



RIETI Discussion Paper Series 19-J-060

**電力システム改革政策評価モデルの機能強化・拡張について
- 九州地域を例とした都道府県別での電力・調整力需給モデル化 -**

戒能 一成
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

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

電力システム改革政策評価モデルの機能強化・拡張について
- 九州地域を例とした都道府県別での電力・調整力需給モデル化 -*

戒能一成（経済産業研究所）

要 旨

2016年度から開始された電力システム改革により発電及び小売部門の全面自由化が一巡し、電力関連の政策議論は従来の電力需給に加えて調整力需給の市場創設や運用監視、更には2020年に予定される法的分離後も規制事業として残される送変配電部門での経済厚生の確保・拡大の問題へとその焦点が変遷していくものと考えられる。

本稿においては上記政策議論の変化に対応すべく、2016年に開発した電力システム改革政策評価モデルを基礎として、電力需要や再生可能エネルギー発電及び発電機の事故・故障などによる変動の規模と発生確率を実績値に基づいて地域別・時間帯別に推計し、電力に加えて調整力の需要量・均衡価格の推計が可能な確率モデルへ機能を強化した。更に今後の送変電部門に関する政策議論に向けて、都道府県別の電力需要と発電設備の所在地に関する情報を用い地域別の電力・調整力需給の推計結果を地域内送電による都道府県間需給に変換し地点別限界費用を推計すべく機能を拡張した。

具体的に2016年度から2018年度迄の「でんき予報」など各種公開情報による実績値を用いて九州地域における時間帯別の電力・調整力需給を推計し、これを地域内送電による九州7県間需給に変換するとともに、電力・調整力需給における潜在的な問題点の検討、地点別限界費用の推計及び送電線の新設影響評価などを試行し当該機能強化・拡張後のモデルによる推計・評価の有効性を実証した。

今後当該モデルの試算対象の全国47都道府県への拡大など更なる機能強化・拡張を進め、実用的な電力関連の政策評価への応用・展開を図ることが期待される。

キーワード：電気事業、規制制度改革、政策評価

JEL classification: L94, K23, C54

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

*本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所、原子力損害賠償・廃炉等支援機構又は UNFCCC-CDM 理事会など組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

電力システム改革政策評価モデルの機能強化・拡張について
- 九州地域を例とした都道府県別での電力・調整力需給モデル化 -

- 目 次 -

1. 開発背景・目的	… 1
1-1. 開発背景	… 1
1-1-1. 電力システム改革と残された課題	… 1
1-1-2. 電力需給と本稿での調整力などの定義・分類	… 5
1-1-3. 主要海外市場の電力・調整力需給に関する制度	… 11
1-1-4. 主要海外市場での地点別電力価格に関する制度	… 20
1-2. 問題意識と本稿の目的	… 23
1-2-1. 電力・調整力需給の分析と問題点	… 23
1-2-2. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換と問題点	… 27
1-2-3. 本稿の目的	… 31
1-3. 先行研究と本稿の関係	… 32
1-3-1. 主要先行研究の概要	… 32
1-3-2. 本稿と主要先行研究との関係	… 32
2. モデルの基礎的方法論	… 33
2-1. 電力・調整力需給実績と調整力需要の発生要因となる変動の推計方法	… 33
2-1-1. 電力・調整力需給実績と調整力需要要因となる変動の推計の考え方	… 33
2-1-2. 需要側実績及び変動の具体的推計方法	… 40
2-1-3. 供給側実績及び変動の具体的推計方法(1) 再生可能エネルギー発電	… 42
2-1-4. 供給側実績及び変動の具体的推計方法(2) 火力・原子力発電など	… 48
2-2. 電力・調整力需給均衡の推計方法	… 58
2-2-1. 地域別・時間帯別での電力・調整力需給の推計方法	… 58
2-2-2. 広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計方法	… 76
2-3. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法	… 83
2-3-1. 都道府県別・時間帯別での電力・調整力需給の推計方法	… 83
2-3-2. 都道府県間の送受電と潮流値の推計方法	… 85
2-3-3. 都道府県毎の地点別限界費用(LMC)の算定方法	… 89
3. 九州地域を例とした電力・調整力需給の推計	… 91
3-1. 九州地域を例とした推計(1) 電力・調整力需給実績及び変動の推計	… 91
3-1-1. 九州地域での需要側実績及び変動の推計結果	… 91
3-1-2. 九州地域での供給側変動の推計結果(1) 再生可能エネルギー発電	… 96
3-1-3. 九州地域での供給側変動の推計結果(2) 火力・原子力発電など	… 102
3-1-4. 九州地域での調整力需要と確率分布の時間帯別合成結果	… 108
3-2. 九州地域を例とした推計(2) 電力・調整力需給の推計	… 113
3-2-1. 九州地域における電力・調整力需給の推計結果	… 113

3-2-2. 九州地域における電源種別別固定費用回収度などの推計結果	… 115
3-2-3. 九州地域における電力・調整力需給などの燃料価格による感度分析	… 118
4. 九州地域を例とした電力・調整力需給の都道府県間需給への変換	… 122
4-1. 九州地域を例とした電力・調整力需給の都道府県間需給への変換	… 122
4-1-1. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(1) 最大需要	… 122
4-1-2. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(2) 最大残余需要	… 124
4-1-3. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(3) 最小需要	… 126
4-1-4. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(4) 最小残余需要	… 128
4-2. 九州地域を例とした送電線新設の影響評価	… 131
4-2-1. 九州地域を例とした送電線新設(大分-宮崎間)の影響評価	… 131
5. 結果の考察と今後の課題	… 136
5-1. 結果の考察	… 136
5-1-1. 結果の考察(1) 電力・調整力需給などの推計結果と問題点	… 136
5-1-2. 結果の考察(2) 推計の本質的限界と継続的改善作業の必要性	… 137
5-2. 今後の課題	… 138
5-2-1. 今後の課題	… 138
補 論	
補論 1. 各種公的統計による再生可能エネルギー発電設備の都道府県別設備容量の実績値について	… 140
補論 2. 月別・時間帯別及び地域別での太陽光発電の発電可能電力量比率の推計について	… 143
補論 3. 燃料種別・運転開始年度別の火力発電効率及び所内率の推計について	… 145
補論 4. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書による固定費用・可変費用の推計について	… 148
補論 5. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書による LNG 複合火力発電及び石炭火力発電の新設費用の推計について	… 149
補論 6. 確率分布が正規分布又はポアソン分布に従う場合での度数分布の形状について	… 151
参考図表	
参考図表 1. 九州地域の季節別(4月,7月,10月及び1月)での電力需要・再生可能エネルギー発電の時間内変動及び予測誤差合成結果	… 153
参考図表 2. 九州地域の季節別(4月,7月,10月及び1月)での電力・調整力需給及び電源構成の推計結果	… 157
参考文献	… 161
行政資料・調査報告、統計出典及び学術文献	

2019年9月
戒能 一成 (C)

1. 開発背景・目的

1-1. 開発背景

1-1-1. 電力システム改革と残された課題

1-1-1-1. 電力システム改革の概要 (図 1-1-1-1-1.参照)

2011年3月の東日本大震災・福島第一原子力発電所事故による大規模な電力供給障害を契機として、日本の電力政策は従来の一般電気事業者による地域別の独占供給体制に代えて広域的で市場原理に基づいた供給体制により電力の供給安定性・経済合理性・環境調和性の鼎立を図るべく大きな政策変更が実施された。

2013年4月の「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」においては、以下の3点を今後の主要な改革目標^{*1}としており、その決定内容は2013年度から2015年度の通常国会において電気事業法が改正され2016年4月から本格実施に移されている。図1-1-1-1-1.に当該改革方針の概要を示す。

更に当該改革方針の実施に必要な技術的・組織的事項については、経済産業省総合資源エネルギー調査会及び電力広域的運営推進機関^{*2}などでの議論が反映され随時これに追加され実施に移されている。

[図 1-1-1-1-1. 電力システムに関する改革方針(2013年4月閣議決定)の概要]

1. 広域系統運用の拡大

- ・ 「広域系統運営機関^{*3}」を設立し、全国大での需給運用機能を強化する
- ・ 周波数変換設備・地域間連系送電線等の増強に取り組む

2. 小売及び発電の全面自由化

- ・ 家庭部門を含む全需要家が電力会社を選べるようにする (小売の全面自由化)
- ・ 適正料金を確保する (経過措置としての料金規制の継続)
- ・ 発電の全面自由化等を措置する (卸規制の撤廃, 卸電力取引所の取引活性化)

3. 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保

- ・ 「法的分離」を実施する前提での改革を推進する
- ・ 中立性確保のための人事/予算等の規制を実施する
- ・ 事業者間で協調して需給調整・周波数調整等を行えるよう必要なルールを策定する
- ・ 送配電に関する投資回収は保証し、需給バランス維持を義務化する
- ・ 新たな供給力確保策を講じる (小売事業者への確保義務化, 広域機関の公募入札)

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁「電力システムに関する改革方針(参考資料)」2013年4月

1-1-1-2. 電力システム改革の実績と予定 (図 1-1-1-2-1-1.参照)

上記の「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」の内容については、既に3つの項目のうち「1. 広域系統運用の拡大」及び「2.小売及び発電の全面自由化」の主要部分については2016年4月迄に実施に移されているところである。

今後の当該システム改革に関連する予定については、北海道本州間新連系設備など広域

*1 総理官邸「電力システム改革に関する改革方針」(2013)、経済産業省資源エネルギー庁「電気事業制度について」(2019)他参考資料を参照。

*2 以下電力広域的運営推進機関(OCCTO)について「広域機関」と略称する。

*3 本稿でいう広域機関のことである。

機関において整備計画が策定された広域系統運用拡大のための施設整備が順次進められていくとともに、2020年度に向けて発送電の「法的分離」などに関連した制度整備が実施されていく見通しである。図 1-1-1-2-1-1.に当該改革方針の主要な実績と今後の予定を示す。

[図 1-1-1-2-1-1. 電力システムに関する改革方針(2013年閣議決定)の実績と今後の予定]

0. 法的制度整備

2013年11月(実施済) 電気事業法の改正 (以降2015年迄計3回改正実施)

1. 広域系統運用の拡大

2015年4月(実施済) 広域機関(OCCTO)設立
 2016年3月(実施済) 広域機関「広域系統長期方針中間報告」策定
 (周波数変換設備・地域間連系送電線等の整備方針)
 2019年3月(実施済) 北海道本州間新連系設備完工 (+300MW)
 2020年度頃 東京中部間連系設備完工予定 (+900MW)
 2027年度頃 東京東北間連系設備完工予定 (+6,000MW)

2. 小売及び発電の全面自由化

(2003年11月)(実施済) 卸電力取引所(JEPX)設立・運営開始
 2015年9月(実施済) 電力取引監視等委員会^{*4} 設立 (経済産業省傘下の「8条」委)
 2016年4月(実施済) 小売全面自由化
 2020年頃迄 経過措置料金規制による適正料金の確保
 (「法的分離」と同時期かそれ以降に廃止)

3. 送配電「法的分離」

2020年4月 送配電部門の「法的分離」実施
 2020年4月 需給調整市場創設、調整力・予備力などの市場取引実施

1-1-1-3. 電力システム改革の残された課題

1-1-1-1.で説明した「電力システムに関する改革方針」と1-1-1-2.で説明したその実績と予定を対比した場合、「1. 広域系統運用の拡大」及び「2.小売及び発電の全面自由化」と比較して「3. 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保」に関連する項目において具体的な進展がまだ見られないことが理解される。

特に事業者間で協調して需給調整・周波数調整等を行えるような必要なルールの策定、小売事業者への供給力確保義務化などについてはなお議論が続いている段階にある。

調整力などを巡る議論については一見して技術的で些末な問題と考えられがちであるが、「電力システムに関する改革方針」がこれらの問題を当初から課題として指摘しているとおり、当該問題は電力需給において送配電部門(一般送配電事業者)が中立性を確保し特に旧一般電気事業者の発電部門と小売事業者と契約している新規参入発電事業者が公正に競争を展開する上で非常に重要な問題^{*5} であり、当該改革の実効性はこうした議論の結果に左右されることについて一般に殆ど理解がなされていない状況にある。

更に法的分離後も国内の一般送配電事業者については託送料金が総括原価方式による規制料金として存続することとなるが、米国・北欧などでは送電の混雑状況を反映し価格メカニズムを介して混雑の抑制を図る地点別電力料金制度が運用されているのに対し、国内

*4 2017年4月からの都市ガスに関する同様の制度改革を受けて現在は「電力・ガス取引等監視委員会」となっている。以下「電力監視委」と略称する。」

*5 電力監視委「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視について」(2017)を参照。

では未だに電圧階級別の均一料金となっており、送電の混雑状況などを反映した託送料金制度についての検討は本格的には行われていない状況にある。

本稿の目的は、従来の電力需給に関する定量的モデルによる推計を基礎に、広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計や地域別での予備力の予測が可能で、かつ当該推計結果を都道府県間需給に変換可能な新たな定量的モデルを開発することにより、関連する政策措置の適切な形成とその実施状況の監視を支援しようとするものである。

1-1-1-4. 広域機関「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」での議論 (図 1-1-1-4-1-1. 参照)

具体的に 1-1-2-1. で説明した「電力システムに関する改革方針」を受けた電力・調整力の調達・確保の促進については、電気事業法第 28・29 条に基づく広域機関の業務として位置づけられており、必要があれば広域機関が供給区域毎に電源入札を実施し翌年度の需給バランスの均衡を確保すべきこととされている。

当該業務遂行の必要上から、広域機関は各小売事業者及び一般送配電事業者の供給計画などの情報を毎年度徴求・分析し電源入札の必要性を含めた必要な措置について意見を付して経済産業大臣に提出することとされている。

広域機関で当該問題を取扱っている「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会^{*6}」においてこれまで検討されてきた主要な論点は、調整力・予備力の評価手法の検討、調整力需給・市場化の検討及び稀頻度リスク対応の検討の 3 つに大別される。

図 1-1-1-4-1-1. に当該調整力委における主要な論点の概要を示す。

当該主要な論点のうち特に重要なものについては、次節以降において実績値などを用いながら個々に議論・検証していくものとする。

[図 1-1-1-4-1-1. 広域機関調整力委における主要論点]

- 調整力・予備力の評価手法の検討
 - 需給実績における具体的算定・評価基準
 - 前提条件及び確率分布と影響要因(気温影響・景気変動影響など)
 - 信頼性評価指標(LOLP, LOLE, EUE など) 他
- 調整力需給・市場化の検討^{*}
 - 調整力種別細分化(一次・二次・三次)
 - 上げ調整力の必要量・確保量及び下げ調整力の確保量と算定方法
 - 需要及び供給実績による変動分析・予測誤差分析と調整力必要量評価 他
- 稀頻度リスク対応の検討
 - 気象変動(厳冬・猛暑)、大規模自然災害など性質別の稀頻度リスク評価
 - リスク対応手法別評価(GF・LFC, EPPS, 瞬時需給調整・負荷遮断他) 他

(図注) 調整力需給・市場化の検討はほぼ一巡し結果は需給調整市場の制度設計に反映されている。

^{*6} 広域機関「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」(以下「調整力委」と略称する)は 2016 年から関連する検討を開始しており、2019 年現在もなお活発な議論が行われている。

^{*7} 他に経済産業省総合資源エネルギー調査会電気ガス事業分科会や電力ガス取引等監視委員会制度設計委員会などの関連する制度検討機関が存在するが、広域機関調整力委においては関連する他の委員会の議論を非常に丁寧に参照しつつ議論を行っており、本項では当該広域機関調整力委の資料を基礎としてモデルを構築していくものとする。

1-1-1-5. 調整力に関する需給調整市場の創設に向けた検討と方針

1-1-1-2.で説明した「電力システムに関する改革方針」の今後の予定のうち、「3.送配電法的分離」に関連した問題である需給調整市場の創設については、広域機関調整力委などでの準備作業を基礎として2020年4月からの実施が決定している。

従来の電力需給における調整力などの確保については各一般送配電事業者が区域内で必要となる調整力などを自社電源により確保する方式であったが、2016年度からは一般送配電事業者が調整力を公募入札する方式に改められている。

当該方式においては調整力は「電源Ⅰ(一般送配電事業者の専用電源)」、「電源Ⅱ(小売電気事業者の供給力等と調整力が相乗りとなっている電源)」及び「電源Ⅲ(小売電気事業者の供給力等であるが調整力でない電源)」に区分され、更に電源Ⅰは周波数制御機能の有無(I a/I b)や10年に1度程度の猛暑・厳寒に対する調整力(I')に細分化された上で公募調達が行われている。当該方式では調整力の調達・確保の透明性向上には一定の効果があるものの、調整力の調達・確保が年数回の公募毎にしか行えないため、各時点での需給状態に応じた弾力的・効率的な調達・確保は困難であるという問題がある。

このため1-1-1-4.で説明した広域機関調整力委での調整力需給・市場化の検討結果を基礎として、2020年4月から一般送配電事業者が行う調整力などの調達・確保は新たに創設される常設の需給調整市場において行うよう制度変更することが決定^{*8}している。

当該需給調整市場で調達された調整力の運用については、事前に調整力の調達に要した対価(Δ kW 対価)と実際に投入された調整力が供給する電力量対価(kWh 対価)の合計が費用となるため、理想的には米国 PJM のような両者の和(「 Δ kW 対価+kWh 対価」)をシミュレーションモデルを用いて最小化する運用が考えられる。しかし現状このようなモデルが国内に存在せずまた欧州主要地域ではこのようなモデルを用いず単純に kWh 対価の限界費用順序で運用されているため、調整力についても kWh 対価の限界費用順序に基づいて運用することとされている。

1-1-1-6. 託送料金制度に関する検討と方針

託送料金制度については、前述の「電力システムに関する改革方針」の中には直接的には制度改正などが何も位置づけられていない。このため現状のシステム改革において、託送料金制度は当該改革方針のうち「1.広域系統運用の拡大」における周波数変換設備や地域間連系送電線の増強に伴う投資を確保しその回収を促進する役割のみを与えられているものと考えられる。

他方で「2.小売及び発電の全面自由化」における適正料金確保の観点から、2016年4月の全面自由化に際しての託送料金・約款の改訂時において各一般送配電事業者の料金設定や約款内容の妥当性について経済産業省において子細に審査が行われ、過去の送電料金と比べて一定程度の料金引下げが実現したことは事実として指摘できる。

しかしながら、今後の託送料金制度の見直しの時期や方向性については、現状では何も決定されていない状況にある。

^{*8} 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制度検討作業部会「需給調整市場について」(2017)(資源エネルギー庁提出資料)を参照。

1-1-2. 電力需給と本稿での調整力などの定義・分類

1-1-2-1. 電力需給と「計画値同時同量」

2016年度の電力システム改革による完全小売自由化後の国内電力需給においては、電力需給は旧一般電気事業者による一括供給体制から、発電・小売段階での事業規制の撤廃と届出・登録化に伴い自社電源や相対取引・卸電力取引などを活用して小売事業者がそれぞれ必要な電源容量を供給力として調達・確保し系統に提供する形態に移行している。

本稿では小売事業者が調達・確保した電源容量を「小売供給力」と定義し、これを用いて実際に顧客に提供した電力を単に「電力」と呼称する。

現在の電気事業法に基づく国内制度では、小売事業者は自らが契約する企業・家庭など需要家の電力需要に対して30分単位での「計画値同時同量」を満たす供給力を系統に提供する義務を負うが、現実の需要変化や発電機の事故・故障など供給力の変動との差異分は一般送配電事業者が「インバランス」として調整し必要な費用を当該差異分を生じさせた小売事業者や発電事業者から徴求し金銭精算することとされている。

つまり現状において小売事業者は直接的に調整力・予備力の調達・確保義務を負っておらず、国内では「小売調整力」「小売予備力(・小売予備率)」などの概念は用いられていない⁹。

現状において各一般送配電事業者は供給区域内の送配電系統に「中央給電指令所」を設け、公募入札により調達・確保した調整力・予備力などを運用して一時的な需給変動を常時補填・吸収する運用を2016年度の電力システム改革以前と同様に実施しており、これに必要な費用は託送料金の一部として需要家全般に一律賦課されている。

1-1-2-2. 電力需給と調整力 (図 1-1-2-1-1.左部分参照)

他方で数分間単位での短時間での需要変動や発電出力変動などによる供給力の変動があっても送変電系統が支障なく運用できるためには、前述の30分単位での「計画値同時同量」では全く不十分であり、発電機の特定の機能などを使ってこうした変動を即座に補填・吸収して調整を行うことが必要である。本稿ではこうした電力系統運用上の必要から数分間単位での短時間の変動に備えて調達・確保しておく特定の発電容量や機能などを「調整力」と定義する。図 1-1-2-1-1.左部分に調整力の概念を示す。

調整力においては対応すべき変動に応じ供給が不足する方向の負の変動を補填する「上げ調整力」と供給が過剰となる方向の正の変動を吸収する「下げ調整力」に分けられる。通常「下げ調整力」は運転中の発電機の出力調整により比較的容易に実現できるため、該当時点で小売供給力となっていない発電機などによる「上げ調整力」が主に問題とされる。

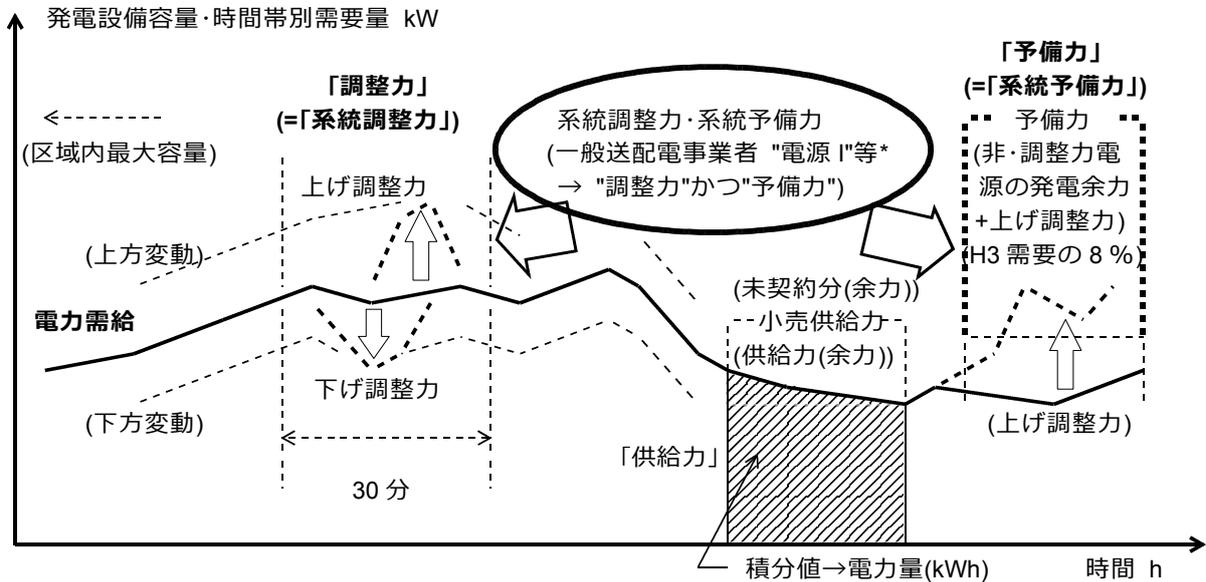
現状の電気事業法などに基づく国内制度において、調整力については需要家側に起因した変動及び小売事業者が調達・確保した供給力の予測誤差・時間内変動や事故・故障など偶発的要因に起因した変動(いわゆる「インバランス」)並びに再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT¹⁰)の実施により調達された太陽光発電・風力発電などの予測誤差・時間内変動に起因した変動について、その全部に対応できる大きさの調整力を一般送配電事業者が一括

⁹ 広域機関調整力委「定義集」(以下「広域機関定義集」と呼称する。)においては単に「調整力」「予備力」などの呼称が用いられているが、本稿においては議論に支障するため一般送配電事業者が法制度に基づき調達・確保する義務を負う場合を「系統供給力」「系統調整力」「系統予備力」とし同様に小売事業者が調達・確保する義務を負う場合を「小売供給力」「小売調整力」「小売予備力」などと区別して定義する。以下同様である。

¹⁰ 固定価格買取制度 FIT: Feed In Tariff (-System)

して調達・確保し提供する義務を負っている。本稿では当該確保分を「系統調整力」と定義する。国内での系統内の電力需給は上述の要因などにより各時間帯内に常時 $\pm 3\%$ 程度変動している^{*11}とされており、当該変動を補填・吸収するため系統調整力が用いられている。

[図 1-1-2-1-1-1. 国内での電力需給と調整力・予備力などの概念]



(図注) *現状の国内においては制度上「調整力」は全て「系統調整力」であり「予備力」は「系統予備力」であるため、海外と異なり「小売調整力」・「小売予備力」などの概念は用いられていない。

1-1-2-3. 電力需給と予備力 (図 1-1-2-1-1-1.右部分参照)

上記のとおり国内での通常の電力・調整力需給は小売事業者が調達・確保した小売供給力と現実の需給との短時間での差異を補填・吸収する系統調整力により運用されている。

しかし異常な猛暑・厳冬の影響などによる需給逼迫時への対応としては上記小売供給力と系統調整力だけではなお不十分であり、一般送配電事業者に対しては専用の予備発電容量の確保などの措置が義務づけられている。本稿では一般送配電事業者が調達・確保しておくべき発電容量を「系統予備力^{*12}」と定義し最大 3 日平均需要("H3")に対する比率を「系統予備率」として定義する。他方で各一般送配電事業者の供給区域について需給逼迫の緊急事態に究極的に投入可能な発電容量は、後述する調整力として調達・確保されていない電源の発電余力分と「上げ調整力」の合計容量であるため、これらの合計を「予備力」と定義し最大 3 日平均需要("H3")に対する比率を「予備率」として定義する。

図 1-1-2-1-1-1.右部分に予備力の概念を示す。

供給区域内で適切な予備力が確保されない場合には需給不均衡の拡大に伴い供給区域内での周波数低下を経て停電に至るため、電気事業法に基づく国内制度により一般送配電事

*11 総合資源エネルギー調査会電力ガス事業分科会電力需給検証委員会「2016年度夏期の電力需給見通しについて」(2016)を参照。但し調整力には当該時間内変動に加えて予測誤差及び発電機の事故・故障の要因による変動などが影響している。

*12 「予備力」とは広域機関定義集において「供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したものと」定義されている。本稿でいう「系統予備力」は広域機関定義集において一般送配電事業者により調達・確保される目的と電源の性質に応じて「電源Ⅰ」・「電源Ⅱ」などに区分されて定義されている。これらは「予備力」の内数であり部分概念と考えられる。

業者には最大 3 日平均需要("H3")に対し最低 8 %相当分の系統予備率の確保義務^{*13} が課されている。

当該予備力の必要容量については、従来は最大需要月において気象要因など偶発的な需給変動に対する「見込不足確率(LOLP^{*14})」が 0.3 日/月(約 1%)未満という信頼度を満たすべく最大 3 日平均需要("H3")に対し系統予備率 7 %という基準が決定され、景気循環変動など持続的需要変動分 1 ~ 3 %と合計し「最低でも系統予備率 8 %」という基準の根拠^{*15} とされてきた。2017 年度からは更に「厳気象"H1"需要^{*16}x103 %」と「平年"H3"需要 x101 %+「電源 I」必要量」の差分を「電源 I」として確保するよう系統予備力(・予備率)の確保義務が強化されている。

予備力については、需給逼迫時の供給増加を主な目的とするため調整力とは異なり「上げ」分のみが用いられる。また調整力のうち「上げ調整力」は予備力を構成する同一の設備の特定の機能により供給される場合が多いことから、単に予備力や系統予備力と言った場合にはその一部として「上げ調整力」分が量的・概念的に含まれていることとなる。

1-1-2-4. 調整力とその供給源

1-1-2-1.及び 1-1-2-3.で説明した調整力については、発電機の特定の機能(汽力・水力発電機のガバナフリー運転(GF)、負荷周波数制御運転(LFC)及び経済負荷配分運転(EDC)^{*17} あるいは各種発電機の出力抑制機能^{*18})を用いる場合、揚水発電所・大容量蓄電設備などの電力貯蔵施設そのものあるいは大規模な工場・事業所など即時対応可能な電力需要の調整・抑制(いわゆる「デマンドレスポンス(DR)」)^{*19} など概念的には様々な形態での調整力の供給源が

*13 総合資源エネルギー調査会電力ガス事業分科会電力需給検証小委員会(2016)での議論においては、予備率の考え方について「電力需要は常に上下 3 %程度で変動しており、これに対応するために最低でも 3 %の供給予備率が必要とし、更に計画外の電源脱落や予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に 4 ~ 5 %以上の供給予備率が必要であり、安定的な電力供給には 7 ~ 8 %の予備率確保が望ましい」とされており、広域機関においても当該考え方が継承されている。当該記述から明らかなおり前者の常時の変動に対応するための 3 %相当分は「上げ調整力」分である。

*14 「見込不足確率(LOLP; Loss-of-Load Probability)」は供給力不足の発生確率に対応する信頼度の概念である。当該確率を時間比で表示(時間/月など)した場合には「見込不足日数」と呼称される場合がある。

他に「見込不足時間期待値(LOLE: Loss-of-Load Expectation)(時間/年)」「供給力不足電力量期待値(EUE: Expected Unserved Energy)(MWh/年)」などの信頼性基準が存在する。

*15 沖縄地域には孤立系統であるため大規模電源脱落を考慮した特別な算式により系統予備力(・予備率)が定められている。

*16 「厳気象"H1"需要」とは 10 年に 1 回程度の猛暑・厳寒など電力需要が極端に増加する気象における最大電力需要をいう。

*17 ガバナフリー運転(GF: Governor Free (-Operation))とは汽力発電又は水力発電の発電機に附随する调速機を用いて外部負荷の変動如何にかかわらず発電機の回転速度を一定に保持し、系統周波数が低下した場合これを補填し逆に上昇した場合これを吸収するよう設定して運転することをいう。数秒~数分単位の変動への対応に用いられる。広域機関定義集の同項を参照。GF は「瞬動調整力又は瞬動予備力」と呼ばれることがある。

負荷周波数制御運転(LFC: Load Frequency Control (-Operation))とは各発電機において外部の負荷変動に起因する周波数変化や自機を送電電力の変化などを検出し周波数や潮流を規定値に維持するよう発電機の出力を制御して運転することをいう。数分~60 分程度の変動への対応に用いられる。米国では AGC と呼称される。広域機関定義集の同項を参照。

経済負荷配分制御(EDC: Economic load Dispatching Control)とは複数の発電機において出力の変化に応じて発電費用が最小化されるよう各発電機の出力を 30 分以上の単位で制御して運転することをいう。LFC・EDC はこれらを組合せて運用される場合があり「運転調整力又は運転予備力」と呼ばれることがある。

*18 例えば太陽光発電設備における出力抑制装置や風力発電設備におけるカットオフ装置、汽力発電設備におけるタービンバイパス装置(ボイラー蒸気などをタービン・発電機に送らず水に戻してしまう装置)の操作などが挙げられる。

*19 例えば金属の電解製錬や電気化学製品の製造など技術的に短時間の電力供給の中断・再開が操業や品質に殆ど影響を与えない場合、製鉄所・石油精製設備など大規模な自家発電設備で大量の内部電力消費を常時賄っている場合、あるいは冷凍倉庫など事業所の特性上両方の性質を兼ね備えている場合には、系統側での需要超過時の負荷遮断や供給超過時の追加的負荷投入が問題なく短時間で実施できると考えられる。現実のデマンドレスポンス(DR)は 1-1-2-5.で説明するとおり応動時間・継続時間などの技術的要件に応じて細かく分類されている。

考えられる^{*20}。

現実に米国・欧州などの電力需給においては、後述するとおり市場を介して様々な形態の調整力が供給され電力需給を支えており、また一部の運用地域では一般送配電事業者ではなく小売事業者などが調整力などの措置義務を負い「小売調整力」などの買手側となっているため、裾野が広く層が厚い調整力市場が形成されている。

ところが国内においては国内での電力供給開始から 2016 年度の電力システム改革に至る 100 年を超える期間について、垂直統合された旧一般電気事業者がその保有する発電設備を用いて各供給区域内の調整力を一手に供給してきたことなどから、現状において十分な調整力市場が形成できておらず一般送配電事業者が系統調整力を一括調達する際に公募入札義務を課すなど部分的・暫定的な措置を講じざるを得ない状況にある。

当該問題に対処すべく 1-1-1-5.で説明したとおり 2020 年度以降は一般送配電事業者が調整力などを需給調整市場により調達する制度に移行するための準備作業が進められているが、当該需給調整市場により当初目標どおりの競争的・効率的な調整力などの需給が実現するか否かはなお未知数である。

1-1-2-5. 調整力の応動時間などによる分類 (図 1-1-2-5-1-1.参照)

1-1-2-4.で説明した各種の調整力については、現実の運用においてどの程度の速度で投入でき何分間程度継続して需給変化を補填・吸収できるかによって同じ 1kW の調整であってもその調整力としての「価値(いわゆる「 Δ kW 価値」)」が異なる。このため、調整力については投入から機能発現迄の「応動時間」や機能を持続可能な「継続時間」などによって 5 つに分類されている。図 1-1-2-5-1-1.に広域機関による調整力の分類を示す。

当該分類において最も応動時間が早くかつ周波数低下などを検知して自動投入される調整力は一次調整力(GF 相当枠)と分類されており、応動時間 10 秒以内かつ継続時間 5 分以上の調整力であって GF 運転や瞬時応動力のある電力貯蔵設備などがこれに該当する。

次に応動時間が早く中央給電指令などからの専用線を介したオンライン指令・制御に従って投入される調整力は二次調整力と分類されており、応動時間 5 分以内かつ継続時間 30 分以上の調整力であって LFC 運転・EDC 運転やこれに準じた応動時間を持つ電力貯蔵設備などがこれに該当する。二次調整力は LFC 運転・EDC 運転他により更に 2 つに分類されるが、通常 GF・LFC は組合せて運用されるため両者の分離は「将来課題」とされている。

最も応動時間が遅く中央給電指令などからの専用線を介したオンライン指令・制御などに従って投入される調整力は三次調整力と分類されており、応動時間 15 分又は 45 分以内かつ継続時間 4 時間程度の調整力であって 15 ~ 45 分以内に起動又は増出力が可能な発電機などがこれに該当する。このうち応動時間が 45 分である三次調整力②(低速枠)については、短時間での需要変動や発電機故障などへの対応はできないため主として太陽光・風力などの再生可能エネルギーの出力予測誤差に対応する調整力として設定されている。

1-1-1-5.で説明した 2020 年度に設立される需給調整市場においては、従来用いられている「電源 I」・「電源 II」などの区分に代えて、上記一次調整力から三次調整力②の 5 分類(当

*20 広域機関定義集において調整力は「供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要な発電設備(揚水発電設備を含む。)、電力貯蔵装置、デマンドレスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの(但し、流通設備は除く。)の能力」とされており設備側から定義されている。

座は 4 分類)にそれぞれ上げ・下げ別の 10 種類(当座は 8 種類)の調整力が応札され一般送配電事業者により落札・調達される予定である。

[図 1-1-2-5-1-1. 広域機関による調整力の分類]

	一次・二次調整力(GF・LFC)		二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
	一次調整力 (GF 相当枠)	二次調整力① (LFC(相当枠) ¹⁾	(EDC-H) ²⁾	(EDC-L) ²⁾	(低速枠)
指令・制御	- (自動) -	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線 ³⁾	- (自動) -	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	ワライ	ワライ	ワライ	ワライ	ワライ
応動時間	10 秒以内	5 分以内	5 分以内	15 分以内	45 分以内
継続時間	5 分以上 ⁴⁾	30 分以上 ⁵⁾	30 分以上	4 時間	4 時間
供出可能量 (入札量上限)	10 秒以内出力 変化可能量、 機器性能 GF 幅 を上限	5 分以内出力変 化可能量、 機器性能 LFC 幅を上限	5 分以内出力変 化可能量 ワライ調整可能 幅を上限	15 分以内出力 変化可能量 ワライ調整可能 幅を上限	45 分以内出力 変化可能量 ワライ等で調整可 能幅を上限
最低入札量	5MW ⁶⁾	5MW ⁶⁾	5MW ⁶⁾	5MW ⁶⁾	1MW
刻幅(入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札想定設備	発電機・蓄電池 ・DR 等	発電機・蓄電池 ・DR 等	発電機・蓄電池 ・DR 等	発電機・DR・自 家発余剰等	発電機・DR・自 家発余剰等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

*1 LFC(相当枠)の区分けについては将来の検討課題とされている。

*2 EDC は小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる概念であることに注意。

*3 「専用線等」については回線速度やワライ等を考慮して専用回線・電力専用網などとすることを検討中。

*4 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

*5 後段の調整力への受渡しを含めて今後見直す可能性あり。

*6 専用線設置数増加や中央給電指令システム的大幅な改造による一般送配電事業者にとって著しいコスト増にならないことを考慮し設定されている。

(出典) 広域機関調整力委 需給調整市場検討小委員会「需給調整市場における商品の要件」(2018)

1-1-2-6. 実際の調整力・予備力の応動時間などに応じた運用 (図 1-1-2-6-1-1.参照)

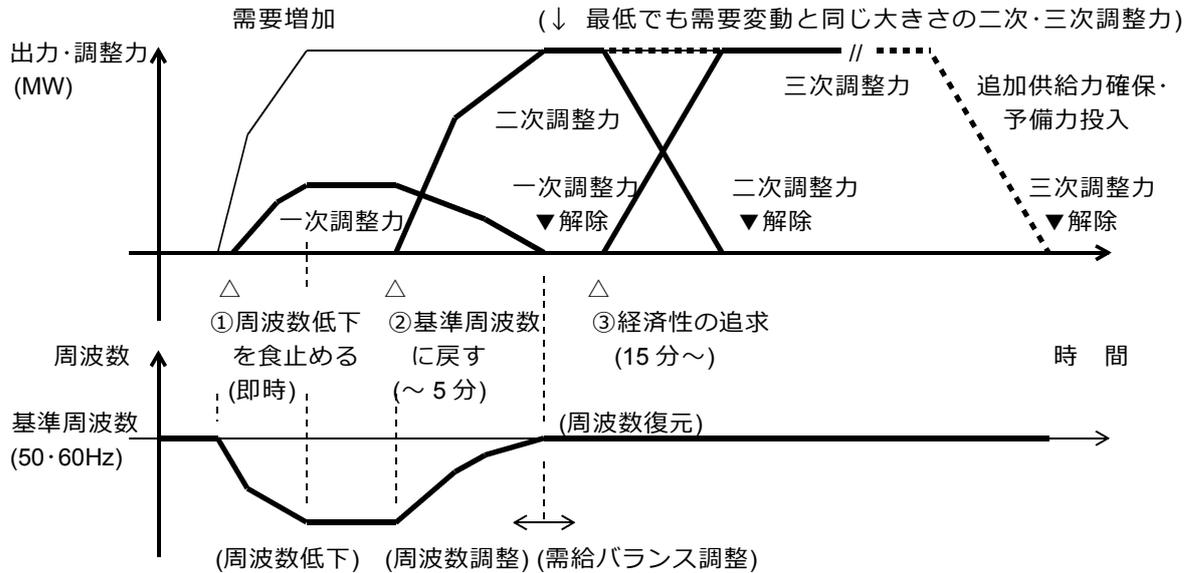
1-1-2-5.他で説明した調整力については、現実の一般送配電事業者による運用において、需給変動発生からの経過時間と調整力の応動時間に応じて段階的・逐次的に投入・解除されている。図 1-1-2-6-1-1.に需要増加時における調整力・予備力運用の概念図を示す。

異常な需要増加や電源故障などの供給減少が生じた場合、まず系統周波数が低下を始めるため 10 秒以内に応動する一次調整力を活用して周波数の低下を食止める制御が開始される。次に 5 分以内に応動する二次調整力を活用し周波数を基準周波数(50Hz 又は 60Hz)に回復させる制御が開始され、一次調整力から二次調整力への「受渡し」により一次調整力を解除して次の事象に備える措置が行われる。

基準周波数が回復した後は 15 分から 45 分以内に応動する三次調整力を活用し、発電機出力を指令・制御することにより経済的な発電構成を行う制御が開始され、二次調整力から三次調整力への「受渡し」により二次調整力を解除して次の事象に備える措置が行われる。最終的に小売事業者の追加供給力確保や一般送配電事業者の系統予備力投入などにより、三次調整力が解除され通常の電力需給に戻ることににより調整力の運用は完結する。

当該運用を必要な調整力・予備力の大きさという視点から見た場合、一次調整力は即座に応動し周波数低下を食止める役割に止まるため需要変動以下の一定の大きさの調整力を調達・確保すれば良いが、二次・三次調整力及び予備力については基準周波数を回復・維持する役割を担うため最低でも需要変動と同じ大きさの調整力・予備力が調達・確保されていなければならない、という点が重要である。

[図 1-1-2-6-1-1. 応動時間の分類などに応じた調整力・予備力運用の概念(需要増加の場合)]



