

# 巨大複合災害時における火力発電所の供給リスク評価

2019年 9月

湯山 安由美

巨大複合災害時における  
火力発電所の供給リスク評価

湯山安由美

システム情報工学研究科  
筑波大学

2019年9月

# 巨大複合災害時における火力発電所の供給リスク評価

## 要旨

本研究では、巨大複合災害に対する火力発電所の供給リスクを評価するために、2011年東日本大震災による火力発電所の被害・復旧事例及びその後の火力発電所の高稼働時における計画外停止の発生実績に基づき、(1) 地震・津波による火力発電所の設備被害及び停止期間の評価モデル及び、(2) 発災後の高稼働時における火力発電所の計画外停止発生確率の評価モデルを構築し、これらのモデルを統合することで (3) シナリオ地震発生後の火力発電所群の供給力をシミュレートする手法を構築した。

### (1) 地震・津波による火力発電所の設備被害・停止期間評価手法

手法の構築にあたり、まず国内の既往地震を網羅的に調査し、火力発電所への影響が確認された 19 の地震事例を分析することで、外力レベルと停止期間の傾向を明らかにするとともに、発電機能及び復旧活動の支障となるリスク要因として 10 の要素を定性的に特定した。その上で、本研究では設備の被災による影響に着目し、2011 年東日本大震災による火力発電所 (29 発電所) の被害・復旧実績を新規にデータベース化し、9 つに分類した各火力発電所設備の地震及び津波に対する脆弱性関数及び設備被害を受けた発電所の停止期間を予測するための復旧関数を開発することで、各設備の脆弱性の特性及び停止期間に対して支配的となる設備の被害を明らかにした。

### (2) 高稼働時における火力発電所の計画外停止発生リスク評価手法

発災後の、需給バランスが特に逼迫し、火力発電所の高稼働状態が継続した 2011 年及び 2012 年夏季における火力発電所 (77 発電所 263 ユニット) の事故発生実績を新規にデータベース化し、発電方式及び事故経験の有無に応じて運転期間に対する計画外停止発生確率を評価するモデルを構築した。また発電ユニットの各種属性 (経年数、出力、燃料種別) と計画外停止発生確率の関係を分析することで、事故の特性を明らかにした。

### (3) シナリオ地震に対する火力発電所群の供給力のシミュレーション

(1)(2)で開発したモデルを統合し、シナリオ地震発生直後から復旧過程における火力発電所群の供給力を試算した。本手法の適用により、多様な被害・復旧パターンとその発生頻度の評価、発電所間でのリスクの比較等、本手法の有用性及び評価精度の向上を示した。

# 巨大複合災害時における火力発電所の供給リスク評価

## 目次

1. 序論 .....	1-4
1.1 研究の背景と目的.....	1-4
1.2 既往研究のレビューと本研究の位置づけ .....	1-6
1.3 火力発電所のシステム構成と地震・津波防災 .....	1-11
1.3.1 火力発電の分類と本研究の対象.....	1-11
1.3.2 火力発電所の設備構成.....	1-11
1.3.3 火力発電所設備の地震・津波防災に対する考え方.....	1-15
1.4 論文の構成 .....	1-18
2. 既往地震災害による火力発電所被害のデータベース化と被害要因分析 .....	2-22
2.1 調査対象地震の選定と調査方法 .....	2-22
2.2 機能低下及び復旧遅延要因の抽出と分析 .....	2-25
2.3 2011 年東日本大震災を対象とした詳細分析 .....	2-30
2.3.1 調査対象発電所 .....	2-30
2.3.2 外力レベルの分析.....	2-31
2.3.3 発電所設備の物的被害.....	2-33
2.3.4 発電機能への影響と停止日数 .....	2-41
2.4 まとめ .....	2-44
3. 火力発電所の設備脆弱性関数・復旧関数の提案 .....	3-47
3.1 本研究のアプローチ .....	3-47
3.2 脆弱性関数の定義.....	3-48
3.3 設備脆弱性関数の考察.....	3-50
3.3.1 地震による設備脆弱性関数 .....	3-50
3.3.2 津波による設備脆弱性関数 .....	3-56
3.4 復旧関数の定義 .....	3-62
3.5 復旧関数の考察 .....	3-65
3.6 まとめ .....	3-68
4. 高稼働時における火力発電所の計画外停止評価モデルの構築 .....	4-71
4.1 火力発電所計画外停止データベースの構築.....	4-71
4.2 火力発電所計画外停止の発生傾向分析 .....	4-77

4.3	計画外停止評価モデルの定義.....	4-81
4.4	高稼働状態における火力発電所計画外停止評価モデルの考察.....	4-86
4.5	まとめ .....	4-96
5.	シナリオ地震発生下における火力発電所群の供給力評価 .....	5-99
5.1	地震発生後の火力発電所供給力評価手法の提案.....	5-99
5.2	シナリオ地震と火力発電所群の選定 .....	5-102
5.3	地震による設備被害及び停止期間の評価結果と考察.....	5-106
5.4	計画外停止の発生に関する評価結果と考察.....	5-113
5.5	まとめ .....	5-120
6.	結論 .....	6-122
6.1	本研究で得られた知見.....	6-122
6.2	本提案手法の課題と今後の展開・展望.....	6-125
	謝辞 .....	6-128
	関連業績 .....	6-129

# 1. 序論

## 1.1 研究の背景と目的

近年、大規模自然災害の頻発により、これまでになかった規模で電力供給に対するリスク（供給力不足）が顕在化しつつある。例えば、2011 年の東日本大震災（モーメントマグニチュード 9.0）では、強い揺れとその後の巨大津波が沿岸部に立地する原子力発電所及び火力発電所を次々と襲い、その結果、電源の大幅な喪失が発生した。被災した発電所の復旧は長期に及び、事業者は早期復旧に加え、長期停止中発電所の再稼動や緊急電源の設置等、多角的な措置で対応したが、その間、需要抑制のための節電や国内では初めてとなる計画停電の実施等、国民の生活や産業活動に多大な影響を与えた。また 2018 年の北海道胆振東部地震（気象庁マグニチュード 6.7）では、北海道電力管内の需要の約半分を担う苫東厚真火力発電所が被災し、送電線事故による影響と合わせて電力需給バランスが崩れたことによる連鎖的影響により、管内全域で停電が発生する「ブラックアウト（Brackout）」が国内において初めて発生する事態となった。

これらの事例では、前者においては超広域同時被災による物理的な被害及び復旧の多様性が、また後者の事例では設備の損傷を起因とした連鎖的な被害の拡大の可能性が明らかとなったが、このような大規模自然災害に対して効果的・合理的な対策の実施やそのための議論を行うためには、発電設備から送電、変電、配電設備、そして需要を含む電力系統全体に対する災害リスク評価が必要となる。実際に国でも、経済産業省 電力安全小委員会 電気設備自然災害等対策ワーキンググループ（以下、自然災害等対策 WG）[1.1]において、今後発生が想定される巨大地震（南海トラフ地震及び首都直下地震）に対し、需要の抑制・分散や地域間での電力融通を含めた複眼的な対応を検討するために、電気設備の被害及び復旧と社会経済活動の低下と回復とを考慮した災害時の電力需給バランス評価が実施されている。これらの検討を適切に進めるためには、地震・津波による設備の被害及び復旧期間（停止期間）を評価するための汎用的な手法（モデル）が不可欠であり、例えば、米国 緊急事態管理庁（FEMA）が開発した被害予測システムである Hazus ("Hazards-US") [1.2]や、EU の Syner-G プロジェクト[1.3]では災害時の社会影響評価を行うため、各種重要インフラ設備に対する脆弱性及び復旧性の評価モデルが提案されている。しかし国内の現状をみると、従来为国・自治体の地震被害想定における電力設備の評価に関して、その対象となっているのは主として電柱・架空線・地下ケーブル等の配電設備のみであり[1.4]、発電・送電・変電設備等の電力系統における上位設備については、被害の評価手法や手法を構築する際に必要となる既往災害時の被害・復旧実績データの分析や検証はほとんどなされていない。特に火力発電所は、東日本大震災以降の原子力発電所の停止及び再稼動の遅れにより供給力に占める割

合が増加しているだけでなく、急増する再生エネルギー発電の出力変動に対する調整力としての役割も期待されており、近年その重要性が改めて高まっている。

このように災害発生時の供給力評価においては、地震・津波による物理的な被害及びその復旧想定が重要となる一方で、発災直後の需給が逼迫した状況においては、地震による直接的な被害を受けなかった発電所や早期に復旧した発電所等、利用可能な設備に高い負荷が集中し、継続して高稼働状態となる状況が生まれる。このような状況下では、機器の故障による突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制である「計画外停止 (Forced-Outage)」のリスクが高まる傾向にあり、東日本大震災以降、高稼働状態が続く火力発電所に対して、実際に計画外停止の危険性が高まっていることが指摘されている[1.5]。そのため大規模災害時における発災直後から復旧過程における火力発電所群としての供給力を評価するためには、地震・津波による物理的な被災が起因となってシステムに対する荷重が連鎖的に増加する、“巨大複合災害”と捉えて評価手法を構築する必要がある。

そこで本研究では、地震・津波による火力発電所の被災メカニズムを解明し、高稼働時の計画外停止による影響を考慮した、巨大複合災害時における火力発電所群の総合的な供給力評価する手法を開発する。

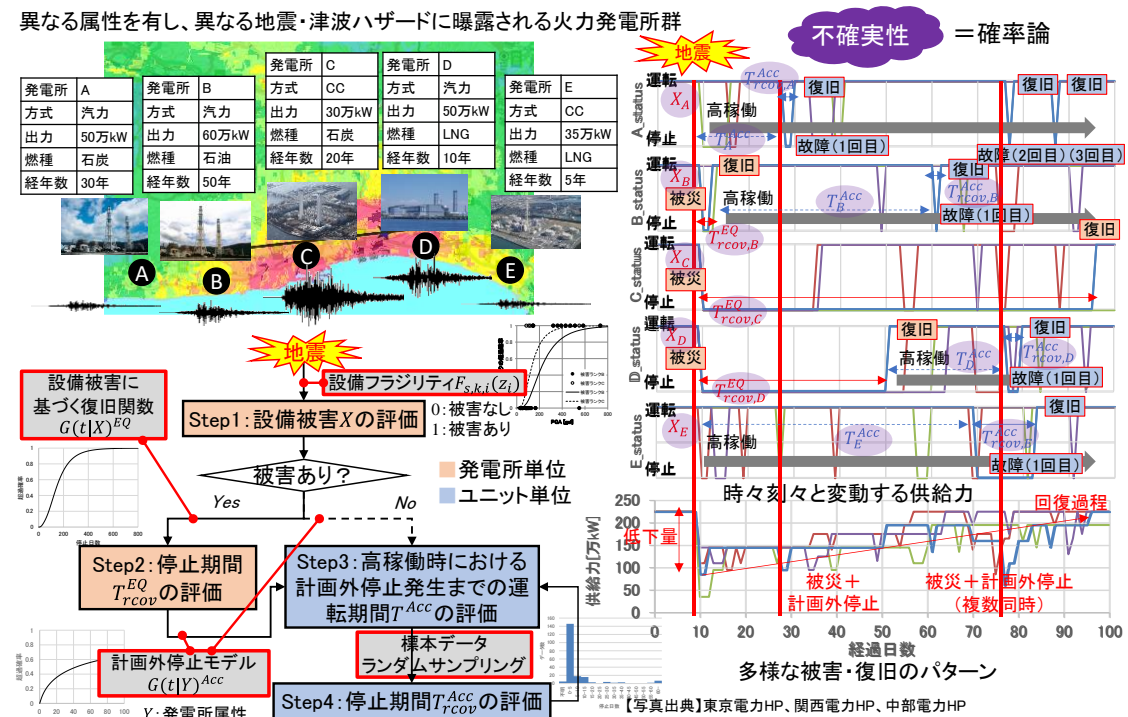


図 1.1-1 火力発電所群の供給リスク評価の枠組み

## 1.2 既往研究のレビューと本研究の位置づけ

火力発電所は、土木・建築・機械と分野横断的で多種多様な設備からなるひとつの巨大複合システムである。このような複雑なシステムの信頼性を評価するための手法としては、a) 対象とするシステムを設備単位に分解し、各構成要素について、脆弱性（故障率、フラジリティ）や復旧性（復旧確率、復旧期間）、構成要素の状態変化に伴うシステム機能（出力、稼働率）への影響を定義することで、設備の故障や被災によるシステム全体としての振る舞いをシミュレートするボトムアップ的手法と、b) 対象とするシステムを1つの要素とみなし、各種実績データ（故障の場合は運転データ、地震被害の場合は被災事例データ等）に対して統計的な分析を行い、回帰的に予測式を求めるトップダウン的手法との2つのアプローチに大別できる。以下ではこれら2つの観点から、（1）地震・津波による火力発電所の被害・停止期間の評価に関する研究及び（2）火力発電所の計画外停止の評価に関する研究の現状をレビューする。

### （1）地震・津波による火力発電所の被害・停止期間の評価

#### a) システムモデルに基づく評価

システムモデルを用いた研究としては、フォルトツリー（FT）[1.2]及びネットワークモデル[1.6]を用いた研究がある。米国 FEMA が開発した地震被害想定システム HAZUS [1.2]で用いられている発電所のフラジリティカーブ（図 1.2-1）は、ディーゼル発電機、タービン、ラック・パネル、ボイラー、圧力容器、建屋等の設備単位のフラジリティを Boolean approach により組み合わせることで算出しており、「発電所の規模（small、medium/large の2分類）」、「設備に対するアンカーの有無（2分類）」、「被害の程度（slight/minor、moderate、extensive、complete の4分類）」の別に、2×2

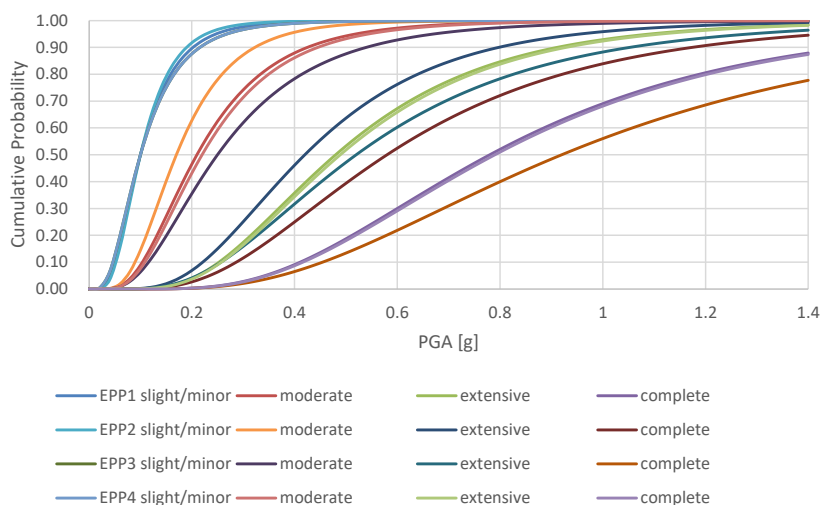


図 1.2-1 Generation Facility のフラジリティ曲線



×4=計 16 の発電所フラジリティカーブが提示されている。発電所の規模は、“small”が出力 200MW 未満、“medium/large”が 200MW 以上である。また被害の程度は、“slight/minor”が“タービントリップやディーゼル発電機の軽度な被害、建屋の軽微な被害”、“moderate”が“計器盤やラックのチャタリング、ボイラーや圧力容器の顕著な被害、建屋の中程度の被害”、“extensive”が“モーター駆動ポンプ、大型の立軸ポンプ、建屋の顕著な被害”、“complete”が“大型横置き圧力容器の甚大な被害（修復不可）、大型のモーター駆動弁の甚大な被害、建屋の大規模な被害”を指す。ただし、このフラジリティは、火力発電所に特化したものではなく、適用対象となる発電所には水力、地熱、太陽光、風力等も含まれる。また Rahman and Edwards(2015)[1.6]は、個々の構成設備をノード、設備間のモノやサービスの流れをリンクとして石炭火力発電所を1つのネットワークとしてモデル化し、設備ごとにフラジリティ曲線と復旧曲線を定義した上で、地震による発電所の停止期間を確率的に予測する手法を提案している。

これらの手法の利点は、個別のシステム構成の違いや変更に対応できる点であり、設備ごとの重要度の評価や対策の実施による費用対効果の計算等に活用されている。一方でモデルの構築には大きな労力がかかる上、構成設備個々の脆弱性や復旧性に関する多数のパラメータが必要となり、現状では個々の設備の脆弱性（フラジリティ）や復旧性（復旧所要時間）には、仮想的な値や他産業施設の値が転用されている等、その妥当性は検証されていない。加えて、国内外の学術研究において、津波を対象とした評価事例は皆無である。

#### b) 被災実績に基づく評価

地震・津波による被災実績に基づいた評価手法としては、前述の自然災害等対策 WG による検討がある。WG では災害時における電力システムの耐性評価を行い、その中間報告[1.7]に基づいて想定地震発生時の電力需給シミュレーション[1.8]を実施している。シミュレーションにおける火力発電所の被害想定のお考え方は、東日本大震災の実績に基づいて定性的に整理された表 1.2-1 の考え方をベースとしており、震度階又は浸水深別に時系列上で離散的に定義された停止率（表 1.2-2）に、当該発電所の供給力（最大出力）を掛け合わせて算出されている。同様に、寅屋敷・河田(2013)[1.9]も南海トラフ地震による電力需給ギャップを推計する上での供給力評価において、東日本大震災による火力発電所の停止期間の実績データを用いている。具体的には、停止期間データの回帰分析により算出した、震度階を変数とした津波浸水なし発電所の復旧期間予測式（式(1.2-1)）と、震度階及び浸水深を変数とした浸水あり発電所の復旧期間予測式（式(1.2-2)）を用い、発災後の停止期間を推計している。

表 1.2-1 電気設備自然災害等対策 WG における火力発電所の復旧想定[1.7]

(a) 揺れ

被害レベル	A	B		C
被害程度	ボイラー鉄骨やタービン建屋鉄骨に塑性変形等大規模な被害が発生する可能性あり	ボイラー過熱管等に中規模な被害が発生。鉄骨に軽微な塑性変形が発生する可能性あり		ボイラー過熱管等を含め小規模な被害が発生、もしくは、被害なし
震度階	7	6 強	6 弱	5 強以下
復旧期間の目安	1 ヶ月程度以上	1 ヶ月程度以内		1 週間程度以内もしくは運転継続

(b) 津波

被害レベル	A	B	C
被害程度	ユニット稼動に不可欠な機器および電動機器等が浸水	ユニット稼動に不可欠な機器の現地制御盤・操作盤および電源等が浸水	構内が一部浸水するが、機器は浸水しない
浸水深	1m 程度～数十 m	数十 cm～1m 程度	数十 cm 未満
復旧期間の目安	4 ヶ月程度以上	4 ヶ月程度以内	運転継続可能

表 1.2-2 電気設備自然災害等対策 WG における火力発電所の復旧想定[1.8]

(a) 揺れ

震度	直後	1 日以内	3 日以内	1 週間以内	2 週間以内	3 週間以内	1 ヶ月後	5 週間以内	6 週間以内	7 週間以内	2 ヶ月後	3～11 ヶ月後	12 ヶ月後
4 未満	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5 弱	8%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5 強	20%	7%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6 弱	90%	90%	90%	90%	90%	90%	23%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
6 強	90%	90%	90%	90%	90%	90%	23%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
7	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%

(b) 津波

浸水深	直後	1 日以内	3 日以内	1 週間以内	2 週間以内	3 週間以内	1 ヶ月後	2 ヶ月後	3 ヶ月後	4～8 ヶ月後	9 ヶ月後
1m～	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%
0.3m～	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%
浸水なし	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

$$D_t = 21.333S - 18.833 \quad (1.2-1)$$

$D_t$  : 津波浸水無の発電所の復旧日数[日]

$S$  : 震度ダミー (0: 4 以下、1: 5 弱、2: 5 強、3: 6 弱、4: 6 強、5: 7)

$$D_t = 75.737S + 0.522h - 176.677 \quad (1.2-2)$$

$D_t$  : 津波浸水有の発電所の復旧日数[日]

$S$  : 震度ダミー (0: 4 以下、1: 5 弱、2: 5 強、3: 6 弱、4: 6 強、5: 7)

$h$  : 津波浸水深高さ[cm]

これらの手法の利点は、比較的簡便、迅速にまた低コストで被害の傾向や大局を把握することができる点であり、交通インフラの被害や復旧資源の制約等の発生メカニズムをモデル化しにくい事象も陰に含んだ評価が可能となる。しかしこのようなアプローチをとるためには、量・質ともに統計分析に耐え得るレベルの被災事例データの蓄積が必要であり、設備構成の違い等、個別の条件に応じた詳細な評価や対策効果の検証に用いることには困難な面もある。実際に前述の研究では、停止割合及び停止期間の評価は外力の大きさのみを説明変数としたものであり、個々の設備の被災状況は評価されていない。また、ここで示されている停止期間は決定論的な目安であり、被害の発生や復旧に関する不確実性・多様性は考慮されていない。

## (2) 火力発電所の計画外停止の評価

### a) システムモデルに基づく評価

システムモデルに基づく火力発電所の信頼性評価に関する研究は数多くあり、分析手法としてはフォルトツリー (FT) [1.10]やマルコフモデル[1.11]-[1.13]、ペトリネット[1.14]、グラフモデル[1.15]、等が用いられている。これらの研究では、設備ごとの重要度の評価や設備編子に対する感度分析、合理的なメンテナンス計画の策定支援等がなされているが、いずれも個々の設備の脆弱性（故障率）や復旧性（復旧所要時間）に関するパラメータは多くのケースで仮想的な値であり、現実的なパラメータ設定の根拠となるデータで検証されていないことから、学術的な有用性には課題がある。

### b) 運転実績に基づく評価

実績データの分析に基づく火力発電所の信頼性評価の例としては、電気事業者による供給計画の策定において用いられている計画外停止率 $p$ （式 1.2-3）がある[1.16]。

$$p = \frac{O}{R+O} \quad (1.2-3)$$

$R$  : 運転時間

$O$  : 計画外停止時間

これは 1955 年～2005 年までの 51 ヶ年の運転データを用い、平常的な運転時を想定して算出されたものであり、火力発電所の計画外停止率は、350MW 以下のユニットで 2.5%、265MW 以下のユニットで 2.0%、運転開始初期は 5.0%となっている。しかし、計画外停止の“確率”は明らかになっておらず、まして発災後の需給逼迫状態（高稼動状態）に着目した分析や、発電形式や燃種、事故履歴等、属性別に着目したモデルは国内外の学術研究において皆無である。

以上、火力発電所の信頼性を評価した研究を、システムモデルに基づくボトムアップ的手法、実績データの分析に基づくトップダウン的手法の2つの観点から整理した。その上で、火力発電所の地震・津波に対する基本的な耐性や復旧性、高稼働時における計画外停止の発生頻度がこれまでに十分把握されておらず、基本的かつ現実的な特性を明らかにする必要があること、また後述する東日本大震災に関連した多数の調査により火力発電所の被害及び運転の実態を把握するための情報が利用可能であることから、本研究では実績データの統計的分析に基づき、地震・津波に対する火力発電所の設備の脆弱性及び被災による停止期間の特徴を体系的に解明するとともに、高稼働時における計画外停止発生確率及び発電所の属性や事故履歴による特徴の解明を試みる。地震・津波に対する被害・復旧評価には、東日本大震災による火力発電所の被害・復旧実績データを、計画外停止の評価には東日本大震災後の2011年及び2012年夏季の計画外停止発生実績データを本研究において新規にデータベース化し、分析に用いた。また地震・津波による被害や事故、故障による停止またそれらの復旧は本来大きな不確実性を含むものであり、シナリオの多様性やその発生頻度を評価するために、本研究では確率論的な評価の枠組みを構築する。

## 1.3 火力発電所のシステム構成と地震・津波防災

### 1.3.1 火力発電の分類と本研究の対象

火力発電とは、燃料を燃やして得られた熱エネルギーを電気エネルギーに変換することを指し、原動機によって表 1.3-1 のように分類することができる。このうち汽力発電、コンバインドサイクル発電が発電規模の大きい基幹的な発電所で採用されている発電方式であるのに対し、内燃力発電方式は主に離島や非常用として利用されている。現在我が国には、185 箇所、出力計 14,304 万 kW の火力発電所がある（2016 年 3 月現在※一般電気事業者、卸電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者所有）[1.17]が、汽力及びコンバインドサイクル発電が占める割合は出力ベースで 98%になる。そのため本研究では、以降、出力が大きく基幹的な電源である、汽力発電及びコンバインドサイクル発電を対象とする。

また発電形式は燃料の種類によっても分類できる。火力発電に用いられる主な燃料は化石燃料（石炭、石油、天然ガス等）であるが、近年は廃棄物や間伐材、廃油、家畜糞尿等のバイオマス燃料を混焼する発電所も増加している。国内の火力発電に関する燃料別発電実績は図 1.3-1 の通りである[1.17]。各電源は供給力に対する役割から、常に一定の出力で運転を行う“ベースロード電源”、需要の変動に応じて出力を調整する“ピーク電源”、その中間的な役割を担う“ミドル電源”に分類できるが、火力発電については一般的に、石炭火力がベースロード電源として、石炭、LNG、石油がピーク電源及びミドル電源として考えられている。

### 1.3.2 火力発電所の設備構成

火力発電所は機械、建築、土木設備等からなる複合的な大規模システムであるとともに、その稼働には燃料や冷却水等、外部からのユーティリティの供給にも依存している。またその設備構成は前述の発電方式及び使用する燃料によっても異なる。汽力発電方式の場合、ボイラーへ送られた水は燃焼熱で蒸気となり、そのエネルギーで蒸気タービンを回転させ、この回転エネルギーを利用して発電機を駆動させることで電気を発生させ

表 1.3-1 原動機別火力発電所の分類（文献[1.18]に基づき作成）

汽力発電	ボイラーで燃料を燃焼させ、その熱で発生させた蒸気を用いて蒸気タービンを回転させ、電力を発生させるシステム。
内燃力発電	燃焼器で燃料を燃焼させ、その燃焼ガスを作動流体として機械仕事に変換するシステム。ガソリン機関、ディーゼル機関がある。
ガスタービン発電	燃焼器で燃料を燃焼させ、その燃焼ガスを用いてガスタービンを回転させ、電力を発生させるシステム。
コンバインドサイクル発電	ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせて発電する方式。燃焼器で燃料を燃焼させ、その燃焼ガスを用いてガスタービンを回転させると共に、排ガスの余熱で蒸気を発生させ、蒸気タービンによっても発電するシステム。

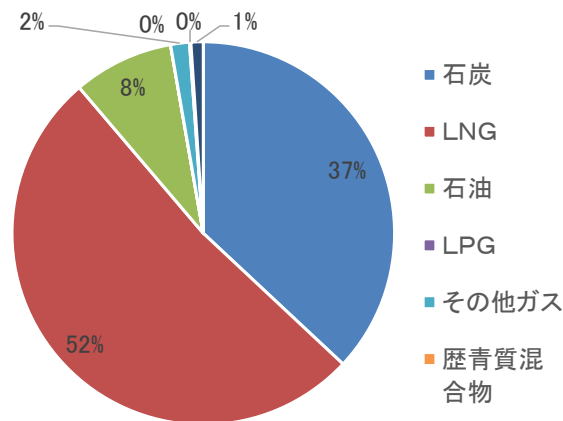


図 1.3-1 2015 年度燃料別発電実績（文献[1.17]に基づき作成）

る。これに対し、コンバインドサイクル発電方式では、まず燃焼器での燃料の燃焼により生じた高温・高圧の燃焼ガスを利用してガスタービンを回転させ、発電する。さらにガスタービンからの排気は排熱回収ボイラーへ送られ、ここで水を蒸気へ変換し、蒸気タービンでも発電するという二段階構成である。このような燃焼—発電系統のほか、燃焼により生じる排煙を安全に放出するための環境保全設備や蒸気タービンを通過した後の蒸気を冷却するための海水を取水・放水するための設備、燃料を受け入れ、構内に貯蔵、ボイラーへ輸送するための燃料系の設備、ボイラーへの給水や排煙の処理に使用するための工業用水の受入設備、外部から受電するための電気設備、これらの設備を監視・制御するための設備等がある。

以上を踏まえ本研究では、発電所の設備をその機能に応じて、「1. 港湾・荷役設備」、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」、「3. 取放水・給排水設備」、「4. 送受電設備」、「5. ボイラー設備」、「6. タービン・発電設備」、「7. 排煙処理設備」、「8. 事務本館・倉庫」、「9. 構内環境」の 9 つのサブシステムに分類した。各サブシステムと具体的な機器・設備の関係は、表 1.3-2 及び図 1.3-2 に示す通りである。直接発電に関わる機器・設備から構成される 1～7 のサブシステムに加え、所内作業の指示や資材の管理等、復旧活動の拠点となる施設を「8. 事務本館・倉庫」、敷地内の移動や資機材の搬出入等、復旧作業全般に関わる構内道路等を「9. 構内環境」として定義した。

表 1.3-2 機器・設備とサブシステムの関係

サブシステム	機器・設備
1. 港湾・荷役設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>係留施設（岸壁・栈橋）</li> <li>外郭施設（防波堤、防潮堤、護岸）</li> <li>荷捌き施設（『石炭』揚炭機、受入コンベア、『石油・LNG』ローディングアーム）</li> </ul>
2. 燃料貯蔵・輸送設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>『石炭』スタッカー、貯炭施設（サイロ・建屋）、リクレーマー、払出コンベア</li> <li>『石油』タンク、配管、ポンプ、付属設備</li> <li>『LNG』タンク、気化器、配管、ポンプ、付属設備</li> </ul>
3. 取放水・給排水設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却水関連設備（取水口・取水路、スクリーン、排水口・排水路、循環水ポンプ・配管）</li> <li>上水・工業用水設備（水タンク、配管、純水製造装置）</li> <li>排水処理設備</li> </ul>
4. 送受電設備	変圧器、開閉所設備、非常用ディーゼル発電機
5. ボイラー設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃焼設備（ボイラー本体、バーナ、主蒸気管、再熱器・過熱器、『石炭』バンカー、一次通風機、微粉炭機・微粉炭管、『CC』圧縮機、燃焼器）</li> <li>空気供給設備（通風機、空気予熱器）</li> <li>ボイラー給水設備（ボイラー給水ポンプ、給水過熱器、脱気器、節炭器）</li> <li>復水設備（復水器、復水ポンプ）</li> </ul>
6. タービン・発電設備	蒸気タービン、『CC』ガスタービン、潤滑油設備（主油タンク・ポンプ）、ターニング装置、発電設備（発電機、励磁装置、主変圧器）
7. 排煙処理設備	脱硝装置、『石炭』集塵器、灰処理装置、『石炭・石油』脱硫装置、煙道、通風機、煙突、薬品タンク
8. 事務本館・倉庫	事務本館、倉庫、車庫
9. 構内環境	護岸、構内道路、敷地境界設備（フェンス等）

【】：特定の発電方式又は燃料を使用する発電所に適用される設備

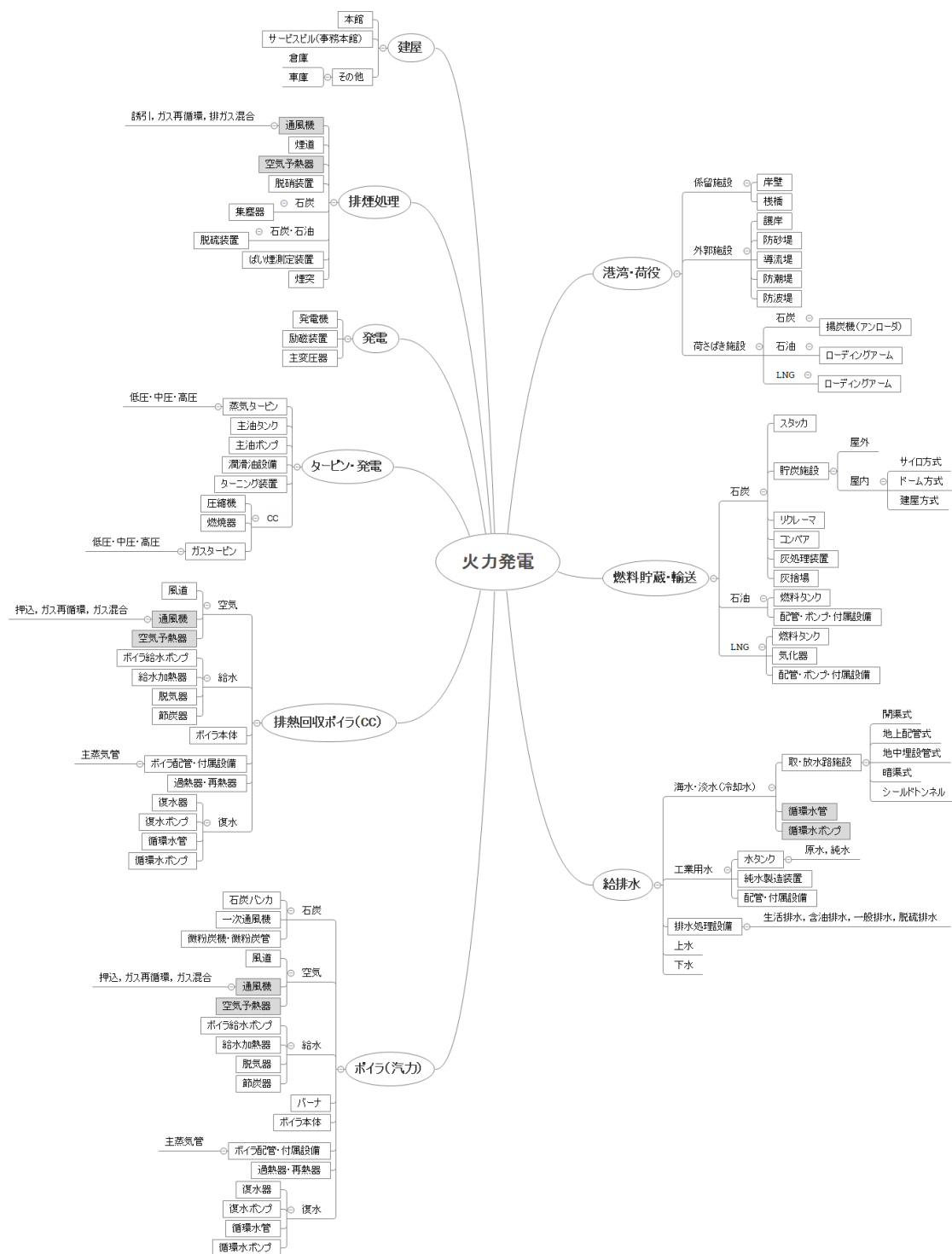


図 1.3-2 火力発電所の構成設備



### 1.3.3 火力発電所設備の地震・津波防災に対する考え方

火力発電所の耐震性については、1995 年の兵庫県南部地震を踏まえて設置された資源エネルギー庁 電気設備防災対策検討会において、各電気設備の耐震性区分及び地震動のレベル別に確保すべき耐震性が整理されている（表 1.3-3）。これは防災基本計画において示された、「構造物・施設等の耐震性確保についての基本的考え方」に基づき定められたものであり、2011 年の東日本大震災を受けて設置された電力安全小委員会 電気設備地震対策 WG[1.19]において、現状、求められる耐震性が確保されていることが確認されている。また津波に対しては、中央防災会議「東北地方太平洋沖地震を教訓とした地震・津波対策に関する専門調査会」において報告された津波対応の基本的考え方に基づき、同 WG において津波のレベルに応じた電気設備に対する考え方が整理されている（表 1.3-4）。

このうち耐震性に関する具体的な設計の考え方は、民間規格である日本電気協会 JEAC3605[1.20]において規定されている。JEAC3605 では、主となる耐震設計手法として「震度法」及び「修正震度法」が用いられている。震度法とは、構造物の地震時の

表 1.3-3 電気設備（火力発電設備）の耐震区分

設備区分	耐震性区分Ⅰ		耐震性区分Ⅱ
対象設備	LNG タンク、油タンク		区分Ⅰ以外の発電設備
一般的地震動 (震度 5 程度) ※1	個々の設備ごとに機能に重大な支障が生じない		個々の設備の機能に重大な支障が生じない
高レベル地震動 (震度 7 程度) ※2	人命に重大な影響を与えない		著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じることのないよう、代替性の確保、多重化等により、総合的にシステムの機能が確保される

※1 供用期間中に 1～2 度程度発生する確率を持つ地震動

※2 発生頻度は低い直下型地震又は海溝型巨大地震に起因する一般的な地震動に比べさらに高レベルの地震動

表 1.3-4 電気設備の耐津波区分

設備区分	区分Ⅰ	区分Ⅱ
対象設備	LNG タンク、油タンク	発電所建屋、タービン、ボイラー、変電設備、送電設備、配電設備、電力保安通信設備 等
頻度の高い津波	<ul style="list-style-type: none"> <li>個々の設備毎に機能に重大な支障が生じないように対策を施す</li> <li>現行の敷地高さ、防潮堤の有効性の確認を行う</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域において浸水が想定される場合、地域の防災計画、浸水後の需要の有無等との整合を図り、地域と協調して、被害を減じ又は復旧を容易とするような設備形成を進める</li> <li>火力発電設備については、地域において浸水が想定される場合、被害の想定を踏まえ、従来の対策の有効性を確認する</li> </ul>
最大クラスの津波	人命に重大な影響を与えないよう類似の石油コンビナート等との整合をとった対策を行う	供給力確保の観点から、発電設備については、個々の重要度や地域毎の被害想定を踏まえ、復旧の迅速化を図るための対応を進める

動的な振動現象をこれと等価な静的な水平力に置き換えて断面力や変位を算出する耐震計算法であり、主に構造物の弾性域の振動特性を表現する計算法として用いられている。これに構造物の固有周期と地盤特性を考慮したものが修正震度法である。震度法による設計水平震度 $K_{SH}$ 及び設計鉛直震度 $K_{SV}$ はそれぞれ式(1.3-1a)及び式(1.3-2)、修正震度法による設計水平震度 $K_{MH}$ と設計鉛直震度 $K_{MV}$ は式(1.3-3)及び式(1.3-4a)または式(1.3-4b)の通り定義される。

$$K_{SH} = v_4 \cdot K_H \quad (1.3-1a)$$

$K_H$ : 地表面における水平震度

$$K_H = 0.15 \cdot v_1 \cdot v_2 \cdot v_3 \quad (1.3-1b)$$

ただし、0.2 未満となる場合は、0.2 とする（土木構造物は除く）

- $v_1$ : 地域別補正係数  
 $v_2$ : 地盤別補正係数  
 $v_3$ : 重要度係数  
 $v_4$ : その他の補正係数

$$K_{SV} = K_{SH}/2 \quad (1.3-2)$$

$K_{SV}$ : 設計鉛直震度

$$K_{MH} = v_5 \cdot K_H \quad (1.3-3)$$

$v_5$ : 構造物の固有周期を考慮した応答倍率

$$K_{MV} = K_{MH}/2 \quad (1.3-4a)$$

$$K_{MV} = v_7 \cdot K_H/2 \quad (1.3-4b)$$

$v_7$ : 構造物を考慮した応答倍率

表 1.3-5 には火力発電所の平均的な立地環境（ $v_1$  =地域区分 I 又は特 A 地区、 $v_3$  =第三種地盤）を想定した場合の、主要な設備に関する設計水平震度を示す。ボイラーをはじめとする主要設備の設計水平震度は 0.20～0.27 であり、加速度に換算して 196～265gal 程度となっている。

表 1.3-5 火力発電所主要設備の設計水平震度 $K_{SH}$

サブシステム	設備・機器	$K_{SH}$
1. 荷役・港湾設備	ローディングアーム（石油）	0.27
2. 燃料貯蔵・輸送設備	貯炭場建屋、石炭貯蔵・払出設備、ベルトコンベア	0.20 ※1
	石油ポンプ・加熱器、石油防油堤	0.27
3. 取放水・給排水設備	循環水ポンプ、海水ポンプ	0.20 ※1
5. ボイラー設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ボイラー本体、支持鉄構</li> <li>・ボイラー主要補機（空気予熱器、通風機・送風機、ポンプ、空気圧縮機、熱交換器・塔槽類）</li> <li>・ボイラー主要配管（主蒸気管、再熱管、主給水管）</li> <li>・復水器、復水ポンプ</li> <li>・石炭燃焼装置（微粉炭機、排炭機、一次通風機、石炭管、バンカ）</li> </ul>	0.20 ※1
6. タービン・発電設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・蒸気タービン本体、ガスタービン本体</li> <li>・潤滑油設備</li> <li>・発電機、励磁機</li> </ul>	0.20 ※1
7. 排煙処理設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・煙風道</li> <li>・排煙処理装置（集塵装置、排煙脱硝装置、排煙脱硫装置）</li> <li>・灰処理装置</li> </ul>	0.20 ※1

※1 設置位置が地表面から 16m 以下の場合

## 1.4 論文の構成

本論文では、まず第 1 章 1 節で本研究の背景を、2 節で関連する既往研究の現況を整理し、本研究の位置づけと意義を述べる。その上で 3 節では、本研究に関する基礎知識として、火力発電システムの概要と具体的な設備構成、地震・津波防災に関する考え方と現行の耐震設計規程を整理する。

第 2 章及び第 3 章は、地震・津波に対する火力発電所の被害・復旧評価に関する研究である。まず第 2 章 1 節及び 2 節では、1960 年以降に国内で発生した 19 の地震を調査し、地震・津波による火力発電所への影響要因を網羅的に抽出した上で、発電機能の低下及び復旧遅延につながる構造を分析する。また第 2 章 3 節では、抽出した要因のうち設備被害に着目し、2011 年東日本大震災における外力の大きさや設備被害の発生状況、停止期間に関する詳細なデータベースを構築することで、設備被害の特徴に対する分析を行う。次に第 3 章では、第 2 章 3 節で構築した東日本大震災に関する被害・復旧データベースを用いて発電所設備の被害を予測するための地震・津波脆弱性関数及び設備被害の発生状況から停止期間を評価するための復旧関数を提案する。

第 4 章は、地震による直接的な被害を受けなかった発電所及び被災後に復旧し、運転を再開した発電所における、高稼働時の計画外停止の発生確率評価に関する研究である。1 節において、2011 年及び 2012 年夏季における国内の火力発電所における計画外停止発生実績をデータベース化し、2 節においてその発生傾向に関する基礎的な分析を行った上で、3 節及び 4 節において計画外停止確率の定量的な評価モデルの構築及び考察を行う。

第 5 章では、以上で構築した地震・津波による火力発電所の被害・復旧評価手法と計画外停止の評価モデルとを統合し、地震発生直後から復旧過程における火力発電所群の供給力評価手法を構築する。1 節で評価の枠組みを提案し、2 節以降で提案手法のフィージビリティスタディとして、シナリオ地震に対する試算例を示す。本研究では、将来発生蓋然性が高い首都直下地震を対象とした。最後に 6 章では本研究の結論と今後の課題及び展開を述べる。以上の流れを図 1.4-1 に示す。

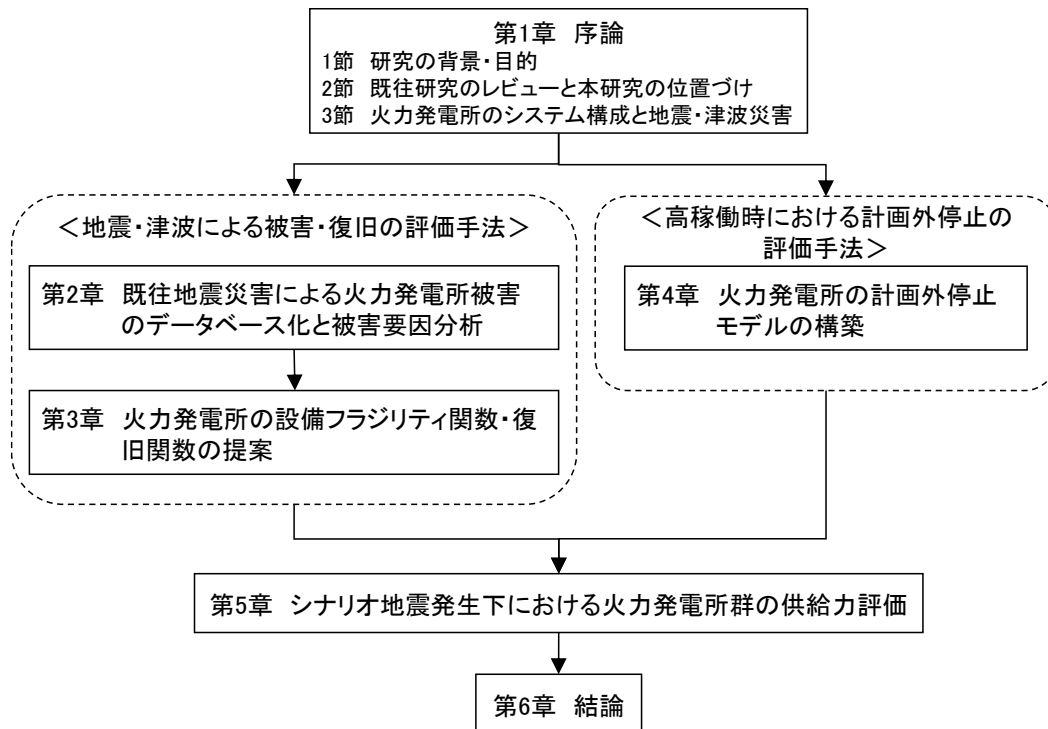


図 1.4-1 本論文の構成

## 参考文献

- [1.1] 経済産業省 産業構造審議会 保安・消費生活用品安全分科会 電力安全小委員会 電気設備自然災害等対策ワーキンググループ.  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan\\_shohi/denryoku\\_anzen/denki\\_se\\_tsubi/index.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/denki_se_tsubi/index.html)
- [1.2] Department of Homeland Security Federal Emergency Management Agency: Multi-hazard Loss Estimation Methodology Earthquake Model Hazus ® -MH2.1 Technical Manual, 2013.  
[https://www.fema.gov/media-library-data/20130726-1820-25045-6286/hzmmh2\\_1\\_eq\\_tm.pdf](https://www.fema.gov/media-library-data/20130726-1820-25045-6286/hzmmh2_1_eq_tm.pdf)
- [1.3] SYNER-G: Systemic Seismic Vulnerability and Risk Analysis for Buildings, Lifeline Networks and Infrastructures Safety Gain.  
<http://www.vce.at/SYNER-G/index.htm>
- [1.4] 損害保険料率算出機構：国・自治体の地震被害想定における被害予測手法の調査（平成 25 年度調査）、地震保険研究、No.27、2014.
- [1.5] 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会：電力需給検証小委員会報告書、2013.
- [1.6] M. Rahman and M. Edwards: A Component Level Approach to the Earthquake Vulnerability of Critical Infrastructure Facilities, Proceedings of the 10<sup>th</sup> Pacific Conference on Earthquake Engineering –Building and Earthquake-Resilience Pacific, 6-8 November 2015, Sydney, Australia.
- [1.7] 産業構造審議会 電力安全小委員会 電気設備自然災害等対策ワーキンググループ：電気設備自然災害等対策ワーキンググループ中間報告書、2014.
- [1.8] 三菱総合研究所：平成 26 年度災害に強い電気設備検討調査（災害時の電力需給等シミュレーションに関する調査）調査報告書、2015.
- [1.9] 寅屋敷哲也、河田恵昭：南海トラフ巨大地震における中・長期的な電力需給ギャップ推計方法の一試案、社会安全研究、第 4 号、pp.15-31、2014.  
[https://www.kansai-u.ac.jp/Fc\\_ss/common/pdf/bulletin004\\_15.pdf](https://www.kansai-u.ac.jp/Fc_ss/common/pdf/bulletin004_15.pdf)
- [1.10] L. Krishnasamy, F. Khan, M. Haddara: Development of a Risk-based Maintenance (RBM) Strategy for a Power-Generating Plant, Journal of Loss Prevention, Vol.18, pp.69-81, 2005.
- [1.11] N. Arora and D. Kumar: Availability Analysis of Steam and Power Generating System in the Thermal Power Plant, Microelectron Reliability, Vol.35, No.7, pp795-799, 1997.
- [1.12] R. Kumar, A.K. Sharma, P.C. Tewari: Performance Evaluation of a Coal-Fired Power Plant, International Journal of Performance Engineering, Vol.9, No.4,

pp.455-461, 2013.

