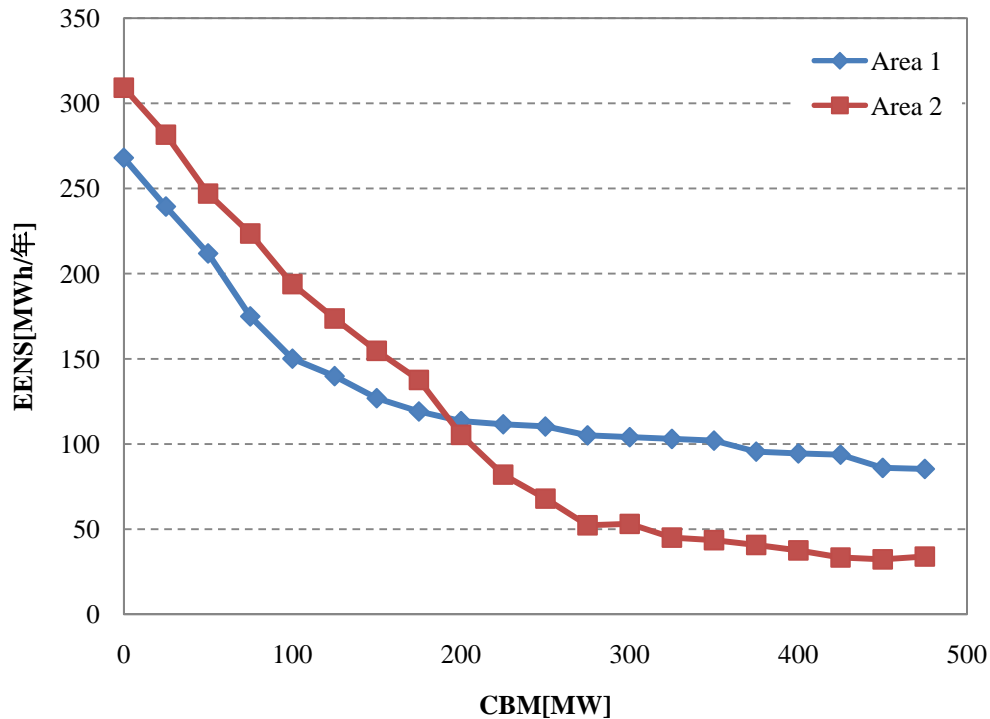


図 5.3 CBM-EENS 曲線

図 5.3 で得られた曲線からエリア 1 の応援融通利益および応援融通を受ける際に支払う電力料金をそれぞれ算出する。

まず初めに応援融通利益を計算する。応援融通利益は接続先の供給支障電力量の削減に伴い得られる利益であるため、本ケースではエリア 2 の EENS の削減割合から算出する。得られたプロットを(6.3)式に代入すると、図 5.4 に示される応援融通利益曲線を得られる。なお本研究では $K_S=67$ [円/kWh] (わが国の緊急融通時の電力料金 80[円/kWh]から平成 4 年度の一般水力発電原価 13[円/kWh]を差し引いたもの^[14]) と設定して計算を行った。これを見ると、CBM の増加とともに利益が増加するが、次第に利益量が飽和する様子が確認される。

次に、応援融通を受けた際に支払う年間電力料金の算出を行う。年間で支払う電力料金を算出する場合、評価対象エリアであるエリア 1 の EENS の削減割合を(6.5)式に代入して算出する。本研究では $K_B=80$ [円/kWh] (わが国の緊急融通時の電力料金を採用) と設定して計算を行った。計算結果を図 5.5 に示す。これを見ると、応援融通利益と同様に最初は CBM の増加とともに支払い料金が增加しているが、やがて伸び率が緩やかになる様子が確認できる。これは、いずれのエリアにおいても CBM の確保による EENS の削減割合が飽和の様相を呈しているためである。

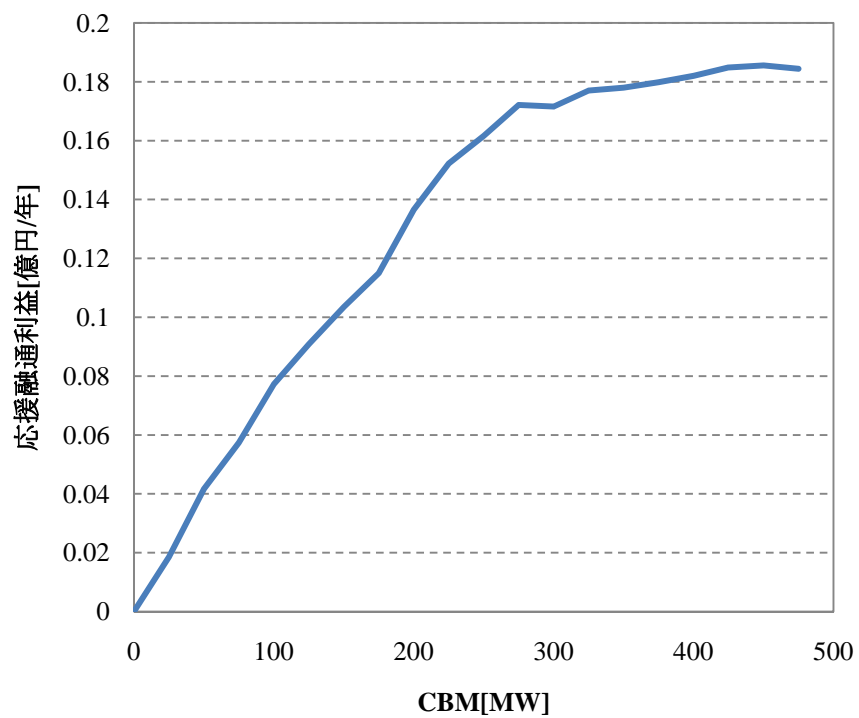


図 5.4 応援融通利益

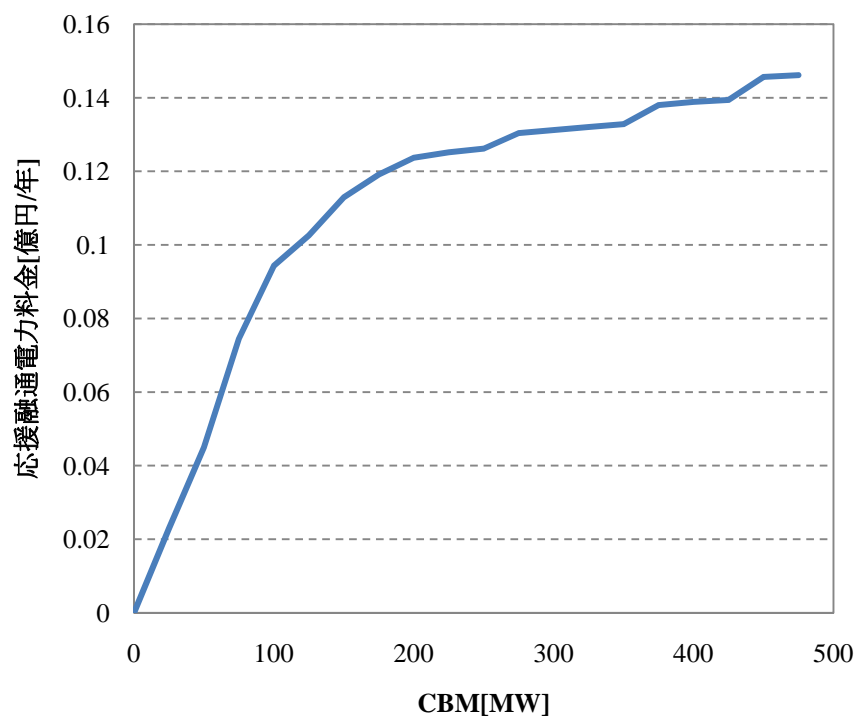


図 5.5 応援融通で支払う電力料金

上記のように算出された 3 つの CBM コスト指標を(6.1)式に代入すると、図 5.6 に示される CBM 利益曲線を得られる。これを見ると、CBM の増加とともに連系メリットによる利益が増加している様子が確認できる。また各々のコスト指標を比較すると、予備力の削減による利益が応援融通利益および電力支払い料金と比較して非常に大きく、本ケースにおいて CBM の確保による利益はほぼ予備力削減利益により決定されていることがわかる。