(出典) 広域機関調整力委需給調整市場検討小委員会「需給調整市場の概要」(2018)に加筆。
 原資料は広域機関調整力委調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会への東京電力
 パワーグリッド(株)提出資料(2017)。括弧書部などを加筆し用語を揃えている。

1-1-2-7. 「アンシラリーサービス」と調整力・予備力

上記 1-1-2-2.から 1-1-2-6.での各項目で説明した調整力・予備力については、国内でいう狭義のアンシラリーサービスとは別の概念^{*21}である。狭義のアンシラリーサービスについては、電圧制御、慣性力制御及び停電時再起動(「ブラックスタート」)など送配電系統自体の運用に密接に関係した調整・制御を指し、国内においては各送配電系統を管理する一般送配電事業者が一括して実施し託送料金に費用を転嫁することとなっている。

電圧制御は送配電系統各部での無効電力を調整し電圧を正常に維持する制御であり、慣性力制御は同様に無効電力を調整し系統連系した発電機の間作用する慣性力(「同期化力」ともいう)を確保し発電機の脱落・停止やその連鎖的拡大を防止するための制御であって、いずれも静止型無効電力補償装置(SVC)やコンデンサ・リアクトルなど調相設備の投入・解除、変圧器の設定調整や特定の発電機の調相運転などにより数千分の一秒から数分未満の応動速度で実施される制御をいう。停電時再起動(「ブラックスタート」)は万一の広域停電時に外部電源を要さず起動できる発電機を系統内の周波数の同期基準として投入する制御をいい、渇水が生じない河川の流下式水力発電などの設備が複数確保・充当される。

*21 米国・欧州の一部では調整力・予備力が ISO などにより一括調達されて託送料金に転嫁される場合は「アンシラリーサービス料金」と呼称されており、狭義のアンシラリーサービスと調整力・予備力が区別されずに呼称される場合がある。
 当該混同を避けるため本稿では調整力・予備力が ISO により一括調達され転嫁される場合を「託送料金」と呼称する。

1-1-3. 主要海外市場の電力・調整力需給^{*22}に関する制度

1-1-3-1. 制度説明の対象とする米国・欧州の地域・組織 (表 1-1-3-1-1-1.参照)

1-1-2.で説明した国内での調整力・予備力の定義・分類とこれらに関連する制度については、米国・欧州の電力市場においてそれぞれ類似点・相違点が存在する。

以下広域機関調整力委の欧米市場に関連する 2 つの調査報告書を基礎として、これら米国・欧州の関連する規制当局・市場監理者などの広域組織やその傘下にある運用地域別の制度や電力・調整力需給に関する実績値について紹介・説明する。

当該説明の対象とする米国・欧州の広域組織及び運用地域について表 1-1-3-1-1-1.に一覧を示す。運用地域名については以下同表中の略号を使用する。

[表 1-1-3-1-1-1. 制度説明の対象とする米国・欧州の主要地域・組織]

米 国

広域組織	NERC: North American Electric Reliability Corporation	北米電力信頼度協議会
運用地域	CAISO: California Independent System Operator	カリフォルニア独立系統運用機関
	ERCOT: Electric Reliability Council Of Texas	テキサス電力信頼度委員会
	PJM: Pennsylvania, New Jersey and Maryland (System Operator)	米国東部系統運用機関
	NYISO: New York Independent System Operator	ニューヨーク独立系統運用機関

欧 州

広域組織	ENTSO-E (UCTE): European Network of Transmission System Operator for Electricity						欧州大陸同期送電網運用機関
運用地域	UK	United Kingdom	イギリス	SPA	Spain	スペイン	
	GER	Germany	ドイツ	ITA	Italy	イタリア	
	FRA	France	フランス	NRD	Nordic Countries	北欧諸国	

(出典) 広域機関調整力委欧米考え方調査報告書(2016)

1-1-3-2. 調整力・予備力の分類・運用

1-1-3-2-1. 調整力・予備力の分類 (表 1-1-3-2-1-1.参照)

米国・欧州における調整力・予備力の分類の概要を表 1-1-3-2-1-1.に示す。

米国の調整力・予備力の分類については使用目的により平常時と緊急時で大別されているが、細分類された各調整力・予備力を個々に見た場合には概ね国内と類似していることが観察される。他方で一次調整力については応動時間の条件設定などが国内や欧州などと大きく異なっていることが観察される。

欧州の調整力・予備力の分類については運用地域により応動時間や継続時間の条件の細部が異なっているものの、全体的に見て国内と類似していることが観察される。特に応動時間については、一次調整力では国内で応動時間 10 秒以内に対し欧州で 30 秒以内と異なっているが、二次調整力については国内と GER・UK など欧州の主要な運用地域で 15 分以内とほぼ同等の要件となっていることが観察される。

*22 本項の内容については広域機関調整力委「欧米における需給バランス調整及び周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査 最終報告書」(2016)及び「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」(2018)を基礎としている。当該「欧米における需給バランス調整及び周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査 最終報告書」を以下「欧米考え方調査報告書」と略称し、「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」を「欧米市場調査報告書」と略称する。

[表 1-1-3-2-1-1. 米国・欧州の調整力・予備力の分類の概要]

国内(調整力委)	米国 NERC 及び各地域	欧州 ENTSO-E 及び各地域
一次調整力 (GF 相当枠)	平常時 FR: Frequency Response 平常時 RR: Regulating Reserve	FCR: Frequency Containment Reserve (UK: Frequency Reserve)
応動時間 10 秒以内	FR 数秒 (明確な要件なし) RR CAISO 1 分以内	FCR 30 秒以内
継続時間 5 分以上	FR 20 秒 (明確な要件なし) RR CAISO 10 分以内	FCR GER 他 15 分 NRD 2 ~ 3 分
二次調整力 (LFC 相当枠,EDC-H)	平常時 RR: Regulating Reserve 緊急時 SR: Spinning Reserve 緊急時 NR: Non-spinning Reserve	FRR: Frequency Restoration Reserve LFC 相当 Automatic "aFRR" EDC 相当 Manual "mFRR"
応動時間 5 分以内	RR PJM 5 分以内 ERCOT 10 分以内 SR CAISO 10 分以内 NR CAISO・PJM 10 分以内	FRR: GER・UK 5 分以内 ITA・NRD 15 分以内
継続時間 30 分以上	RR (要件なし) SR CAISO・PJM 30 分以上 NR CAISO・PJM 30 分以上	FRR: UK 15 分以上 GER・SPA 15 分以内
三次調整力 (EDC-L,低速枠)	緊急時 SPR: Supplemental Re- -serve	RR: Replacement Reserve (UK: STOR)
応動時間 15-45 分	SPR 30 分以内	RR GER・SPA・ITA 15 分以内
継続時間 4 時間	SPR 2 時間	RR GER 15 分 ~ 4 時間 SPA 15 分 ~ 2 時間

(出典) 広域機関調整力委欧米考え方調査報告書(2016)、“CAISO” など地域の略号は表 1-1-3-1-1-1.参照。

1-1-3-2-2. 調整力・予備力の運用 (図 1-1-3-2-2-1.及び-2.参照)

図 1-1-3-2-2-1.及び図 1-1-3-2-2-2.に米国及び欧州における調整力・予備力の運用の概念図を示す。

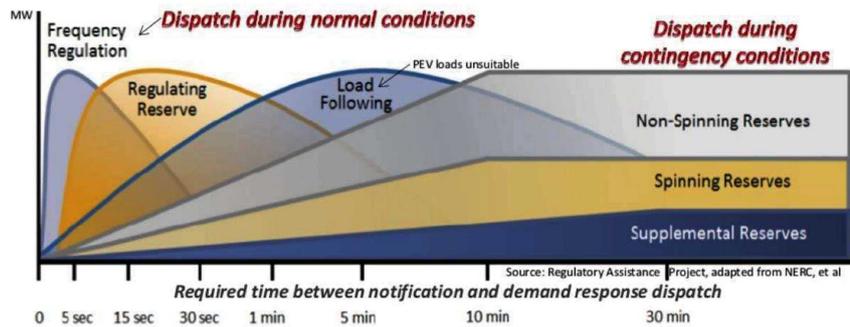
米国では調整力・予備力が平常時・緊急時に大別されており、これらが「信頼度制約付経済負荷配分方式^{*23}」に基づいて運用されている。図 1-1-3-2-2-1.の概略及び表 1-1-3-2-1-1.での分類の内容から見て最初に平常時分が投入された後、状況に応じて緊急時分が投入される関係にあるが、一次から三次調整力の役割や実態的な運用は概ね国内の運用に近いものと推察される。

欧州については欧州での運用に関する図 1-1-3-2-2-2.が国内での運用に関する図 1-1-2-6-1-1.とほぼ類似した内容となっており、両図の比較^{*24} から見て需要変動の発生から 1 時間以内の部分では概ね国内と同様の運用であることが理解される。

*23 信頼度制約付経済負荷配分方式とは、調整力・予備力について△ kW 費用と kWh 費用をシミュレーションにより総合的に評価した費用の順番により最適な運用順序を決めることをいう。

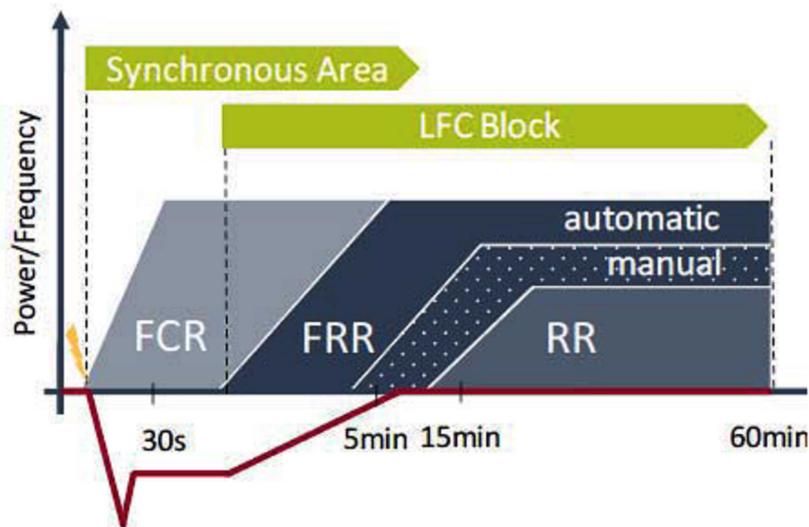
*24 図 1-1-3-2-2-2 の欧州に関する運用の図は、図 1-1-2-6-1-1.の国内に関する運用の図のうち三次調整力が投入され二次調整力が回復する前迄の時間(1 時間迄)について説明していることに注意。

[図 1-1-3-2-2-1. 米国の調整力・予備力の運用(概念図)]



(出典) 広域機関調整力委欧米市場調査報告書(2018)、ACI Conference Ancillary Services & PEV Charging(2014)からの引用

[図 1-1-3-2-2-2.. 欧州の調整力・予備力の運用(欧州 ENTSO-E による概念図)]



(出典) 広域機関調整力委欧米考え方調査報告書(2016)

1-1-3-3. 調整力・予備力などの調達・確保と費用精算

1-1-3-3-1. 米国・欧州での調整力・予備力の調達・確保と費用精算 (表 1-1-3-3-1-1.参照)

表 1-1-3-3-1-1.に米国・欧州主要運用地域での調整力・予備力などの調達・確保と費用精算の方法についての概要を示す。

当該表から 1-1-3-2.で見た米国・欧州の調整力・予備力がどのように調達・確保され費用精算されているかという点については、運用地域毎に制度に非常に大きな差異があることが理解される。

このような大きな差異を生じる主な要因としては、調整力・予備力の確保義務者の相違、調整力・予備力の事前確保義務の有無、小売事業者に確保義務を課す場合のバランスングメカニズム(BM)の有無などの制度的相違点が指摘できる。

[表 1-1-3-3-1-1. 米国・欧州主要運用地域での調整力・予備力の調達・確保と費用精算の概要]

項目	運用地域	米国 PJM	欧州 NRD	欧州 UK	欧州 FRA	欧州 GER
供給力						
小売供給力義務		計画値同時同量 金銭的義務	実同時同量 法的・金銭的	計画値同時同量 金銭的義務	実同時同量 金銭的義務	実同時同量 法的・金銭的
供給力取引市場		前日～リアルタイム	前日～当日	前日～当日	前週～当日	前日～当日
取引完了時間 (Gate Close)		(5分単位リアルタイム市場)	1時間前	1時間前	30分前	30分前
調整力・予備力						
調整力確保義務者		△ kW:PJM(TSO) kWh:小売業者	域内 2TSO	英国 TSO (及び BM) ³	仏国 TSO 及び BM	独国内 4TSO ⁵
調整力等事前確保義務		(なし) ²	一部事前確保 (前週～前日 事前入札)	一部事前確保 (前月～年3回 事前入札有)	一部事前確保 (年1回事前入 札)	全量事前確保 (～前日)
調整力等確保組織 (Balancing M. ¹)		(強制プール取引)	(なし)	BM 強制参加	BM 強制参加	(なし) ⁵
調整力等取引市場 (需給調整市場)		△ kW: 前日 kWh: リアルタイム	TSO 入札 前週～当日	BM 単位入札 当日	BM 単位入札 前日～当日	TSO 入札 前週～前日
調整力等取引単位						
一次調整力		---	△ kW	△ kW・kWh (強制抛出 ³)	△ kW・kWh (強制抛出)	△ kW
二次調整力		△ kW・kWh	△ kW	△ kW・kWh	(同上)	△ kW・kWh
三次調整力		△ kW・kWh	kWh	△ kW・kWh	△ kW・kWh	△ kW・kWh
調整力等費用精算						
一次調整力		(無償強制抛出)	託送料金	託送料金	託送料金	託送料金
二次調整力		託送・インバ ²	託送料金	託送料金 ⁴	託送料金 ⁴	託送料金 ⁴
三次調整力		託送・インバ ²	インバ ² 精算	インバ ² 精算 ⁴	インバ ² 精算 ⁴	インバ ² 精算 ⁴
調整力等運用基準 ・精算単位		信頼度制約付経 済負荷配分 ²	kWh	kWh	kWh	kWh

(出典) 広域機関欧米市場調査報告書(2018)を再整理して作成。運用地域の略号は表 1-1-3-1-1-1. 参照。

*1 Balancing Mechanism(BM)、Balancing Group(BG)など複数の発電・小売事業者からなる組織により供給力や調整力・予備力を共同で確保するための機構を指す。

*2 PJM では kWh 分について供給力と調整力等の区別がなくリアルタイム市場で取引が行われており、PJM が調達・確保した調整力の△ kW 分のみ託送料金の賦課される。仮に小売事業者がリアルタイム市場などで調達・確保をせず kWh でインバ²を生じた場合には、供給力の kWh 費用と調整力等に関する△ kW・kWh 費用を勘案した「信頼度制約付経済負荷配分」により精算が行われる。

*3 UK においては三次調整力(STOR)について BM に確保義務が課されている他、大規模発電事業者には要件を定めて一・二次調整力を強制抛出とする周波数応答義務(Mandatory Frequency Response)が課されている。

*4 UK・FRA・GER における二次・三次調整力の費用については、△ kW 分は託送料金に一括して転嫁されるが kWh 分は個別事業者毎のインバ²精算の対象となっている。

*5 GER においては、原則として事象発生から 45 分経過すると不均衡調整の責任は小売・発電事業者からなる BRP(Balance Responsible Party)に移転される。しかし事象発生から 45 分迄に必要な大部分の調整力は TSO が確保することとなり、BRP は金銭的責任を負うが調整力の確保自体には寄与しないため UK・FRA でいう BM に相当する組織には該当しないと考えられる。

1-1-3-3-2. 調整力・予備力の調達・確保と費用精算と国内制度の見直し

現時点において 1-1-1-5.で説明したとおり国内で 2020 年度から需給調整市場が開設される予定であるが、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制度検討作業部会での議論^{*25}を見る限りにおいて、小売供給力義務が計画値同時同量制度であることを前提に調整力を一般送配電事業者が一括調達し託送料金・インバランス精算の対象とすることとされている。他方で小売事業者などによるバランシングメカニズム(BM)に関する特段の議論は行われていない。従って当該国内での需給調整市場については北欧地域(表 1-1-3-3-1-1.中の " 欧州 NRD" 欄)の制度に近いものとなる見直しである。

1-1-3-4. 調整力・予備力の取引価格・数量実績 (表 1-1-3-4-1-1.及び-2.参照)

1-1-3-3.で見たとおり、調整力・予備力の kWh 分の調達・確保などについては米国と欧州で全く異なる制度となっているが、△ kW 分については原則地域の送配電を管理する TSO に確保義務が課され「系統調整力・系統予備力」による対応となっている点は共通している。また FRA・UK などでは一部をバランシングメカニズム(BM)を介した「小売調整力・小売予備力」により分担する制度となっている。

当該理解を念頭に、米国・欧州の主要な運用地域毎での調整力・予備力の取引価格・数量実績について説明する。

表 1-1-3-4-1-1.に米国・欧州の主要な運用地域毎での調整力・予備力の取引価格実績を示す。

[表 1-1-3-4-1-1. 米国・欧州の主要な運用地域別での調整力・予備力の取引価格実績(2016 年)]

運用地域	単位	電力価格 kWh	一次調整力価格 ^{*1}			二次調整力価格				三次調整力価格			
			△ kW	kWh	△ kW	△ kW	△ kW	△ kW	△ kW	△ kW	△ kW	△ kW	
米国													
PJM	0.001 \$	29.2	15.7	---	4.9	---	4.9	---	0.2	---	0.2	---	
欧州													
GER	0.001€	29.1	16.0	---	2.6	52.5	0.8	7.8	4.6	104.6	3.3	51.3	
FRA	0.001€	36.9	9.2	33.9	2.5-9.9	33.9	---	36.0	---	53.2	---	25.2	
UK	0.001 £	40.4	2.3	218.1	5.2	102.3	5.2	102.3	---	40.0	---	40.0	
NRD	0.001NOK	241.1	45.7	288.0	12.3	248.3	12.3	220.8	11.6	318.1	11.6	165.4	

(表注) *1 一次調整力に上げ・下げ別の価格が設定されている場合がある。

*2 米国 PJM における調整力の kWh 価格は事前調達の場合はリアルタイム市場での kWh 価格と同じであり、事後精算の場合は「信頼度制約付経済負荷配分」による kWh 価格が適用される。

*3 FRA・UK においてはバランシングメカニズム(BM)への参加が強制されていることに注意。

出典: 広域機関欧米市場調査報告書(2018)

運用地域別の制度に差異がある点に注意しつつ、実際に調整力・予備力の△ kW 分及び kWh 分の価格について米国・欧州の主要な運用地域について比較すると 1)調整力・予備力の△ kW 価格は応動時間の短い一次調整力が最も高く、二次・三次調整力の 3 ~ 5 倍の価格となっていること及び 2)kWh 価格は制度により大きく異なるが、米国 PJM・北欧 NRD

*25 経済産業省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制度検討作業部会「需給調整市場について」(2017)を参照。

では卸電力市場での電力量価格とほぼ同じになっていること、バランシングメカニズム(BM)が導入されている FRA・UK では三次調整力について卸電力市場の電力量価格とほぼ同じになっていることが観察される。

表 1-1-3-4-1-2.に米国・欧州の主要な運用地域毎での調整力・予備力の取引数量実績を示す。

価格同様に運用地域別の制度に差異がある点に注意しつつ、実際に調整力・予備力の△ kW 分及び kWh 分の取引数量について米国・欧州の主要な運用地域について比較すると 1) 調整力・予備力の△ kW 分については、応動時間の短い一次調整力が二次・三次調整力と比較して少なくなっていること^{*26} 及び 2)調整力・予備力の kWh 分については、二次・三次調整力のうち上げ調整力取引量と電力取引量を kWh で比較した場合には、上げ調整力は電力の 1～2%に相当する大きさであることが観察される。

[表 1-1-3-4-1-2. 米国・欧州の主要運用地域別での調整力・予備力の取引数量実績(2016 年)]

運用地域	取引数量 単位	電力 kWh TWh	一次調整力 ^{*1}		二次調整力				三次調整力					
			△ kW	kWh	上げ	下げ	上げ	下げ	上げ	下げ				
			MW	TWh	△ kW	kWh	△ kW	kWh	△ kW	kWh	△ kW	kWh		
米国														
PJM Off-Peak		222.9	516	---	1918	---	1918	---	447	---	447	---		
On-Peak			~ 636											
欧州														
GER		275.7	583	---	2019	5.70	1963	2.90	2044	0.70	1943	0.22		
FRA		114.8	576	0.23	1883	2.10	N.A.	1.25	---	2.81	---	4.81		
UK		169.2	539	---	2042	0.20	N.A.	---	---	2.97	---	N.A.		
NRD		132.3	212	0.17	65	0.39	65	0.44	743	0.75	743	0.98		

(表注) *1 一次調整力に上げ・下げ別の数量が設定されている場合がある。

*2 米国 PJM における調整力の kWh 分はリアルタイム市場で調達・確保されている。

*3 FRA・UK においてはバランシングメカニズム(BM)への参加が強制されていることに注意。

出典: 広域機関欧米市場調査報告書(2018)

1-1-3-5. 調整力・予備力と信頼度評価基準

調整力・予備力に関する問題において、具体的に「各 TSO や BM などが一体どの程度の量の△ kW などを調整力・予備力として調達・確保しなければならないか」という必要量の問題については、米国 NERC 及び欧州 ENTSO-E によりそれぞれ信頼度評価基準やその考え方が公表されており、当該基準や考え方に従って運用地域毎に具体的な必要量が算定され調達・確保されている。

1-1-3-5-1. 北米電力信頼度協議会(NERC)による信頼度評価基準の考え方

米国では 1950 年代から信頼度評価基準として慣行的に見込不足時間期待値(LOLE)により、「10 年に 1 度の停電」となる程度の信頼性を確保することが基本的考え方となっている。

当該基本的考え方などを基礎に、米国 NERC により信頼性基準(NERC Reliability

*26 当該調整力・予備力の△ kW 部分の一次、二次及び三次調整力別での取引数量実績の比率から、一次調整力の必要量を推計することが可能である。2-2-1-6.を参照。

Standard: "BAL")が定められており、平常時・緊急時別での一次から三次調整力の必要量などが運用地域別に算定されている。

具体的に、平常時分については必要量そのものではなく各系統内の GF 運転による調整能力の動作確認基準(BAL-003-1)及び LFC 運転^{*27} などの調整能力実施成績基準(BAL-001-2)が定められている。必要量についての基準が存在しない理由は、米国においては PJM・CAISO など多くの運用地域で一次調整力に相当する GF 運転は要件を定めて発電事業者が無償強制拋出を課しており、必要量の設定基準を定める意味に乏しいためと考えられる。

他方で緊急時分については、CAISO を含む西部 WECC 地域と当該地域を除いた PJM・ERCOT など東部・南部地域で必要量について異なる基準が設けられている。

東部・南部地域については、大規模発電所 1 基の脱落、大規模需要施設 1 ヶ所の遮断又は連系線 1 線の切断(N-1 事故^{*28})の影響に基づく最も過酷な事故による確定的必要量についての基準(BAL-002-1)が定められている。

西部 WECC 地域については、1)大規模発電所 1 基の脱落、大規模需要施設 1 ヶ所の遮断又は連系線 1 線の切断(N-1 事故)の影響に基づく最も過酷な事故による確定的必要量若しくは 2)域内需要の 3 %と供給力の 3 %の合計による確定的必要量のいずれか大きい方に基づく必要量についての基準(BAL-002-WECC-02)が定められている。

これら米国 NERC による信頼度評価基準を基礎に、各運用地域において見込不足時間期待値(LOLE)により「10 年に 1 度の停電」となる程度の信頼性を確保することを基本として、調整力・予備力の区分別での必要量や技術的基準・要件の規制が行われている。

具体的には西部同様に連系送電制約の大きいテキサス州を中心とした南部 ERCOT 地域では、西部 WECC 類似の特別な NERC 基準を設ける代わりに ERCOT 地域独自の厳格な域内規制を設けて調整力・予備力を調達・確保している。例えば平常時分の RR や緊急時分の NSR に上記 N-1 基準に加えて風力発電を需要から除いたネット需要の変動分布の信頼区間 98.8 %相当(RR)や 95 %相当(NSR)を必要量とするなど確率論的必要性の考え方を併用する、緊急時予備力に二次調整力に相当する RRS と称する特別な区分を設け N-2 事故相当規模の必要量を確保・調達する、季節別の緊急時分の必要量を細かく区分・調整し域内需要や風力発電の出力予測誤差の変化に対応するなどの独自の規制を行っている。

1-1-3-5-2. 欧州大陸同期送電網運用機関(ENTSO-E)による信頼度評価基準の考え方 (図 1-1-3-5-2-1.参照)

欧州 ENTSO-E による信頼度評価基準においては、考慮すべき要素として 4 要素(発電機又は送電線の計画外停止、需要又は再生可能エネルギーの確率変動、需要又は再生可能エネルギーの予測誤差、負荷-発電計画の乖離変動)が指定されている。これら 4 要素の規模・期間・相関及び変化率に応じてそれぞれ確定的手法と確率論的手法を組合せた評価基準が設けられており、これらに基づいて欧州域内の一次から三次調整力など区分別での毎年の調整力・予備力の必要量が算定されている。

*27 米国では LFC 運転は AGC(Automatic Generator Control)運転と呼称される。

*28 "N-1 事故"とは、運用地域内に複数ある発電設備又は二重化された送変電設備のうち任意の 1 つが事故を生じた際に生じる影響を指す概念であり、通常は域内最大の発電所や最も重要な基幹送電線など想定し得る事故として最も過酷な状況を生じる事故を想定した上で評価に用いられる。

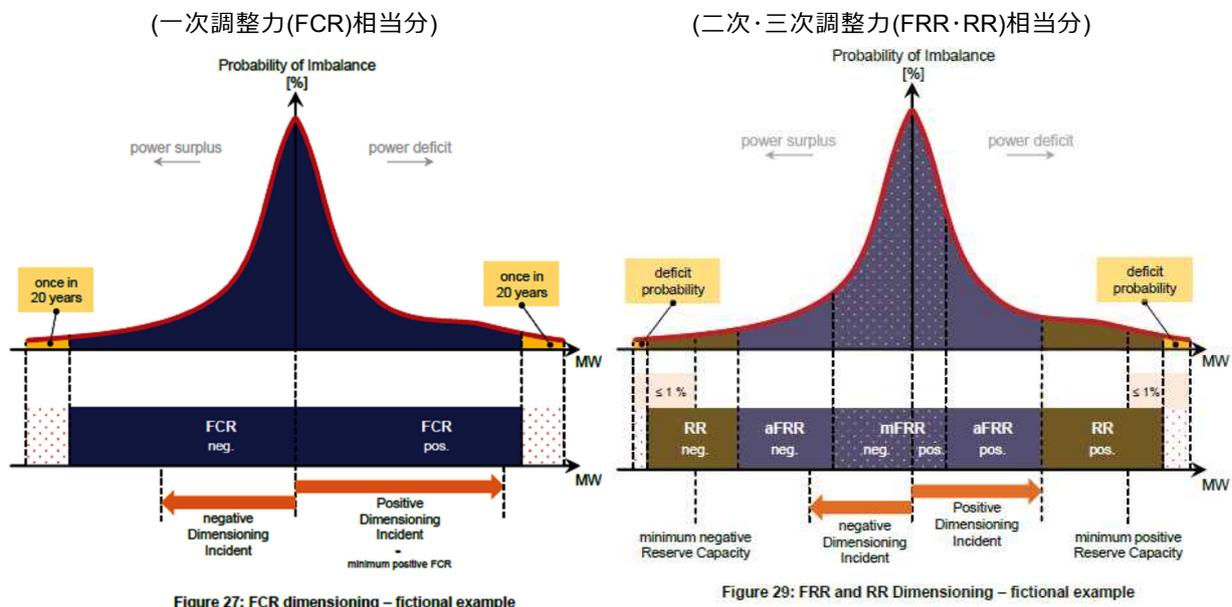
同様に"N-2 事故"とは域内上位の発電設備 2 つや二重化された基幹送電設備の両方が事故を生じ「ルート断」の状態になった際に生じる影響などを指す概念であり、N-1 事故同様に最も過酷な事故を想定した上で評価に用いられる。

具体的に一次調整力(FCR)については、1)大規模発電所 2 基(1.5GW 級原子力発電所 x2 基の 3.0GW)の脱落、直流連系線(HVDC)又は連系線 2 ヶ所のルート断(N-2 事故)の影響に基づく最も過酷な事故による確定的必要量若しくは 2)見込不足時間期待値(LOLE)により「20 年に 1 度の停電」となる程度の信頼性を確保する確率論的必要量のうち大きい方から決定する考え方が示されている。

二次及び三次調整力(FRR・RR)については、1)大規模発電所 1 基の脱落、大規模需要施設 1 ヶ所の遮断、直流連系線(HVDC)又は連系線 1 線の切断(N-1 事故)の影響に基づく最も過酷な事故による確定的必要量若しくは 2)見込不足確率(LOLP)により 99.9 %以上の信頼性を確保する確率論的必要量のうち大きい方から決定する考え方が示されている。

図 1-1-3-5-2-1.に欧州 ENTSO-E による信頼度評価基準の考え方のうち確率論的必要量部分を示す。

[図 1-1-3-5-2-1. 欧州 ENTSO-E による信頼度評価基準の考え方のうち確率論的必要量部分]



(出典) 広域機関調整力委欧米考え方調査報告書(2016)

これら欧州全域での信頼度評価基準により算定された必要量については、年間発電電力量及び消費電力量の合計値を基準に大陸欧州域内での運用地域毎に割当が行われている。

当該信頼性評価基準と割当された調整力・予備力を基準に各運用地域では更に個別に具体的な規制が行われており、例えば欧州ドイツ(GER)では確率論的必要量に重点を置いて二次・三次調整力について見込不足確率(LOLP)で 99.95 %とする、年間ではなく四半期毎に必要な見直しを行うなど ENTSO-E の考え方よりも厳格な規制が実施されている。

大陸欧州との連系送電制約が大きい欧州イギリス(UK)などについては必要量の割当は行われていないが、他地域からの救援が殆ど期待できない状況にあることから、長期の確率論的必要量を見込不足時間期待値(LOLE)で「1 年間に 3 時間以内(約 99.97%)」とし短期の確率論的必要量を同様に「1 年間で 1 日以内(約 99.73 %)」とするなど ENTSO-E の考え方よりも厳格な規制が実施されている。

1-1-3-6. 再生可能エネルギー導入拡大政策と調整力・予備力

米国・欧州においても国内同様に各種の再生可能エネルギーの導入拡大政策が実施されており、運用地域内での太陽光及び風力発電などの導入量拡大に伴い再生可能エネルギーによる供給量の予測誤差や時間内変動などに起因した調整力・予備力の必要量が増加する傾向にある。特に電力需要が旺盛で太陽光発電の出力が急減する日没時前では再生可能エネルギーによる供給を除いた部分(「残余需要」)²⁹が急増することとなるため、残余需要・残余需要ランプの問題に対応するためこれまで以上の調整力・予備力が必要となっている。

他方で米国・欧州では再生可能エネルギーによる電力供給の拡大に起因した卸電力市場での価格下落と需要減少により、天然ガス複合火力発電(CCGT³⁰)など△kW 価値の高い調整力供給に適した電源が売電単価下落や稼働率低下による不採算化で閉鎖・減少する傾向にある。現状では再生可能エネルギー導入拡大政策が実施される前から存在した既存電力事業者の高経年火力発電などが一定程度存在するため当面の短期的な調整力・予備力需給には問題がない運用地域が多いものの、今後とも CCGT の閉鎖・減少の継続が見込まれるため中長期的な調整力・予備力の不足が懸念³¹されている。

こうした再生可能エネルギーの導入拡大政策に起因した中長期的な調整力・予備力不足の問題に対処するために、例えば欧州ドイツ(GER)では再生可能エネルギー発電事業者による卸電力取引市場における当日取引の促進や 15 分取引商品の追加などの市場改革、(実同時同量制の下で)再生可能エネルギー発電事業者への予測精度向上の指導とインバランス精算を通じた調整責任の分担化によるインセンティブ付与の取組みが開始されている。

他方で米国 CAISO では調整力・予備力不足の問題は日没時前での残余需要ランプの時間帯を中心に既に現実のものとなっており、CAISO により残余需要ランプ対応のためだけを目的とした追加的調整力の調達・確保が実施されている。更に 2014 年からは California 州において当該時間帯における調整力のある電源の調達・確保義務を小売事業者に課す規制³²が開始されており、日没時前 3 時間について毎月指定された量の調整力のある電源を調達・確保することが義務づけられ未達の場合には罰金を徴求する制度が実施されている。

1-1-3-7. 大規模自然災害など稀頻度リスクの影響と調整力・予備力

米国・欧州の一部地域においては国内同様に大規模自然災害などの稀頻度リスクが電力需給に及ぼす影響と調整力・予備力の問題が検討されており、特に過去の自然災害の頻度が高かった米国 ERCOT では運用地域内の規制により対策措置が実施されている。

具体的には、米国 ERCOT では過去数年おきに大規模なハリケーン災害や熱波・渇水に

*29 運用地域内の需要から太陽光及び風力発電などの再生可能エネルギーによる供給分を除いた、水力・火力及び原子力発電により供給されるべき部分の需要を以下「残余需要 RL: Residual Load」と呼称し、主として太陽光発電の出力低下により日没時に発生する残余需要の急増を以下「残余需要ランプ RLR: Residual Load Ramp」と呼称する。
当該概念は米国ではそれぞれ「Net Load」及び「Net Load Ramp」あるいは「Duck Curve (-Issue)」と呼称される。

*30 CCGT: Combined Cycle Gas Turbine (-Generator)

*31 広域機関調整力委欧米考え方調査報告書(2016)*3.自然変動電源の導入拡大への対応状況"部分を参照。

米国・欧州では多くの地域で特に太陽光発電による供給の増加により系統の無効電力が不足し周波数変動速度が大きくなる現象が生じている。その結果として調整力・予備力に加えてアンシラリーサービスのうち慣性力制御が著しく困難となり一次調整力の応動を待たずに系統が簡単に停電するようになってしまう問題が指摘されている。当該問題については次章において詳しく説明する。

*32 California 州公益事業委員会決定 14-06-050"Flexible Capacity Framework"に基づく規制(FCPR: Flexible Capacity Procurement Requirement)を指す。

よる河川冷却水不足が発生し、発電所の出力低下や計画外停止の被害を受けてきたことから、2014年にERCOT緊急時対応計画を改訂し域内火力発電所への過酷天候時の冷却水確保対策の立案・実施を義務付け更にERCOTにその履行状況の査察権限を付与することなどを内容とした規制が実施されている。

他方で稀頻度ながら地震・火山噴火などの大規模自然災害に見舞われてきた米国CAISOや欧州ENTSO-Eでは稀頻度リスクが電力需給に及ぼす影響と調整力・予備力の問題が活発に検討されている状況にある。

米国CAISOでは運用地域内にサン・アンドレアス断層群が存在し過去サンフランシスコやロサンゼルスにほぼ20年間隔で大規模な地震災害を生じていることから、30年以内に生じ得るマグニチュード6.7以上の大震災による影響を評価分析し地震災害への対策案を検討している。

欧州ENTSO-Eでは過去に欧州で生じた地震・火山噴火や渇水などの過酷気象が電力需給に深刻な影響を与えたことを考慮し、自然災害による電力需給への影響を軽減するための緊急時対策の基本的考え方を定めてこれを公開している。当該緊急時対策によれば、自然災害に起因した大規模電源や大規模負荷の脱落の際でも運用地域内の系統周波数への影響を3%程度の範囲内に抑制するため、調整力・予備力を3段階で投入し必要に応じて負荷遮断を順次実施して大規模停電を防止する計画となっている。

1-1-4. 主要海外市場での地点別電力価格に関する制度

1-1-4-1. 電力量価格と送電価格の統合による地点別電力価格

1-1-3では電力・調整力需給などに関する米国・欧州との国際制度比較を行ったが、他に米国・欧州と国内の電力需給に関する制度が大きく異なる点として、電力量価格と送電価格の統合による地点別電力価格に関する制度の有無が挙げられる。

現状の国内制度では、1-1-1-3.で説明したとおり電力価格は電力量価格と託送料金(送電価格)に完全に区分されて決定されており、電力量価格が電力需給などを反映して時々刻々変化するのに対し、託送料金はいわゆる「郵便切手方式」の考え方にに基づき各一般送配電事業者の供給区域内では地点によらず特別高圧・高圧及び低圧の各電圧階級毎に均一の料金が賦課されている。

他方で米国・欧州の運用地域の一部においては、運用地域内での電力量価格と送電価格を別々に考えるのではなく、両者を統合した地点別限界価格(LMP)などの考え方にに基づき電力需給による時間帯毎の電力量価格と送電状況による地点毎の送電価格の両方を合算して地点別電力価格が決定される方式が実施されている。

以下本項では地点別電力価格制度の典型的な事例である、米国PJMでの地点別限界価格(LMP³³)制度及び北欧NRDでの地点別注入価格・引出価格制度について説明³⁴する。

1-1-4-2. 米国PJMにおける地点別限界価格(LMP)制度

米国PJMでは、運用地域内の約3,000地点別に当該地点での発電・送電混雑及び送電損失の限界価格をPJMが時間帯別にシミュレーションにより算定し、これを当該地点での

*33 LMP: Locational Marginal Price

*34 本項の説明については、八田(2004)他を参考としている。

電力取引価格とする地点別限界価格(LMP)制度が実施されている。

当該制度においては、PJM の運用地域内において電力量の限界価格は均一であるが、送電混雑と送電損失の限界価格は送電の状況に応じて地点別に異なることとなる。

送電線に混雑がない状態では、地点別限界価格(LMP)は電力量の限界価格と送電損失の限界価格の合計に等しくなり、地点別限界価格(LMP)は PJM の運用地域内全域でほぼ同じ価格となる。

他方で送電線に混雑が発生し送電混雑の限界価格が生じた場合には、地点別限界価格(LMP)に地域別の差異を生じることとなり、需要超過地域での電力需要側が支払う電力価格が高くなって送電混雑価格分が徴収される。当該混雑価格分は混雑した部分の送電線所有者に支払われ送電線の強化増設費用に充当される。またこの場合に需要超過地域で発電する電力供給側には高い電力価格で買取が行われることとなるため、当該地域での発電所の新增設の動機を与えることとなる。

送電線の混雑が発生した際の需要超過地域での送電混雑相当分の地点別限界価格は正であり電力価格が高くなることとなるが、反対に供給超過地域では電力価格が安くなり、極端な場合には送電混雑による負の限界価格の大きさが電力量の正の限界価格よりも大きくなり電力価格全体が負になることが生じる。この結果、送電線に混雑が生じた場合に供給超過地域では電力価格が安くなり場合によっては負(=「発電すると罰金」)になるため、当該地域での発電所の新增設の抑制や既存設備の休廃止の動機を与えることとなる。

従って地点別限界価格(LMP)制度は、送電の状況による電力価格の変化を介して需要超過地域での需要家には省エネルギー動機を与え、送電線・発電所の所有者には設備強化・増設の動機を与える制度と考えることができる。他方、供給超過地域の需要家には短期的にエネルギー浪費動機を与えることとなるが、送電線・発電所の所有者には設備新增設を抑制し既存設備を撤収する動機が与えられるため、中長期的には不均衡が解消していくものと考えられる。

当該地点別限界価格(LMP)は、ほぼリアルタイムでシミュレーションにより算定されており PJM のホームページで価格帯別に色分けされた地図の形式で情報公開されている。

1-1-4-3. 北欧 NRD などにおける地点別注入価格・引出価格制度 (式 1-1-4-3-1-1.及び図 1-1-4-3-1-1.参照)

欧州のうち北欧 NRD や英国 UK では、電力供給側が支払う地点別注入価格と電力需要側が支払う地点別引出価格を別に設定することにより、1-1-4-2.で説明した米国 PJM の地点別限界価格(LMP)と同様の機能を実現している。以下北欧 NRD での事例を説明する。

式 1-1-4-3-1-1.に北欧 NRD における地点別注入価格・引出価格の算定方法を、図 1-1-4-3-1-1.に地点別注入価格・引出価格の概念図示す。

米国 PJM の「シミュレーションによる約 3,000 地点の地点別限界価格」制度とは異なり、北欧 NRD では全域を 5 つの地区に分け各地区では地点別注入価格・引出価格は均一となるよう措置されている。

1-1-4-3-1. 電力供給側が受取る地点別注入価格

電力供給側が受取る地点別注入価格は、電力量価格に地点別・方向別の送電の混雑状況に応じた送電価格を加算して決定されている。

電力量価格は時間帯別に変動するが運用地域内では全て同じ価格である。

送電価格は需要超過地域方向に送電する場合は正で反対方向に送電する場合は負の符号

となり、送電混雑価格と送電損失価格を合計した価格により大きさが決定されている。送電しようとする方向の送電線に空き容量があり混雑が発生していない状態では送電価格の送電混雑価格分は0であり送電損失価格分のみが加算又は減算される。