- [1.13] D. Panchal, D. Kumar: Integrated Framework for Behavior Analysis in a Process Plant, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Vol.40, pp.147-161, 2016.
- [1.14] H. Sabouhi, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, P. Dehghanian: Reliability Modeling and Availability Analysis of Combined Cycle Power Plants, Electrical Power and Energy Systems, Vol.79, pp.108-119, 2016.
- [1.15] N. Dev, Samsher, SS. Kachhwaha, R. Attri: Development of Reliability Index for Combined Cycle Power Plant using Graph Theoretic Approach, Ain Shams Engineering Journal, Vol.5, pp.193-203, 2014.
- [1.16] 電力広域的運営推進機関：電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説（抄）．  
[https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2018\\_kaisetsu.pdf](https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2018_kaisetsu.pdf)
- [1.17] 経済産業省 資源エネルギー庁：2015 年度（平成 27 年度）電力調査統計.
- [1.18] 瀬間徹：火力発電総論、電気学会、2002.
- [1.19] 総合資源エネルギー調査会 原子力安全・保安部会 電力安全小委員会 電気設備地震対策ワーキンググループ：電気設備地震対策ワーキンググループ報告書、2012.
- [1.20] 日本電気協会 火力専門部会：電気技術規程火力編 火力発電所の耐震設計規程 JEAC3605-2014、2014.

## 2. 既往地震災害による火力発電所被害のデータベース化と被害要因分析

### 2.1 調査対象地震の選定と調査方法

本節では、地震・津波災害時における火力発電所の供給能力評価手法の構築に向け、国内の既往災害による火力発電所被害の実態を調査し、発電機能の低下や復旧遅延に関連する要因の抽出及びその体系的整理を試みた。地震による被害として特にライフラインの途絶が着目されたのが 1964 年の新潟地震である点、火力発電所の建設時期、耐震設計の観点から、1960 年以降の地震を調査対象とした。火力発電所の地震被害に関するレビュー[2.1]・[2.3]、学協会・研究機関による地震被害調査報告書及び関連論文（例えば[2.4]）、内閣府による地震被害状況速報[2.5]、電力会社による被害復旧報告[2.6],[2.7]及びプレスリリース等を調査した結果、表 2.1-1 に示す 19 の地震災害、計 69 の火力発電所について不具合情報を得ることができた。このうち津波による影響が確認できたのは、3 地震である。

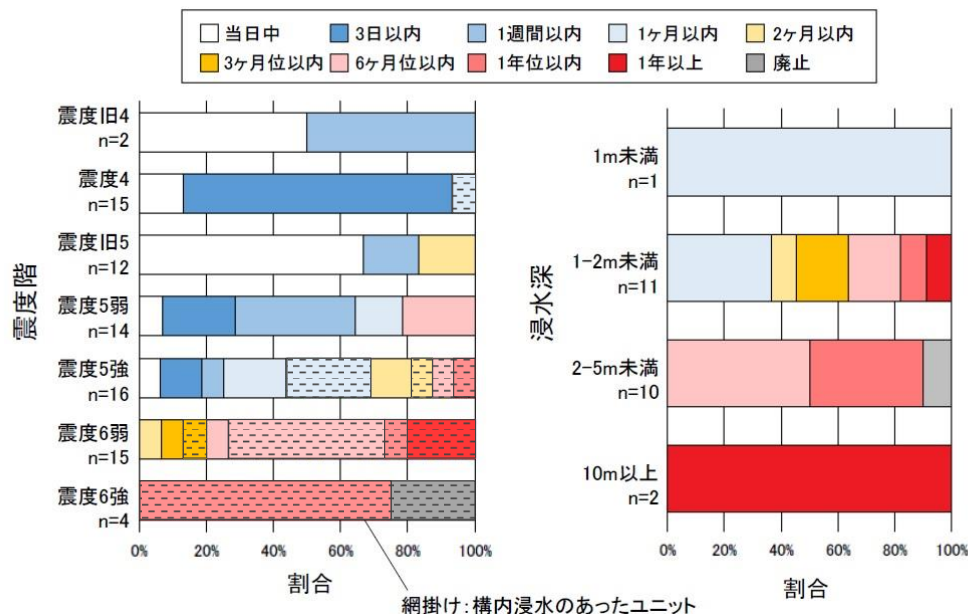
表 2.1-1 調査対象地震の一覧

No.	年月日 時刻	地震名	マグニチュード ※1	影響が確認された火力発電所数
1	1964/06/16 13:01	新潟地震	7.5	3
2	1968/05/16 09:48	十勝沖地震	7.9	1
3	1978/02/20 13:37	宮城県沖を震源とする地震	6.7	1
4	1978/06/12 17:14	宮城県沖地震	7.4	4
5	1983/05/26 11:59	日本海中部地震 ※2	7.7	2
6	1987/12/17 11:08	千葉県東方沖を震源とする地震	6.7	2
7	1993/01/15 20:06	釧路沖地震	7.5	1
8	1993/07/12 22:17	北海道南西沖地震 ※2	7.8	2
9	1995/01/17 05:46	兵庫県南部地震	7.3	10
10	2000/10/06 13:30	鳥取県西部地震	7.3	1
11	2001/03/24 15:27	芸予地震	6.7	1
12	2003/05/26 18:24	宮城県沖を震源とする地震	7.1	1
13	2003/09/26 04:50	十勝沖地震	8.0	1
14	2005/08/16 11:46	宮城県沖を震源とする地震	7.2	2
15	2007/03/25 09:41	能登半島地震	6.9	1
16	2011/03/11 14:46	東北地方太平洋沖地震 ※2	9.0	26
17	2016/04/16 01:25	熊本地震	7.3	1
18	2016/11/22 05:59	福島県沖を震源とする地震	7.4	1
19	2018/09/06 03:08	北海道胆振東部地震	6.7	8

※1 気象庁マグニチュード、ただし東北太平洋沖地震はモーメントマグニチュードの値

※2 津波影響あり





(a) 震度階との関係

(b) 浸水深との関係

図 2.1-1 外力の大きさと運転再開までの期間の関係

地震影響が確認された火力発電所のうち発電支障が発生したユニットについて、震度と運転再開までの期間の関係を整理した結果を図 2.1-1(a)に、津波浸水深と停止期間との関係を整理した結果を図 2.1-1(b)に示す。震度の推定にあたり、2000 年鳥取県西部地震以降の 10 地震については QuiQuake[2.8]で推計された発電所位置での値を、それ以外の地震については気象庁の震度データベース[2.9]を利用して得た発電所所在市町村での値を用いている。当該市町村の観測記録がない場合には、現地調査及びアンケートによる推定結果[2.10],[2.11]を用いた。浸水深については、各発電所構内での最大浸水深の値を用いている。図 2.1-1(a)には、震度階及び停止期間の双方を特定することができた 15 地震、延べ 41 発電所 78 ユニット分を、図 2.1-1(b)には、構内浸水の発生した 9 発電所 24 ユニット分を示す。浸水被害はいずれも 2011 年東北地方太平洋沖地震によるものである。図より、津波浸水のあった発電所を除くと、震度 4 程度では停止期間が当日中～3 日以内、震度 5 弱では当日中～6 ヶ月以内、震度 5 強では当日中～2 ヶ月以内、震度 6 弱では 2 ヶ月以内～6 ヶ月以内と、震度が大きくなるほどに停止期間も長くなるという一般的な傾向が見られる。また津波に関しても、浸水深が 1m 未満の場合には停止期間が 1 ヶ月以内、1～2m 未満の場合には 1 ヶ月以内～1 年以上、2～5m の場合は 6 ヶ月以内～1 年以内、10m 以上の場合は 1 年以上と、浸水深が大きくなるほど復旧までが長期化している。一方で、外力の大きさが同程度の発電所を比べた場合、復旧期間が相対的に長期化している例もある。例えば、推定震度 5 (旧) の事例を見ると、多くの発電所で当日または 1 週間以内に運転を再開しているのに対し、1964 年新潟地

震時の新潟発電所では、液状化により埠頭設備や取放水路等広範囲に被害が生じたため復旧に約1ヵ月半要している。これらの結果より、地震・津波それぞれについて外力の大きさと停止期間の大きな傾向を掴むことができたとともに、発電所の機能低下・復旧遅延要因の把握及び発電所の機能評価手法へその影響を適切に取り入れることの重要性が改めて確認された。

## 2.2 機能低下及び復旧遅延要因の抽出と分析

既往地震の調査より抽出した、地震災害による火力発電所の機能低下・復旧遅延要因とその相互関係を図に示す。本調査では、発電所設備の異常・被害をはじめとして、10の要因を抽出した（図 2.2-1）。以降では、各要因について具体的な事例を挙げてその影響や実際の対応状況を説明する。また、当該事象の発生確率や影響期間に関してこれまでに提案されている評価手法がある場合、その概要を述べる。

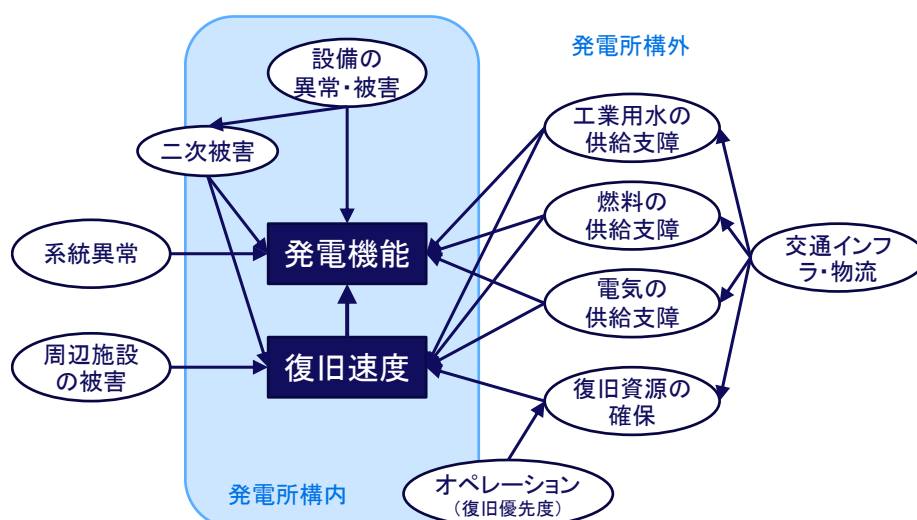


図 2.2-1 地震による火力発電所の機能低下及び復旧遅延要因

### (1) 設備の異常・被害

地震により発電機能が低下する第一の要因は、発電所を構成する設備の物理的な被害や機能的な異常である。地震・津波災害による被害の原因としては、地震動（揺れ）、液状化や地盤沈下といった地盤変状、そして津波が考えられるが、設備の形状や発電所構内の配置条件により、各ハザードに対して相対的に脆弱な設備が挙げられる。この点については、次節において 2011 年東日本大震災による被災事例分析を通して考察を行う。

### (2) 設備異常・被害による二次被害

発電所設備に物理的被害が生じた場合には、その程度に応じて発電機能の低下・停止が発生する他、設備によっては二次災害を引き起こすこともある。例えば、1983 年日本海中部地震では秋田発電所（東北電力）において燃料タンクの火災が発生した他、2011 年東北地方太平洋沖地震時でも原町発電所（東北電力）の事務本館において制御ケーブルを原因とする火災が発生した。これらの場合、延焼により被害設備数及び被災範囲が拡大するだけでなく、消火活動や鎮火後の安全確認に伴い復旧活動の遅延が発生

する。また東北地方太平洋沖地震の際には、津波により原町発電所（東北電力）の重油タンクが倒壊し、重油の流出が発生した。そのため重油の回収が必要となり、復旧活動の支障となったことが報告されている。

### (3) 工業用水の供給支障

火力発電所での工業用水の利用用途は、主にボイラー補給水、軸冷却、排煙処理等であり、石炭火力発電所の場合は貯炭管理にも使用される。設備仕様や運用方式によりその値は異なるものの、例えば 50 万 kW 級の石炭火力発電所では約 5,000m<sup>3</sup>/日が計画される[2.12]。過去の災害で工業用水の停止が発生した例としては、1995 年兵庫県南部地震における尼崎東発電所（関西電力）、2011 年東北地方太平洋沖地震における八戸発電所、原町発電所（東北電力）、広野発電所、常陸那珂発電所（東京電力）、酒田共同火力発電所（酒田共同火力発電）等が挙げられる。このうち尼崎東発電所と酒田共同火力発電所は、地震による設備被害が軽微であったため早期に発電の準備が進められたが、工業用水の途絶が再開の支障となり、表 2.2-1 に示すような緊急対応が実施された。一方、設備被害の甚大であった原町発電所では工業用水途絶により発電用石炭の管理が困難となったため、2011 年 7 月以降 9 ヶ月間にわたり石炭の構内搬出が行われた。さらに工業用水は通常の操業に必要なだけでなく、復旧作業においても使用される。具体的には津波で浸水した機器類の洗浄に使われることがあり、その停止は復旧の遅延につながり得る。

工業用水の途絶評価方法に関して、自治体等による被害想定では、敷設される配管の管種や管径を考慮した被害予測式に基づく物理的な被害量の算定と復旧歩掛を用いた途絶期間の推定が行われている。また吉澤ら(2017)[2.13]は、東日本大震災の実績に基づき、施設被害も考慮した復旧期間予測モデルの提案と検証を行っている。なおこれらの評価手法の利用には、いずれも設備や運用に関する詳細情報（管種、管径、敷設位置、系統図、投入可能復旧人員数等）が必要となる。

表 2.2-1 工業用水の供給支障事例

地震名	発電所	概要
1995 年 兵庫県南部地震	東尼崎	市内の水道配管損傷により工業用水、上水がともに断水し、運転時間に制約が生じた。対応として排煙脱硫装置の停止、代替燃料（超低硫黄燃料油）の緊急調達（1/20、24）南港発電所からの工業用水緊急輸送（1/25～2/14、2,400t）を実施した。
2011 年 東北地方太平洋 沖地震	酒田共同	県企業局の工業用水送水管損傷により断水。国交省、酒田市、東北電力、民間企業等からの給水車・散水車計約 30 台により 24 時間態勢で敷地内仮設プールに水をピストン輸送し（図 3.2-4）、3/14 に予定通り 2 号機が運転再開。工業用水の給水再開は 3/16 7:50。

#### (4) 燃料の供給支障

火力発電所の運転には安定的な燃料の供給が不可欠であり、地震・津波により燃料の確保に支障が発生した場合、運転継続や発電再開への影響は大きい。過去の災害で外部からの燃料供給に支障が生じたケースを表 2.2-2 に示す。表より、比較的設備被害の軽微であった八戸発電所（東北電力）、君津共同発電所（君津共同火力）において運転に支障が生じ、付随する対応が必要となったことが確認できる。

燃料の供給支障に係る想定手法として製油所の被害を例にとると、南海トラフの被害想定[2.14]では多くの製油所において PGA が 180gal 程度で緊急停止する運用となっていることを踏まえ、震度 5 強以上の地域にある施設において精製機能が停止すると推定している。また佐伯・清野(2017)[2.15]は、製油所への適用を想定し、東北地方太平洋沖地震の建物被害データに基づいて施設に作用する地震力と津波波力を同一指標（加速度）で表した損傷度曲線の推定を行っており、これらの情報は火力発電所の供給能力評価において参考となり得る。

#### (5) 電気の供給支障

火力発電所において、発電機運転中の場合、発電した電力の一部は所内の機器を動かすために自家消費されているが、停止状態からの起動には種火として外部からの電気供給が必要となる。そのため地震の影響で一旦発電が停止してしまい、かつ系統や内部電源からの電力供給が断たれた場合“Station Blackout”状態となり、復旧及び再稼働のためには系統の復旧を待つか、電源車等何らかの手段で電源を確保することが必要となる。2011 年東北地方太平洋沖地震においても多くの発電所において送電線からの供給が断たれ、復旧に時間を要した。例えば、新地発電所（相馬共同火力）では一般配電線からの受電が行われたのは 5/13、500kV 送電線から受電が行われたのが 6/30 であった。同様に鹿島共同発電所（鹿島共同火力）において配電線から受電したのは 3/25、新仙台発電所（東北電力）において 154kV 送電線から受電したのは 10/3、仙台火力において 6,600V 配電線から受電したのは 4/30 であった。前述の通り、外部からの電気の供

表 2.2-2 燃料の供給支障事例

地震名	発電所	概要
1978 年 宮城県沖地震	新仙台	東北石油・仙台製油所で漏油事故が発生。事故により発電に抑制が生じたため、7/5 まで東京への広域融通送電を減少。
2011 年 東北地方太平洋 沖地震	八戸	製油所・油槽所、輸送用タンクローリーの被災により起動用軽油の調達が困難となったため、能代火力から緊急輸送（3/18～20、130kl）。
	仙台	発電所へガスを供給する石油資源開発所有の新潟・仙台ガスパイプラインが一部区間被災。
	新仙台	重油供給元である JX・仙台製油所が被災。
	君津共同	新日鐵住金・君津製鐵所が安全点検のため 3/11 夕方より停止したことにより、ガスの供給が停止。3/14 早朝までガスタービンの運転停止。

給は、発電に必要な各種設備を起動させるために必要であるのと同時に復旧作業にも必要となる。また運転状態から停止した場合、タービンの軸が変形を防ぐために完全に冷却するまでターニングが必要となるが、東日本大震災の際には停電によってターニングを実行できなかった発電所も複数あった（ターニング不可による甚大な影響は報告なし）。

#### **(6) 復旧資源の確保**

復旧のためには、損傷した機器を補修するための資機材・人員が必要となるが、大規模災害時には多数の施設が同時に被災するため、それらの資機材・人員に対する需要が競合したり、メーカー自身の被災により、復旧に必要な資源が十分に確保できない状況も生じる。一方で、2011 年東日本大震災時において鹿島共同発電所（鹿島共同火力）、広野発電所、常陸那珂発電所（東京電力）では建設工事中であったためゼネコンや土木技術者が構内に常駐しており、道路復旧や撤去工事に迅速に取り掛かれたという例もある。例えば、鹿島共同発電所ではゼネコン業者の機材を利用して発災翌日から液状化被害を受けた発電所構内道路及び発電所侵入道路の修復が開始された。また、常陸那珂発電所でも駐在しているゼネコンに道路復旧を依頼し、1 週間で主要構内道路が復旧している。

#### **(7) オペレーション**

限られた復旧資源を活用して最大の復旧効率を実現するためには、設備の被害程度や修繕のしやすさを考慮して設備間に復旧優先順位をつける必要がある。例えば 2011 年東北地方太平洋沖地震において、勿来火力発電所では計 4 ユニットのすべてが被災したが、津波被害が比較的少なかった 9 号機を最優先で復帰させることを目標に工程が組まれた。同様に仙台火力発電所でも津波影響の比較的少なかった 1 号機を優先して復旧が進められた。鹿島共同火力発電所でも比較的被害の軽微だった 1 号から復旧を目指し、次に 3 号機、そして定期点検中であった 4 号機の順で復旧が行われた。

#### **(8) 交通インフラ・物流**

過去の災害では道路被害や輸送手段、ガソリン不足等により復旧資源の調達に困難が生じたケースもあった。例えば 2011 年東北地方太平洋沖地震では、ガソリン不足及び職員の通勤車の津波被災に対応するため、勿来発電所では発災直後から 4 月までは通勤用のマイクロバスが運用された。また福島第一原子力発電所に近い原町火力発電所では、放射線の影響を懸念して資機材を発電所まで運んでももらえないこともあったと報告されている。

## (9) 系統異常

発災後に発電が停止するケースには、自動停止と運転員の判断による手動停止とがあり、自動停止の事例としては、発電設備の異常によるもの（タービンの軸振動大、ボイラー内の圧力変動やチューブリーク等）と送電線等系統の異常に起因するものがある。2011 年東北地方太平洋沖地震時の日本海側火力発電所の停止は主に送電設備の支障によるものであり、2018 年北海道胆振東部地震時の一連の道内火力発電所の停止も、系統の周波数低下による発電所の保護リレー作動によるものである。

## (10) 周辺施設の被災

火力発電所はその操業において大量に必要となる燃料及び冷却水調達の観点から、沿岸部の工業地帯やコンビナートに立地するケースが多い。しかしこれらの地域が大規模な地震、津波に襲われた場合、立地する製油施設や化学プラントの被害が爆発火災、延焼等二次災害を引き起こす原因となる他、化学物質の漏洩による環境汚染や有毒ガスの発生等、周辺での復旧活動に制約を与える可能性がある。1995 年兵庫県南部地震では、東灘ガスタービン発電所（関西電力）に隣接する LP ガス貯蔵施設から LPG が漏洩し、周囲には避難勧告が行われた。このため東灘ガスタービン発電所の復旧作業員は一時避難を行った。また 2011 年東日本大震災の際には、新仙台発電所（東北電力）において近隣製油所の火災により避難勧告が出されたため、3/12～28 の間、寮を拠点として復旧活動が実施された。さらに直接的な影響はなかったものの、五井火力発電所（東京電力）でも隣接する製油所で火災が発生し、鎮火までに 10 日を要している。

これらの施設の被害想定として、例えば消防庁(2013)[2.16]により石油コンビナートを対象としたアセスメント手法がまとめられている。その中では、評価対象とすべき施設の特定や過去の事例に基づく外力と設備被害率との関係が整理されており、これらの情報は火力発電所の供給能力評価において参考となり得る。

## 2.3 2011 年東日本大震災を対象とした詳細分析

### 2.3.1 調査対象発電所

本節では、前節までで調査した既往地震災害の中から、特に被害事例の多く、関連した報告書も多数発表されている 2011 年東日本大震災を対象として外力の大きさや設備被害の発生状況、発電機能の復旧期間をデータベース化し、その傾向を分析する。

調査対象としたのは、一般電気事業者及び卸電力事業者が所有する火力発電所（共同火力も含む）のうち、関東・東北地方に立地する 29 発電所 125 ユニット（発電能力 5,758 万 kW）である。なお、2011 年 3 月 11 日時点で営業運転開始前の施設及び自家用電機工作物扱いの施設は上記に含んでいない。発電所の地理的分布を図 2.3-1 に、各発電所の発電能力と使用燃料を表 2.3-1 に示す。発電能力と使用燃料については電気事業便覧[2.17]を参照した。図より、発電所の立地エリアは太平洋側、日本海側、東京湾の 3 つに分けられ、それぞれ 10 発電所（27 ユニット、1,752 万 kW）、5 発電所（16 ユニット、811 万 kW）、14 発電所（82 ユニット、3,196 万 kW）が立地している。

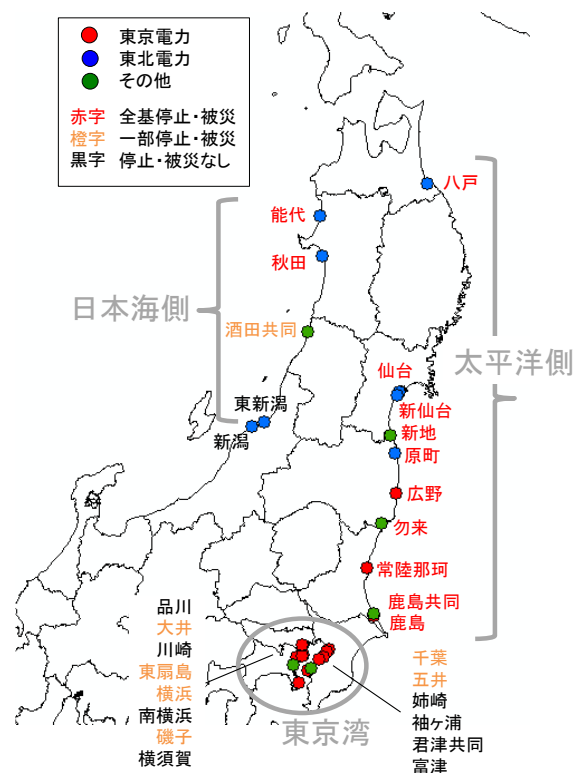


図 2.3-1 対象とする発電所の分布



表 2.3-1 各発電所の地震動強さ、津波浸水深、液状化の発生状況

事業者	発電所	出力 [万 kW]	燃料	PGA [gal]	浸水深 [GL+m]	液状化 発生状況	ユニット数 (停止・被災/ 総数)	停止日数 (1 基目 の復旧)	停止日数 (全基復旧)
東京電力	千葉	288.0	LNG	126*	—	一部	1/8	当日中再開	—
	五井	188.6	LNG	107*	—	—	1/6	1	—
	姉崎	360.0	LNG・石油	86*	—	—	0/6	—	—
	袖ヶ浦	360.0	LNG	119*	—	—	0/4	—	—
	富津	535.1	LNG	98*	—	—	0/21	—	—
	横須賀	227.4	石油	37*	—	—	0/8	—	—
	川崎	150.0	LNG	108*	—	一部	0/3	—	—
	横浜	332.5	LNG・石油	85*	—	—	1/10	当日中再開	—
	南横浜	115.0	LNG	81*	—	一部	0/3	—	—
	東扇島	200.0	LNG	142*	—	一部	1/2	13	—
	鹿島	440.0	石油	430*	1.0	一部	6/6	21	66
	大井	105.0	石油	145*	—	—	2/3	2	6
	広野	380.0	石油・石炭	391**	4.0	一部	5/5	96	127
	品川	114.0	都市ガス	78*	—	—	0/3	—	—
	常陸那珂	100.0	石炭	321*	1.5	各所	1/1	65	—
東北電力	八戸	25.0	石油	143*	0.5	一部	1/1	9	—
	能代	120.0	石炭	47	—	—	2/2	2	3
	秋田	130.0	石油	52	—	—	3/3	1	1
	仙台	44.6	LNG	550*	4.7	不明	1/1	334	—
	新仙台	95.0	石油	512*	3.0	不明	2/2	291	(廃止)
	原町	200.0	石炭	735	13.0	一部	2/2	749	777
	東新潟	465.6	LNG・石油	30	—	—	0/8	—	—
	新潟	25.0	LNG・石油	34	—	—	0/1	—	—
電源開発	磯子	120.0	石炭	165	—	—	1/2	1	—
酒田共同	酒田共同	70.0	石炭	55	—	—	1/2	1	—
相馬共同	新地	200.0	石炭	585**	3.0	一部	2/2	283	291
常磐共同	勿来	162.5	石油・石炭	471**	1.8	各所	4/4	111	407
鹿島共同	鹿島共同	105.0	石油	359**	—	各所	3/3	36	131
君津共同	君津共同	100.0	石油	92	—	—	0/3	—	—

※1 \*は地方面、\*\*は架台上に地震計が設置されていたことを表す。記載のないものは設置位置不明。

## 2.3.2 外力レベルの分析

発電所の設備被害と外力の大きさとの関係进行分析するために、発電所立地地点での地震動強さ、津波浸水深、液状化の程度を整理し、表 2.3-1 に示す。

本来時系列の波形である地震動の強さを 1 つの値として表す指標としては、地表面最大加速度 (PGA) や地表面最大速度 (PGV)、スペクトル強度 (SI 値)、計測震度等様々あり、それぞれ着目する周期成分が異なっている。例えば、PGA は固有周期 0 秒の剛体の応答に対応する一方で、PGV は固有周期が数～数十秒の長周期構造物の応答に対して有効である。また SI 値は応答スペクトルの周期 0.1～2.5 秒に、計測震度は 0.1～1 秒の強さに対応して計算される指標である。後述する各種文献において、各発電所サイトにおける観測値をほぼ入手することができたのは PGA であった。主として参考とし

た文献は、土木学会エネルギー委員会の調査報告書[2.18]であり、文献[2.18]に記載のない場合、事業者による報告[2.6],[2.7]または最寄りの K-NET 観測点のデータ[2.19]を用いた。しかし、地震計の設置場所は発電所ごとに異なるため、これらの PGA には地表面での値や架台上での値が混在した、観測条件が不揃いなデータとなっていることに留意が必要である。

地震動と同様、津波の強さを測る指標としては、浸水深[m]や流速[m/s]、波力[kN/m]等があるが、本研究では文献調査の結果、各発電所の観測値を得ることができた浸水深を津波強度指標として用いる。浸水深に関しても文献[2.18]の報告値を用いた。津波の挙動には背面の地形や建物の配置等が影響し、同一敷地内でも地点によって浸水深が大きく異なっていたことが報告されている。例えば常磐共同火力・勿来発電所では、6・7号エリアは浸水が床面 1.5m であったが、8・9号エリアでは 40cm だったと報告されている[2.4]。本研究では各発電所における津波の大きさを表す代表値として、敷地内観測値の最大値を用いた。

液状化の発生状況に関しては、定量的な指標を設定することが難しかったため、発電所構内の面積に対する程度に応じて定性的に「発生なし」、「一部で発生」、「各所で発生」の3段階を設定した。液状化発生程度の判定は、電気設備地震対策ワーキンググループ[2.20]、火力原子力発電技術協会[2.4]及び事業者の報告[2.6],[2.7]における記述を参考として行った。なお一部の発電所については、津波による浸水のため詳細の把握が困難であり、その場合「不明」とした。

図 2.3-2 には PGA と浸水深、そして液状化発生程度との関係を示す。火力発電所で観測された PGA は 30～735gal であるが、150～300gal 及び 600～700gal の区間に関しては該当する発電所がなかった。太平洋側の発電所では八戸発電所を除いて 300gal

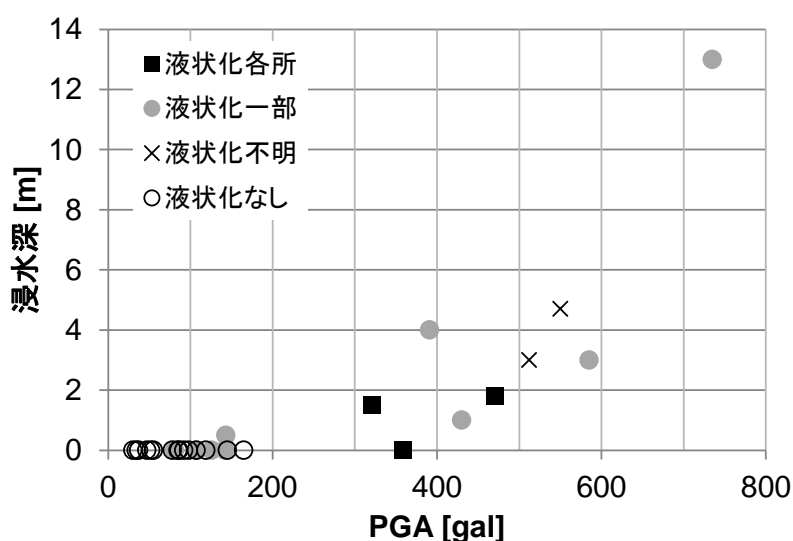


図 2.3-2 発電所における PGA・浸水深・液状化発生の有無 (N=29)

を越える値が観測され（平均 450gal 程度）、日本海側及び東京湾の発電所に関しては、それぞれ 30～55gal（平均 45gal 程度）、37～165gal（平均 100gal 程度）だった。また津波による浸水があった発電所は、鹿島共同火力発電所を除く太平洋側の 9 発電所で、浸水深は 0.5～13m だった。ただし 5～12m の区間に関しては該当する発電所がなかった。液状化は太平洋側、東京湾の計 12 発電所で発生しており、部分的な液状化は 80gal 程度でも発生している。それぞれの関係を見ると、今回の地震では 300gal を超える発電所は概ね津波による浸水を受けており、PGA の大きい発電所ほど津波浸水深も高くなる傾向にあることがわかる。

### 2.3.3 発電所設備の物的被害

火力発電所は、機械・電気・化学と様々な技術をベースとした多種多様な設備及び構造物が有機的に結びついた 1 つの巨大システムである。本研究では、1 章において発電機能に果たす役割の観点から、発電所を構成する機器や構造物を 9 つのサブシステムに分類した。以降では、この 9 つの分類に従い、被害発生状況の分析を行う。なおこれらの設備は、「ボイラー設備」や「タービン・発電設備」のように各発電ユニットに対して個別に設けられるものと、「港湾・荷役設備」や「送受電設備」等、複数のユニットに対する共通設備として整備・運用されているものとに分けられる。しかし、各発電所における設備の設置台数や被災台数、運用形式やどのユニットに連結する設備に被害が生じたのかという詳細な情報は今回の文献調査から判断することは困難であった。そのため本研究では、各設備の被害は、ユニット単位ではなく発電所単位で整理した。具体的には、ある設備について 1 台でも被害の記述があった場合には当該発電所の該当サブシステムに被害が生じたと判断し、健全設備数と被災設備数の割合等、被害の量的側面は考慮していない。この点については、事業者へのヒアリング等による今後の詳細な調査で明らかにしていく必要がある。

東日本大震災における火力発電所の詳細な被害状況は、電気設備地震対策ワーキンググループ[2.20]や火力原子力発電技術協会 震災復旧調査委員会[2.4]、土木学会 エネルギー委員会[2.18]の他、東京電力[2.6]や東北電力[2.7]によって報告されている。本研究では、これらの文献の記述内容に基づき、各発電所における個別設備の被害発生状況を整理した。被害情報の整理に当たっては、被害発生の有無だけでなく、「被害要因」と「被害ランク」を定義することで、設備ごとの特徴を分析する。被害要因に関しては、「①地震動」、「②津波（船舶・漂流物の衝突による被害も含む）」、「③地盤変状（液状化、地盤沈下等）」の 3 つを定義し、個別設備の被害のうち原因が特定できるものに関しては、いずれかに分類した。また被害ランクについては、構成する機器・構造物の機能的な被害及び必要な補修の程度に基づき定義する。具体的には「A）全壊・大規模修繕が必要なレベル」、「B）一部損壊・部分補修が必要なレベル」、「C）軽微な不具合」の

3段階に分類した。9つの各サブシステムに対する具体的な被害事例と被害ランクの対応を表2.3-2に、各発電所における個別設備の被害発生状況を表2.3-3に示す。なお同様の分析は日本機械学会 東日本大震災調査・提言分科会[2.21]によっても試みられており、本研究でも参考とした。

表 2.3-2 各設備の被害事例と被害ランクの関係（その1）

(a) 「1. 港湾・荷役設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	ローディングアーム逸失、揚炭機全壊
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	物揚場護岸はらみだし
	津波	防波堤一部破壊、防潮堤扉損傷、揚炭機アーム折損、岸壁損傷、重油受入配管散逸
	地盤変状	燃料油受入配管基礎陥没
C	地震動	(該当事象なし)
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

(b) 「2. 燃料貯蔵・輸送設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	燃料タンク全壊、ベルトコンベア全壊
	地盤変状	貯炭場排水処理基礎損傷、コンベヤ基礎不陸・蛇行
B	地震動	コンベヤ基礎部隆起沈降、防油堤亀裂、タンク座屈
	津波	燃料油タンク防油堤水没・一部損傷、燃料電気室浸水
	地盤変状	燃料油ポンプ基礎傾き
C	地震動	燃料タンク浮屋根上油飛散、浮屋根隔室内への油流入
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

(c) 「3. 取放水・給排水設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	純水製造装置損壊
	地盤変状	水槽浮き上がり、埋設配管断裂
B	地震動	水タンク底板亀裂、水処理設備・原水受入ライン損傷
	津波	純水タンク座屈、変形、取水管路に砂堆積、コンクリート貯槽変位
	地盤変状	排水槽傾斜、配管破損、補機基礎傾き
C	地震動	配管支持損傷
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

表 2.3-2 各設備の被害事例と被害ランクの関係（その2）

(d) 「4. 送受電設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	開閉所不等沈下（機器をすべて取り出して全面修理を実施）
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	開閉所壁脱落、ブッシング損傷
	津波	変圧器冠水、地下ケーブルショート、非常用 DG 冷却水ポンプ損傷
	地盤変状	変圧器基礎の沈下
C	地震動	変圧器防油堤クラック
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

(e) 「5. ボイラー設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	大型通風機損傷
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	管の亀裂・破断、チューブリーク、過熱器・再熱器損傷
	津波	ボイラー給水用駆動用タービン水没、配管・ケーブルラック損傷
	地盤変状	(該当事象なし)
C	地震動	クーリングスパーサー管の変形、振れ止め金具の損傷、管の接触痕
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

(f) 「6. タービン・発電設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	タービン建屋 漂流物流入
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	タービン軸受損傷、シュラウド焼損
	津波	電気・機械設備冠水
	地盤変状	(該当事象なし)
C	地震動	タービン振動大停止、タービン台座コンクリート折損、ケーシング接触痕
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

表 2.3-2 各設備の被害事例と被害ランクの関係（その3）

(g) 「7. 排煙処理設備」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	電気集塵器、通風機損壊
	地盤変状	石炭灰・石膏受払コンベヤ架構基礎不陸、蛇行
B	地震動	集合煙突座屈
	津波	アンモニアタンク水没
	地盤変状	(該当事象なし)
C	地震動	配管類脱落
	津波	タンク軽微な損傷
	地盤変状	分析計収納盤傾き

(h) 「8. 事務建屋・倉庫」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	全半壊
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	(該当事象なし)
	津波	浸水、保管物流出
	地盤変状	(該当事象なし)
C	地震動	(該当事象なし)
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	(該当事象なし)

(i) 「9. 構内環境」

被害 ランク	被害要因	被害事例
A	地震動	(該当事象なし)
	津波	構内道路不陸
	地盤変状	(該当事象なし)
B	地震動	(該当事象なし)
	津波	汚泥堆積、構内道路に隆起沈降、瓦礫による通行不能、敷地洗掘
	地盤変状	道路陥没、マンホール隆起、構内広域で液状化
C	地震動	(該当事象なし)
	津波	(該当事象なし)
	地盤変状	道路・土間コンクリートなどの沈下及び噴砂

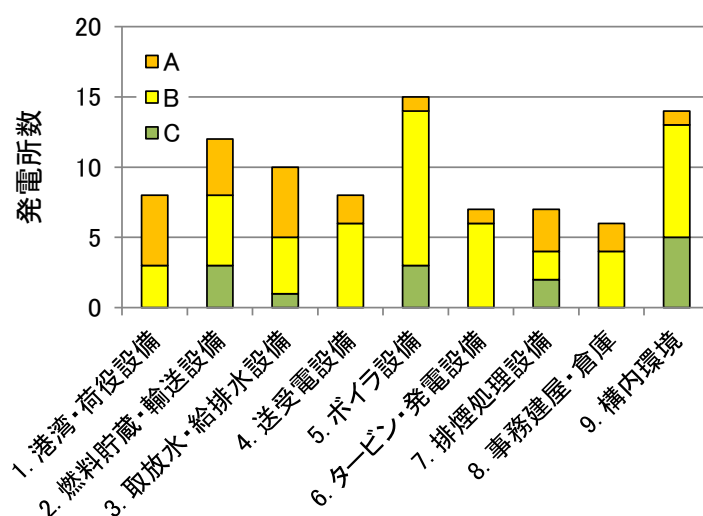
表 2.3-3 各発電所の被害モード

事業者	発電所	サブシステム									設備被害以外の特記事項
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
東京電力	千葉									③-C	
	五井					①-C					
	姉崎		①-C								
	袖ヶ浦					①-C					
	富津										
	横須賀										
	川崎									③-C	
	横浜					①-C					
	南横浜									③-C	
	東扇島					①-B				③-C	
	鹿島		①-B ③-B	①-B ②-B ③-B		①-B		③-C		③-C	*軽油調達困難（関西電力から融通） *断水（北海道電力から給水車融通） *火力線停止により停電
	大井		①-C								
	広野	①-B ②-A	①-B ②-B	①-B ②-A	①-B ②-B	①-B ②-B	②-B	②-A	②-B	②-B	*工業用水供給停止 *6号機建設中のため建設会社常駐
	品川			①-C							
	常陸那珂	②-A	③-A	①-B		①-B		③-A		③-B	*工業用水供給停止 *火力線停止により停電（非常用発電機起動）
東北電力	八戸	③-B			②-B	②-B	②-B		②-B	②-B	*製油所・油槽所被害により起動用軽油を能代火力から緊急輸送
	能代										
	秋田										
	仙台	②-A	②-B	②-B	②-B	①-C ②-B	①-B ②-B	①-C ②-C	②-B	②-B	*石油資源開発所有の新潟・仙台ガスパイプライン付帯設備の被災 *火力線停止により停電
	新仙台	②-B	②-B	①-C ②-A	①-C ②-B	①-B ②-B	②-B	②-B	②-B	②-B	*重油供給元（JX 仙台）の被災 *隣接製油所の火災による避難（3/12～28）
	原町	②-A	②-A	②-A ③-B	②-A	①-B ②-A	②-A	②-A	②-A	②-A	*福島第一原発事故による屋内退避区域（3/15～4/21） *重油タンク倒壊により構内に重油漏洩（8/22回収のめど） *工業用水供給停止
	東新潟		①-C								
	新潟										
電源開発	磯子										
酒田共同	酒田共同										*工業用水供給停止（県企業局の配管損傷）
相馬共同	新地	②-A	②-A	②-B	②-B	①-B ②-B	①-C ②-B		②-A	②-B ③-B	*座礁船（石炭船）より油流出
常磐共同	勿来	②-B	②-A ③-B	①-B ②-A ③-B	②-A ③-B	①-B		①-B		②-B ③-B	*揚炭設備（小名浜港）の被災
鹿島共同	鹿島共同		①-C ③-B	③-A	①-B ③-B	①-B	①-B			③-B	*他社との共用取水路閉塞 *断水、停電（非常用発電機起動） *5号機建設中のため建設会社常駐
君津共同	君津共同										