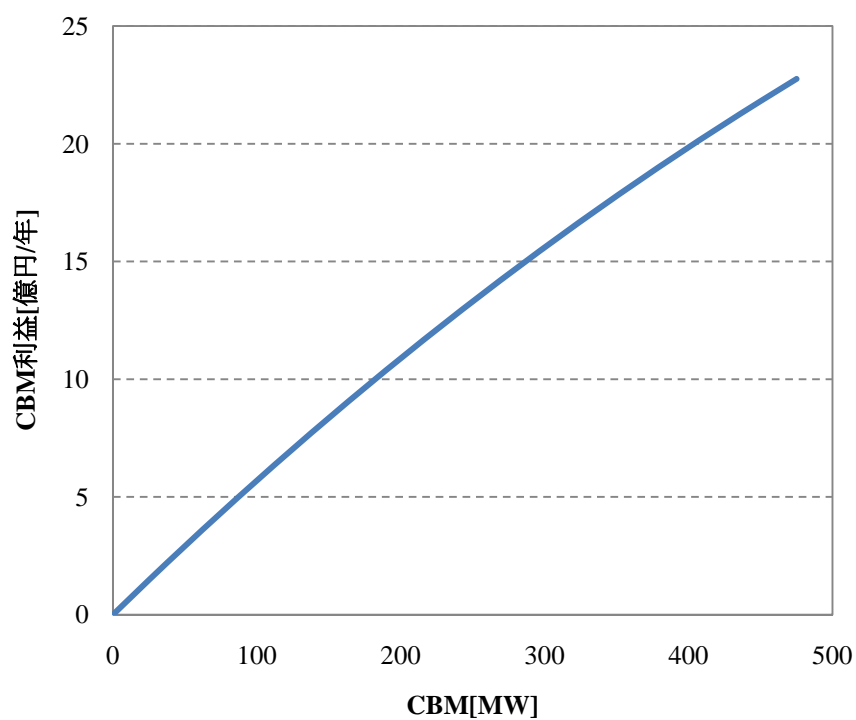


図 5.6 CBM 利益

6.2.2 ATC 確保による連系メリット

次に、ATC の確保により得られる利益および停電コストによる損失のそれぞれの評価を行う。なおここでは ATC 確保量の変化による利益および損失の変化を見るため、CBM を 0[MW]に固定して計算を行った結果を記載する。ATC を通じて行う電力託送により得られる 1 時間あたりの利益および損失を図 5.7 に示す。さらに、両者を(6.6)式に代入することにより算出される ATC 利益を図 5.8 に示す。なお本研究では $K_7=3.67$ [円/kWh], $K_6=18.2$ [円/kWh] (中部電力 HP に記載されている値を採用^[15]), $IEAR=700$ [円/kWh]と設定して計算を行った。図 5.8 を見ると、事故リスクが小さく ATC が小さい領域では ATC の増加とともに利益が単調増加するが、ATC=686.8[MW] (3.1%リスク) をピークにその後利益が減少し、ATC=795.6[MW] (15%リスク) あたりを境に停電コストによる損失分が利益分を上回り利益関数がマイナスに転じる様子が確認できる。これは、事故リスクによる ATC 確保量の推移を用いて説明できる。図 4.11 をもとに事故リスクごとの ATC の推移を計算した結果を図 5.10 に示す。これを見ると、5%リスク程度まで ATC 容量が飛躍的に増大し、その後緩やかに ATC が上昇している様子が観察できる。この結果を(6.7)(6.8)式に代入すると、発送電者利益 B_1 は事故リスクを大きく許容しても ATC の増加をあまり期待できないため得られる利益はさほど増加しないが、停電コスト R_1 は供給不足分の累積確率に伴い加速的に増加するため事故リスクの上昇とともに損失額が非常に大きくなる。この結果、事故リスクを過度に大きく設定すると利益がマイナスに転じてしまう。また、CBM を確保した場合は利益分が減少することによりマイナス分がさらに拡大する危険性を含んでいるため、CBM および ATC の各確保量を注意深く設定する必要がある。

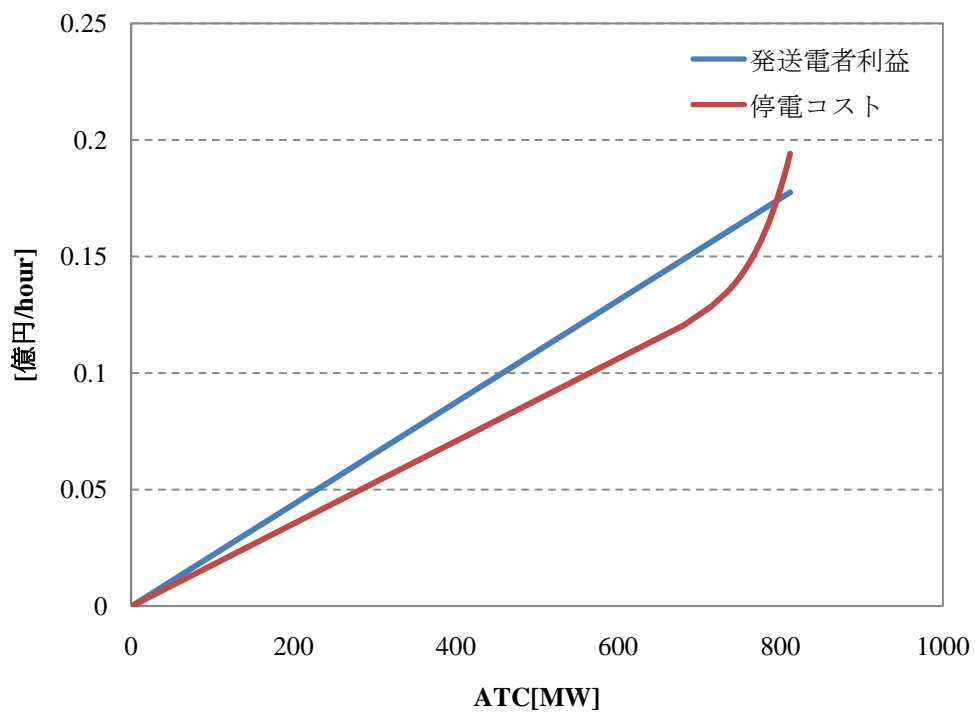


図 5.7 ATC 確保による利益および損失

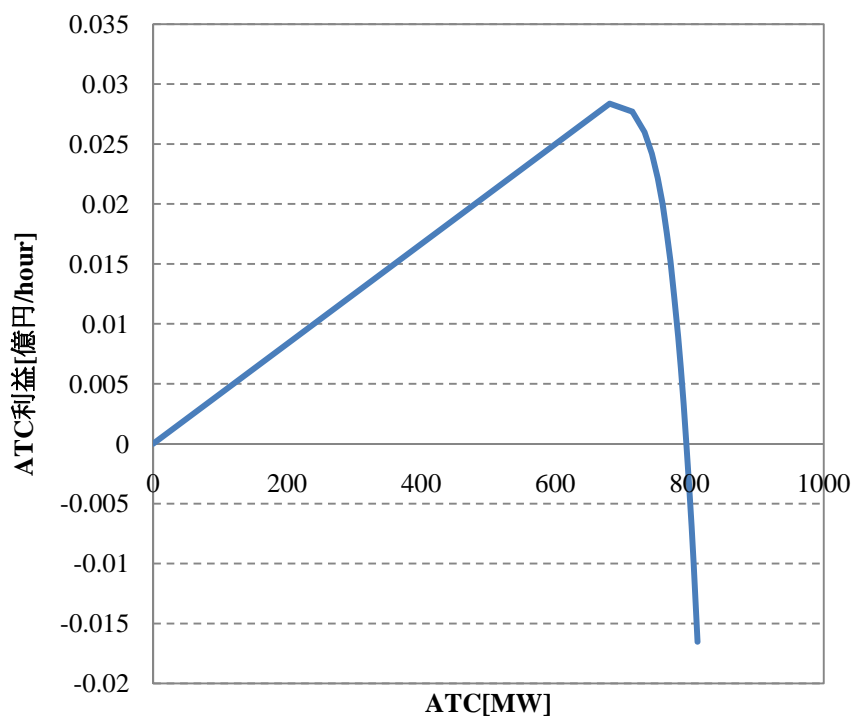


図 5.8 ATC 利益

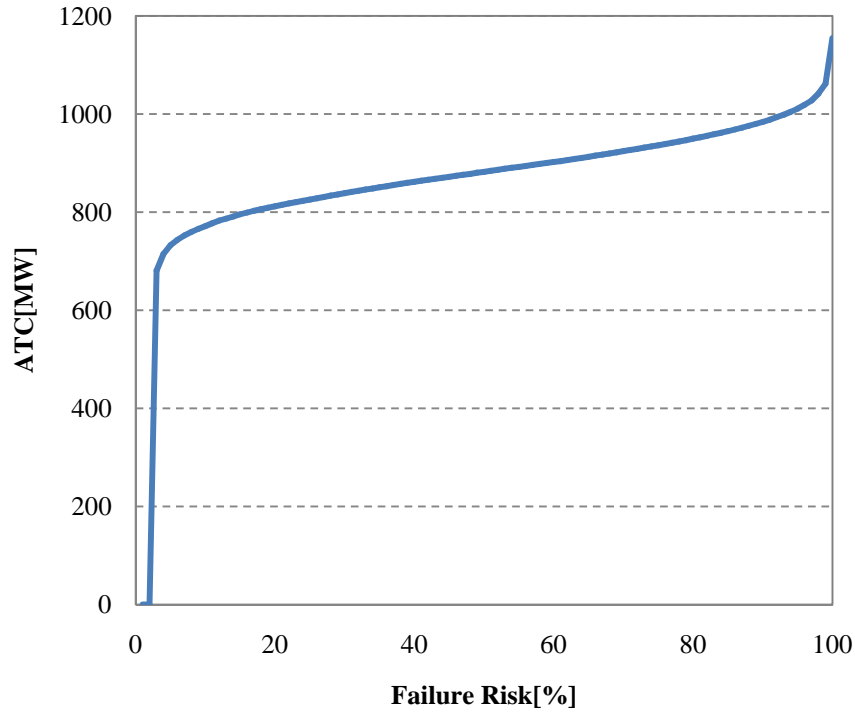


図 5.9 事故リスクと ATC の関係

6.2.3 総合利益

本節では CBM 確保により得られる利益および ATC 確保により得られる利益を総合して得られる利益の評価を行う。なお本研究で導出する ATC は年間を通じて最も過酷な時期である夏のピーク時間帯における値を採用しており，年間を通じてこの ATC 容量を割り込むことはないと仮定する。また ATC を通じて託送を行う場合は常に ATC 容量の 100%分の電力託送を行うものとする。エリア i が得られる総合利益を以下の式に示す。

$$Total\ Benefit_i = C_i + A_i \times m \quad (6.10)$$

ただし C_i [億円/年]は CBM 利益， A_i [億円/hour]は ATC 利益， m [hour/年]は空き容量利用率であり，年間を通じて m 時間だけ電力託送を行う時間として定義される。以下，この m の値ごとの総合利益の変化について比較検討を行う。