具体的には送電線に空き容量がある場合に、電力供給超過地域で発電し電力需要超過地域へ送電する場合には、各時点の電力量価格から送電損失価格を差引かれた価格で電力が買取られる。反対に電力需要超過地域で発電し電力供給超過地域へ送電する場合には、各時点の電力量価格に送電損失価格が上乘せされた価格で電力が買取られることとなる。

更に送電線の空き容量がなく混雑が発生している場合には、前者の場合は送電混雑料金分も差引かれ、後者の場合には送電混雑料金分も上乘せされることとなる。

1-1-4-3-2. 電力需要側が支払う地点別引出価格

電力需要側が支払う地点別引出価格は、電力量価格に地点別・方向別の送電の混雑状況に応じた受電価格を加算して決定されている。

電力量価格は時間帯別に変動するが運用地域内では全て同じ価格である。

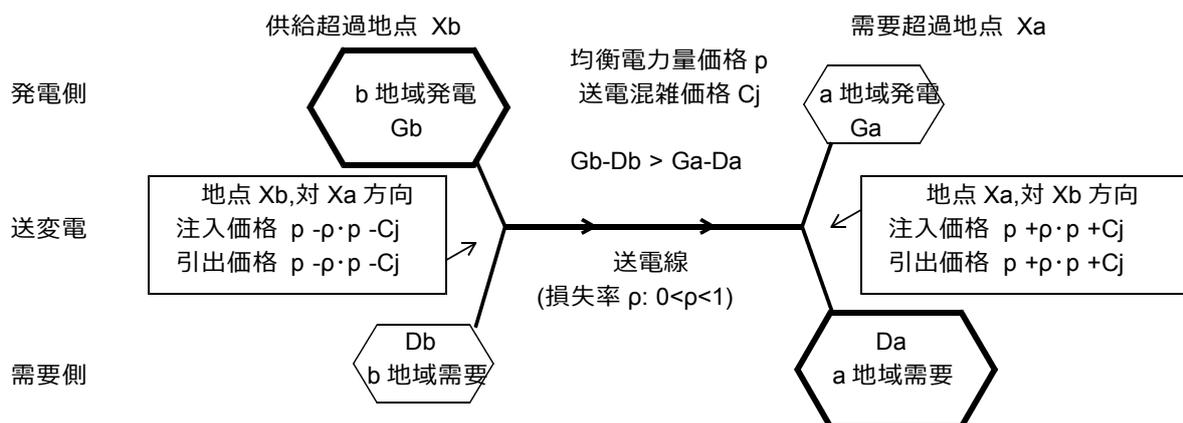
受電価格の考え方は送電価格と同じであるが、その符号は逆で大きさは同じである。需要超過地域方向から受電する場合は負で反対方向から受電する場合は正の符号となり、受電(送電)混雑価格と受電(送電)損失価格を合計した価格により大きさが決定されている。受電しようとする方向の送電線に空き容量があり混雑が発生していない状態では受電価格の受電(送電)混雑価格は0であり受電(送電)損失価格のみが加算又は減算される。

[式 1-1-4-3-1-1. 北欧 NRD における地点別注入価格・引出価格の算定方法]

$P_{sell}(t,x,d) = P_{kWh}(t) + P_{inj}(t,x,d)$		式 11431101
$= P_{kWh}(t) + \text{sgn}(d) \cdot (P_{conj}(t,x) + P_{loss}(t,x))$		式 11431102
$P_{buy}(t,x,d) = P_{kWh}(t) + P_{der}(t,x,d)$	$(= P_{kWh}(t) - P_{inj}(t,x,d))$	式 11431103
$= P_{kWh}(t) - \text{sgn}(d) \cdot (P_{conj}(t,x) + P_{loss}(t,x))$		式 11431104

$P_{sell}(t,x,d)$	時間帯 t, 地区 x, 送電方向 d の場合の地点別注入価格
$P_{buy}(t,x,d)$	時間帯 t, 地区 x, 送電方向 d の場合の地点別引出価格
$P_{kWh}(t)$	時間帯 t における電力量価格
$P_{inj}(t,x,d)$	時間帯 t, 地区 x, 送電方向 d の場合の地点別送電価格
$P_{der}(t,x,d)$	時間帯 t, 地区 x, 送電方向 d の場合の地点別受電価格
$\text{sgn}(d)$	符号関数 (d が需要超過値方向で+1, 反対方向で-1)
$P_{conj}(t,x)$	時間帯 t, 地区 x での送電混雑価格
$P_{loss}(t,x)$	時間帯 t, 地区 x での送電損失価格

[図 1-1-4-3-1-1. 地点別注入価格・引出価格の概念図 (単一時間断面)]



1-2. 問題意識と本稿の目的

1-2-1. 電力・調整力需給の分析と問題点

1-2-1-1. 地域別・時間帯別での電力需給の推計

1-2-1-1-1. 調整力・地域間連系送電を考慮しない地域別・時間帯別での電力需給 (図 1-2-1-1-1.参照)

広域的な電力・調整力需給の分析について議論する前に、まず調整力や地域間連系送電の問題を考慮しない状態での地域別・時間帯別での電力需給について説明する。

調整力や地域間連系送電の問題を考慮しない状態がかつ十分に競争的な電力市場環境が実現している場合には、地域別・時間帯別での電力需給は需要側である域内の残余需要線と供給側である域内の太陽光・風力など再生可能エネルギー発電分を除く発電機の可変費用線^{*35}の交点によって定まり、均衡価格及び数量がそれぞれ決定されることとなる。

図 1-2-1-1-1.に調整力や地域間連系送電の問題を考慮しない場合での地域別・時間帯別での電力需給の概念図を示す。

供給側である域内の発電機の可変費用線は、域内の発電機毎の使用燃料種、発電効率及び廃棄物処理費などに基づいて算定された単位発電量当可変費用を廉価な順番に昇順で並べることにより推計が可能である。当該可変費用線はある時間帯断面での価格-数量線図上では域内の発電機毎の設備容量と昇順での単位発電量当可変費用に基づいた不連続な右肩上がりの折線として表現される。当該可変費用線の形状は、燃料費用など可変費用の変化や発電機の新設・廃止あるいは定期検査や事故など設備容量の変化があった場合には変化するが、1ヶ月程度の短期間で見た場合には基本的には変化せず概ね安定している^{*36}と考えることができる。

太陽光・風力発電など再生可能エネルギー発電分を供給側及び需要側から除く理由は、これらの発電は他の発電方式と比べて 1)国内の固定価格買取制度(FIT)の対象であり価格が市場取引により決定されていない、2)発電された電力は優先給電指令の対象であり単位発電量当可変費用が無視できる程度に小さく電力需給の均衡価格の決定に寄与しない及び 3)時間帯別の出力が天候に左右されて安定せず短期間で見た場合には均衡数量にとって攪乱要因となるなどの相違点があることから、電力需給の地域別・時間帯別均衡を考える際にはこれらを除外しておき別途取扱う方が推計上好都合であるためである。

需要側である域内の残余需要線は、域内での需要家の総需要と送配電損失を合計した域内需要^{*37}から太陽光・風力発電など再生可能エネルギー発電による発電電力量を除くことによって算定が可能である。当該残余需要線はある時間帯断面での価格-数量線図上では価格弾力性に応じた負の傾斜を持った線として表現される。当該残余需要線は季節・曜日・時間帯別の域内需要の変化や日照・風速などの気象条件変化による太陽光・風力発電などの発電電力量変化に応じて時間帯別に変動しているものと考えられる。

従って、域内の発電機の可変費用線と残余需要線の交点を順次計算することにより時間

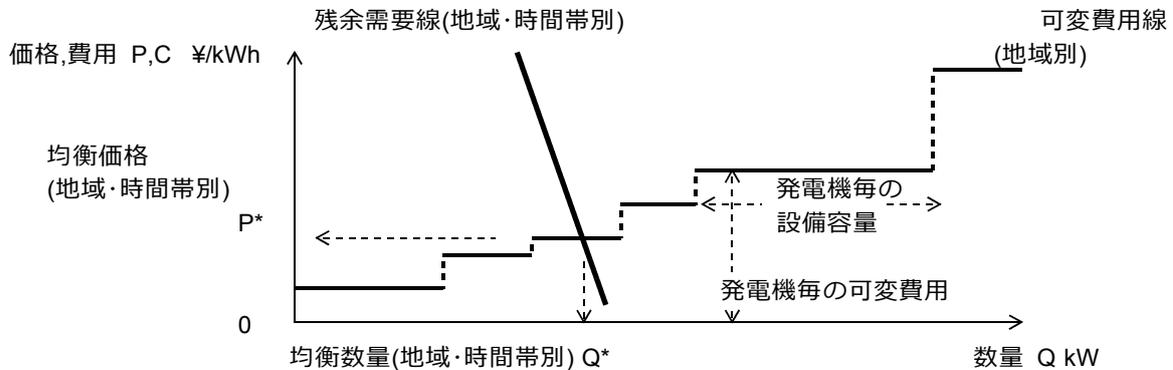
*35 以下「可変費用線」は太陽光及び風力発電を除いた発電設備容量を可変費用の昇順で整序した折線を指すものとする。

*36 現実には太陽光及び風力発電以外の水力・火力及び原子力発電においても事故・故障などにより低頻度ながら変動を生じる。当該太陽光及び風力発電以外の発電における変動の問題については調整力に関する議論の中で取扱うものとする。

*37 域内での需要家の総需要と送配電損失を合計した域内需要については「エリア需要」と呼称されることがある。

帯毎の均衡価格及び数量がそれぞれ決定され、これを1年間の全時間分計算することにより年間を通じた地域別・時間帯別での均衡価格・数量を推計することができる。

[図 1-2-1-1-1. 調整力や地域間連系送電の問題を考慮しない場合での地域別・時間帯別での電力需給の概念図 (単一時間帯断面)]



1-2-1-1-2. 調整力や地域間連系送電を考慮しない地域別・時間帯別での電力需給と推計上の問題点

当該地域別・時間帯別での電力需給の推計において考慮すべき問題点としては、1)可変費用線の不連続性に起因した問題及び 2)電力需要の価格弾力性の推定に関する問題が指摘できる。

1)可変費用線の不連続性に起因した問題については、1-2-1-1-1.で説明したとおり各地域の可変費用線は域内の発電機毎の設備容量と昇順での単位発電量当可変費用に基づいた不連続な右肩上がりの折線として表現され、線形の関数でこれを近似することは困難である。このため域内残余需要線と可変費用線の交点を求める際には解析的解法が適用できず^{*38}、当該問題に対応可能な数値解法を適用した上で計算を行う必要がある。

2)電力需要の価格弾力性の推定に関する問題については、国内において未だ地域別・時間帯別に区分され省エネルギー法による家電製品の「トップランナー方式」による効率規制の影響を考慮した電力需要の価格弾力性は推計されていない。過去の年度での実績値を用いた推計や極く短期での推計を行う場合には価格弾力性の捨象は大きな問題にならないが、長期の予測などを行う場合においては何らかの方法で価格弾力性を推計しておくことが必要である。

1-2-1-2. 調整力を考慮しない広域的な時間帯別での電力需給の推計

1-2-1-2-1. 広域的な時間帯別での電力需給 (図 1-2-1-2-1.1.参照)

1-2-1-1.では調整力や地域間連系送電の問題を考慮しない状況下での地域別の電力需給について説明したが、次に調整力は考慮しないが地域間連系送電を考慮した状況下での広域的な時間帯別での電力需給を考える。引続き十分に競争的な電力市場環境が実現しているものと仮定する。

*38 例えば域内需要線が可変費用線の縦破線部で交わる場合を想定されたい。日本卸電力取引所ではこのような場合には縦破線部下端の廉価側価格を約定価格とする取決めとなっているが、これを解析的解法で再現することは困難である。

図 1-2-1-2-1-1.に調整力を考慮しない場合における地域間連系送電の概念図を示す。図の上部(1)が送電容量が制約となる場合、下部(2)が相対的に廉価となる発電所の設備容量が制約となる場合を示す。

隣接する地域がある送電容量の地域間連系送電線で結ばれている場合に、両地域における各時間帯の地域別の均衡価格に差異がありかつ送電により両地域の均衡価格が逆転しない条件の範囲内であれば、地域別の均衡価格が廉価な地域から高価な地域に向けて地域間連系送電が行われることとなる。当該条件に該当して地域間連系送電が行われた場合には送受電量に応じ各地域の均衡価格・数量がそれぞれ変化し、地域間連系送電線の送電容量又は他方より廉価となる発電所の設備容量のいずれか小さい方が量的制約となる迄地域間連系送電が行われるものと考えられる。この場合における地域間連系送電線の送受電量は「潮流値」と呼称される。

地域間連系送電が行われる場合、域内需要は域内残余需要と送電を正とし受電を負とする地域間連系送電量の合計となり、送電側・受電側の地域とも域内需要線と域内残余需要線は一致しなくなる。従って、まず地域別・時間帯別に域内の発電機の可変費用線と域内残余需要線の交点を計算することにより均衡価格及び数量をそれぞれ仮に決定した後、地域間連系送電による送受電分を考慮した域内需要線を想定し連系送電線の送電容量又は他方より廉価となる発電所の設備容量の上限に達する迄時間帯別に再計算を繰返すことにより、年間を通じた広域的な時間帯別の均衡価格・数量と地域間連系送電の潮流値を推計することができる。

ここで、地域間連系送電線の容量については設備容量全部が利用可能な訳ではなく、安定度制約などの問題に制約され「運用容量」迄しか利用できないことに注意が必要である。

地域間連系送電線の送電距離が増加した場合や送電する電力に対し送電容量の残り容量が小さくなった場合に、瞬間的な電力需給の変動が周囲の発電機に波及し発電機が連鎖的に脱落してしまう問題や受電側で正常な電圧が維持できず電圧が乱高下し送電自体が困難となる問題(総称して「安定度制約問題」)などが生じる。当該安定度制約問題の分析には複雑な電気工学モデル^{*39} が用いられており、各地域間連系送電線の送電容量に対する送電方向別での安定度制約などを簡単に近似することは困難であることが知られている。

このため安定度制約などを考慮した地域間連系送電線の送電容量については、送電設備の最大容量である熱定格送電容量ではなく、広域機関において電気工学モデルを用いて安定度制約などを考慮して算定され情報公開されている運用容量^{*40}を用いる必要がある。

1-2-1-2-2. 地域間連系送電を考慮した広域的な時間帯別の電力需給と推計上の問題点

当該地域間連系送電の推計において考慮すべき問題点としては、地域間連系送電線のループ接続時の特性に起因した問題が指摘できる。

地域間連系送電線のループ接続時の特性に起因した問題については、国内一般送配電事業者の供給地域間の地域間連系送電線のうち四国-中国-関西間及び北陸-関西-中部間では地域間連系送電線がループ状に接続されており、当該部分の送電に関連する発電機の数が

*39 例えば国内では(財)電力中央研究所「C-PATモデル」などの電気工学モデルが用いられている。

*40 広域機関・運用容量検討会「2019～2028年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)」(2019)を参照。

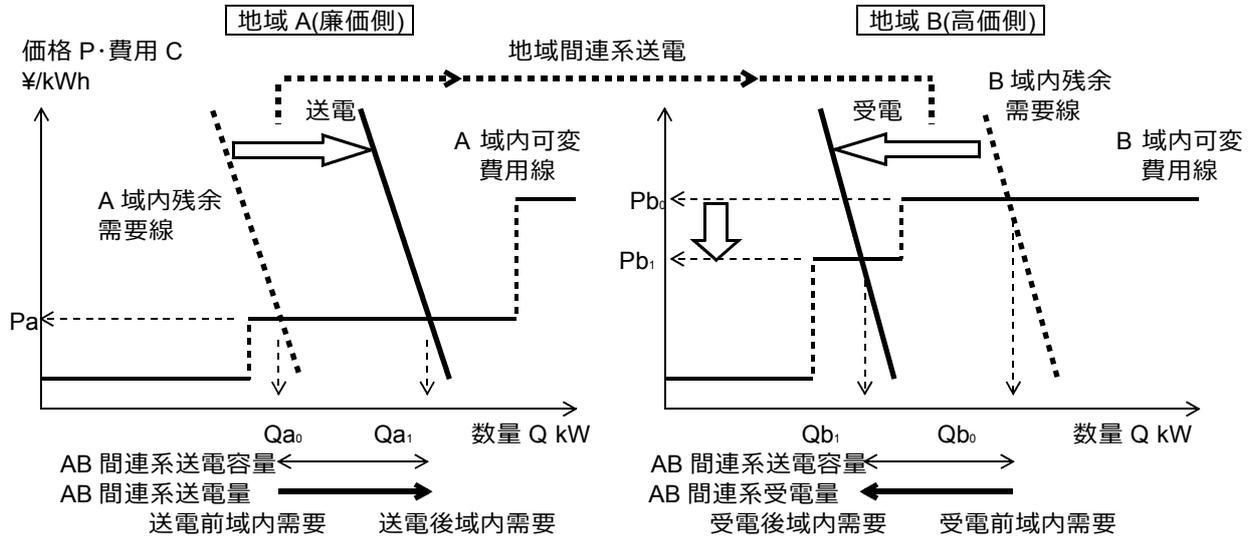
現実には地域間連系送電線には運用容量に対して更に「マージン」が設定されており運用容量全部を利用できないが、マージンの必要量は発電機事故などを想定して設定されているため、本稿においてはマージンの問題は調整力の問題の一部として取扱う。2-2-2.において運用容量・マージンなど地域間連系送電線の容量の問題を議論する。

多いため数値解法において収束解が容易に得られない問題が生じる。

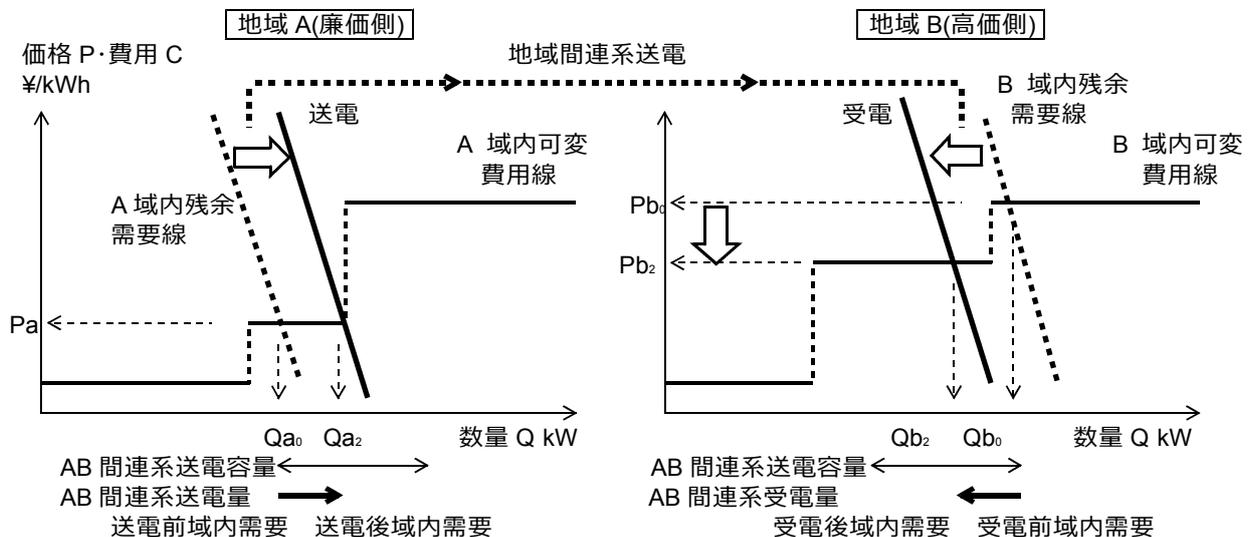
このため当該地域間連系連系線のうち四国-関西間の海底直流連系線及び北陸-中部間のBTB 連系設備^{*41} 部分については、それぞれ時間帯別の送電電力量を別途推計しておき固定値とした上で計算を行うことが行われている。

[図 1-2-1-2-1-1. 調整力を考慮しない場合の地域間連系送電の概念図 (単一時間帯断面)]

(1) 送電容量が制約となる場合



(2) 相対的に廉価な発電設備容量が制約となる場合



1-2-1-3. 広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計

1-2-1-2.では調整力を考慮しない場合での広域的な時間帯別での電力需給の推計について

*41 BTB 連系設備: Back to Back 連系設備をいう。経路の異なる交流送電線の一部をループ状に接続する場合、周波数は同一でも両者の交流の位相角が異なるため安定性制約などから正常な送電が行えなくなる場合がある。当該問題を防ぐため四国-関西間のように送電側で一旦直流(無位相)に変換して海底を送電し受電側で再度交流に戻す送電が行われる他、ある位相を持った交流を一旦直流(無位相)に変換しその場で再度別の位相を持った交流に変換する設備を介した接続が行われる。後者の設備を BTB 連系設備という。後述する周波数変換設備(FC: Frequency Controller)は、BTB 連系設備とほぼ同じ設備であるが最後の別の交流への再変換に際して位相だけでなく周波数も変換する設備をいう。周波数変換設備(FC)は東京-中部間での東日本側 50Hz 地域と西日本側 60Hz 地域の間での地域間連系送電を行う場合に用いられる。

て検討したが、更に調整力を考慮した場合についてはどうなるであろうか？

広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計については、1-3.で後述するとおり先行研究が少なく、また国内については未だ需給調整市場が開設されていないことから調整力需給に関する実績値を得ることも困難な状態にある。

従って国内における広域的な時間帯別での電力・調整力需給を分析するためには、何らかの方法論に従った定量的モデルを構築し、確度の高い推計に基づいた議論を展開するより手段がないものと考えられる。

このため、既存の広域的な時間帯別での電力需給を推計可能な定量的モデルを基礎に、電力・調整力需給を推計するための新たな方法論を検討し、広域的な時間帯別での電力・調整力需給が推計可能となるよう定量的モデルの機能を強化・拡張することが必要である。

1-2-1-4. 地域別の予備力・予備率と高経年火力発電設備の存廃に関する問題

1-2-1-3.では電力・調整力需給の推計についての問題点を指摘したが、これに付随して地域別の予備力や予備率がどうなるのか、という点についても検討する必要がある。

1-1-2-3.では、電気事業法に基づく国内制度により一般送配電事業者には最大 3 日平均需要("H3")に対し最低 8 %相当分などの系統予備率の確保義務が課されていることを説明したが、発送電が垂直統合されていた旧一般電気事業者においては当該問題は発電部門が費用を掛けて高経年火力発電設備を存続させることで措置されてきた。

他方で、電力システム改革により 2020 年に発送電分離が行われた後においては、旧一般電気事業者を含む発電事業者において費用の掛かる高経年火力発電設備を存続させる理由はなく、不採算となった高経年火力発電設備が連鎖的に廃止され地域内での予備力・予備率の確保が不可能となる懸念が生じることとなる。

こうした予備力・予備率の不足の問題に対処するために、電気事業法に基づく国内制度では系統予備率が不足するおそれがある場合には広域機関が入札により電源を確保することとなっており、また発電設備の容量市場の創設に向けた検討が進められている。

しかし、実際に地域別の予備力・予備率がどう推移するのかという点については、高経年火力発電設備の収支を算定し発電事業者による存廃判断の基礎となる採算状態について推計ができれば、一定の精度で地域別での予備力・予備率の予測が可能であるものと考えられる。

このため、広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計に付随して、地域別の高経年火力発電設備の採算状態を推計する機能を付加することによって、1-2-1-3.での電力・調整力に関する定量的モデルを用いた予備力・予備率の予測が可能となるよう措置することが必要である。

1-2-2. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換と問題点

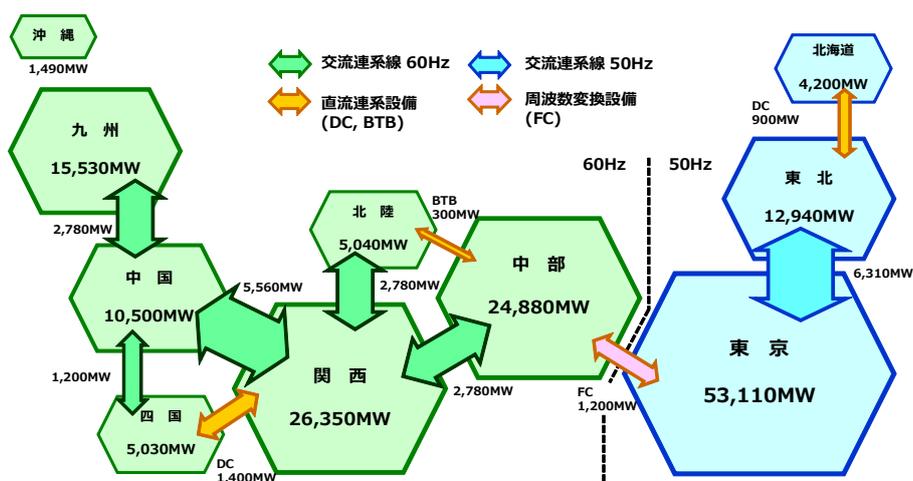
1-2-2-1. 地域間連系送電と地域内送電の潮流値推計

1-2-2-1-1. 地域間連系送電と電力システム改革による広域系統運用の拡大方針

国内の地域間連系送電については、一般送配電事業者の 10 供給区域のうち沖縄を除く 9 地域の間を地域間連系送電線が接続している構造となっている。

図 1-2-2-1-1-1.に国内地域間連系送電線設備容量と地域別の 2018 年 8 月最大需要規模を示す。

[図 1-2-2-1-1. 国内地域間連系送電線設備容量と地域別 2018 年 8 月最大需要規模]



(図注) 図中の設備容量は N-1 事故などを考慮した熱容量限度であり、運用容量やマージン控除後の利用可能容量などについては表 2-2-2-1-3-1.を参照。数値は広域機関運用容量検討会・マージン検討会資料(2019)から引用。

当該地域間連系送電の設備容量や各種の技術的制約を考慮した運用容量あるいは区間別の利用状況などについては広域機関によって毎年度情報公開されており、当該情報を基礎として広域機関では地域間連系送電に関連する送変電設備や周波数変換設備などの合理的な整備・利用のための規程・指針などの策定作業が進められている。

電力システム改革において地域間連系送電の拡大が重視される理由は、電力システム改革実施前での旧一般電気事業者の送変電設備の整備は各事業者の供給区域内に重点化されており、地域間連系送電において広域的な経済合理性という視点が希薄で「緊急事態における相互支援手段」という視点から必要最小限の設備しか整備されてこなかった点にある。

その典型的な事例が東日本の 50Hz 地域と中・西日本の 60Hz 地域を結ぶ周波数変換設備 (FC)であり、いずれも世界有数規模の供給区域である東京地域と中部地域を結んでいるにもかかわらず、現状においてわずか 1,200MW の設備容量しか整備されていない。

こうした各事業者の地域間連系送電設備への限定的な整備方針が長期に亘り続いた結果、1-1-1-1.で説明した電力システム改革が目指す広域的な系統運用による経済合理性と供給安定性の両立を実現するためには、地域間連系送電設備の相当部分を抜本的に増強しなければならない状況となっている。例えば上記周波数変換設備(FC)については、電力システム改革における広域系統運用の拡大方針を受けて、2020 年頃迄に 900MW を増強し 2,100MW とすべく整備が進められている。

1-2-2-1-2. 地域間連系送電と地域内送電の両方における合理的な設備整備の重要性

電力システム改革において、必要とされる地域間連系送電の設備容量を増強していくこと自体は妥当な政策目標であると考えられるが、必ずしも全ての地域間連系送電の区間が増強を要する訳ではない。地域間連系送電において必要な区間に必要な設備整備が図られていくためには、現状での広域機関による区間別の個別検討と従来の総括原価主義による規制料金の枠組みに基づいた措置のみでは十分とは言難く、一般送配電事業者が必要な区間での設備整備を自律的に行っていくよう何らかの動機付けを行う措置が必要である。

また一般送配電事業者は旧一般電気事業者の送配電部門をそのまま引継いだ関係上から、現状においてその送電設備の大部分が地域内送電に関連する設備であり、地域間連系送電に関する送電設備は設備全体のごく一部を占めるに過ぎないと推察される。こうした地域内送電に関する設備についても地域間連系送電と同様に必要な区間に必要な設備整備が図られていくよう措置すべきであるが、1-1-1-6.で説明したとおり現状において特段の制度的措置は整備されていない。

他方で、広域機関による 2018 年度年次報告書のうち「電力需給及び電力系統の状況」によれば、一般送配電事業者の地域内送電においても空き容量の不足による送電線の混雑が発生する可能性が高い区間が赤線で多数図示されており、地域内送電において必ずしも適切な設備整備が行われているとは言難い区間があることが明らかになっている。

従って、電力システム改革による広域系統運用の拡大方針が一巡し 2020 年頃に予定される発送電の法的分離が行われた後を見据え、一般送配電事業者が地域間連系送電と地域内送電の両方において合理的な設備整備を自律的に進めていくことを促進し、これを動機付けるための制度的措置について検討を開始することが必要であると考えられる。

1-2-2-2. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換

1-2-2-2-1. 送電に関連した情報公開の現状 (表 1-2-2-2-1.参照)

1-2-2-1.においては送電における合理的な設備整備の重要性について説明したが、ここで現状の国内において電力・調整力需給について公開されている公的統計などの情報を送電に着目して整理する。具体的には、電力・調整力需給に関する公的統計などの情報などで集計公表されている内容のうち、期間・時間帯、地域、数量などの項目がどのように識別できるかを確認し整理する。

表 1-2-2-2-1-1.に送電に着目した電力・調整力需給に関する公的統計の一覧を示す。

電力需給に関する情報については、経済産業省・電力調査統計により事業者別・燃料種別での発電設備容量が公開されており、また同統計により都道府県別・月別での需要と燃料種別供給に関する情報が公開されている。更に各一般送配電事業者による「でんき予報」によって地域別・時間帯別の需要と燃料種別での供給に関する情報が公開されている。このため、電力需給については地域別・時間帯別又は都道府県別・月別に詳細な需給実績が把握可能であると考えられる。

他方で調整力需給に関する情報については、関西電力・九州電力など一般送配電事業者のうち 5 社においては時間帯別需要に加えて 5 分値による電力需要が公開されており、東京電力 PGC においては太陽光発電及び風力発電の予測供給量と実績供給量が公開されているが、その他の一般送配電事業者では調整力需給についての情報は公開されておらず、上記「でんき予報」などの時間帯別情報などから推計するよりない状況にある。

また送電自体に関する情報については、広域機関により一部区間の地域間連系送電について時間帯別の潮流値などの情報が公開されているが、他の区間の地域間連系送電については接続経路や月別に集計した送受電電力量のみが公開されており、地域内送電については定量的な情報が殆ど公開されていない状況にある。

1-2-2-2-2. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換の必要性

1-1-4.で説明したとおり、既に米国 PJM や北欧 NRD では中長期的な送電設備の合理的な整備を進めていくため、電力量価格と送電価格を統合した地点別電力価格制度が実施さ

れており、送電混雑料金を活用した送電事業者の合理的な設備整備への経済的な動機付けが図られている。

ところが、国内においては米国 PJM や北欧 NRD のような地点別電力価格制度を導入すべきか否かという政策選択の議論以前の問題として、上記 1-2-2-2-1. で見たとおり送電線の設備容量や各種の技術的制約を考慮した運用容量あるいは区間別での利用状況が公開されているのは地域間連系送電のみであり、他の地域内送電に関する情報は殆ど公開されておらず、こうした議論を行うための材料すら揃っていない状態にある。

[表 1-2-2-2-1-1. 送電に着目した電力・調整力需給に関する公的統計]

項目	公表主体	統計名称	集計公表内容		
			対象期間・時間帯	対象地域	対象数値
需 要					
電力需要					
	経済産業省	電力調査統計・電力需要実績	月別	都道府県別	需要電圧別需要量
	一般送配電事業者	「でんき予報」*	時間帯別	供給地域別	域内需要電力量
	広域機関	電力需給及び電力系統概要	月別	供給地域別	最大・最小電力量
調整力需要 (該当なし)					
供 給					
発電設備					
	経済産業省	電力調査統計・事業発電所数・出力	月別	事業者別	燃料種別設備容量
	経済産業省	電力調査統計・自家発電所数・出力	月別	10 経産局別	燃料種別設備容量
	経済産業省	再生可能エネルギー設備導入状況	四半期	県・市町村別	発電・契約種別容量
電力供給					
	経済産業省	電力調査統計・燃料種別発電実績	月別	都道府県別	燃料種別発電電力量
	経済産業省	電力調査統計・自家用発電実績	半期別	10 経産局別	燃料種別発電電力量
	一般送配電事業者	「でんき予報」*	時間帯別	供給地域別	燃料種別発電電力量
調整力供給 (該当なし)					
送 電					
送電設備					
地域間連系送電					
	広域機関	年次報告書・国内基幹系統図	年度別	全国・基幹系	(接続経路・混雑有無)
	広域機関	地域間連系送電線運用容量等	年度・月別	連系送電線毎	設備・運用容量
地域内送電 (該当なし)					
送受電					
地域間連系送電					
	広域機関	電力需給及び電力系統概要	月別	連系送電線毎	送受電電力量他
	広域機関	電力需給及び電力系統概要	時間帯別	主要連系線	潮流値
地域内送電 (該当なし)					

(表注) * 一般送配電事業者の一部は「でんき予報」において需要の 5 分値や再生可能エネルギー発電の予測値などを公開している場合がある。1-2-2-2-1. を参照。

2015 年に広域機関が設立されて以降、地域間連系送電に関しては運用容量の設定根拠や利用状況について詳細な実績値と整理された説明・分析資料が公開されるようになった。また地域内送電についても電圧階級別に送電線の混雑が発生している区間・設備の情報が提供されるようになるなど、広域機関関係者の尽力により当該問題に関する情報公開の状況は改善に向かいつつある。しかし残念ながら 1-2-2-2-1. で見たとおり、特に地域内送電について現状での情報公開の水準はなお十分と言える状況にはないと考えられる。

米国 PJM の域内 3,000 地点別の地点別限界価格の情報公開は極端な例であるが、北欧 NRD のように運用地域を 5 区域に大別した送電の状況を情報公開し制度的措置を検討する基礎とするのであれば、北欧 NRD より遙かに規模の大きい国内においては従来の一般送配電事業者の供給区域別ではなく、例えば都道府県別の水準^{*42}で送電線の設備容量や運用容量及び区間別での潮流値などが情報公開されて然るべきと考えられる。

しかし、こうした情報公開の実施をただ待っていても罅が開かない訳であり、現在公開されている各種の公的情報による実績値から国内での都道府県別の電力・調整力需給を推計し、当該推計結果を地域内送電などの送受電と潮流値の形に変換することができれば、送電分野における合理的な設備整備の動機付けに関する議論の一助となると考えられる。

言い方を変えれば、本稿の目的の一つは図 1-2-2-1-1-1.における各一般送配電事業者の供給区域内の送電が一体どうなっているのかを分析すべく、広域的な電力・調整力需給の推計結果が得られている場合に、当該結果を都道府県間需給に変換し地点別限界費用を推計しようとするものである。

1-2-2-3. 都道府県間需給への変換を実現するためのモデル開発の必要性

1-2-2-2.では 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換の可能性及び必要性について説明したが、実際に当該変換を行なおうとした場合にはどうなるであろうか？

既に 1-2-2-2.で説明したとおり、国内での送電に関して直接的に得られる情報は極めて限定されており、特に地域内送電については実績値を得ることすら困難な状態にある。

従って国内における広域的な電力・調整力需給の推計結果が得られている場合に、当該結果を都道府県間需給に変換可能となるよう定量的モデルの機能を強化・拡張し、確度の高い推計に基づいた議論を展開するより手段がないものと考えられる。

このため、広域的な時間帯別の電力・調整力需給の推計結果が得られている場合に、地域内送電を推計するための新たな方法論を検討し、当該推計結果を都道府県間需給に変換可能となるよう定量的モデルの機能を強化・拡張していくことが必要である。

1-2-3. 本稿の目的

本稿の目的は、従来の電力需給に関する定量的モデルによる実績を基礎に、広域的な時間帯別の電力・調整力需給の推計や地域別での予備力の予測が可能で、かつ当該推計結果を都道府県間需給に変換可能となるよう定量的モデルの機能を強化・拡張することにより、関連する政策措置の適切な形成とその実施状況の監視を支援しようとするものである。

^{*42} 国内の一部には米国 PJM 並の地点別での情報公開を求める意見もあるが、過度に詳細な情報公開は送電設備の合理的形成の議論に限界的にしか寄与しない反面、セキュリティ上の問題を惹起する可能性があるため適切ではないと考えられる。従って本稿で筆者が提示する折衷案は、複数の送電線を集約した都道府県間水準での情報公開である。

1-3. 先行研究と本稿の関係

1-3-1. 主要先行研究の概要

本項においては電力・調整力需給及び連系送電に関する主要先行研究を紹介する。

1-3-1-1. 電力・調整力需給に関する先行研究

国内における電力・調整力需給に関する主要先行研究としては、調整力を考慮した最適電源構成をモデルを用いて電力需給や将来の電源構成を定量的に考察した高尾他(2014)、山本他(2013)、小宮山・藤井(2012)、倉本他(2011)、萩本他(2010)などの技術的見地からの研究が多数挙げられる。

他方、経済的見地からの研究は相対的に稀少であり、調整力などに関する新市場創設による影響を定性的に考察した服部(2019)、調整力などの問題を念頭に産業構造・エネルギー需給を経済モデルにより定量的に評価した浜潟他(2013)などが挙げられる。

1-3-1-2. 連系送電に関する先行研究

国内における連系送電に関する主要先行研究としては、全国を 10 地域に区分し実績値に基づいた電力需給・連系送電などを定量的に考察した戒能(2016)などが挙げられる。

1-3-2. 主要先行研究と本稿の関係

本項においては 1-3-1. で紹介した主要先行研究と本稿における研究の相違点を指摘し、本稿における研究の独自性について説明する。

1-3-2-1. 電力・調整力需給に関する先行研究と本稿の関係

電力・調整力需給に関する主要先行研究の大部分を占める最適電源構成モデルを用いた研究については、現状の電力需給・国際エネルギー価格などを前提条件として所与とした上で将来の最適な電源構成を推計するものである。こうしたモデルを用いた研究は、本稿における現状の電源構成などを所与として電力需給特に電力・調整力の価格を推計し政策評価を企図するモデルとは前提条件と推計対象の関係が丁度反対となっている。

またこれらの最適電源構成を用いたモデルでは実績値入手の関係から最大でも 10 地域迄の地域分割を行い送電容量制約を考慮しているに過ぎず、本稿における 47 都道府県を識別し地域内での電力・調整力の潮流を検討対象としているモデルは見当たらない。

更に各地域の一般送配電事業者が「でんき予報」などで調整力に関する実績値の提供を開始したのは 2016 年度からであり、2015 年度以前の先行研究では本稿のような電力・調整力需給の実績値を用いた研究を行うことはそもそも不可能なはずである。

他方で主要先行研究のうち経済的見地からの研究は市場創設の影響や調整力需給などの経済影響を評価するものであり、本稿におけるモデルのように直接的に電力・調整力の価格の変化やこれに伴う電力需給への影響を研究対象としたものではない。

1-3-2-2. 地域内送電に関する先行研究と本稿の関係

電力・調整力需給に関する主要先行研究については、前述のとおり実績値入手の関係から最大でも 10 地域迄の地域分割を行い送電容量制約を考慮しているに過ぎず、本稿におけるモデルを用いた研究のように都道府県を識別し地域内での電力・調整力の潮流値や地点別限界費用を検討対象としているものは存在しない。

2. モデルの基礎的方法論

2-1. 電力・調整力需給実績と調整力需要の発生要因となる変動の推計方法

2-1-1. 電力・調整力需給実績と調整力需要要因となる変動の推計の考え方

2-1-1-1. 電力需給実績

国内での電力需要に関する公的統計については、1-2-2-2.で説明したとおり経済産業省・電力調査統計により月別・都道府県別・需要電圧別での電力需要量が公表されており、また各一般送配電事業者による「でんき予報」により時間帯別・地域別での供給区域内の総電力需要量が公表されている。

国内での電力供給に関する公的統計については、1-2-2-2.で説明したとおり経済産業省・電力調査統計により月別・事業者別・電気事業自家発電別での発電種類別の発電設備容量が公表されており、また経済産業省においては固定価格買取制度に関連して再生可能エネルギー設備導入状況などの試料により太陽光及び風力発電などの都道府県別設備容量が公表されている。また各一般電気事業者による「でんき予報」により時間帯別・地域別での供給区域内の発電種類別の電力供給量が公表されている。

従って電力需要及び供給については、「でんき予報」による実績値から時間帯別・地域別の数値が直接的に利用できる。

2-1-1-2. 調整力需給実績と調整力需要の発生要因となる変動の推計の考え方

2-1-1-2-1. 国内広域機関調整力委による信頼度評価基準の考え方 (図 2-1-1-2-1-1.及び図 2-1-1-2-1-2.参照)

2-1-1-1.では電力需給実績について説明したが、他方で調整力需給については電力需給実績と異なりこれを直接的に公表している公的統計は存在せず、何らかの考え方に基づき公的統計などから推計を行うことが必要である。