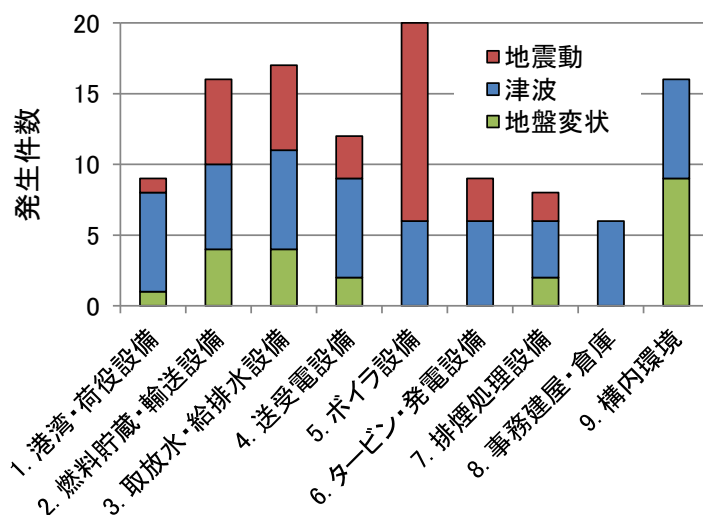
セル内の記載：被害要因別被害ランク、『(被害要因) — (被害ランク)』で記載

凡例：(被害要因) ①地震動、②津波、③地盤変状、(被害ランク) A 全壊■、B 一部損壊■、C 軽微な不具合■

図 2.3-3(a)には、設備別に被害が生じた発電所数と被害ランクの内訳を示す。1つの設備に対して被害要因ごとに異なる被害ランクが定義されている発電所については、最も大きい被害ランクを採用した。また図 2.3-3(b)には、要因別に被害発生件数を集計した結果を示す。1つの設備が複数の要因により被災した発電所もあるため、設備ごとの発生件数は図 2.3-3(a)の結果とは異なる。図より、被害の発生した発電所数が最も多かった設備は「5. ボイラ設備」であり、29 発電所中 15 発電所で発生している。被害要因としては地震動によるものが多く、具体的な被害モードとしては、防振器や配管類の変形等が挙げられる。津波による被害も一部発生しているが、そのほとんどは補機類



(a) 被害ランクの集計結果



(b) 被害要因別集計結果

図 2.3-3 設備別被害の発生状況



の冠水であった。次に被害発生発電所数の多かった設備は、「9. 構内環境」である。被害要因は津波と地盤変状がほぼ同数であり、道路の隆起・陥没やフェンスの倒壊等が発生した。これらの設備は、被害発生件数自体は多かったが、被害ランクに関しては、一部損壊（B）や軽微な被害（C）が多かった。これに対し、甚大な被害に至った例が多かったのは、「1. 港湾・荷役設備」、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」、「3. 取放水・給排水設備」である。これらの設備は敷地内でも特に海側に設置されている場合が多く、被害要因で見ると津波による被害が多い。具体的な被害の例としては、「1. 港湾・荷役設備」については、防波堤・防潮堤の被害や揚炭機、ローディングアームの損壊、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」については、燃料タンクの倒壊、コンベアの損傷、「3. 取放水・給排水設備」については、取放水管の沈下・流出、排水処理設備の倒壊が挙げられる。また「2. 燃料貯蔵・輸送設備」及び「3. 取放水・給排水設備」に関しては、液状化による被害も比較的多く発生しており、コンベヤ基礎の不陸・蛇行やタンクの傾斜が見られた。

ここで、1つの発電所は9つのサブシステムから成り、各サブシステムの被害は“被害なし”を含めると4レベルに分類される。本研究では、全9つのサブシステムの被害レベルの組み合わせを当該発電所の“被害モード”と呼ぶとする。図2.3-4には発電所の被害モード別集計結果を示す。発電所の被害モードは $4^9=262,144$ 通りのパターンを取り得るが、今回調査した29火力発電所の場合、被害パターンは17通りであった。内訳は、いずれのサブシステムにも被害が発生していない発電所が8、いずれか1つのサブシステムに被害が発生した発電所が9（被害モードは4パターン）、2つのサブシステムに被害が発生した発電所が2（2パターン）、5つのサブシステムに被害が発生した発電所が1（1パターン）、6つのサブシステムに被害が発生した発電所は3（3パターン）、7つのサブシステムに被害が発生した発電所は1（1パターン）、8つのサブシ

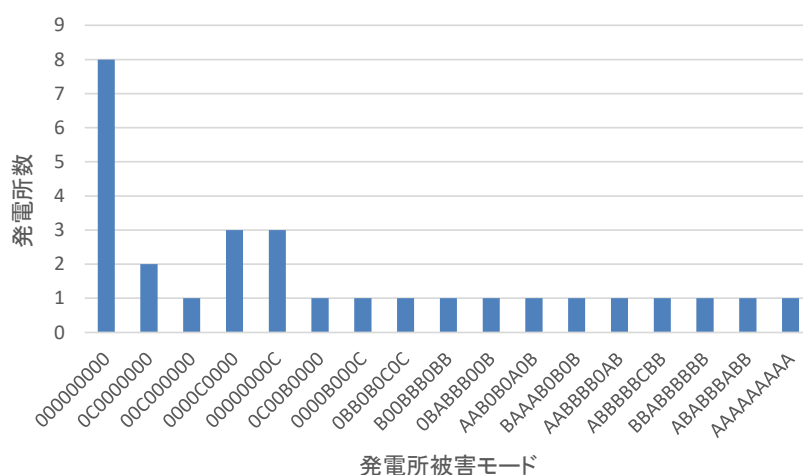


図 2.3-4 発電所被害の被害モード別集計結果

※被害モードは[サブシステム1の被害ランク,...,サブシステム9の被害ランク]の順に記載  
 ※被害モードの“0”は被害なしを表す

システムに被害が発生した発電所は1（1パターン）、9つのサブシステム全てに被害が発生した発電所は4（4パターン）であった。

次にサブシステム間での被害の発生状況の相関を分析する。表 2.3-4 の*i**j*列には「サブシステム*i*と*j*の両方に被害が生じた発電所の数／サブシステム*i*に被害が生じた発電所の総数」を示す。表を行方向に読むと、「8. 事務本館・倉庫」、「6. タービン・発電設備」及び「7. 排煙処理設備」については、他のいずれのサブシステムに対しても概ね高い値を示しており、これらの設備に被害が生じた場合には、他のサブシステムにも被害が発生している可能性が高いことを表している。反対に表を列方向に見た時に値が高いのは「5. ボイラー設備」と「9. 構内環境」である。これは、あるサブシステムに被害が発生した場合に、これらの設備にも被害が生じている可能性が高いことを示している。

表 2.3-4 サブシステムの被害発生状況の相関

<i>i</i> \ <i>j</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	—	0.88 (7/8)	0.88 (7/8)	0.88 (7/8)	1.00 (8/8)	0.88 (7/8)	0.75 (6/8)	0.75 (6/8)	1.00 (8/8)
2	0.58 (7/12)	—	0.75 (9/12)	0.58 (7/12)	0.83 (10/12)	0.50 (6/12)	0.58 (7/12)	0.42 (5/12)	0.75 (9/12)
3	0.70 (7/10)	0.90 (9/10)	—	0.70 (7/10)	0.90 (9/10)	0.60 (6/10)	0.70 (7/10)	0.50 (5/10)	0.90 (9/10)
4	0.88 (7/8)	0.88 (7/8)	0.88 (7/8)	—	1.00 (8/8)	0.88 (7/8)	0.63 (5/8)	0.75 (6/8)	1.00 (8/8)
5	0.53 (8/15)	0.67 (10/15)	0.60 (9/15)	0.53 (8/15)	—	0.47 (7/15)	0.47 (7/15)	0.40 (6/15)	0.73 (11/15)
6	1.00 (7/7)	0.86 (6/7)	0.86 (6/7)	1.00 (7/7)	1.00 (7/7)	—	0.57 (4/7)	0.86 (6/7)	1.00 (7/7)
7	0.86 (6/7)	1.00 (7/7)	1.00 (7/7)	0.71 (5/7)	1.00 (7/7)	0.57 (4/7)	—	0.57 (4/7)	1.00 (7/7)
8	1.00 (6/6)	0.83 (5/6)	0.83 (5/6)	1.00 (6/6)	1.00 (6/6)	1.00 (6/6)	0.67 (4/6)	—	1.00 (6/6)
9	0.57 (8/14)	0.64 (9/14)	0.64 (9/14)	0.57 (8/14)	0.79 (11/14)	0.50 (7/14)	0.50 (7/14)	0.43 (6/14)	—

### 2.3.4 発電機能への影響と停止日数

地震・津波による発電機能への影響を分析するため、震災前後のユニットの稼働状態と、運転中に停止又は停止中に被災したユニットに関しては、停止日数を整理した。ユニットの稼働状態に関しては、火力原子力発電技術協会の報告書[2.4]を参考とし、自動停止したユニットも停止ユニットに含めている。また「停止日数」は、2011年3月11日から営業運転を開始するまでの期間と定義し、運転再開日は各社のプレスリリースによった。その結果を表 2.3-1 に示す。

震災前後での稼働状態別にユニット数を整理した結果を図 2.3-5 に示す。対象ユニット（29 発電所 125 基）のうち震災時に運転していたユニットは 28 発電所 89 基、停止していた発電所（長期計画停止も含む）は 20 発電所 36 基である。このうち震災により停止・被災したユニットは 19 発電所 40 基であり、その内訳は、運転中のユニットの停止が 19 発電所 29 基、停止中のユニットの被災が 7 発電所 11 基であった。各発電所のユニット停止・被災状況については図 2.3-1 に示す。太平洋側ではすべての発電所で停止中を含む全ユニットが、日本海側では能代発電所等、3 発電所で運転中の計 6 ユニットの、東京湾では東扇島発電所等、6 発電所で運転中の計 7 ユニットの停止・被災した。

図 2.3-6 には震災により停止・被災したユニット 40 基（2,365 万 kW）の停止期間の分布を表す。全体としては、約 3 割のユニットが 1 週間以内に、半数が 2 ヶ月以内に復旧し、運転再開までに半年以上要した発電ユニットは全体の 2 割であった。出力で見た結果もほぼ同様であるが、比較的規模の大きい発電所が被害の大きかった太平洋側に立地していたため、ユニット数で集計した結果と比べて復旧がやや遅くなっている。浸水のなかった発電所はほとんどが 2 週間以内に復旧したが、一部には復旧までに 1 ヶ月以上要した発電所もある。浸水のあった発電所に関しては、運転再開までに 1 週間から被害が大きなものでは 2 年以上要しており、浸水深が大きくなるほど停止期間が長期化している。津波が来襲した発電所では構内に漂流物や瓦礫、汚泥が堆積している場合もあり、復旧に先立ち排水及びこれらの撤去作業から始める必要がある。勿来発電所では震災 2 週間後から撤去作業が開始され、浸水深が 3m であった新仙台火力では 5 月に撤

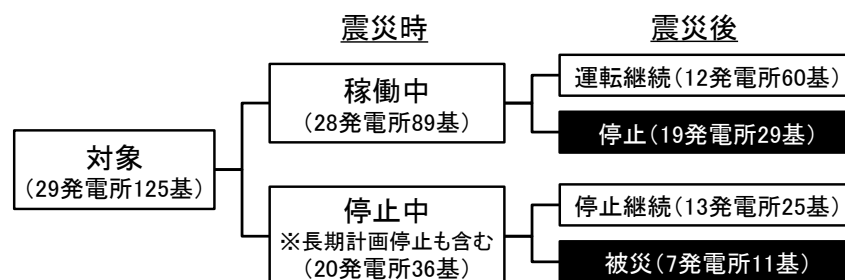


図 2.3-5 震災前後のユニット稼働状態

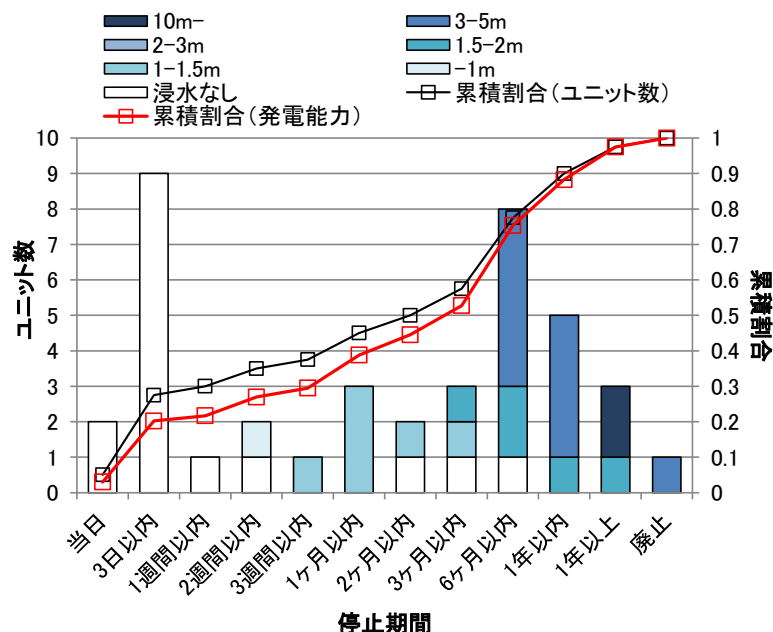


図 2.3-6 発電ユニットの停止期間の分布(N=40)

去作業が終了した。このように津波が来襲した発電所は設備の物理的被害の甚大さに加えて、復旧活動を開始するための準備期間も必要となり、地震動のみの影響を受けた発電所と比べて復旧工程が大きく異なる。なお廃止された新仙台発電所 2 号機は、震災前より 2011 年度末で廃止予定だったものである。

最後に、火力発電所の停止期間を他の産業と比較した場合の特徴を考察する。柴崎 (2012) [2.22]は、東北・関東地方の港湾都市を対象として、東日本大震災後の企業の復旧過程を調査し、浸水深を指標としてフル操業に至るまでの期間を業種間で比較している。本研究ではこれにならい、火力発電所をはじめとする製鉄所や製紙工場等、沿岸部に立地する大型プラントの停止期間と浸水深との関係を整理した。その結果を図 2.3-7 に示す。火力発電所に関しては、敷地内が浸水した 9 発電所 24 ユニットを対象とし、複数のユニットが停止した発電所に関しては、1 基目が運転を再開するまでの日数を塗りつぶし印で、2 基目以降のユニットが運転を再開するまでの日数を白抜き印で示した。これに対し、その他の大型プラントに関しては、一部の製品の生産を再開するまでの日数を停止期間とし、運転再開日及び浸水深は各社のプレスリリースによった。図より、火力発電所の停止日数は他のプラントを包絡するような関係にあることがわかる。この理由としては、設備の脆弱性やシステム構成の違いといったハード面での要因に加え、運転開始要件の違いや火力発電所の場合、1 事業者の所有する複数の施設が同時に被災したことによる復旧資源の分散等、ソフト面での条件の違いも考えられる。これらの検証のためには、産業施設の脆弱性やプラント構成、保安基準等に関する情報を収集し比較する必要がある、今後の課題の一つと言える。

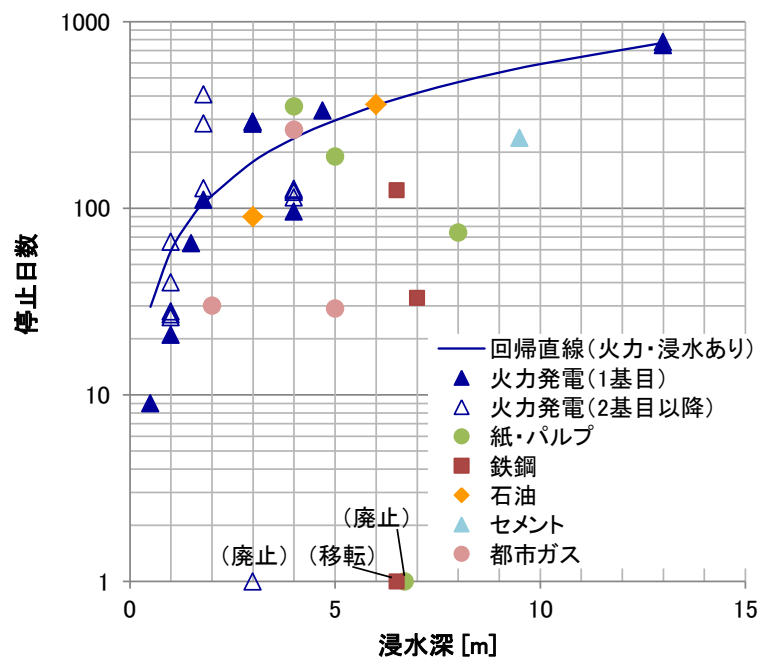


図 2.3-7 火力発電所の停止期間と他の大型プラントとの比較

## 2.4 まとめ

本章では、地震・津波災害時における火力発電所の供給能力評価手法の構築に向け、国内の19の既往災害による火力発電所被害の実態を調査し、外力と停止期間との関係、発電機能及び停止期間に影響を与え得る要因、設備被害の発生傾向を明らかにした。得られた知見は以下の通りである。

- 15 地震 78 ユニットの被害実績より、外力の大きさと停止期間の関係を定性的に分析した。その結果、震度 4 程度では停止期間が当日中～3 日以内、震度 5 弱・5 強では当日中～半年以内、震度 6 弱では 1 ヶ月以上～半年以内となった。津波に関しては、浸水深が 1m 未満の場合には停止期間が 3 日以内、1～2m 未満の場合には 1 ヶ月以内～1 年以上、2～5m の場合は半年以内～1 年以内、10m 以上の場合は 1 年以上となった。同程度の外力レベルでもユニットにより停止期間にばらつきが見られるが、外力が大きくなるほど停止期間も長くなるという一般的な傾向が確認された。
- 上記ばらつきの原因は、各発電所の設備被害生起パターンや復旧プロセスにあると考えられ、具体的な要素は、「設備の異常・被害」、「設備の異常・被害に起因する二次被害」、「工業用水の供給支障」、「燃料の供給支障」、「外部電源の供給支障」、「復旧資源の確保状況」、「交通インフラ・物流の状態」、「復旧オペレーション（優先度）」、「系統異常」、「周辺施設の被害」の 10 に分類できた。このうち「設備の異常・被害」の影響が最も大きいこと、及びそれ以外の要素は、立地やサプライヤーの体制等、各プラント固有の要素が大きいことより、本研究では発電所設備の被害の生起に着目し、供給能力評価手法の構築を試みることにした。
- 調査対象災害のうち、2011 年東日本大震災について、外力、設備被害、機能支障及び停止期間の分析を行った。29 発電所に対する分析の結果、発電所被害の特徴として、被害件数の多かった設備は「ボイラー設備」及び「構内環境」であり、いずれも一部損壊（被害ランク B）及び軽微な不具合（被害ランク C）が中心であった。また前者は地震動による被害が多く、後者は津波及び液状化による被害が多かった。さらに甚大な被害（被害ランク A）の被害が多かった設備は、「港湾・荷役設備」、「燃料貯蔵・輸送設備」、「取放水・給排水設備」であり、港湾・荷役設備は津波被害が多く、他 2 設備については地震動、津波、液状化被害が同程度発生していた。

## 参考文献

- [2.1] 日本電気協会 火力専門部会：電気技術規程火力編 火力発電所の耐震設計規程 JEAC3605-2014、2014.
- [2.2] 文部科学省 研究開発局、独立行政法人 防災科学技術研究所：科学技術振興費 経済活性化のための研究開発プロジェクト 高度即時的地震情報伝達網実用化プロジェクト（平成 15 年度）成果報告書、2004.
- [2.3] 文部科学省 研究開発局、独立行政法人 防災科学技術研究所：科学技術振興費 経済活性化のための研究開発プロジェクト 高度即時的地震情報伝達網実用化プロジェクト（平成 16 年度）成果報告書、2005.
- [2.4] 火力原子力発電技術協会 震災復旧調査委員会：東北地方太平洋沖地震 火力発電所の被害と復旧調査報告書、2012.
- [2.5] 内閣府：災害情報一覧. <http://www.bousai.go.jp/updates/index.html>
- [2.6] 東京電力：東北地方太平洋沖地震に伴う電気設備の停電復旧記録、2013.
- [2.7] 東北電力：東日本大震災復旧記録、2012.
- [2.8] 産業技術総合研究所：QuiQuake 地震動マップ推定システム.  
<https://gbank.gsj.jp/QuiQuake/>
- [2.9] 気象庁：震度データベース検索. <http://www.data.jma.go.jp/svd/eqdb/data/shindo/>
- [2.10] 望月利男、谷内幸久、塩野計司、江原信之：1987 年 12 月 17 日千葉県東方沖地震調査一震度分布と被害の概要一、総合都市研究、第 35 号、pp.5-31、1988.
- [2.11] 気象庁：気象庁技術報告、第 119 号、1997.
- [2.12] 鈴木敏：最近の火力発電と用水事情、工業用水、第 325 号、pp.32-47、1985.
- [2.13] 吉澤源太郎、畑山満則、多々納裕一：人的資源投入を考慮した工業用水道の災害時における復旧予測モデル、自然災害科学、Vol.35、No.4、pp.271-292、2017.
- [2.14] 中央防災会議 防災対策推進検討会議 南海トラフ巨大地震対策検討ワーキンググループ：南海トラフ巨大地震の被害想定について（第二次報告）、資料 2-1 ～施設等の被害～【被害の様相】、2013 年 3 月 18 日.
- [2.15] 佐伯琢磨、清野純史：地震力と津波波力を同一指標で表した損傷度曲線の提案ーガソリン供給施設への適用に向けてー、地域安全学会論文集、No.30、No.10、pp.87-92、2017.
- [2.16] 消防庁特殊災害室：石油コンビナートの防災アセスメント指針、2013.
- [2.17] 電気事業連合会統計委員会：電気事業便覧 平成 24 年版、2012.
- [2.18] 土木学会 エネルギー委員会 新技術・エネルギー小委員会：東日本大震災におけるエネルギー施設（火力・水力・送配電・ガス）の被害状況と今後への展開について報告書（最終報告）、2013.
- [2.19] 防災科学技術研究所：強震観測網（K-NET, KiK-net）.

<http://www.kyoshin.bosai.go.jp/kyoshin/>

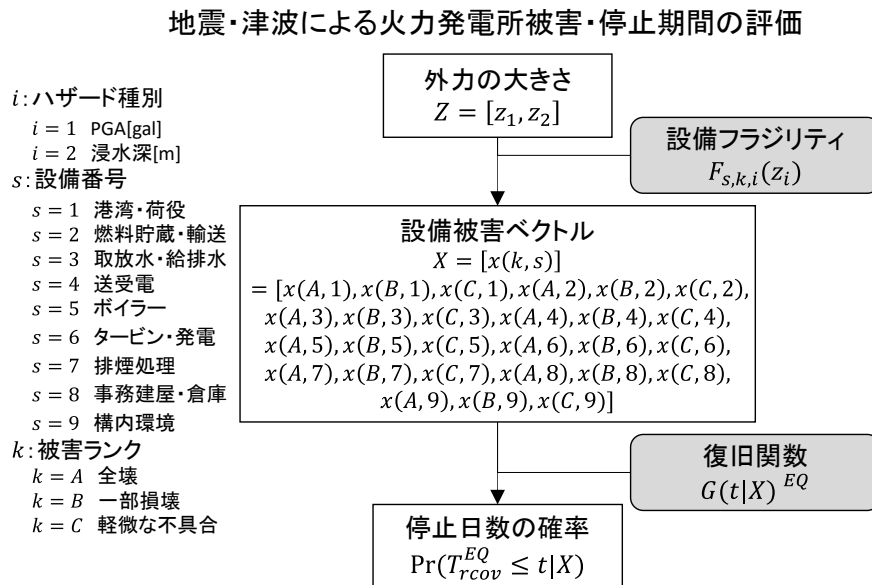
- [2.20] 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 原子力安全・保安部会 電力安全所委員会：  
電気設備地震対策ワーキンググループ報告書、2012.
- [2.21] 浅野等：火力発電所とエネルギープラントにおける震災被害とその影響、日本機械学  
会 動力エネルギーシステム部門主催市民フォーラム「東日本大震災を契機として我  
が国のエネルギーインフラの諸問題を考える」、2012.
- [2.22] 柴崎隆一：東日本大震災による港湾都市における産業・物流の被害・復旧状況、国土  
技術政策総合研究所資料、No.677、2012.



### 3. 火力発電所の設備フラジリティ関数・復旧関数の提案

#### 3.1 本研究のアプローチ

本研究における、火力発電所の地震被害・復旧評価の流れを図 3.1-1 に示す。本研究では、まず外力の大きさを説明変数として発電所を構成する各設備の被害発生の有無を評価し、次に設備の被害発生状況を説明変数として復旧に要する期間を推定する、2 段階での評価を行う。具体的には、ハザード別に想定される外力 $z_i$ の下で発電所設備 $s$  ( $s = 1 \sim 9$ )に発生する被害は、外力の大きさをパラメータとするフラジリティ曲線により求めることができる。本研究では、第 2 章 3 節で構築した東日本大震災に関するデータベースに基づき、地震動及び津波のそれぞれに対する発電所設備 $s$ の被害ランク $k$ 別フラジリティ曲線 $F_{s,k,i}(z_i)$ を推計する。また設備被害から停止期間を求める方法については、発電所各設備の被害発生状況 $X$ と機能停止期間 $T_{rcov}^{EQ}$ との関係を分析し、設備被害の有無をパラメータとして停止期間を確率的に求める復旧関数 $G(t|X)^{EQ}$ を推計する。



## 3.2 フラジリティ関数の定義

機器や構造物の地震フラジリティ関数の推計に関しては、Shinozuka et al.(2000)[3.1]をはじめとする多くの研究や適用事例[3.2],[3.3]があり、評価手法としては、主に解析ベース、被害事例ベース、専門家判断によるものに分類できる。本研究では、被害事例に基づくアプローチをとる。具体的には、各被害ランクの標準偏差を一定とする多項反応モデルを用い、それぞれの確率分布パラメータを最尤法（二項尤度モデル）により推定する中野ら(2013)[3.3]の手法になった。

ハザード*i*に対する外力の強さが $z_i$ の時に、設備*s*の被害ランクが*k*となる確率 $P_{s,k,i}(z_i)$ は、以下のように表される。

$$P_{s,0,i}(z_i) = 1 - F_{s,C,i}(z_i) \quad (3.2-1)$$

$$P_{s,C,i}(z_i) = F_{s,C,i}(z_i) - F_{s,B,i}(z_i) \quad (3.2-2)$$

$$P_{s,B,i}(z_i) = F_{s,B,i}(z_i) - F_{s,A,i}(z_i) \quad (3.2-3)$$

$$P_{s,A,i}(z_i) = F_{s,A,i}(z_i) \quad (3.2-4)$$

なお本研究では、前述のように発電所設備を9つのサブシステムに分類し、それぞれの被害の程度は全壊、一部損壊、軽微な不具合の3段階で定義しているため、*s*は9種類、*k*は4種類（*k* = 0は被害なし、*k* = *C*は軽微な不具合、*k* = *B*は一部損壊、*k* = *A*は全壊）となる。

ここで、 $F_{s,k,i}(z_i)$ はハザード*i*に対する外力の強さが $z_i$ の時に、設備*s*の被害ランクが*k*以上となる確率を表す確率分布関数であり、本研究では、対数正規分布を仮定した。

$$F_{s,k,i}(z_i) = \int_0^{z_i} f_{s,k,i}(x) dx \quad (3.2-5)$$

$$f_{s,k,i}(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\zeta_{s,i}x} \exp\left(-\frac{(\ln x - \lambda_{s,k,i})^2}{2\zeta_{s,i}^2}\right) \quad (3.2-6)$$

対数正規分布を選択した理由としては、第一に外力の大きさ*x*に対して非負であるという数学的特徴をもつこと、第二に、“独立した確率変数の積は、漸近的に対数正規分布に従う”という理論的背景をもつこと、また第三にこれらの特徴を踏まえてこれまでに多数の機器・構造物のフラジリティで対数正規分布が採用されているという経験的事実に基づいた。

多項反応モデルの尤度関数*L*は式(3.2-7)の通りであり、*L*が最大となるように式(3.2-6)の未定係数（ $\lambda_{s,A,i}$ 、 $\lambda_{s,B,i}$ 、 $\lambda_{s,C,i}$ 、 $\zeta_{s,i}$ ）を求める。

$$L(\lambda_{s,A,i}, \lambda_{s,B,i}, \lambda_{s,C,i}, \zeta_{s,i}) = \prod_{j=1}^{N_s} \prod_{k \in \Omega} P_{s,k,i,j}(z_{i,j})^{\delta_{s,k,i,j}} \quad (3.2-7)$$

この時、 $N_{s,i}$ はハザード $i$ に対する設備 $s$ のフラジリティ算出に用いるデータ数、 $\delta_{s,k,i,j}$ はハザード $i$ に対する設備 $s$ の $j$ 番目のデータが被害ランク $k$ の場合に1、それ以外の場合に0となる変数を表す。

推計結果の妥当性の検証は、前述の文献[3.3]に従って尤度比検定及びMcFaddenの決定係数により行った。尤度比検定の検定量 $\chi^2$ 及び決定係数 $\rho^2$ は、それぞれ式(3.2-8)及び(3.2-9)により算出される。

$$\chi^2 = -2(\ln L_0 - \ln L_1) \quad (3.2-8)$$

$$\rho^2 = 1 - \frac{\ln L_1}{\ln L_0} \quad (3.2-9)$$

ここで、 $L_0$ は、帰無仮説が成立する時の尤度を、 $L_1$ は対立仮説が成立する時の尤度（推計された尤度）を表す。本研究では、帰無仮説を「各被害ランクの発生確率は外力の大きさによらず、等しい」とした。

以上の考え方にに基づき、第2章3節で構築した2011年東日本大震災における火力発電所被害データベースを用いて、地震及び津波に対する設備フラジリティ関数を推計した。なお以降3節においては、尤度比検定の結果、有意水準10%を満たした設備について考察を行う。

### 3.3 設備フラジリティ関数の考察

#### 3.3.1 地震による設備フラジリティ関数

図3.3-1には、地震動による各設備の被害ランクとPGAとの関係を示す。なお今回使用したデータベースには29発電所分のデータが含まれており、図3.3-1は被害ランクごとに対象とする29発電所分の観測データから成るべきである ( $N_{s,1} = 29$ )。しかし、浸水のあった発電所に関しては、津波により被害の痕跡が不明となったケースもあると考えられ、地震動による被害が記述されていない場合についても、「被害なし」と判断するのは適切でない。そのため、図3.3-1に関しては、津波による浸水の発生していない20発電所をベースとし、浸水の発生した9発電所に関しては、明確に“地震動による”被害が報告されているもののみを対象に含めた。そのため、設備ごとに観測データ数 ( $N_{s,1}$ ) は異なり、屋外設備が相対的に多い「1. 港湾・荷役設備」等については母数自体が少なくなっている (表3.3-1)。なお、「1. 港湾・荷役設備」については被害事例が1件しかなかったため、また「8. 事務建屋・倉庫」及び「9. 構内環境」については被害事例がなかったためにパラメータの推計には至らなかった。

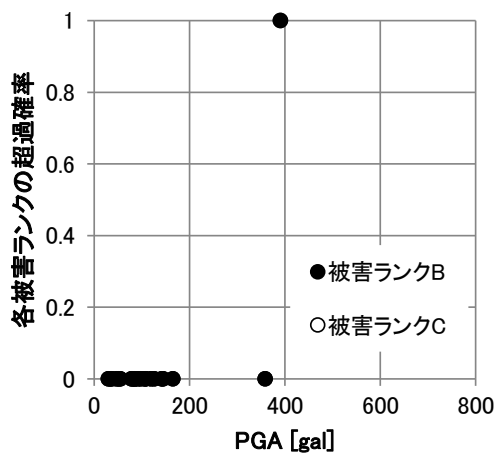
以上のデータに基づき、被害ランクごとに個別設備のフラジリティ関数を推計した結果を表 3.3-1 に、その結果求められた各設備の被害ランクごとの 50%及び 90%損傷確率に相当する加速度レベルと、第 1 章 3 節 3 項で整理した各設備の設計地震力を加速度に換算した結果を表 3.3-2 にまとめて示す。なお、「4. 送受電設備」については、JEAC3605 で引用されている JEAG5003[3.4]の設計値を用いた。以降、6 つのサブシステムについて考察を行う。

まず「2. 燃料貯蔵・輸送設備」に関しては、22 発電所中 6 発電所で被害が発生して

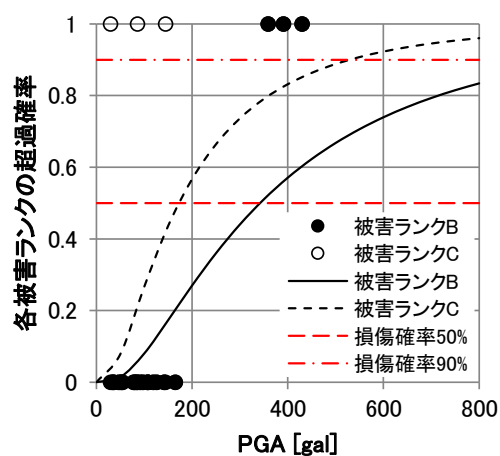
表 3.3-1 地震フラジリティ曲線のパラメータ推計結果

	1. 港湾・荷役設備	2. 燃料貯蔵・輸送設備	3. 取放水・給排水設備	4. 送受電設備	5. ボイラー設備	6. タービン・発電設備	7. 排煙処理設備	8. 事務建屋・倉庫	9. 構内環境
$N_{s,1}$	21	22	25	22	28	22	22	20	20
$N_{s,A,1}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$N_{s,B,1}$	1	3	4	2	10	2	1	0	0
$N_{s,C,1}$	0	3	3	1	4	1	1	0	0
$N_{s,0,1}$	20	16	19	19	14	19	20	20	20
$\lambda_{s,A,1}$	—	—	—	—	—	—	—	—	—
$\lambda_{s,B,1}$	—	5.84	5.89	5.94	5.39	6.08	6.26	—	—
$\lambda_{s,C,1}$	—	5.15	5.50	5.59	4.87	5.67	6.02	—	—
$\zeta_{s,1}$	—	0.88	0.65	0.34	0.58	0.38	0.20	—	—
$\ln L_1$	—	-13.15	-10.58	-3.46	-15.07	-3.35	-2.60	—	—
$\ln L_0$	—	-24.17	-27.47	-24.17	-30.76	-24.17	-24.17	—	—
$\chi^2$	—	22.05 ***	33.77 ***	41.41 ***	31.39 ***	41.63 ***	43.13 ***	—	—
$\rho^2$	—	0.46	0.61	0.86	0.51	0.86	0.89	—	—

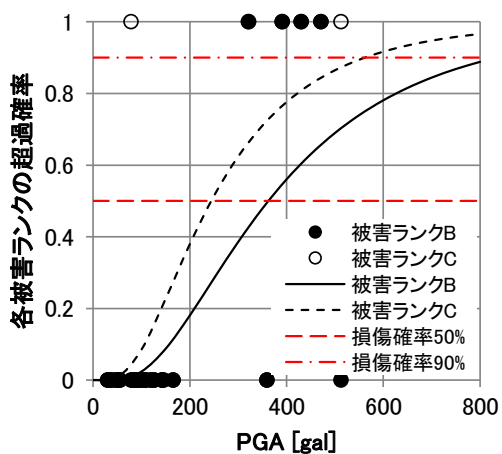
凡例：\*10%有意、\*\*5%有意、\*\*\*1%有意



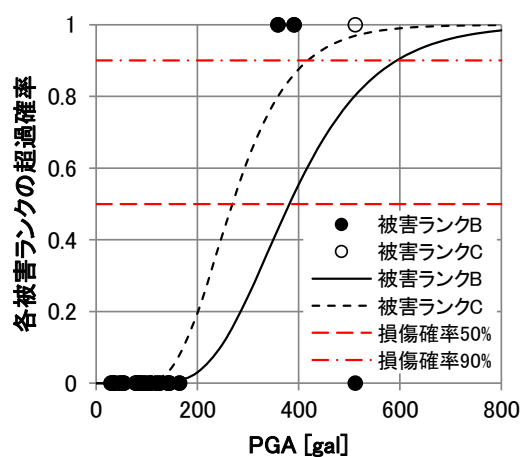
(a) 「1. 港湾・荷役設備」



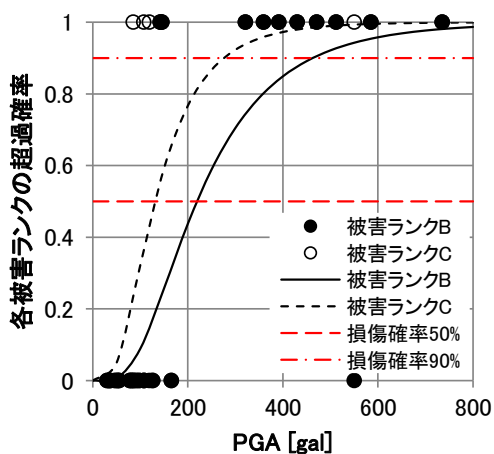
(b) 「2. 燃料貯蔵・輸送設備」



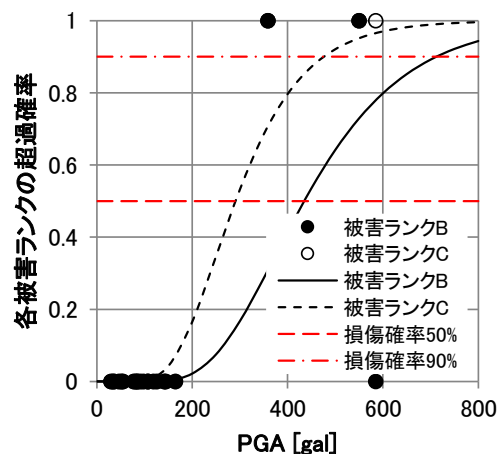
(c) 「3. 取放水・給排水設備」



(d) 「4. 送受電設備」

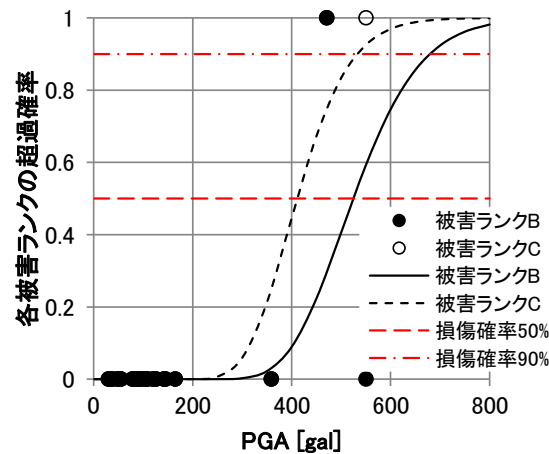


(e) 「5. ボイラー設備」



(f) 「6. タービン・発電設備」

図 3.3-1 地震に対する設備脆弱性関数 (その 1)



(g) 「7. 排煙処理設備」

図 3.3-1 地震に対する設備フラジリティ関数（その 2）

おり、被害ランク別では、“燃料ポンプ基礎傾き”や“タンク付属設備損傷”等の被害ランク B に該当する事象が 3 件、“配管架台の変形”等の被害ランク C に該当する事象が 3 件あった。それらを 50% 損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は 343gal、被害ランク C については 172gal であり、6 つの設備の中では後述する「5. ボイラー設備」に続き 2 番目に脆弱な設備と言える。被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は設計地震力（265gal）よりも大きくなっており、防油堤の損傷等、発電所の運用に影響を与える被害が発生している。一方で被害ランク C の 50% 損傷確率に相当する加速度は設計地震力よりも小さいが、燃料タンク内容物の浮屋根への飛散等、発電所の機能への影響は限定的であるものの設備にマイナーな被害が発生してしまっている。

「3. 取放水・給排水設備」に関しては、25 発電所中 6 発電所で被害が発生しており、

表 3.3-2 設備の設計地震力と被害発生状況の比較

サブシステム	設計震度 に相当する 加速度 [gal]	被害ランク B		被害ランク C	
		50% 損傷確率 に相当する 加速度 [gal]	90% 損傷確率 に相当する 加速度 [gal]	50% 損傷確率 に相当する 加速度 [gal]	90% 損傷確率 に相当する 加速度 [gal]
2. 燃料貯蔵・輸送設備	265	342.2	1,050.4	172.5	529.4
3. 取放水・給排水設備	196	362.3	834.1	244.3	562.3
4. 送受電設備	300	381.6	593.3	268.5	417.5
5. ボイラー設備	196	219.2	462.6	130.8	276.1
6. タービン・発電設備	196	434.9	712.0	290.8	476.0
7. 排煙処理設備	196	524.6	679.3	411.2	532.5

被害ランク別では、“取放水路の沈下”や“水タンク座屈”等の被害ランク B に該当する事象が 4 件、“放水路クラック”や“タンクアンカーボルト折損”等の被害ランク C に該当する事象が 2 件あった。それらを 50% 損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は 361gal、被害ランク C については 244gal であり、6 つの設備の中では「5. ボイラー設備」、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」に続いて 3 番目に脆弱な設備と言える。これらは設計地震力 (196gal) とほぼ同程度がそれを超えたレベルであり、被害が発生しているのも当然と言えるが、これらの被害は発電機能に支障を生じさせるため引き続き対策が必要である。

「4. 送受電設備」に関しては、22 発電所中 3 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では、“開閉所壁脱落”や“埋設ケーブル損傷”等の被害ランク B に該当する事象が 2 件、“変圧器防油堤クラック”等の被害ランク C に該当する事象が 1 件あった。それらを 50% 損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は 387gal、被害ランク C については 267gal であり、前述の「3. 取放水・給排水設備」と同様に、設計地震力 (300gal) とほぼ同程度がそれを超えたレベルであった。

「5. ボイラー設備」に関しては、すべての設備の中で最も被害件数が多く、28 発電所中 14 の発電所で被害が発生している。被害ランク別では“ボイラー管の破断”や“チューブリーク”等の被害ランク B に該当する事象が 10 件、“振れ止めの損傷”や“管の接触痕”等の被害ランク C に該当する事象が 4 件あり、これらの被害は 150gal 程度から発生している。50% 損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は 219gal、被害ランク C については 130gal であり、フラジリティを推計した 6 つのサブシステムの中で最も脆弱な設備と言える。被害ランク B の 50% 損傷確率値は設計地震力 (196gal) とほぼ同程度であるが、被害ランク B の被害モードはチューブ損傷による蒸気リーク等、ボイラーの機能に直結する事象である。また、被害ランク C の 50% 損傷確率値は設計地震力より小さく、スパーサーや振れ止めの損傷、管の接触痕等軽微なものであり、機能に大きな影響を与える被害ではないが、130gal 程度から発生してしまっており、より一層の耐震性の確保が必要である。

「6. タービン・発電設備」に関しては、22 発電所中 3 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“タービンアキシアルシール摩耗”や“天井クレーンボルト折損”等の被害ランク B に該当する事象が 2 件、“タービン台座の一部折損”等の被害ランク C に該当する事象が 1 件あった。50% 損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50% 損傷確率に相当する加速度は 437gal、被害ランク C については 290gal であり、設計地震力 (196gal) より大きい結果となっている。これは今回評価した設備の中では後述する「7. 排煙処理設備」に続き 2 番目に耐性が高かったことを意味する。実際にタービンは不具合が発生した場合、程度によっては開放点検が必要となり、その場合長期間を要するため、事前対策として設備側で十分な耐震性を確保していることが

示唆される。

最後に「7. 排煙処理設備」に関しては、22 発電所中 2 発電所で被害が発生しており、フラジリティを推計した 6 設備の中では最も被害発生数が少なかった。被害ランク別では“集合煙突下部座屈”等の被害ランク B に該当する事象が 1 件、“配管類の脱落”等の被害ランク C に該当する事象が 1 件あった。50%損傷確率に相当する加速度レベルで見ると、被害ランク B の 50%損傷確率に相当する加速度は 523gal、被害ランク C については 411gal であり、上記のような被害はこれらの加速度レベルでないと発生していないため、今回推計した地震フラジリティの中では最もシステム耐性が高いことを意味している。この値は設計地震力（196gal）より大きい結果となっている。