(a) 1 時間だけ電力託送を行った場合 ($m=1$)

まず、1 時間だけ ATC 容量を通じて電力託送を行った場合の計算結果を図 5.10 に示す。これを見ると、CBM の増加とともに総合利益が増加し、また事故リスクの大きさにほぼ影響されない様子が確認できる。これは、1 時間程度の ATC を通じた電力託送ではほとんど利益を得ることができず、総合利益のうち CBM 確保による利益効果が支配的になっているためである。すなわち、この場合は CBM を優先的に確保した方が大きな利益を得られることがわかる。

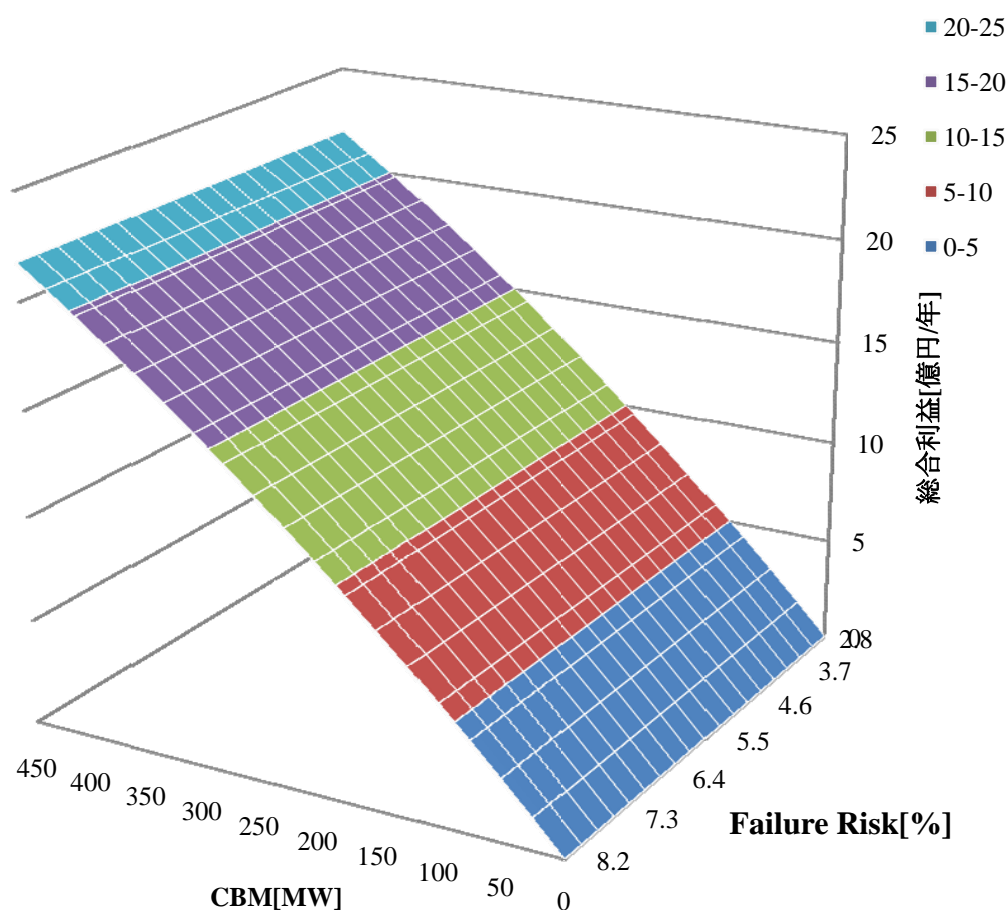


図 5.10 総合利益分布 ($m=1$)

(b) 半月間だけ電力託送を行った場合 ($m = 24 \times 15$)

次に、半月間だけ ATC 容量を通じて電力託送を行った場合の計算結果を図 5.11 に示す。これを見ると、CBM の増加に伴い凹面状の曲面を描いていることがわかる。これは、CBM 容量の小さい領域では ATC を通じた電力託送による利益が大きく、CBM の増加とともに ATC 利益は小さくなるが今度は逆に CBM 確保による利益が大きくなるためである。またこの場合、ATC 利益の影響により事故リスクの増加とともに利益が減少する様子が確認できる。このような分布を得られる場合は、ATC を通じた電力託送を優先的に行うことにより利益を得るか、あるいは CBM の確保による予備力削減利益を優先的に考えるかの選択性が事業者側に生じることとなる。

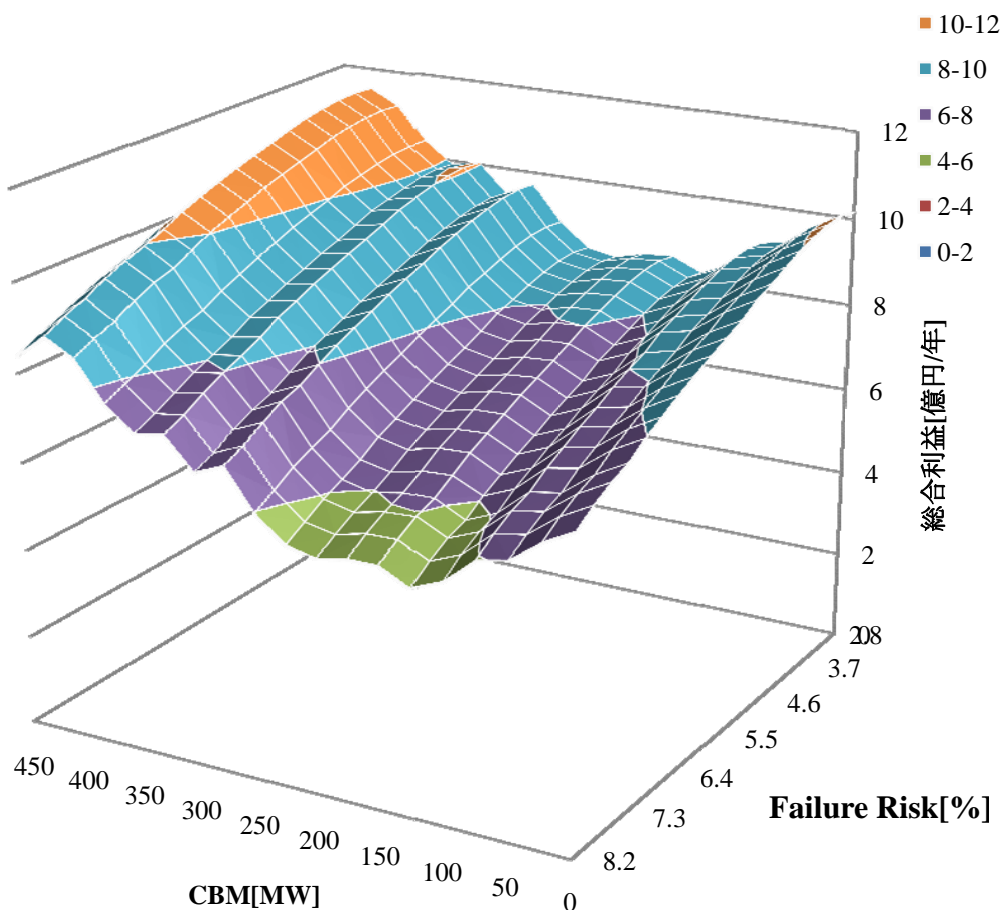


図 5.11 総合利益分布 ($m = 24 \times 15$)

(c) 1ヶ月間だけ電力託送を行った場合 ($m = 24 \times 30$)

最後に、1ヶ月間だけ ATC 容量を通じて電力託送を行った場合の計算結果を図 5.12 に示す。これを見ると、CBM の確保量の増加とともに利益が減少し、さらにはマイナスへと転じる様子が確認できる。これは、ATC の確保による利益が CBM の確保による利益よりも大きくなり全体的に支配的になる一方、停電コストによる損失分が CBM の増加とともに大きくなるため CBM の確保による利益を加味しても逆にマイナスに転じてしまうためである。すなわち、この場合は CBM の確保量を小さくして ATC を拡大した方が大きな利益を得られることがわかる。