広域機関調整力委においては、2016 年度の発足後から電力システム改革実施前に設定されていた調整力・予備力などに関する検証を実施しており、当該検証の過程において信頼度評価基準についての考え方や評価結果が公開されている。以下当該調整力委による調整力・予備力に関する検証及び信頼度評価基準の考え方について概要を説明する。

1)調整力に関する検証

調整力に関する検証については、一般送配電事業者が調達・確保すべき調整力の容量である「電源Ⅰ及びⅡ」の設備容量について、現実の需要・供給の変動の大きさから見た妥当性についての検証を実施し、公募による調達・確保の必要量を算定している。

当該検証においては、地域別での残余需要の実績値を用い、変動の要因を 1)30 分単位での電力需要及び再生可能エネルギー発電の時間内変動(残余需要の時間内変動)、2)電力需要及び再生可能エネルギー発電予測誤差及び 3)最大規模電源の 1 基脱落(N-1 事故、脱落直後・脱落継続別)に大きく分類した上で調整力の必要量の推計を行っている。

図 2-1-1-2-1-1.に広域機関調整力委による変動要因の分類の概念図を示す。

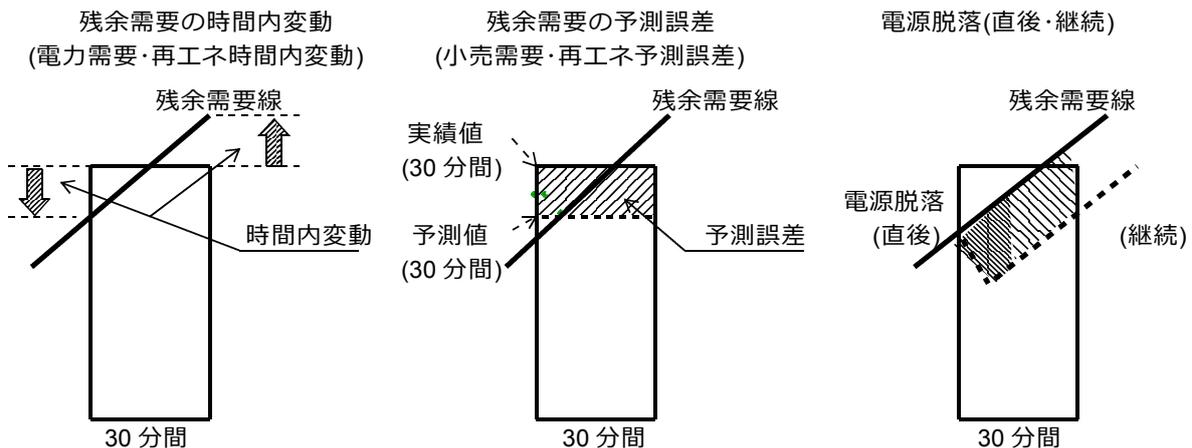
当該調整力委による検証においては、電力需要及び再生可能エネルギー発電の時間内変動については一般送配電事業者から提出された地域別での 5 分単位の実績値(以下「5 分値」と呼称する)、予測誤差については小売事業者及び発電事業者から提出された前々日又

は1時間前における実際の30分枠単位での予測値を用いて検証を行っている。

また最大規模電源の1基脱落(N-1事故)については、発電種類別の単一発電機の計画外停止確率を用いて検証を行っている。

ここで、各変動を合成した変動については、時間内変動 $+3\sigma^{*43}$ 相当値、予測誤差 $+2\sigma$ 相当値及び電源脱落直後分を合算した変動を用いており、「電源I」の必要量の算定においては地域別にこれらの変動の最大3日需要"H3"に対する比率を用いて算定している。

[図 2-1-1-2-1-1. 広域機関調整力委による変動要因の分類の概念図]



当該検討の結果から、従来の信頼度評価基準は見込不足確率(LOLP)により0.3日/月(約1%)未滿を基準としていたが、2017年度から需要1kW当の供給不足電力量期待値(EUE)を基準とし、見込不足確率(LOLP)・見込不足時間期待値(LOLE)などは補助的指標とすることが決定されている。

2) 予備力に関する検証

予備力に関する検証については、一般送配電事業者が調達・確保すべき予備力・予備率が経済的に見て合理的な水準と言えるか否かについて、電力需要の確率分布による停電コストの期待値と追加供給力確保費用の関係から検証を実施し合理性を確認している。

図 2-1-1-2-1-2. に広域機関調整力委による追加供給力・停電費用評価^{*44}の概念図を示す。

調整力委においては、停電確率に基づく停電コストの期待値は追加供給力確保量が増加すれば低減するが追加供給力確保費用は増加する関係にあり、両者を合計した停電コスト・追加供給力確保の合計費用には最適解となる費用最小となる点が存在することから、現行の予備力・予備率と当該最適解との比較により検証を行っている。

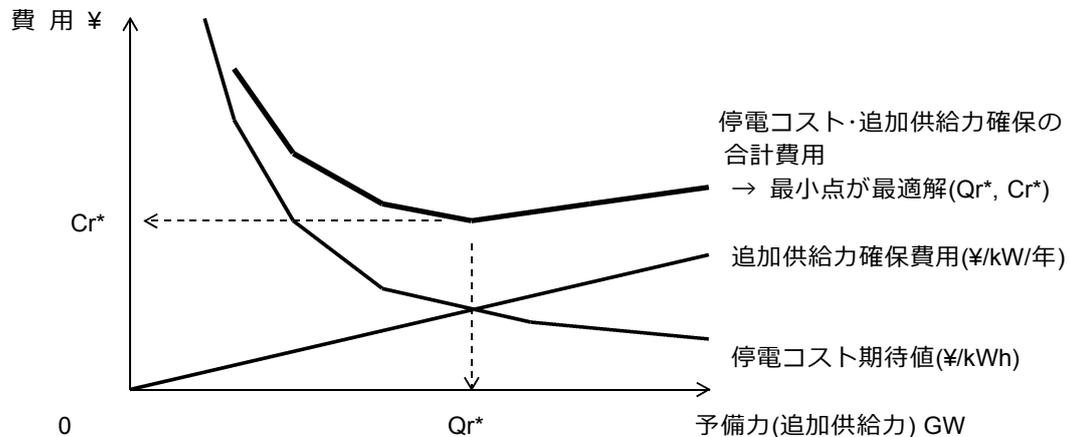
当該検証においては、旧電力系統利用協議会(ESCJ)が実施した「停電コストに関する調査(2014年1月)」における夏の平日(予告あり)と冬の平日(予告あり)の平均停電コストを¥3,050/kWh ~ ¥5,900/kWh と仮定し、供給力確保単価を経済産業省総合資源エネルギー調査会発電コスト検証WGの資料からLNG火力¥9,800/kW/年、石油火力¥16,800/kW/年と仮定した上で、実際の需要変動を用いた合計費用の最適解を算定し、当該最適解に対応する

*43 "σ" は標準偏差を示す記号である。広域機関調整力委が何故変動要因別に $3\sigma \cdot 2\sigma$ 総統治としているのかは不明である。

*44 当該評価は広域機関調整力委において「経済性分析」と略称されている。2016年度からの調整力委における検討資料においてはシナリオに応じた様々な「経済性分析」が実施されている。

追加供給力の確保量が現行の予備力・予備率(系統予備率として約 7 %)と概ね等しい結果となったことを確認している。

[図 2-1-1-2-1-2. 広域機関調整力委による追加供給力・停電費用評価の概念図]



2-1-1-2-2. 欧州大陸同期送電網運用機関(ENTSO-E)による信頼度評価基準の考え方

現在までの調整力に関する制度を巡る国内での議論においては、米国型の発電事業者に一次調整力を強制拠出させるという議論は行われておらず、調整力に関する制度は欧州 NRD 地域における制度に近いものとなると予想される。従って以下欧州 NRD 地域における調整力に関する制度を念頭に、国内での実績値を用いた要因別調整力需要と発生確率の推計について考える。

欧州における調整力需要については、1-1-3-5.の欧州 ENTSO-E における信頼度評価基準において説明したとおり考慮すべき要素として、1)発電機又は送電線の計画外停止、2)需要又は再生可能エネルギーの時間内変動、3)需要又は再生可能エネルギーの予測誤差及び 4)負荷-発電計画の乖離変動^{*45}の 4 要素が指定されている。

これら 4 要素については、規模・期間・相関及び変化率に応じてそれぞれ確定的手法と確率論的手法を組合せた評価基準が設けられている。欧州域内の一次調整力については最も過酷な大規模発電機又は基幹送電線の N-2 事故に対処可能又は見込不足時間期待値 (LOLE)により「20 年に 1 度の停電」となる水準の信頼性を確保できる必要量とすることが定められている。二次及び三次調整力については最も過酷な大規模発電機又は基幹送電線の N-1 事故に対処可能又は見込不足確率 (LOLP)により 99.9 %以上の水準の信頼性を確保する必要量とすることが定められている。

欧州においては、1-1-3-5.で説明したとおり欧州 ENTSO-E が呈示した上記の基本的な考え方を受けて、各運用地域において具体的な基準と調整力の必要量などが個別に算定され運用されている。

*45 欧州 ENTSO-E の 4)負荷・発電計画の乖離変動については、小売事業者などに同時同量の確保とインバランス精算が義務が課せられている制度下では 3)需要に関する予測誤差と実質的に同じ問題であると考えられるため、以下本稿ではこれらを「予測誤差」として統一的に取扱うこととする。

厳密に言えば、欧州 ENTSO-E での負荷・発電計画の乖離変動には需要に関する予測誤差以外にも不適切な発電計画や過失などによる需給の不一致が含まれることとなる。

2-1-1-3. 本稿における要因別調整力需要と発生確率の実績値からの推計の考え方

2-1-1-3-1. 信頼度評価基準の要素の需要側・供給側への分離

2-1-1-2.では国内での広域機関調整力委と欧州大陸同期送電網運用機関(ENTSO-E)による信頼度評価基準の考え方について説明した。

ここで、二次及び三次調整力に対する信頼度評価基準の要素については国内の調整力委においても欧州 ENTSO-E においてもほぼ同様であり、1)30 分単位での需要及び再生可能エネルギー発電の時間内変動(残余需要の時間内変動)、2)需要及び再生可能エネルギー発電予測誤差(負荷-発電計画の乖離変動を含む)及び 3)最大規模電源の脱落又は基幹送電線の事故・故障(直後・継続別)に大別される。

従ってこれらの要素を需要側と供給側に分離した場合、需要側変動としては 1)電力需要の時間内変動及び 2)電力需要の予測誤差などが挙げられ、供給側変動としては 1)再生可能エネルギー発電の時間内変動、2)再生可能エネルギー発電の予測誤差など及び 3)火力・原子力発電所などでの発電機又は送電線の事故・故障による計画外停止が挙げられる。

2-1-1-3-2. 需要側の時間内変動と予測誤差の推計

2-1-1-3-1.では二次及び三次調整力に対する信頼度評価基準の要素を需要側と供給側に分離し合計 5 つの要素を列挙したが、最初にこれらの要素のうち需要側の時間内変動と予測誤差の推計の考え方について説明する。

1) 電力需要の時間内変動

電力需要の時間内変動については、「でんき予報」において一般送配電事業者 10 社のうち関西電力・九州電力など 5 社が 2016 年度からの時間帯別電力需要について 1 時間値に加えて 5 分値での需要実績を一般公開^{*46}しており、近隣地域での 5 分値による需要実績と該当地域の 1 時間値による需要実績から時間内変動を推計できる。

従って二次及び三次調整力の信頼度評価基準の要素のうち電力需要の時間内変動については、地域の特性が類似した近隣地域の一般送配電事業者が公開する 5 分値での需要実績を用いた推計により、5 分値を公開していない地域の電力需要の時間内変動を推計することが適当であると考えられる。

2) 電力需要の予測誤差

電力需要の予測誤差については、現状でこれを公開している一般送配電事業者は存在していない。

従って電力需要の予測誤差については、過去の実績値などを用いて該当する時間帯・地域での電力需要を実際に予測し、当該予測に伴う誤差を予測誤差の推計値とすることが考えられる。

このため、実際に前年同月・同曜日・同時時間帯での実績値や同年直近日の平年比での実績値など情報を基礎に、小売電気事業者や発電事業者が回帰分析により予測しているものと仮定した予測誤差の再現推計を行う。

現実の電力需給においては 30 分が 1 コマとして設定されているが、再現推計の都合から予測誤差については 1 時間単位での予測誤差を再現推計してこれを用いる。

*46 一般送配電事業者の「でんき予報」において 10 社全部が当日分について 5 分値により電力需要実績を公開しているが、翌日には結果が消去されてしまい、過去分について 5 分値を整理して公開しているのは 5 社のみである。

2-1-1-3-3. 再生可能エネルギーの時間内変動と予測誤差の推計

次に信頼度評価基準の要素のうち再生可能エネルギーによる電力供給の時間内変動と予測誤差の推計の考え方について説明する。

基本的に再生可能エネルギーのうち時間内変動及び予測誤差の両方を考慮する必要があるのは太陽光発電と風力発電であり、水力・地熱及びバイオマス発電では時間内変動を考慮する必要がないなど、発電種別によって時間内変動と予測誤差の推計に大きな差異があるため、以下本項においてはこれらの発電種別を区分した上で推計の考え方について説明する。

1) 再生可能エネルギーによる電力供給の時間内変動

a. 太陽光発電及び風力発電

太陽光発電・風力発電による電力供給の時間内変動については、一般送配電事業者による「でんき予報」において1時間値が公表されている他は唯一東京電力PGCにより30分値が公表されているのみであり、これより短い時間での供給の実績値は公開されていない。このため時間内変動については、これに直接的に対応する実績値を得ることができない。

太陽光発電及び風力発電の出力の変動については、基本的に日射量変化や風速変化などの気象条件の変動に起因したものであり、時間内変動を推計しようとする時間帯前後での気象条件と自己相似的(「フラクタル」的)な変化が予想されるものである。

このため太陽光発電及び風力発電による電力供給の時間内変動については、自己相似性を前提として該当日の前後の時間帯における稼働率変化から推計を行うこととする。

b. 水力・地熱及びバイオマス発電

水力・地熱及びバイオマス発電については、下記の理由から時間内変動を考慮しないものとする。

水力発電の発電方式には大きく分けて1)揚水式発電、2)貯水池・調整池式発電及び3)流込式発電の3種類がある。水力発電の発電方式のうち、1)揚水式発電、2)貯水池式・調整池式発電については、規模は異なるもののダムなどの施設により数日から数時間分の水量が確保されるよう設計されている。これらの方式の水力発電では事故・故障などを除いては調整ができない形での時間内変動が生じることはないものと考えられる。他方で3)流込式発電では河川に簡単な取水堰などを設けて発電する方式であり河川流量が変化して取水量が変化すれば出力もまた変化することとなるが、設備の保護のため安定した取水ができない状態で流込式発電の運転を継続することはないため、時間内変動を考慮する必要がないものと考えられる。

地熱発電については、国内における年間発電電力量の実績値と設備容量から推計される平均設備稼働率は70%前後であり、整備の点検・補修や事故・故障などを除いてはほぼ常時安定的に稼働しているものと考えられる。地熱発電に用いるエネルギー源は地熱井からの熱水・蒸気であり、適切な操業管理により時間内変動を生じない安定的な発電が可能となるよう措置することは容易であると考えられる。

バイオマス発電の発電方式には混焼式と専焼式があるが、混焼式の場合についての発電特性は石炭火力発電などの火力発電と同じであり、適切な操業管理により時間内変動を生じない安定的な発電が可能となるよう措置することは容易であると考えられる。専焼式の場合には季節単位・月単位で見た場合に発電に必要な間伐材などのバイオマスが確保できず発電が制限されることがあるが、事故・故障などを除いては調整ができない形での時間内変動が生じることはないものと考えられる。

2) 再生可能エネルギー太陽光発電・風力発電による電力供給の予測誤差

a. 太陽光発電及び風力発電

太陽光発電・風力発電による電力供給の予測誤差については、現状でこれを公開しているのは一般送配電事業者のうち東京電力 PGC のみであり、2016 年度から太陽光発電及び風力発電についての 30 分値による予測供給量と実績供給量を一般公開している。

東京電力 PGC による供給区域内での予測供給量と実績供給量の差異から算定される予測誤差については、基本的に他の地域における予測誤差と同様のものと考えられるため、当該予測誤差を稼働率に対する予測誤差率に換算した上で他の 9 地域の予測誤差率として推計に用いることとする。

b. 水力・地熱及びバイオマス発電

水力発電のうち貯水池式・調整池式及び流下式(以下「水力(一般)発電」と呼称する)については、季節別・月別での河川水量の変動可能性などに関する不確実性が存在するため、予測誤差を考慮する必要があると考えられる。

他方で地熱発電・バイオマス発電については適切な操業管理により安定的稼働が可能であり不確実性が非常に小さいため、予測誤差を考慮する必要がないものと考えられる。

水力(一般)発電についての予測誤差の再現推計については、電力需要に関する予測誤差の場合と同様に過去の実績値などを用いて該当する時間帯・地域での発電電力量を実際に予測し、当該予測に伴う誤差を予測誤差の推計値とすることが考えられる。

このため、実際に前年同月・同曜日・同時時間帯での実績値や同年直近日の平年比での実績値など情報を基礎に、水力(一般)発電事業者が回帰分析により予測しているものと仮定した上で予測誤差の再現推計を行う。

2-1-1-3-4. 火力・原子力発電所などでの発電機又は送電線の事故・故障と発生確率

2-1-1-2-1.で説明したとおり、国内での調整力委による検証においては火力・原子力発電所での発電機の事故・故障について大規模電源の 1 基脱落を想定した上で、発電種類別の単一発電機の計画外停止確率などを用いて検証を行っている。

しかし当該検討においては送電線の事故・故障に起因した計画外停止が識別されておらず、原子力発電・地熱発電などには火力発電の実績値が類推適用されており、事故・故障による計画外停止の発生率が直接的に推計されていないなどの問題点が指摘できる。

特に各地域における発電所と基幹送電線を連絡する「電源(送電)線」については、頻度は低いものの実際に事故・故障が発生しており、複数の発電機が立地する大型火力・原子力発電所に接続した電源線の事故の場合には、確率が非常に低い事故であっても発生してしまった場合の供給支障の影響は単一発電機の事故の規模を大幅に超えるものと想定される。

また現状では国内の多くの地域において域内最大の電源は原子力発電所であり、実績値が得られるにもかかわらず過去の火力発電からの類推による計画外停止確率を適用した推計を行うことは、試算の考え方において問題があると考えられる。

従って、本稿においては欧州 ENTSO-E の考え方に基づき、各地域において最大の供給支障電力量を生じる火力・原子力発電所などでの発電機又は送電線の事故・故障を特定し、当該事故・故障による計画外停止の発生確率から調整力需要の推計を行う。

2-1-1-3-5. 要因別調整力需要と発生確率の推計結果の合成 (式 2-1-1-3-5-1.参照)

2-1-1-3-2.から 2-1-1-3-4.迄の各項目においては、調整力需要の 5 つの要因の推計の考え方

について需要側及び供給側に分離してそれぞれ説明したが、実際に地域別・時間帯別での調整力需給を推計する上ではこれらの要因の発生確率を合成した単一の確率分布を推計することが必要である。

ここで、電力需要及び再生可能エネルギー発電に関する時間内変動や予測誤差の4つの要因については連続的な不確実性要因であるため一般的な不確かさの伝播則を適用して合成することが可能である。他方で火力・原子力発電の事故・故障による計画外停止については、離散的な不確実性要因であって他の要因同様の単純な合成方法が適用できないこと及び他の要因と異なり上げ調整力需要のみが生じることに注意が必要である。

見方を変えれば、時間内変動や予測誤差は連続的な不確実性要因であるためその期待値を用いた対応には意味があるが、計画外停止は離散的な不確実性要因であるため期待値を用いた対応には意味がない^{*47}ため区別して取扱う必要があると考えることができる。

従って地域別・時間帯別での調整力需要を合成する際には、電力需要及び再生可能エネルギー発電に関する時間内変動や予測誤差の4つの要因については不確かさの伝播則に従う合成によって調整力需要を算定し、更に上げ調整力については火力・原子力発電などの事故・故障による計画外停止についての不確実性に対処するために必要な調整力需要を別途算定して両者のうち大きい方を上げ調整力需要とすることが必要である。

式 2-1-1-3-5-1. に調整力需要の5つの要因の確率分布の合成方法について示す。

地域別・時間帯別に必要な上げ調整力需要量は要求される信頼性の関数であり、1)電力需要及び再生可能エネルギー発電に関する時間内変動や予測誤差の4つの要因について不確かさの伝播則に従う合成により算定される必要容量又は2)火力・原子力発電などの事故・故障による計画外停止への対応のため当該地域の最大電源設備容量などから算定される必要容量の1)又は2)のうち大きい方として算定される。

他方で下げ調整力需要量は、電力需要及び再生可能エネルギー発電に関する時間内変動や予測誤差の4つの要因を不確かさの伝播則により合成した結果から算定される。

[式 2-1-1-3-5-1. 調整力需要の5つの要因の確率分布の合成方法]

$$QR_{ui}(t, r) = \max \left[\left[\sum_j \left(\frac{Q_{uij}(t)}{Q_i(t)} \right)^2 \cdot u_{ij}(t, r)^2 \right]^{0.5}, Qu_{ik}(t, r) \right] \quad \text{式 21135101}$$

$$QR_{di}(t, r) = \left[\sum_j \left(\frac{Q_{dij}(t)}{Q_i(t)} \right)^2 \cdot u_{ij}(t, r)^2 \right]^{0.5} \quad \text{式 21135102}$$

- QR_{ui}(t, r) 地域 i, 時間帯 t, 信頼性 r に対応する上げ調整力需要量 (MW)
- QR_{di}(t, r) 地域 i, 時間帯 t, 信頼性 r に対応する下げ調整力需要量 (MW)
- Q_{uij}(t) 地域 i, 時間帯 t での要因 j の影響量 (MW)
(j ∈ {需要時間内変動, 需要予測誤差, 再エネ時間内変動, 再エネ予測誤差})
- Qu_{ik}(t, r) 地域 i, 時間帯 t, 信頼性 r の条件下で事故・故障による計画外停止への対応に必要な容量 (MW)
- Q_i(t) 地域 i, 時間帯 t での電力需要量 (MW)
- u_{ij}(t, r) 地域 i, 時間帯 t, 信頼性 r に対応する要因 j の発生確率 (0 ≤ u_{ij}(t, r) ≤ 1)

*47 例えば1%の確率で1GWの電源が故障するとした場合、その期待値である10MWの電源を備えておくことには意味がなく、1%の確率で発生する当該離散的事象(故障)に対応するためには1GWの電源を備えておくことが必要である。

2-1-2. 需要側実績及び変動の具体的推計方法

2-1-2-1. 需要側実績

国内の地域別電力需要については 1-2-2-2.及び 2-1-1-3-1.で説明したとおり、各一般送配電事業者による「でんき予報」として時間帯別の域内需要電力量が公表されている。電力需要の実績値は、当該「でんき予報」による地域別・時間帯別の電力需要^{*48}を用いる。

推計作業量を合理化するため、本稿における電力・調整力需給については月別に平日と土日祝日別に集約しそれぞれ 1 時間単位の 24 時間帯について推計を行い、電力需要についてもこれに応じた集約処理を行うものとする。

2-1-2-2. 需要側変動のうち時間内変動 (表 2-1-2-2-1-1.参照)

2-1-1-3-2.で説明したとおり、「でんき予報」による域内需要電力量は一般送配電事業者 10 社が時間帯内の電力需要を平均した 1 時間値での電力需要実績を一般公開しており、うち 5 社が 5 分値での電力需要実績を一般公開している。

表 2-1-2-2-1-1.に電力需要の時間内変動の近隣地域での実績値からの推計について示す。

当該推計において、5 分値による実績値を整理公開している 5 社においては当該実績値そのものを時間内変動として用いる。実績値を整理公開していない 5 社については、表 2-1-2-2-1-1.に示すとおり大都市部・地方部及び寒冷地など地域の特性が類似した実績値を整理公開している近隣地域の一般送配電事業者の 1 時間値と 5 分値の標準偏差の比率から、当該地域の 1 時間値の標準偏差の値に当該比率を乗じて時間内変動を推計する。

[表 2-1-2-2-1-1. 電力需要の時間内変動の近隣地域での実績値からの推計]

地域名	5分値整理公開有無	推計に使用する地域	適用理由
北海道	公開	(北海道)	
東北	非公開	北陸	寒冷地・地方部
東京	非公開	関西	大都市部
北陸	公開	(北陸)	
中部	非公開	関西	大都市部
関西	公開	(関西)	
中国	非公開	九州	地方部
四国	非公開	九州	地方部
九州	公開	(九州)	
沖縄	公開	(沖縄)	

(表注) 5分値の整理公開状況は 2019 年 4 月現在での状況。各地域における電力需要の時間内変動は、5 分値の実績値を公開している地域については当該 5 分値の実績値の標準偏差を用い、公開していない地域については上記「推計に使用する地域」での 5 分値と 1 時間値の標準偏差の比率を該当地域の 1 時間値の標準偏差に乗じて 5 分値の標準偏差を算定する。

2-1-2-3. 需要側変動のうち予測誤差の再現推計

2-1-2-3-1. 需要側変動のうち予測誤差の再現推計方法 (式 2-1-2-3-1-1.参照)

2-1-1-3-2.で説明したとおり電力需要に関して小売電気事業者による電力需要の予測値・計画値などは一般には公開されておらず、直接的に予測誤差を知ることが困難であるため

*48 電力需要のうち再生可能エネルギー発電分を除外して得られる残余需要線の推計については 2-1-3-5.において説明する。

何らかの再現推計が必要である。

式 2-1-2-3-1-1.に電力需要の実績値を用いた予測誤差の再現推計の方法を示す。

国内での電力需要は地域・季節・曜日・時間帯による変化が著しいため、地域・季節・曜日・時間帯を識別した推計を行うことが必要であり、また祝祭日については土曜日・日曜日と同様に扱うことが必要である。

特定の地域・季節・曜日・時間帯における電力需要に関する最も簡単な予測式としては、当該時間帯における電力需要の対数を被説明変数とし、前年及び前々年同月同曜日の同時時間帯の電力需要の対数を説明変数とした時系列回帰分析による予測であると考えられる。

現実の小売電気事業者による電力需要の予測については、各種の天気予報・気温予報などの情報を用いた複雑で精緻なものであると考えられるが、当該簡単な予測式による誤差部分はこうした小売電気事業者による予測誤差の近似値となっているものと考えられる。

当該再現推計の誤差部分から電力需要の予測誤差の確率分布^{*49}が得られ、各時間帯での電力需要の予測誤差に対応した電力需要に対する上げ及び下げ別での調整力需要比率や調整力需要発生確率を推計することができる。

[式 2-1-2-3-1-1. 電力需要の実績値を用いた予測誤差の再現推計の方法]

$$\ln(\text{DMmd}(T, t)) = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln(\text{DMmd}(T-1, t)) + \beta_2 \cdot \ln(\text{DMmd}(T-2, t)) + \sum_{s=1}^S \Gamma_1(s) \cdot \text{AR}(s) + \sum_{u=1}^U \Gamma_2(u) \cdot \text{MA}(u) + \varepsilon_{\text{md}}(T, t)$$

DMmd(T, t)	T年度 m月 d曜日のt時間帯での電力需要 (MW)
DMmd(T-1, t)	T-1年度 m月 d曜日のt時間帯での電力需要 (MW)
DMmd(T-2, t)	T-2年度 m月 d曜日のt時間帯での電力需要 (MW)
AR(s)	s期の自己相関項(AR)
MA(u)	u期の移動平均項(MA)
$\beta_0, \beta_1 \sim \beta_3$	定数項、各説明変数の係数
$\Gamma_1(s), \Gamma_2(u)$	自己相関項(AR(s))・移動平均項(MA(u))の係数
$\varepsilon_{\text{md}}(T, t)$	T年度 m月 d曜日のt時間帯での電力需要の予測誤差(本来の予測誤差の近似値)

(式注) 自己相関項(AR)・移動平均項(MA)の期数(次数)は、Box-Jenkins 法により系列相関が残留しない組合せの中から赤池情報量基準(AIC)を最小化する期数(次数)の組を地域・時間帯毎に採択。

2-1-2-3-2. 需要側変動のうち予測誤差の広域機関調整力委による調査分析結果との比較
(図 2-1-2-3-2-1.及び 2-1-2-3-2-2.参照)

電力需要に関する小売電気事業者による電力需要などの予測値・計画値に関しては、2-1-2-3-1.などで説明したとおり各一般送配電事業者からは予測値・計画値自体が公開されていないものの、広域機関調整力委により予測誤差などについて 2016 年度以降ほぼ毎年度^{*50}調査が実施され分析結果が公表されている。

図 2-1-2-3-2-1.及び 2-1-2-3-2-2.に広域機関調整力委による需要側変動のうち予測誤差の分析結果例(東京・九州での事例、一般送配電事業者予測分)について示す。

当該公表値については、同一月・同一地域に対する予測誤差であるにもかかわらず地域

*49 式3-1-2-3-1-1.の時系列回帰分析による予測誤差の再現推計においては、上げ・下げに対して対称的な正規分布を前提とした誤差の確率分布が得られることに注意。

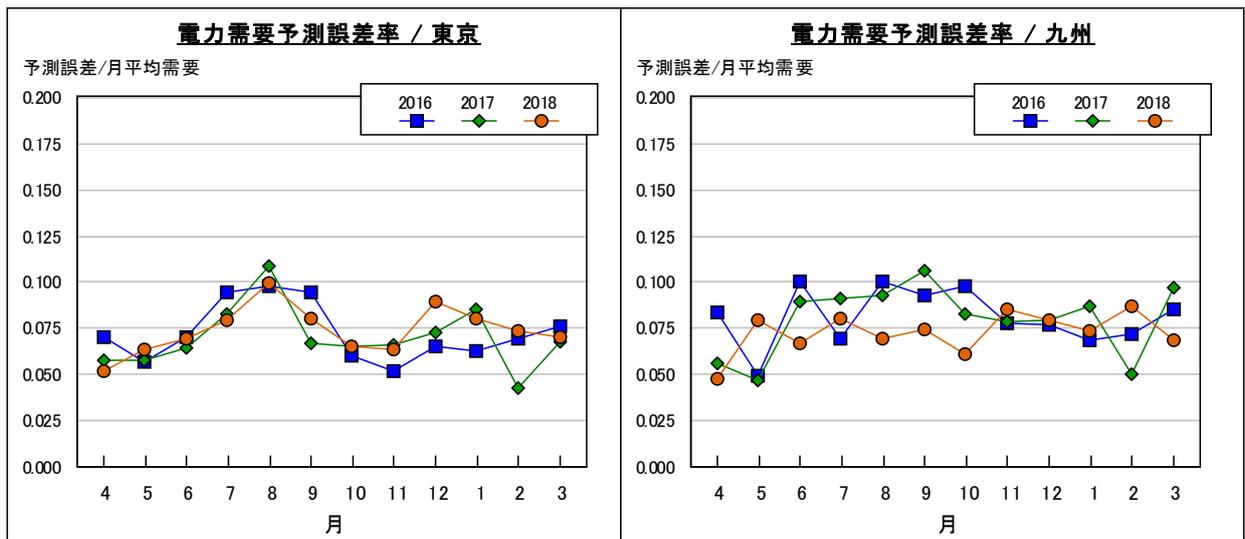
*50 具体的には広域機関調整力委において2016年8・9月(第5・6回)、2017年7月(第18回)、2018年5月(第28回)及び2019年6月(第40回)に予測誤差などの実績値についての調査分析結果が公表されている。

毎に毎年度大きく変動しており必ずしも一定しないこと、予測誤差に偏差が存在し平均値が0とは限らないこと^{*51}などの点に注意が必要である。

当該月別・地域別での予測誤差の公表値には上記のような問題があるものの、2-1-2-3-1.での再現推計による予測誤差について誤差率に換算した当該公表値と照合することにより、予測誤差の推計精度をある程度の範囲で確認することができる。

従って需要側変動のうち予測誤差については2-1-2-3-1.での再現推計の結果を月別・地域別に集計し、広域機関調整力委による分析結果を誤差率に換算した値と比較し推計精度を確認した上で試算を行うものとする。

[図 2-1-2-3-2-1.,-2. 広域機関調整力委による需要側変動のうち予測誤差の分析結果例(東京・九州での事例、一般送配電事業者予測分・前日)]



出典) 広域機関調整力委第 6,18,28 及び 40 回資料より作成。

数値は誤差の正規分布を仮定した際に 99 %相当点の容量が当該月の平均需要量に占める比率を示す。

2-1-3. 供給側実績及び変動の具体的推計方法(1) 再生可能エネルギー発電

2-1-3-1. 再生可能エネルギー発電による供給

2-1-3-1-1. 再生可能エネルギー発電による電力供給

国内の地域別での再生可能エネルギー発電による電力供給については1-2-2-2.で説明したとおり、各一般送配電事業者による「でんき予報」として時間帯別の主要再生可能エネルギー発電による域内供給電力量が公表されている。具体的には、太陽光・風力・水力・地熱及びバイオマス発電の5つの発電種類別に60分値での発電電力量が地域別・時間帯別に公表されている。

再生可能エネルギー発電による電力供給の実績値については、各一般電気事業者による「でんき予報」の時間帯別・地域別での電力供給のうち、太陽光・風力・水力・地熱及びバイオ

*51 特に東京地域における予測誤差は明らかに過大推計(実績値が「下振れ」となっているが、当該傾向は計画値同時同量制度下での需要予測義務やインバランス精算の上下限設定など現状の制度に起因した偏差である可能性が考えられる。

マス発電の供給電力量の実績値を用いる。

推計作業量を合理化するため、本稿における電力・調整力需給については月別に平日と土日祝日別に集約しそれぞれ 1 時間単位の 24 時間帯について推計を行うことから、再生可能エネルギー発電による供給もこれに応じた集約処理を行うものとする。

同様に推計の合理化の観点から、再生可能エネルギー発電については設備の経年劣化や部分負荷運転による発電効率・発電出力の低下などについては考慮しない。

2-1-3-1-2. 再生可能エネルギー発電による調整力供給

国内の地域別での再生可能エネルギー発電による調整力供給については実績値が得られないため、以下のとおり推計を行う。

太陽光及び風力発電については、調整力供給はカットオフによる下げ調整力のみ供給可能であると仮定し上げ調整力の供給を想定しないこととする。当該下げ調整力については 2-2-1.及び 2-2-2.で説明する電力・調整力需給の推計方法に従うものと推計する。

水力(一般・揚水)・地熱及びバイオマス発電については上げ及び上げ調整力の両方を供給可能であると仮定し、2-2-2.及び 2-2-3.で説明する電力・調整力需給の推計方法に従い供給を行う^{*52}ものと推計する。

調整力需要のうち再生可能エネルギー発電による供給側分については実績値が得られないため、以下本項で説明する推計方法により 1)太陽光及び風力発電の時間内変動・予測誤差による調整力需要、2)水力(一般)の予測誤差による調整力需要及び3)地熱及びバイオマス発電の事故・故障による計画外停止に伴う上げ調整力需要部分の別に時間帯別・地域別の供給側分の上げ及び下げ調整力別調整力需要の推計値を用いる。

2-1-3-1-3. 再生可能エネルギー発電の可変費用の推計

電力・調整力需給を推計するためには、再生可能エネルギー発電についての可変費用を推計することが必要であるが、太陽光・風力及び地熱発電については可変費用が非常に小さいため、これらの発電種類の可変費用は推計せずに 0 であると見なす。

他方で水力及びバイオマス発電については以下のとおり可変費用を推計する。

水力については用水費・消耗品費など旧一般電気事業者の有価証券報告書における費用明細書の内訳などから可変費用を推計して用いる。バイオマス発電については燃料費用を日本貿易統計における木質系バイオマスの輸入価格などから推計し、燃料費用以外の可変費用については、石炭火力発電の燃料費以外の可変費用と同じであると見なして用いる。

2-1-3-1-4. 再生可能エネルギー発電の参入可否判定の不実施

再生可能エネルギー発電については、現状においてその全部が固定価格買取制度(FIT)の対象となっている。従って、再生可能エネルギー発電設備については固定価格買取制度(FIT)による価格設定及び買取期間の条件に基づいて、固定費用の回収が確実と判断された設備のみが投資の対象となり参入しているものと考えられる。

このため、後述する火力発電設備のような固定費用回収度の推計による燃料種別参入可否判定に相当する評価分析は行わない。

*52 一般に再生可能エネルギー発電の可変費用は発電種別を問わず火力発電などと比較して非常に低いことから、低電力需要期の昼間における太陽光発電のカットオフなど特殊な場合を除いて再生可能エネルギー発電が調整力を供給することは稀であると考えられる。

2-1-3-2. 再生可能エネルギー発電の時間内変動の再現推計

再生可能エネルギー発電による発電電力量は 2-1-1-3.で説明したとおり時間帯内の発電電力量を平均した 1 時間単位での実績値であり、30 分以下の時間帯の中で数分単位で発生している時間内変動を推計するためには何らかの再現推計が必要である。

ここで 2-1-2-2.で説明した電力需要の場合と異なり、再生可能エネルギー発電においては太陽光・風力発電などを中心に地域別・月別又は地域別・四半期別に発電種類別の設備容量が常時変化しているため、発電電力量の時間内変動そのものを直接的に推計することは適切ではない。

このため、再生可能エネルギー発電において時間内変動を推計する場合には、最初に地域別・月別又は地域別・四半期別での設備稼働率の時間内変動を推計し、これを該当地域・時点での設備容量に乗じることによって時間内変動を二段階で推計することが必要であると考えられる。

以下 2-1-1-3-3.で説明した考え方に従い、再生可能エネルギー発電に関する時間内変動については太陽光発電及び風力発電について自己相似性(フラクタル性)を前提とした時間内変動の推計を行い、水力・地熱及びバイオマス発電については時間内変動を考慮せず推計を行わない。

2-1-3-2-1. 太陽光発電及び風力発電の時間内変動の再現推計 (図 2-1-3-2-1-1.参照)

太陽光発電及び風力発電の時間内変動の再現推計の方法については概ね同じであるため、以下太陽光発電について説明を行う。

図 2-1-3-2-1-1.に太陽光発電の出力変動の自己相似性と時間帯別の変動を用いた時間内変動の再現推計の概念図を示す。

太陽光発電については、「でんき予報」による 1 時間単位での域内太陽光発電電力量を該当する地域・期間の電力調査統計による発電設備容量と当該地域の緯度と暦日に応じた太陽高度から推計される発電可能電力量比率^{*53} で除することにより、地域別・時間帯別の設備稼働率を推計することができる。当該設備稼働率を用いて、太陽光発電については最初に地域別・月別設備稼働率の時間帯別変動を推計し、これを該当地域・時点での設備容量に乗じることによって時間帯別変動を二段階で推計することができる。

2-1-1-3 で説明したとおり、当該設備稼働率は時間帯内の稼働率を平均した 1 時間単位での実績値であり、30 分以下の時間帯の中で数分単位で発生している時間内変動を推計するためには何らかの再現推計が必要である。

太陽光発電の出力変動については雲が日射を遮ることにより生じるため、時間単位での変動と分単位での変動の間には自己相似性^{*54} があるものと推定できる。例えば平年と比較した時間単位で見た出力変動が小さい晴天や雨天の日には、全く雲がないか又は全天が雲に覆われている訳であり、分単位での出力変動もまた小さいと考えられる。他方で平年と比較した時間単位で見た出力変動が大きい「晴れ時々雨」などの日には、分単位での出力変動もまた大きいと考えられる。