以上をまとめると、サブシステムは設計地震力に対する実被害の発生傾向に応じて 3 つのタイプに分けられる。

- 一つ目は設計に対してシステム耐性の高い設備であり、「6. タービン・発電設備」及び「7. 排煙処理設備」が該当する。これらの設備では、設計で用いられている地震レベルよりも被害ランク B レベルの 50%の損傷確率の加速度レベルの方が高い。これらの設備は損傷が発生した場合発電への支障が大きく補修に時間を要するため、設備側で十分な耐震性が確保されていると考えられる。
- 二つ目は、設計地震力相当の加速度で被害ランク B の事象が生じていた設備であり、「5. ボイラー設備」が該当する。被害ランク B 及び C 相当の損傷確率 50%相当の加速度が近接しており、設計地震力と同等かそれ以下と、重度の損傷が起りやすい結果となっているためより一層の耐震性の確保が必要である。ただしボイラーは運転時の熱膨張による本体の変形を考慮しなければならず、防災対策が難しい設備でもある。そのため、防災対策と同時に復旧迅速化に向けた対策、具体的には損傷頻度の高い部位の特定と補修に必要な備蓄品の確保等が有効であると考えられる。
- 三つ目は、設計地震力相当の加速度で被害ランク C の事象が生じていた設備であり、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」、「3. 取放水・給排水設備」及び「4. 受電設備」が該当する。これらに関しては、設計値が被害ランク B 及び C の 50%損傷確率相当の加速度の間または被害ランク C の加速度相当であり、一部損壊には至らないが、軽微な不具合が発生しやすいことを表している。ただし物理的な被害は軽微であるものの、3.5 節の復旧関数の推定において、停止期間に支配的な設備被害として選定されており、注意が必要である。

次に 2018 年北海道胆振東部地震で被害を受けた苫東厚真発電所を例に、本研究で推計した地震フラジリティの検証を行う。苫東厚真発電所では震災当時 3 つのユニットが運転していたが、地震によりすべてのユニットで設備被害が生じた。被害の概要と本研究での定義に従い被害要因及び被害ランクを判定した結果を表 3.3-3 に、発電所での加速度レベル（386gal[3.5]）において、各設備の 50%損傷確率の加速度レベルを上回っていたか否か、及び各設備の被害ランク別発生確率を図 3.3-2 及び表 3.3-4 に示す。表



表 3.3-3 2018 年北海道胆振東部地震における苫東厚真発電所の被害概要

サブシステム	被害状況	(被害要因)・ (被害ランク)
5. ボイラー設備	1 号機：ボイラー管損傷（2 本補修）、脱気器水位調整器の動作不良 2 号機：ボイラー管損傷（12 本補修）、微粉炭機損傷（2 台補修）	① -B
6. タービン・発電設備	4 号機：タービン軸付近で発火。クレーンガータ接続部のボルト破損。主タービン先端部の補修と軸の偏心補正を実施。	② -B
9. 構内環境	構内で液状化による噴砂・沈下が発生。	③-BorC

凡例：被害要因 ①地震動、②津波、③地盤変状、被害ランク A 全壊、B 一部損壊、C 軽微な不具合

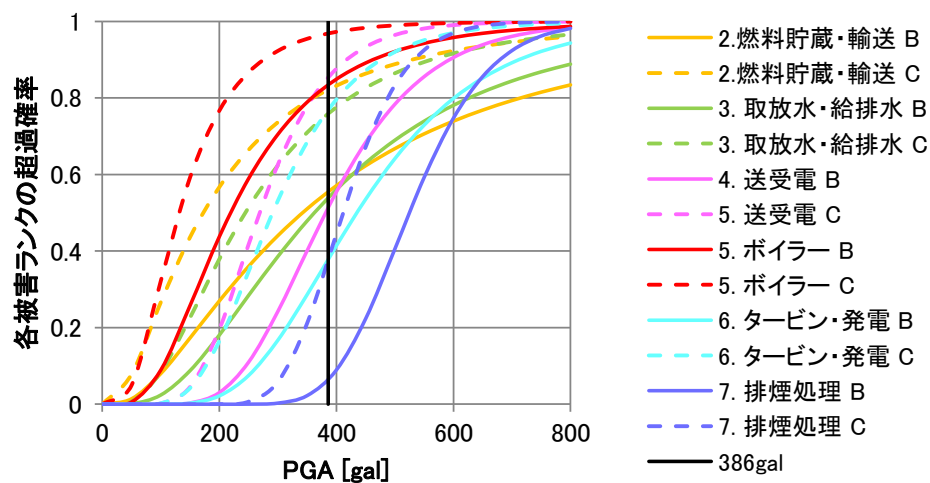


図 3.3-2 発電所地点での加速度レベルと設備の地震脆弱性の比較

表 3.3-4 苫東厚真発電所における設備被害発生確率

(表中網掛けは、実際の被害ランクを表す)

サブシステム	被害ランク B	被害ランク C	被害なし (発生確率)
	上段：被害発生確率		
	下段：発生確率 50%損傷確率に相当する加速度 と苫東厚真発電所における加速度の大小関係		
2. 燃料貯蔵・輸送設備	0.55 342.2<386gal	0.27 172.5<386gal	0.18
3. 取放水・給排水設備	0.54 362.3<386gal	0.22 244.3<386gal	0.24
4. 送受電設備	0.52 381.6<386gal	0.34 268.5<386gal	0.14
5. ボイラー設備	0.84 219.2<386gal	0.13 130.8<386gal	0.03
6. タービン・発電設備	0.37 434.9>386gal	0.40 290.8<386gal	0.23
7. 排煙処理設備	0.06 524.6>386gal	0.31 411.2>386gal	0.63

3.3-4 より、発電所での観測加速度が 50%損傷確率の加速度レベルを上回っていたのは、「2. 燃料貯蔵・輸送設備」、「3. 取放水・給排水設備」、「4. 送受電設備」、「5. ボイラー設備」の被害ランク B 及び C と、「6. タービン・発電設備」の被害ランク C である。このうち実際に発生したのは「5. ボイラー設備」の被害ランク B と「6. タービン・発電設備」の被害ランク B であり、後者については 50%損傷確率の加速度レベル未満で発生していることになる。そこで今回の苫東厚真発電所におけるタービン被害の発生メカニズムを詳しく分析すると、本件は地震の影響でタービン軸と No.1 軸受油切り部が接触して隙間が通常よりも拡大し、当該部から漏洩した潤滑油が高温のケーシングと接触して出火したものであった（9:18 出火確認、10:15 鎮火）。このように本件は、設備の不具合が起因となって波及的に被害が拡大した事象であり、フラジリティ推計のベースとなっている東日本大震災の事例では発生していない被害シナリオであった。

### 3.3.2 津波による設備フラジリティ関数

前節と同様に、図 3.3-3 には、津波による各設備の被害ランクと浸水深との関係を表す。今回の震災により敷地内の浸水が発生した発電所は 9 つだったため、図 3.3-3 は各被害ランクに対し 9 つの観測データから成る。被害ランクごとに個別設備のフラジリティ曲線を推計した結果を表 3.3-5 に、推計したフラジリティ関数における被害ランクごとの 50%及び 90%損傷確率に相当する浸水深を表 3.3-6 に示す。なお通常津波の到達は、地震動や液状化の発生後であり、津波による影響のみを厳密に切り分けることは困難である。具体的には、揺れや液状化等で基礎の耐力が低下したところに津波が来襲したことで、その複合的な作用により被害が生じたケースもあると考えられる。この意味

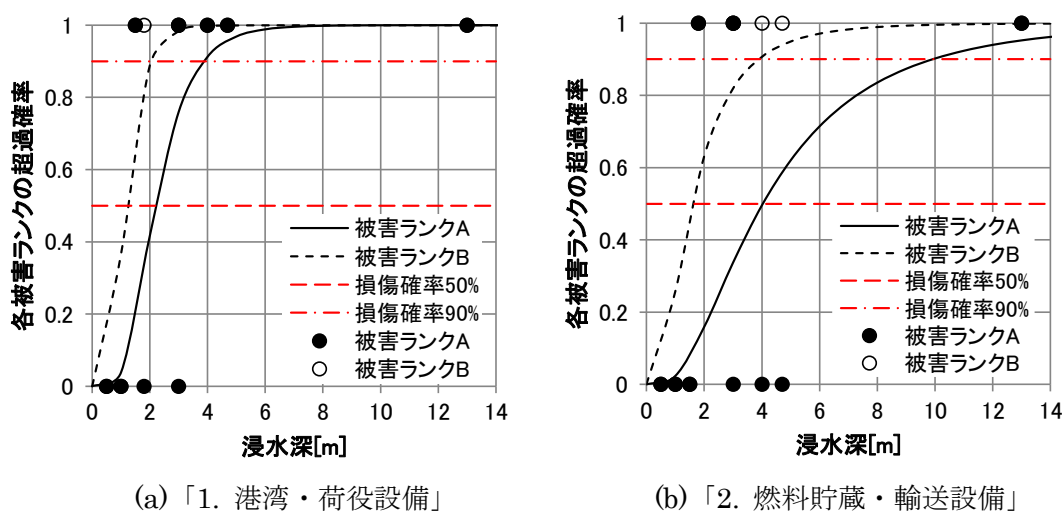
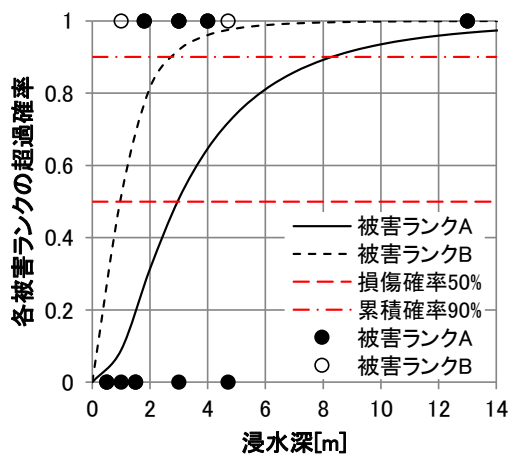
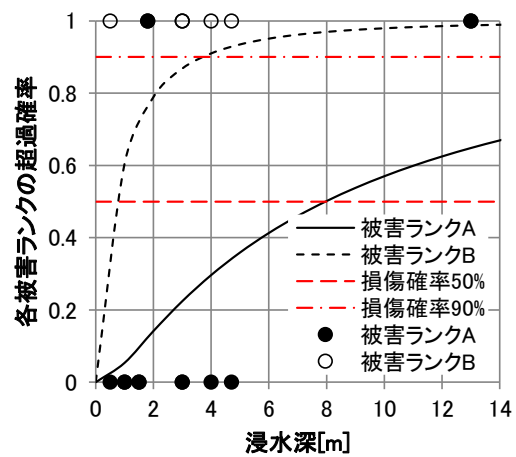


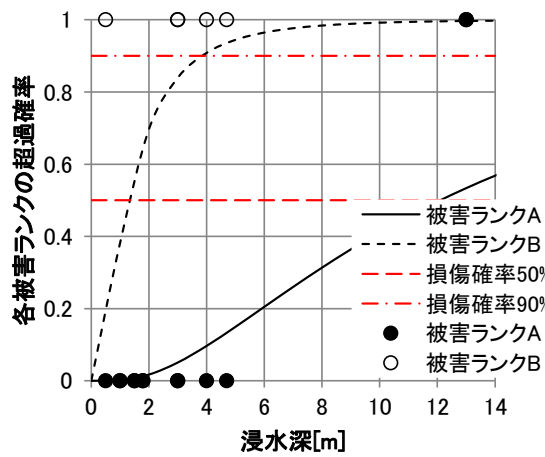
図 3.3-3 津波に対する設備フラジリティ関数（その 1）



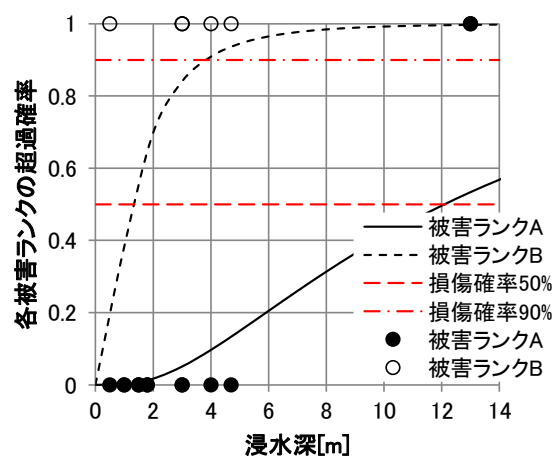
(c) 「3. 取放水・給排水設備」



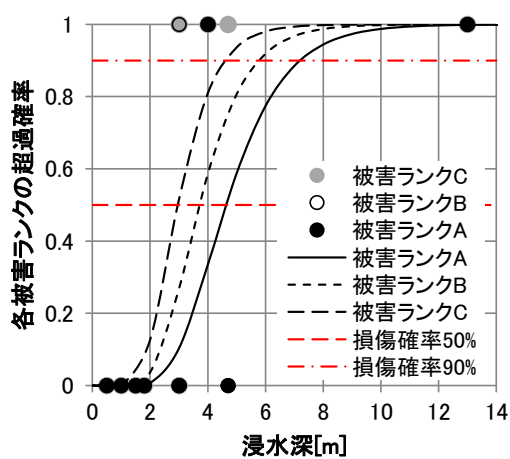
(d) 「4. 送受電設備」



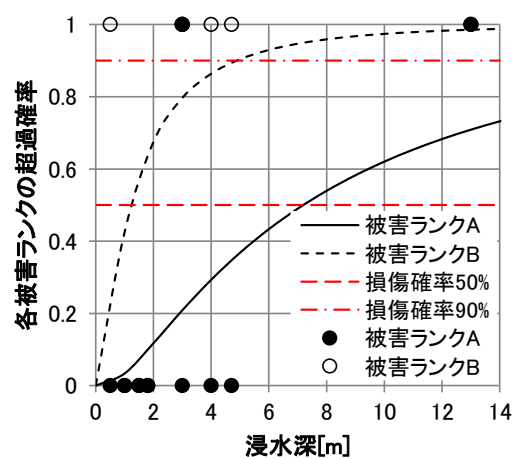
(e) 「5. ボイラー設備」



(f) 「6. タービン・発電設備」

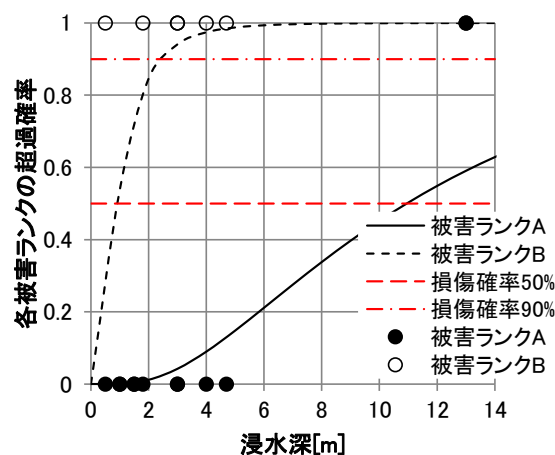


(g) 「7. 排煙処理設備」



(h) 「8. 事務建屋・倉庫」

図 3.3-3 津波に対する設備脆弱性関数 (その 2)



(i) 「9. 構内環境」

図 3.3-3 津波に対する設備フラジリティ関数（その 3）

表 3.3-5 津波フラジリティ曲線のパラメータ推計結果

	1. 港湾・荷役設備	2. 燃料貯蔵・輸送設備	3. 取放水・給排水設備	4. 送受電設備	5. ボイラー設備	6. タービン・発電設備	7. 排煙処理設備	8. 事務建屋・倉庫	9. 構内環境
$N_{s,2}$	9	9	9	9	9	9	9	9	9
$N_{s,A,2}$	5	3	4	2	1	1	2	2	1
$N_{s,B,2}$	2	3	3	5	5	5	1	4	6
$N_{s,C,2}$	0	0	0	0	0	0	1	0	0
$N_{s,0,2}$	2	3	2	2	3	3	5	3	2
$\lambda_{s,A,2}$	0.79	1.39	1.08	2.07	2.49	2.49	1.53	1.97	2.39
$\lambda_{s,B,2}$	0.15	0.46	-0.03	-0.34	0.25	0.25	1.31	0.20	-0.07
$\lambda_{s,C,2}$	—	—	—	—	—	—	1.09	—	—
$\zeta_{s,2}$	0.44	0.70	0.80	1.29	0.85	0.85	0.34	1.08	0.75
$\ln L_1$	-4.70	-6.86	-7.01	-7.59	-5.94	-5.94	-5.58	-7.66	-4.94
$\ln L_0$	-9.89	-9.89	-9.89	-9.89	-9.89	-9.89	-12.48	-9.89	-9.89
$\chi^2$	10.38	6.06	5.75	4.59	7.90	7.90	13.80	4.45	9.89
	**				*	*	***		**
$\rho^2$	0.52	0.31	0.29	0.23	0.40	0.40	0.55	0.22	0.50

凡例：\*10%有意、\*\*5%有意、\*\*\*1%有意

で、本研究において提案するフラジリティ関数は純粹に津波による影響のみを評価したものではない。ハザードの相乗効果による設備被害への影響は、今後実験やシミュレーション解析による検証結果等を踏まえた評価が必要であるが、遠地津波のような、地震動による設備への影響がほとんどなく、津波による影響のみが考えられる特殊なケースを除き、津波が生じる規模の地震では設備は同時に強い地震動にもさらされている。そのため本研究のような経験データを活用したモデルも有用であると考えられる。以下では 9 つの設備のうち有意水準 10%を満たした 5 設備について考察を行う。

表 3.3-6 各設備の 50%及び 90%損傷確率に相当する浸水深

サブシステム	被害ランク A		被害ランク B		被害ランク C	
	50%損傷確率に相当する浸水深 [m]	90%損傷確率に相当する浸水深 [m]	50%損傷確率に相当する浸水深 [m]	90%損傷確率に相当する浸水深 [m]	50%損傷確率に相当する浸水深 [m]	90%損傷確率に相当する浸水深 [m]
1. 港湾・荷役設備	2.2	3.9	1.2	2.1	—	—
2. 燃料貯蔵・輸送設備	4.0	9.9	1.6	3.9	—	—
3. 取放水・給排水設備	3.0	8.3	1.0	2.7	—	—
4. 送受電設備	8.0	41.5	0.7	3.7	—	—
5. ボイラー設備	12.1	36.0	1.3	3.8	—	—
6. タービン・発電設備	12.1	36.0	1.3	3.8	—	—
7. 排煙処理設備	4.6	7.2	3.7	5.8	3.0	4.6
8. 事務建屋・倉庫	7.2	28.6	1.2	4.9	—	—
9. 構内環境	11.0	28.6	0.9	2.4	—	—

まず「1. 港湾・荷役設備」に関しては、9 発電所中 7 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“揚炭機倒壊”や“ローディングアーム逸失”等の被害ランク A に該当する事象が 5 件、“堤防一部損壊”等の被害ランク B に該当する事象が 2 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 2.2m、被害ランク B については 1.2m で、9 つの設備のうち最も脆弱であった。本設備は機能上発電所の中でも海岸線近傍に設置されているものであり、浸水深だけでなく、波力や波高も減衰していない最も厳しい条件にさらされることが影響していると推察される。

「5. ボイラー設備」に関しては、9 発電所中 6 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“通風機損壊”等の被害ランク A に該当する事象が 1 件、“配管、ケーブルラック損壊”等の被害ランク B に該当する事象が 5 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 12.1m、被害ランク B については 1.3m であり、最もシステム耐性の強い設備となっている。これと同じ傾向を示したのが「6. タービン・発電設備」である。ボイラー設備と同じく 9 発電所中 6 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“タービン建屋漂流物浸入”等の被害ランク A に該当する事象が 1 件、“油ポンプ冠水停止”等の被害ランク B に該当する事象が 5 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深は 12.1m、被害ランク B については 1.3m である。これらの設備は主要機器が屋内に設置されており、一部の屋外設備に甚大な被害が生じているものの、津波による基本的な被害モードは、浸水・冠水となっている。

「7. 排煙処理設備」に関しては、9 発電所中 4 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“集塵機損壊”等の被害ランク A に該当する事象が 1 件、“集塵機への異物混入”等の被害ランク B に該当する事象が 1 件、“アンモニアタンク被害”等の C に該当する事象が 1 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ラン

ク A の浸水深が 4.6m、被害ランク B が 3.7m、被害ランク C が 3.0m と、被害は 3～4m を超えた場合軽微なものから甚大なものまでその程度に関わらず発生する可能性があることを示している。

「9. 構内環境」に関しては、9 発電所中 7 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“構内道路不陸”等の被害ランク A に該当する事象が 1 件、“土砂堆積”、“敷地洗掘”等の被害ランク B に該当する事象が 6 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 10.9m、被害ランク B については 0.9m であり、通行支障を生じさせるレベルの被害の発生頻度は高いものの、大規模な復旧工事が必要なレベルの被害の発生頻度は比較的低いと言える。

以上が、脆弱性の推計結果が任意の有意水準を満たした 5 つの設備の特徴であり、残る 4 つの設備の被害発生傾向については以下に概要を述べる。

- 「2. 燃料貯蔵・輸送設備」に関しては、9 発電所中 6 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“重油タンク倒壊”等の被害ランク A に該当する事象が 3 件、“配管支持架構変形”等の被害ランク B に該当する事象が 3 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 4.0m、被害ランク B については 1.6m と比較的脆弱な設備であったが、これは多くの機器が屋外設置のものであるためと考えられる。
- 「3. 取放水・給水設備」に関しては、9 発電所中 7 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“純水製造装置倒壊”や“排水処理設備全壊”等の被害ランク A に該当する事象が 4 件、“ポンプケーシング破損”等の被害ランク B に該当する事象が 3 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 2.9m、被害ランク B については 1.0m であり、「1. 港湾・荷役設備」に続いて 2 番目に脆弱な設備であった。本設備も港湾・荷役設備と同様に機能上海岸線に面して設置される屋外機器・構造物がメインであり、浸水深とともに強い波力を受けることも影響していると考えられる。
- 「4. 送受電設備」に関しては、9 発電所中 7 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“遮断器・断路器 損傷、変圧器 損傷”等の被害ランク A に該当する事象が 2 件、“屋外開閉所冠水”、“電気室焼損”等の被害ランク B に該当する事象が 5 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 7.9m、被害ランク B については 0.7m であった。9 つの設備のうち損傷ランク B に関しては最も脆弱となっており、浸水・冠水した場合、洗浄しての再利用が難しい機器が多いことに起因すると考えられる。
- 「9. 事務建屋・倉庫」に関しては、9 発電所中 6 発電所で被害が発生しており、被害ランク別では“3 階まで浸水”等の被害ランク A に該当する事象が 2 件、“保管物流出”等の被害ランク B に該当する事象が 4 件あった。50%損傷確率に相当する浸水深レベルで見ると、被害ランク A の 50%損傷確率に相当する浸水深は 7.2m、

被害ランク B については 1.2m である。保管物流出については、流出後に対象が漂流物として他の設備へ二次的な被害を与える可能性があるだけでなく、それ自身が復旧活動に必要な資機材であれば緊急対応の遅れにつながるため、十分な対策が必要である。

以上をまとめると、火力発電所の各設備は津波脆弱性の特徴に応じて 3 つのタイプに分けられる。

- 一つ目は、脆弱性の高い結果となった「1. 港湾・荷役設備」である。設備の機能上海岸面最前線に設置されているため、波力や波高も減衰していない最も厳しい条件にさらされることが影響し、浸水深 1.2m で中程度の被害発生確率が 50%以上、2.2m で甚大な被害の発生確率が 50%以上となる。これらの設備の津波被害を完全に防ぐことは困難であり、例として設備が復旧するまでの間は荷揚げ設備を有するガット船を用いた受入等、運用面での対応が有用である。「3. 取放水・給水設備」もこの特徴に該当する。
- 二つ目は、被害ランク A と B の脆弱性に関わり、設備の物理的な損壊に対してのシステム強度の高い結果となった「5. ボイラー設備」、「6. タービン・発電設備」及び「9. 構内環境」である。被害ランク B の 50%損傷確率に該当する浸水深は 0.9~1.3m、被害ランク A については 10.9~12.1m であった。機械系の設備である、ボイラー設備及びタービン・発電設備に関しては、主要機器が屋内に設置されていることから、被害モードとしては浸水や冠水による弱部になりやすい配管やポンプ類の機能不良が代表的な被害モードであった。「4. 送受電設備」もこの特徴に該当する。一方土木系の設備である構内環境については、被害モードとしては洗掘や土砂堆積が多く、通行支障を生じさせるレベルの被害の発生頻度は他の設備と比べて高いものの、大規模な復旧工事が必要なレベルの被害の発生頻度は比較的低い結果となった。
- 三つ目は、各被害ランクの 50%損傷確率に相当する浸水深が近接していた「7. 排煙処理設備」である。排煙処理設備の場合は、浸水深が 3~4m を超えた場合、軽微なものから甚大なものまでその程度に関わらず被害が発生する可能性があり、これは設備の設置高さや機械的な構造上の制約による影響と考えられる。

今回火力発電所の設備別地震及び津波脆弱性を被害事例データから推計したが、これは著者の知る限り国内外を通して初めての試みであり、重要な知見をもたらす一方で、データの母数が 29（発電所）と少ないこと、またそのためにパラメータを推計できなかった設備があること、さらに対象とした地震が東日本大震災の 1 つであること等、推計結果の解釈や適用については十分に留意する必要がある。そのため今後被害事例の蓄積を継続し、精度の向上を図る必要がある。

### 3.4 復旧関数の定義

本節では、発電機能の停止が発生した19の発電所を対象に、個別設備の被害発生状況  $X$  と停止期間の実績データ  $T_{rcov}^{EQ}$  とを用いて、発電機能の停止期間を確率的に評価する復旧関数を推計する。ここで、 $X$  は  $s \times k$  の要素をもつ列ベクトルであり、 $s$  は発電所を構成する設備を、 $k$  は被害ランクを表す。本研究の場合、設備は9つに、被害ランクはA～Cの3段階に分類したため、要素数は27となる。ベクトルの各要素  $x_{s,k}$  は0/1のいずれかをとるバイナリー変数であり、対応する設備において該当するランク以上の被害が発生した場合には1を、それ以外の場合には0をとる。発電機能停止期間  $T_{rcov}^{EQ}$  に関しては、複数のユニットが停止した発電所の場合、表2.3-1に示すようユニット間で1週間から半年程度の開きが生じている。この理由としては、設備被害の程度の違いだけではなく、復旧の優先順位が影響していると考えられる。実際、今回の震災の場合、各発電所において比較的被害の軽微なユニットから優先的に復旧するような戦略をとっており[3.6]、このような影響は、オペレーションの問題と言える。そのため本研究では、各発電所の1基目が運転を再開するまでの期間を停止期間として採用した。また震災直後に運転停止したものの当日中に復旧した発電所に関しては、停止期間を一律で0.5日とした。

復旧関数の推計にあたっては、生存時間解析（例えば、文献[3.7],[3.8]）の分野で用いられている手法を用いる。生存時間解析とは、着目するイベントが発生するまでの時間を分析する手法であり、本研究では対象とするイベントを「発電機能の復旧」、イベントが発生するまでの時間を「発電機能の停止期間」と置き換えて適用する。

生存時間解析の基本的な考え方を以下に示す。イベントが発生するまでの時間を  $T$  とし、その確率分布を  $g(t)$  とすると、 $T$  が  $t$  以下となる確率  $G(t)$  は、

$$G(t) = \Pr(T \leq t) = \int_0^t g(s) ds \quad (3.4-1)$$

$t$  以上となる確率  $S(t)$ （生存関数）は、

$$S(t) = \Pr(T \geq t) = 1 - G(t) \quad (3.4-2)$$

となり、時点  $t$  まで生存していたという条件の下、次の瞬間イベントが発生する確率  $h(t)$ （ハザード関数）は、

$$h(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(t \leq T \leq t + \Delta t | T \geq t)}{\Delta t} = \frac{g(t)}{S(t)} \quad (3.4-3)$$

と表される。本研究では、 $G(t)^{EQ}$  が発電所の停止期間  $T_{rcov}^{EQ}$  が  $t$  以下となる確率（時点  $t$  に



おける復旧確率)、 $S(t)^{EQ}$ が停止期間 $T_{rcov}^{EQ}$ が $t$ 以上となる確率( $t$ 時点における停止確率)、そして $h(t)^{EQ}$ が停止期間 $T_{rcov}^{EQ}$ が $t$ まで続いた場合に、次の瞬間復旧する確率と解釈することができ、本研究で推計する復旧関数としては、 $G(t)^{EQ}$ が適している。

本研究では、まず停止期間の実績データ $T_{rcov}^{EQ}$ に対して、正規分布、対数正規分布、指数分布、ワイブル分布、そしてロジスティック分布の5つの確率分布のフィッティングを行い、データの分布の特徴を最も良く表している関数を $g(t)^{EQ}$ として選択した。それぞれの確率密度関数(pdf)を式(3.4-4)～(3.4-8)に示す。

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma^2} \exp\left(-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.4-4)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\zeta x} \exp\left(-\frac{(\ln x - \lambda)^2}{2\zeta^2}\right) \quad (3.4-5)$$

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \quad (3.4-6)$$

$$f(x) = \frac{\gamma}{\varphi} \cdot \left(\frac{x}{\varphi}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\varphi}\right)^\gamma\right] \quad (3.4-7)$$

$$f(x) = \frac{\exp(-(x-\mu)/s)}{s(1+\exp(-(x-\mu)/s)^2)} \quad (3.4-8)$$

フィッティングには最尤法を用い、適合度の評価はAIC(式(3.4-9))によった。

$$AIC = -2\ln L + 2l \quad (3.4-9)$$

$L$  : 最大尤度

$l$  : 自由パラメータ数

結果は表3.4-1に示す通りであり、本研究では $g(t)^{EQ}$ を対数正規分布と仮定する。なお $T_{rcov}^{EQ}$ の分布に対数正規分布を仮定したものは「加速故障時間モデル」と呼ばれるモデルの1つであり、共変量の影響が時間の進み方に対して乗法的に作用する。これはハザード関数 $h(t)^{EQ}$ が時間とともに加速していくことを表しており、本モデルの場合、発災からの時間 $t$ が経過するほど、復旧する発電所の絶対数は少なくなるものの、未復旧発電

表3.4-1 確率分布のフィッティング結果

確率分布	AIC
正規分布	254.4
対数正規分布	187.0
指数分布	217.2
ワイブル分布	190.6
ロジスティック分布	249.0

所における単位時間 $\Delta t$ 当たりの復旧確率 $h(t)^{EQ}$ が高くなることを意味する。これは、停止時間が長くなるにつれ、周辺インフラの復旧の進展や、復旧が完了した他の発電所からの復旧要員の応援等により復旧体制が充実し、復旧効率が高まることを表していると解釈できる。

次に、停止期間 $T_{rcov}^{EQ}$ に対する共変量の影響を考慮したモデルを構築する。式(3.4-1)から(3.4-3)は、時間の経過とともに機能が復旧する様子を表しているが、時間以外の要因の影響は含まれていない。そこで本研究では、個別設備の被害発生状況 $X$ を共変量として反映した式(3.4-10)を推計する。

$$G(t|X)^{EQ} = \Pr(T_{rcov}^{EQ} \leq t|X) = \Phi\left(\frac{\ln t - \beta^T \cdot X'}{\zeta}\right) \quad (3.4-10)$$

ここで、 $\beta$ は各設備の被害の有無が停止期間に与える影響の大きさを表すパラメータである。未定係数（ $\beta$ 、 $\zeta$ ）の推計には、最尤法を用いた。なお、前述したように $X$ は27の変数から成るが、推計に当たってはAICを最小とする変数群 $X'$ を選択した。

### 3.5 復旧関数の考察

以上より推計した結果を表 3.5-1 に示す。AIC は 140 であり、時間のみを説明変数とした場合と比べ、よりデータの当てはまりが良いモデルであると言える。説明変数として選定されたサブシステムと被害ランクの組み合わせについて考察する。選択された変数は 5 つであるが、その中でも特に「8. 事務建屋・倉庫（被害ランク A）」と「5. ボイラー設備（被害ランク B）」の $\beta$ 値が大きく、停止日数へ与える影響が特に大きい要素と言える。まず「8. 事務建屋・倉庫」で被害ランク A が発生している発電所は原町発電所と新地発電所の 2 箇所であり、いずれも津波による被害である。事務建屋が大規模な被害を受けることで復旧の指揮や運営の効率が悪化することが予測され、停止期間が長期化する一因となることが考えられる。また表 2.3-3 及び表 2.3-4 より、これらの設備とそれ以外の設備との被害発生状況を確認すると、2 つの発電所はいずれも津波による甚大な被害を受けた発電所であり、その他の設備も概ね被害ランクが A や B に分類される。そのために $\beta_5$ は津波により所全体が甚大な被害を受けた発電所を識別するための変数としても解釈することができる。また、「5. ボイラー設備」で被害ランク B が発生している発電所は 11 箇所あり、原因は地震、津波の両方が挙げられる。ボイラー設備が被災した場合、内部の点検や修繕に足場の組み立てが必要となるため、停止期間が長期化すると考えられる。また設備間の被害発生状況を確認すると、ボイラー設備で被害ランク B 以上の被害が発生した発電所は、そのほとんどで今回変数として選択されなかった「1. 港湾・荷役設備」や「2. 燃料貯蔵・輸送設備」、「6. タービン・発電設備」、「9. 構内環境」等においても被害が発生していることがわかる。このことから $\beta_3$ は、複数の設備が同時に被害を受けた発電所を識別するための変数と解釈することができる。次に $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\beta_4$ はそれぞれ「3. 取放水・給排水設備」、「4. 送受電設備」、「7. 排煙処理設備」の被害ランク C に該当する。これらの設備が選定された理由としては、取放水設備や排煙処理設備は被害を受けた場合に可搬設備等による代替が難しいため、また受電設備の被害による電源の喪失は機器の運転だけでなく復旧活動へも影響するためと考えられる。またこれらの設備に関しては被害ランク C が選定されているが、設備の地震被害発生状況（図 3.3-1）を確認すると、500gal 前後の領域では被害ランク B と C の被害が同等に起こりうるレベルであること、また「7. 排煙処理設備」の津波被害の発生状況（図 3.3-2）からも 4m 前後の領域において同様の傾向が確認できる。このことから $\beta_1$ 、 $\beta_2$ 、 $\beta_4$ については被害ランク C が選定されたと考えられる。

図 3.5-1 は、今回対象とした 19 の発電所について、個別設備の被害発生状況 $X'$ をそれぞれ入力して求めた復旧関数 $G(t|X')^{EQ}$ であり、復旧確率が 50%となる時の停止期間（停止期間の中央値）及び 90%となる時の停止期間を観測データとそれぞれ比較した結果が図 3.5-2 である。図より決定係数 $R^2 = 0.89$ であり、推計結果は観測結果とおおむね整合的となることから、予測モデルとして適用可能なものとなっている。

表 3.5-1 復旧関数の推計結果

	サブシステム	被害ランク	被害要因	推計値	標準偏差
$\beta_1$	取放水・給排水設備	C	地震動	1.12***	0.59
$\beta_2$	送受電設備	C	地震動	1.22***	0.38
$\beta_3$	ボイラー設備	B	地震動・津波	1.41***	0.34
$\beta_4$	排煙処理設備	C	地震動・津波	1.30***	0.47
$\beta_5$	事務建屋・倉庫	A	津波	1.74***	0.47
$\sigma$				0.54***	0.09

凡例：\*10%有意、\*\*5%有意、\*\*\*1%有意

一方で一部の発電所に関しては、結果が大きく過小評価（仙台、新仙台、常陸那珂）又は過大評価（原町、広野、勿来）となっている。この理由としては、復旧関数の説明変数として採用されていない設備の被害による影響が考えられる。例として、仙台発電所や常陸那珂発電所に関しては、説明変数となっていない港湾・荷役設備及び燃料貯蔵・輸送設備が甚大な被害を受けており、その影響と考えられる。同様に、本モデルでは考慮の対象外とした設備被害以外の要因による影響も考えられる。これらの影響について 2.2 節の分析及び表 2.3-3 の「設備被害以外の特記事項」について考察すると、例えば、仙台発電所では周辺道路の被害が大きく、直後は支援部隊の入構が難しかったこと[3.5]、また新仙台発電所では隣接製油所の火災により対策本部を移動させたこと[3.5]等が停止期間の長期化につながったと考えられる。反対に復旧期間が過大評価となった広野発電所では当時構内で工事を実施しており、建設会社が発電所に常駐していたために早期に復旧に取り掛かれたこと、また勿来発電所については事業者が所有する発電所が当該発電所のみであり、復旧にリソースを集中できたことや、被害を受けた石炭受入埠頭の代わりに広野発電所が使用する埠頭を使用できたことが復旧の迅速化につながった結果だと考えられる。これに対して原町発電所はその他の発電所と比べ外力の大きさ、設備被害の程度及び復旧期間のいずれもが飛びぬけて大きな値を示しており、その他の発電所と同一のモデルで評価することの困難さ、現段階で整備されているデータを活用した分析の限界を表している。

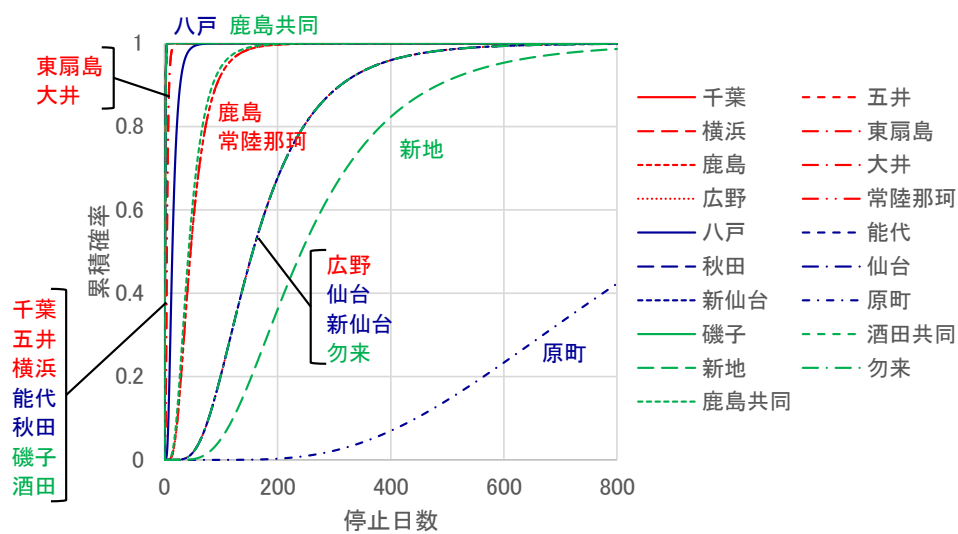


図 3.5-1 復旧関数の推計結果

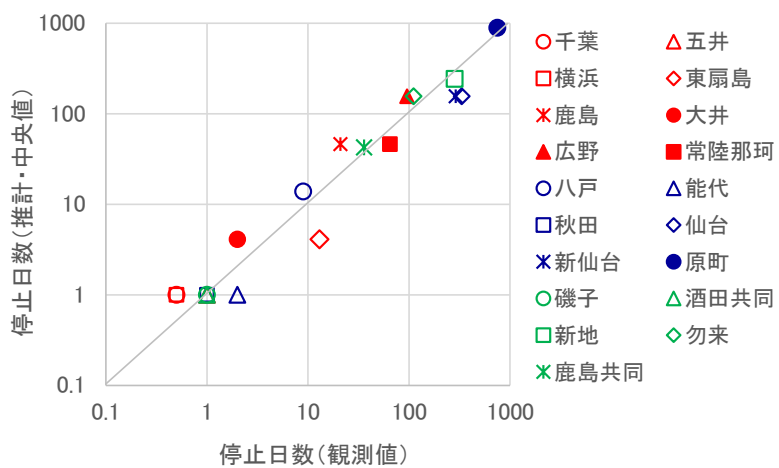


図 3.5-2 停止日数の推計結果（中央値）と観測値の比較

### 3.6 まとめ

本章では、地震・津波による火力発電所の停止期間評価手法を構築した。具体的には、外力の大きさを指標として、火力発電所の構成各設備（9 分類）の被害を推計するための「設備脆弱性」及び、各設備の被害の有無を説明変数として、発電所の停止期間を評価する「復旧関数」の 2 つのモデルを提案した。これらを用いることで、外力の大きさを入力として停止期間を確率的、定量的に評価することができる。モデルの構築には、前章で作成した 2011 年東日本大震災に関する 29 発電所のデータベースを用いた。得られた知見は以下の通りである。

- 発電所設備の地震に対する脆弱性評価の結果より、設備は設計地震力に対する実被害の発生傾向に応じて 3 つのタイプに分けられた。一つ目は設計に対してシステム耐性の高い設備であり、「タービン・発電設備」及び「排煙処理設備」が該当する。被害ランク B 及び C の発生確率 50%に相当する加速度は、タービン・発電設備が 437gal と 290gal、排煙処理設備が 523gal と 411gal であった。これらの設備は損傷が発生した場合発電への支障が大きく補修に時間を要するため、設備側で十分な耐震性が確保されていると考えられる。二つ目は、設計地震力相当の加速度で運転機能に支障が生じるレベルの被害が生じていた設備であり、「ボイラー設備」が該当する。被害ランク B 及び C の発生確率 50%に相当する加速度は 219gal と 130gal であった。当該設備に対してはさらなる耐震性の向上が望まれるが、構造上対策の難しい設備でもあるため、防災対策と同時に被害発生後の迅速な復旧につながるような事後体制の強化が求められる。三つ目は設計地震力相当の加速度で軽微な被害が生じていた設備であり、「燃料貯蔵・輸送設備」、「取放水・給排水設備」及び「受電設備」が該当する。被害ランク B の発生確率 50%に相当する加速度はそれぞれ 343gal、361gal、379gal であった。物理的な被害の程度は比較的軽微であるものの、これらの設備の被害は後述の復旧関数において、停止期間に影響する要素として選択されており、注意が必要である。
- 発電所設備の津波に対する脆弱性評価の結果より、発電所設備は脆弱性及び被害モードの特徴に応じて 3 つのタイプに分けられた。一つ目は、「1. 港湾・荷役設備」であり、設備の機能上海岸面最前線に設置されているため、強い波力や漂流物の衝突を受けやすく、浸水深 1.2m で中程度の被害発生確率が 50%以上、2.2m で甚大な被害の発生確率が 50%以上となる、最も脆弱性の高い結果となった。二つ目は、被害ランク間の脆弱性に関与がある設備であり、「5. ボイラー設備」、「6. タービン・発電設備」、「9. 構内環境」が該当する。被害ランク B の 50% 損傷確率に該当する浸水深が 1m 前後である一方、被害ランク A については 10m 以上と、設備の物理的な損壊に対するシステム強度が高いことが示された。機械系

の設備に関しては、弱部になりやすい配管やポンプの被害が、土木系の設備については敷地の洗堀や土砂堆積の被害事例が多かった。三つ目は、各被害ランクの 50% 損傷確率に相当する浸水深が近接していた「7. 排煙処理設備」であり、浸水深が 3 ～4m で超えた場合、軽微なものから甚大なものまでその程度に関わらず被害が発生する可能性が示された。これは設備の設置高さや機械的な構造上の制約による影響と考えられる。

- 設備被害の生起と復旧期間との関係を分析した結果、「事務建屋・倉庫（被害ランク A 以上）」、「ボイラー設備（B 以上）」、「取放水・給排水設備（C 以上）」、「送受電設備（C 以上）」、「排煙処理設備（C 以上）」の被害の有無が特に停止期間へ影響していることが明らかとなった。「事務建屋・倉庫」は復旧計画の策定や指示等、復旧効率の確保に大きく影響する設備であるため、「ボイラー設備」は点検や修繕に時間を要する設備であるため、「取放水・給排水設備」、「送受電設備」、「排煙処理設備」は可搬型設備等の利用による代替が困難であり、復旧活動の実施においても利用が必要なために支配的な要因として選択されたと考えられる。また設備間の被害生起の相関を考慮した結果、「事務建屋・倉庫」は津波による発電所全体の大規模な被害、「ボイラー設備」の被害は、地震及び津波による複数設備の同時被災を表す変数となっていると考えられる。

## 参考文献

- [3.1] M. Shinozuka, M.Q. Feng, J. Lee and T. Naganuma: Statistical Analysis on Fragility Curves, Journal of Engineering Mechanics, Vol.126, Issue 12, pp.1224-1231, 2000.
- [3.2] 能島暢呂、杉戸真太、鈴木康夫、石川裕、奥村俊彦：震度情報に基づく供給系ライフラインの地震時機能リスクの二段階評価モデル、土木学会論文集、2003 巻、724 号、pp.225-238、2003.
- [3.3] 中野一慶、梶谷義雄、多々納裕一：地震災害による産業部門の操業能力の低下を対象とした機能的フラジリティ曲線の推計、土木学会論文集 A1(構造・地震工学)、69 巻、1 号、pp.57-68、2013.
- [3.4] 日本電気協会 発変電専門部会：電気技術指針発変電編 変電所等における電気設備の耐震設計指針 JEAG5003-2010、2010.
- [3.5] 北海道電力：北海道胆振東部地震に伴う苫東厚真発電所・道東に至る送電線の事故・復旧状況について、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会/産業構造審議会 保安・消費生活用製品安全分科会 電力安全小委員会 合同電力レジリエンスワーキンググループ、第 2 回、資料 5、2018.
- [3.6] 火力原子力発電技術協会 震災復旧調査委員会：東北地方太平洋沖地震火力発電所の被害と復旧調査報告書、2012.
- [3.7] T. Lancaster.: The Econometric Analysis of Transition Data, Cambridge University Press, 1990.
- [3.8] W.H. Greene 著：グリーン 計量経済分析Ⅱ 改訂新版、エコノミスト社、2003.