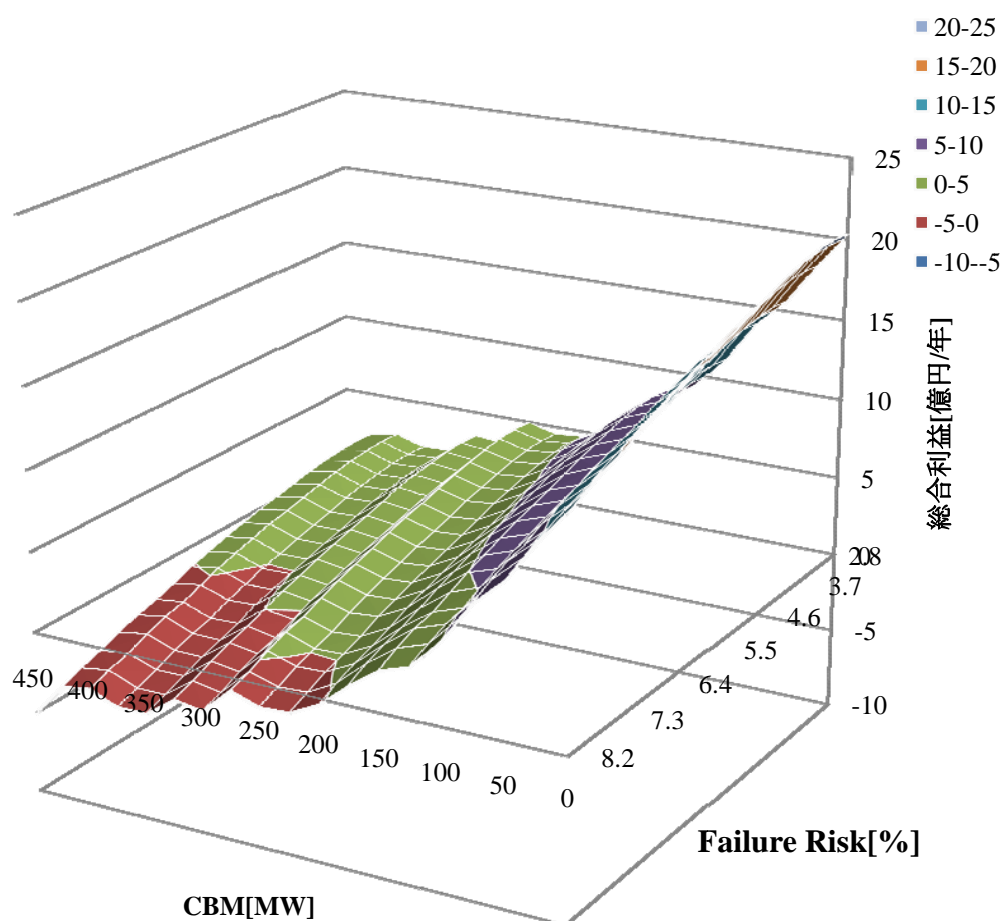


図 5.12 総合利益分布 ($m = 24 \times 30$)

6.3 考察

本章では経済的指標を用いて CBM および ATC の確保によりもたらされる利益についてそれぞれ検討を行い、これらの総合利益を求めることにより託送元エリアが得られる連系メリットについて評価を行った。この結果、ATC 容量を通じて電力託送を行う期間が短い場合は CBM 容量を大きく確保することにより大きな利益を得られ、逆に ATC 容量を通じて頻繁に電力託送を行う場合は CBM 分を削減して ATC の容量を拡大した方が大きな利益を得られることが示された。また、ATC を通じた電力託送期間の長さによっては CBM の確保により得られる利益と ATC の確保により得られる利益が拮抗している場合が存在するが、これらの利益は全く異なる仕組みに基づいたものであり、どちらの容量の確保による利益を優先するかは事業者側が種々の条件を考慮して注意深く決定する必要がある。また ATC 確保による利益を優先する際は、事故リスクによる最適利益の算定を行う必要がある。

7. おわりに

本研究では系統信頼度マージンである CBM および TRM を考慮した地域間連系線 ATC の計算手法を提案し、さらに経済的指標を用いて地域間連系線の利用による連系メリットにより得られる利益についての評価を行った。

まず、電気学会 WEST10 機系統モデルを用いた数値シミュレーションにより 2 エリア系統における送電能力指標の評価を行った。この結果、送電能力指標は方向ごとにそれぞれ異なる値をとり、系統信頼度基準値の設定により ATC を一意に算定できることを示した。また CBM と TRM は互いに相関性を有しており、CBM の増加より系統信頼度が向上し、その結果として TRM を削減できることを示した。また既往研究との比較として送電線故障および発電機故障を考慮せずに算出した CBM および TRM と提案手法により算出した CBM および TRM との比較を行った。提案手法を用いて算出した CBM および TRM は前者の定義に基づき算出される信頼度マージンと比較して考慮する想定事故の範囲が広いいため必要確保量が大きく算出される結果となったが、前述の通り各マージンにより一定量の相殺を図ることができ、かつ同時に取り扱うことが可能である。

次に、電気学会 WEST30 機系統モデルを用いて評価対象に 3 エリアが含まれている場合の送電能力評価を行った。評価対象に複数のエリアが存在する場合、緊急融通用に応援融通を行う際の応援元のエリアが複数存在するため信頼度評価が複雑化する。本研究ではこの問題を解決するために相関関数の概念を導入して連系線空き容量の変数を 1 つに削減し、さらに事前計算手法による簡易信頼度評価を行い相関係数の適正值を算定し送電能力計算に適用することにより系統全体の信頼度を損ねることなく送電能力指標の評価を行う方法を提案した。

さらに、経済的指標を用いて CBM および ATC の確保により得られる利益についてそれぞれ検討を行い、各利益によってもたらされる連系メリットについて考察を行った。この結果、ATC による電力託送量が年間を通じて少ない場合は CBM 確保量を増加することにより大きな利益を得ることができ、ATC による電力託送を頻繁に行う場合には逆に CBM 容量を削減して ATC として用いる空き容量を増加させた方が大きな利益を得られることを示した。またこれらの両極的な傾向の間には転換点が存在し、事業者側が ATC の託送期間に応じて CBM 確保量を適切に定める必要があることを示した。

今後の課題として主に以下の項目を挙げる。本研究ではわが国の系統構成を鑑み 2 エリアおよび 3 エリアのくし型系統モデルを取り扱ったが、系統構成は国土の条件やそれまでの構成経緯などによって様々であり、4 エリア以上の長距離くし型連系系統や欧州に代表されるメッシュ状系統、さらにループ系統など様々な系統構成が存在する。このような系統モデルへの適用を考え、提案手法を一般形へ拡張することが今後の検討課題として挙げられる。また ATC は一般にその時刻において託送を行うことのできる空き容量の最大値として定義されているが、本研究では 100% 分託送を行っているとは仮定している。経済的評価

を論じる際、実際には供給者側の希望に応じて様々な割合の電力託送が行われることが予想され、ATC のうち電力託送を行っている電力以外の空き容量が系統の信頼度に与える影響についての評価も重要項目として挙げられる。

謝辞

本研究を行うに当たり、横山明彦教授には懇切かつ熱心な御指導と貴重な御助言を頂き大変お世話になりました。ここに厚く御礼申し上げます。

技術官の島田規人氏には研究を進める際の充実した計算機環境を御提供いただき、日頃より深く感謝しております。

また先に博士課程を御卒業されましたスラチャイ・チャイタッサニー氏、博士課程 3 年の張雋氏、博士課程 1 年のタンパティパーン・クリサナ氏には研究を進める際に数多くの御助言を頂きましたことを心より感謝しております。修士課程 2 年の大屋慎次氏、修士課程 1 年の入江寛氏、河辺賢一氏、卒論生の西崎康氏、若林悠太氏、および研究生のパンスワン・ナッタウット氏には研究生生活のみならず公私にわたり大変お世話になりましたことをこの場を借りて厚く御礼申し上げます。

最後に、私の研究生生活を支えて下さった全ての方々に改めて感謝の意を申し上げると共に、皆様方の今後益々の御発展と御活躍を心よりお祈り申し上げます。

発表文献

- [1] K.Sekita, A.Yokoyama, “A New Evaluation Method of Reliability Margins in ATC Calculation of Transmission Network”, International Conference on Electrical Engineering, Hong Kong, Jul. 2007
- [2] 関田航, 横山明彦:「地域間連系線の ATC における送電用信頼度マージンの評価」, 平成 19 年電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, 2007
- [3] 関田航, 横山明彦:「ATC における送電用信頼度マージンの評価法に関する研究」, 平成 19 年電気学会 電力・エネルギー部門大会, 2007
- [4] 関田航, 横山明彦:「複数エリアの電力系統に対する連系線 CBM の算出手法」, 平成 20 年電気学会 全国大会, 2008
- [5] 関田航, 横山明彦:「系統信頼度マージンを考慮した地域間連系線 ATC 計算手法」, 平成 20 年電気学会 電力・エネルギー部門大会, 2008
- [6] K.Sekita, A.Yokoyama, “Probabilistic Evaluation Method of Available Transfer Capability Considering Reliability Margins in Transmission Network”, PowerCon, 2008