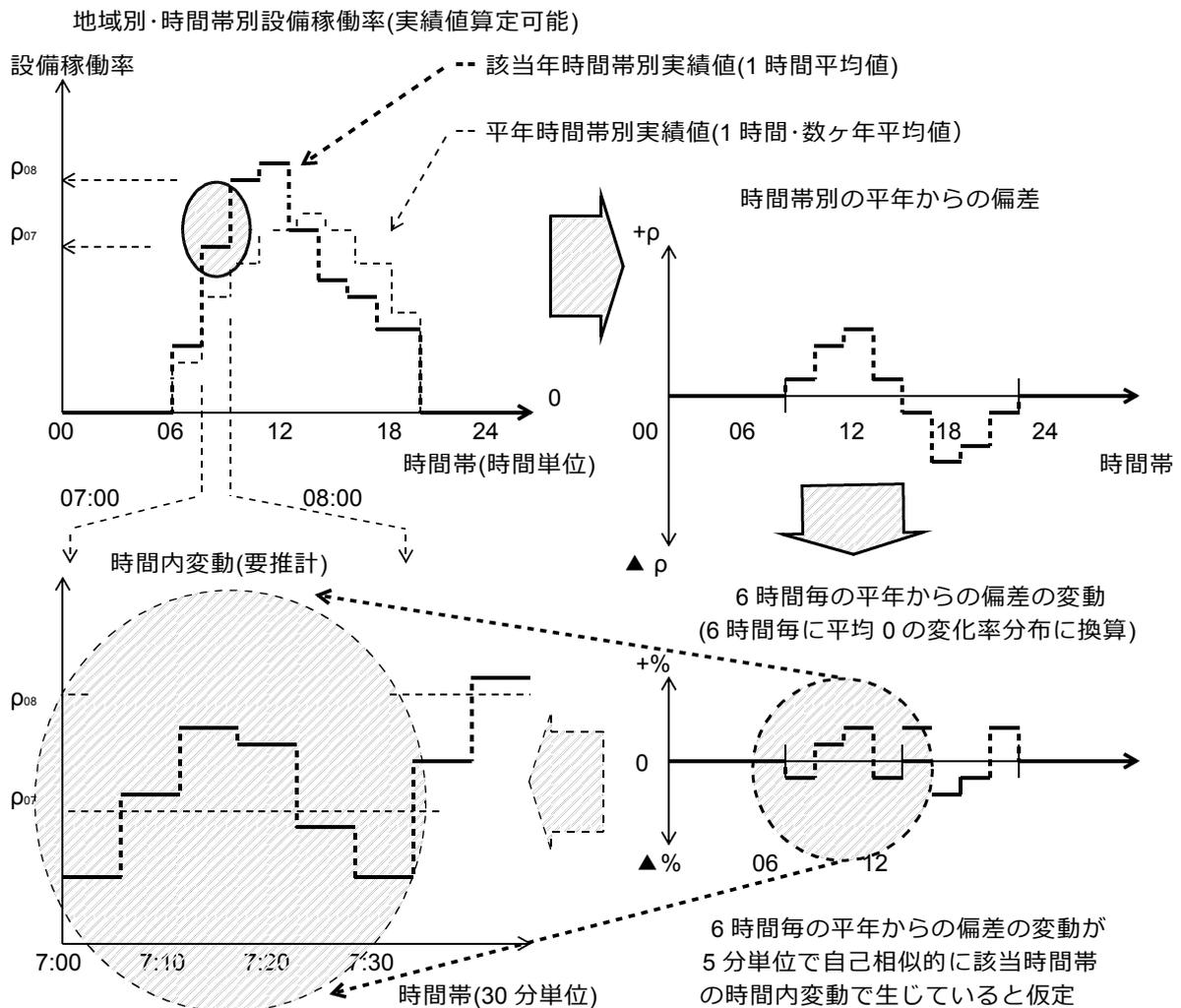
*53 発電可能電力量比率とは、地域別・月別・曜日別・時間帯別での太陽高度及び日照時間の変化を考慮した太陽光発電設備1 kW 当の発電可能電力量の比率をいう。補論2を参照。

*54 例えばある地点・時間帯の太陽光発電の出力を決定するのは当該地点・時間帯での雲量であるが、一般に雲の動きには自己相似性(フラクタル性)が存在することが知られている。

従って本稿においては太陽光発電の時間内変動について、当該時間帯が属する午前・午後の2区分6時間毎での1時間単位での変動が自己相似的に5分単位で発生しているものと仮定した再現推計を行う。

当該再現推計の結果から太陽光発電の時間内変動の確率分布が得られるため、各時間帯での太陽光発電による時間内変動に対応した電力需要に対する上げ及び下げ別での調整力需要比率や調整力需要発生確率を推計することができる。

[図 2-1-3-2-1-1. 太陽光発電の出力変動の自己相似性と時間帯別の変動を用いた時間内変動の再現推計の概念図]



(図注) 図は太陽光発電の例であり日中12時間のみの変動を示すが、風力発電などの場合は24時間である。

2-1-3-3. 再生可能エネルギー発電の予測誤差

国内での電力供給のうち再生可能エネルギー発電については、各一般電気事業者による「でんき予報」により時間帯別・地域別での供給区域内の主要再生可能エネルギー発電の発電種類別の発電電力量が公表されている。具体的には、太陽光・風力・水力・地熱及びバイオマス発電の5つの発電種類別に発電電力量が地域別・時間帯別に公表されている。

しかし 2-1-1-3.で説明したとおり発電事業者による再生可能エネルギー発電電力量の予

測値・計画値などは公開されておらず、唯一東京電力 PGC のみが予測供給量と実績供給量を公開しているに過ぎないため、大部分の地域について直接的に予測誤差を知ることは困難であり何らかの再現推計が必要である。

2-1-3-3-1. 太陽光発電及び風力発電の予測誤差

2-1-1-3-3.で説明したとおり、「でんき予報」における太陽光発電及び風力発電の電力供給量は一般送配電事業者 10 社が時間帯内の発電電力量を平均した 1 時間値での発電電力量実績を一般公開しており、うち東京電力 PGC が 30 分値での予測供給量と実績供給量を一般公開している。

当該東京電力 PGC による予測供給量と実績供給量から算定される予測誤差率については、地域間で大きな差異はないと考えられるため、当該予測誤差率が他 9 地域においても同じであると見なした上で推計を行う。

当該予測供給量と実績供給量の実績値においては 30 分が 1 コマとして設定されているが、再現推計の都合から予測誤差については 1 時間単位での予測誤差に集計・変換してこれを用いる。

2-1-3-3-2. 水力(一般)発電の予測誤差の再現推計 (式 2-1-3-3-2-1.参照)

式 2-1-3-3-2-1.に水力(一般)発電の設備稼働率の実績値を用いた予測誤差の再現推計の方法を示す。

国内での水力(一般)発電の発電電力量については地域・季節・時間帯による変化が著しいため、発電種類別に地域・季節・時間帯を識別した推計を行うことが必要である。

水力(揚水)発電については人為的に時間帯別の発電電力量が調整可能であるため推計対象から除外する。

特定の地域・季節・時間帯における発電電力量に関する最も簡単な予測式としては、当該時間帯における供給電力の対数を被説明変数とし、前年及び前々年同月同日の同時間帯の供給電力の対数を説明変数とした時系列回帰分析による予測であると考えられる。

現実の発電事業者による水力(一般)発電の発電電力量の予測については、降水量など多数の情報を用いた複雑で精緻なものであると考えられるが、当該簡単な予測式による誤差部分はこうした発電事業者による予測誤差の近似値となっているものと考えられる。

当該再現推計の結果から水力(一般)発電の予測誤差の確率分布が得られ、各時間帯での予測誤差に対応した、電力需要に対する上げ及び下げ別での調整力需要比率や調整力需要発生確率を推計することができる。

[式 2-1-3-3-2-1. 水力(一般)発電の設備稼働率の実績値を用いた予測誤差の再現推計の方法]

$$\ln(PXmd(T, t)) = \beta_0 + \beta_1 \cdot \ln(PXmd(T-1, t)) + \beta_2 \cdot \ln(PXmd(T-2, t)) + \sum_{s=1}^S \Gamma_1(s) \cdot AR(s) + \sum_{u=1}^U \Gamma_2(u) \cdot MA(u) + \varepsilon md(T, t)$$

PXmd(T, t)	T 年度 m 月 d 曜日の t 時間帯での供給電力 (MW)
PXmd(T-1, t)	T-1 年度 m 月 d 曜日の t 時間帯での供給電力 (MW)
PXmd(T-2, t)	T-2 年度 m 月 d 曜日の t 時間帯での供給電力 (MW)
AR(s)	s 期の自己相関項(AR)
MA(u)	u 期の移動平均項(MA)
$\beta_0, \beta_1 \sim \beta_3$	定数項、各説明変数の係数
$\Gamma_1(s), \Gamma_2(u)$	自己相関項(AR(s))・移動平均項(MA(u))の係数
$\varepsilon md(T, t)$	T 年度 m 月 d 曜日の t 時間帯での電力需要の予測誤差

(式注) 自己相関項(AR)・移動平均項(MA)の期数(次数)は、Box-Jenkins 法により系列相関が残留しない組合せの中から赤池情報量基準(AIC)を最小化する期数(次数)の組を地域・時間帯毎に採択。
 予測誤差の推計対象には揚水発電を含まない。

2-1-3-3-3. 地熱及びバイオマス発電の予測誤差の不考慮

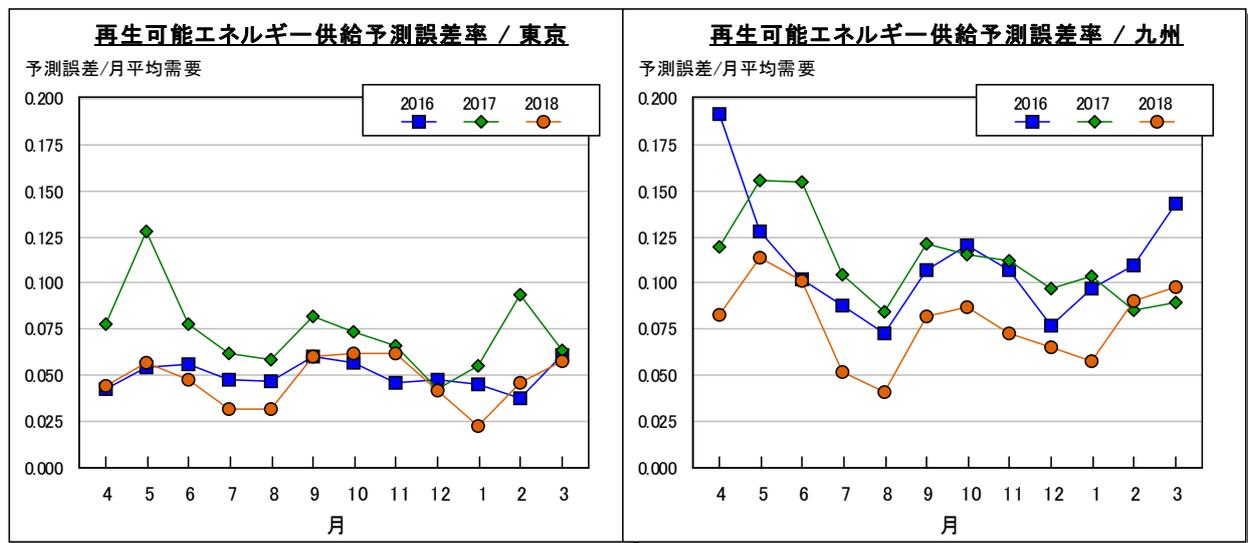
地熱発電及びバイオマス発電^{*55}については、再生可能エネルギー発電による供給に占める比率が低く、現状において地域別・時間帯別に区分して予測誤差を推計できるだけの発電実績がない。このため、地熱及びバイオマス発電については予測誤差の推計を捨象する。

2-1-3-3-4. 再生可能エネルギーによる供給の予測誤差の広域機関調整力委による調査分析結果との比較(図 2-1-3-3-4-1.及び 2-1-3-3-4-2.参照)

電力供給のうち太陽光発電など再生可能エネルギーによる供給の予測誤差については、2-1-2-3-2.で説明した電力需要の予測誤差同様に広域機関調整力委により調査が実施され分析結果が公表されている。

図 2-1-3-3-4-1.及び 2-1-3-3-4-2.に広域機関調整力委による供給側変動のうち再生可能エネルギー供給に関する予測誤差の分析結果例(東京・九州での事例、一般送配電事業者予測分)について示す。

[図 2-1-3-3-4-1.,-2. 広域機関調整力委による供給側変動のうち再生可能エネルギー供給に関する予測誤差の分析結果例(東京・九州での例、一般送配電事業者予測分・前日)]



出典) 広域機関調整力委第 6,18,28 及び 40 回資料より作成

数値は誤差の正規分布を仮定した際に 99 %相当点の容量が当該月の平均需要量に占める比率を示す。

当該公表値についても、2-1-2-3-2.での電力需要に関する予測誤差同様に結果の変動性や平均値の偏差の問題などに注意する必要があるが、2-1-3-3-1.及び 2-1-3-3-2.での再現推計による予測誤差について誤差率に換算した当該公表値と照合することにより、予測誤差

*55 再生可能エネルギー発電に占める各発電種類別の設備容量構成比については補論 1.を参照。地熱及びバイオマス発電については太陽光発電・水力発電と比較するとそもそも発電設備容量が 1 桁小さいことが理解される。

の推計精度をある程度の範囲で確認することができる。

従って再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差については再現推計の結果を月別・地域別に集計し、広域機関調整力委による分析結果を誤差率に換算した値と比較し推計精度を確認した上で試算を行うものとする。

2-1-4. 供給側実績及び変動の具体的推計方法(2) 火力・原子力発電など

2-1-4-1. 火力及び原子力発電による供給

2-1-4-1-1. 火力及び原子力発電による電力供給

国内の地域別での火力及び原子力発電による電力供給については 1-2-2-2.で説明したとおり、各一般送配電事業者による「でんき予報」として時間帯別での火力及び原子力発電による域内供給電力量が公表されているが、火力発電の内訳は公開されていない。

このため、火力及び原子力発電による電力供給の実績値については、2-2-1.及び 2-2-2.で説明する電力・調整力需給の推計方法に従い供給を行うものと推計する。

推計作業量を合理化するため、本稿における電力・調整力需給については月別に平日と土日祝日別に集約しそれぞれ 1 時間単位の 24 時間帯について推計を行うことから、火力及び原子力発電による供給もこれに応じた集約処理を行うものとする。

同様に推計の合理化の観点から、火力及び原子力発電については経年劣化や部分負荷運転による発電効率・発電出力の低下などについては考慮しない。

2-1-4-1-2. 火力及び原子力発電による調整力供給

調整力供給については実績値が得られないため、火力発電についてのみ 2-2-1.及び 2-2-2.で説明する電力・調整力需給の推計方法に従い調整力供給を行うものと推計する。

他方で原子力発電については、現状の国内において出力調整運転が認可されていないため電力供給は行うが調整力供給は行わないものとする。

2-1-4-1-3. 火力及び原子力発電の可変費用の推計 (式 2-1-4-1-3-1.参照)

電力・調整力需給を推計するためには、火力及び原子力発電について発電機毎の可変費用を推計することが必要である。このため、以下のとおり石炭火力発電や LNG 複合火力発電などの発電種類別に 1)燃料単体費用、2)発電効率及び所内率^{*56} 並びに 3)燃料費用以外の他可変費用に分けて推計する。

式 2-1-4-1-3-1.に火力及び原子力発電の発電機別可変費用の推計手順を示す。

火力及び原子力発電の可変費用については、発電種類別に燃料単体費用を発電効率及び 1 から所内率を控除した値で除算して(発電電力量当での)燃料費用以外の他可変費用を加算することにより推計する。

1)燃料単体費用については、火力発電について日本貿易統計における石炭・LNG 及び原油の月次での単位総発熱量当輸入価格(¥/MJ-HHV^{*57})を在庫期間^{*58} を考慮して適用し、更に

*56 所内率とは発電機が発電を継続するために必要な燃料供給・給水・予熱などの補助機器が消費する電力の発電電力量に対する比率として表した値をいう。所内率は通常の運転形態では発電出力に概ね比例することが知られている。

*57 HHV: High Heat Value 総発熱量は「高位発熱量」又は「GCV: Gross Calorific Value」と呼称されることがある。

*58 火力発電における燃料在庫については、燃料種別及び地域別に異なるが概ね 1～3 ヶ月程度である。

燃料輸送・貯蔵費用などを旧一般電気事業者の有価証券報告書における費用明細書上の燃料費用から推計してこれらの合計を用いる。

原子力発電については、旧一般電気事業者の有価証券報告書における費用明細書上の核燃料費用から発電電力量当燃料費用を推計して用いる。

2)発電効率及び所内率については、火力発電について実績値の有無に応じて2群に分けて取扱う。2004年度迄に運転開始した旧一般電気事業者・旧卸電気事業者などの火力発電設備については、経済産業省・電力需給の概要により発電所又は発電機単位での発電種別に総発熱量基準での発電効率及び所内率が算定できることから、これらの火力発電設備については当該発電効率及び所内率の実績値を用いる。2005年度以降に運転開始した火力発電設備については、当該2004年度迄に運転開始した発電種別の発電効率及び所内率の時系列回帰分析結果から技術進歩率を推計し、発電種別・運転開始年度別にこれを外挿して推計した発電効率及び所内率^{*59}を用いる。

原子力発電については、既に1)で発電電力量当燃料費用を推計していることから、発電効率を考慮せず μ_{gi} は1に固定して推計する。所内率については経済産業省・電力需給の概要による発電所又は発電機単位での実績値を用い、沸騰水型(BWR)・加圧水型(PWR)^{*60}毎に一定とする。

推計の合理化の観点から、火力及び原子力発電ともに経年劣化や部分負荷運転による発電効率や所内率の変化などについては考慮しない。

3)燃料費用以外の他可変費用については、火力及び原子力発電とも旧一般電気事業者などの有価証券報告書における費用明細書上の消耗品費・廃棄物処理費などから発電電力量当での他可変費用を推計して用いる。ここで、火力発電における消耗品費の大部分が排煙脱硫・脱硝のための薬剤費用であることから各発電機に発電電力量当で按分し、火力発電における廃棄物処理費の大部分が石炭火力発電による灰処理費であることから石炭火力発電に発電電力量当で按分して実績値から他可変費用を推計する。

[式 2-1-4-1-3-1. 火力及び原子力発電の発電機別可変費用の推計手順]

$$VC_i(t) = FVC_i(t) + OVC_i \quad \text{式 21413101}$$

$$FVC_i(t) = \frac{3.6 \cdot UFC_i(t)}{\mu_{gi} \cdot (1 - \mu_{ii})} \quad \text{式 21413102}$$

$VC_i(t)$	発電機 i の年度 t における名目可変費用 (¥/kWh)
$FVC_i(t)$	発電機 i の年度 t における発電種別の燃料費用 (¥/kWh)
OVC_i	発電機 i の発電種別の燃料費用を除く他可変費用 (¥/kWh)
$UFC_i(t)$	発電機 i の使用燃料の年度 t における総発熱量当名目燃料単体費用 (¥/MJ-HHV, 燃料輸送・貯蔵費用など補正済)
μ_{gi}	発電機 i の総発熱量基準での発電効率 (HHV 基準)
μ_{ii}	発電機 i の所内率 3.6 Joule-Wh 変換係数 (3.6MJ=1kWh)

*59 具体的な火力発電の燃料種別・運転開始年度別での発電効率及び所内率の推計については、補論 3.を参照。

*60 現在国内に存在する原子力発電所の発電形式は、大別して沸騰水型(BWR: Boiling Water Reactor)と加圧水型(PWR: Pressurized Water Reactor)の2形式があり、内部構造が異なることから所内率についても2つに分類する。

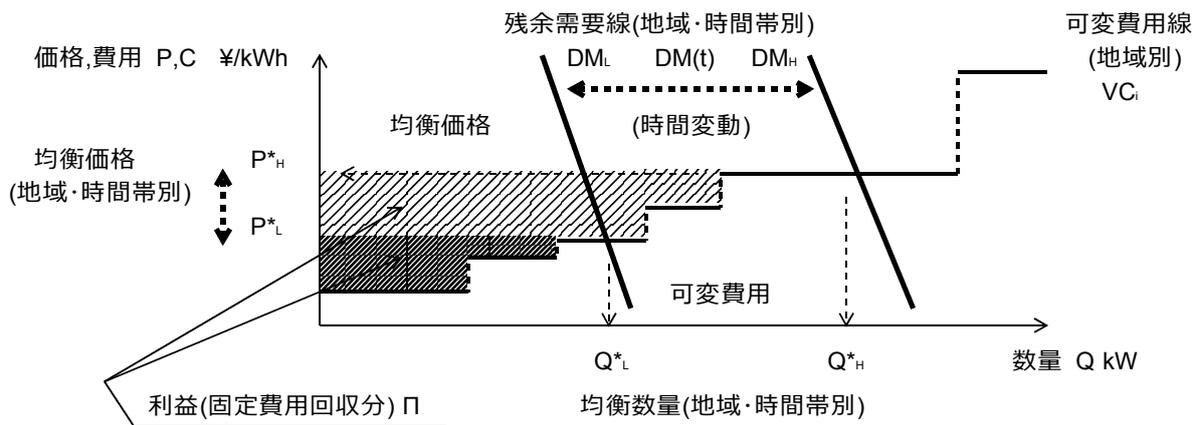
2011年3月の福島第一原子力発電所事故前においては所内率が相対的に大きい高経年原子炉が存在していたが、その大部分が当該事故後に廃炉とされていることから所内率は型式毎に一定として推計する。

2-1-4-1-4. 火力及び原子力発電の固定費用回収度による新規参入可否判定 (図 2-1-4-1-4-1. 及び式 2-1-4-1-4-1.参照)

火力及び原子力発電については、電力需要側の残余需要線と供給側の可変費用線の交点により定まる均衡価格と各発電機の可変費用との差分が各発電機に関する電力需給による利益であり、更に調整力を供給する場合には調整力需給による利益がこれに加算され、これらの利益から初期投資分を含めた固定費用の回収が行われるものと考えられる。

図 2-1-4-1-4-1.に電力需給における利益と固定費用の回収の概念図を、式 2-1-4-1-4-1.に発電機毎の固定費用回収度の算定式を示す。

[図 2-1-4-1-4-1. 電力需給における利益と固定費用の回収の概念図]



(図注) 図中の利益 Π 相当部分は毎時間に対応したものであり、これを発電機毎に1年間(8,760時間)分累計した値が固定費用の回収分に相当する。

[式 2-1-4-1-4-1. 発電機毎の固定費用回収度の算定式]

$$RF_i(t) = \frac{\Pi_i(t)}{AFC_i} \quad \text{式 21414101}$$

- RF_i(t) 発電機 i の t 年度における固定費用回収度 (0 < RF_i(t))
- AFC_i 発電機 i の単位設備容量当の平均要回収固定費用 (¥/kW)
(有価証券報告書上の発電種別毎の年間固定費用の設備容量当平均値)
- Π_i(t) 発電機 i の t 年度における単位設備容量当累計利益 (¥/kW) (電力・調整力分合計)

仮に電力需給などによる利益が十分に見込まれ初期投資分を含めた固定費用の回収が容易かつ早期に実施可能であると判断される場合には、発電事業者は発電設備を新設する意思決定を行い設備投資を行うものと予想される。他方で利益が十分に見込めず固定費用の回収に長期の期間が掛かると判断される場合には、発電事業者は発電設備を新設する意思決定を見送り設備投資を手控えるものと予想される。

ここで火力及び原子力発電の固定費用については、旧一般電気事業者・旧卸電気事業者などの有価証券報告書における発電所の新設に対応した資産内訳の増減や費用明細書上の減価償却費・修繕費などの固定費用の増減から、発電種類別の発電設備容量当での初期投資分を含めた固定費用が推計できる。ここで近年の発電所新設の状況から、LNG 複合火

力発電・石炭火力発電(IGCC^{*61} 含む)の 2 つの発電種類の新設を想定すれば十分であると考えられる。

従って、仮想的に各地域において発電種類別の火力発電設備を 1MW 相当の設備容量で新設した場合に、年間を通じて得られる電力・調整力需給による利益を減価償却年数分現在価値換算した推定累計利益が、有価証券報告書などから推計される発電種類別の 1MW の設備の固定費用を十分回収できる水準にあるか否かを、毎年の固定費用回収度が 1 を超えているか否かを確認することにより新規参入の可否を判定^{*62*63} することができる。

2-1-4-1-5. 内燃力発電など他の発電種類の設備についての取扱い

本稿においては旧一般電気事業者が保有している内燃力発電などについて、沖縄・九州以外の地域についてはこれらを捨象し、沖縄・九州地域については需要・供給の双方から控除するものとする。

大型ディーゼル発電機などの内燃力発電については主として離島など独立系統での供給に用いられており、2-1-2-1.で説明した時間帯別・地域別の電力需要にはこれらの電源からの供給分も含まれている。

ところが 2016 年度以降については経済産業省・電力調査統計において内燃力発電などの発電電力量の実績値が公表されなくなっている。また離島など独立系統での供給の必要上から内燃力発電などは可変費用と無関係に運用されており他の電源と運用形態が大きく異なっていること、2014 年度実績において沖縄・九州以外の地域^{*64} での内燃力発電の供給比率は 1 %を下回っていることなどから、詳細に推計する実益に乏しいと考えられる。

従って本稿においては上記のとおり沖縄・九州以外の地域においてはこれらを捨象し、沖縄及び九州地域においては 2014 年度実績による内燃力発電の供給実績値を用いて需要・供給の双方からこれを控除することとする。

2-1-4-2. 地域別での最大供給支障を生じる事故・故障に起因した計画外停止の推計手順

2-1-1-3.で説明したとおり、本稿においては欧州 ENTSO-E の考え方にに基づき、各地域において最大の供給支障を生じる火力・原子力発電又は送電線の事故・故障に起因した計画外停止を特定し、その発生確率を推計することにより調整力需要の推計を行う。

火力・原子力発電又は送電線の事故・故障に起因した計画外停止による調整力需要は上げ調整力のみであるため、以下上げ調整力の必要量と発生確率の推計手順について検討する。

最初に事故・故障に起因した計画外停止に対応した二次及び三次調整力の必要量^{*65} についての推計手順を検討する。

本稿においては地域別での最大供給支障電力量を生じる事故・故障を推計する手順として、最初に 1)地域別・発電種類別の単機容量が大きい発電設備又は接続先の設備容量が大きい送電線を特定し、次に 2)発電種類別の発電設備の事故・故障率及び送変電設備の

*61 IGCC: Integrated coal Gascification Combined Cycle 石炭ガス化複合サイクル発電

*62 具体的な LNG 複合火力発電及び石炭火力発電の新設費用については、補論 5. を参照。

*63 本項では火力及び原子力発電の新規参入についての判断について説明するが、予備力・予備率を予測する上で必要な高経年火力発電設備の退出・存続判断については 2-2-2-2.において説明する。

*64 2014 年度の経済産業省・電力調査統計によれば、沖縄地域での内燃力発電による供給比率は約 9.1 %、九州地域では約 1.2 %である。

*65 一次調整力の必要量に関する検討については 2-2-1-6. を参照。

事故・故障率を推計することにより、発電設備又は送変配電設備の事故・故障率が地域別の単機容量が最も大きい発電設備の設備容量に生じると仮定^{*66}した上で当該事故・故障に起因した計画外停止に備えるために必要な上げ調整力の容量について推計を行う。

2-1-4-3. 地域別・発電種類別の単機容量が大きい発電設備又は接続先の設備容量が大きい送電線の特定 (表 2-1-4-3-1-1.参照)

最初に現状において地域別・発電種類別の単機容量が最も大きい発電設備又は接続先の設備容量が最も大きい送電線を特定する。

表 2-1-4-3-1-1.に地域別・発電種類別の単機容量が大きい発電設備又は接続先の設備容量が大きい送電線の特定結果を示す。

2019 年 4 月現在において(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムのユニット情報に収録された 458 基の発電機を分類し、地域別・発電種類別に単機容量が最も大きい発電設備を特定した。同様に当該ユニット情報に収録された発電機を発電所毎に集計・分類し、地域別に最も大きい発電所とこれに接続している送電線を特定した。

当該結果から、国内の中国・四国及び沖縄地域を除く 7 地域においては単機容量が最も大きい発電設備は原子力発電となっていることが理解される。中国・四国地域では単機容量が最も大きい発電設備は石炭火力発電、沖縄地域では LNG 火力発電となっている。

接続先の設備容量が最も大きい送電線は、中部・中国・四国及び沖縄地域を除く 6 地域においては原子力発電所に接続している送電線となっていることが理解される。中部・中国及び沖縄地域では LNG 火力発電所、四国地域では石炭火力発電所に接続している送電線となっている。

[表 2-1-4-3-1-1. 地域別・発電種類別の単機容量が大きい発電設備又は接続先の設備容量が大きい送電線の特定結果]

(GW) 地 域	発電種類		火力発電			原子力発電	水力発電	発電所(送電線)				
	LNG	火力	石炭火力	石油他火力								
北海道	石狩 1	569	苫厚 4	700	知内 1	350	<u>泊 3</u>	912	京極 1	200	泊	2070
東 北	東潟 1	600	原町 2	1000	秋田 4	600	<u>東通 1</u>	1100	沼沢 1	230	女川	2174
東 京	袖浦 2	1000	常那 1	1000	広野 3	1000	<u>柏刈 6</u>	1356	今市 1	350	柏刈	8212
中 部	西名 7	1188	碧南 4	1000	渥美 3	700	<u>浜岡 5</u>	1380	奥矢 1	260	川越(L)	4802
北 陸	富港 1	425	敦賀 2	700	富港 1	500	<u>志賀 2</u>	1206	有峰 1	265	志賀	1746
関 西	姫路 1-5	729	舞鶴 1	900	御坊 1	600	<u>大飯 3</u>	1180	奥多 5	360	高浜	3392
中 国	柳井 2	792	<u>三隅 1</u>	1000	下松	700	島根 2	820	南原 1	310	柳井(L)	1578
四 国	坂出 4	350	<u>橘湾 1</u>	1050	坂出 3	450	伊方 3	890	本川 1	315	橘湾(炭)	2800
九 州	大分 3	735	松浦 1	1000	川内 1	500	<u>玄海 3</u>	1180	小丸 1	300	玄海	2919
沖 縄	<u>吉浦 1</u>	251	金武 1	220	石川 1	125	---	---	---	---	吉浦(L)	502

(表注) 作表の関係上発電機・発電所名を漢字 2 文字に略称している。発電所名直後の数次は号機数である。
下線は該当地域内で単機容量が最も大きい発電設備を示す。

*66 2-1-2.及び 2-1-3.で説明した需要や再生可能エネルギー発電の予測誤差や時間内変動については連続的な確率事象であるが、本項で説明する発電設備の事故・故障については離散的な確率事象である点に注意を要する。

2-1-4-4. 発電種別での発電設備の事故・故障に起因した計画外停止確率の推計

次に発電種別での発電設備の事故・故障に起因した計画外停止確率を推計する。

国内における発電種別での発電設備の事故・故障に起因した計画外停止確率については、(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムによる実績値から推計する方法と広域機関調整力委による調査結果を転用する方法がある。

本稿においては、発電種別での計画外停止確率について(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムによる実績値からの推計を行い、これを調整力委による調査結果と比較検討した上で推計に用いることとする。

2-1-4-4-1. (社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムによる実績値からの発電設備の計画外停止確率の推計 (式 2-1-4-4-1-1.参照)

国内における発電種別での発電設備の事故・故障に起因した計画外停止については、(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報において、2016年4月から2019年4月迄の発電機別での計画停止・計画外停止とその原因、復旧の見通しなどについての情報が公開されている。

式 2-1-4-4-1-1.に当該停止情報からの発電設備の計画外停止確率の推計方法を示す。

発電機別での計画停止時間は待機停止及び補修停止を行った時間に対応しており、計画外停止時間は事故・故障などにより予期せず停止を行った時間に対応する^{*67}。

また当該停止情報には火力・原子力発電のみならず、主要な水力発電や試料件数は少ないものの地熱及びバイオマス発電についての停止情報も収録されている。

本項においては計画外停止の原因に関する情報を用いて発電設備の事故・故障などに起因した計画外停止を行った部分のみを集計対象とし、送変電設備の事故・故障などに起因した計画外停止は2-1-4-5.において別途取扱うこととする。

[式 2-1-4-4-1-1. (社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報からの発電設備の計画外停止確率の推計方法]

$$r_{usj} = \frac{1}{\sum_i GC_{ij}} \cdot \sum_i \left[GC_{ij} \cdot \frac{T_{usij}}{T_y - T_{psij}} \right]$$

r_{usj}	発電種別 j の計画外停止確率
GC_{ij}	発電種別 j・発電機 i の設備容量 GW
T_{usij}	発電種別 j・発電機 i の計画外停止時間 (送変電設備に起因するものを除く)
T_y	年間時間数
T_{psij}	発電種別 j・発電機 i の計画停止時間

2-1-4-4-2. 原子力発電に関する過去の運転実績値からの発電設備の計画外停止確率の推計

2-1-4-4-1.においては(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報による計画外停止確率の推計について説明したが、2011年3月の東日本大震災・福島第一原子力発電所事故以降なお多くの原子力発電所が安全設備の追加充実と新安全基準への適合審査のために運転を停止している状況が続いている。

*67 当該(社)日本卸電力取引所発電情報公開システムにおいては残念ながら非常に多数の誤記入が含まれている様子であり、停止原因の記述などから明らかに誤記入と判別できるもの((例)落雷による停止が計画停止として分類されている場合など)については計画停止・計画外停止の分類を補正して推計を行っている。

具体的には 2019 年 3 月現在国内には 36 基の原子力発電設備が存在するが、加圧水型 9 基が再稼働をしているものの、沸騰水型を中心に 6 基が設置変更許可申請中、12 基が新規規制基準での安全審査中、9 基が検討中という状況にあり合計 27 基が停止している。

このように原子力発電については現状その大部分が停止中であり、(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報では試料数が過小で計画外停止確率を推計することができないため、補助的に(社)日本原子力技術協会・原子力発電所運転実績データアーカイブ⁶⁸ による 1999 年から 2008 年の 10 年間にに関する事故・故障などによる計画外停止の情報により発電設備別の計画外停止確率を算定して用いる⁶⁹ こととする。

2-1-4-4-3. 広域機関調整力委による調査結果との比較検討 (表 2-1-4-4-3-1.、図 2-1-4-4-3-1. 及び式 2-1-4-4-3-1.参照)

他方で、国内における発電種類別の発電設備の事故・故障の発生については、広域機関調整力委が 2014 年度から 2016 年度迄の水力及び火力発電の発電実績値を用いて発電種類別・月別・規模別・経過年数別での計画外停止確率を調査⁷⁰ している。

表 2-1-4-4-3-1.に調整力委による月別・発電種類別の火力発電設備の計画外停止確率の調査結果を示す。

当該調査結果において、調整力委では月別・規模別・経過変数別の計画外停止確率には大きな差異がないこと、発電種類別には計画外停止確率には差違があるが差異の一部は時間稼働率の差異に起因しているとした上で、単純平均を用いて火力発電の計画外停止確率を 2.6 %と推計している。

図 2-1-4-4-3-1.及び式 2-1-4-4-3-1.に調整力委による月別・発電種類別の計画外停止確率と時間稼働率の関係を示す。

当該調査結果の計画外停止確率を時間稼働率で回帰分析すると、式 2-1-4-4-3-1.に示すとおり計画外停止確率は時間稼働率の二次式により良好に近似される⁷¹。

式 2-1-4-4-3-1.による計画外停止確率を発電種類別に見た場合、ボイラー及び蒸気タービンのみで構成される石炭火力・LNG 汽力及び石油火力発電の計画外停止確率は当該時間稼働率の二次式で直接的に近似されるが、ガスタービン、ボイラー及び蒸気タービンを持ち発電設備構成が異なる LNG 複合火力発電では単軸型の計画外停止確率は他の発電種類と比べて約 0.7 %有意に高く、多軸型の計画外停止確率は約 1.6 %有意に低いことが確認される。

当該調査結果においては、計画外「停止」に加えて計画外「出力抑制」を算定対象としており、2-1-4-4-2.で説明した(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報からの推計よりも計画外停止確率が高くなるものと予想されるが、計画外出力抑制についての情報は一般に公開されていないため当該差異について検証することは困難である。

*68 当該(社)日本原子力技術協会・原子力発電所運転実績データアーカイブについては、2012 年度の途中で更新が停止しており最新の実績値は得られない。

*69 具体的に(社)日本原子力技術協会資料を用いた原子力発電所のトラブル発生率の推計については、戒能(2009)を参照。

*70 調整力委「電源の計画外停止率の調査結果」(2018)を参照。

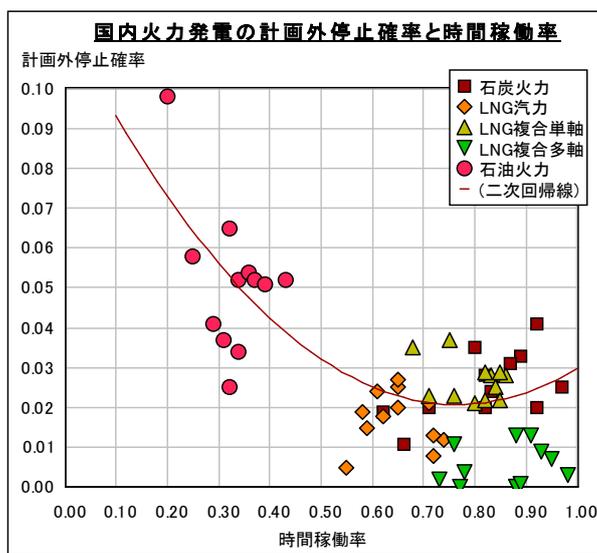
*71 計画外停止確率が時間稼働率の二次式で近似される理由は、時間稼働率が高いと事故・故障による停止時間が同じでも相対的に計画外停止確率が低くなる効果(「分母効果」)と、時間稼働率が高くなると機器の故障が起きやすくなり計画外停止確率が高くなる効果(「酷使効果」)の 2 つが存在し、これらの効果が合成された計画外停止確率を観察していることが原因であると考えられる。理由は不明であるが調整力委では前者の「分母効果」のみを指摘している。

[表 2-1-4-4-3-1. 広域機関調整力委による月別・発電種類別での火力発電設備などの計画外停止確率の調査結果]

発電種別	月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間平均
石炭火力		1.1	1.9	2.0	3.3	2.5	3.1	3.5	2.0	2.4	2.0	4.1	2.8	2.6
		66	62	71	89	94	87	80	82	86	92	92	82	82
LNG火力	LNG 汽力	0.5	1.9	2.0	0.8	1.2	2.4	1.5	2.5	2.7	2.1	1.3	1.8	1.7
		55	58	65	72	74	61	59	65	65	71	72	62	65
LNG 複合(単軸)		2.3	3.5	3.7	2.8	2.8	2.9	2.3	2.1	2.5	2.2	2.9	2.2	2.7
		71	68	75	83	86	82	76	80	84	85	85	82	80
LNG 複合(多軸)		0.0	0.2	0.0	0.7	0.3	0.0	0.4	1.1	1.3	1.3	0.9	0.1	0.5
		77	73	88	95	98	88	78	76	88	91	93	89	86
石油火力		3.4	2.5	3.7	5.2	5.4	9.8	5.8	4.1	5.2	5.2	5.1	6.5	5.0
		34	32	31	34	36	20	25	29	37	43	39	32	33
(火力総合)		1.6	2.4	2.6	2.7	2.5	3.2	2.8	2.3	2.8	2.5	3.1	2.7	2.6
		59	56	62	72	75	65	62	66	70	75	74	67	67
(参考) 揚水発電		0.5	1.0	0.6	0.4	0.4	0.6	1.4	0.3	1.7	1.9	1.9	1.2	1.0
	一般水力発電	4.0	2.3	2.6	3.9	4.1	4.8	3.9	3.3	3.3	2.0	2.7	2.2	3.3

(表注) 出典: 広域機関調整力委調査(2018)。上段は計画外停止確率(%), 下段は時間稼働率(%)。LNG 汽力は調整力委定義集におけるコンベンショナル LNG をいう。

[図 2-1-4-4-3-1. 広域機関調整力委による月別・発電種類別の計画外停止確率・時間稼働率の関係]



(図注) 図中の二次回帰線は式 2-1-4-4-3-1.による回帰線を示す。

[式 2-1-4-4-3-1. 広域機関調整力委による月別・発電種類別の計画外停止確率・時間稼働率の関係]

$$\begin{aligned}
 r_{us} = & +0.1639*PLF^2 & -0.2504*PLF & +0.0069*DMLM & -0.0165*DMLX \\
 & (0.001) & (0.000) & (0.034) & (0.000) \\
 & *** & *** & ** & *** \\
 & -0.0122*DMAPR & -0.0074*DMMAY & -0.0039*DMJUN & +0.0011*DMJUL & -0.0031*DMAUG \\
 & (0.036) & (0.332) & (0.530) & (0.847) & (0.568) \\
 & ** & -- & -- & -- & -- \\
 & +0.0054*DMSEP & -0.0016*DMOCT & -0.0033*DMNOV & +0.0030*DMDEC & +0.0012*DMJAN \\
 & (0.432) & (0.792) & (0.578) & (0.506) & (0.834) \\
 & -- & -- & -- & -- & --
 \end{aligned}$$

+0.0031*DMFEB +0.1165
 (0.597) (0.000) Nobs = 60 R² = 0.7984 AIC = -375.70
 -- ***

r_{us} 火力発電計画外停止確率
 PLF 時間稼働率
 DMLM LNG 複合火力発電・単軸ダミ- (石炭火力・LNG 汽力及び石油火力が基準)
 DMLX LNG 複合火力発電・多軸ダミ- (石炭火力・LNG 汽力及び石油火力が基準)
 DMAPR
 ~ 月別ダミ- (3月が基準)
 DMFEB

()内は p 値、***は係数が危険率 1%で有意、**は危険率 5%で有意、*は危険率 10%で有意を示す。

2-1-4-5. (社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムによる実績値からの送変電設備の計画外停止確率の推計 (式 2-1-4-5-1-1.参照)

続いて送変電設備の事故・故障に起因した計画外停止確率について推計する。2-1-4-4-1.で説明したとおり、(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報において、2016年4月より発電機別での計画停止・計画外停止とその原因、復旧の見通しなどが情報公開されている。