## 4. 高稼働時における火力発電所の計画外停止 評価モデルの構築

### 4.1 火力発電所計画外停止データベースの構築

本研究では、地震後の復旧過程において需給バランスが逼迫し、運転可能な設備に対して連続的に高負荷がかかる状況を想定し、そのような環境下での計画外停止の発生確率についてモデル化を行い、その特徴についての考察を行う。具体的には、火力発電所における計画外停止データを収集し、発電所の発電方式、経年数や発電所の規模等の影響を検討するほか、同一発電所における複数の事故の発生特性について定量的な分析を行う。

事故データの収集は、沖縄電力を除く一般電気事業者 9 社の所有する全国 77 の火力発電所（263 ユニット）に対し実施した。調査対象とした期間は 2011 年及び 2012 年夏季（7～9 月）であり、需給検証委員会及び経済産業省 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会の発表資料、電気事業者のプレスリリースから情報を収集した。この期間を対象とした理由は、第一に夏季は多くの地域で需要が年間のピークを記録するタイミングであり、電力の需給バランスが特に逼迫する時期であること、第二に 2012 年は前年からの電力不足及び火力発電所の高稼働状態が継続しており、2011 年と比較することで“継続的な高稼働状態”の蓄積が計画外停止の発生傾向に与える影響を分析するため、また第三に上述の資料より期間中に発生した計画外停止に関する情報が入手可能であることによる。震災前の計画外停止事故のデータが得られていないために、本研究においては震災後のデータのみを活用した分析を実施したが、高稼働状況下における計画外停止の発生傾向の特殊性を検証するために、今後もデータの蓄積と継続的な分析が必要である。

以下に、対象期間における電力需給の状況をまとめる。2011 年夏季は震災により被災した火力発電所が復旧を進める途上であり、事業者は緊急電源の設置や定期点検の繰り延べ等で供給力の確保を図る一方、東北電力及び東京電力管内では「電力使用制限令」により法的拘束力を伴う節電要請（目標 15%）が、関西電力及び北陸電力でも原子力発電所の停止に伴う予備率の低下により法的拘束力を伴わない節電要請（関西電力目標 15%、北陸電力目標設定なし）がなされた。2011～2014 年夏季における各社の供給予備率の実績を図 4.1-1 に示す。ここで“供給予備率”とは、「“予想最大電力”に対する“供給予備力”の割合」と定義される（図 4.1-1 参照）。“供給予備力”とは、「気象変動による需要の急増や発電機のトラブル等に対応するために予備に保有している供給力」を指し、「“ピーク時の供給力”から“予想最大電力”を引いたもの」である。供給

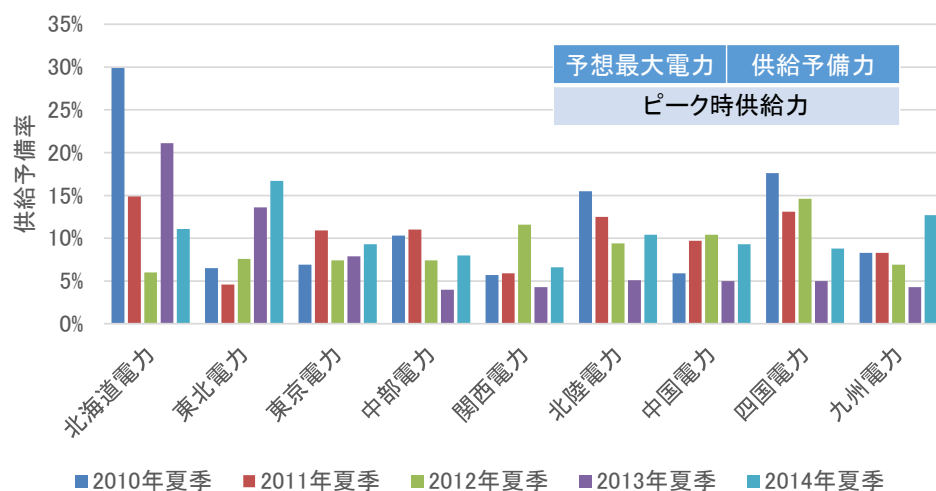


図 4.1-1 2010～2014 年夏季の供給予備率実績 (ピーク需要日) (文献[4.1]に基づき作成)

予備力は、8～10%が目安 (適正予備率) であり、安定供給に最低限必要な予備率は 3%とされている。2011 年夏季のピーク需要日では、東北電力と関西電力において予備率が適正值を下回った。2012 年も前年に引き続き緊急設置電源の運用や長期計画停止設備の再稼動とともに節電要請が継続されたが、東日本を中心に 5 社で需要ピーク時の予備率が適正值以下となった。2013 年は特に西日本エリアの予備率が低下したが、2014 年には概ね回復傾向にある。

データベースの構成を表 4.1-1 に示す。データベースは、発電ユニット固有の情報を表す“プラント情報”と、計画外停止事故の詳細に関する情報を含む“事故情報”から成り、“プラント情報”としては、「発電所名」、「ユニット名」、「発電方式」、「経年数」、

表 4.1-1 計画外停止データベースの構成

変数		説明
プラント 情報	Plant	発電所名
	Unit	ユニット名
	GenM	発電方式
	Age	経年数 [年]
	Capacity	出力 [MW]
事故情報	Fuel	燃料種別
	D311	震災による被害の有無
	Season	事故発生年
	Dacc	事故発生日
	Drcov	復旧日
	PwrLoss	出力低下割合
	$T^{Acc}$	事故発生までの運転日数 [日]
	$\delta$	打ち切りの有無
	$T_{rcov}^{Acc}$	停止日数[日]
	AccNum	同一シーズン内の累積事故発生回数

「出力」、「燃料種別」、「東日本大震災による被災の有無」の 7 項目を、“事故情報”としては「事故発生年」、「事故発生日」、「復旧日」、「出力低下割合」、「事故発生までの運転日数」、「打ち切りの有無」、「停止日数」、「同一シーズン内の累積事故発生回数」の 8 項目を含む。図 4.1-2 には“シーズン中に 2 回計画外停止が発生したユニット”を例にデータベース化の概要を示す。ここで「打ち切りの有無」とは、観測対象とするイベントが調査期間において発生したか否かを表す項目であり、計画外停止が発生した場合は 0、計画外停止発生前に調査期間が終了した場合は 1 となる。例の場合、No.1 及び 2 のデータは打ち切りのないデータであり、No.3 が打ち切りデータとなる。

本研究においては、発電所の特性として、“発電方式”、“経年数”、“出力”、“燃料種別”、“震災被害の有無”に着目し、計画外停止の発生頻度との関係进行分析する。データベースの“プラント情報”に基づき、調査対象ユニットの特性をまとめる。まず発電方式でみると、全 263 基中、火力発電ユニットが 67 発電所 181 基 8,067 万 kW（設備数ベースで 69%、発電量ベースで 68%）、コンバインドサイクル発電ユニットが 23 発電所 82 基 3,791 万 kW（設備数ベースで 31%、発電量ベースで 32%）であった。それぞれについて、経年数、出力、燃種別に集計した結果を図 4.1-3 及び図 4.1-4 に示す。火力発電方式については、出力が 20～40 万 kW 及び 60～80 万 kW のユニットが多く、全体の半数以上を占める。経年数は 30 年以上のものが 6 割を占め、40 年以上の高経年のユニットも 23%ある。燃種に関しては、石油が約半数で最も多く、次に LNG と石炭がそれぞれ約 2 割で続き、石油・LNG 混焼（8%）、ガス（4%）の順である。クロス集計の結果より、高経年の設備は燃種が石油のものが多く、燃料に石炭を使用しているものは出力が大きい傾向にある。東日本大震災により運転に支障が生じたユニットは 23 基（13%）であった。一方、コンバインドサイクル発電方式については、出力が 20～

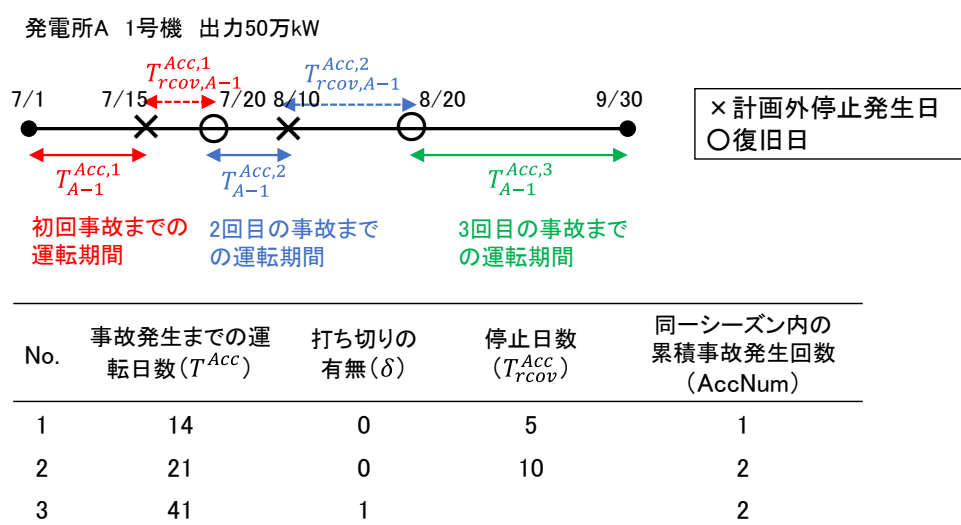
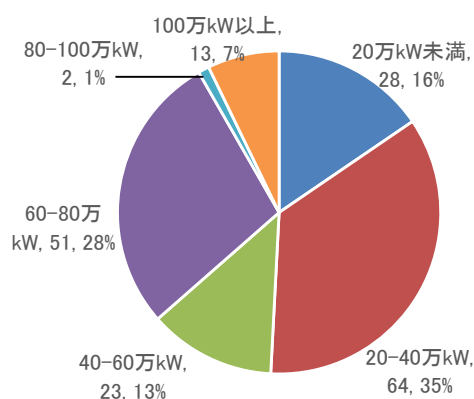
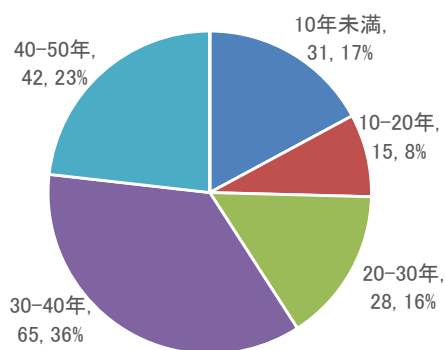


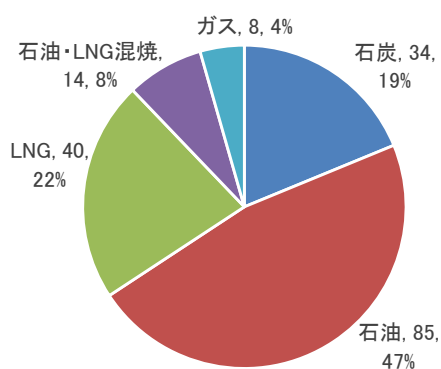
図 4.1-2 事故情報のデータベース化の例



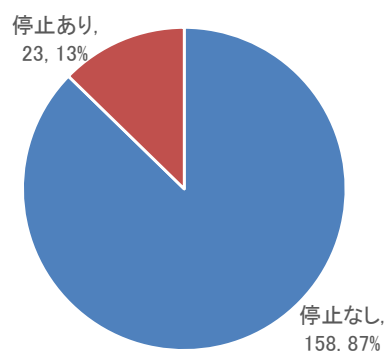
(a) 出力



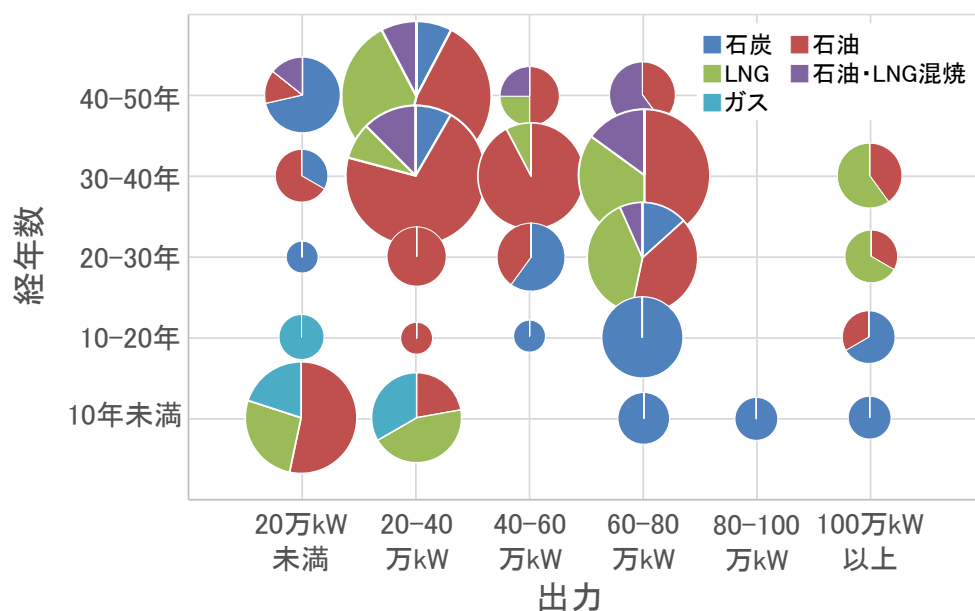
(b) 経年数



(c) 燃種

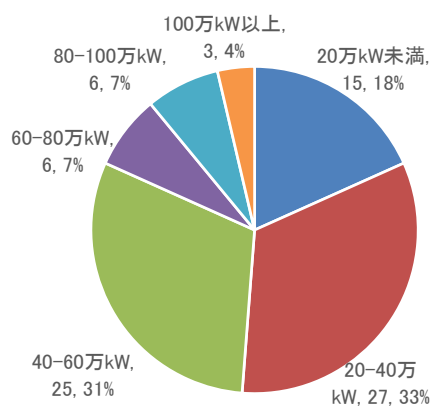


(d) 震災による影響の有無

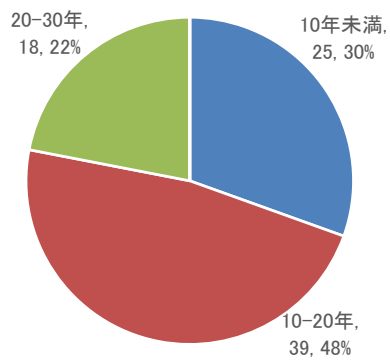


(e) クロス集計結果

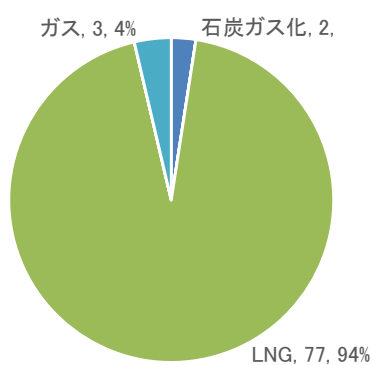
図 4.1-3 汽力発電ユニットの属性別集計結果 (N=181)



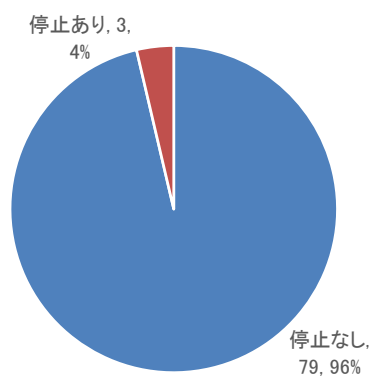
(a) 出力



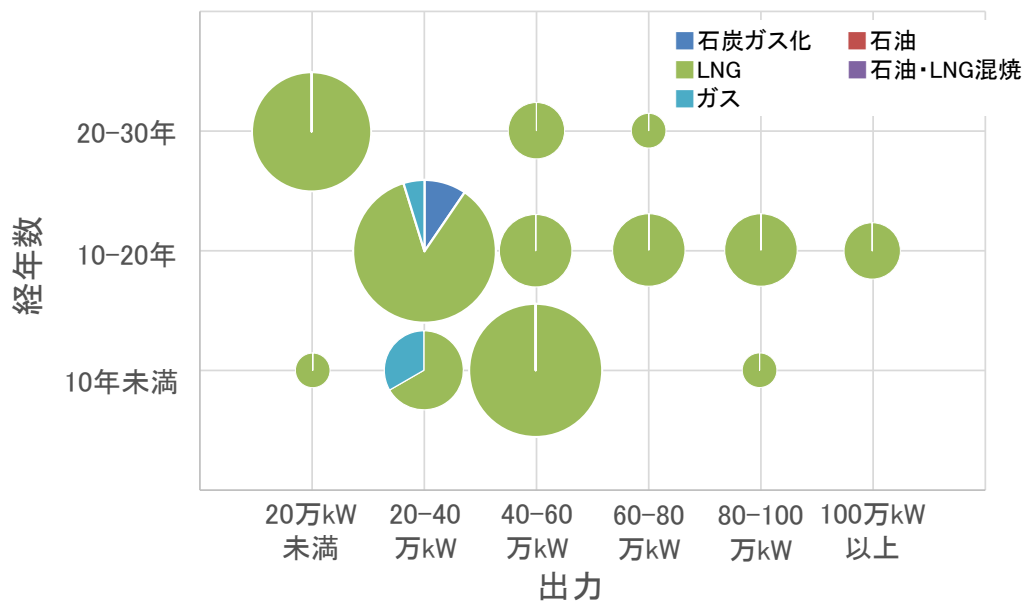
(b) 経年数



(c) 燃種



(d) 震災による影響の有無



(e) クロス集計結果

図 4.1-4 コンバインドサイクル発電ユニットの属性別集計結果 (N=82)

40 万 kW 及び 40～60 万 kW のユニットがそれぞれ約 30%で半数以上を占める。経年数はすべて 30 年未満で、そのうち 10 年未満のものも 3 割ある。燃種に関しては 94%が LNG であり、石炭ガス化が 2 ユニット、ガスが 3 ユニットであった。クロス集計の結果より、高経年の設備は出力が比較的小さく、燃料に LNG 以外を使用している設備もまた出力が小さい傾向にある。東日本大震災により運転に支障が生じたユニットは 3 基（4%）であった。

データベースの“事故情報”に基づいて分析した計画外停止事故の発生傾向については次節 4.2 で詳述する。

## 4.2 火力発電所計画外停止の発生傾向分析

本節では、4.1 で構築した計画外停止データベースに基づき、2011 年及び 2012 年夏季における計画外停止の発生傾向を発電方式別に分析する。

### (1) 火力発電方式

調査期間中に発生した事故は、167 件であった。2011 年に関しては運転していた 166 ユニット中 46 ユニット（28%）で延べ 69 件、2012 年に関しては 179 ユニット中 63 ユニット（35%）で延べ 98 件の事故が発生しており、2012 年の方が発生件数、事故経験ユニット数ともに多かった。同一シーズン内の累積事故発生回数ごとのユニットの割合を図 4.2-1 に示す。2011 年に事故を経験したユニットは 46 基であるが、そのうち 18 基（39%）については 2 回以上事故が発生しており、最も多いものでは期間中 3 度事故を経験している。同様に 2012 年に事故を経験したユニットは 63 基であり、そのうち期間中複数回事故を経験したユニットは 22 基（35%）、累積事故回数の最多は 5 回であった。

調査期間内（2011 年夏季及び 2012 年夏季）に少なくとも 1 回以上の事故を経験したユニット 84 基について、属性別に集計した結果を図 4.2-2 に示す。調査対象の全火力発電ユニット（181 基）について同様の集計を行った結果と比較すると、出力については、全ユニットと事故経験ユニット群とで大きな違いは見られなかった。経年数については、30 年以上の設備の割合が増加しており、高経年の設備ほど事故頻度が高い傾向が見える。燃種に関しては石油の割合が、震災による影響の有無に関しては、“停止あり”ユニットの割合がやや増加しているが、全体の構成に大きな違いは見られなかった。さらに同一シーズン内に 2 回以上の事故を経験したユニット 34 基について同様の

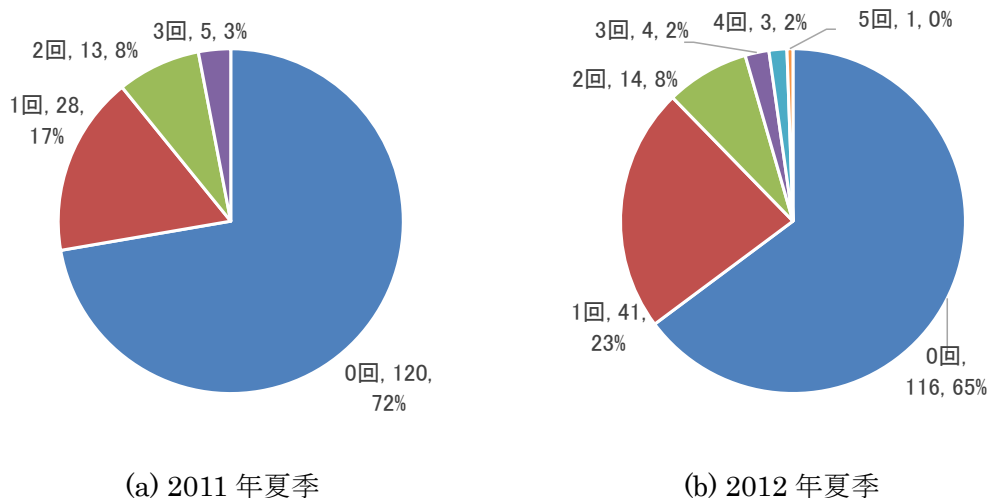


図 4.2-1 累積事故発生件数の集計結果（火力発電）

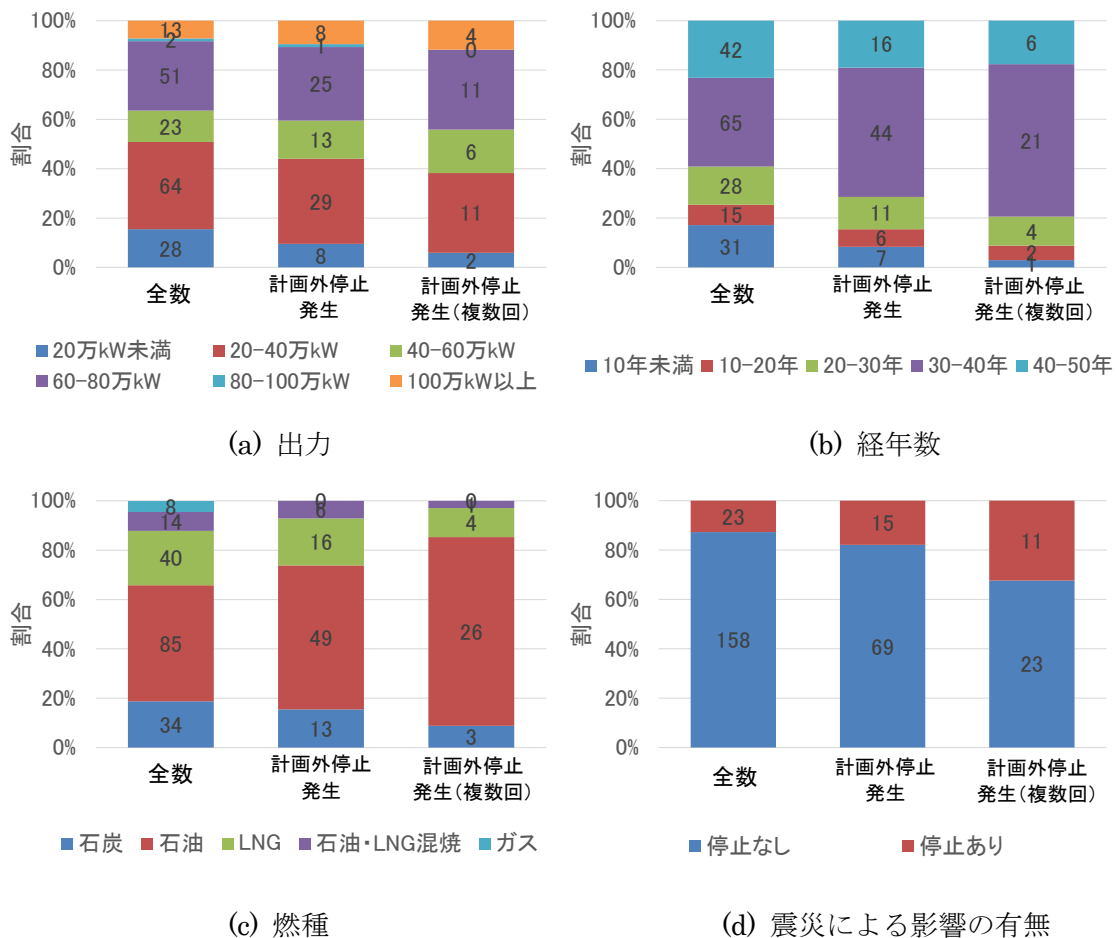


図 4.2-2 計画外停止を経験したユニットの属性別集計結果（汽力発電）

集計をした結果を図 4.2-2 に併せて示す。出力が 20 万 kW 未満のユニットの割合が減少し、40 万 kW 以上のユニットの割合がやや増加している。経年数については 10 年未満のユニットの割合が減少し、30～40 年のユニットの割合が増加している。燃種別では石油ユニットの割合が増加し、それ以外の燃料については減少している。震災による影響に関しては、“停止あり”ユニットの割合が 18%から 32%へ増加している。今回被災した発電所の中には、津波により冠水した機器を純水で洗浄・乾燥後再利用しているケースもあり、このような処置が長期的に見た際故障の原因となっている可能性が考えられる。

## (2) コンバインドサイクル発電方式

調査期間中に発生した事故は、41 件であった。2011 年に関しては運転していた 80 ユニット中 13 ユニット（16%）で延べ 18 件、2012 年に関しては 81 ユニット中 19 ユニット（23%）で延べ 23 件の事故が発生しており、2012 年の方が発生件数、事故経験ユニット数ともにやや多かった。期間中の累積事故発生回数ごとの割合を図 4.2-3 に示



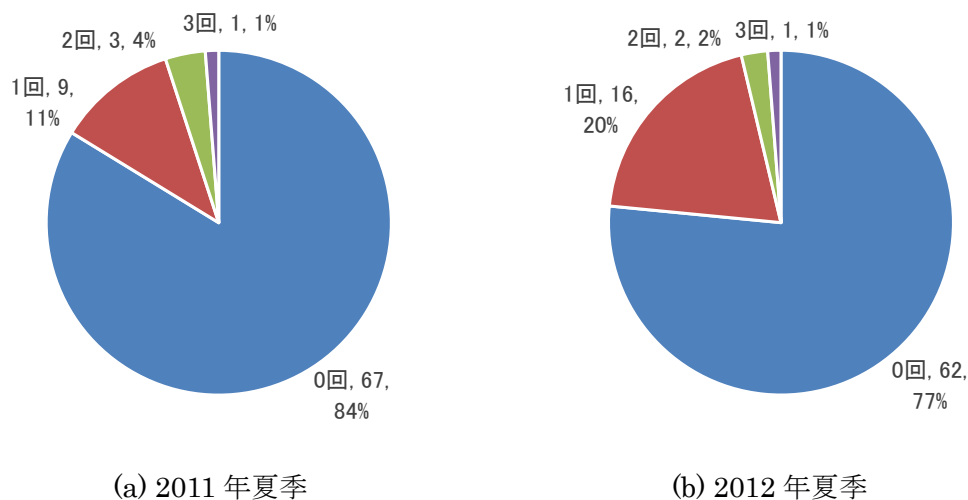


図 4.2-3 累積事故発生件数の集計結果（コンバインドサイクル発電）

す。2011 年に事故を経験したユニットは 13 基であるが、そのうち 4 基（31%）についてはシーズン中に 2 回以上事故が発生しており、最も多いものでは期間中 3 度事故を経験している。同様に 2012 年に事故を経験したユニットは 19 基であり、そのうち期間中複数回事故を経験したユニットは 3 基（16%）、事故回数の最多は 3 回であった。

調査期間内（2011 年夏季及び 2012 年夏季）に少なくとも 1 回以上の事故を経験したユニット 26 基について、属性別に集計した結果を図 4.2-4 に示す。調査対象の全コンバインドサイクル発電ユニット（82 基）について同様の集計を行った結果と比較すると、事故経験ユニットについては、出力が 20 万 kW 未満の小規模なユニットの割合が大きくなる。また経年数については、10 年未満及び 40 年以上のユニットの割合が大きくなっている。燃種及び震災による影響の有無に関しては、調査対象全ユニットと計画外停止経験ユニットとで構成比に明確な違いは見られなかった。さらに同一シーズン内に 2 回以上の事故を経験したユニット 7 基について同様の集計をした結果を図 4.2-4 に示す。母数自体がかなり小さくなるが、1 回以上の事故を経験したユニットに対する集計結果と比較すると、出力が 20 万 kW 未満のユニットの割合及び経年数が 20 年未満のユニットの割合が増加している。

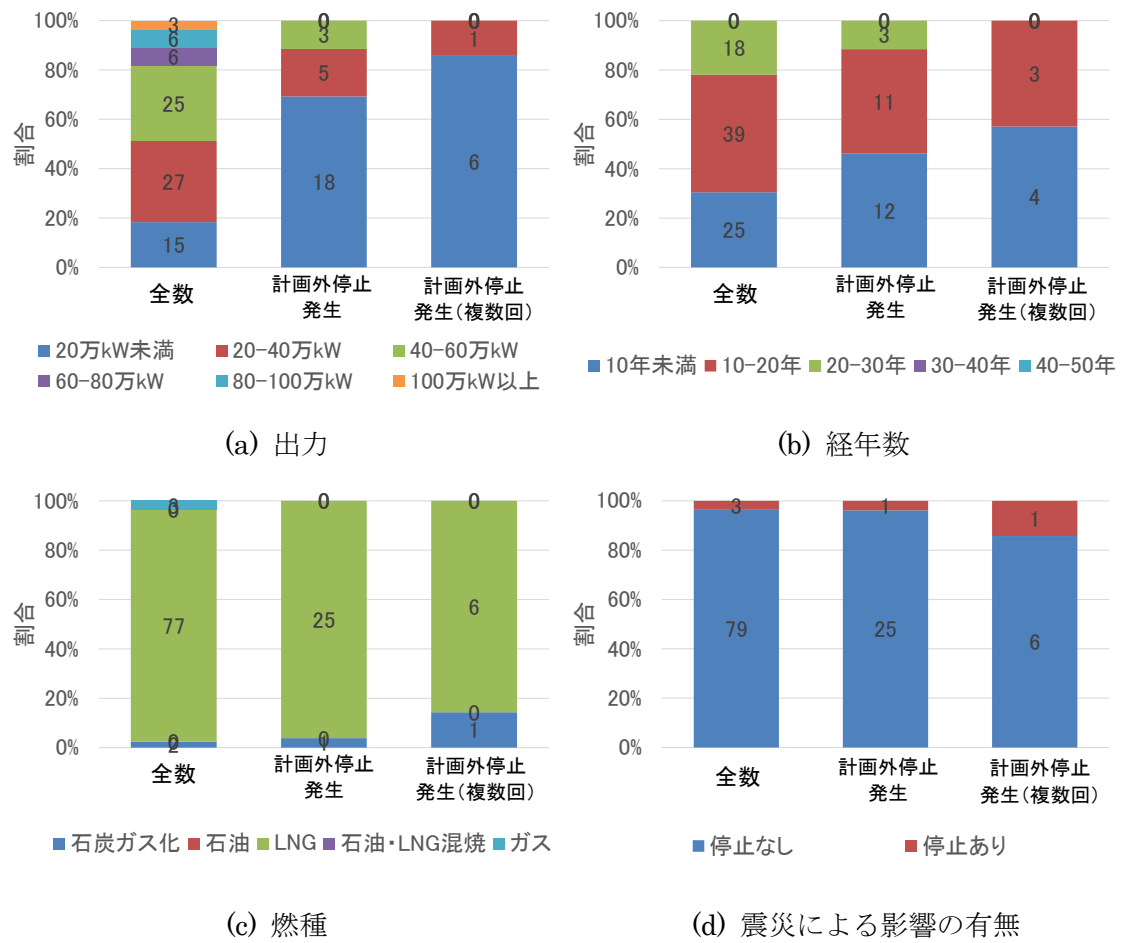


図 4.2-4 計画外停止を経験したユニットの属性別集計結果 (コンバインドサイクル発電)

## 4.3 計画外停止評価モデルの定義

### (1) 計画外停止発生確率の評価

火力発電所の計画外停止リスクを評価するために、本研究では、生存時間解析の手法に基づく発生確率のモデル化を試みる。具体的には、生存時間を「計画外停止が発生するまでの運転期間」、死亡を「計画外停止の発生」と置き換えて適用する。生存時間解析の概念は第3章4節で説明したが、ある発電ユニットにおいて計画外停止が発生するまでの期間を $T^{Acc}$ とした場合、 $T^{Acc}$ が期間 $t$ よりも大きな値をとる確率は、以下の式で表される。

$$S(t)^{Acc} = P(T^{Acc} > t) = 1 - G(t)^{Acc} \quad (4.3-1)$$

このとき、 $S(t)^{Acc}$ を生存時間関数といい、 $G(t)^{Acc}$ は $T^{Acc}$ の確率分布関数(cdf)となる。 $T^{Acc}$ の確率密度関数(pdf)を $g(t)^{Acc}$ とした場合、ハザード関数 $h(t)^{Acc}$ は、

$$h(t)^{Acc} = \frac{g(t)^{Acc}}{S(t)^{Acc}} \quad (4.3-2)$$

で表される。ハザード関数は時刻 $t$ まで運転することが確認された状況において、次の瞬間（微小時間内）に計画外停止が発生するという条件付き確率を意味する。本研究では、 $G(t)^{Acc}$ が計画外停止発生までの運転期間が $t$ 以下となる確率（時点 $t$ における計画外停止発生確率）、 $S(t)^{Acc}$ が計画外停止までの運転期間が $t$ 以上となる確率（ $t$ 時点における計画外停止非発生確率）、そして $h(t)^{Acc}$ が運転期間が $t$ まで続いた場合に、次の瞬間計画外停止が発生する確率と解釈することができ、本研究で推計する計画外停止の発生確率評価モデルとしては、 $G(t)^{Acc}$ が適している。

一方計画外停止の発生頻度には、運転期間だけではなく、発電所の経年数などの諸要因が影響を及ぼすことが予想される。これに対し、生存時間関数を拡張し、影響因子を考慮したパラメトリックモデルとして、比例ハザードモデル[4.2]及び加速故障時間モデルが挙げられ、本研究においても活用する。比例ハザードモデルは、以下の形となる。

$$h(t)^{Acc} = h_0(t)^{Acc} \cdot r(Y, \beta) \quad (4.3-3)$$

ここで $h_0(t)^{Acc}$ はベースラインハザード関数、 $r(Y, \beta)$ は相対ハザード関数と呼ばれ、説明変数 $Y$ 、パラメータ $\beta$ の関数を意味する。

本研究では、計画外停止発生までの運転期間 $T^{Acc}$ に対して、正規分布、対数正規分布、ワイブル分布、ロジスティック分布、指数分布を仮定し、事故の発生傾向に影響を与え

表 4.3-1 計画外停止モデルの説明変数

変数	説明
Age	経年数[年] (2011 年時点)
Capacity	出力[万 kW]
Oil*	燃種に関するダミー変数 (1 : 石油、0 : 石油以外)
Oil_LNG*	燃種に関するダミー変数 (1 : 石油・LNG 混焼、0 : 石油・LNG 混焼以外)
LNG*	燃種に関するダミー変数 (1 : LNG、0 : LNG 以外)
Gas*	燃種に関するダミー変数 (1 : ガス、0 : ガス以外)
Season	対象シーズン (1 : 2012 年、0 : 2011 年)

\* いずれの変数も 0 であった場合、石炭を表す。

る要因として、発電所の経年数、出力、燃料種別及び事故発生シーズン（表 4.3-1）を共変量として考慮したモデルを検討する。

例として、後の分析において適合度が良い分布の一つとして選択されるワイブル分布、対数正規分布ならびに指数分布のケースを取り上げる。共変量を $Y$ 、各共変量の値が計画外停止発生までの運転期間に与える影響の大きさを $\beta$ とし、 $\varphi = \exp(\beta^T Y)$ とすると、ワイブル分布の cdf、pdf 及び生存時間関数はそれぞれ、

$$G(t|Y)^{Acc} = 1 - \exp\left(-\left(\frac{t}{\varphi}\right)^\gamma\right) \quad (\gamma > 0, \varphi > 0) \quad (4.3-4)$$

$$g(t|Y)^{Acc} = \frac{\gamma}{\varphi} \cdot \left(\frac{t}{\varphi}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{t}{\varphi}\right)^\gamma\right] \quad (4.3-5)$$

$$S(t|Y)^{Acc} = \exp\left(-\left(\frac{t}{\varphi}\right)^\gamma\right) \quad (4.3-6)$$

となる。

同様に、対数正規分布の cdf、pdf 及び生存時間関数は、 $\lambda = \beta^T Y$ とするとそれぞれ、

$$G(t|Y)^{Acc} = \Phi\left(\frac{\ln t - \lambda}{\zeta}\right) \quad (4.3-7)$$

$$g(t|Y)^{Acc} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\zeta t} \exp\left(-\frac{(\ln t - \lambda)^2}{2\zeta^2}\right) \quad (4.3-8)$$

$$S(t|Y)^{Acc} = 1 - \Phi\left(\frac{\ln t - \lambda}{\zeta}\right) \quad (4.3-9)$$

となる。

また指数分布の cdf、pdf 及び生存時間関数は、 $\lambda = 1/\exp(\beta^T Y)$ とするとそれぞれ、

$$G(t|Y)^{Acc} = 1 - e^{-\lambda t} \quad (4.3-10)$$

$$g(t|Y)^{Acc} = \lambda e^{-\lambda t} \quad (4.3-11)$$

$$S(t|Y)^{Acc} = e^{-\lambda t} \quad (4.3-12)$$

となる。

パラメータの推計については、最尤法を用いる。ここで、発電所が計画外停止を起こすまでの観測値  $t_j$  ( $j = \{1, \dots, N_j\}$ )があるケースを考える。 $\delta_j$ を打ち切りの有無にかかわる変数とし、0：打ち切りなし、1：打ち切りあり、とする。このとき、尤度関数は、

$$L = \prod_{j=1}^{N_j} [S(t_j)^{Acc}]^{\delta_j} [g(t_j)^{Acc}]^{1-\delta_j} \quad (4.3-13)$$

となる。また、対数尤度関数は、

$$\text{Log}(L) = \sum_{j=1}^{N_j} [\delta_j \cdot \log S(t_j)^{Acc} + (1 - \delta_j) \cdot \log g(t_j)^{Acc}] \quad (4.3-14)$$

で表される。

4.1 で構築したデータベースを用い、本研究では発電方式別（Conv：汽力発電、CC：コンバインドサイクル発電）及び同一シーズン内の事故履歴別（1：初回事故、2：2回目以降の事故）に計 4 つのモデル（Conv1：汽力発電設備の初回事故評価モデル、Conv2：汽力発電設備の 2 回目以降の事故評価モデル、CC1：コンバインドサイクル発電設備の初回事故評価モデル、CC2：コンバインドサイクル発電設備の 2 回目以降事故評価モデル）を構築し、その他の属性（経年数、出力、燃料種別、事故発生年）は各モデルの説明変数として考慮した。なお、経年数と出力についてはそれぞれ対数値も検討対象とした。フィッティングには最尤法を用い、適合度の評価は AIC によった。また説明変数の選択には変数減少法を用いた。以上の手法により、前述した 5 つの確率分布の適合度を実証的に検証した結果を表 4.3-2 に示す。次節 4.4 では、4 つのモデルそれぞれについて最も適合度の良かったモデルを考察する。

表 4.3-2 確率分布のフィッティング結果

確率分布	Conv1	Conv2	CC1	CC2
正規分布	1,450.35	738.97	456.63	117.76
対数正規分布	1,335.69	660.14	435.01	106.24
ワイブル分布	1,334.38	661.43	435.73	108.19
ロジスティック分布	1,461.32	745.38	459.88	118.14
指数分布	1,343.47	666.61	433.74	106.36

## (2) 停止期間の評価

データベースに収録されている全 208 件の計画外停止に対する停止期間の分布を図 4.3-1 に示す。停止期間の不明なデータがいくつか存在するが、汽力発電ユニットについては、事故発生日に復旧したものが全体の 36%、5 日以内に復旧したものが 74%である一方、停止期間が 30 日以上と長期化した例も 4%あった。同様にコンバインドサイクル発電ユニットについては、事故発生日に復旧したものが全体の 26%、5 日以内に復旧したものが 64%である一方、停止期間が 30 日以上の例が 15%あった。計画外停止による停止期間の長さについては、故障箇所や故障モード、必要な修復の程度に大きく依存する。しかし本研究で調査した範囲では、すべての事故についてこれらの情報を収集することができなかった。そこで、本研究では、データベースから得られた停止期間 ( $T_{rcov}^{Acc}$ ) の標本データ (図 4.3-1) から等確率でリサンプリングするアプローチ (復元抽出) を用いた。すなわち、発電ユニットの計画外停止発生確率はパラメトリックなモデルにより、復旧時間についてはノンパラメトリックのリサンプリング手法を用いて評価を行う。

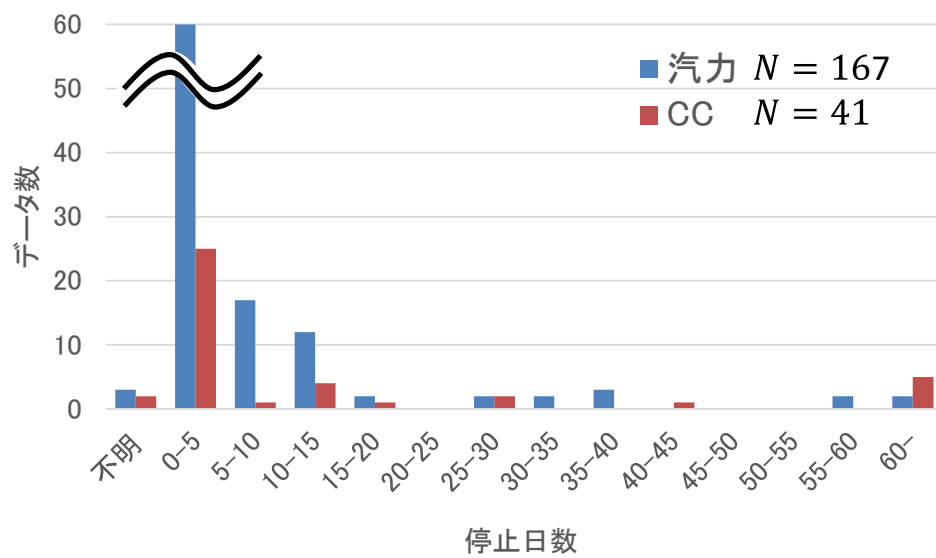


図 4.3-1 停止期間の分布 (N=208)

## 4.4 高稼働状態における火力発電所計画外停止評価モデルの考察

以上より推計した計画外停止評価モデルのパラメータを表 4.4-1 及び表 4.4-2 に、本研究において計画外停止データの調査対象とした各ユニットの属性に応じて求めた故障率曲線を図 4.4-1 及び図 4.4-2 に示す。故障率曲線は運転時間に対する計画外停止の累積発生確率を表しており、初回事故モデル（Conv1、CC1）については調査開始時点（7/1）を起点とした運転時間を、2 回目以降の事故モデル（Conv2、CC2）については前回の事故から復旧した日を起点とした運転時間を表している。図より、各発電ユニットは特性の違いによって様々な事故確率を有していることが分かる。また、図 4.4-1 及び図 4.4-2 の故障率曲線群の平均値と観測値を比較した結果を図 4.4-3 及び図 4.4-4 に示す。ここで、観測値としてプロットしている点は、ノンパラメトリックな生存率曲線推定手法であるカプラン・マイヤー法を用いて計算した  $\hat{G}(t)^{Acc}$ （式(4.4-1)）である。

$$\hat{G}(t)^{Acc} = 1 - \hat{S}(t)^{Acc} \quad (4.4-1)$$

$$\hat{S}(t)^{Acc} = \prod_{j=1}^k \left( \frac{n_j - d_j}{n_j} \right) \quad (t_k \leq t < t_{k+1}) \quad (4.4-2)$$