参考文献

- [1] 林泰弘：「電力ネットワークアクセス」，電気学会誌，Vol.127, No.2, pp.89-93, 2007
- [2] “Transmission Transfer Capability”，NERC Report, 1995
- [3] “Available Transfer Capability Definitions and Determination”，NERC Report, 1996
- [4] “Transmission Capability Margins and Their Use in ATC Determination”，NERC Report, 1999
- [5] 電気学会技術報告：「電力系統の利用を支える解析・運用技術」，電気学会技術報告第 1100 号，2007
- [6] Y.Ou,C.Singh, ”Assessment of Available Transfer Capability and Margins”，IEEE Trans. Pow. Syst, Vol.17, pp.463-468, 2002
- [7] 横山隆一：「電力自由化と技術開発 21 世紀における電気事業の経営効率と供給信頼性の向上を目指して」，東京電機大学出版局，2001
- [8] 電力系統利用協議会ホームページ <http://www.escj.or.jp/>
- [9] 倉石英明：「競争環境下における地域間連系線最適 CBM の導出に関する研究」，東京大学修士論文，2006
- [10] 河沼岳明：「複数の発電機から負荷への TTC 及び TRM 計算手法に関する研究」，東京大学学位論文，2005
- [11] K.Audomvongseree,A.Yokoyama, “A novel TRM Calculation Method by Probabilistic Concept”，IEEEJ Trans. PE, Vol.124, No.12, pp.1400-1407, 2004
- [12] 電気学会技術報告：「電力系統の標準モデル」，電気学会技術報告第 754 号，1999
- [13] 江連誠：「リスクに経済性を加味した複数発電機からの TTC 及び TRM 算出法に関する研究」，東京大学学位論文，2006
- [14] 資源エネルギー庁ホームページ <http://www.enecho.meti.go.jp/>
- [15] 中部電力ホームページ <http://www.chuden.co.jp/>

付録 A

電気学会 WEST10 機系統モデル

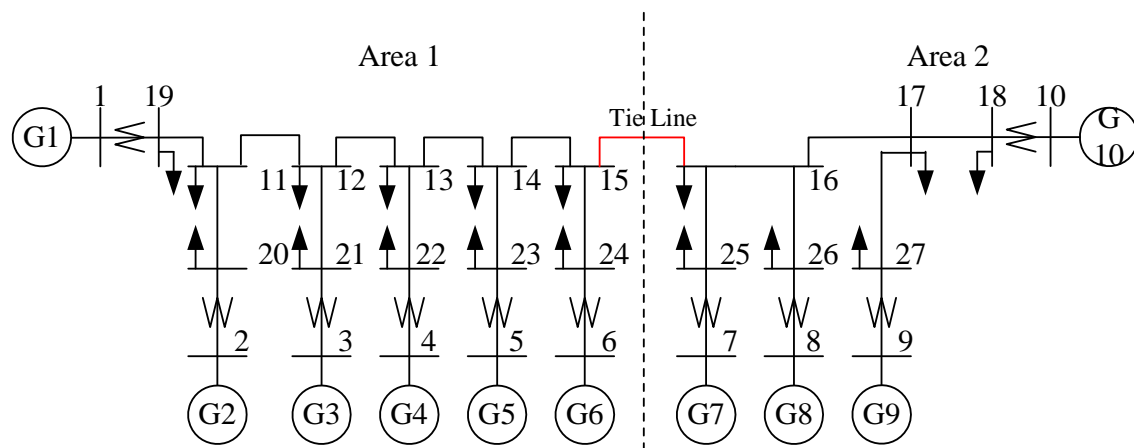


図 A1 電気学会 WEST10 機系統 2 エリアモデルの系統図

表 A1 発電機の初期 P-V 指定

Bus	P[p.u.]	V [p.u.]
1	12.0	1.02
2	9.0	1.02
3	9.0	1.02
4	9.0	1.02
5	9.0	1.02
6	9.0	1.02
7	9.0	1.02
8	4.5	1.02
9	9.0	1.02
10	28.3	1.02

表 A2 発電機データ

Generator Group	Connected Bus	Unit	PG _{max} [MW]	QG _{max} [MVar]	QG _{min} [MVar]	MTBF [hour]	MTTR [hour]	Area	発電機種類
1	1	12	1000	500	-500	1840	160	1	石炭
2	1	2	500	250	-250	1840	160	1	石炭
3	2	9	1000	500	-500	1840	160	1	石炭
4	3	9	1000	500	-500	1840	160	1	石炭
5	4	9	1000	500	-500	1840	160	1	LNG
6	5	9	1000	500	-500	1840	160	1	LNG
7	6	9	1000	500	-500	1840	160	1	LNG
8	7	9	1000	500	-500	1840	160	2	LNG
9	8	18	250	125	-125	1840	160	2	コンバインド
10	9	9	1000	500	-500	1840	160	2	LNG
11	10	25	1000	500	-500	1840	160	2	石油
12	10	10	400	200	-200	1840	160	2	石油

表 A3 負荷データ

Bus	P _L [MW]	Q _L [MVar]	Area
1	0	0	1
2	0	0	1
3	0	0	1
4	0	0	1
5	0	0	1
6	0	0	1
7	0	0	2
8	0	0	2
9	0	0	2
10	0	0	2
11	3500	0	1
12	3500	0	1
13	3500	0	1
14	3500	0	1
15	3500	0	1
16	5250	0	2
17	3500	0	2
18	28300	4761	2
19	12000	2438	1
20	5500	1466	1
21	5500	1439	1
22	5500	1434	1
23	5500	1437	1
24	5500	1444	1
25	5500	1463	2
26	2750	823	2
27	5500	1483	2

表 A4 発電機種類と定期検査期間

発電機種類	定期検査期間[週]
火力（単機容量 500[MW]）以上	5
火力（単機容量 500[MW]）未満	4
コンバインド	3

表 A5 送電線データ

Line No.	From Bus	To Bus	Unit	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	Cap [MW]	MTBF [hour]	MTTR [hour]	Area
1	1	19	2	0	0.01864	0	15000	1980	20	1
2	2	20	2	0	0.028	0	7500	1980	20	1
3	3	21	2	0	0.028	0	7500	1980	20	1
4	4	22	2	0	0.028	0	7500	1980	20	1
5	5	23	2	0	0.028	0	7500	1980	20	1
6	6	24	2	0	0.028	0	7500	1980	20	1
7	7	25	2	0	0.028	0	7500	1980	20	2
8	8	26	2	0	0.056	0	7500	1980	20	2
9	9	27	2	0	0.028	0	7500	1980	20	2
10	10	18	2	0	0.00932	0	30000	1980	20	2
11	11	19	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1
12	11	12	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1
13	11	20	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	1
14	12	13	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1
15	12	21	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	1
16	13	14	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1
17	13	22	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	1
18	14	15	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1
19	14	23	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	1
20	15	16	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	1-2 間連系線
21	15	24	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	1
22	16	17	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	2
23	16	26	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	2
24	16	25	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	2
25	17	18	2	0.0042	0.126	0.122	3000	1980	20	2
26	17	27	2	0.0021	0.063	0.061	3000	1980	20	2