2-1-4-4-1.における発電設備の計画外停止確率の算定同様に、当該停止情報において計画外停止の原因が送変電設備に起因するものを集計・整理することにより、送変電設備の計画外停止確率を推計することができる。

式 2-1-4-5-1-1.に当該停止情報からの送変電設備の計画外停止確率の推計方法を示す。

当該方法により、発電所に接続している送変電設備の事故・故障などによる計画外停止確率⁷²が推計できる。他方で当該方法では基幹送変電設備や供給地の送変電設備など、発電所に直接接続していない基幹系統の送変電設備に関する事故・故障などを評価することはできないことに注意する必要がある。

[式 2-1-4-5-1-1. (社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムの停止情報からの送変電設備の計画外停止確率の推計方法]

$$r_{usj} = \frac{1}{\sum_i GC_{ij}} \cdot \sum_i \left[GC_{ij} \cdot \frac{T_{usij}}{T_y - T_{psij}} \right]$$

r_{usj} 発電機 i に接続する送変電設備の計画外停止確率
 GC_{ij} 発電種別 j・発電機 i の設備容量 GW
 T_{usij} 発電種別 j・発電機 i の計画外停止時間 (送変電設備に起因するものに限る)
 T_y 年間時間数
 T_{psij} 発電種別 j・発電機 i の計画停止時間

2-1-4-6. 地域別・時間帯別での事故・故障に起因した調整力需要の発生確率推計

(図 2-1-4-6-1-1.参照)

2-1-4-2.から-5.では単一の発電設備及び送変電設備の事故・故障に起因した二次及び三次

*72 一般に送変電設備は基幹送電線か発電所に接続する送電線か否かを問わず回線は二重化されており、N-1 事故では供給支障を生じることがないように措置されている。このため供給支障を生じる送変電設備の事故は N-2 事故によって二重化された送変電設備が完全に使えなくなった状況での事故であり、発生頻度は N-1 事故と比べて非常に低いものと考えられる。

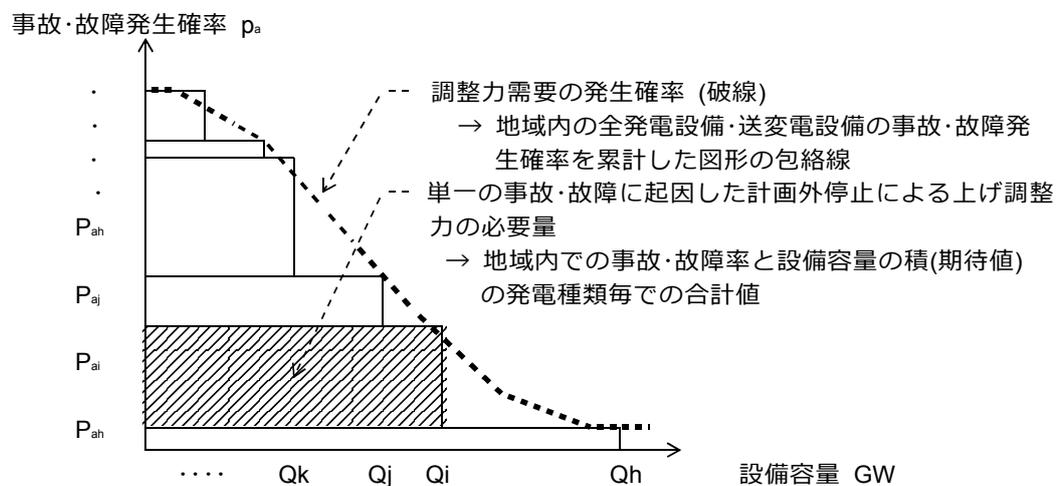
当該理由から欧州 ENTSO-E や国内調整力委では二次・三次調整力の評価において事故の形態を N-1 事故に限定しているが、2-1-4-3.で説明したとおり国内では低頻度ながら現実に発電所に接続する送変電設備の N-2 事故は発生しており、事故の分類論に拘泥する意味はないと考えられる。

調整力の必要量を推計したが、更に事故・故障に起因した二次及び三次調整力需要の発生確率の推計について検討する。

2-1-4-2.から-5.での評価では各地域において最大の供給支障電力量を生じる火力・原子力発電又は送電線の事故・故障を特定し、当該単一の事故・故障の発生確率を推計することにより調整力需要の必要量の推計を行ったが、他方で調整力需要の発生確率を評価するためには地域内での発電設備又は送変電設備全部についての評価を必要とし、これらの累積での発生確率を知ることが必要である。

図 2-1-4-6-1-1.に地域別・時間帯別での事故・故障に起因した計画外停止による調整力需要の発生確率推計の概念図を示す。

[図 2-1-4-6-1-1. 地域別・時間帯別での事故・故障に起因した計画外停止による調整力需要の発生確率推計の概念図 (単一時間帯断面)]



(図注) 各種類の発電・送変電設備は設備容量と事故・故障発生確率を持った長方形として表現される。地域内の発電・送変電設備に関する当該「長方形」を発電種類別に累積して得られる図形の包絡線が、当該設備の事故・故障に起因した計画外停止による調整力需要の発生確率に対応する。

発電・送変電設備における事故・故障の発生については互いに独立な事象であるため、発電・送変電設備が複数存在する場合にこれらを合成した事故・故障の累積での発生確率は個々の発電・送変電設備の事故・故障の発生確率の和に等しくなるものと考えられる。

従って、地域別・時間帯別に個別の発電・送変電設備について発電種類別に事故・故障に起因した計画外停止の発生確率を積上げて得られる図形の包絡線は、当該地域・時間帯における事故・故障に起因した計画外停止による上げ調整力需要の発生確率を表しているものと考えられる。

当該地域別・時間帯別での発生確率が推計できれば、見込不足確率(LOLP)・見込不足時間期待値(LOLE)などの指標は当該発生確率を用いて直ちに推計することが可能である。

また、2017 年度から国内で用いられている供給不足電力量期待値(EUE)は、当該地域・時間帯における調整力需要の発生確率を設備容量 0 から特定の設備容量迄積分し、これを設備容量 1kW 当の期待値に換算した値に相当するため当該発生確率を用いて同様に推計することが可能である。

2-2. 電力・調整力需給均衡の推計方法

2-2-1. 地域別・時間帯別での電力・調整力需給の推計方法

2-2-1-1. 地域別・時間帯別での電力・調整力需給の推計と前提条件

1-2-1-2.では調整力を考慮しない広域的な時間帯別での電力需給を考えたが、ここでは調整力を考慮した広域的な時間帯別での電力需給を考える。

現状において国内では当面の間は三次調整力②「低速枠」を除いた一次から三次調整力①迄の調整力を一般送配電事業者が地域内で調達・確保することが前提^{*73}とされているものの、一次調整力はこれを推計するための統計値などが国内では公開されていないことから、最初に 1-2-1-1.同様の設定で地域別・時間帯別での電力需給と二次から三次調整力①迄の範囲の調整力需給について考える^{*74}。

調整力の供給源について、デマンドレスポンス(DR)については定量的な議論を行うための情報が十分でないことから、本節での議論においてはデマンドレスポンス(DR)を除外し、系統に接続された水力・火力発電機により供給される調整力を検討の対象とする。

電力需給及び調整力需給の競争環境については、両方の需給において十分に競争的な電力市場環境が実現しているものと仮定する。

説明の見通しを良くするため、調整力需要が十分小さい場合の限界発電機の挙動と利益、調整力需要が大きい場合の次位発電機の挙動と利益、調整力需要が更に大きくなった場合の調整力需給及び電力・調整力の広域的な時間帯別需給の順に説明する。

2-2-1-2. 地域別・時間帯別での電力・調整力需給(1) 調整力需要が十分小さい場合の限界発電機の挙動と利益

2-2-1-2-1. 調整力需要が十分小さい場合の限界発電機の挙動 (図 2-2-1-2-1-1.参照)

図 2-2-1-2-1-1.にある地域・時間帯における発電機別での電力需給の概念図を示す。

ある地域・時間帯に当該域内のある発電機が二次から三次調整力①のいずれかにより上げ調整力又は下げ調整力を供給できるための条件は、該当する時間帯において当該発電機が最大出力から最低出力の範囲内で運転しており 5 分から 15 分以内に出力上昇又は出力抑制が可能な状態にあることである。

当該条件に該当する発電機としては、例えば当該時間帯に可変費用線と残余需要線の交点に該当する発電機が考えられる。図 2-2-1-2-1-1.中では発電機 G_i がこれに相当し当該発電機を以下「限界発電機 G_i 」と呼称する。また可変費用の昇順で整序した際に限界発電機 G_i より一段階可変費用が小さい発電機を以下「次位発電機 G_j 」、二段階可変費用が小さい発電機を以下「次々位発電機 G_k 」と呼称する。

最初に、当該時間帯での上げ及び下げ調整力需要が当該限界発電機 G_i の最大出力・最低出力の差の半分以下である「調整力需要が十分小さい場合」に該当する場合を考える。

発電機を運転した際の電力需給における単位平均発電量当利益は当該時間帯の均衡価格

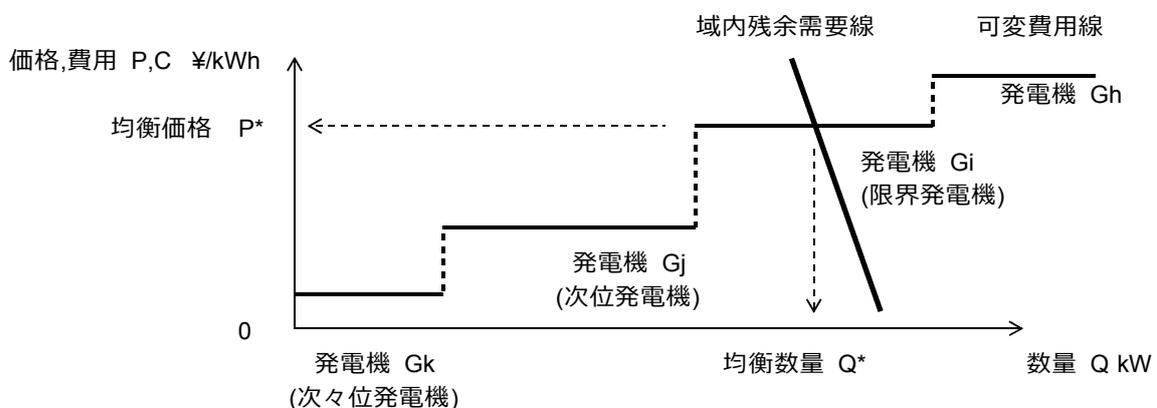
*73 経済産業省総合資源エネルギー調査会電力ガス事業分科会電力ガス基本政策小委員会制度検討作業部会「需給調整市場について」(2017)を参照。当該資料によれば、一般送配電事業者におけるシステム改修費用などの関係から 2020 年度から当面の間は需給調整市場において三次調整力②(低速枠)を広域的な取引により調達・確保することとし、2020 年度以降のある時点から三次調整力①、②及び二次調整力②迄の「広域化」を進めるという二段階での制度整備の考え方が示されている。

*74 一次調整力の推計に関する問題については 2-2-1-6.で検討する。

から当該発電機の単位電力量当可変費用を控除した値⁷⁵であるが、調整力需要が十分小さい場合には限界発電機 G_i では当該発電機の単位電力量当可変費用が常に均衡価格となるため、上げ及び下げ調整力需給を考慮しない電力需給のみでの限界発電機 G_i の単位電力量当利益は0である。

他方で上げ及び下げ調整力需給を考えた場合には、限界発電機 G_i は発生が見込まれる調整力需要の大きさに応じて最大出力と最低出力⁷⁶ の中間近傍に出力を調整し、確率的に発生する上げ又は下げ調整力の両方を最大限供給して調整力需給における Δ kW・kWh 価値から得られる単位電力量当利益を最大化することで、電力・調整力需給を通算して得られる利益の期待値を最大化することが考えられる。

[図 2-2-1-2-1-1. ある地域・時間帯における発電機別での電力需給の概念図 (単一時間帯断面、調整力を考慮しない電力需給での「限界発電機」などの概念)]



2-2-1-2-2. 調整力需要が十分小さい場合の限界発電機の利益 (図 2-2-1-2-2-1.参照)

上記 2-2-1-2-1.では限界発電機 G_i の電力・調整力需給を通算して得られる利益の期待値を最大化する挙動について説明したが、次に当該限界発電機 G_i が得られる利益の大きさについて考える。

ここで、調整力需要についての価格弾力性は無視できる程度に小さい⁷⁷ものと仮定する。

図 2-2-1-2-2-1.に当該限界発電機 G_i による電力・調整力需給を通算して得られる利益の概念図を示す。

仮に限界発電機 G_i が当該時間帯の時間内に何回か上げ又は下げ調整力を供給した場合

*75 本稿においてある発電機のある時間帯での単位電力量当利益(¥/kWh)は当該時間帯の均衡価格から単位電力量当可変費用を除いたものとして定義する。当該単位電力量当利益は、単位電力量当可変費用が限界費用の近似であると見なした場合には単位電力量当での生産者余剰の近似となっていると考えられる。当該単位電力量当利益に発電中の容量を乗じたものが当該発電機の時間帯別の収益であり、これを年間で累計したものが当該発電機の年間収益に該当する。発電機の初期投資の回収や毎年度の運営維持に必要な固定費用は当該年間収益により賄われることとなる。

*76 ここでいう最低出力は発電機が安定的に運転を継続可能な最低限の出力をいう。最低出力は運転時の負荷状態により異なり、石炭火力発電では低負荷で設備容量の30%で高負荷では60%とされている。LNG複合火力発電や水力発電では低負荷では設備容量の数%で高負荷では40%程度である。現在国内の原子力発電では出力調整運転が認められていないため、本稿では原子力発電は調整力供給を行わないものとし最低出力を設定しない。広域機関調整力委での「広域メリットオーダーシミュレーション」における前提条件を参照。

*77 国内での調整力の費用負担については一般電気事業者が一括して調達・確保し託送料金に「広く薄く」転嫁する制度が基本であるため、欧州のバランシングメカニズム(BM)などと異なり電力の需要家や再生可能エネルギー発電事業者など調整力の原因を生じる側には価格を介した直接的な数量の調整機能が作用しにくいものと考えられる。

でも、調整力需要が十分小さい場合には電力需給においては当該発電機の単位電力量当可変費用が常に均衡価格となるため単位電力量当利益は常に0である。

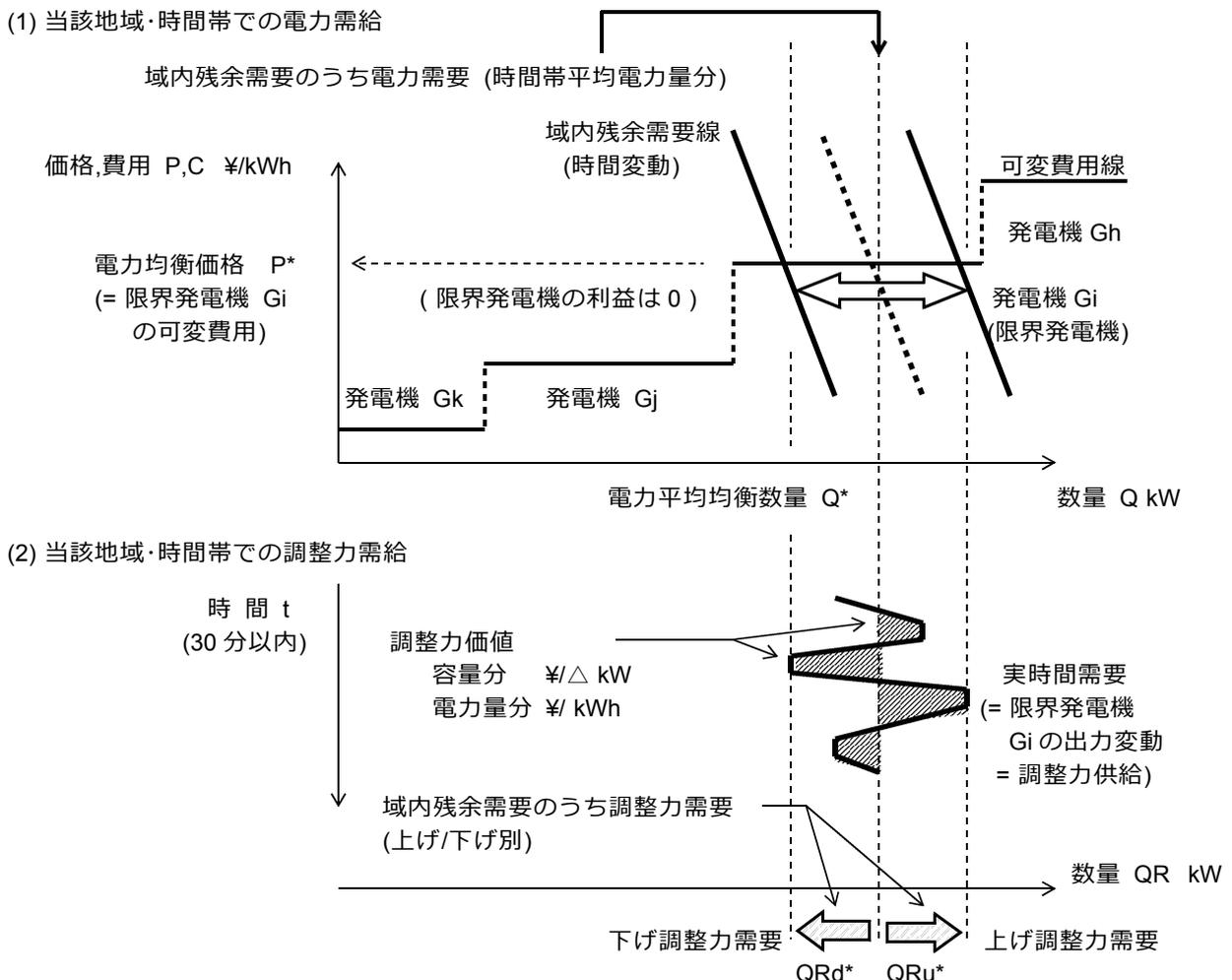
他方で調整力需給においては、当該時間帯における Δ kW 価値相当分の利益と、確率的に発生する調整力供給に応じた kWh 価値相当分の利益が上げ及び下げ調整力別に得られるはずである。

限界発電機 G_i の上げ及び下げ調整力分の Δ kW 費用は、当該発電機の設備容量の一部を調整力を供給するため電力を供給せずに留保する際の機会損失に対応するものと考えられる。しかし限界発電機 G_i は前述のとおり電力需給での単位電力量当利益が0なので機会損失もまた0となる。

限界発電機 G_i の上げ及び下げ調整力相当分の kWh 費用は、当該電力量の電力需給における追加的収入の変化分と当該電力量に応じた可変費用の変化分との差の期待値と等しくなるものと考えられる。しかし限界発電機 G_i は前述のとおり当該発電機の単位電力量当可変費用が常に均衡価格となるため、両者の変化分の差もまた0となる。

従って限界発電機 G_i においては、上げ及び下げ調整力需給における Δ kW 価値と kWh 価値を合計した Δ kW \cdot kWh 価値がほぼ0であっても、0より大きい限りは必ず調整力を供給することが利益を最大化することとなると考えられる。

[図 2-2-1-2-2-1. 限界発電機 G_i による電力・調整力需給を通算して得られる利益の概念図 (単一時間帯断面、調整力需要が十分小さい場合)]



2-2-1-3. 地域別・時間帯別の電力・調整力需給(2) 調整力需要が大きい場合の発電機の挙動と利益

2-2-1-2.では調整力需要が限界発電機 G_i の最大出力・最低出力の差の半分以下である「調整力需要が十分小さい場合」について説明したが、次に上げ及び下げ調整力需要が大きくなり限界発電機 G_i だけでは賄えず限界発電機 G_i 及び次位発電機 G_j の最大出力・最低出力の差の半分以下迄調整力需要が増加した「調整力需要が大きい場合」について説明する。

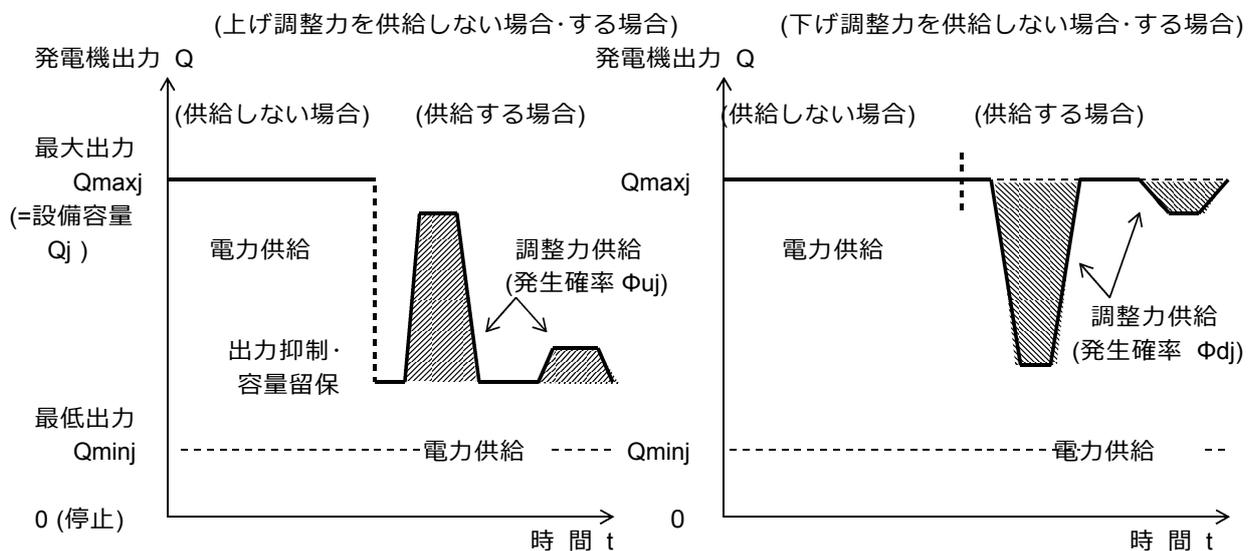
議論を解りやすくするために、ここでは(調整力供給前での)次位発電機 G_j の挙動と利益について説明し、次項でこれを一般化した調整力需給について説明する。

2-2-1-3-1. 次位発電機 G_j での時間帯別の最適な発電出力と調整力供給・非供給の選択と影響因子 (図 2-2-1-3-1-1.参照)

次位発電機 G_j は図 2-2-1-1-1.から明らかなおり電力需給での単位電力量当可変費用が常に均衡価格より小さくなるため、調整力需給を考慮しない電力需給のみでの次位発電機 G_j の単位電力量当利益は必ず正の値となり、電力供給を行わず調整力供給を行った場合の逸失利益も必ず正の値となる。

図 2-2-1-3-1-1.に次位発電機 G_j が調整力を供給する場合・供給しない場合の発電出力の対応の概念図を示す。図に示すとおり次位発電機 G_j は上げ調整力を供給する場合と下げ調整力を供給する場合での発電出力の対応が大きく異なることとなる。

[図 2-2-1-3-1-1. 次位発電機 G_j が調整力を供給する場合・供給しない場合の発電出力の対応の概念図]



(図注) 上げ調整力と下げ調整力の両方を同時に供給する場合については図 2-2-2-4-3-1.を参照。

次位発電機 G_j が上げ調整力を供給する場合には、電力供給から得られる利益の一部を当該時間帯の相当部分について犠牲にした上で、自機による供給が見込まれる上げ調整力の大きさに応じて最大出力と最低出力の間で出力を絞って留保しておき、確率的に発生する上げ調整力需要に対応できるようにしておくこととなる。上げ調整力需要が発生した場合には、一時的に出力を増加して上げ調整力を供給する。従って次位発電機 G_j がある時間帯において上げ調整力を供給する場合には、予め上げ調整力を供給するために留保した

設備容量の Δ kW 価値分と、実際に対応した上げ調整力の電力量に応じた kWh 価値分^{*78}により調整力需給から利益を得ることとなる。

他方下げ調整力を供給する場合には、最低出力以上の任意の出力で電力供給を行いつつ確率的に発生する下げ調整力需要に対応することとなる。下げ調整力需要が発生した場合には、電力供給から得られる利益を一時的に犠牲にした上で当該時点の出力を抑制して下げ調整力を供給する。従って次位発電機 G_j がある時間帯において下げ供給力を供給する場合には、予め下げ調整力として想定した設備容量^{*79}の Δ kW 価値分と、実際に対応した下げ調整力の電力量に応じた kWh 価値分により調整力需給から利益を得ることとなる。

従って次位発電機 G_j がある時間帯に発電出力を選択し調整力を供給するかどうかを決定する際には、当該時間帯での電力供給により得られる利益と、上げ及び下げ調整力を供給した際の調整力需給により得られる利益の期待値^{*80}の大小関係を考慮して行動しているものと考えることができる。

2-2-1-3-2. 次位発電機 G_j の上げ調整力・下げ調整力供給が電力需給と均衡価格に与える効果の非対称性

図 2-2-1-3-1-1.から明らかなおとおり、調整力供給においては地域内の任意の発電機がある時間帯に上げ調整力を 1kW 供給するためには、電力供給を 1kW 相当分減らして設備容量を調整力に充当するため留保し空けておかなければならない。当該留保により電力需給においては上げ調整力に充当された設備容量分だけ可変費用線が高価側(・左側)に移動することとなり、上げ調整力を考慮しない場合や調整力需要が小さい場合と比べて電力の均衡価格は上昇するものと考えられる。

他方地域内の任意の発電機が下げ調整力を 1kW 供給するためには、当該発電機が下げ調整力を供給できる状態で最低出力以上の任意の出力で運転していればよく、電力需給において可変費用線が下げ調整力に起因して移動することはないものと考えられる。

2-2-1-3-3. 次位発電機 G_j が調整力を供給した場合・しなかった場合の電力需給と均衡価格への影響 (図 2-2-1-3-3-1.参照)

図 2-2-1-3-3-1.に次位発電機 G_j の上げ調整力供給の有無と電力需給の均衡価格への影響の概念図を示す。

次位発電機 G_j が上げ調整力を供給しなかった場合には、次々位発電機 G_k (又はそれ以降の順位の発電機)が次位発電機 G_j が供給したはずの上げ調整力を供給することとなる。しかし次位発電機 G_j と次々位発電機 G_k などが入替わっても域内全体として必要な上げ調整力の大きさが同じである限り当該地域・時間帯での可変費用線の高価側(・左側)への移

*78 ここでいう調整力の kWh 価値については、供給された電力量分の電力需給における kWh 価値分は含まれておらず、調整力需給に固有の kWh 価値を示すことに注意。このような算定を行う理由は、限界発電機の下げ調整力において kWh 価値が負となる問題を回避し、2-2-4-1-1.以下の調整力が供給される範囲条件についての議論を簡略化するためである。

従って 1-1-3-4.などでの米国・欧州での調整力・予備力の「kWh 価格」の実績値は、ここでいう調整力の「kWh 価値」に電力需給における kWh 価値を合計したものに对应する。

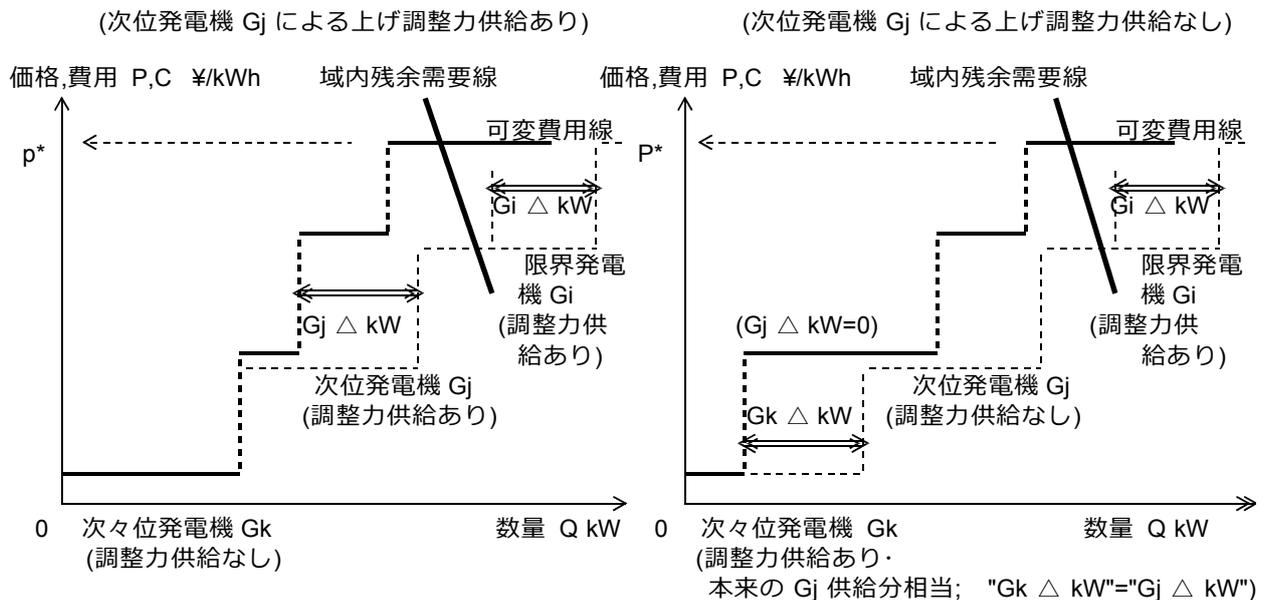
*79 上げ調整力では実際に留保した分の設備容量に対応する Δ kW 価値が得られるが、下げ調整力では実際に下げ調整力を供給しなくても対応を想定し発電機出力を下げる準備をした分の設備容量に対応する Δ kW 価値が得られることとなる。

*80 調整力の調達・確保においては、 Δ kW 価値分は必要な容量を調整力に充当するため調整力の供給が行われる前に支払われる性格のものであり発電事業者にとって確率的な利益であるが、kWh 価値分は実際に調整力への供給が行われた後で支払われるものであるため発電事業者にとって確率的な利益となる。このため両者を合計した調整力需給から得られる利益もまた確率的な利益となり、発電事業者はその期待値を考慮して行動するものと仮定することが必要である。

動の大きさは同じなので、当該地域の発電機の中で次位発電機 G_j が上げ調整力を供給した場合としなかった場合での電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ は同じとなる。

他方で下げ調整力の場合には上記(2)で説明したとおり下げ調整力に起因した可変費用線の移動はなく、ある時間帯に下げ調整力だけが必要である場合の均衡価格 $p^*(t)$ は図 1-2-1-3-1-1.同様に調整力を考慮しない場合と同じとなる。ここで次位発電機 G_j が下げ調整力を供給した場合としなかった場合での電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ については、上げ調整力の場合と同様であり域内全体として必要な下げ調整力の大きさが同じである限りは同じとなる。

[図 2-2-1-3-3-1. 調整力需要が大きい場合の次位発電機 G_j の電力・調整力供給の有無と電力需給の均衡価格への影響の概念図 (上げ調整力の場合、単一時間帯断面)]



(図注) 次位発電機 G_j が上げ調整力供給をしなかった場合には次々位発電機 G_k などが上げ調整力を供給することになるが、上げ調整力需要の大きさ自体が変わらなければ上げ調整力供給に伴う可変費用線の高価側(・左側)への移動の大きさが同じとなるため、電力需給における均衡価格 P^* は変わらない。下げ調整力の場合では均衡価格などは異なる値となるが、どの発電機が下げ調整力を供給するかによって電力需給における均衡価格 P^* は変わらないという点は同じである。

2-2-1-3-4. 次位発電機 G_j が調整力を供給するための電力・調整力供給の利益の条件と $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件 (式 2-2-1-3-4-1.参照)

上記 2-2-1-3-2.から-3.の理解を基礎として、式 2-2-1-3-4-1.に電力・調整力供給の利益の条件から導かれる当該次位発電機 G_j が調整力を供給するための $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件を示す。議論を簡単にするため、まず上げ調整力と下げ調整力のいずれか片方のみを供給する場合を考える。

上記 2-2-1-3-3.において説明したとおり、次位発電機 G_j が調整力を供給した場合としなかった場合での電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ は上げ調整力の場合でも下げ調整力の場合でも同じとなる。式 22134102 及び式 22134104 の第 1 項は電力需給における収入に相当するが、これらの項中の均衡価格 $P^*(t)$ がこれに該当する。調整力供給の有無による収入の変化分は $\Delta kW \cdot kWh$ 価値分で賄われていなければならないと考えられる。

2-2-1-3-2.で限界発電機 G_i について説明した場合と同様に、上げ調整力に関する kWh 費用分については可変費用の増加分の期待値に等しく、下げ調整力に関する kWh 費用分は可変費用の減少分の期待値に等しくなる。式 22134102 及び式 22134104 の第 2 項は費用に相当するが、調整力供給の有無による費用の変化分も $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値分で賄われていなければならないと考えられる。

これらの収入と費用の差から、調整力を供給しない場合の利益は式 22134101 に、上げ調整力を供給した場合の利益は式 22134103 に、下げ調整力を供給した場合の利益は式 22234105 に示すとおりとなる。

ここで、次位発電機 G_j については少なくとも調整力供給を行った際の電力・調整力を通算した利益と、一切の調整力を供給せず電力供給のみを行った際の利益が等しいか前者が大きくなければ調整力供給を行う動機がないこととなる。つまり次位発電機 G_j により上げ又は下げ調整力供給が行われるためには、一部の設備容量を上げ又は下げ調整力に充当し電力供給を減らして上げ又は下げ調整力を供給した場合の利益と、一切の調整力を供給せず全部の設備容量で電力供給のみを行った場合の利益とが等しいか前者が大きくなっていなければならない。式 22134106 及び式 22134109 がこれに該当する条件となる。

従って、上げ調整力については式 22134108 に示すとおり、上げ調整力を供給しない場合と供給した場合の利益に関する条件と上げ調整力の kWh 費用が可変費用の増加分の期待値と等しいなどの条件から、次位発電機 G_j が調整力供給を行うための上げ調整力の $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件が推計できる。同様に下げ調整力について式 22134111 に示すとおり、次位発電機 G_j が調整力供給を行うための下げ調整力の $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件が推計できる。

[式 2-2-1-3-4-1. 調整力需要が大きい場合に電力・調整力供給の利益の条件から導かれる次位発電機 G_j から調整力が供給されるための $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件]

(調整力を供給しなかった場合・上げ又は下げ調整力を供給した場合の利益)

$$\Pi_j(0,t) = (P^*(t) - VC_j) \cdot Q_j \quad \text{式 22134101}$$

$$\begin{aligned} \Pi_{uj}(1,t) &= P^*(t) \cdot (Q_j - Q_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot Q_{uj}(t)) - VC_j \cdot (Q_j - Q_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot Q_{uj}(t)) \\ &\quad + (\Delta \text{ kW}_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot \text{kWh}_{uj}(t)) \cdot Q_{uj}(t) \end{aligned} \quad \text{式 22134102}$$

$$= (P^*(t) - VC_j) \cdot (Q_j - Q_{uj}(t) - \Phi_{uj}(t) \cdot Q_{uj}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot \text{kWh}_{uj}(t)) \cdot Q_{uj}(t) \quad \text{式 22134103}$$

$$\Pi_{dj}(1,t) = P^*(t) \cdot (Q_j - \Phi_{dj}(t) \cdot Q_{dj}(t)) - VC_j \cdot (Q_j - \Phi_{dj}(t) \cdot Q_{dj}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{dj}(t) + \Phi_{dj}(t) \cdot \text{kWh}_{dj}(t)) \cdot Q_{dj}(t) \quad \text{式 22134104}$$

$$= (P^*(t) - VC_j) \cdot (Q_j - \Phi_{dj}(t) \cdot Q_{dj}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{dj}(t) + \Phi_{dj}(t) \cdot \text{kWh}_{dj}(t)) \cdot Q_{dj}(t) \quad \text{式 22134105}$$

(調整力が供給される利益の条件から導かれる上げ調整力の $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件)

$$\Pi_{uj}(1,t) \geq \Pi_j(0,t) \Rightarrow \quad \text{式 22134106}$$

$$(P^*(t) - VC_j) \cdot (-Q_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot Q_{uj}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot \text{kWh}_{uj}(t)) \cdot Q_{uj}(t) \geq 0 \quad \text{式 22134107}$$

$$\therefore \Delta \text{ kW}_{uj}(t) + \Phi_{uj}(t) \cdot \text{kWh}_{uj}(t) \geq (1 - \Phi_{uj}(t)) \cdot (P^*(t) - VC_j) \quad \text{式 22134108}$$

(調整力が供給される利益の条件から導かれる下げ調整力の $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件)

$$\Pi_{dj}(1,t) \geq \Pi_j(0,t) \Rightarrow \quad \text{式 22134109}$$

$$(P^*(t) - VC_j) \cdot (-\Phi_{dj}(t) \cdot Q_{dj}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{dj}(t) + \Phi_{dj}(t) \cdot \text{kWh}_{dj}(t)) \cdot Q_{dj}(t) \geq 0 \quad \text{式 22134110}$$

$$\therefore \Delta \text{ kW}_{dj}(t) + \Phi_{dj}(t) \cdot \text{kWh}_{dj}(t) \geq \Phi_{dj}(t) \cdot (P^*(t) - VC_j) \quad \text{式 22134111}$$

$\Pi_j(0,t)$	時間帯 t において次位発電機 G_j が調整力を供給しなかった場合の利益
$\Pi_{uj}(1,t)$	時間帯 t において次位発電機 G_j が上げ調整力を供給した場合の利益
$\Pi_{dj}(1,t)$	時間帯 t において次位発電機 G_j が下げ調整力を供給した場合の利益
$P^*(t)$	時間帯 t において上げ調整力への設備容量の配分を考慮した電力需給の均衡価格 (¥/kWh)
VC_j	次位発電機 G_j の単位電力量当可変費用 (¥/kWh)
Q_j	次位発電機 G_j の設備容量 (kW, $0 < Q_j$)

$Q_{\min j}$	次位発電機 G_j の最低出力に相当する設備容量 (kW, $0 < Q_{\min j} < Q_j$)
$Q_{uj}(t)$	時間帯 t において次位発電機 G_j の設備容量のうち上げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($0 < Q_{uj}(t) < Q_j - Q_{\min j}$)
$Q_{dj}(t)$	時間帯 t において次位発電機 G_j の設備容量のうち下げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($0 < Q_{dj}(t) < Q_j - Q_{\min j}$) ($0 < Q_{uj}(t) + Q_{dj}(t) < Q_j - Q_{\min j}$, 上げ調整力と下げ調整力を同じ瞬間には供給できない)
$\Phi_{uj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による上げ調整力供給の電力量分発生確率 ($0 < \Phi_{uj}(t) < 1$)
$\Phi_{dj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による下げ調整力供給の電力量分発生確率 ($0 < \Phi_{dj}(t) < 1$) ($0 < \Phi_{uj}(t) + \Phi_{dj}(t) < 1$, 上げ調整力と下げ調整力が同じ瞬間に発生することはない)
$\Delta kW_{uj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による上げ調整力の Δ kW 価値 (未知数)
$kWh_{uj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による上げ調整力の kWh 価値 (未知数)
$\Delta kW_{dj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による下げ調整力の Δ kW 価値 (未知数)
$kWh_{dj}(t)$	時間帯 t における次位発電機 G_j による下げ調整力の kWh 価値 (未知数)

2-2-1-4. 地域別・時間帯別での電力・調整力需給(3) 調整力需要が更に大きくなった場合の 限界発電機などの挙動と調整力需給

2-2-1-3.において調整力需要が大きい場合での次位発電機 G_j の挙動と利益などから推定される調整力需給の Δ kW 価値・kWh 価値の範囲条件について説明した。次に調整力需要が更に大きくなった場合での(調整力供給前での)限界発電機 G_i の挙動や他の発電機などの挙動について説明し、当該 Δ kW 価値・kWh 価値の範囲条件が一般化できることを示した上で、地域別・時間帯別での調整力需給について説明する。

2-2-1-4-1. 調整力需要が更に大きくなった場合での、調整力供給前での限界発電機 G_i の挙動と次位発電機 G_j などの挙動と利益 (図 2-2-1-4-1-1.及び式 2-2-1-4-1-1.参照)

図 2-2-1-4-1-1.に調整力需要が更に大きくなった場合での地域内の各発電機の調整力供給と電力需給への影響の概念図を示す。

調整力需要が更に大きくなった場合においては、上げ調整力需要が限界発電機 G_i の最大出力と最低出力の差よりも大きくなるため、調整力供給前での限界発電機 G_i の単位電力量当可変費用は電力需給における均衡価格より小さくなる。このため調整力供給前での限界発電機 G_i の挙動や利益については、基本的に 2-2-1-3.で説明した次位発電機 G_j の挙動や利益と同じになり、式 2-2-1-3-4-1.が当てはまると考えられる。同様に調整力供給前での次位発電機 G_j に関する 2-2-1-3.での一連の挙動や利益に関する説明及び議論は、次々位発電機 G_k やそれ以降の更に可変費用が低い発電機についても同様に当てはまり、これらについても式 2-2-1-3-4-1.が当てはまるものと考えられる。