$n_j$  : 時点  $t_j$  の直前まで運転しているデータ数  
 $d_j$  : 時点  $t_j$  において計画外停止が発生したデータ数

図より、汽力発電方式、コンバインドサイクル方式ともに概ね観測値と推計モデルの平均値が一致しており、計画外停止の発生傾向を適切に表現できていることが分かる。以下、発電方式別に推計されたモデルの特徴を考察する。

### (1) 汽力発電方式

運転日数に対する計画外停止事故の発生状況を図 4.4-3 に示す。まず各ユニット 1 回目の事故（106 件）については、調査開始から 1 日後に最初の事故が発生しており、以降は 10 日後までに事故の約 2 割（22 件）、30 日後までに 55%（58 件）、60 日後までに約 8 割（88 件）と、調査開始から初期の段階における事故頻度が相対的に高くなっている。図 4.4-5 には計画外停止の発生実績と各ユニットの有する属性の関係を示す。調査開始から 30 日以内の早期に事故が発生している設備の傾向として、経年数 30 年以上で石油を燃料とした高経年のユニットが比較的多くなっており、出力については、60～80 万 kW の比較的大規模な設備の割合が相対的に大きくなっている。最終的な調査終了時点（運転日数 92 日）における事故経験ユニット数の割合は 32%であった。

次に推計されたモデルについて考察する。初回事故の発生モデルについて最も適合度の高かった分布形はワイブル分布であり、計画外停止発生確率は 1 週間で 6%、2 週間で 9%、1 ヶ月で 16%、2 ヶ月で 25%、3 ヶ月で 31%であった。ワイブル分布は形状パ



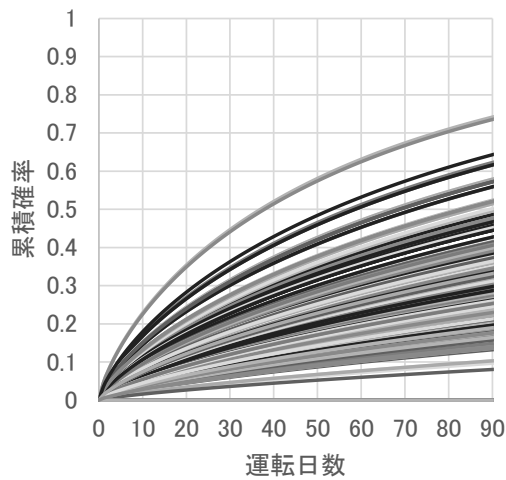
表 4.4-1 パラメータ推計結果 (汽力発電)

(a) Conv1 (ワイブル分布)

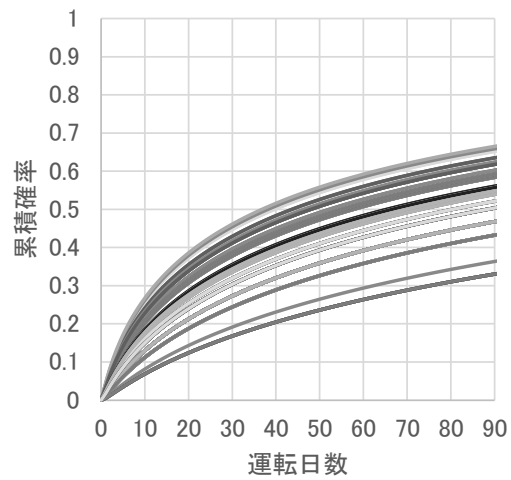
		値	S.E.	Z score	p 値
	Intercept	8.009	0.708	11.31	0.000
$\beta_1$	Capacity	-0.016	0.006	-2.77	0.006
$\beta_2$	Age	-0.024	0.012	-1.91	0.056
$\beta_3$	Oil	-0.909	0.280	-3.24	0.001
$\beta_4$	Gas	14.637	0	Inf	0.000
$\beta_5$	Season	-0.436	0.264	-1.65	0.099
LN(1/ $\gamma$ )		0.288	0.091	3.16	0.002
$\chi^2=30.67$ (自由度=5、p 値=0.000)					

(b) Conv2 (対数正規分布)

		値	S.E.	Z score	p 値
	Intercept	3.540	0.483	7.33	0.000
$\beta_1$	Capacity	0.018	0.009	2.05	0.040
LN( $\zeta$ )		0.741	0.100	7.40	0.000
$\chi^2=4.28$ (自由度=1、p 値=0.039)					



(a) Conv1



(b) Conv2

図 4.4-1 汽力発電ユニットの計画外停止評価モデル

ラメータ $\gamma$ の値に応じて故障率が時間とともに減少する ( $\gamma < 1$ )、一定 ( $\gamma = 1$ )、時間とともに増加する ( $\gamma > 1$ )、の3つに分類できるが、今回の推計結果は $\gamma = 0.75$ であり、時間の経過とともに故障率が減少するという特徴をもつ。モデルの変数として選定されたのは「出力」、「経年数」、「燃種 (石油、ガス)」及び「対象シーズン」であった。「出力」及び「経年数」に関する $\beta$ は負の値を示しており、大型及び高経年のプラントの方が事故頻度が高いことを表している。燃種に関しては、石油に関するダミー変数が負の値を、ガスに関する変数が正の値を示しており、事故頻度は、石油、石油及びガス以外

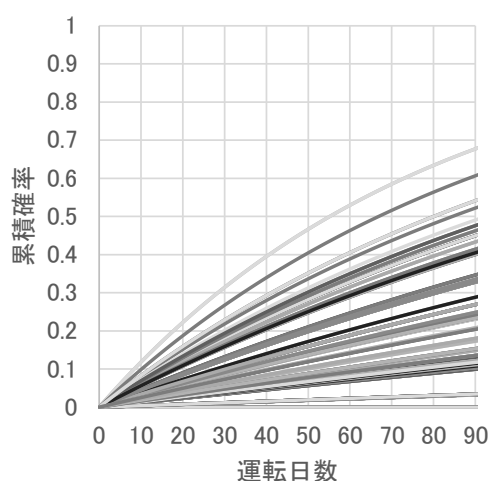
表 4.4-2 パラメータ推計結果（コンバインドサイクル）

(a) CC1（指数分布）

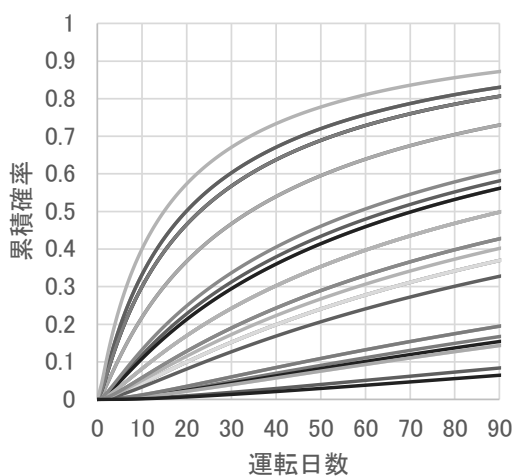
		値	S.E.	Z score	p 値
	Intercept	7.057	1.393	5.07	0.000
$\beta_1$	LN(Capacity)	-1.125	0.365	-3.09	0.002
$\beta_2$	LN(Age)	0.587	0.171	3.43	0.001
$\beta_3$	LNG	2.109	0.770	2.74	0.006
$\beta_4$	Gas	19.272	0	Inf	0.000
$\chi^2=25.33$ (自由度=4、p 値=0.000)					

(b) CC2（対数正規分布）

		値	S.E.	Z score	p 値
	Intercept	14.428	6.393	2.26	0.024
$\beta_1$	LN(Capacity)	-4.042	2.036	-1.98	0.047
$\beta_2$	LN(Age)	1.323	0.627	2.11	0.035
$\beta_3$	LNG	4.055	1.803	2.25	0.025
LN( $\zeta$ )		0.458	0.255	1.80	0.072
$\chi^2=7.22$ (自由度=3、p 値=0.065)					



(a) CC1



(b) CC2

図 4.4-2 コンバインドサイクル発電ユニットの計画外停止評価モデル

（石炭、LNG、石油・LNG 混焼）、ガスの順に高くなっている。高経年の設備ほど故障が発生しやすいという結果は設備の経年劣化による一般的な傾向であり、石油設備の故障率が高いのは、図 4.1-3 よりこれらの設備の経年数が総じて大きいことに影響されていると考えられる。「対象シーズン」に関する $\beta$ は負の値を示しており、2011 年と比べ 2012 年の方が事故発生までの期間が短いことを示しているが、これは定期点検の延長・短縮や最大出力での連続運転等、高稼働状態が前年から継続していることによる蓄

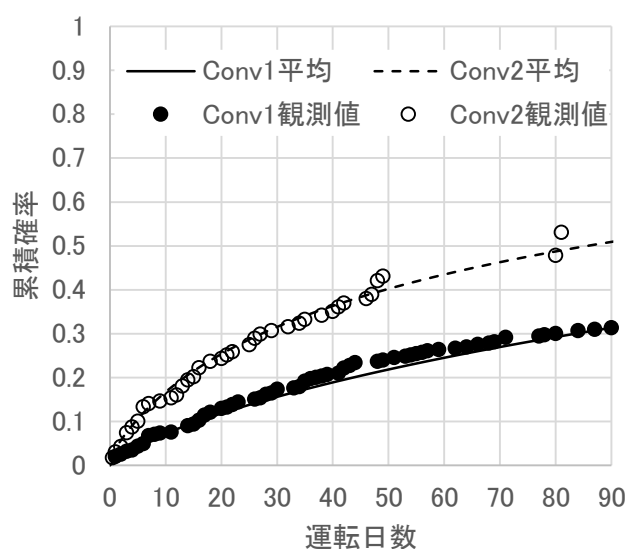


図 4.4-3 汽力発電ユニットの計画外停止発生実績と評価モデルの平均

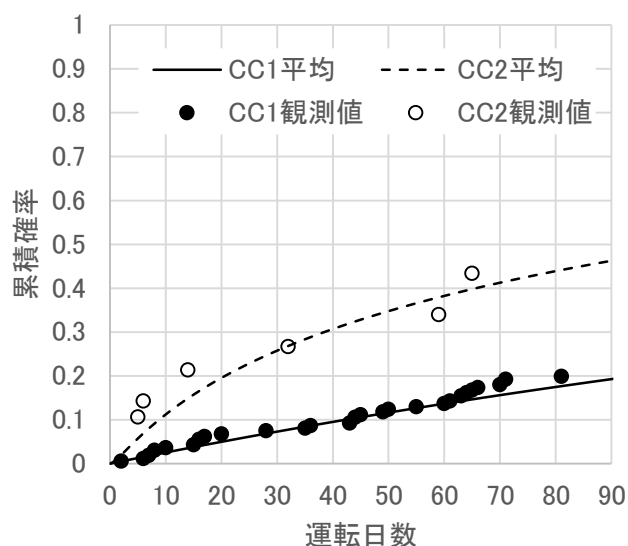
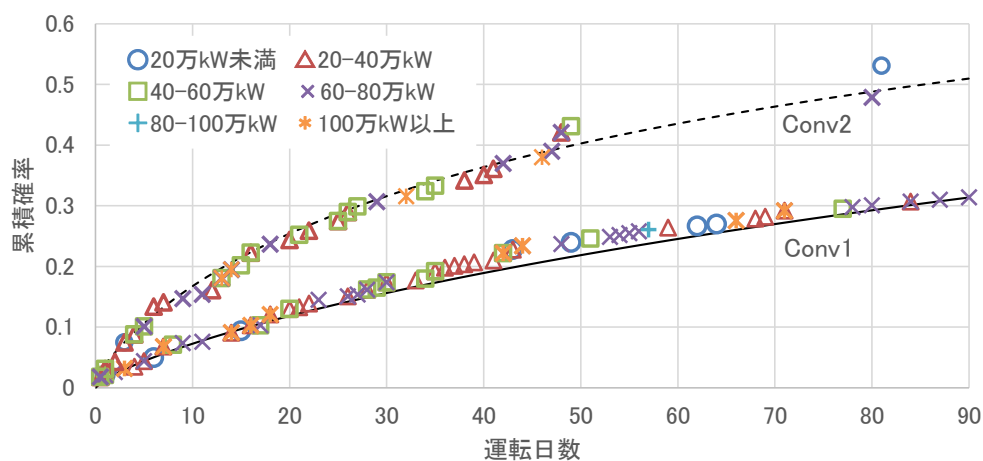


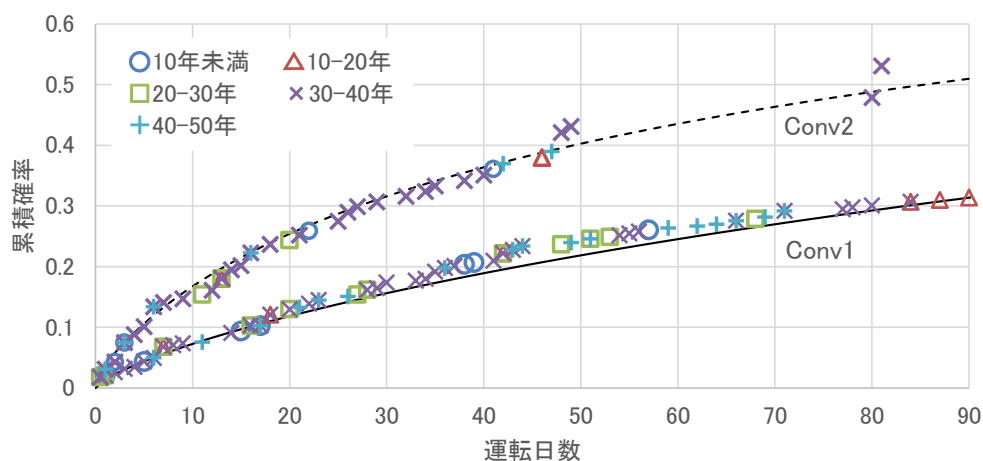
図 4.4-4 コンバインドサイクル発電ユニットの計画外停止発生実績と評価モデルの平均

積的な影響と考えられる。

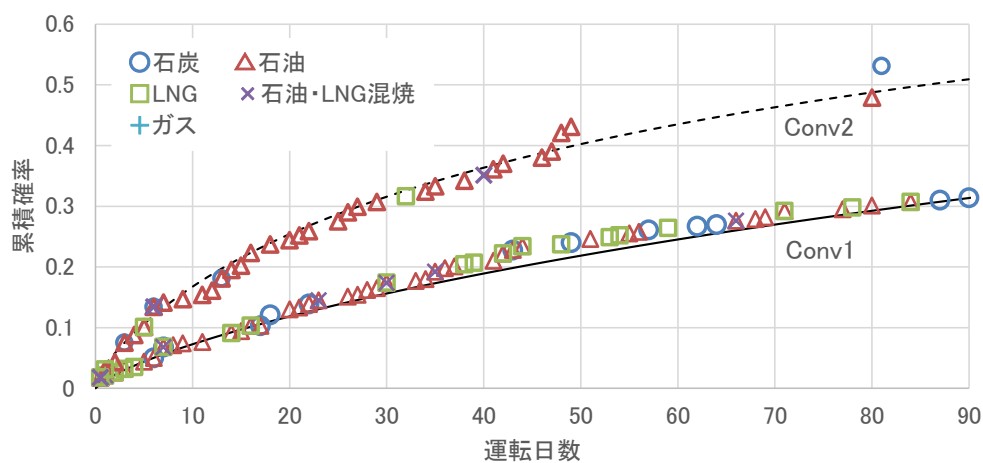
同様にシーズン内での 2 回目以降の事故の発生傾向について考察する。同一ユニットについてシーズン内で 2 回目以降となる事故は 60 件発生した。図 4.4-3 より、最初に発生したのは 1 回目の事故からの運転再開当日であり、再開後 2 日後までに事故の 1 割 (7 件)、30 日後までに約 7 割 (45 件)、40 日後までに 8 割 (50 件) と一定の頻度で事故が発生している。図 4.4-5 には計画外停止の発生実績と各ユニットの有する属性の関係を示す。運転日数 30 日以内の早期に事故が発生している設備の傾向として、経年数については 30 年以上の設備が、燃種については石油の割合が多くなっているが、



(a) 出力



(b) 経年数



(c) 燃種

図 4.4-5 汽力発電ユニットの計画外停止発生実績とユニット属性の関係

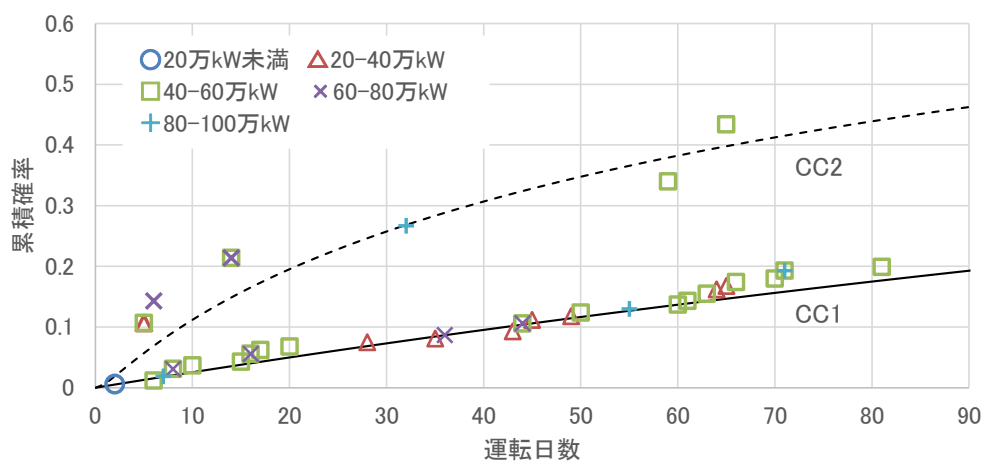
これは左記の設備の初回事故発生割合が高いためであり、経年数及び燃種と 2 回目以降の事故発生傾向に関して明確な傾向は認められなかった。出力については 20～80 万 kW の設備が多いが、初回事故の発生数が 60～80 万 kW の設備に多いことを考慮すると、20～60 万 kW の相対的に小規模な設備の計画外停止の発生頻度が高いことがわかる。最終的な調査終了時点における事故経験ユニット数の割合は 37%と、1 回目の事故よりも 2 回目以降の事故の方が事故経験設備割合が高かった。

2 回目以降の事故発生モデルについて適合度が高かったのは対数正規分布であり、計画外停止発生確率は 1 週間で 12%、2 週間で 20%、1 ヶ月で 31%、2 ヶ月で 43%、3 ヶ月で 51%であった。変数として選定されたのは「出力」のみの単純なモデルであった。対数正規分布の場合、 $\beta$ の値が正であれば関連する変数が大きくなるほど故障が発生するまでの期間が長くなり、負の値であれば反対に変数が大きくなるほど故障が発生するまでの期間が短くなる。「出力」の $\beta$ は 1 回目の事故モデルとは反対に正の値を示していることから、小規模な設備の方が事故発生頻度が高いことを示している。初回事故モデルと合わせると、大型プラントは初回の事故頻度は相対的に高いが、1 度事故が発生した場合 2 回目以降の事故は小規模な設備と比較して起こりにくいと解釈でき、最大出力の面で重要な大規模施設は事故発生後、特に注意深く運用されている可能性が示唆される。

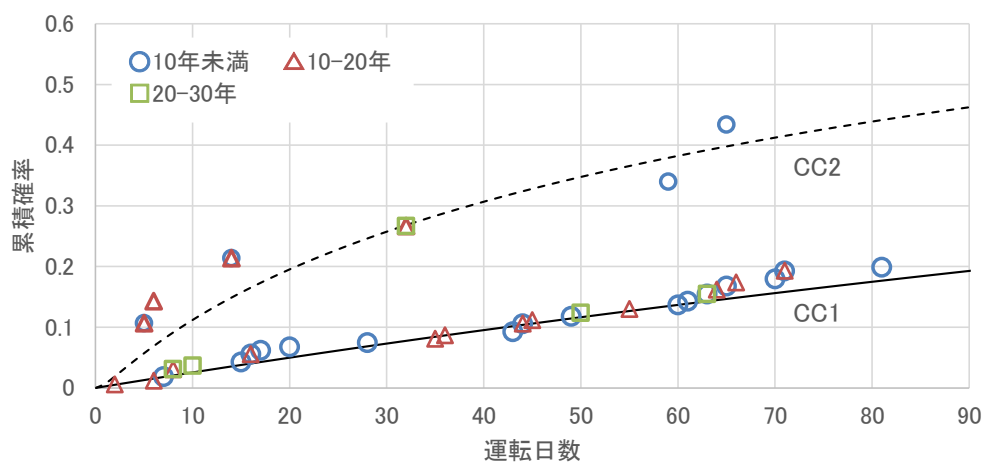
## (2) コンバインドサイクル発電方式

運転日数に対する計画外停止事故の発生状況を図 4.4-4 に示す。まず各ユニット 1 回目の事故 (32 件) については、調査開始から 2 日後に最初の事故が発生しており、以降は 10 日後までに事故の約 2 割 (6 件)、30 日後までに約 4 割 (12 件)、60 日後までに約 7 割 (22 件) と、ほぼ一定の割合で事故が発生している。図 4.4-6 には計画外停止の発生実績と各ユニットの有する属性の関係を示す。調査開始から 30 日以内の早期に事故が発生している設備の傾向として、経年数 10 年未満の新しい設備及び LNG を燃料としたユニットが比較的多くなっており、出力については、40～60 万 kW の中規模な設備の割合が相対的に大きくなっている。最終的な調査終了時点 (9/30) における事故経験ユニット数の割合は 20%と汽力発電設備の事故実績よりも低かった。

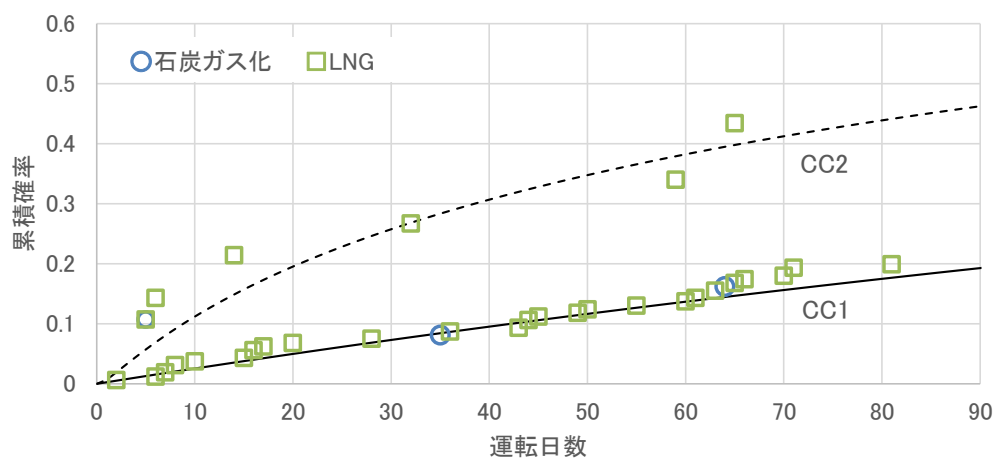
初回の事故発生モデルについて最も適合度の高かった分布形は指数分布であり、計画外停止発生確率は 1 週間で 2%、2 週間で 4%、1 ヶ月で 7%、2 ヶ月で 14%、3 ヶ月で 19%であった。指数分布の場合、ハザード関数は時間によらず一定となる点が特徴である。変数として選定されたのは、「出力 (対数)」、「経年数 (対数)」、「燃種 (LNG 及びガス)」であった。 $\beta$ の値が正の時には関係する変数が大きな値をとるほど故障発生までの期間が長くなり、負の時には変数が大きな値をとるほど故障発生までの期間が短くなる。「経年数」に関しては正の値となっていることから、高経年のプラントほど事故頻度が低いことを示しているが、コンバインドサイクル設備の経年数はすべて 30 年未満



(a) 出力



(b) 経年数



(c) 燃種

図 4.4-6 コンバインドサイクル発電ユニットの計画外停止発生実績とユニット属性の関係

と比較的新しいことより、初期故障の可能性が示唆される。また、コンバインドサイクル設備の経年数を計算する際、汽力発電設備として運転中に設備増強によりコンバインドサイクル化されたものについては、コンバインドサイクル設備として運転を開始した年を 0 としてカウントしており、一部の設備の経年数がリセットされていることによる影響も考えられる。反対に「出力」については負の値を示しており、出力の大きいプラントほど事故頻度が高いことを示している。燃種に関しては LNG、ガスに関する変数が共に正の値を示しており、事故頻度は、その他（石炭ガス化）が最も高く、LNG、ガスの順になっている。

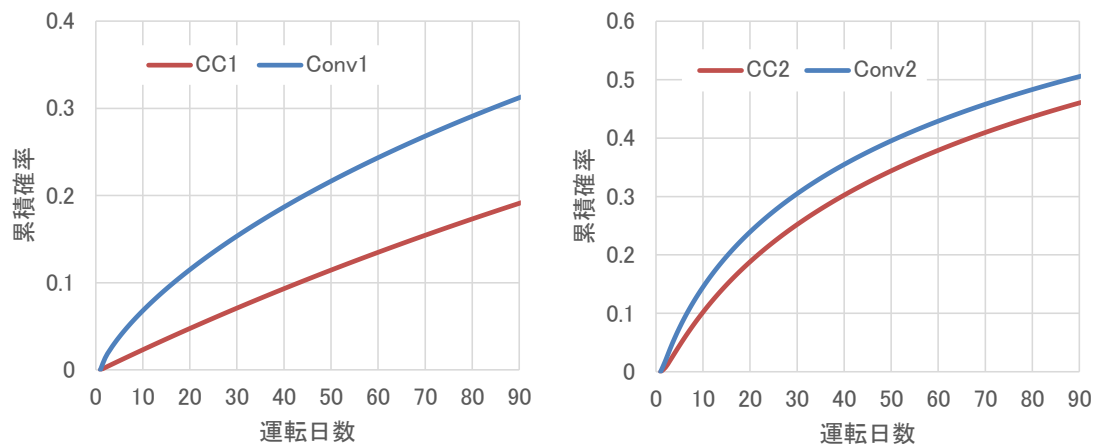
同様にシーズン内での 2 回目以降の事故の発生傾向について考察する。同一ユニットについてシーズン内で 2 回目以降となる事故は 9 件発生した。図 4.4-4 より、最初に発生したのは 1 回目の事故からの運転再開 5 日後のことであり、次に発生したのが 6 日後、14 日後までに事故の約半数（6 件）が発生している。最終的な調査終了時点における事故経験ユニットの割合は 27%と、1 回目の事故よりも 2 回目以降の事故の方が発生頻度が高かった。調査開始から 30 日以内の早期に事故が発生している設備に関してはデータ数自体が少ないこともあり目立った傾向は見られなかった。

2 回目以降の事故発生モデルについて最も適合度の高かった分布形は対数正規分布であり、計画外停止の発生確率は 1 週間で 8%、2 週間で 15%、1 ヶ月で 26%、2 ヶ月で 38%、3 ヶ月で 46%であった。変数として選定されたのは、1 回目の事故モデルと同じく「出力（対数）」、「経年数（対数）」、「燃種（LNG）」であった。対数正規分布の場合、 $\beta$  の値が正であれば関連する変数が大きくなるほど故障が発生するまでの期間が長くなり、負の値であれば変数が大きくなるほど反対に故障が発生するまでの期間が短くなる。「出力」については負の値をとっており、大型プラントの方が事故発生頻度が高いことを表している。反対に経年数は正の値であり、1 回目の事故と同様高経年の設備の方が故障頻度が低いことを表している。燃種に関しては、LNG に関する項目が正の値をとっており、LNG 以外（石炭ガス化）の事故頻度が最も低く、次に LNG の順になっている。

### (3) モデルの比較

構築した 4 つのモデル（Conv1、Conv2、CC1 及び CC2）を比較し（図 4.4-7）、計画外停止の発生傾向をまとめる。

まず事故の履歴ごとにモデルを比較する。汽力発電設備に関する 2 つのモデル（Conv1、Conv2）の平均を比較すると、運転期間 1 週間の時点の事故発生確率はそれぞれ 6%と 12%、1 ヶ月で 16%と 31%、3 ヶ月で 31%と 51%と、2 回目以降の事故の方が 1.5～2 倍程度発生しやすい結果となった。同様にコンバインドサイクル設備に関する 2 つのモデル（CC1、CC2）を比較すると、運転期間 1 週間の時点の事故発生確率はそれぞれ 2%と 8%、1 ヶ月で 7%と 26%、3 ヶ月で 19%と 46%と、2 回目以降の事故の



(a) 初回事故に対する評価モデル (b) 2回目以降の事故に対する評価モデル

図 4.4-7 発電方式別計画外停止評価モデルの比較

方が 2～4 倍程度発生しやすい結果となった。以上より、1 度事故を起こした設備は 2 回目以降さらに事故が起こりやすくなっており、この理由として需給が逼迫した期間においては長期間ユニットを停止させることが難しく、機器の不具合発生後も必要最小限の修理により運転が再開されていたのではないかと推察される。

次に火力発電方式とコンバインドサイクル発電方式とを比較する。初回事故モデル (Conv1、CC1) の平均同士を比較すると、運転期間 1 週間の時点の事故発生確率はそれぞれ 6%と 2%、1 ヶ月で 16%と 7%、3 ヶ月で 31%と 19%と、火力発電設備の方が事故が 1.5～3 倍程度発生しやすい結果となった。同様に 2 回目以降の事故モデル (Conv2、CC2) を比較すると、運転期間 1 週間の時点の事故発生確率はそれぞれ 12%と 8%、1 ヶ月で 31%と 26%、3 ヶ月で 51%と 46%と、火力発電設備の方が事故が 1.1～2 倍程度発生しやすい結果となった。一般的には発電システムがより複雑なコンバインドサイクル発電方式の方が故障率が高くなると考えられるが、今回調査の対象とした設備に関しては、コンバインドサイクル設備が比較的経年数の若い設備が多かったのに対し、火力発電設備は高経年の設備も多数稼働していることにより、経年数の影響で火力発電設備の方が事故発生頻度が高かった可能性が考えられる。また、火力発電方式の初回事故発生モデルにはワイブル分布が、コンバインドサイクル方式の初回事故発生モデルには指数分布が最も適合度の良いモデルとして選択された。前者は故障率が時間の経過とともに減少するモデルであるのに対し、後者は故障率が時間に対して一定を保つモデルであり、発電方式ごとに故障の発生傾向が異なることが示唆された。これに対し、2 回目以降の事故モデルにはいずれも対数正規分布が選択された。

最後に、説明変数として選択された要素と事故発生確率との関係を整理する。「経年数」は Conv2 を除く 3 つのモデルで説明変数として選択された。Conv1 においては高経年のものほど事故発生確率が高くなる一般的な傾向と一致したが、CC1、CC2 にお



いては反対に経年数の小さいものほど故障率が高くなるモデルとなった。この理由としては、コンバインドサイクル設備の経年数はすべて 30 年未満と比較的新しいことより、初期故障の可能性が示唆される。また本研究においては、ガスタービン発電機の増設等、設備更新によりコンバインドサイクル化したユニットは、コンバインドサイクルとして運転開始した年からを経年数としてカウントしており、実際の設備稼働期間よりも経年数を短く見積もっている可能性もある。燃料種別に関連した変数は、Conv2 モデルを除く 3 つのモデルで説明変数として選択された。Conv1 モデルで石油設備の事故率が高いのは、同時に高経年の設備も多いことが影響していると考えられる。CC1 及び CC2 モデルについては石炭ガス化設備が他と比較して故障頻度が高くなる傾向になったが、これは石炭ガス化火力の場合一般的に設置される設備数が多く、さらに最新鋭の設備（例えば、加圧流動床発電方式）ではより複雑なシステムを取り入れているケースもあることが影響したと考えられる。「出力」は 4 つ全てのモデルにおいて説明変数として選択されたが、モデルにより、故障頻度の増加・減少のいずれに働くかは異なった。「対象シーズン」が説明変数として選択されたのは、Conv1 モデルのみであった。2011 年に比べて 2012 年の方が事故発生までの期間が短くなる傾向にあり、これは定期点検の延長・短縮や最大出力での連続運転等、高稼働状態が前年から継続していることによる蓄積的影響と考えられる。

## 4.5 まとめ

本章では、地震後の復旧過程において需給バランスが逼迫し、運転可能な設備に対して連続的に高負荷がかかる状況下での計画外停止の発生確率についてモデル化を行った。具体的には、東日本大震災発生後の 2011 年及び 2012 年夏季の火力発電所 263 ユニットにおける計画外停止データを収集、新規にデータベース化し、発電所の属性（発電方式、経年数、発電所の規模、燃料種別）による傾向及び同一発電所における複数の事故の発生特性について定量的な分析を行った。得られた知見は以下の通りである。

- 高稼働時における計画外停止の発生確率は、汽力発電設備の初回事故（Conv1）については、運転期間 1 週間以内に発生する確率が 6%、1 ヶ月以内が 16%、3 ヶ月以内が 31%、2 回目以降の事故（Conv2）については、前回の事故から運転再開後 1 週間以内に発生する確率が 12%、1 ヶ月以内に発生する確率が 31%、3 ヶ月以内に発生する確率が 51%となった。同様にコンバインドサイクル発電設備に関しては、初回事故（CC1）が 1 週間以内に発生する確率が 2%、1 ヶ月以内が 7%、3 ヶ月以内が 19%、2 回目以降の事故（CC2）については、前回の事故から運転再開後 1 週間以内に発生する確率が 8%、1 ヶ月以内に発生する確率が 26%、3 ヶ月以内に発生する確率が 46%となった。
- 発電方式ごとに初回事故モデル（Conv1、CC1）と 2 回目以降の事故モデル（Conv2、CC2）を比較すると、汽力発電方式の場合は 1.5～2 倍、コンバインドサイクル発電方式の場合は 2～4 倍程度、2 回目以降の事故モデルの方が計画外停止発生確率が高くなっている。これは 1 度計画外停止が発生したユニットは、2 回目以降の事故の頻度が高くなる傾向を表しており、高稼働時においては損傷個所の補修が最小限のみ実施され、早期に運転が再開されていることが推察される。
- 汽力発電方式の事故モデル（Conv1,2）とコンバインドサイクル方式のモデル（CC1,2）を比較すると、1 回目の事故に関しては前者の方が 1.5～3 倍、2 回目以降の事故については 1.1～2 倍程度発生しやすい結果となった。一般的には発電システムがより複雑なコンバインドサイクル発電方式の方が故障率が高くなると考えられるが、今回調査した発電所に関しては、コンバインドサイクル設備が比較的経年数の若い設備が多いのに対し、汽力発電設備については高経年の設備も多数あり、経年数の影響により汽力発電設備の方が事故発生頻度が高い結果となったと考えられる。
- 発電ユニットの各種特性と計画外停止発生確率との関係を分析することで、下記の事故特性が明らかとなった。
  - 経年数：汽力発電設備の初回事故モデル（Conv1）においては高経年のものほど事故発生確率が高くなる一般的な傾向と一致したが、コンバインドサイクル

発電設備の事故モデル（CC1、CC2）においては反対に経年数の若いものほど故障率が高くなるモデルとなった。この理由として、(1)初期故障による影響、(2)設備増強によりコンバインドサイクル化された設備の経年数過小評価の可能性とその影響が考えられる。

- 出力：汽力発電設備の初回事故モデル（Conv1）に関しては、大型設備の方が事故頻度が高く、2回目以降の事故（Conv2）については小中規模設備の事故頻度が高い結果となった。コンバインドサイクル発電設備に関しては、初回事故モデル（CC1）、2回目以降の事故（CC2）ともに大型設備の事故頻度が高い結果となった。
- 燃種：汽力発電設備の初回事故モデル（Conv1）に関しては、石油設備の事故率が高くなる傾向が示されたが、石油設備は高経年の設備も多いことが影響していると考えられる。コンバインドサイクル発電設備の事故モデル（CC1、CC2）については石炭ガス化ユニットが他と比較して故障頻度が高くなる傾向になったが、これは設備数の多さやシステム構成の複雑さが影響していると考えられる。
- 対象シーズン：汽力発電設備の初回事故モデル（Conv1）に関しては、2011年に比べて2012年の方が事故発生頻度が高い結果となった。これは定期点検の延長・短縮や最大出力での運転等、高稼働状態が前年から継続していることによる蓄積的な影響と考えられる。

## 参考文献

- [4.1] 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力需給検証小委員会.  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon\\_seisaku/denryoku\\_jukyu/index.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_jukyu/index.html)
- [4.2] D.R. Cox: Regression Models and Life-Tables, Journal of Royal Statistical Society, Series B, Vol.34, No.2, pp.187-220, 1972.

## 5. シナリオ地震発生下における火力発電所群の供給力評価

### 5.1 地震発生後の火力発電所供給力評価手法の提案

本章では、3章で構築した火力発電所の地震被害・復旧評価モデルと、4章で構築した高稼働時における計画外停止の評価モデルとを統合し、地震発生直後からの復旧過程における火力発電所群としての供給力の推移をシミュレーションする。地震被害・復旧評価モデルの構築に使用した地震被害データベース（2.3節）は発電所単位で、計画外停止モデルの構築に使用した事故データベース（4.1節）はユニット単位で整備したものであるため、前者の評価は発電所単位で、後者の評価はユニット単位で行う。発電所数が $N_{plant}$ 、ユニット数が $N_{unit}$ の火力発電所群に対する評価フローを図5.1-1に示す。

まず、地震による被害・復旧評価の流れを説明する。本研究では、発電所ごとに算出した“平均復旧関数 $\bar{G}(t)_p^{EQ}$ ”を用いて地震による各発電所の停止期間 $T_{rcov,p}^{EQ}$ （ $p$ ：発電所番号）を評価する。平均復旧関数の求め方（Step1～3）は、下記の通りである。初めに想定地震動分布図から発電所 $p$ の外力の大きさ $Z_p$ を読み取り（Step1）、設備脆弱性関数 $F_{s,k,i}(z_i)$ （3.3節）と一様乱数（0～1）を用いて、復旧関数 $G(t|X)^{EQ}$ （3.5節）のパラメータとして選定されている5つの設備（「3. 取放水・給排水設備」、「4. 送電設備」、「5. ボイラー設備」、「7. 排煙処理設備」、「9. 事務建屋・本館」）に対する被害ランク別の被害の有無を表した“設備被害ベクトル $X_p$ ”を求める（Step2）。ボイラー設備の地震被害を対象に、設備脆弱性関数から被害を評価する手順を図5.1-2(a)に示す。なお本研究では、地震動による被害と津波による被害とは独立と考え、それぞれの設備脆弱性関数を用いて地震及び津波それぞれに対する被害ランク別の被害の有無を評価した上で、被害ランクの大きい方を当該設備の被害として採用する。つまり、地震と津波の重畳による複合的影響、例えば地震動による基礎の物理的損傷による支持能力の低下が、その後の津波被害を拡大させるような現象は考慮していない。このような複合的影響を考慮するためには、力学的モデルによる解析や実験に基づく被害発生メカニズムの解明が必要であり、今後の課題とする。次に、評価した設備被害ベクトル $X_{p,q}$ （ $q$ ：シミュレーション回数）を入力とし、復旧関数 $G(t|X)^{EQ}$ （3.5節）を用いて平均復旧関数 $\bar{G}(t)_p^{EQ}$ を求める（Step3）。設備被害を $N_q$ 回シミュレーションしているため、復旧関数も $N_q$ 通り求めることができるが、本ケーススタディでは1日単位で超過確率の平均を算出したものを“平均復旧関数” $\bar{G}(t_o)_p^{EQ} = \{\sum_{r=1}^{N_q} G(t_o|X_{p,q})^{EQ}\} / N_q$ と呼ぶ。今回は各発電所 $N_q = 1,000$ 回の試行に基づき平均復旧関数を求めた。

次に、地震発生後の各発電ユニットの供給力の推移 $PWR(t)_u$ （ $u$ ：ユニット番号）の

評価の流れ（Step4～8）を説明する。 $t = 0$ を地震発生時点とすると、まず平均復旧関数を用いて地震による停止期間 $T_{rcov,p}^{EQ}$ を求める（Step4）。具体的な手順は図 5.1-2(b)の通りである。ここで、 $t < T_{rcov,p}^{EQ}$ は“停止”（ $PWR(t)_u = 0$ ）、 $t \geq T_{rcov,p}^{EQ}$ は“運転可能状態”（ $PWR(t)_u = \text{出力容量}$ ）とする。また $T_{end}$ は供給力の評価対象期間であり、 $T_{rcov,p}^{EQ} > T_{end}$ の場合、期間中復旧しないことを表す。本研究では、 $T_{end} = 1,000$  日とした。次に、計画外停止による影響を評価する。まず、地震による被害から復旧した時点（ $t = T_{rcov,p}^{EQ}$ ）を起点として、発電ユニットの特性 $Y_u$ に応じた初回事故モデル $G(t|Y)^{Acc1}$ （4.4 節：Conv1、CC1）と一様乱数（0～1）を用いて計画外停止の初回発生までの運転期間 $T_u^{Acc1}$ を求めるとともに（Step5）、停止期間の標本データに対するランダムサンプリング（4.3 節(2)）により、初回計画外停止による停止期間 $T_{rcov,u}^{Acc1}$ を求める（Step6）。計画外停止モデルを用いた計画外停止発生までの運転期間の評価手順を図 5.1-2(c)に示す。以上より、 $0 \leq t \leq T_{rcov,p}^{EQ}$ は地震による停止期間であり、供給力 $PWR(t)_u = 0$ 、 $T_{rcov,p}^{EQ} < t \leq T_{rcov,p}^{EQ} + T_u^{Acc1}$ は地震被害から復旧し運転を行う期間であり、 $PWR(t)_u = \text{出力容量}$ 、 $T_{rcov,p}^{EQ} + T_u^{Acc1} < t \leq T_{rcov,p}^{EQ} + T_u^{Acc1} + T_{rcov,u}^{Acc1}$ は初回計画外停止による停止期間であり、 $PWR(t)_u = 0$ となる。初回計画外停止発生後は、復旧した時点（ $t = T_{rcov,p}^{EQ} + T_u^{Acc1} + T_{rcov,u}^{Acc1}$ ）を起点とし、発電ユニットの特性に応じた 2 回目以降の事故モデル $G(t|Y)^{Acc2}$ （4.4 節：Conv2、CC2）を用いて計画外停止の次回発生までの運転期間 $T_{u,m}^{Acc2}$ （ $m$ ：当該ユニットの計画外停止累積発生回数）の評価（Step7）と、停止期間の標本データに対するランダムサンプリングによる停止期間 $T_{rcov,u}^{Acc2}$ を求める（Step8）。以降は Step7 及び 8 の繰り返しであり、評価期間 $T_{end}$ が終了するまで計算を実施する。本研究では以上（Step4～8）を $N_r = 1,000$ 回実施し、試行ごとに全ユニットの総和をとったものが発電所群の供給力 $PWR(t_o)_r = \sum_{u=1}^{N_{unit}} PWR(t_o)_{u,r}$ （ $0 \leq t_o \leq T_{end}$ ）となる。