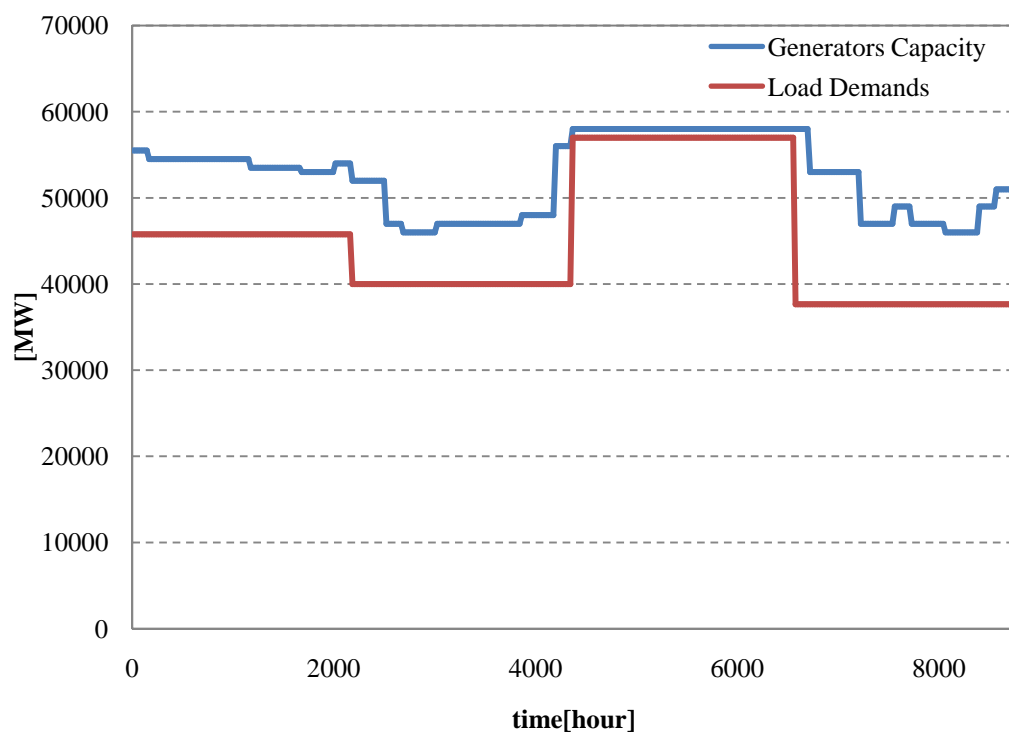


図 A2 エリア 1 の年間の需給バランス

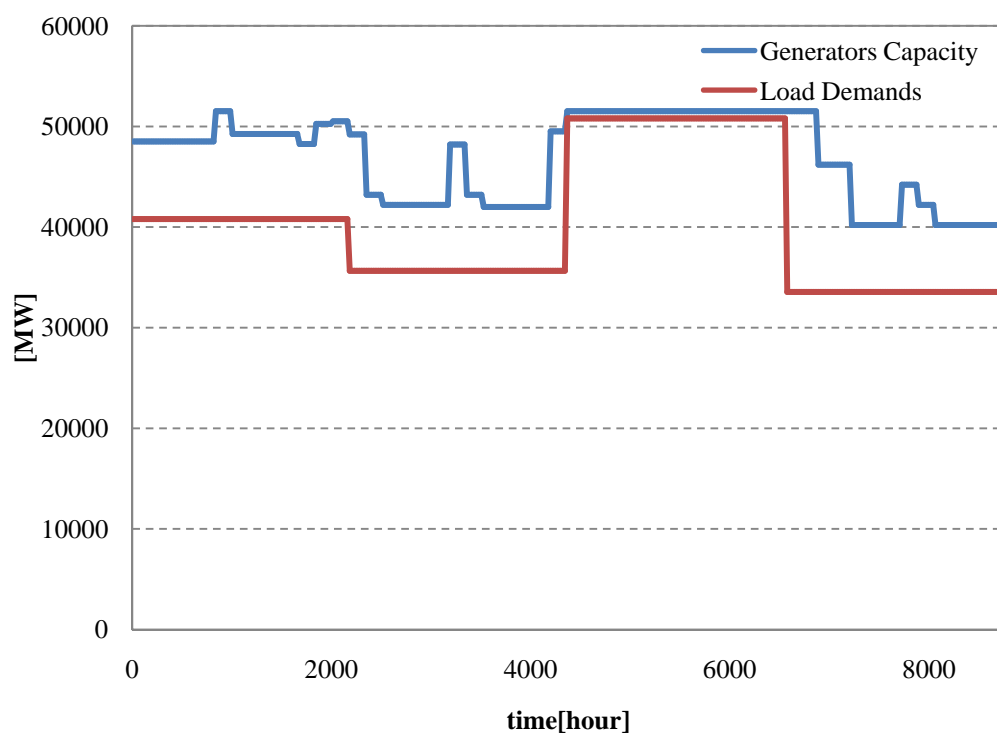


図 A3 エリア 2 の年間の需給バランス

付録 B

電気学会 WEST30 機系統モデル

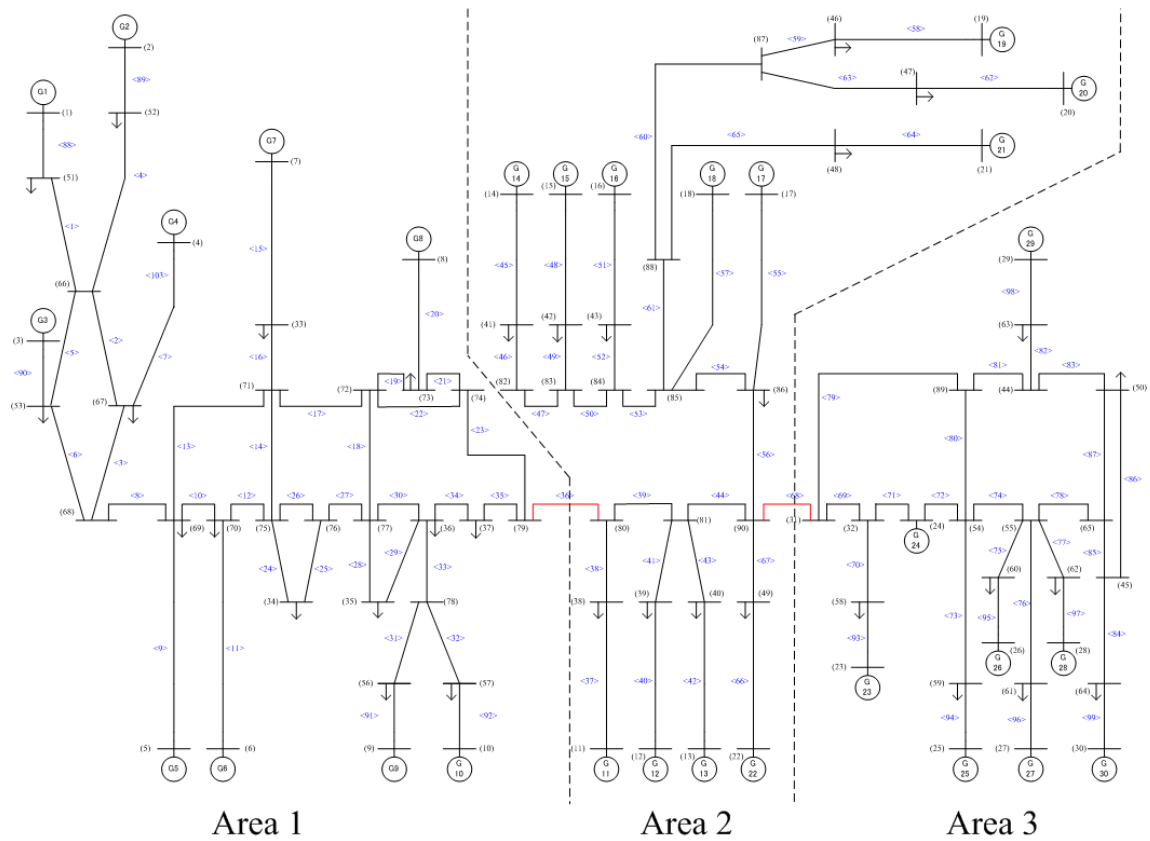


図 B1 電気学会 WEST30 機系統 3 エリアモデルの系統図

表 B1 発電機の初期 P-V 指定

Bus	P[p.u.]	V [p.u.]
1	7.65	1.01
2	4	1.01
3	3.1	1.01
4	3.8	1.01
5	1.8	1.01
6	3.4	1.01
7	1.2	1.01
8	2.3	1.01
9	4.8	1.01
10	5.3	1.01
11	5.3	1.01
12	5.5	1.01
13	7.5	1.01
14	1.9	1.01
15	5.7	1.01
16	3	1.01
17	4.3	1.01
18	3.4	1.01
19	2	1.01
20	6.2	1.01
21	1.3	1.01
22	2.3	1.01
23	7.9	1.01
24	0.55	1.01
25	0.45	1.01
26	2.4	1.01
27	2.6	1.01
28	5.3	1.01
29	3.4	1.01
30	2.4	1.01

表 B2 発電機データ

Generator	Connected	Unit	PG _{max}	QG _{max}	QG _{min}	MTBF	MTTR	Area	発電機種類
Group	Bus		[MW]	[MVar]	[MVar]	[hour]	[hour]		
1	1	3	1500	750	-750	1880	120	1	火力
2	1	4	1000	500	-500	1880	120	1	火力
3	2	3	1100	550	-550	1880	120	1	水力
4	2	1	700	350	-350	1880	120	1	水力
5	3	3	800	400	-400	1880	120	1	火力
6	3	1	700	350	-350	1880	120	1	火力
7	4	3	1100	550	-550	1880	120	1	火力
8	4	1	500	250	-250	1880	120	1	火力
9	5	3	500	250	-250	1880	120	1	火力
10	5	1	300	150	-150	1880	120	1	火力
11	6	3	1000	500	-500	1880	120	1	火力
12	6	1	400	200	-200	1880	120	1	火力
13	7	4	300	150	-150	1880	120	1	火力
14	8	3	600	300	-300	1880	120	1	水力
15	8	1	500	250	-250	1880	120	1	水力
16	9	2	1400	700	-700	1880	120	1	火力
17	9	2	1000	500	-500	1880	120	1	火力
18	10	3	1500	750	-750	1880	120	1	火力
19	10	1	800	400	-400	1880	120	1	火力
20	11	3	1500	750	-750	1880	120	2	火力
21	11	1	800	400	-400	1880	120	2	火力
22	12	3	1500	750	-750	1880	120	2	火力
23	12	2	500	250	-250	1880	120	2	火力
24	13	3	1500	750	-750	1880	120	2	火力
25	13	3	1000	500	-500	1880	120	2	火力
26	14	3	500	250	-250	1880	120	2	水力
27	14	1	400	200	-200	1880	120	2	水力
28	15	4	1500	750	-750	1880	120	2	火力
29	15	1	200	100	-100	1880	120	2	火力
30	16	4	800	400	-400	1880	120	2	原子力
31	16	1	300	150	-150	1880	120	2	原子力
32	17	2	1400	700	-700	1880	120	2	火力
33	17	3	500	250	-250	1880	120	2	火力