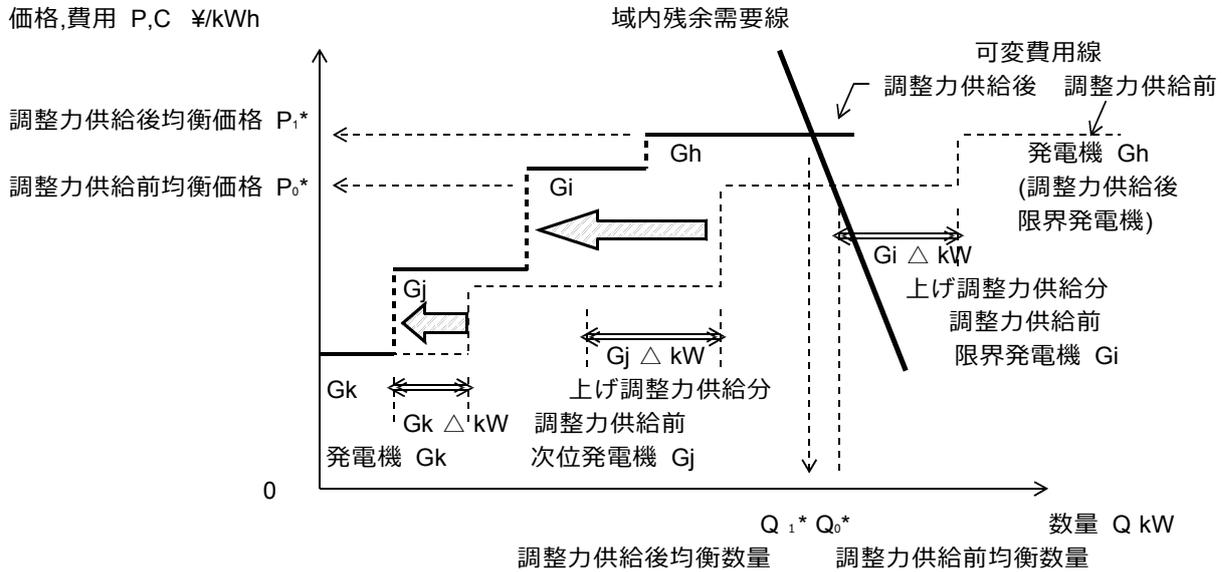
他方で上げ調整力供給に起因した可変費用線の移動によって新たに限界発電機となる G_h については、自機の単位電力量当可変費用と電力需給における均衡価格が同じとなるため、新たに限界発電機となる G_h の挙動や利益は 2-2-1-2.で説明した(調整力供給前での)限界発電機 G_i の挙動や利益と全く同じとなるものと考えられる。当該新たな限界発電機 G_h の場合は、式 2-2-1-3-4-1.において単位電力量当可変費用 VC_j と電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ が常に同じとなる発電機の場合の特例であると解釈できる。

当該整理結果を基礎として、式 2-2-1-3-4-1.は式 2-2-1-4-1-1.のとおり書換えることができ、域内の発電機が調整力を供給するための電力・調整力需給における利益条件から導かれる Δ kW・kWh 価値の範囲条件として一般化できる。

従って、当該発電機別での挙動や利益についての整理結果と式 2-2-1-4-1-1.による Δ kW・kWh 価値の範囲条件を域内の全ての発電機に当てはめた結果から、地域別・時間帯別で

の調整力需給のうち調整力供給についての費用・価格面での情報を得ることができる。

[図 2-2-1-4-1-1. 調整力需要が更に大きくなった場合での地域内の各発電機の調整力供給と電力需給への影響の概念図 (単一時間帯断面)]



(図注) 本文 2-2-1-1-2. で説明したとおり、調整力のうち可変費用線に移動を生じ時間帯別での電力需給に影響を及ぼすのは上げ調整力のみである。

[式 2-2-1-4-1-1. 域内の発電機が調整力を供給するための電力・調整力需給における利益条件から導かれる発電機別の Δ kW・kWh 価値の範囲条件 (単一時間帯断面)]

(発電機 G_x が調整力を供給しなかった場合・上げ又は下げ調整力を供給した場合の利益)

$$\Pi_x(0,t) = (P^*(t) - VC_x) \cdot Q_x \quad \text{式 22141101}$$

$$\Pi_{ux}(1,t) = (P^*(t) - VC_x) \cdot (Q_x - Q_{ux}(t) + \Phi_{ux}(t) \cdot Q_{ux}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{ux}(t) + \Phi_{ux}(t) \cdot \text{kWh}_{ux}(t)) \cdot Q_{ux}(t) \quad \text{式 22141102}$$

$$\Pi_{dx}(1,t) = (P^*(t) - VC_x) \cdot (Q_x - \Phi_{dx}(t) \cdot Q_{dx}(t)) + (\Delta \text{ kW}_{dx}(t) + \Phi_{dx}(t) \cdot \text{kWh}_{dx}(t)) \cdot Q_{dx}(t) \quad \text{式 22141103}$$

(発電機 G_x が調整力を供給する利益条件から導かれる上げ調整力の Δ kW・kWh 価値の範囲条件)

$$\Pi_{ux}(1,t) \geq \Pi_x(0,t) \Rightarrow \quad \text{式 22141104}$$

$$\Delta \text{ kW}_{ux}(t) + \Phi_{ux}(t) \cdot \text{kWh}_{ux}(t) \geq (1 - \Phi_{ux}(t)) \cdot (P^*(t) - VC_x) \quad \text{式 22141105}$$

(発電機 G_x が調整力を供給する利益条件から導かれる下げ調整力の Δ kW・kWh 価値の範囲条件)

$$\Pi_{dx}(1,t) \geq \Pi_x(0,t) \Rightarrow \quad \text{式 22141106}$$

$$\Delta \text{ kW}_{dx}(t) + \Phi_{dx}(t) \cdot \text{kWh}_{dx}(t) \geq \Phi_{dx}(t) \cdot (P^*(t) - VC_x) \quad \text{式 22141107}$$

- $\Pi_x(0,t)$ 時間帯 t において発電機 G_x が調整力を供給しなかった場合の利益
- $\Pi_{ux}(1,t)$ 時間帯 t において発電機 G_x が上げ調整力を供給した場合の利益
- $\Pi_{dx}(1,t)$ 時間帯 t において発電機 G_x が下げ調整力を供給した場合の利益
- $P^*(t)$ 時間帯 t において上げ調整力への設備容量の配分を考慮した電力需給の均衡価格 (¥/kWh)
- VC_x 発電機 G_x の単位電力量当可変費用 (¥/kWh, 但し限界発電機については常に $VC_x = P^*(t)$)
- Q_x 発電機 G_x の設備容量 (kW, $0 < Q_x$)
- $Q_{\min x}$ 発電機 G_x の最低出力に相当する設備容量 (kW, $0 < Q_{\min x} < Q_x$)
- $Q_{ux}(t)$ 時間帯 t において発電機 G_x の設備容量のうち上げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($0 < Q_{ux}(t) < Q_x - Q_{\min x}$)
- $Q_{dx}(t)$ 時間帯 t において発電機 G_x の設備容量のうち下げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($0 < Q_{dx}(t) < Q_x - Q_{\min x}$) ($0 < Q_{ux}(t) + Q_{dx}(t) < Q_x - Q_{\min x}$, 上げ調整力・下げ調整力の両方を同じ瞬間には供給できない)
- $\Phi_{ux}(t)$ 時間帯 t における発電機 G_x による上げ調整力供給の電力量分の発生確率 ($0 < \Phi_{ux}(t) < 1$)
- $\Phi_{dx}(t)$ 時間帯 t における発電機 G_x による下げ調整力供給の電力量分の発生確率 ($0 < \Phi_{dx}(t) < 1$)

($0 < \Phi_{ux}(t) + \Phi_{dx}(t) < 1$, 上げ調整力と下げ調整力が同じ瞬間に発生することはない)

$\Delta kW_{ux}(t)$	時間帯 t における発電機 Gx による上げ調整力の ΔkW 価値 (未知数)
$kWh_{ux}(t)$	時間帯 t における発電機 Gx による上げ調整力の kWh 価値 (未知数)
$\Delta kW_{dx}(t)$	時間帯 t における発電機 Gx による下げ調整力の ΔkW 価値 (未知数)
$kWh_{dx}(t)$	時間帯 t における発電機 Gx による下げ調整力の kWh 価値 (未知数)

2-2-1-4-2. 発電機 Gx が調整力を供給するための $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件と影響因子 (図 2-2-1-4-2-1. 及び 2. 参照)

地域別・時間帯別の電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ は当該時間帯での電力需要及び上げ調整力需要^{*81} を考慮した後の可変費用線により決定され、上げ及び下げ調整力の電力量分の発生確率 $\Phi_{ux}(t)$ 及び $\Phi_{dx}(t)$ は時間帯別には確定していると考えられる。

このため、式 2-2-1-4-1-1. 中の式 22141105 から、上げ調整力が供給されるための $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件の下限は、発電機 Gx の可変費用が低い程大きくなり発生確率 $\Phi_{ux}(t)$ が高い程小さくなることが理解される。同様に式 22141107 から、下げ調整力が供給されるための $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件の下限は、発電機 Gx の可変費用が低い程大きくなり発生確率 $\Phi_{dx}(t)$ が高い程大きくなることが理解される。

図 2-2-1-4-2-1. に上げ/下げ調整力供給のための $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件についての概念図を示す。

図 2-2-1-4-2-1. 右葉に示すとおり上げ調整力供給についての $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件は、発電機 Gx が限界発電機である場合 ($P^*(t) = VCx$, 図右端) では 0 であるが、限界発電機から上げ調整力需要の分だけ可変費用が低い発電機の近傍に極大値を持つ折線となる。

ここである大きさの上げ調整力供給を確保するためには、当該時間帯に出力を下げて運転中(待機中)の発電機の可変費用 VCx と発生確率 $\Phi_{ux}(t)$ の関係から式 22141105 の値が極大となる $\Delta kW \cdot kWh$ 価値分が補償されることが必要であり、上記のとおり上げ調整力の $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の下限のうち極大値となる $\Delta kW \cdot kWh$ 価値から $PRu(t)$ が推計できる。

図 2-2-1-4-2-1. 左葉に示すとおり下げ調整力供給についての $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の範囲条件は、発電機 Gx が限界発電機から上げ調整力需要の分だけ可変費用が低い発電機(調整力考慮後の平均需要に対応した発電機)の近傍で極大となり、当該発電機から上げ及び下げ調整力需要の分だけ可変費用が低い発電機である場合 ($\Phi_{dx}(t) = 0$, 図左端) で 0 となる。

下げ調整力についても上げ調整力と同様に、当該時間帯に運転中の発電機の可変費用 VCx と発生確率 $\Phi_{dx}(t)$ の関係から式 22141107 の値が極大となる $\Delta kW \cdot kWh$ 価値分が補償されることが必要であり、上記のとおり下げ調整力の $\Delta kW \cdot kWh$ 価値の下限のうち極大値となる $\Delta kW \cdot kWh$ 価値から $PRd(t)$ が推計できる。

上げ及び下げ調整力のいずれについても、 $\Delta kW \cdot kWh$ 価値は可変費用 VCx と発生確率 $\Phi_{ux}(t), \Phi_{dx}(t)$ の関係から決まるので、必ずしも限界発電機から上げ調整力需要の分だけ可変費用が低い発電機(調整力考慮後の平均需要に対応した発電機)で $\Delta kW \cdot kWh$ 価値が極大となるとは限らないことに注意が必要である。

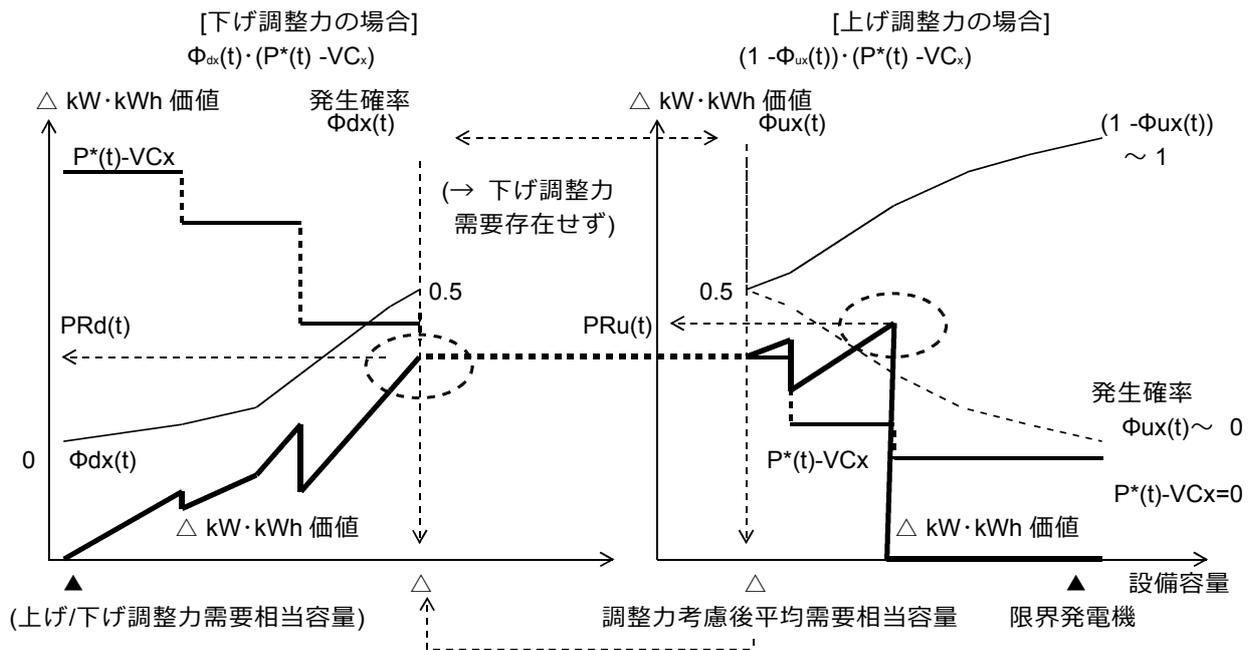
従って、地域別・時間帯別に電力需給における均衡価格 $P^*(t)$ 、発電機毎の可変費用 VCx 及び設備容量 Qx 、上げ及び下げ調整力別需要相当容量 $QRu(t), QRd(t)$ 及び上げ及び下げ調

*81 調整力需要は本来その数量が地域別・時間帯別に確率分布しているが、当該確率分布に対して予め定められた LOLP などの信頼度評価基準を当てはめることによって、調整力需要の必要量は地域別・時間帯別に確定されていると考えられる。

整力の発電機別での発生確率 $\Phi_{ux}(t), \Phi_{dx}(t)$ が与えられた場合、式 22141105 及び式 22141107 に基づいて各発電機の $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値下限がそれぞれ定まり、その極大値から $PR_u(t), PR_d(t)$ が推計できる。

他方で現実の各発電機の運用において上げ及び下げ調整力の発生確率や可変費用の順序などの情報が正確であるとは限らないため、各発電機は上げ又は下げ調整力のいずれか一方のみを供給するとは限らず、発電機の容量を主観的に「最適配分」して上げ及び下げ調整力を両方供給する場合が起こりえることに注意が必要である。

[図 2-2-1-4-2-1. 上げ/下げ調整力供給のための $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件についての概念図]



(図注) 現実には調整力考慮後平均需要相当容量近傍の発電機は上げ及び下げ調整力を両方供給する場合が考えられるが、図では簡単のため全ての発電機が上げ又は下げ調整力の片方のみを供給するものとしていることに注意が必要である。
また均衡価格と発電機毎の限界費用の差 $(P^*(t) - VC_x)$ は右下りの不連続な折線であるため、図のように $PR_d(t)$ と $PR_u(t)$ が一致するとは限らない。また限界費用の差 $(P^*(t) - VC_x)$ と上げ又は下げ調整力の発生確率 $\Phi_{ux}(t), \Phi_{dx}(t)$ の関係により調整力考慮後平均需要相当容量の発電機で $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値が極大となるとも限らないなどの点に注意が必要である。

2-2-1-4-3. 電力・調整力需給を考慮した発電機別の利益と上げ及び下げ調整力供給への設備容量の最適配分 (図 2-2-1-4-3-1. 及び式 2-2-1-4-3-1. 参照)

上記 2-2-1-4-1. ではある地域・時間帯において域内で稼働している発電機全部に式 2-2-1-4-1-1. が当てはまり、調整力供給に関する発電機別・上げ及び下げ調整力別での $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値の範囲条件の下限の極大値から調整力の均衡価格が求められることについて説明した。

次に各発電機が同一時間帯に上げ及び下げ調整力の両方を供給する場合について、地域内の調整力需給における上げ及び下げ調整力別での $\Delta \text{ kW} \cdot \text{kWh}$ 価値が与えられた際に、電力・調整力需給を考慮した発電機別の利益と上げ及び下げ調整力への最適な設備容量配分の関係について考える。

式 2-2-1-4-3-1.に電力・調整力需給を考慮した発電機別の利益と上げ及び下げ調整力への設備容量配分の関係を示す。

調整力需給において上げ調整力と下げ調整力は同じ瞬間には発生しないことから、ある時間帯に発電機 Gx が電力・調整力需給により得られる利益は式 22143101 に示すとおり、電力供給による利益、上げ調整力供給による利益及び下げ調整力供給による利益の 3 つを合計したものとなる。

当該時間帯における発電機 Gx からの調整力供給については、発電機 Gx は域内の調整力需給により決まる上げ調整力の Δ kW・kWh 価値が当該発電機に関する上げ調整力の Δ kW・kWh 価値の範囲条件を満たしている場合、上げ調整力供給のため留保した設備容量 Qux(t)だけ出力を抑制して上げ調整力供給に備えているはずである。

この結果、式 22143102 に示すとおり、当該時間帯に発電機 Gx が下げ調整力供給に充当できる設備容量 Qdx(t)は、設備容量から最低出力に相当する設備容量と上げ調整力供給のため留保した分を除いた $Q_x - Q_{\min x} - Q_{ux}(t)$ 迄に制限される。

ここで次の 2-2-1-5.で説明するとおり、式 2-2-1-4-3-1.中の Δ kWu(t)*、kWhu(t)*、 Δ kWd(t)*及び kWhd(t)*は地域内の調整力需給の均衡により決定される上げ及び下げ調整力別での Δ kW・kWh 価値であるが、これらは各時間帯の上げ及び下げ調整力需要の大きさと、電力・調整力需給を考慮した利益を最大化すべく決定された発電機別での上げ及び下げ調整力への最適な設備容量配分によって決定される。

図 2-2-1-4-3-1.に発電機による上げ及び下げ調整力への設備容量配分の概念図を示す。

各発電機は時間帯別の上げ及び下げ調整力別での Δ kW・kWh 価値を考慮して、事前に各時間帯での電力・調整力需給により得られる利益を最大化するよう最適な設備容量配分を決定し、当該配分に従って上げ調整力供給に充当するために設備容量の一部を留保しているものと考えられる。

従って、個別の発電機についてそれぞれの利益を最大化する最適な上げ及び下げ調整力への設備容量配分を推定することができれば、地域別・時間帯別での調整力需給のうち調整力供給についての数量面での情報を得ることができる。従って当該数量面での情報を上記 2-2-2-4-1.での費用・価格面での情報と組合せることにより、当該地域別・時間帯別での調整力供給を推計することができる。

[式 2-2-1-4-3-1. 電力・調整力需給を考慮した発電機別の利益と上げ及び下げ調整力への設備容量配分の関係 (単一時間帯断面)]

(発電機 Gx が電力と上げ及び下げ調整力を同時に供給する場合の利益)

$$\begin{aligned} \Pi_{udx}(1,t) = & (P^*(t) - VC_x) \cdot (Q_x - Q_{ux}(t) + \Phi_{ux}(t) \cdot Q_{ux}(t) - \Phi_{dx}(t) \cdot Q_{dx}(t)) \\ & + (\Delta \text{ kW}_{ux}(t)^* + \Phi_{ux} \cdot \text{kWh}_u(t)^*) \cdot Q_{ux}(t) + (\Delta \text{ kW}_{dx}(t)^* + \Phi_{dx} \cdot \text{kWh}_d(t)^*) \cdot Q_{dx}(t) \end{aligned} \quad \text{式 22143101}$$

(発電機 Gx の設備容量及び最低出力に相当する設備容量による制約条件)

$$Q_{dx}(t) \leq Q_x - Q_{\min x} - Q_{ux}(t) \quad \text{式 22143102}$$

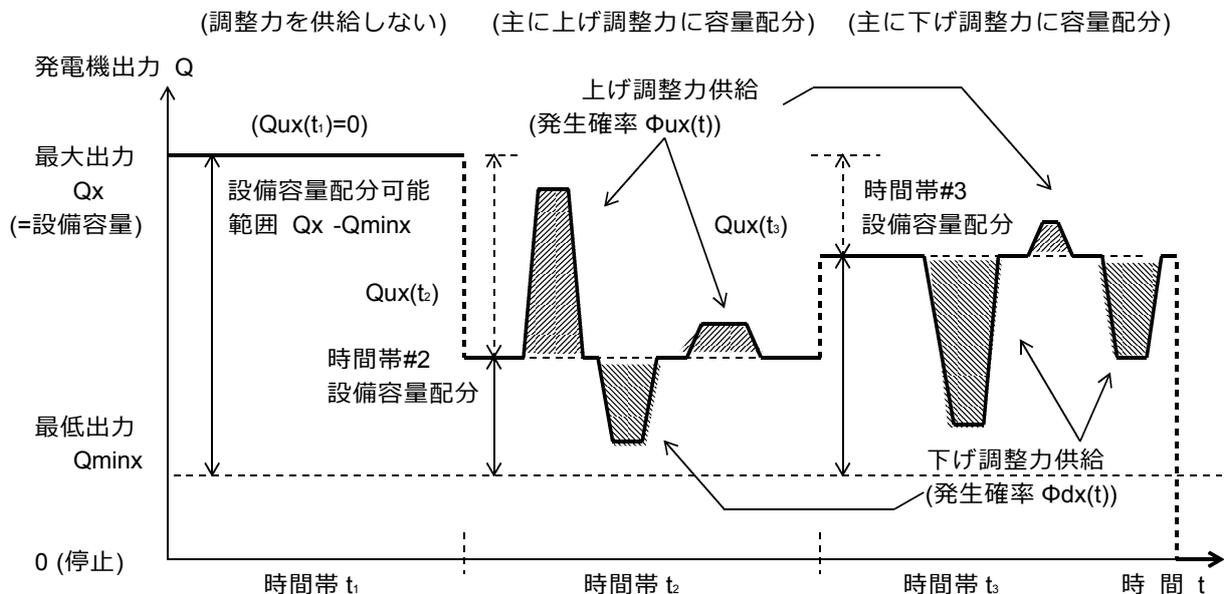
(発電機 Gx が電力と上げ及び下げ調整力を同一時間帯に供給する場合の利益と設備容量配分の関係)

$$\begin{aligned} \Pi_{udx}^*(1,t) = & (P^*(t) - VC_x) \cdot (Q_x - (1 - \Phi_{ux}(t)) \cdot Q_{ux}(t)^* - \Phi_{dx}(t) \cdot (Q_x - Q_{\min x} - Q_{ux}(t)^*)) \\ & + (\Delta \text{ kW}_{ux}(t)^* + \Phi_{ux} \cdot \text{kWh}_u(t)^*) \cdot Q_{ux}(t)^* + (\Delta \text{ kW}_{dx}(t)^* + \Phi_{dx} \cdot \text{kWh}_d(t)^*) \cdot (Q_x - Q_{\min x} - Q_{ux}(t)^*) \end{aligned} \quad \text{式 22143103}$$

- $\Pi_{udx}(1,t)$ 時間帯 t において発電機 Gx が上げ調整力と下げ調整力を同時に供給した場合の利益
- $\Pi_{udx}^*(1,t)$ 時間帯 t において発電機 Gx が上げ調整力と下げ調整力を同時に供給した場合に上げ調整力への最適な設備容量配分 $Q_{ux}(t)^*$ により最大化された利益
- $P^*(t)$ 時間帯 t において上げ調整力への設備容量の配分を考慮した電力需給の均衡価格 (¥/kWh)

- VC_x 発電機 G_x の単位電力量当可変費用 (¥/kWh, 但し限界発電機については常に $VC_x=P^*(t)$)
- Q_x 発電機 G_x の設備容量 (kW, $0 < Q_x$)
- Q_{minx} 発電機 G_x の最低出力に相当する設備容量 (kW, $0 < Q_{minx} < Q_x$)
- $Q_{ux}(t)$ 時間帯 t において発電機 G_x の設備容量のうち上げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($0 < Q_{ux}(t) < Q_x - Q_{minx}$)
- $Q_{ux}(t)^*$ 時間帯 t において発電機 G_x の設備容量のうち上げ調整力に配分された設備容量であって $\Pi_{udx}(1,t)$ を最大化する設備容量 ($0 < Q_{ux}(t)^* < Q_x - Q_{minx}$)
- $Q_{dx}(t)$ 時間帯 t において発電機 G_x の設備容量のうち下げ調整力に配分された設備容量 (kW) ($Q_{dx}(t) = Q_x - Q_{minx} - Q_{ux}(t)$, $Q_{ux}(t)$ の関数)
- $\Phi_{ux}(t)$ 時間帯 t における発電機 G_x による上げ調整力供給の電力量分の発生確率 ($0 < \Phi_{ux}(t) < 1$)
- $\Phi_{dx}(t)$ 時間帯 t における発電機 G_x による下げ調整力供給の電力量分の発生確率 ($0 < \Phi_{dx}(t) < 1$) ($0 < \Phi_{ux}(t) + \Phi_{dx}(t) < 1$, 上げ調整力と下げ調整力が同じ瞬間に発生することはない)
- $\Delta kW_u(t)^*$ 時間帯 t において地域内の上げ調整力需給均衡により定まる上げ調整力の ΔkW 価値
- $kWh_u(t)^*$ 時間帯 t において地域内の上げ調整力需給均衡により定まる上げ調整力の kWh 価値
- $\Delta kW_d(t)^*$ 時間帯 t において地域内の下げ調整力需給均衡により定まる下げ調整力の ΔkW 価値
- $kWh_d(t)^*$ 時間帯 t において地域内の下げ調整力需給均衡により定まる下げ調整力の kWh 価値 ($\Delta kW_u(t)^*$, $kWh_u(t)^*$, $\Delta kW_d(t)^*$, $kWh_d(t)^*$ は $Q_{ux}(t)$ の関数)

[図 2-2-1-4-3-1. 発電機による上げ及び下げ調整力への設備容量配分の概念図]



2-2-1-4-4. 地域別・時間帯別での調整力需給と数値解法 (図 2-2-1-4-4-1 参照)

図 2-2-1-4-4-1. に数値解法を用いた地域別・時間帯別での調整力需給と最適な設備容量配分の推計についての概念図を示す。図上部の(1)が最適な設備容量配分が行われていない初期値の状態に対応し、下部の(2)が数値解法により最適な設備容量配分が行われた状態に対応している。

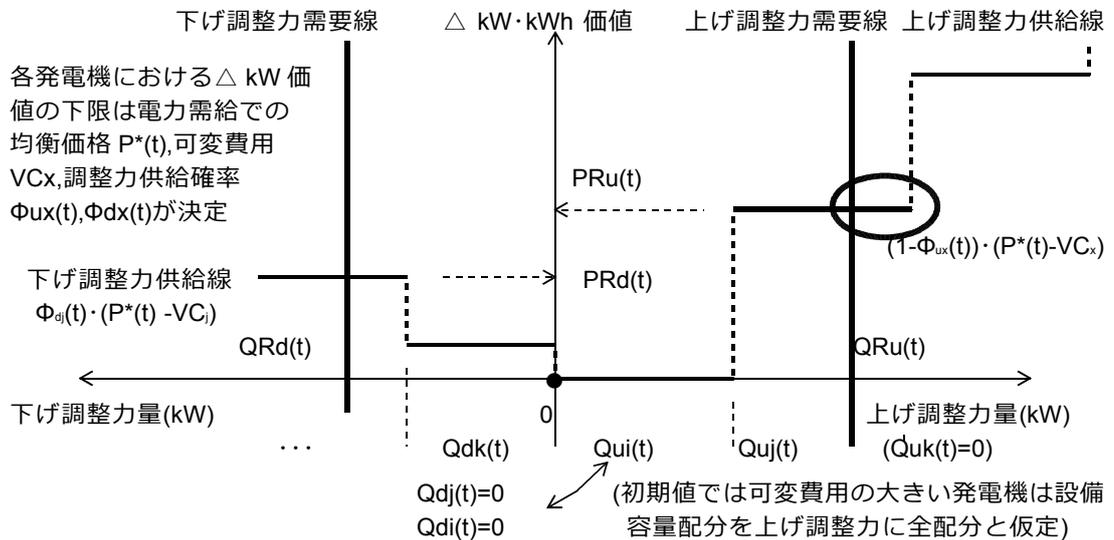
地域別・時間帯別での調整力需給において、当該地域における上げ及び下げ調整力需要については、電力需要の変動や太陽光及び風力発電の出力変動などから信頼性基準によって時間帯別・上げ及び下げ調整力別に定まるものと考えられる。

ここで、調整力需要は各時間帯での電力需要及び再生可能エネルギー発電の時間内変動及び予測誤差によりその大きさが変化すると考えられるため、時間帯別の上げ及び下げ調

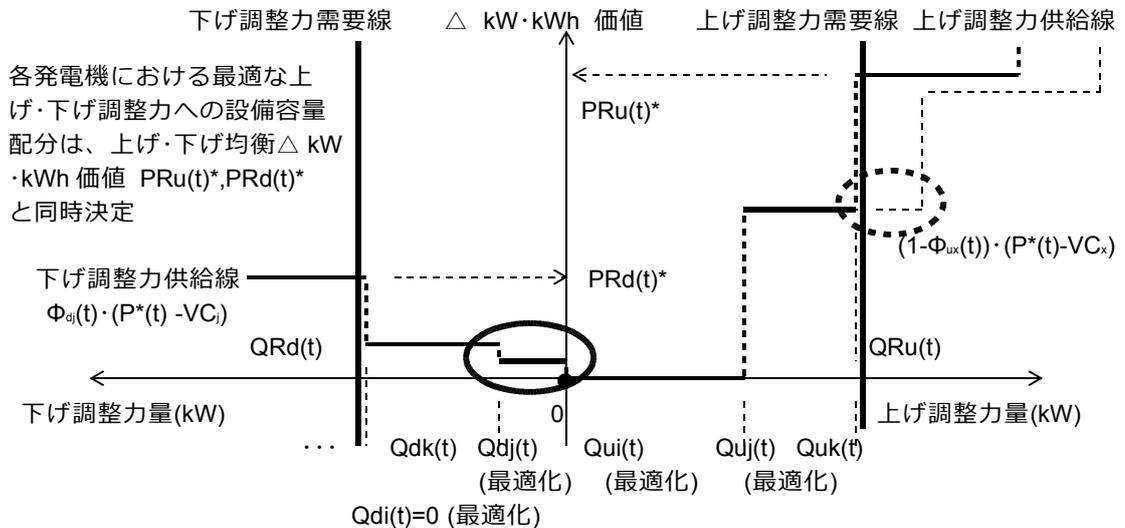
整力需要比率^{*82}を推計しておくことにより、電力需給における域内総需要から上げ及び下げ調整力需要を算定することができる。

[図 2-2-1-4-4-1. 数値解法を用いた地域別・時間帯別での調整力需給と最適な設備容量配分の推計についての概念図 (単一時間帯断面)]

(1) 上げ及び下げ調整力に対する最適な設備容量配分が行われていない状態 (初期値)



(2) 上げ及び下げ調整力に対する最適な設備容量配分が行われた状態 (数値解)



(図注) 図中で均衡 Δ kW・kWh 価値に相当する $PR_u(t)^*$ 及び $PR_d(t)^*$ については、式 2-2-2-4-3-1. における $\Delta kW_u(t)^* + \Phi_u(t) \cdot kWh_u(t)^*$ が $PR_u(t)^*$, $\Delta kW_d(t)^* + \Phi_d(t) \cdot kWh_d(t)^*$ が $PR_d(t)^*$ に対応する。

数値解法の初期値については、(1)に示すとおり可変費用が大きく上げ調整力を供給する確率の高い発電機は設備容量配分を上げ調整力側に全配分していると仮定し計算を開始する。(1)の状態では発電機 G_i, G_j は設備容量配分を幾らか下げ調整力側に变化させることによって利益を増加させることができる。設備容量配分をわずかに变化させた試行を多数回繰返し、発電機 G_i, G_j (及び G_k) ともこれ以上どう設備容量配分を变化させても利益を増加させることができない状態((2)の状態)を推計する。

*82 上げ及び下げ調整力需要比率とは、各時間帯における域内総需要に対する上げ及び下げ調整力需要の比率をいう。地域間連系送電を反映した域内電力需要ではなく、各地域別の域内総需要が基準となることに注意。

調整力需要について価格弾力性を考慮しない場合には、調整力需要は上げ及び下げ調整力別に電力需給の均衡数量から求まるある数量で固定された縦線として表現できる。

他方で調整力供給については、式 2-2-1-4-1-1.に基づく発電機別での調整力の Δ kW・kWh 価値に関する範囲条件から、発電機別・時間帯別・上げ及び下げ調整力別に調整力を供給する下限となる Δ kW・kWh 価値が定まるものと考えられる。

2-2-1-4-2.で説明したとおり調整力供給における Δ kW・kWh 価値の範囲条件の下限については、上げ及び下げ調整力とも発電機毎にその可変費用と発生確率に応じて Δ kW・kWh 価値が定まる。このため、調整力供給は各発電機の上げ及び下げ調整力に対する最適な設備容量配分により決定される上げ及び下げ調整力別の設備容量を、上げ及び下げ調整力別に Δ kW・kWh 価値順に昇順で整序した折線として表現することができる。

従って、地域別・時間帯別及び上げ及び下げ調整力別に調整力需要の数量で定まる縦線と、発電機別・時間帯別及び上げ及び下げ調整力別に範囲条件の下限となる Δ kW・kWh 価値を昇順に整序した調整力供給に関する折線の交点を与える最適な設備容量配分を数値解法により求める^{*83} ことにより、調整力需給における Δ kW・kWh 価値及び数量を推定することができる。

2-2-1-4-5. 地域別・時間帯別での調整力需給の数値解法と初期値

数値解法においてはどのような初期値から計算を開始するかが非常に重要である。

当該初期値の問題については図 2-2-1-4-2-1.で見たとおり、個別の発電機についての上げ及び下げ調整力の発生確率については、限界発電機から上げ調整力需要相当容量に該当する発電機迄の各発電機では上げ調整力の発生確率が順増し、それ以下の発電機では下げ調整力の発生確率が順減していく関係となっている。

このため各時間帯において限界発電機など可変費用が高い発電機では、上げ調整力に対する設備容量配分を可能な限り大きくしておくことが調整力供給により得られる利益の最大化につながると考えられる。

従って最初に各時間帯において可変費用が大きい発電機から順番に上げ調整力を最大限供給している状態を仮定し、調整力需給の交点から求めた上げ及び下げ調整力の Δ kW・kWh 価値とこれに対応する各発電機の利益を初期値に設定して計算を開始することが合理的であると考えられる。

次に各発電機における設備容量配分について、上げ調整力需要に相当する発電機から順に下げ調整力に対する設備容量配分をわずかに増加させて Δ kW・kWh 価値と利益の変化を推計する。

当該推計を発電機毎に繰返すことによって、各発電機の設備容量配分をどう変化させても各発電機の利益がそれ以上増加しなくなる設備容量配分の組合せを探索する。当該探索の結果から、域内での発電機別の利益を最大化する最適な設備容量配分と上げ及び下げ調整力の均衡 Δ kW・kWh 価値を推計することができる。

2-2-1-4-6. 地域別・時間帯別での調整力需給と「十分に競争的な電力市場環境」仮定

図 2-2-1-4-4-1.では数値解法を用いた地域別・時間帯別での調整力需給と最適な設備容量

*83 1-2-1-1.で説明した地域間連系送電・調整力を考慮しない地域別・時間帯別需給の場合での可変費用線と同様に、上げ及び下げ調整力供給に関する発電機別での Δ kW 価値も不連続な折線となるため、解析的解法を用いることはできない。

2-2-1-3-1.及び 2-2-1-3-2.で説明したとおり調整力需要のうち上げ調整力需要は電力供給の可変費用線を高価側(・左側)に変化させるため、調整力需給を推計した結果のうち上げ調整力需要は再度均衡電力価格・数量を変化させ電力需給に影響を与えることとなる。

また調整力需給における価額は、最終的には託送料金又はインバランス精算への転嫁によって発電・送電を合計した電力価格を変化させることから、当該調整力価額は価格弾力性に依りて域内総需要を変化させ、電力需給に影響を与えることとなる。

他方で調整力需要は 2-2-1-4-4.で説明したとおり各時間帯の域内総需要と上げ及び下げ調整力需要率から推計されるが、均衡電力価格が変化した場合には価格弾力性に依りて域内総需要が変化するため、電力需要の時間内変動や予測誤差が変化し上げ調整力需要もまた変化することとなる。

従って、電力需給と調整力需給は同時決定の関係にあると考えられ、電力・調整力需給の推計においては、電力需給均衡と調整力需給均衡の両方を巡回計算などの方法により同時決定で解くことができる数値解法を用いることが必要である。

2-2-1-6. 地域別・時間帯別の調整力需給と一次調整力の推計

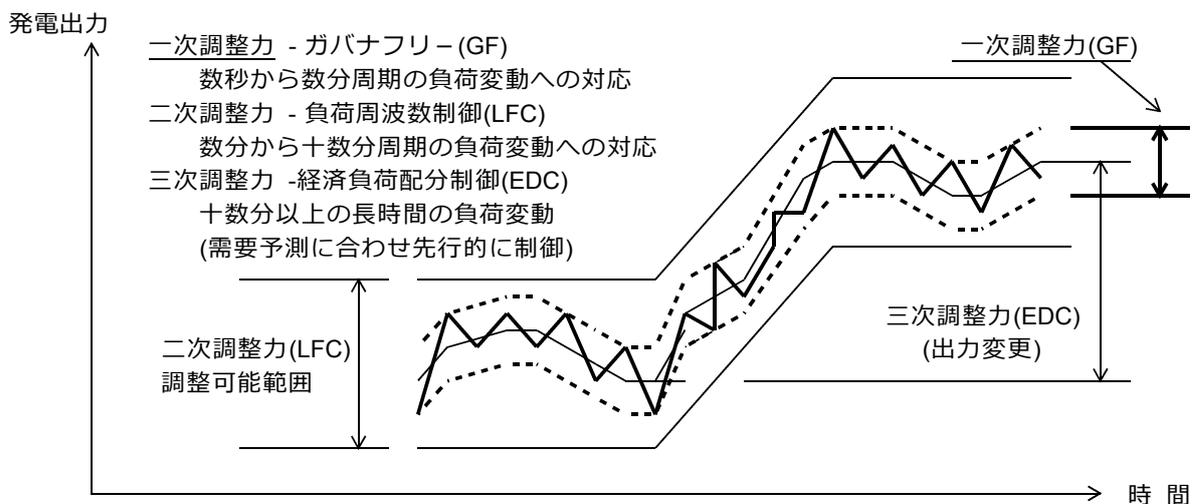
上記 2-2-1-2.から-4.迄で検討した地域別・時間帯別での調整力需給の推計は、二次調整力から三次調整力①を対象としたものであるが、次に一次調整力について考える。

2-2-1-6-1. 一次調整力の特性と推計上の問題 (図 2-2-1-6-1.参照)

一次調整力は、調整力需要のうち需要や再生可能エネルギー出力変動など数秒から数分の短周期の変動や発電機・送電線の事故・故障による計画外停止など中長周期の変動の初期対応に投入されるものである。

図 2-2-1-6-1-1.に電気学会資料による発電機出力調整による需給バランス調整・周波数制御と一次調整力の位置づけに関する概念図を示す。

[図 2-2-1-6-1-1. 発電機出力調整による需給バランス調整・周波数制御と一次調整力の位置づけに関する概念図]



(出典) 電気学会「電力系統の利用を支える解析・運用技術」(2007)を追補して作成。

一次調整力は 1-1-2-6.で説明したとおり各地域毎の周波数変化を食止めるために変動が

発生すると 10 秒以内の即時に投入され、二次調整力を用いて周波数を基準周波数に戻す迄の 15 分程度の時間内に限定的に使用されるが、当該一次調整力の大きさは調整力需要の大きさとは異なることからこれを直接的に推計することは困難である。

一次調整力については、1-1-2-5.で説明したとおりその大部分が発電中の水力・火力発電機のカバナフリー(GF)運転により供給されるが、対応する変動の周期が短く上げ及び下げ調整力がランダムに発生するため、カバナフリー(GF)運転に要する追加的な用水や燃料の消費は非常に小さいことが知られている。

一般論として、二次・三次調整力と一次調整力の上げ及び下げ調整力の方向は一致しており、二次・三次調整力需要の絶対値が大きければこれに対応するために必要な一次調整力需要の絶対値もまた大きいと考えられるが両者の関係は明確ではない。従って、何らかの方法で二次・三次調整力需要から一次調整力需要を推計することが必要である。