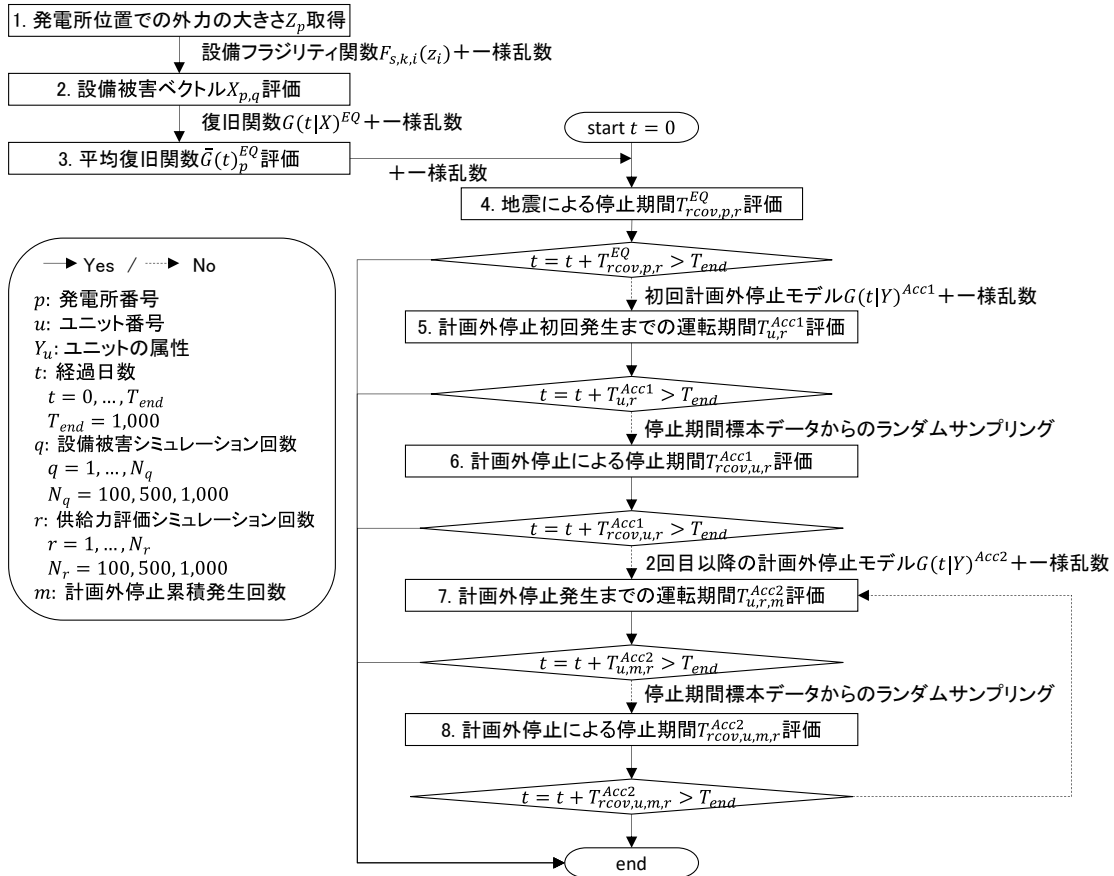
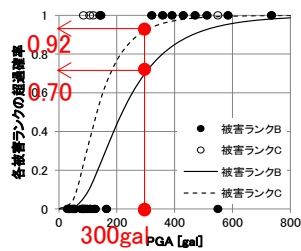
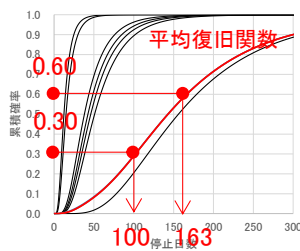


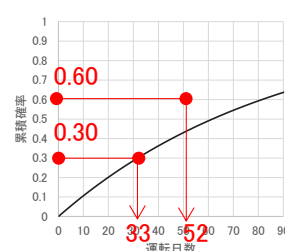
図 5.1-1 災害時における火力発電所の供給力評価フロー



一様乱数の値  
 • 0~0.70 → B発生  
 • 0.70~0.92 → C発生  
 • 0.92~1 → 被害なし



一様乱数の値  
 • 0.30 → 停止期間100日  
 • 0.60 → 停止期間163日



一様乱数の値  
 • 0.30 → 停止までの運転期間33日  
 • 0.60 → 停止までの運転期間52日

(a) 設備 fragility の適用方法

(b) 復旧関数の適用方法

(c) 計画外停止評価モデルの適用方法

図 5.1-2 評価モデルの適用方法

## 5.2 シナリオ地震と火力発電所群の選定

本研究では、提案手法のフィージビリティスタディとして想定首都直下地震（東京湾北部地震 M7.3）を対象とした火力発電所群の供給力評価を行う。図 5.2-1 に中央防災会議による震度分布と評価対象とした火力発電所の位置を示す。本検討では、東京電力管内に電力を供給する 17 の火力発電所、計 92 ユニット、4,433 万 kW を対象とした。立地は 1 都 4 県にわたり、その内訳は東京都（1 発電所 3 ユニット、114 万 kW）、神奈川県（5 発電所 21 ユニット、1,076 万 kW）、千葉県（5 発電所 46 ユニット、1,807 万 kW）、茨城県（3 発電所 10 ユニット、626 万 kW）、福島県（3 発電所 12 ユニット、810 万 kW）である。なお、本地震による津波は想定されていない。

表 5.2-1 に各発電所の属性を示す。汽力発電方式の設備が出力ベースで全体の 56%（12 発電所 36 ユニット、2,480 万 kW）、コンバインドサイクル方式の設備が 44%（9 発電所 56 ユニット、1,953 万 kW）である。燃種別に見ると、最も多いのが LNG の 54%（8 発電所 57 ユニット、2,408 万 kW）であり、石炭（混焼含む）が 18%（5 発電所 12 ユニット、810 万 kW）、石油が 12%（2 発電所 6 ユニット、520 万 kW）、ガスが 10%（4 発電所 13 ユニット、455 万 kW）、LNG と石油の混焼が 5%（1 発電所 4 ユニット、240 万 kW）の順である。経年数は、10 年未満が 17%（9 発電所 15 ユニット、746 万 kW）、10～19 年が 22%（8 発電所 21 ユニット、971 万 kW）、20～29 年が 19%（5 発電所 16 ユニット、846 万 kW）、30～39 年が 17%（5 発電所 22 ユニット、740 万 kW）、40～49 年が 23%（6 発電所 16 ユニット、1,010 万 kW）、50 年以上が 3%（1 発電所 2 ユニット、120 万 kW）と経年数 50 年未満の設備の 10 年ごとの割合はほぼ等しい。出力別では、25 万 kW 未満のユニットが全体の 6%（2 発電所 15 ユニット、245 万 kW）、25 万 kW 以上 50 万 kW 未満が全体の 30%（9 発電所 37 ユニット、1,347 万 kW）、50 万 kW 以上 100 万 kW 未満が 35%（8 発電所 27 ユニット、1,542 万 kW）、100 万 kW 以上が 29%（6 発電所 13 ユニット、1,300 万 kW）である。震度別では、6 強のエリアに立地する設備が 29%（4 発電所 24 ユニット、1,272 万 kW）、6 弱が 39%（7 発電所 46 ユニット、1,725 万 kW）、5 弱が 14%（3 発電所 10 ユニット、626 万 kW）で、残りの 18%（3 発電所 12 ユニット、810 万 kW）については震度の計算対象範囲外であった。

以下、本ケーススタディに関する留意事項をまとめる。

- 今回用いた震度分布図において、計測震度計算範囲外であった 3 発電所についてはすべて被害なし（地震による停止なし）として扱う。
- 本研究では、設備の地震被害を評価する際に、地震動の強さを表す指標として PGA を使用した fragility 曲線を用いている。計測震度から PGA への変換は、藤本・翠川(2005)[5.1]による関係式（式（5.2-1））を式（5.2-2）に変換して用いた。



$$I = 1.905 + 0.381 \cdot \log_{10}(PGA) + 0.384 \cdot \log_{10}(PGA)^2 \quad (5.2-1)$$

$$PGA = 10^{\left( \frac{-0.381 + \sqrt{0.381^2 - 1.536 \cdot (1.905 - I)}}{0.768} \right)} \quad (5.2-2)$$

- 復旧関数のパラメータの一つである「9. 事務本館・倉庫」については、東日本大震災において地震動による被害事例がなかったため、地震フラジリティが定義されていない。そのため以降の設備被害評価において、「9. 事務建屋・倉庫」はすべてのケースで“無被害”として扱う。
- 計画外停止モデルの「Season」パラメータは、“2011 年”とする。

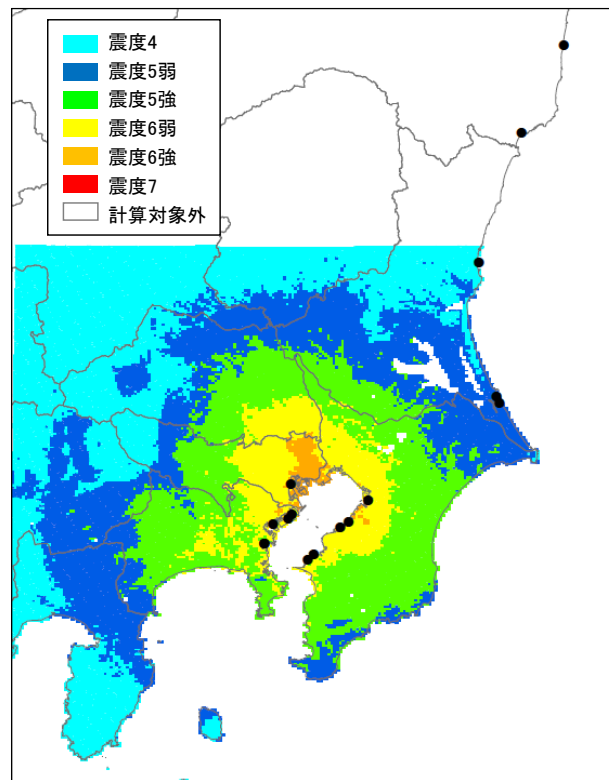


図 5.2-1 推定震度分布と火力発電所の立地

表 5.2-1 評価対象とする火力発電所の属性（その 1）

事業者	発電所	ユニット	発電方式	燃種分類	出力 [万 kW]	運転 開始年	経年数 (2019 年 時点)	計測震度 (震度階)	PGA [gal]
東京電力	広野	1 号機	汽力	石油	60	1980 年	39 年	—	—
		2 号機	汽力	石油	60	1980 年	39 年		
		3 号機	汽力	石油	100	1989 年	30 年		
		4 号機	汽力	石油	100	1993 年	26 年		
		5 号機	汽力	石炭	60	2004 年	15 年		
		6 号機	汽力	石炭	60	2013 年	6 年		
	常陸那珂	1 号機	汽力	石炭	100	2003 年	16 年	4.9 (5 弱)	219
		2 号機	汽力	石炭	100	2013 年	6 年		
	鹿島	5 号機	汽力	石油	100	1974 年	45 年	4.8 (5 弱)	197
		6 号機	汽力	石油	100	1975 年	44 年		
		7-1 号	CC	ガス	42	2014 年	5 年		
		7-2 号	CC	ガス	42	2014 年	5 年		
		7-3 号	CC	ガス	42	2014 年	5 年		
	千葉	1-1 号	CC	LNG	36	2000 年	19 年	6.1 (6 強)	702
		1-2 号	CC	LNG	36	1999 年	20 年		
		1-3 号	CC	LNG	36	1999 年	20 年		
		1-4 号	CC	LNG	36	2000 年	19 年		
		2-1 号	CC	LNG	36	1999 年	20 年		
		2-2 号	CC	LNG	36	1999 年	20 年		
		2-3 号	CC	LNG	36	2000 年	19 年		
		2-4 号	CC	LNG	36	2000 年	19 年		
		3-1 号	CC	LNG	50	2014 年	5 年		
		3-2 号	CC	LNG	50	2014 年	5 年		
		3-3 号	CC	LNG	50	2014 年	5 年		
	姉崎	1 号機	汽力	LNG・石油混焼	60	1967 年	52 年	6.0 (6 強)	641
		2 号機	汽力	LNG・石油混焼	60	1969 年	50 年		
		3 号機	汽力	LNG・石油混焼	60	1971 年	48 年		
		4 号機	汽力	LNG・石油混焼	60	1972 年	47 年		
		5 号機	汽力	LNG	60	1977 年	42 年		
		6 号機	汽力	LNG	60	1979 年	40 年		
	袖ヶ浦	1 号機	汽力	LNG	60	1974 年	45 年	6.0 (6 強)	641
		2 号機	汽力	LNG	100	1975 年	44 年		
		3 号機	汽力	LNG	100	1977 年	42 年		
		4 号機	汽力	LNG	100	1979 年	40 年		
	富津	1-1 号	CC	LNG	16.7	1985 年	34 年	5.8 (6 弱)	534
		1-2 号	CC	LNG	16.7	1986 年	33 年		
		1-3 号	CC	LNG	16.5	1986 年	33 年		
		1-4 号	CC	LNG	16.7	1986 年	33 年		
		1-5 号	CC	LNG	16.5	1986 年	33 年		
		1-6 号	CC	LNG	16.5	1986 年	33 年		
		1-7 号	CC	LNG	16.5	1986 年	33 年		
		2-1 号	CC	LNG	16	1987 年	32 年		
		2-2 号	CC	LNG	16	1988 年	31 年		
		2-3 号	CC	LNG	16.5	1988 年	31 年		
		2-4 号	CC	LNG	16.5	1988 年	31 年		
		2-5 号	CC	LNG	16	1988 年	31 年		
		2-6 号	CC	LNG	16.5	1988 年	31 年		
		2-7 号	CC	LNG	16	1988 年	31 年		

表 5.2-1 評価対象とする火力発電所の属性（その 2）

事業者	発電所	ユニット	発電方式	燃種分類	出力 [万 kW]	運転 開始年	経年数 (2019 年 時点)	計測震度 (震度階)	PGA [gal]
		3-1 号	CC	LNG	38	2001 年	18 年		
		3-2 号	CC	LNG	38	2001 年	18 年		
		3-3 号	CC	LNG	38	2003 年	16 年		
		3-4 号	CC	LNG	38	2003 年	16 年		
		4-1 号	CC	LNG	50.7	2008 年	11 年		
		4-2 号	CC	LNG	50.7	2009 年	10 年		
		4-3 号	CC	LNG	50.7	2010 年	9 年		
	品川	1-1 号	CC	ガス	38	2001 年	18 年	6.1 (6 強)	702
		1-2 号	CC	ガス	38	2002 年	17 年		
		1-3 号	CC	ガス	38	2003 年	16 年		
	川崎	1-1 号	CC	LNG	50	2009 年	10 年	5.9 (6 弱)	585
		1-2 号	CC	LNG	50	2008 年	11 年		
		1-3 号	CC	LNG	50	2007 年	12 年		
		2-1 号	CC	LNG	50	2013 年	6 年		
		2-2 号	CC	LNG	68.5	2016 年	3 年		
		2-3 号	CC	LNG	71	2016 年	3 年		
	東扇島	1 号機	汽力	LNG	100	1987 年	32 年	5.8 (6 弱)	534
		2 号機	汽力	LNG	100	1991 年	28 年		
	横浜	7-1 号	CC	LNG	37.7	1998 年	21 年	5.9 (6 弱)	585
		7-2 号	CC	LNG	37.7	1997 年	22 年		
		7-3 号	CC	LNG	37.7	1997 年	22 年		
		7-4 号	CC	LNG	37.7	1996 年	23 年		
		8-1 号	CC	LNG	37.7	1996 年	23 年		
		8-2 号	CC	LNG	37.7	1997 年	22 年		
		8-3 号	CC	LNG	37.7	1997 年	22 年		
	南横浜	8-4 号	CC	LNG	37.7	1998 年	21 年	5.5 (6 弱)	401
		1 号機	汽力	LNG	35	1970 年	49 年		
		2 号機	汽力	LNG	35	1970 年	49 年		
		3 号機	汽力	LNG	45	1973 年	46 年		
電源開発	磯子	新 1 号機	汽力	石炭	60	2002 年	17 年	5.8 (6 弱)	534
		新 2 号機	汽力	石炭	60	2009 年	10 年		
相馬共同	新地	1 号機	汽力	石炭	100	1994 年	25 年	—	—
		2 号機	汽力	石炭	100	1995 年	24 年		
常磐共同	勿来	7 号機	汽力	石炭	25	1970 年	49 年	—	—
		8 号機	汽力	石炭	60	1983 年	36 年		
		9 号機	汽力	石炭	60	1983 年	36 年		
		10 号機	CC	石炭	25	2013 年	6 年		
鹿島共同	鹿島共同	3 号機	汽力	ガス	35	1982 年	37 年	4.7 (5 弱)	177
		4 号機	汽力	ガス	35	1982 年	37 年		
		5 号機	CC	ガス	30	2013 年	6 年		
君津共同	君津共同	3 号機	汽力	ガス	35	1970 年	49 年	5.8 (6 弱)	534
		4 号機	汽力	ガス	35	1971 年	48 年		
		5 号機	CC	ガス	30	2004 年	15 年		
		6 号機	CC	ガス	15.29	2012 年	7 年		

※東京電力＝現 JERA

※長期計画停止中設備は除く

### 5.3 地震による設備被害及び停止期間の評価結果と考察

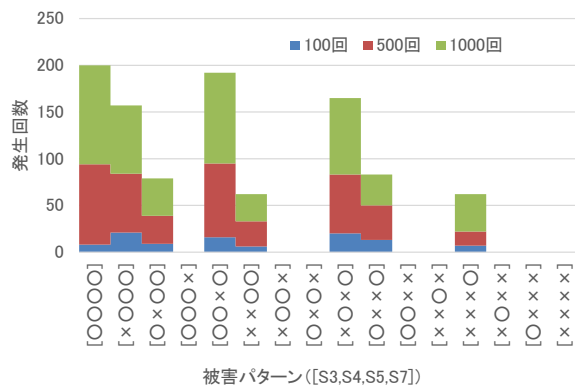
5.2 節の想定地震に対し、5.1 節で構築した手法のうち Step1～4 を用いて発災直後からの火力発電所群における供給力の推移 $PWR(t)^{EQ}$ を推計した。

各発電所の設備被害の発生パターン $X_p$ と平均復旧関数 $\bar{G}(t)_p^{EQ}$ を図 5.3-1～図 5.3-14 に、復旧日数 $T_{rcov,p}^{EQ}$ の評価結果を表 5.3-1 に示す。図中の設備被害パターン（図(a)）に関しては、復旧関数のパラメータとなっている 5 つの設備のうち「9. 事務建屋・倉庫」を除く 4 つの設備について、考え得るすべてのパターン（ $2^4=16$  通り）に対する出現頻度を整理した。図中の S3、S4、S5、S7 はそれぞれ、取放水・給排水設備、送受電設備、ボイラー設備、排煙処理設備を表し、“○”は被害非発生、“×”：は被害発生（被害ランク C 以上）を表す。以下、震度ごとに代表的な発電所を定め、考察を行う。具体的には、震度 5 弱の発電所として鹿島発電所、震度 6 弱の発電所として南横浜発電所、震度 6 強の代表として千葉発電所を選定した。

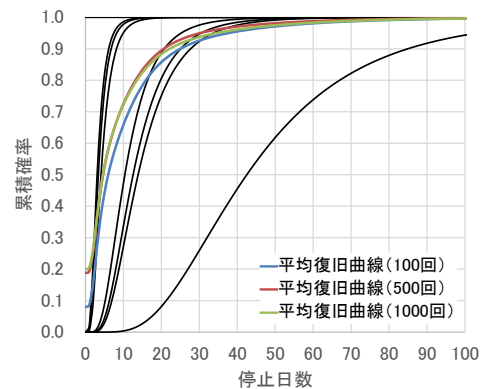
図より設備被害の発生パターンは多様であり、1,000 回のシミュレーションに対して 5 弱の鹿島発電所で 8 通り、6 弱の南横浜発電所で 16 通り、6 強の千葉発電所で 6 通りのパターンが出現した。同時被災設備数の平均は 4 設備中それぞれ 1.0、3.0、3.9 と地震動のレベルが大きくなるほど多くなり、震度 6 強以上では軽微なものも含めると 4 設備のほぼすべてに被害が生じる結果となった。設備別にみると、鹿島発電所では 1,000 回のシミュレーションにおける被害発生率は、取放水・給排水設備で 40%、送受電設備で 19%、ボイラー設備で 73%、排煙処理設備は 0%であった。同様に南横浜発電所では、取放水・給排水設備が 78%、送受電設備及びボイラー設備は 90%以上、排煙処理設備は 45%であった。千葉発電所ではすべての設備で被害発生率が 90%以上であった。これらの結果は試行回数を 100 回、500 回、1,000 回と変化させても大幅には変動しな

表 5.3-1 各発電所の復旧日数評価結果

発電所	震度	PGA [gal]	平均値	中央値	90 パーセント タイル値
常陸那珂	5 弱	219	9.1	4	24
鹿島	5 弱	197	6.1	3	16
千葉	6 強	702	168.0	147	298
姉崎	6 強	641	164.5	141	296
袖ヶ浦	6 強	641	163.0	137	306.7
富津	6 弱	534	141.6	117.5	284.9
品川	6 強	702	174.4	144	327
川崎	6 弱	585	154.8	131	284
東扇島	6 弱	534	145.2	118	289
横浜	6 弱	585	140.1	119	272.9
南横浜	6 弱	401	80.4	47	193.9
磯子	6 弱	534	145.3	126	274.7
鹿島共同	5 弱	177	4.4	2	11
君津共同	6 弱	534	144.4	120	289.9

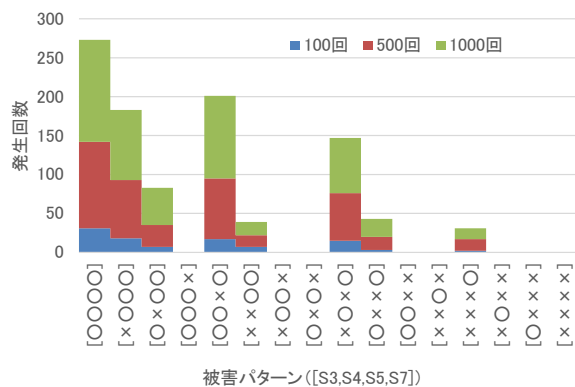


(a) 設備被害のパターン

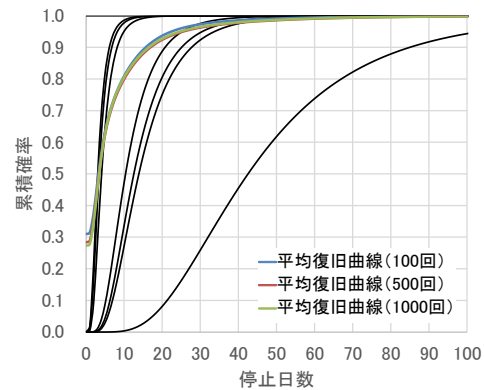


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-1 常陸那珂発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

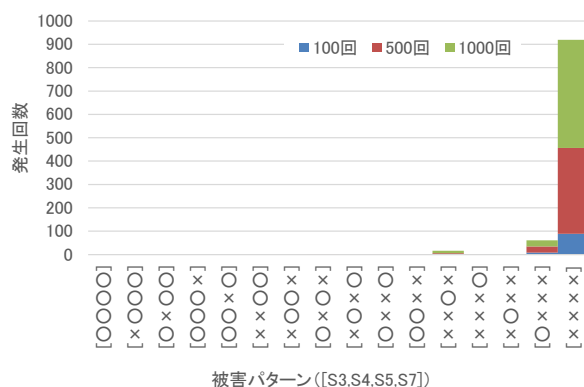


(a) 設備被害のパターン

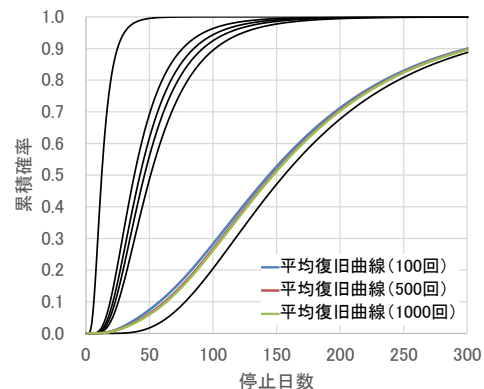


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-2 鹿島発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

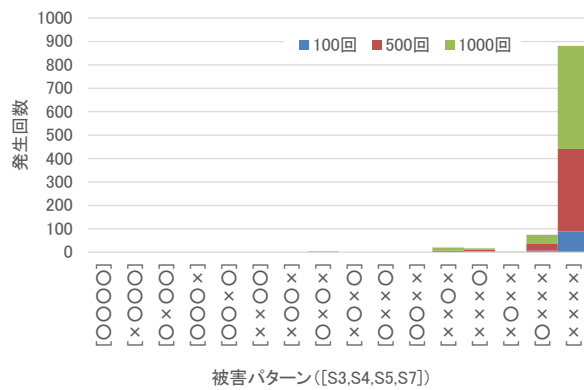


(a) 設備被害のパターン

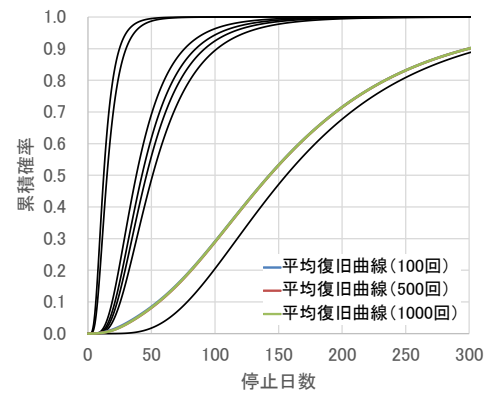


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-3 千葉発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

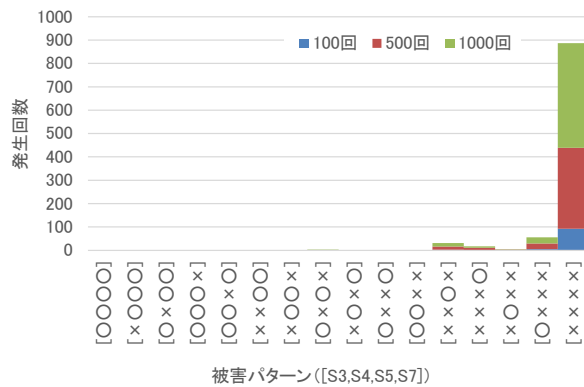


(a) 設備被害のパターン

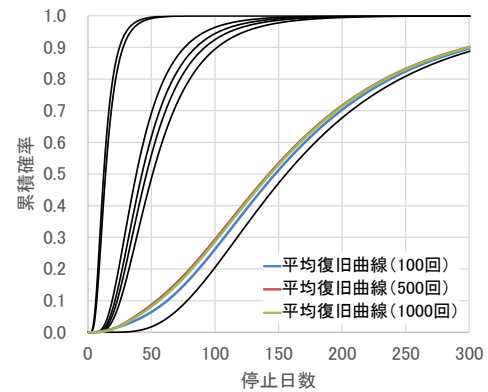


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-4 姉崎発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

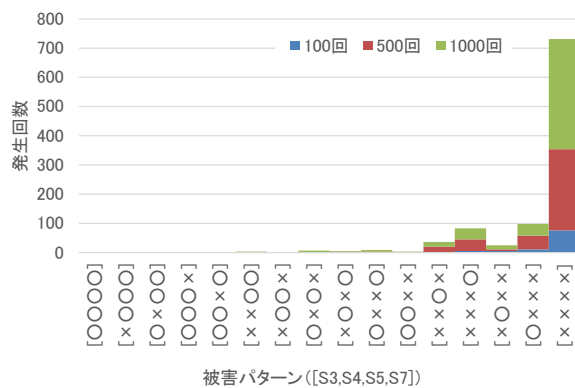


(a) 設備被害のパターン

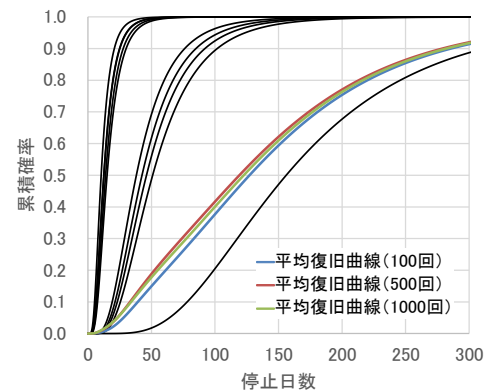


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-5 袖ヶ浦発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

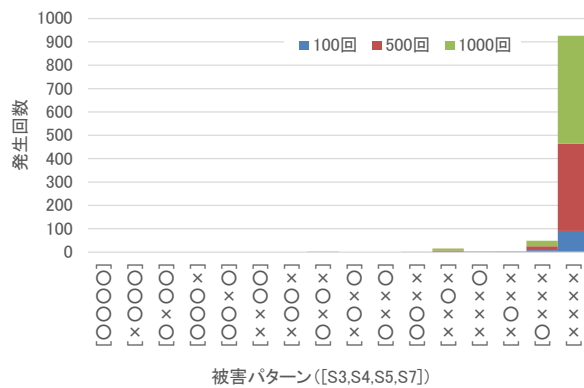


(a) 設備被害のパターン

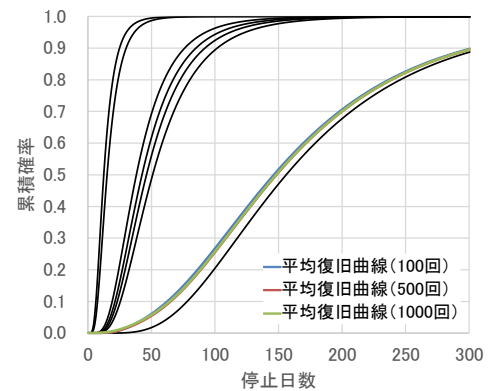


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-6 富津発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

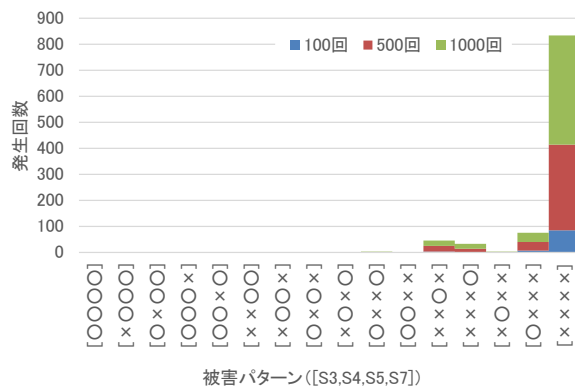


(a) 設備被害のパターン

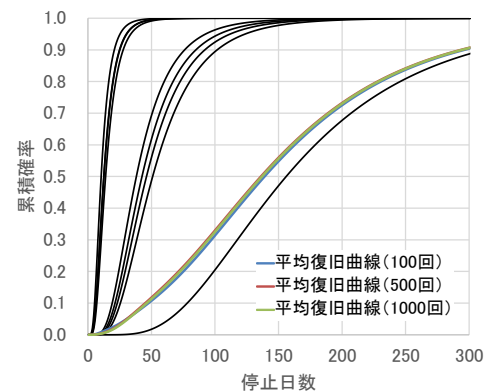


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-7 品川発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

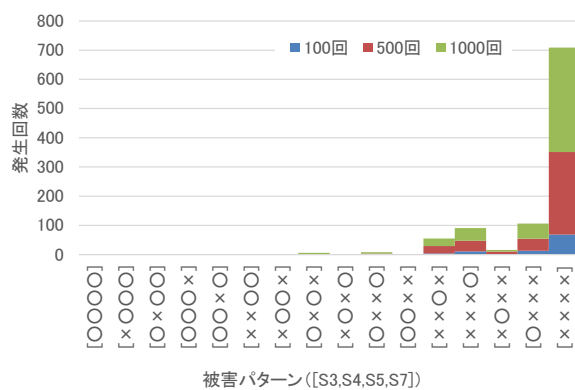


(a) 設備被害のパターン

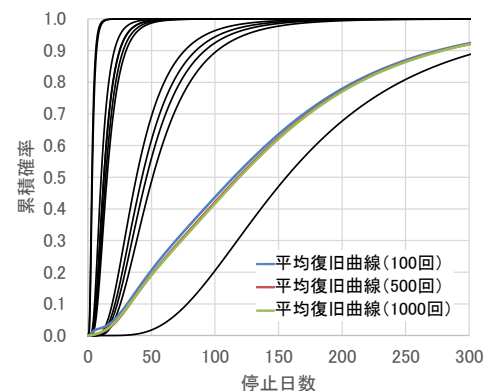


(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-8 川崎発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

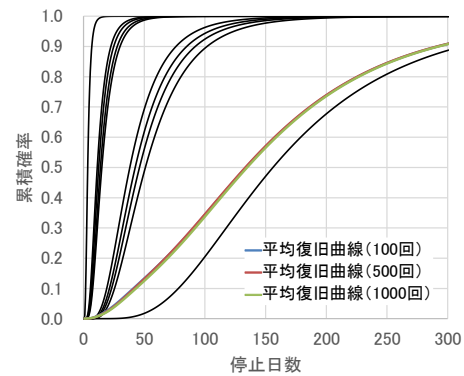
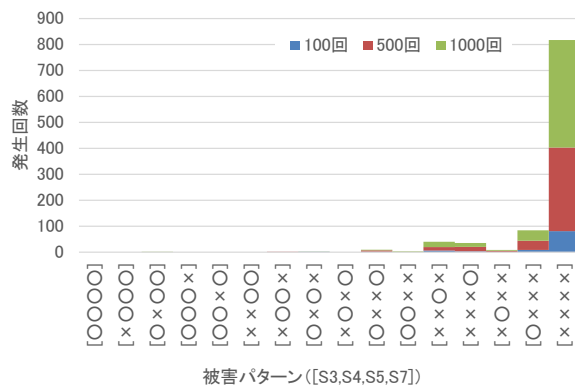


(a) 設備被害のパターン



(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

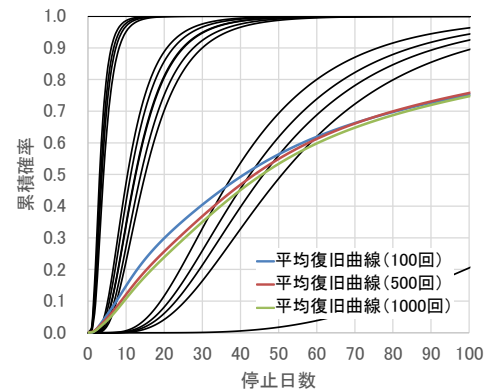
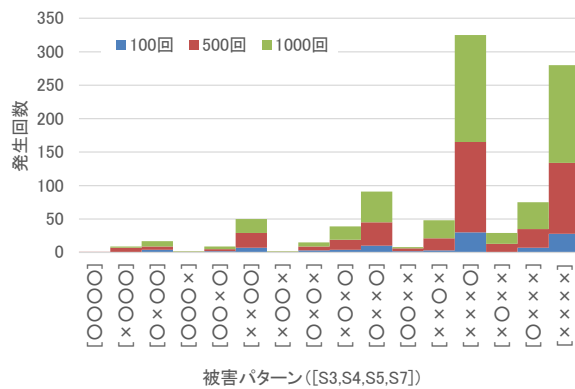
図 5.3-9 東扇島発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果



(a) 設備被害のパターン

(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

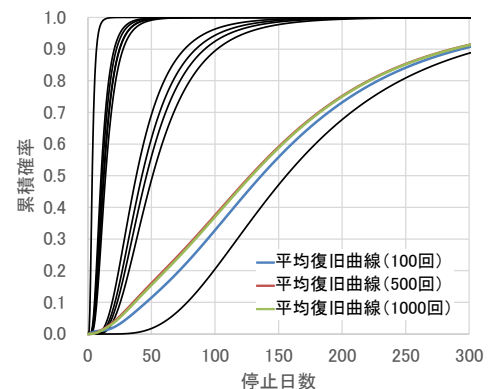
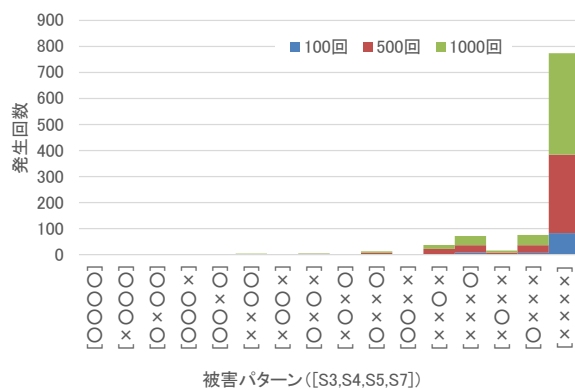
図 5.3-10 横浜発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果



(a) 設備被害のパターン

(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-11 南横浜発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果



(a) 設備被害のパターン

(b) 復旧関数のパターンと平均復旧関数

図 5.3-12 礒子発電所の設備被害と復平均旧関数の推計結果



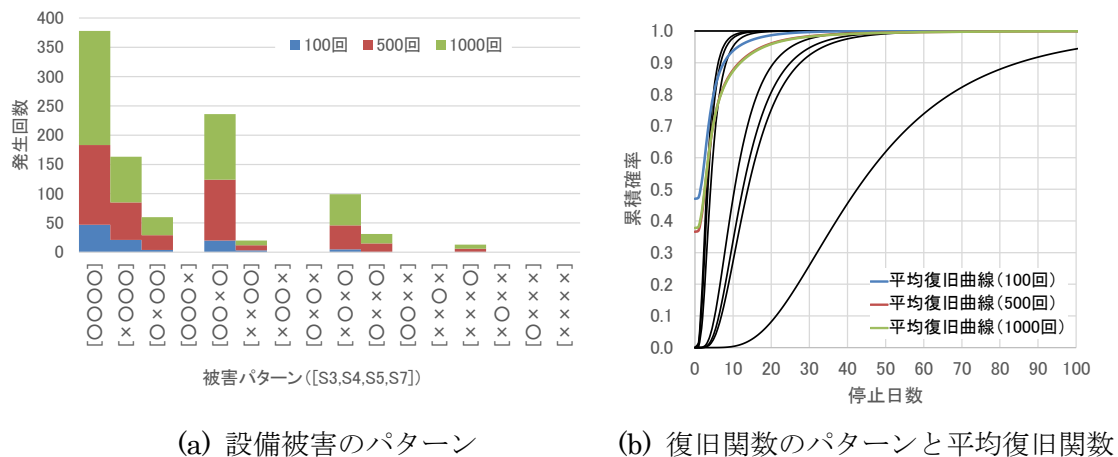


図 5.3-13 鹿島共同発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

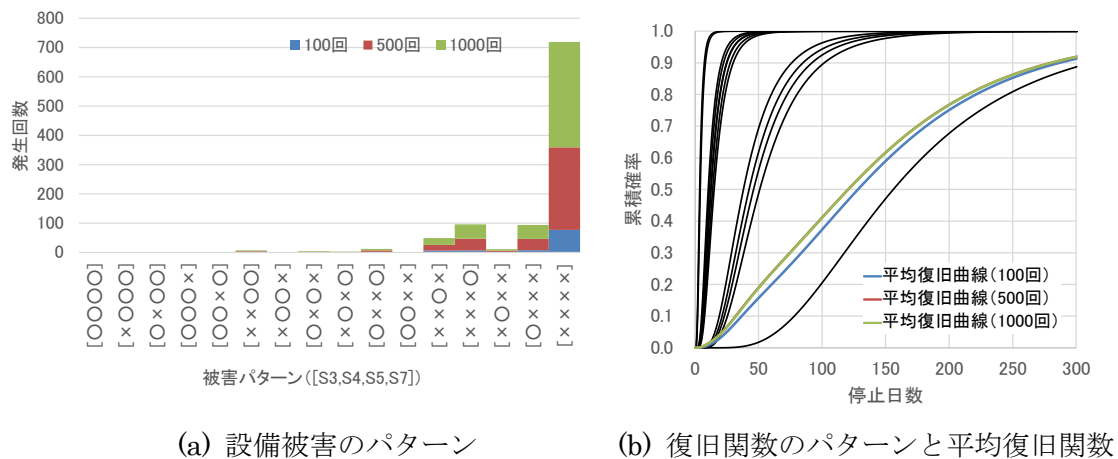


図 5.3-14 君津共同発電所の設備被害と平均復旧関数の推計結果

かった。各発電所の“平均復旧関数”より評価した復旧日数は、1,000 回の試行に対し、鹿島発電所で平均 6 日、南横浜発電所で 80 日、千葉発電所で 168 日であった。

以上より評価した発電所群の供給力の推移  $PWR(t)^{EQ}$  を図 5.3-15 に示す。図には、本手法による推計結果として、時点  $t_0$  における供給力  $PWR(t_0)_r^{EQ}$  の平均と、各時点における最大値及び最小値の包絡線を示す。本研究では、試行回数  $N_r$  を 100 回、500 回、1,000 回とした。図中には参考として、経済産業省自然災害等対策 WG の手法[5.2]を用いた推計結果を併せて示す。試行回数 1,000 回に対する平均では、発災直後には供給力が 974 万 kW (22%) まで低下し、1 週間後には 1,289 万 kW (30%)、1 ヶ月後に 1,624 万 kW (37%) と緩やかに回復し、77 日目に 2,258 万 kW (50%)、250 日後に 3,985 万 kW (90%) が回復する想定となった。今回対象としたエリアでは、出力の大きい発電所が震度の大きい東京湾に集中していることにより、発電所群として評価した際の地震直後の供給力低下幅が非常に大きくなっている。1,000 回のシミュレーション結果の

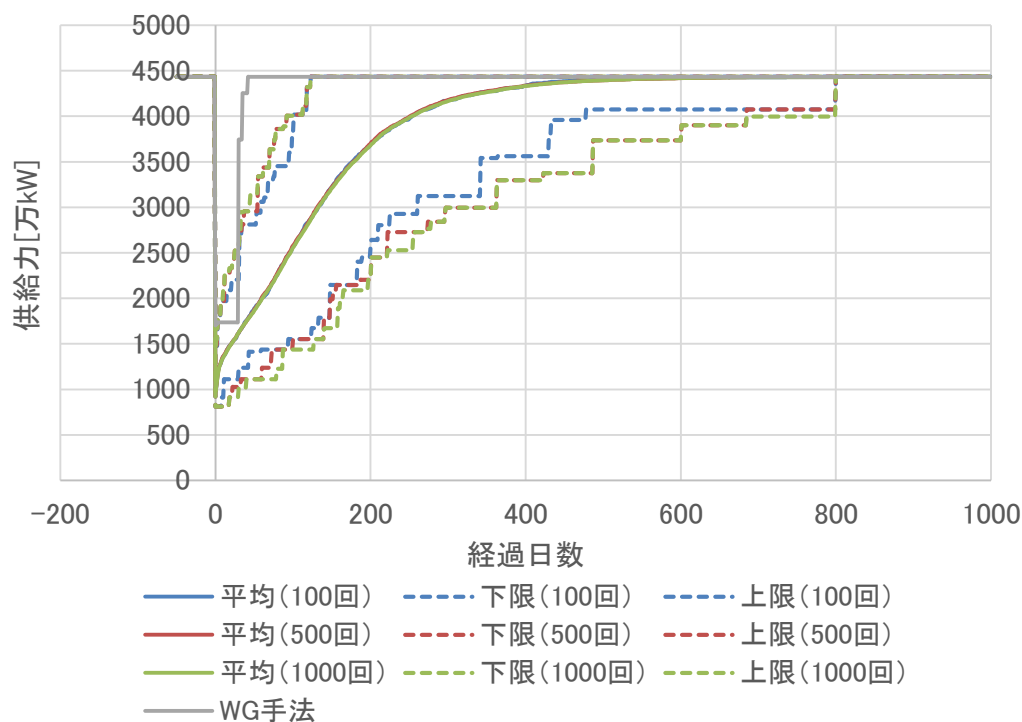


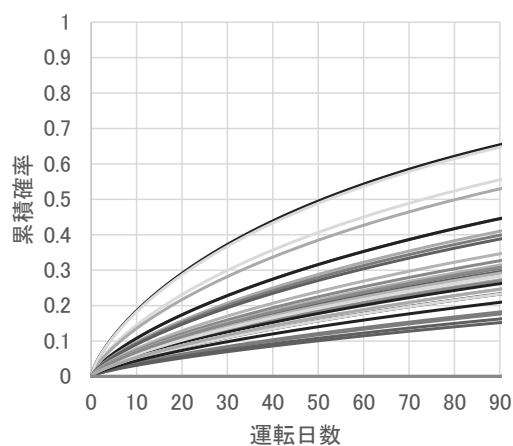
図 5.3-15 発電所群の供給力の推移（地震被害のみ）

下限は、震災直後の供給力が 810 万 kW（18%）で、50%の回復が約 200 日後、シミュレーション結果の上限は、震災直後の供給力が 1,436 万 kW（32%）で 50%の回復が 12 日後、9 割の回復が約 90 日後であった。前述の WG の手法による評価結果は本シミュレーションにおける上限に近い傾向を表しており、本研究による手法と比べて楽観的な結果となっている可能性が示唆される。予想供給力の上限と下限の差は、震災直後の時点で 626 万 kW、最大で 2,997 万 kW（震災後 123 日目）であり、この差は 123 日前後までは時間の経過とともに増加し、その後減少している。このように、本手法では平均的な被害・復旧像に加え、多様な被災・復旧パターンとその発生頻度が評価可能である。

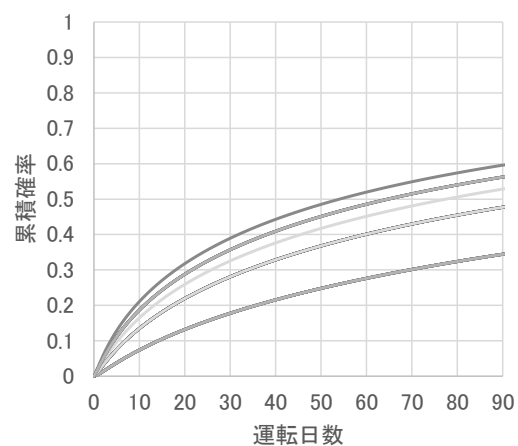
## 5.4 計画外停止の発生に関する評価結果と考察

5.3 節で評価した想定地震による被害及び停止期間を踏まえ、高稼働時における計画外停止による供給力の低下（Step5～8）を考慮した火力発電所群における供給力の推移 $PWR(t)$ を推計した。