34	18	2	1000	500	-500	1880	120	2	火力
35	18	2	700	350	-350	1880	120	2	火力
36	19	4	500	250	-250	1880	120	2	火力
37	20	2	1800	900	-900	1880	120	2	火力
38	20	2	1300	650	-650	1880	120	2	火力
39	21	4	300	150	-150	1880	120	2	火力
40	21	1	100	50	-50	1880	120	2	火力
41	22	3	600	300	-300	1880	120	2	火力
42	22	1	500	250	-250	1880	120	2	火力
43	23	4	1800	900	-900	1880	120	3	火力
44	23	1	800	400	-400	1880	120	3	火力
45	24	5	150	200	-200	1880	120	3	水力
46	25	5	90	100	-100	1880	120	3	水力
47	26	2	700	350	-350	1880	120	3	火力
48	26	2	500	250	-250	1880	120	3	火力
49	27	3	700	350	-350	1880	120	3	火力
50	27	1	500	250	-250	1880	120	3	火力
51	28	3	1500	750	-750	1880	120	3	火力
52	28	1	800	400	-400	1880	120	3	火力
53	29	2	1000	500	-500	1880	120	3	火力
54	29	2	700	350	-350	1880	120	3	火力
55	30	4	700	350	-350	1880	120	3	原子力

表 B3 負荷データ

Bus	P _L [MW]	Q _L [MVar]	Area
1	0	0	1
2	0	0	1
3	0	0	1
4	0	0	1
5	0	0	1
6	0	0	1
7	0	0	1
8	0	0	1
9	0	0	1
10	0	0	1
11	0	0	2
12	0	0	2
13	0	0	2
14	0	0	2
15	0	0	2
16	0	0	2
17	0	0	2
18	0	0	2
19	0	0	2
20	0	0	2
21	0	0	2
22	0	0	2
23	0	0	3
24	0	0	3
25	0	0	3
26	0	0	3
27	0	0	3
28	0	0	3
29	0	0	3
30	0	0	3
31	0	0	3
32	0	0	3
33	1000	200	1
34	800	160	1

35	1500	300	1
36	800	160	1
37	600	120	1
38	5000	1000	2
39	5000	1000	2
40	8000	1600	2
41	2000	400	2
42	6000	1200	2
43	3000	600	2
44	0	0	3
45	0	0	3
46	1800	360	2
47	6000	1200	2
48	1500	300	2
49	2000	400	2
50	2000	400	3
51	7000	1400	1
52	4400	880	1
53	3000	600	1
54	0	0	3
55	0	0	3
56	4000	800	1
57	4800	960	1
58	8000	1600	3
59	1500	300	3
60	2000	400	3
61	2500	500	3
62	4000	800	3
63	3000	600	3
64	2000	400	3
65	0	0	3
66	0	0	1
67	3500	700	1
68	0	0	1
69	1600	320	1
70	2200	440	1

71	0	0	1
72	0	0	1
73	2200	440	1
74	0	0	1
75	0	0	1
76	0	0	1
77	0	0	1
78	0	0	1
79	0	0	1
80	0	0	2
81	0	0	2
82	0	0	2
83	0	0	2
84	0	0	2
85	0	0	2
86	8100	1620	2
87	0	0	2
88	0	0	2
89	0	0	3
90	0	0	2

表 B4 発電機種類と定期検査期間

発電機種類	定期検査期間[週]
火力（単機容量 500[MW]）以上	5
火力（単機容量 500[MW]）未満	4
水力	3
原子力	6

表 B5 送電線データ

Line No.	From Bus	To Bus	Unit	R [p.u.]	X [p.u.]	B [p.u.]	Cap [MW]	MTBF [hour]	MTTR [hour]	Area
1	51	66	2	0.00168	0.0505	0.02444	4500	1990	10	1
2	66	67	2	0.00091	0.02735	0.05296	4500	1990	10	1
3	67	68	2	0.00075	0.0227	0.04396	4500	1990	10	1
4	52	66	2	0.00406	0.12185	0.13602	4500	1990	10	1
5	53	66	2	0.00076	0.023	0.01114	4500	1990	10	1
6	53	68	2	0.00504	0.1514	0.0733	4500	1990	10	1
7	4	67	2	0.0011	0.0659	0.01612	4500	1990	10	1
8	68	69	4	0.0028	0.0842	0.04076	4500	1990	10	1
9	5	69	2	0.00358	0.1775	0.05204	4500	1990	10	1
10	69	70	2	0.00185	0.0555	0.10748	4500	1990	10	1
11	6	70	2	0.00304	0.1279	0.0441	4500	1990	10	1
12	70	75	2	0.00127	0.03805	0.07368	4500	1990	10	1
13	69	71	2	0.00232	0.0696	0.1348	4500	1990	10	1
14	71	75	2	0.00103	0.03105	0.06012	4500	1990	10	1
15	7	33	2	0.00374	0.1189	0.00542	4500	1990	10	1
16	33	71	2	0.0027	0.0806	0.03902	4500	1990	10	1
17	71	72	2	0.00332	0.0996	0.19288	4500	1990	10	1
18	72	77	2	0.00131	0.0395	0.07648	4500	1990	10	1
19	72	73	2	0.00146	0.0438	0.0212	4500	1990	10	1
20	8	73	2	0.00262	0.1347	0.0381	4500	1990	10	1
21	73	74	2	0.00292	0.0877	0.04246	4500	1990	10	1
22	72	74	2	0.00183	0.0548	0.10612	4500	1990	10	1
23	74	79	2	0.00089	0.0266	0.05152	4500	1990	10	1
24	34	75	2	0.00204	0.061	0.02954	4500	1990	10	1
25	34	76	2	0.00154	0.0458	0.02218	4500	1990	10	1
26	75	76	2	0.00119	0.03565	0.06904	4500	1990	10	1
27	76	77	2	0.0017	0.051	0.09876	4500	1990	10	1
28	35	77	2	0.0022	0.066	0.03196	4500	1990	10	1
29	35	36	2	0.00208	0.062	0.03	4500	1990	10	1
30	36	77	2	0.00142	0.0425	0.08232	4500	1990	10	1
31	56	78	2	0.00496	0.1487	0.07198	4500	1990	10	1
32	57	78	2	0.00132	0.0398	0.01926	4500	1990	10	1
33	36	78	4	0.0053	0.1591	0.07702	4500	1990	10	1

34	36	37	2	0.00095	0.0284	0.055	4500	1990	10	1
35	37	79	2	0.00084	0.025	0.0484	4500	1990	10	1
36	79	80	4	0.0038	0.1137	0.05504	4500	1990	10	1-2 間連系統
37	11	38	2	0.00008	0.0265	0.00136	4500	1990	10	2
38	38	80	2	0.00164	0.0495	0.02396	4500	1990	10	2
39	80	81	2	0.00096	0.02895	0.05608	4500	1990	10	2
40	12	39	2	0.0021	0.0855	0.03064	4500	1990	10	2
41	39	81	2	0.00188	0.0562	0.0272	4500	1990	10	2
42	13	40	2	0.00046	0.0305	0.00668	4500	1990	10	2
43	40	81	2	0.0018	0.0538	0.02604	4500	1990	10	2
44	81	90	2	0.00165	0.0494	0.09568	4500	1990	10	2
45	14	41	2	0.0002	0.0598	0.0029	4500	1990	10	2
46	41	82	2	0.00356	0.1071	0.05184	4500	1990	10	2
47	82	83	2	0.0017	0.0513	0.09936	4500	1990	10	2
48	15	42	2	0.00014	0.0247	0.00214	4500	1990	10	2
49	42	83	2	0.0026	0.0784	0.03796	4500	1990	10	2
50	83	84	2	0.00055	0.0164	0.03176	4500	1990	10	2
51	16	43	2	0.00014	0.0403	0.00214	4500	1990	10	2
52	43	84	2	0.00262	0.0785	0.038	4500	1990	10	2
53	84	85	2	0.00087	0.026	0.05036	4500	1990	10	2
54	85	86	4	0.00236	0.0708	0.03428	4500	1990	10	2
55	17	86	2	0.00132	0.0697	0.0193	4500	1990	10	2
56	86	90	2	0.00102	0.03055	0.05916	4500	1990	10	2
57	18	85	2	0.00262	0.1161	0.0379	4500	1990	10	2
58	19	46	2	0.00122	0.0976	0.01776	4500	1990	10	2
59	46	87	2	0.00308	0.0919	0.0445	4500	1990	10	2
60	87	88	2	0.00162	0.0487	0.09432	4500	1990	10	2
61	85	88	2	0.00131	0.0393	0.07612	4500	1990	10	2
62	20	47	2	0.00022	0.0265	0.00314	4500	1990	10	2
63	47	87	2	0.00451	0.1351	0.13452	4500	1990	10	2
64	21	48	2	0.0004	0.1051	0.00572	4500	1990	10	2
65	48	88	2	0.0031	0.0932	0.04512	4500	1990	10	2
66	22	49	2	0.00024	0.0612	0.00354	4500	1990	10	2
67	49	90	2	0.00298	0.089	0.04308	4500	1990	10	2
68	31	90	4	0.0009	0.0268	0.01298	4500	1990	10	2-3 間連系統
69	31	32	2	0.00013	0.0041	0.00792	4500	1990	10	3