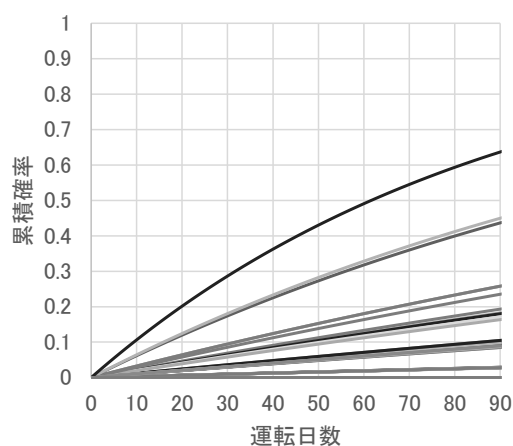
各発電ユニットの初回計画外停止評価モデル及び 2 回目以降の計画外停止評価モデルを図 5.4-1 に、発災からシミュレーション期間内（ $T_{end} = 1,000$  日）における計画外停止の発生回数及び初回計画外停止発生までの運転日数（地震被害より運転再開した日からカウント）を表 5.4-1 に示す。図より、各ユニットの有する事故発生確率はその特性により様々であり、その結果、表に示すように計画外停止の平均発生回数も 0 回から



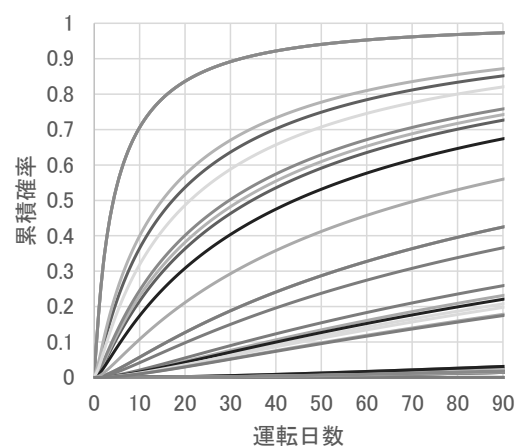
(a) 汽力：初回計画外停止評価モデル (Conv1)



(b) 汽力：2 回目以降の計画外停止評価モデル (Conv2)



(c) 汽力：初回計画外停止評価モデル (CC1)



(d) 汽力：2 回目以降の計画外停止評価モデル (CC2)

図 5.4-1 各ユニットの計画外停止発生モデル

表 5.4-1 各発電ユニットの計画外停止評価結果（その 1）

事業者	発電所	ユニット	計画外停止累積発生回数			初回事故発生までの運転日数※		
			平均値	中央値	90% タイル値	平均値	中央値	90% タイル値
東京電力	広野	1 号機	3.8	3.0	7.0	164.2	159.5	233.0
		2 号機	3.9	3	7	165.9	161.5	232.1
		3 号機	3.0	2	6	108.6	104.5	153.0
		4 号機	2.9	3	5	118.5	125.5	164.0
		5 号機	2.2	2	4	710.2	731.0	1010.2
		6 号機	1.5	1	4	899.3	891.5	1265.0
	常陸那珂	1 号機	2.6	2	5	373.1	387.5	532.1
		2 号機	2.3	2	4	476.6	483.5	669.1
	鹿島	5 号機	3.0	2	5	76.0	78.5	106.1
		6 号機	3.0	3	6	77.7	77.0	110.0
		7-1 号	0.0	0	0	1.0E+10	6.7E+09	2.3E+10
		7-2 号	0.0	0	0	1.1E+10	6.7E+09	2.4E+10
		7-3 号	0.0	0	0	1.1E+10	6.7E+09	2.4E+10
	千葉	1-1 号	0.7	1	1	951.7	486.0	2262.7
		1-2 号	0.7	1	1	964.0	553.5	2214.7
		1-3 号	0.6	1	1	979.3	692.0	2263.3
		1-4 号	0.7	1	1	955.2	644.0	2225.0
		2-1 号	0.6	1	1	976.6	663.0	2296.4
		2-2 号	0.6	1	1	971.2	717.0	2162.2
		2-3 号	0.6	1	1	949.2	689.0	2156.7
		2-4 号	0.7	1	1	948.4	789.5	2137.0
		3-1 号	3.3	3	7	283.9	198.0	670.1
		3-2 号	3.2	2	6	305.9	229.0	693.0
		3-3 号	3.1	3	6	299.0	199.5	683.1
	姉崎	1 号機	3.2	3	6	297.8	296.0	426.1
		2 号機	3.1	3	6	315.0	299.0	448.1
		3 号機	3.2	2	6	327.0	333.5	459.0
		4 号機	3.0	3	6	338.8	328.0	475.1
		5 号機	2.9	3	6	378.9	402.5	538.1
		6 号機	2.9	2.5	5	399.0	403.5	565.1
	袖ヶ浦	1 号機	3.1	2	6	345.7	345.0	498.1
		2 号機	2.6	2	5	193.0	194.0	266.1
		3 号機	2.6	2	5	197.8	200.5	282.0
		4 号機	2.7	2	5	209.7	213.0	294.0
	富津	1-1 号	0.2	0	1	3200.6	2207.5	7454.1
		1-2 号	0.3	0	1	3204.3	2132.0	7442.7
		1-3 号	0.2	0	1	3226.5	2142.0	7263.4
		1-4 号	0.2	0	1	3172.6	2361.5	7362.7
		1-5 号	0.2	0	1	3436.6	2045.5	7811.6
		1-6 号	0.2	0	1	3187.1	1850.0	7142.3
		1-7 号	0.2	0	1	3117.5	2557.5	6972.1
		2-1 号	0.2	0	1	3188.9	2686.0	7250.0
		2-2 号	0.2	0	1	3216.5	1624.0	7517.3
		2-3 号	0.3	0	1	3012.7	1967.5	7043.2
		2-4 号	0.2	0	1	2984.5	1964.5	6712.8
		2-5 号	0.2	0	1	3228.1	2184.0	7657.2
		2-6 号	0.2	0	1	2851.0	1956.0	6228.9

表 5.4-1 各発電ユニットの計画外停止評価結果（その2）

事業者	発電所	ユニット	計画外停止累積発生回数			初回事故発生までの運転日数※		
			平均値	中央値	90% タイル値	平均値	中央値	90% タイル値
		2-7 号	0.2	0	1	3195.2	2584.0	7249.4
		3-1 号	0.7	1	2	873.6	609.0	1939.1
		3-2 号	0.7	1	2	924.8	684.5	2030.6
		3-3 号	0.8	1	2	832.4	457.0	1911.4
		3-4 号	0.8	1	2	835.7	497.5	1907.9
		4-1 号	1.8	2	4	469.9	351.0	1070.0
		4-2 号	1.9	2	4	422.5	280.5	957.4
		4-3 号	2.1	1.5	4	407.3	286.5	925.5
	品川	1-1 号	0.0	0	0	2.5E+10	2.0E+10	5.5E+10
		1-2 号	0.0	0	0	2.4E+10	2.0E+10	5.6E+10
		1-3 号	0.0	0	0	2.3E+10	1.4E+10	5.1E+10
	川崎	1-1 号	1.7	2	4	449.9	326.0	1051.6
		1-2 号	1.7	1	3	458.2	315.5	1045.6
		1-3 号	1.5	1	3	507.6	326.0	1203.9
		2-1 号	2.7	2	5	332.8	198.5	760.3
		2-2 号	12.7	12.5	21	151.1	101.5	353.0
		2-3 号	14.3	14.5	23	144.8	112.5	340.3
	東扇島	1 号機	2.5	2	5	258.5	261.5	362.1
		2 号機	2.5	2	5	276.9	287.0	386.0
	横浜	7-1 号	0.7	1	1	1025.8	857.0	2349.4
		7-2 号	0.7	1	1	998.5	744.5	2316.1
		7-3 号	0.7	1	1	917.6	523.0	2063.5
		7-4 号	0.6	1	1	1094.2	640.0	2488.4
		8-1 号	0.6	1	1	1060.2	758.0	2372.0
		8-2 号	0.6	1	1	1001.6	545.5	2243.1
		8-3 号	0.7	1	1	1029.4	709.0	2353.5
		8-4 号	0.7	1	2	974.4	717.5	2221.1
	南横浜	1 号機	3.5	4	7	465.7	480.0	661.0
		2 号機	3.5	2.5	7	480.4	481.5	684.0
		3 号機	3.5	3	7	436.1	431.5	610.0
電源開発	磯子	新 1 号機	1.7	1	4	690.9	692.5	975.1
		新 2 号機	1.1	0	3	819.5	844.5	1144.2
相馬共同	新地	1 号機	2.7	2	5	303.0	291.0	430.0
		2 号機	2.6	2	5	306.7	306.5	426.1
常磐共同	勿来	7 号機	3.8	3.5	7	551.6	546.0	789.0
		8 号機	3.3	3	6	431.5	442.0	616.2
		9 号機	3.1	3	6	436.3	419.0	628.1
		10 号機	8.4	8	14	90.2	69.0	203.1
鹿島共同	鹿島共同	3 号機	0.0	0	0	1.4E+09	1.4E+09	2.0E+09
		4 号機	0.0	0	0	1.4E+09	1.5E+09	2.0E+09
		5 号機	0.0	0	0	1.7E+10	9.3E+09	3.7E+10
君津共同	君津共同	3 号機	0.0	0	0	1.1E+09	1.1E+09	1.6E+09
		4 号機	0.0	0	0	1.1E+09	1.2E+09	1.6E+09
		5 号機	0.0	0	0	3.0E+10	2.1E+10	6.9E+10
		6 号機	0.0	0	0	3.8E+10	2.7E+10	8.5E+10

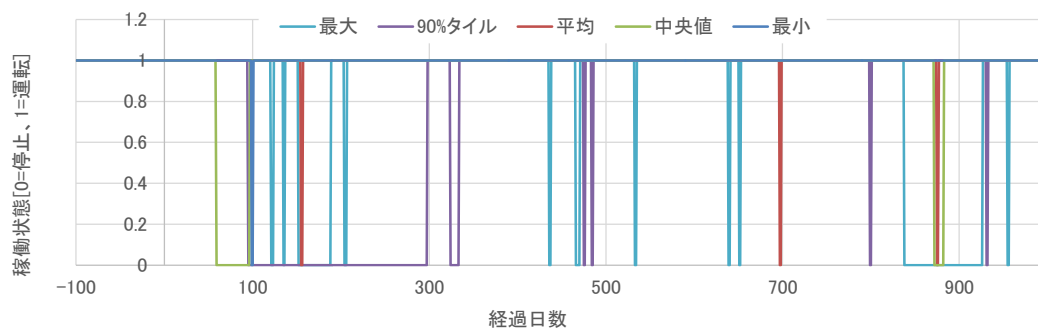
※地震被害により復旧した日からカウント

14 回とユニットにより大きく異なる。

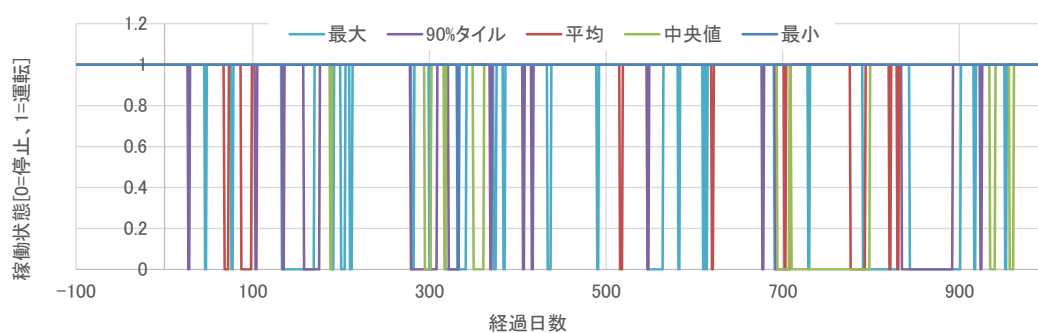
また地震被害の程度及び属性の異なる 4 つのユニットを例に、地震による停止からの復旧及び計画外停止の発生タイミングを示したものが図 5.4-2 である。地震被害が軽微でかつ比較的高経年、大規模な汽力発電ユニットとして広野 3 号機 ((a)) を、同じく地震被害が軽微でかつ経年数の若いコンバインドサイクル発電ユニットとして勿来 10 号機 ((b)) を、地震被害が大きく高経年、大規模な汽力発電ユニットとして袖ヶ浦 2 号機 ((c)) を、同じく地震被害が大きく経年数の若いコンバインドサイクル発電ユニットとして千葉 3-1 号機 ((d)) を選定した。図には 1,000 ケースのシミュレーションのうち計画外停止の累積発生回数が最小、最大、平均値、中央値、90%タイル値となったケースを示す。図の横軸は地震発生からの経過日数を表しており、(a)及び(b)の発電所は地震による被害が軽微で早期に運転を再開するため地震発生から 100 日以内の比較的早期から事故が発生している。またユニット間で比較すると、150 日及び 300 日前後は 4 つのユニットすべてで事故が発生しており、複数設備の同時被災により深刻な供給力低下が発生し得ることがわかる。

以上より評価した発電所群の供給力の推移を図 5.4-3 に示す。1,000 回のシミュレーションの平均値は、地震被害のみを考慮した場合の平均値と比べて最大で 137 万 kW 程度低下する結果となった。地震被害のみを考慮した場合と計画外停止も含めて評価した場合との供給力の差の最大値を、試行ケースごとに評価した結果が図 5.4-4 である。平均は 416.8 万 kW、中央値が 410 万 kW、90%タイル値が 510.7 万 kW、最小値が 249.5 万 kW、最大値が 764.5 万 kW であり、本シミュレーションにおいて複数の設備で同時に計画外停止が発生した場合に失われる供給力は、発電所群の総出力 4,433 万 kW に対して最大で約 17% (764.5 万 kW) となった。この結果より、地震発生後の復旧過程における発電所群の運用において、計画外停止の発生が供給リスクとなる可能性が示唆される。

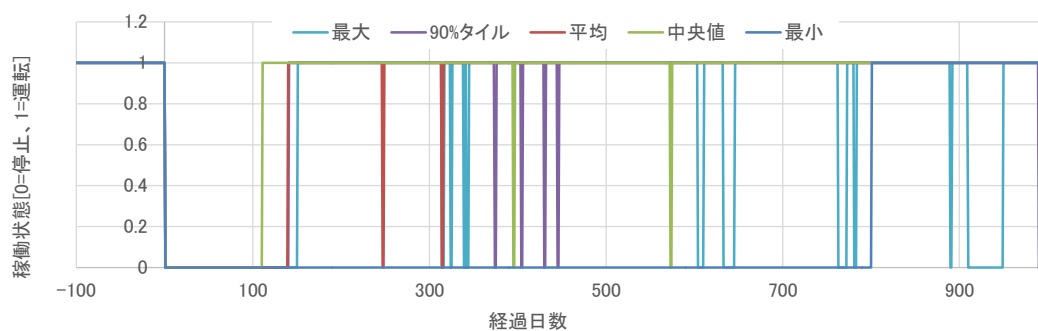
最後に、5.3 節及び本節の評価結果を踏まえ、発災後の供給リスクの高い発電所及びユニットを評価した結果を図 5.4-5 に示す。図には抽出された各発電所及びユニットの位置及び運転パターン (1,000 回のシミュレーションのうちランダムに選定した 25 パターン) を示す。まず、地震による停止期間の長い発電所としては、東京湾沿いの千葉発電所、姉崎発電所、袖ヶ浦発電所、品川発電所が挙げられる。これらの発電所はいずれも震度 6 強の地震動の強い地域に立地しており、地震被害による平均停止日数は 160 日を超えている。これに対し、計画外停止のリスクが高い発電所としては、広野発電所 1-4 号機、勿来発電所 10 号機、鹿島発電所 5・6 号機が挙げられる。図中の運転状況パターン図からわかる通り、これらのユニットは地震による設備被害が想定されていない、もしくは停止期間が比較的短時間である一方、計画外停止が高頻度で発生しており、1,000 日の評価期間における計画外停止による平均停止日数は、30~80 日程度となった。



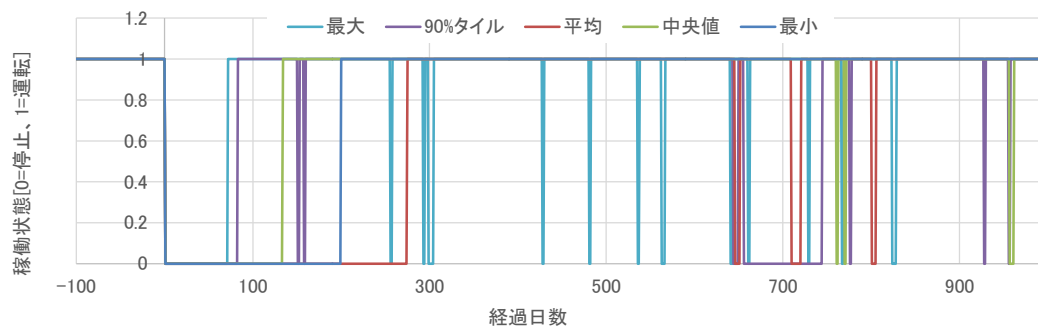
(a) 広野発電所 3 号機



(b) 勿来発電所 10 号機



(c) 袖ヶ浦発電所 2 号機



(d) 千葉発電所 3-1 号機

図 5.4-2 シミュレーションにおける各ユニットの運転状況

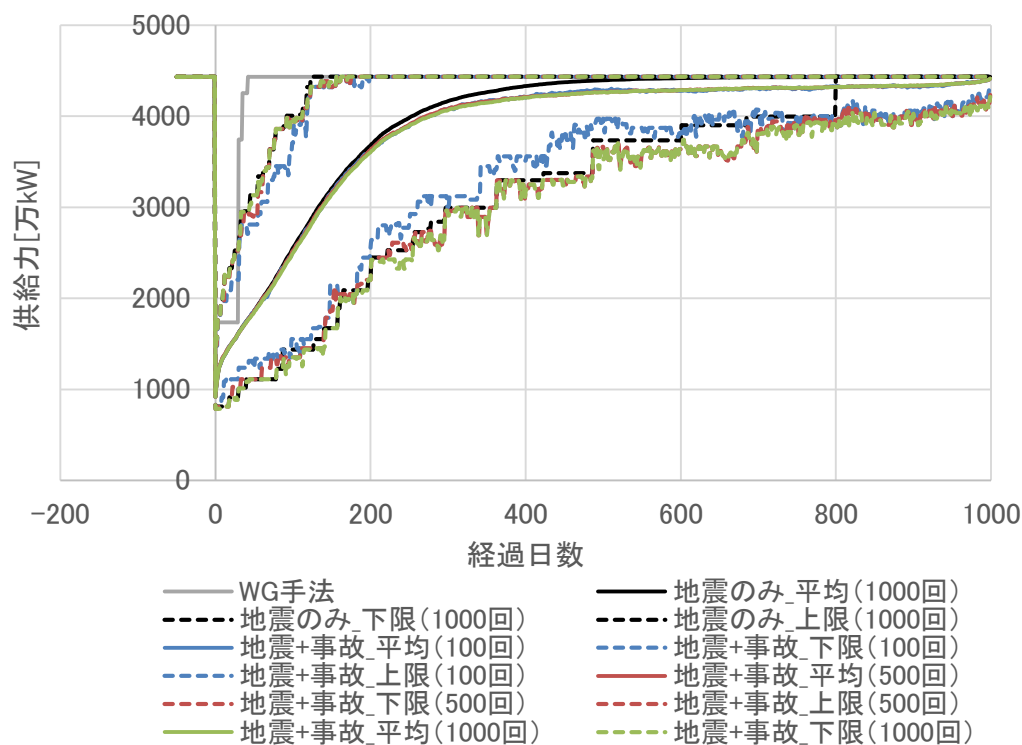


図 5.4-3 発電所群の供給力の推移（地震被害及び計画外停止）

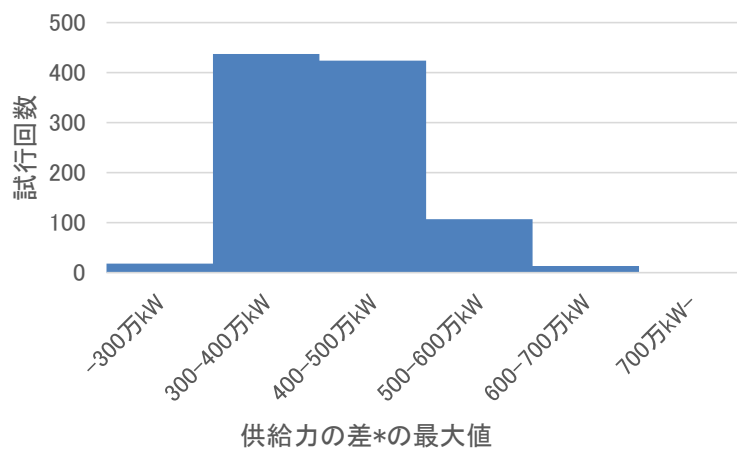


図 5.4-4 地震被害のみを考慮した場合と計画外停止も含めて評価した場合との供給力の差（最大値）の分布



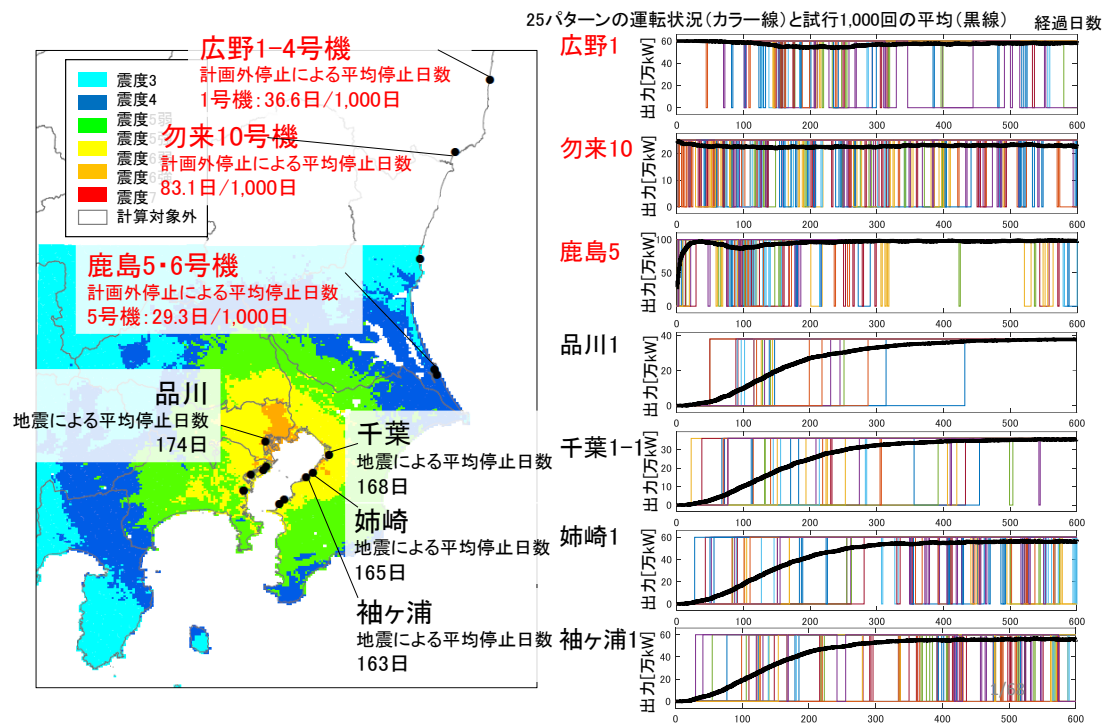


図 5.4-5 発電所別供給リスクの評価結果

## 5.5 まとめ

本章では、3章で構築した火力発電所の地震被害・復旧評価モデルと、4章で構築した高稼働時における計画外停止の評価モデルとを統合し、地震発生直後からの復旧過程における火力発電所群としての供給力の推移をシミュレーションした。

首都直下地震を対象とした試算（試行回数 1,000 回）の平均的な傾向として、まず地震による影響に関しては、発災直後の供給力の平均は 974 万 kW（22%）まで低下し、1 週間後には 1,289 万 kW（30%）、1 ヶ月後に 1,624 万 kW（37%）、5 割回復するのに 77 日、9 割回復するのに 250 日を要する想定となった。次に今回のシミュレーションにおける被害最大ケースと最小ケースとを比較すると、その差は最大で 2,997 万 kW となった。これらの結果より、本手法によって被害・復旧パターンの平均像やその多様性を評価することができた。また地震被害のみを評価した場合と、計画外停止を考慮した場合とでは、平均値の比較で最大 137 万 kW、各試行ケースの比較で最大 765 万 kW 程度（発電所群の最大出力の 17%相当）の差が生じることが示され、計画外停止の発生が運用上のリスクとなり得る可能性を示すとともに、本手法を用いることで発電所群の供給支障リスクをより精緻に、また総合的に評価できることが示された。加えて提案手法を用いることで、発電所及びユニット間で地震被害及び計画外停止それぞれの観点から供給リスクを比較することが可能となり、評価結果を具体的な対策へとフィードバックできることを示した。

## 参考文献

- [5.1] 藤本一雄、翠川三郎：近年の強震記録に基づく地震動強さ指標による計測震度推定法、地域安全学会論文集、Vol.7、pp.241-246、2005.
- [5.2] 三菱総合研究所：平成 26 年度災害に強い電気設備検討調査（災害時の電力需給等シミュレーションに関する調査）調査報告書、2015.

## 6. 結論

### 6.1 本研究で得られた知見

本研究では、巨大複合災害に対する火力発電所の供給リスクを評価するために、2011 年東日本大震災による火力発電所の被害・復旧事例及びその後の 2011 年及び 2012 年夏季における火力発電所の事故発生実績に基づき、(1) 地震・津波による火力発電所の設備被害及び停止期間の評価モデル及び、(2) 発災後の高稼働時における火力発電所の計画外停止発生確率の評価モデルを構築し、これらの手法を統合することで (3) シナリオ地震に対する火力発電所群の供給力をシミュレートする手法を構築した。

#### (1) 地震・津波による火力発電所の設備被害・復旧期間評価手法

手法の構築にあたり、まず 1960 年以降に国内で発生した地震を網羅的に調査し、火力発電所への影響が確認された 19 の地震について、外力と停止期間との関係並びに発電機能及び復旧への支障となるリスク要因を定性的に分析した。抽出されたリスク要因は、「設備の異常・被害」、「設備の異常・被害に起因する二次被害」、「工業用水の供給支障」、「燃料の供給支障」、「外部電源の供給支障」、「復旧資源の確保状況」、「交通インフラ・物流の状態」、「復旧オペレーション（優先度）」、「系統異常」、「周辺施設の被害」の 10 である。その上で、本研究では最も影響の大きい設備の被災による供給支障に着目し、東日本大震災による火力発電所（29 発電所）の被害・復旧状況を独自にデータベース化した上で、その統計的分析に基づき火力発電所の各構成設備に対する地震・津波脆弱性関数及び設備の被害生起状況に応じて停止期間を評価するための復旧関数を開発した。

脆弱性評価の結果より、火力発電所の設備は地震動に対して、①システム耐性の高い設備（「タービン・発電設備」及び「排煙処理設備」）、②設計地震力相当の加速度で運転機能に支障が生じた比較的脆弱な設備（「ボイラー設備」）、③設計地震力相当の加速度で軽微な被害が生じた設備（「燃料貯蔵・輸送設備」、「取放水・給排水設備」及び「送受電設備」）の 3 つに分類でき、運転に支障が生じるレベルの被害に対して発生確率が 50%となる加速度はそれぞれ、①435～525gal、②219gal、③350gal 前後であることが明らかとなった。同様に津波に関しては、①強い波力や漂流物の衝突を受けやすく比較的脆弱な設備（「港湾・荷役設備」）、②被害ランク間で脆弱性に関係が大きくシステム強度の高い設備（「ボイラー設備」、「タービン・発電設備」及び「構内環境」）、③各被害ランクの 50%損傷確率に相当する浸水深が近接していた設備（「排煙処理設備」）の 3 つに分類でき、大規模な被害及び運転に支障が生じるレベルの被害に対して発生確率が 50%となる浸水深はそれぞれ、①2.2m/1.2m、②10.9～12.1m/0.9

～1.3m、③3～4m、であることが明らかとなった。

また復旧関数の推計結果より、停止期間の長さに支配的な設備被害として「事務建屋・倉庫（A 以上）」、「ボイラー設備（B 以上）」、「取放水・給排水設備（被害ランク C 以上）」、「送受電設備（C 以上）」、「排煙処理設備（C 以上）」が特定された。その理由として、「事務建屋・倉庫」の被害は復旧の指揮や運営等、復旧活動の効率を低下させ得るため、「ボイラー設備」の被害は、足場の組み立て等、内部点検や修理に準備期間が必要となるためと考えられる。また「取放水・給排水設備」、「送受電設備」、「排煙処理設備」は、可搬型設備での代替が困難なこと、電源や水（洗浄用）は復旧活動に必要となることから選定されたと推察される。さらに設備間の被害生起の相関を考慮した結果、「事務建屋・倉庫」は津波による大規模な被害を受けている発電所を抽出するための変数として、「ボイラー設備」の被害は、地震及び津波による複数設備の同時被災が発生している発電所を抽出するための変数として考えられる。

## (2) 高稼働時における火力発電所の計画外停止発生リスク評価手法

2011 年及び 2012 年夏季の高稼働時における火力発電所（263 ユニット）の事故発生実績に基づき、生存時間解析の手法を用いて、発電方式及び事故経験の有無に応じた 4 つの計画外停止モデルを構築した。初回事故の発生確率は汽力発電（Conv1）の場合運転開始から 1 ヶ月で 16%、コンバインドサイクル発電（CC1）の場合は 7%であり、2 回目以降の事故の発生確率を比較すると、汽力発電方式（Conv2）の場合は 1.5～2 倍、コンバインドサイクル発電方式（CC2）の場合は 2～4 倍程度 2 回目事故の方が確率が高くなっている。このことから、1 度事故を発生させたユニットはその後事故の発生頻度が高くなる傾向にあることが示された。また汽力発電モデルとコンバインドサイクルモデルを比較すると、前者の方が 1.1～3 倍程度事故頻度が高い結果となったが、これは本研究で調査対象とした汽力発電設備の方がコンバインドサイクル発電設備よりも高経年の設備が多かった影響と考えられる。

さらに発電ユニットの特性として、経年数、発電所の規模（出力）、燃料種別を事故モデルの説明変数候補として分析を行った。その結果、汽力発電設備については、初回事故に関しては高経年、大型、石油設備の事故頻度が高く、2 回目以降の事故については小中規模設備の事故頻度が高いことが明らかとなった。同様にコンバインドサイクル発電設備については、初回事故、2 回目以降の事故ともに、若年、大型、石炭ガス化設備の事故頻度が高い結果となった。「経年数」は Conv2 を除く 3 つのモデルで説明変数として選択され、Conv1 においては高経年のものほど事故発生確率が高くなる一般的な傾向と一致したが、CC1、CC2 においては経年数の小さいものほど故障率が高くなるモデルとなり、この理由として、(1)初期故障による影響、(2)設備増強によりコンバインドサイクル化された設備の経年数過小評価の可能性とその影響が示唆される。「燃種」に関しては、Conv1 モデルで石油設備の事故率が高くなっていたが、これは高経

年の設備が多いことが影響していると考えられる。また CC1 及び CC2 モデルについては石炭設備が他と比較して故障頻度が高くなる傾向になったが、これは石炭ガス化火力の場合システムがより複雑となる傾向にあることが影響していると考えられる。

### (3) シナリオ地震に対する火力発電所群の供給力のシミュレーション

(1)(2)で開発したモデルを統合し、シナリオ地震に対して発生直後から復旧過程における火力発電所群の供給力の推移を試算した。首都直下地震を対象とした試算の結果、地震による影響に関しては、発災直後の供給力の平均は 974 万 kW (22%) まで低下し、1 週間後には 1,289 万 kW (30%)、1 ヶ月後に 1,624 万 kW (37%)、5 割回復するのに 77 日、9 割回復するのに 250 日を要する想定となった。今回のシミュレーションにおける被害最大ケースと最小ケースの差は最大で 2,997 万 kW となり、本手法で用いる確率論的なアプローチによって、多様な被害・復旧パターンを評価できることが示された。また地震被害のみを評価した場合と、計画外停止を考慮した場合とでは、平均値の比較で最大 137 万 kW、各試行ケースの比較で最大 765 万 kW 程度差が生じることが示され、計画外停止による供給支障リスクも無視できないレベルであることが明らかとなった。さらに提案手法による一連の評価を通して、発電所及びユニット単位で供給リスクを比較することが可能となり、より具体的な対策の立案のために評価結果が活用可能であることを示した。

## 6.2 本提案手法の課題と今後の展開・展望

本研究では一貫して被害事例や事故の発生データの統計的分析に基づく評価モデルの構築を試みた。火力発電所の地震・津波被害及び発災後の高稼働状況における計画外停止の発生実績のデータベース化やその分析は著者の知る限り国内外を通して初めての試みであり、重要な知見を得ることができた。一方で、モデルの構築に用いた実績データは日本国内の一般電気事業者及び卸電気事業者が所有する火力発電所に関するものであり、海溝型の超広域災害である東日本大震災により得られたものである。事例の継続的収集による、データの拡充（地震タイプ、被災エリアの規模等の多様化）及びそれを踏まえたモデルの検証・更新及び汎化性の向上はいずれのモデルについても共通の課題であるが、それ以外の面において、本研究で構築したモデルに対する適用上の制約及び課題を以下に示す。

### (1) 地震及び津波に対する火力発電所の設備脆弱性関数

- 設備の設計基準の影響評価

設備の耐震性には、そもそもの設計基準が大きく関係する。前述の通り、本研究において脆弱性の推計に活用したデータは、日本の一般電気事業者及び卸電気事業者の所有する国内の火力発電所を対象として調査したものであり、これらの事業者が所有する国内の他の火力発電所に関しては、JEAC3605をベースとして設計基準が同程度であると考えられるために適用可能であるが、国外の発電所や国内の発電所についても比較的小規模な新規事業者の設備について適用する際には、設計法の相違点を精査する必要がある。また関連する設計基準が改定された場合には、その前後のデータを分類した上で感度分析を実施する等、設計方法の影響を把握しておく必要がある。

- 設備の管理状態の考慮

設備の耐震性に影響する要因として、経年数も挙げることができる。一般的に設備の耐力は経年劣化により低下するため、例えば材料試験ベースで得られた知見及び事業者によるメンテナンス履歴を参考として、脆弱性が適用可能な設備の範囲を検討する方法が考えられる。

- 異なる外力指標に対する脆弱性の再評価

本研究では、地震に対しては地表面最大加速度（PGA）、津波に対しては敷地内の最大浸水深を指標として脆弱性を評価した。これらの指標は既往の脆弱性分析における実績及びデータの入手可能性から選定したものであるが、設備によっては必ずしも被害との相関が最も高い指標とは言えない。地震については速度や周波数成分の特徴を考慮した最大速度（PGV）や計測震度、スペクトル強度（SI 値）が、津波に対しては流速や波力が代表的な指標で

あり、各設備の被害発生メカニズムを勘案して適切な指標を選定することで、予測精度の向上を見込むことができる。

- 地震及び津波の重畳による被害の拡大の考慮

本研究では、地震による被害及び津波による被害はそれぞれ独立に発生すると考え、それぞれの評価結果のうち、いずれか被害程度の高い方を当該設備の被害とすることとした。しかし実際には、地震や液状化による基礎の損傷が先行して発生したことにより、その後の津波による被害が拡大することもある。より現実的な設備被害の評価を行うためには、解析や実験を通して被害発生過程におけるこのようなハザード間の相関を明らかにする必要がある。

- 被害の程度（被害ランク）の厳密化

本研究では、各設備の被害ランクは、設備を構成する主要機器の物理的な被害の程度を基本として3段階で定義したが、定量的に明確な基準に則ったものではない。今後、事例の蓄積を進めていく上でデータの質を高め、客観性、整合性のとれたデータベースを構築していくために、物理的な被害分析とシステム分析による機能的な構成機器の重要度を考慮した尺度の提案を課題とする。

## (2) 地震・津波に対する火力発電所の復旧関数

- 設備被害以外の要因の考慮

2.2 節で分析した通り、火力発電所の停止期間には設備被害以外の要因も影響し得る。その中でも設備の被害に続いて特に停止期間への影響度が高いと考えられるのが「復旧資源の確保状況」である。本研究で対象とした東日本大震災は超広域災害であり、1 事業者内でのリソースの分散だけでなく、他事業者からの応援の分散、また他の産業も同時に被災することによる復旧資源の競合等、被災エリアが局所的な災害と比べて復旧の様相が大きく異なると想定される。そのため、本復旧関数を用いて被災エリアが比較的限定的な災害を評価する際には、復旧リソースの配分等の面から適用の妥当性を検討する必要がある。

## (3) 高稼働下における火力発電所の計画外停止評価モデル

- 高稼働下における計画外停止発生頻度の特殊性の検証

本モデルは、東日本大震災発生後、特に需給バランスの厳しかった直後の2年間のデータを対象に分析したものである。2010年以前については同様の情報が公開されていないために、発災前後での計画外停止頻度の比較は実施できず、今後の課題である。これに対しては、今後継続的にデータの収集と分析を行うことで、需給バランスの改善や火力発電所の高負荷状態の解消に伴う計画外停止発生頻度の変化を分析する予定である。



以上、本研究で構築したモデルに対して適用上の制約及び課題を整理した。現在電力システムは、系統の広域運用や発電・小売事業の自由化と新規参入、発送電の分離、再生エネルギーをはじめとする電源の多様化・分散化等、急速に変化を遂げている最中であり、物理的なシステムやその運用体制が複雑化している。その結果、自然災害のような有事においてシステム全体の振る舞いを予測する必要性が高まりつつも、それが非常に困難となっている。その一因はシステムの各構成要素について災害発生時の挙動をモデル化できていないことである。これに対し、本研究における一連の分析のフレームワークは、火力発電所に限らず一定量の被害実績データが存在するあらゆる工学システムの信頼性評価に対して適用可能なものであり、発電設備に限っても、例えば火力発電所と同様に地震・津波による被害・復旧の汎用的な評価手法が確立されていない水力発電所や再生エネルギー発電施設へも展開可能である。各電源の脆弱性や復旧性に関する特徴を理解することは、多様な電源が相互に補完し合いながら総体として調和的に、冗長性をもって稼働する電力システムの実現、具体的には多様な電源のベストミックスや系統電源と分散型電源の統合的なマネジメントのために不可欠な要素であり、本研究は将来に向けてより信頼性の高い電力システムの構築に貢献できると考える。

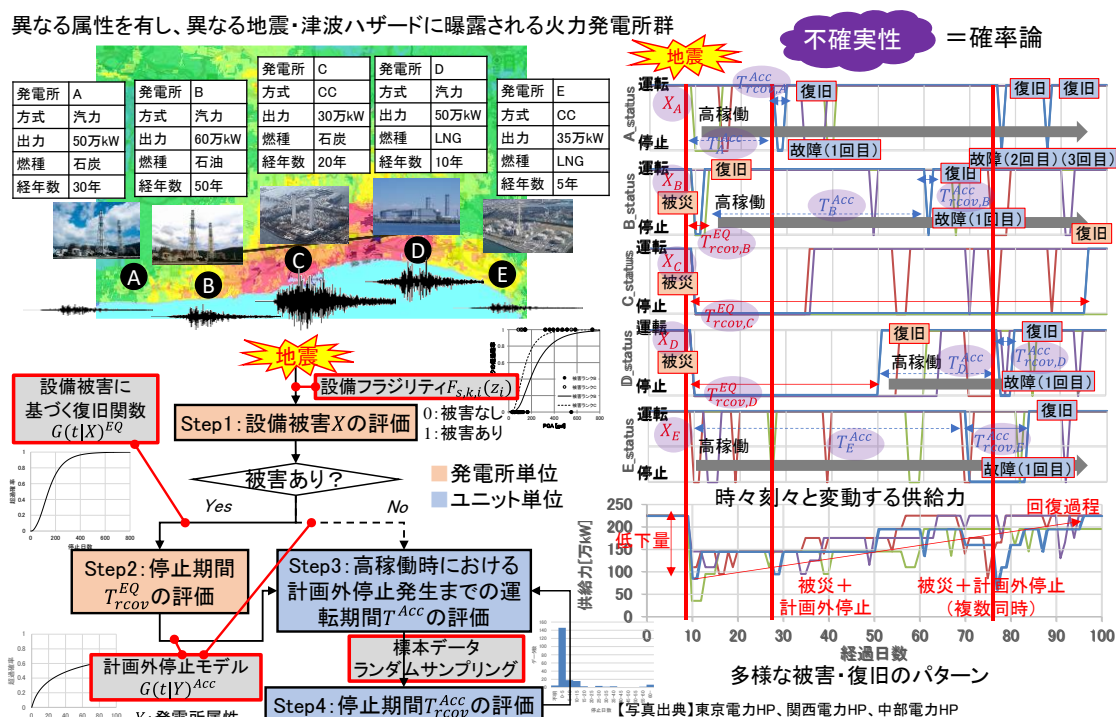


図 6.2-1 本研究の枠組み

# 謝辞

本論文は、筆者が筑波大学大学院システム情報工学研究科構造エネルギー工学専攻博士後期課程及び勤務先である一般財団法人電力中央研究所に在籍中の研究成果を取りまとめたものである。

同大学院システム情報系准教授庄司学先生には、大学3年時から長きにわたり指導員としてご指導いただきました。2015年に博士後期課程に入学してから2度にわたる産休・育休をはさみましたが、学位論文をまとめるにあたりくじけそうになったときには辛抱強く叱咤激励していただき、研究成果に対していつもポジティブにコメントいただきましたことに心から感謝いたします。

また同研究科教授 石田政義先生、境有紀先生、松島亘志先生並びに岡島敬一先生には副査として、エネルギーシステム、防災、システム信頼性等各ご専門の観点より論文及び研究の今後の展開について大変貴重なご意見をいただきました。ここに深謝の意を表します。

勤務先である電力中央研究所の皆様には、短時間勤務中で業務に割くことが出来る時間に制約があるにも関わらず、博士課程への入学に賛同頂き、多大なご支援を頂きましたことに心より感謝いたします。特に梶谷義雄主任研究員（現 香川大学教授）には、入所以来社会人として、研究者としてあらゆる面で勉強させていただきました。

庄司研究室の皆様には、ゼミでの議論を通した研究面でのサポートだけでなく、履修や大学院生活全般についてお世話になりました。ありがとうございました。

最後に、私の意志を尊重し応援してくれた家族に心より感謝いたします。

2019年6月

## 関連業績

### ■ 査読付論文

- (1) 湯山安由美、梶谷義雄：2011 年東日本大震災のデータに基づく火力発電所の被害・復旧関数の推計、土木学会論文集 A1（構造・地震工学）、Vol.70、No.4（地震工学論文集第 33 巻）、p. I\_664-I\_677、2014.
- (2) A. Yuyama, Y. Kajitani and G. Shoji: Simulation of Operational Reliability of Thermal Power Plants during a Power Crisis: Are We Underestimating Power Shortage Risk?, Applied Energy, Vol.231, pp.901-913, 2018.

### ■ 査読付国際会議発表

- (1) A. Yuyama, Y. Kajitani and G. Shoji: Damage and Recovery Model of Thermal Power Plants Based on the 2011 Tohoku Earthquake and Tsunami, 12th International Conference on Structural Safety and Reliability (ICOSSAR2017), Wien, Vienna, Austria, 7906, 2017.

### ■ 口頭発表（国外）

- (1) A. Yuyama and Y. Kajitani: Recovery Estimation Model of Thermal Power Plants damaged by Complex Hazards -Case of the 2011 Tohoku-oki Earthquake, Society for Risk Analysis 2013 Annual Meeting Baltimore, Maryland, USA, P.49, 2013.

### ■ 口頭発表（国内）

- (1) 湯山安由美、梶谷義雄：2011 年東日本大震災における火力発電所の被害分析、第 33 回地震工学研究発表会、4-515、2013.
- (2) 湯山安由美、庄司学、梶谷義雄：大規模地震・津波災害時における火力発電所供給能力評価手法の構築に向けた発電機能低下・復旧遅延要因の体系的整理、日本地震工学会・大会、P4-26、2017.