70	32	58	2	0.00276	0.0831	0.04022	4500	1990	10	3
71	24	32	2	0.00134	0.0402	0.01946	4500	1990	10	3
72	24	54	2	0.00048	0.0147	0.00716	4500	1990	10	3
73	54	59	2	0.00236	0.0711	0.03442	4500	1990	10	3
74	54	55	2	0.00175	0.05255	0.10176	4500	1990	10	3
75	55	60	2	0.0034	0.1024	0.04958	4500	1990	10	3
76	55	61	2	0.0073	0.2193	0.10616	4500	1990	10	3
77	55	62	2	0.00414	0.1245	0.06028	4500	1990	10	3
78	55	65	2	0.00194	0.02835	0.05488	4500	1990	10	3
79	31	89	2	0.00154	0.04635	0.08976	4500	1990	10	3
80	54	89	2	0.00022	0.00675	0.01308	4500	1990	10	3
81	44	89	2	0.0014	0.0421	0.08152	4500	1990	10	3
82	44	63	2	0.0058	0.1744	0.08444	4500	1990	10	3
83	44	50	2	0.00074	0.0223	0.0432	4500	1990	10	3
84	45	64	2	0.00184	0.0556	0.02692	4500	1990	10	3
85	45	65	2	0.00097	0.02915	0.05644	4500	1990	10	3
86	45	50	2	0.00092	0.02765	0.05356	4500	1990	10	3
87	50	65	2	0.00026	0.00785	0.0152	4500	1990	10	3
88	1	51	2	0	0.0149	0	4500	1990	10	1
89	2	52	2	0	0.0269	0	4500	1990	10	1
90	3	53	2	0	0.04	0	4500	1990	10	1
91	9	56	2	0	0.0264	0	4500	1990	10	1
92	10	57	2	0	0.0254	0	4500	1990	10	1
93	23	58	2	0	0.014	0	4500	1990	10	3
94	25	59	2	0	0.28	0	4500	1990	10	3
95	26	60	2	0	0.0539	0	4500	1990	10	3
96	27	61	2	0	0.0452	0	4500	1990	10	3
97	28	62	2	0	0.023	0	4500	1990	10	3
98	29	63	2	0	0.0359	0	4500	1990	10	3
99	30	64	2	0	0.0438	0	4500	1990	10	3

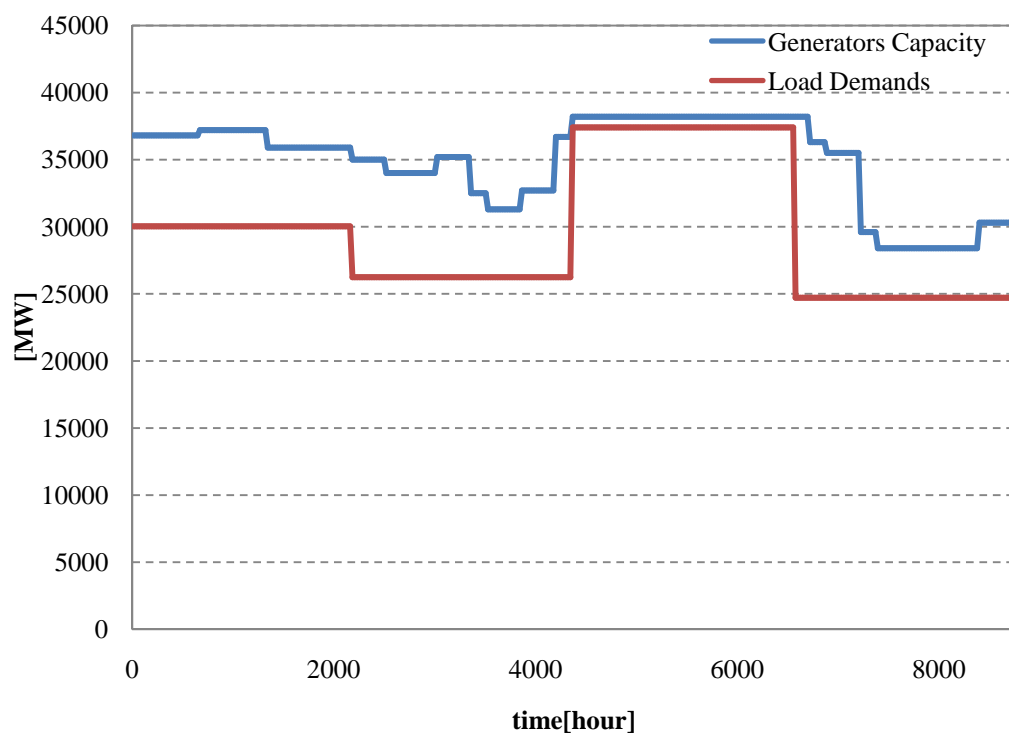


図 B2 エリア 1 の年間の需給バランス

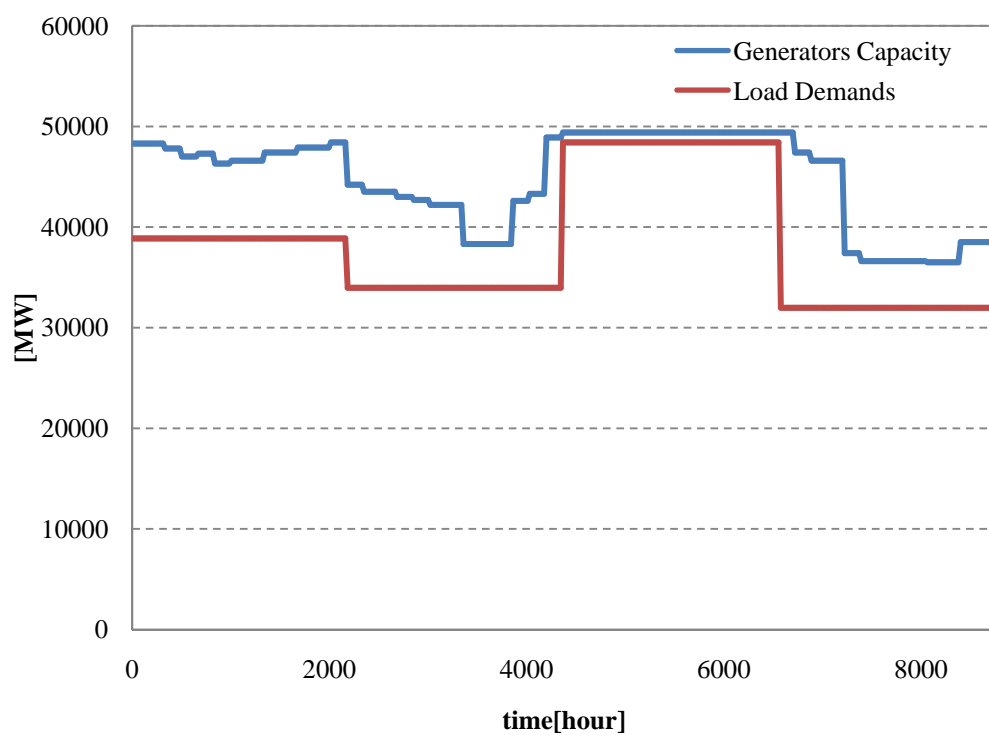


図 B3 エリア 2 の年間の需給バランス

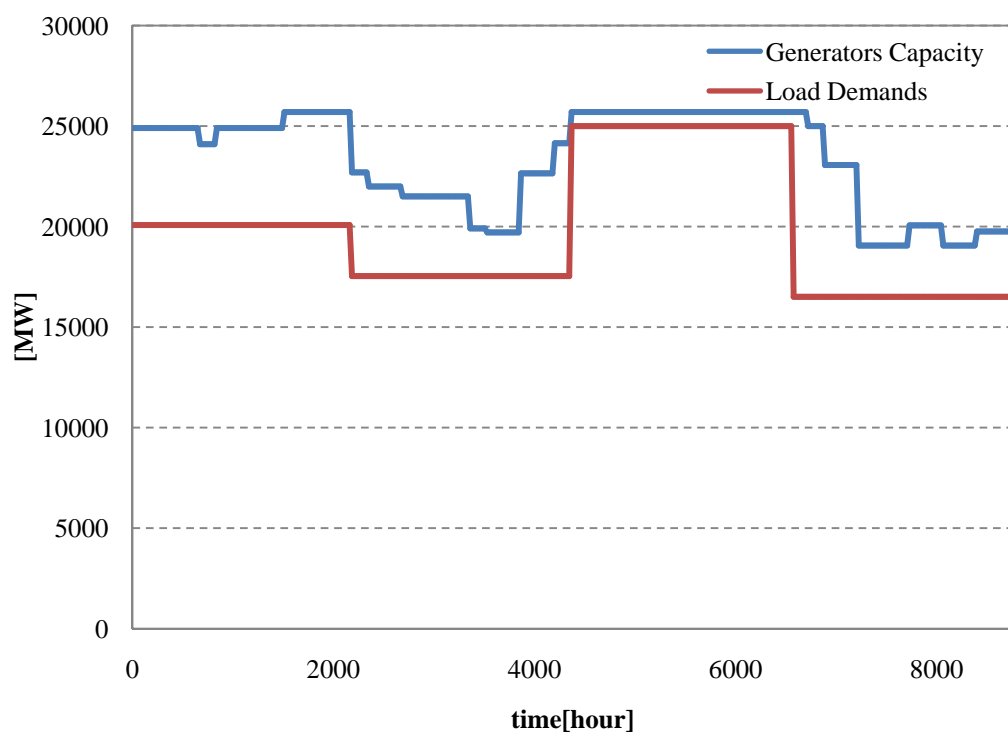


図 B4 エリア 3 の年間の需給バランス