2-2-1-6-2. 海外での必要容量比率を用いた一次調整力の推計 (表 2-2-2-6-2-1.参照)

一次調整力の大きさを推計する手法としては、1-1-3-4.で説明した海外での実績値を用いた推計方法と、1-3-1.で紹介した電力需給の技術シミュレーションモデルを用いた推計方法が考えられるが、本稿では前者の海外での実績値を用いた推計を行う。

具体的には以下のとおり海外での必要容量比率を用いた一次調整力の推計を行う。

表 2-2-1-6-2-1.に米国・欧州の主要運用地域別での調整力・予備力の△ kW 部分の取引数量実績と一次調整力の必要容量比率を示す。

[表 2-2-1-6-2-1. 米国・欧州の主要運用地域別での調整力・予備力の△ kW 部分の取引数量実績と一次調整力の必要容量比率(2016 年)]

運用地域	△ kW 取引数量(MW)	一次調整力 a	二次調整力 b	三次調整力 c	一次調整力の必要容量比率	
					対二次調整力(a/b)	対三次調整力(a/c)
米国						
PJM Off-Peak	516.1	1918.4	447.2	0.269	---	
PJM On-Peak	635.9	1918.4	447.2	0.331	---	
欧州						
GER	583.4	2018.6	2044.4	0.289	0.285	
FRA	576.3	1882.6	---	0.306	---	
UK	538.7	2041.6	---	0.264	---	
NRD	212.1	65.4	743.3	---	0.262	

(表注) 数値出典: 広域機関欧米市場調査報告書(2018)

--- は一次調整力より二次・三次調整力の数値が小さく必要容量比率が推計できない場合などを示す。

各調整力の自己供給比率が変化しないと仮定した場合に、二次・三次調整力の取引数量実績に対する一次調整力の取引数量の比率を一次調整力の必要容量比率とすると、地域による若干の差異はあるものの当該必要容量比率は概ね 0.3 前後であることが観察される。

従って、1-1-2-6.で説明したとおり二次・三次調整力の大きさは調整力需要の大きさに対応しているので、各時間帯の上げ及び下げ調整力需要と当該必要容量比率 0.3 を用いて一次調整力の需要が推計できる。

一次調整力の需給のうち価格については公開されている情報が殆どなく推計は困難であるが、少なくとも上げ及び下げ調整力需要比率の 0.3 倍相当の数量が一次調整力として供給されているはずであり、一次調整力の需給のうち数量については推計することができる。

2-2-2. 広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計方法

2-2-2-1. 広域的な時間帯別での電力・調整力需給

2-2-1.においては地域別・時間帯別での電力・調整力需給を考えたが、次に地域間連系送電を考慮した広域的な時間帯別での電力・調整力需給について考える。

引続き 2-2-1-1.で説明した調整力の分類、供給源の範囲及び十分に競争的な電力市場環境についての前提条件が実現しているものと仮定する。

2-2-2-1-1. 電力・調整力需給と地域間連系送電

1-2-1-3.の冒頭部分で説明したように、国内では一次から三次調整力①の範囲の調整力については原則として一般送配電事業者が地域内で調達・確保することが前提とされている。従って、少なくとも一次から三次調整力①に相当する調整力については地域内で需給が完結しており地域間連系送電を考慮する必要はなく、電力需給についての地域間連系送電のみを考慮すればよいこととなる。

見方を変えれば、当該前提では地域間連系送電によって如何に域内需要線が変化し域内で電力供給を行う発電機の構成が変化した場合であっても、一次から三次調整力①に相当する調整力については必ず域内で調達・確保しなければならないことを意味している。

他方で三次調整力②(低速枠)については、1-1-2-5.で説明したとおり太陽光・風力などの再生可能エネルギーの出力予測誤差に対応することを念頭に、応動時間が45分以内に設定されている調整力と位置づけられている。このため、三次調整枠②については30分から1時間の単位で見た場合には通常の電力の地域間連系送電と何ら変わりがなく、本稿での電力・調整力需給の推計においては電力需給の一部と見なせるものと考えられる。

2-2-2-1-2. 調整力需要による電力需給への影響と地域間連系送電

地域別・時間帯別での電力・調整力需給において、調整力需要が小さく調整力が限界発電機による供給で賄える場合には、2-2-1-2.で説明したとおり調整力を考慮した場合でも電力需給部分については調整力を考慮しない場合と差異はないものと考えられる。

調整力需要が大きくなり限界発電機など単一の発電機による供給では賄えない大きさとなった場合には、2-2-1-3.で説明したとおり調整力需要の上げ調整力需要に応じて電力需給における可変費用線が高価側(左側)に移動し、均衡価格が上昇するなどの変化が生じることとなる。

しかし当該調整力需要が大きい場合における可変費用線の移動を考慮した場合であっても、地域間連系送電が各地域の電力需給に与える影響自体は1-2-1-2.で説明した通常地域間連系送電による場合と同じであり、地域間での送電容量と均衡価格・数量の差異に応じ送受電によって域内需要量が変化するものと考えられる。

従って地域間連系送電の影響を推計する各地域について、地域間連系送電を考慮せず調整力需要が大きい場合での移動した可変費用線を初期値として1-2-1-2.で説明した地域間連系送電の影響を推計し、地域間連系送電が行われた後の域内需要線から再度域内での調整力需給の影響を2-2-1-2.から4.迄の方法に従った推計することを繰り返すことによって、地域間連系送電の影響を考慮した推計を行うことが可能であると考えられる。

当該推計を繰り返した結果として地域間連系送電線の送電容量又は他方より廉価となる発電所の設備容量のいずれかが小さい方が量的制約となり、それ以上地域間連系送電を行う余

地がない状態となった場合には、広域的な時間帯別での電力・調整力需給が推計できたものと見なすことができる。

2-2-2-1-3. 地域間連系送電の送電容量、運用容量とマージンの取扱い (表 2-2-2-1-3-1.参照)

国内での地域間連系送電線については、1-2-1-2-2.で説明した安定度制約などによる運用容量の設定に加えて、大規模な発電機の事故などの緊急事態に備え運用容量の一部を使用せずに確保しておく「マージン」が設定されている。

表 2-2-2-1-3-1.に 2019 年 8 月計画断面での国内の地域間連系送電線の運用容量とマージンの設定方向・設定量の一覧を示す。

[表 2-2-2-1-3-1. 国内主要地域間連系送電線の運用容量とマージン設定状況]
(2019 年度 8 月平日昼間の運用容量及びマージン設定量、単位 MW)

連系線	送電方向	熱容量限度	運用容量(a)	同決定要因	マージン(b)	利用可能容量(a-b) ³
北海道本州間 (海底直流線)	北海道向	900	900	熱定格容量	452	448
	東北向	900	900	熱定格容量	262	638
東北東京間	東北向	6310	5200	熱定格容量	22 ~ 352	4748 ~ 5178
	東京向	6310	330	周波数維持	22	308
東京中部間 (FC 設備)	東京向	1200	1200	熱定格容量	600	600
	中部向	1200	1200	熱定格容量	600	600
中部関西間	中部向	2780 ¹	2500 ¹	周波数維持	0	2500 ¹
	関西向	2780 ¹	1030 ¹	周波数維持	0	1030 ¹
北陸合計 ²	北陸受電向	--	1500 ¹	周波数維持	(0 ~ 590)	910 ~ 1500 ¹
	北陸送電向	--	1900 ¹	同期安定性	(0)	1900 ¹
中部北陸間 (BTB 設備)	北陸向	300	300	熱定格容量	0	300
	中部向	300	300	熱定格容量	0	300
北陸関西間	北陸向	2780 ¹	1500 ¹	周波数維持	0 ~ 590	910 ~ 1500 ¹
	関西向	2780 ¹	1900 ¹	同期安定性	0	1900 ¹
関西中国間	関西向	5560 ¹	4140 ¹	電圧安定性	0	4140 ¹
	中国向	5560 ¹	2780 ¹	熱定格容量	0	2780 ¹
関西四国間 (海底直流線)	関西向	1400	1400	熱定格容量	0	1400
	四国向	1400	1400	熱定格容量	0	1400
中国四国間	中国向	1200 ¹	1200 ¹	熱定格容量	0 ~ 930	370 ~ 1200 ¹
	四国向	1200 ¹	1200 ¹	熱定格容量	0	1200 ¹
中国九州間	中国向	2780 ¹	2470 ¹	周波数維持	0	2470 ¹
	九州向	2780 ¹	18 ¹	同期安定性	0	18 ¹

出典：広域機関マージン検討会「2019・2020 年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)」(2019)、広域機関運用容量検討会「2019 ~ 2028 年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)」(2019)より作成。

運用容量・マージンとも月別・平日土休日別・昼間夜間別に数値が異なっていることに注意。

*1 送電設備の N-1 事故の影響を回避すべく 1 回線相当での運用を行っている場合の運用容量を示す。

*2 北陸地域については中部北陸間の BTB 設備が停止した場合に、送電系統の構造上から BTB を流れていた中部向潮流が北陸関西間へ回込んで関西向潮流が急増する問題(「北陸フェンス潮流問題」)が生じるため合計値が管理されている。

*3 利用可能容量が範囲で示されている場合、範囲要件が識別できない場合には下限値を用いる。

各地域間連系送電線に対するマージンは、その目的・効果においては上げ調整力と類似したものであるが、上げ調整力よりも発生頻度が低い緊急時を念頭として、近隣地域から

送電を行い周波数の回復・維持を図るための送電容量を留保しておくために地域間連系送電線の方向別に設定されている。各マージンについては広域機関においてその設定の考え方及び確保理由が毎年度検討されており、当該考え方及び確保理由及びこれに基づいて決定された地域間連系送電線別の年間計画や長期計画が情報公開^{*85}されている。

各地域間連系送電線に対するマージンは、2020年度以降に調整力に関する需給調整市場が開設された後においても、その設定を継続する方針が広域機関により示されている。

従って、本稿においては地域間連系送電線に対し広域機関によってマージンが設定されている場合には、月別・平日休日別・時間帯別に運用容量から当該マージンを控除した「利用可能容量」を地域間連系送電線の容量として用い、広域的な時間帯別での電力・調整力需給を推計するものとする。

2-2-2-2. 地域別・時間帯別での予備力の算定と予測

2-2-2-1.においては、広域的な時間帯別での電力・調整力需給の推計について検討したが、次に地域別・時間帯別での予備力・予備率の算定と予測について考える。

2-2-2-2-1. 系統予備力・系統予備率の算定 (式 2-2-2-2-1-1.参照)

予備力については、国内においては 1-1-2-3.で説明したとおり一般送配電事業者が担当する供給区域毎に系統予備率を最大 3 日平均"H3"に対し 7%から 8%を調達・確保すべきとされている。

予備力は広域機関定義集において「供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したもの」と定義されており、各時間帯に電力・調整力供給を行っていないが運転可能な状態にある発電機の発電余力と、当該時点で確保されている上げ調整力の合計値を算定することにより系統予備力が正しく確保されているか否かを確認することができる。

ここで、電力・調整力供給を行っていないが運転可能な状態にある発電機については、各時点で系統に接続されているが電力・調整力供給を行っていない発電機のうち、事故・故障や定期検査・修理改造などにより運転できる状態にない発電機、休止中・長期計画停止中など直ちに運転を再開できる状態にない発電機及び太陽光・風・河川水などが不足して発電できない状態にある再生可能エネルギー発電機を除いたものが該当すると考えられる。

式 2-2-2-2-1-1.に地域別・時間帯別での系統予備力及び系統予備率の算定方法を示す。

[式 2-2-2-2-1-1. 地域別・時間帯別での系統予備力及び系統予備率の算定方法]

$$Q_{rsq}(t) = Q_{all}(t) - Q_{rstp}(t) - Q_{ropr}(t) - Q_{Cout}(t) - Q_{Cpr}(t) - Q_{Copr}(t) \quad \text{式 22221101}$$

$$= Q_{all}(t) - Q_r(t) - (Q_{Cout}(t) + Q_{Cpr}(t) + Q_{Copr}(t)) \quad \text{式 22221102}$$

$$= Q_C(t) - (Q_{Cout}(t) + Q_{Cpr}(t) + Q_{Copr}(t)) \quad \text{式 22221103}$$

$$Q_{rsv}(t) = Q_{rsq}(t) + Q_{Rv}(t) \quad \text{式 22221104}$$

$$r_{rq}(t) = \frac{Q_{rsv}(t)}{QD(t)} \quad \text{式 22221105}$$

$Q_{rsq}(t)$ ある地域での時間帯 t における発電余力 (kW)

$Q_{all}(t)$ ある地域で時間帯 t に系統に接続している総発電容量 (kW)

$Q_r(t)$ ある地域で時間帯 t に系統に接続している再生可能エネルギー発電(太陽光・風力・水力他)の総設備容量 (kW)

*85 広域機関マージン検討会「2019・2020年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)」(2019)を参照。

$Q_{r_{stp}}(t)$	ある地域で時間帯 t に停止している再生可能エネルギー発電の設備容量 (kW)
$Q_{r_{opr}}(t)$	ある地域で時間帯 t に運転し電力供給中の再生可能エネルギー発電の設備容量 (kW)
$Q_c(t)$	ある地域で時間帯 t に系統に接続している揚水・火力・原子力発電など再生可能エネルギー発電以外の総設備容量 (kW)
$Q_{C_{out}}(t)$	ある地域で時間帯 t に休止中・長期計画停止中の揚水・火力・原子力発電の設備容量 (kW)
$Q_{C_{opr}}(t)$	ある地域で時間帯 t に定期検査・修理改造中の揚水・火力・原子力発電の設備容量 (kW)
$Q_{C_{opr}}(t)$	ある地域で時間帯 t に運転し電力供給中の揚水・火力・原子力発電の設備容量 (kW)
$Q_{rsv}(t)$	ある地域の時間帯 t での系統予備力 (kW)
$Q_{Ru}(t)$	ある地域の時間帯 t での上げ調整力 (kW)
$QD(t)$	ある地域の時間帯 t での域内需要 (kW)
$r_{rq}(t)$	ある地域の時間帯 t での系統予備率

系統予備力については、地域別・時間帯別に系統に接続されている発電機の総設備容量から、事故・故障や休止・長期計画停止中の発電機の設備容量、停止している再生可能エネルギー発電の設備容量及び電力・調整力供給を行っている発電機の設備容量を除いた発電余力を算定し、これに上げ調整力に対応する設備容量を加えた設備容量によりその確保状況を確認することができる。

ここで、停止している再生可能エネルギー発電と運転している再生可能エネルギー発電の設備容量は両方が発電余力から除かれることから、上記発電余力は式 21321103 のとおり揚水発電・火力発電及び原子力発電の総設備容量から事故・故障や休止・長期計画停止中の発電機の設備容量を除くことにより算定できる。

2-2-2-2-2. 地域別の系統予備力・系統予備率の算定

上記 2-2-2-2-1. で説明した系統予備力・系統予備率の算定においては、揚水発電・火力発電及び原子力発電の総設備容量や上げ調整力の需給など電力・調整力需給から推計される数値の他に、揚水発電・火力発電及び原子力発電の事故・故障や休止・長期計画停止中の発電機の設備容量についての情報が必要である。

他方で系統予備力・系統予備率の算定については、電力・調整力需給の推計結果に附随して比較的簡単に算定されるものであり、また系統予備力・系統予備率が問題となるのは主として最大 3 日平均需要 "H3" や厳気象最大需要 "H1" の場合である。従って必ずしも全時間帯について系統予備力・系統予備率の算定が必要となる訳ではなく、全時間帯についての揚水発電・火力発電及び原子力発電の事故・故障や休止・長期計画停止中の発電機の設備容量についての情報が必要となる訳ではないことに留意することが必要である。

2-2-2-2-3. 高経年火力発電設備の経営状態の推計と予備力・予備率の予測 (図 2-2-2-2-3-1. 参照)

1-2-1-4. においては、地域別の高経年火力発電設備の採算状態を推計することにより予備力・予備率を予測する必要性について述べたが、具体的な方法について検討する。

一般に火力発電設備の実質耐用年数は大規模改修を行っても 60 年前後が限界とされており、運転開始から 30 年から 40 年以上経過した火力発電設備が高経年火力発電設備とされている。従って高経年火力発電設備は運転開始から平均して 40 年から 50 年経過した設備を指すものと考えられる。

火力発電所の新設に関する発電事業者の経営判断においては、固定費用のうち初期投資部分が現在価値換算した将来の毎年度の利益によって回収可能か否かの見通しが重要であるが、高経年火力発電設備については固定費用のうち初期設備投資部分は減価償却によ

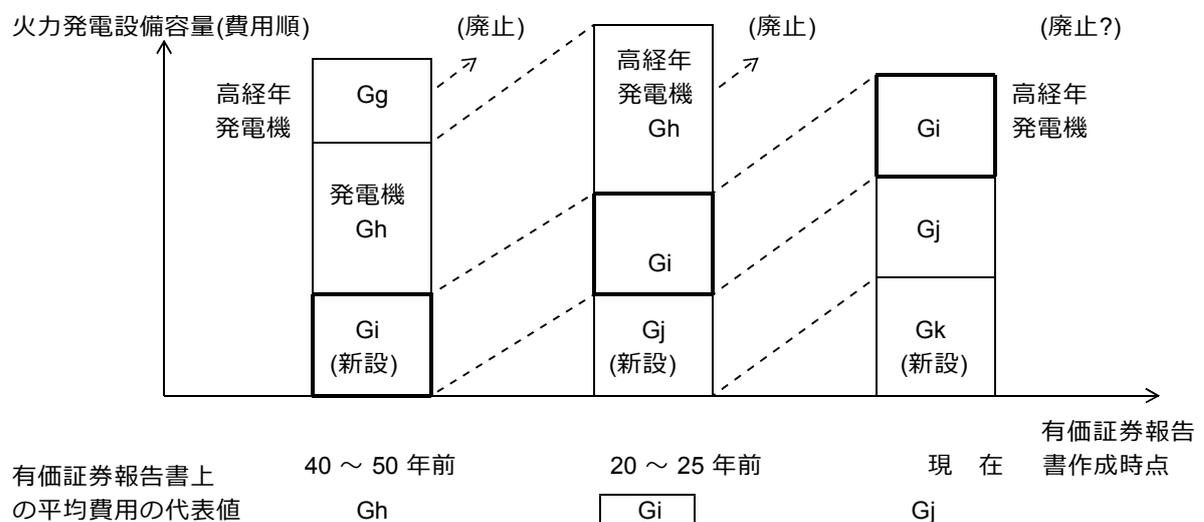
てほぼ回収を終えているものと考えられる。このため、高経年火力発電設備については、修繕費・維持費など年間必要固定費用の部分が電力・調整力供給による収入から燃料費などの可変費用を除いた利益により賄えているか否かで採算状態が決定され、発電事業者の存続判断が行われているものと考えられる。

従って、電気事業者の有価証券報告書における費用明細書から火力発電の固定費用のうち修繕費・維持費など年間必要固定費用に相当する部分の実績値を収集し、本モデルにより推計される電力・調整力供給による収入から燃料費などの可変費用を除いた利益の推計値と比較することにより、高経年火力発電設備の採算状態を推計し設備の存廃を予測することが可能であると考えられる。

図 2-2-2-3-1. に有価証券報告書における高経年火力発電設備の修繕費・維持費などの観察の概念図を示す。

電気事業者の有価証券報告書における費用明細書上の数値は報告書作成年度時点で保有している火力発電機の費用の合計値であり、高経年火力発電設備の費用を特定するためには修繕費・維持費などに関する技術進歩の影響を考慮し、過去分の有価証券報告書の数値を用いる必要がある。当該問題に対応するため、高経年火力発電設備が概ね運転開始から 40 年から 50 年経過した発電設備を指すことから、有価証券報告書における高経年火力発電設備の修繕費・維持費などについては現在から 20 年前から 25 年前の有価証券報告書における実績の平均値などから設備容量当費用を算定して用いることとする。

[図 2-2-2-3-1. 有価証券報告書における高経年火力発電設備の修繕費・維持費などの観察の概念図]



2-2-2-3. 広域的な電力・調整力需給の推計手順の整理 (図 2-2-3-3-1.1. 参照)

2-2-2-1. においては、広域的な電力・調整力需給の推計について検討し、2-2-2-2. では地域別の予備力などの推計について検討したが、これら一連の推計を行う際の推計手順について整理する。

図 2-2-3-3-1.1. に広域的な電力・調整力需給の推計手順を示す。

最初に推計に必要な数値を準備する。

電力需給に関しては、域内残余需要及び価格弾力性、発電機別設備容量及び可変費用が必要である。調整力需給に関しては、上げ及び下げ調整力需要比率、発電機別上げ及び下

げ別調整力供給確率、発電機別最低出力の地域別・時間帯別の数値が必要である。
更に地域間連系送電利用可能容量の地域別・時間帯別の数値が必要である。

二番目に域内での電力・調整力の需給均衡計算を行う。

まず電力需給均衡について域内残余需要に地域間連系送受電量と調整力価額の価格弾力性による影響分を補正^{*86}した域内電力需要と、上げ調整力を補正した可変費用線の交点から電力均衡価格・数量を推計する。

上げ及び下げ調整力需要は域内総需要の変化に応じて変化するため、当該電力均衡数量の変化から域内総需要を補正し、上げ及び下げ調整力需要比率を用いて上げ及び下げ調整力需要を推計し補正^{*87}する。

当該補正後の上げ及び下げ調整力別の調整力需要、発電機別上げ及び下げ別調整力供給確率、電力均衡価格及び発電機別可変費用から、各発電機別での利益を最大化する最適な設備容量配分を推計する。上げ及び調整力の設備容量配分を少しずつ変化させた推計を繰返し、配分を変えてもこれ以上各発電機の利益が増加しない組合せが見つかる迄計算を反復することによって、調整力の需給均衡を推計する。

調整力の需給均衡が成立したと見なせる場合、上げ及び下げ調整力需給における合計価額を算定し、域内総需要電力量当の調整力価額を推計する。

三番目に地域間連系送電の可否判定と上げ調整力の整合性判定を行う。

当該判定においては、地域別に計算された上記電力均衡価格を比較し、地域間連系送電線の利用可能容量又は他地域より廉価となる発電機の設備容量に余力があるかどうかを判定する。いずれかに余力がある場合には余力の小さい方が送電されるものとし、送電側・受電側の域内電力需要を補正する。また域内電力需要への調整力価額の価格弾力性による影響分を補正して、再度二番目の域内での電力・調整力の需給均衡計算を行う。

同時に当該判定においては、電力需給均衡を推計する前に仮定した上げ調整力需要の大きさと、電力・調整力需給を推計した後に結果として得られる上げ調整力需要の大きさが整合しているかどうかを判定する。整合していない場合には、電力・調整力需給を推計した後に結果として得られる上げ調整力需要を用いて電力供給の可変費用線を補正する。また域内電力需要への調整力価額の価格弾力性による影響分を補正して、再度二番目の域内での電力・調整力の需給均衡計算を行う。

当該二番目の再計算と三番目での判定を繰返す^{*88}ことにより、地域間連系送電線の利用可能容量又は他地域より廉価となる発電機の設備容量に余力がなくなり、かつ電力・調整力需給の推計前後での上げ調整力需要の整合性が取れた状態が得られれば、これを当該時間帯での広域的な電力・調整力需給が推計できた状態と見なすことができる。

更に電力・調整力需給が推計できた場合には、各地域・時間帯での揚水・火力及び原子力発電の総設備容量と事故・故障や休止・長期計画停止中の発電機の設備容量などの情報から、系統予備力及び系統予備率などが算定可能である。

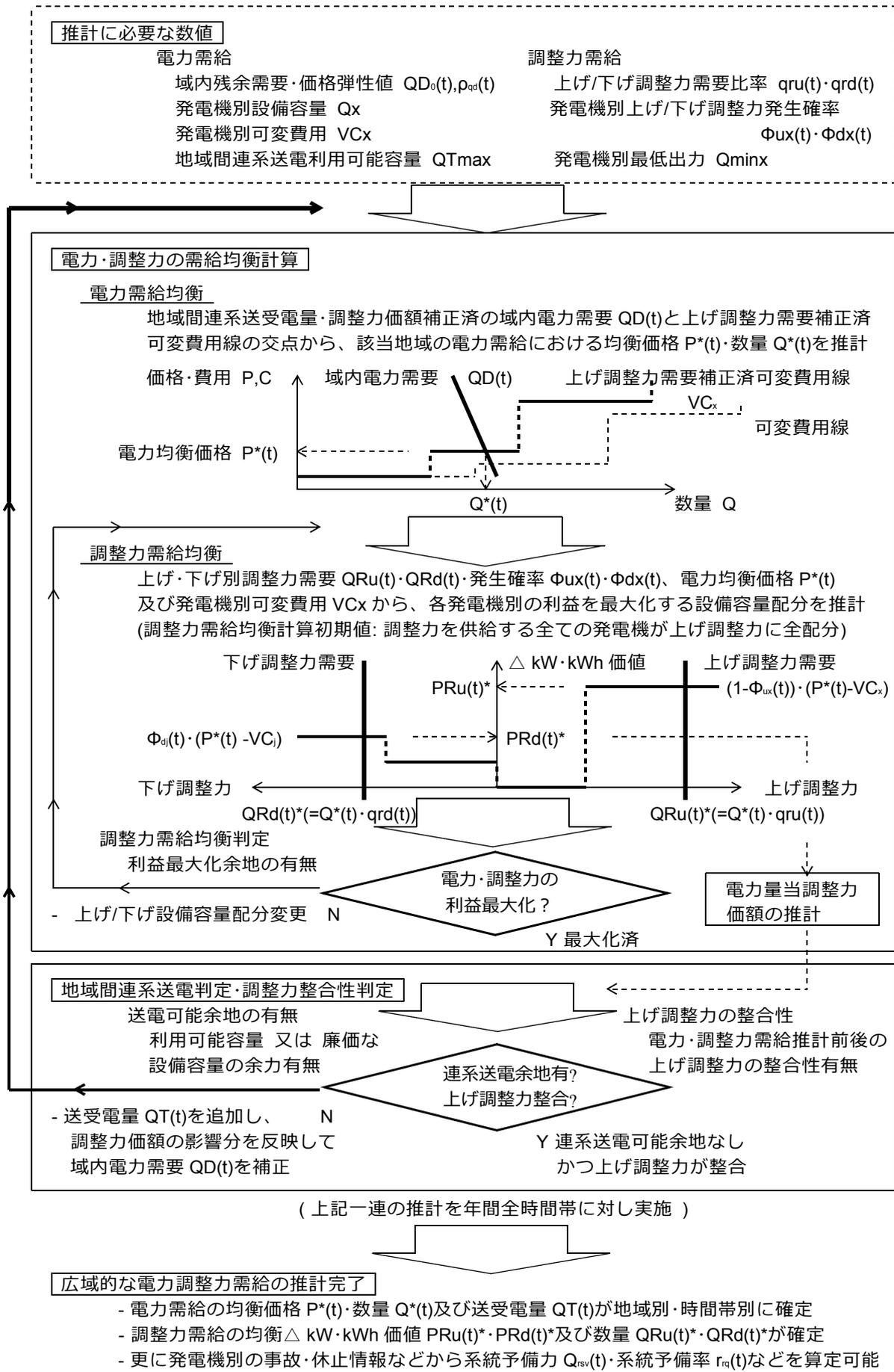
上記一連の推計を年間の全時間帯について行い、一連の推計を完了する。

*86 初期値においては地域間連系送電量及び調整力価額の価格弾力性による影響分はいずれも0とする。

*87 当該上げ調整力は電力需給均衡計算の際の上げ調整力と大きさが異なるが、後の段階で繰返計算を行うためこの段階での再補正は不要である。

*88 2-2-1-5.で説明したとおり電力・調整力需給は同時決定の関係にあり、また電力供給と調整力供給はいずれも非線形・非連続な折線の形をしているため、電力・調整力需給の両方が同時に成立する状態を推計するためには数値解法を用いた繰返計算が不可避である。

[図 2-2-3-3-1-1. 広域的な電力・調整力需給の推計手順]



2-3. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法

2-3-1. 都道府県別・時間帯別の電力・調整力需給の推計方法

2-3-1-1. 電力・調整力需要の都道府県間需要への変換と完全比例配分による推計

(図 2-3-1-1-1.参照)

2-2.においては電力・調整力需給均衡の推計方法について説明したが、当該推計により得られた地域別・時間帯別の電力・調整力需給を都道府県間需給へ変換するためには、何らかの方法により電力・調整力の需要・供給を都道府県別に再整理することが必要である。

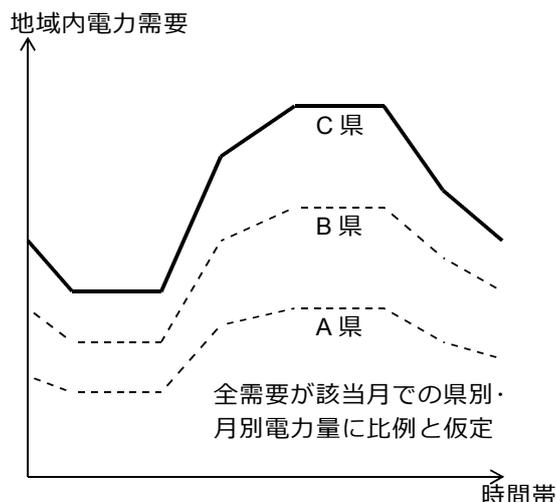
最初に、電力需要については各一般電気事業者による「でんき予報」における時間帯別・地域別での総電力需要量の実績値及び 2-2-2.による需要側の上げ及び下げ調整力別調整力需要の推計値が、時間帯毎に経済産業省・電力調査統計による月別・都道府県別での電力需要量に比例して都道府県別に按分されていると仮定した推計を行う。

現実には各都道府県別の需要電圧階級構成などの特性に応じて時間帯別の電力・調整力需要が電力需要量に対して比例的ではない可能性が考えられ、例えば大規模工場・事業所などの特別高圧需要が卓越する都道府県と家庭・中小事業所など低圧需要が卓越する都道府県では時間帯別の電力・調整力需要が異なり後者の昼間時間帯の需要が相対的に大きいことが考えられる。しかし、現在地域別・時間帯別の総電力需要量と都道府県別・月別での都道府県別電力需要量だけであるため、上記比例按分のような暫定的処置が不可欠である。

従って本稿においては、時間帯別の域内の電力需要が用途・電圧階級などを区分しない都道府県別月別電力量需要に単純比例すると仮定して推計を行うものとする。また電力需要の時間内変動及び予測誤差に起因した調整力需要についても、都道府県別月別電力量需要に単純比例すると仮定して推計を行うものとする。

図 2-3-1-1-1.に電力・調整力需要の都道府県間需要への変換と単純比例配分の概念図を示す。

[図 2-3-1-1-1. 電力・調整力需要の都道府県別需要への変換と単純比例配分の概念図
(電力需要の例、単一日断面・3 県からなる仮想的な地域の場合)]



(図注) 図示は省略するが上げ及び下げ調整力別調整力需要のうち電力需要の時間内変動及び予測誤差分についてもそれぞれ同様の考え方で按分する。

2-3-1-2. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換と再生可能エネルギー発電

再生可能エネルギー発電については、経済産業省再生可能エネルギー設備導入状況などの公的統計により四半期毎での発電種類別の都道府県別設備容量が公表^{*89}されている。

このため、各一般電気事業者による「でんき予報」における時間帯別・地域別での太陽光・風力・水力及びバイオマス発電の供給電力量の実績値及び 2-1-3.による再生可能エネルギー発電の時間内変動及び予測誤差部分の上げ及び下げ調整力需要の推計値が、各発電種類別に設備容量に比例して都道府県別に按分されていると仮定した推計を行うものとする。

従って再生可能エネルギー発電については、太陽光及び風力発電などの発電種類毎に設備容量当の電力供給(=「稼働率」)、上げ及び下げ調整力需要及び供給が、都道府県を問わず各地域内で均一であると仮定して推計を行うものとする。

2-3-1-3. 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換と火力及び原子力発電

火力及び原子力発電については、経済産業省・電力調査統計により月別・事業者別・電気事業自家発電別での発電設備容量が公表されている。このうち送電系統に接続された発電機は、(社)日本卸電力取引所・発電情報公開システムのユニット情報において 2019 年 4 月現在全国で 458 基であることが確認できる。

これらの発電機については、事業者毎の会社情報などにおいて発電所の所在地が公開されていることから、火力及び原子力発電所の発電機別に所在地を調査して都道府県別に分類すれば、発電機の地域内都道府県別・発電種別設備配置を特定することが可能である。

従って、各時間帯において 2-2-1.及び 2-2-2.で説明した電力・調整力需給の推計方法に従い各発電機がモデル内での設定・試算どおりに供給を行っていたと仮定すると、各火力及び原子力発電設備の所在地が都道府県別に特定できていることから、時間帯別・都道府県別での火力及び原子力発電による電力供給の実績値と上げ及び下げ調整力供給の推計値を得ることができる。

また電力供給同様に、発電機別での所在地に関する情報から火力・原子力発電の発電機などの事故・故障に起因した計画外停止による調整力需要についても時間帯別・都道府県別の推計値を得ることができる。

2-3-1-4. 都道府県及び設備が異なる供給区域に跨がっている場合の分割処理

2-3-1-4-1. 都道府県が異なる供給区域に跨がっている場合の分割処理

国内の一般送配電事業者による供給区域については概ね都道府県の境界を供給区域の境界としているが、歴史的経緯から静岡県における場合など供給区域の境界が都道府県内にあり都道府県の一部が異なる一般送配電事業者の供給区域となっている例が存在する。

このような場合については以下のとおり供給区域別に分割処理するものとする。

都道府県の一部が異なる供給区域となっている都道府県の電力需要及び需要側変動による調整力需要については、該当年度での都道府県内の供給区域別での市町村別世帯数の比率を用いて按分し分割処理することとする。

*89 再生可能エネルギー発電設備の都道府県別分布については、各種公的統計値により調査集計対象範囲が異なっているため統計の取捨選択が必要である。当該問題への本稿における対策については補論 1.に別掲しているので参照。

再生可能エネルギー発電による供給及び変動による調整力需要のうち、太陽光・風力及びバイオマス発電については、電力需要同様に該当年度での都道府県内の供給区域別の市町村世帯数の比率を用いて按分し分割処理することとする。

他方で水力・地熱発電については、火力及び原子力発電同様に設備の所在地により供給区域を識別して集計することにより分割処理することとする。

火力及び原子力発電による供給及び事故・故障などの変動による調整力需要については、設備の所在地により供給区域を識別して集計することにより分割処理することとする。

2-3-1-4-2. 発電設備が実質的に異なる供給区域を跨いでいる場合の分割処理

国内の一部の発電所では発電所の地理的な所在地が一般送配電事業者による供給区域を跨いでおり、地域間連系送電線ではなく独立した送電線により所在地と異なる供給区域に直接供給されている場合がある。具体的には東京電力柏崎刈羽原子力発電所(新潟県・東北電力管内)や関西電力黒部水力発電所(富山県・北陸電力管内)などの例が挙げられる。

こうした独立した送電線により供給区域を跨いでいる発電所については、電力及び調整力供給において地理的な所在地ではなく接続先の地域の発電所として運用されており、また地域間連系送電線を経由した送電は行われていないことから、本稿においては地理的な所在地ではなく接続先の地域の発電所と見なして取扱うものとする。

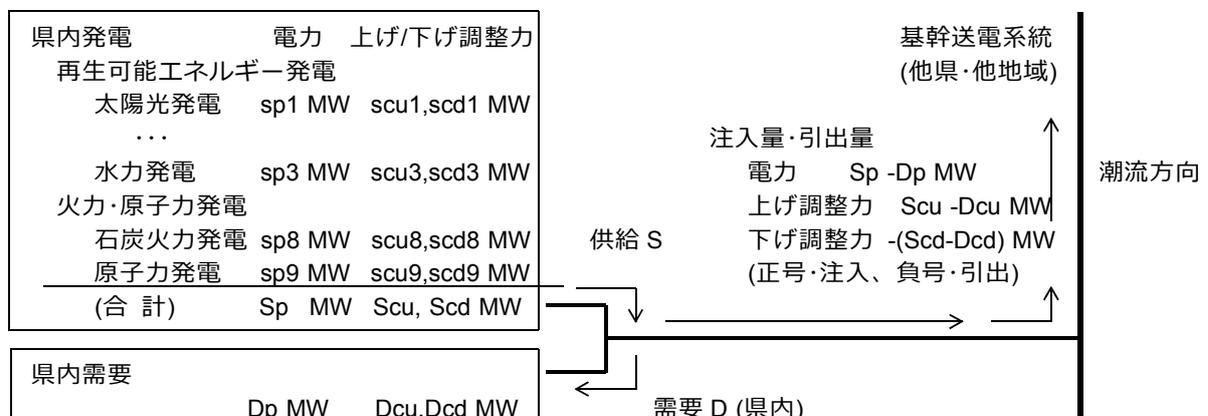
2-3-2. 都道府県間の送受電と潮流値の推計方法

2-3-2-1. 都道府県別での基幹送電系統への注入量・引出量の集約 (図 2-3-2-1-1-1. 参照)

2-2.で推計した地域別での電力・調整力需給については、2-3-1-1.の方法により電力・調整力需要について都道府県別での需要に変換することができる。更に 2-3-1-2.及び-3.の方法により地域内での発電所別の電力・調整力供給を都道府県別供給に変換することができる。これらの変換結果から、更に都道府県別に基幹送電系統への注入量・引出量が推計できる。

図 2-3-2-1-1-1.に都道府県別での基幹送電系統への注入量・引出量の集約の概念図を示す。

[図 2-3-2-1-1-1. 都道府県別での基幹送電系統への注入量・引出量の集約の概念図 (単一時間帯断面)]



(図注) 下げ調整力の潮流値は負数として算定する。

2-3-1-1 から-3.の方法による需給の都道府県別への変換の結果では、なお各都道府県内

の発電機の数が多過ぎて流計算を行うことが煩瑣である。このため、時間帯毎に各都道府県内の発電機による電力及び調整力供給を集約して需要と相殺することにより、仮想的に時間帯毎に各都道府県が単一の需要源又は供給源から基幹送電系統へ注入・引出を行っていると思見した際の注入量又は引出量が算定できる。

ある都道府県がある時間帯に再生可能エネルギー発電と火力・原子力発電を合計した発電電力量が S_p であり、同一時間帯での需要電力量が D_p であったとすると、当該都道府県からの基幹送電系統への電力の注入量・引出量を $S_p - D_p$ (正ならば注入、負ならば引出) とする。

調整力需給についても同様であり、都道府県内の需要側・供給側の変動要因による調整力需要と水力・火力発電による上げ調整力供給の差 $S_{cu} - D_{cu}$ を上げ調整力の $-(S_{cd} - D_{cd})$ を下げ調整力の注入量・引出量とする。ここで上げ調整力については正号、下げ調整力については負号により集約した注入量・引出量を算定する。当該集約により、該当する都道府県からの注入量・引出量が 99.5 %の信頼性水準で「電力+上げ調整力」から「電力-下げ調整力」の間で常時変動していることを表現する。

当該集約の結果から、各一般送配電事業者の供給区域は都道府県数だけの注入・引出要素からなる簡単な直流電気回路と見なすことができ、電力・調整力需給の都道府県間潮流への変換が大幅に簡略化されることとなる。

2-3-2-2. 供給区域内の基幹送電系統での潮流値の推計 (図 2-3-2-2-1-1. 参照)

2-3-2-2-1. 供給区域内の基幹送電系統容量などに関する仮定

2-3-2-1.の方法による集約により各一般送配電事業者の供給区域については都道府県数だけの注入・引出要素からなる簡単な直流電気回路と見なすことができる。

ところが、1-2-2-2.で説明したとおり国内における供給区域内の基幹送電系統については区間毎の送電容量などの情報が公開されていないため、以下のとおり 4 つの仮定を設けて潮流値の推計を行うこととする。

- (1) 各供給区域内の基幹送電系統については、原則として 500kV 又は 275kV 送電線の電圧階級の高い方により都道府県間で接続されているものと仮定する。
- (2) 各供給区域内の基幹送電系統については、広域機関により図示^{*90}された 1 本の系統が全て 2 回線以上で構成され同じ送電容量を持つものと仮定する。
- (3) 各供給区域内の基幹送電系統については、県庁所在地間での直線距離により接続されており、電気抵抗は当該距離にのみ比例するものと仮定する。
- (4) 地域間連系送電については、地域間連系送電の接続を持つ都道府県における需要又は供給として扱い、調整力の地域間連系送電は行われぬものと仮定する。

上記 4 つの仮定により各都道府県間の基幹送電系統の接続関係と相対抵抗が定まるため、2-3-2-1.の方法により集約された各都道府県からの注入・引出に基づき直流回路の「重ね合わせの原理」により都道府県間での潮流値の大きさと方向を推計することができる。

2-3-2-2-2. 九州地域を例とした基幹送電系統に関する仮定 (図 2-3-2-2-2-1. 参照)

具体的に、図 2-3-2-2-2-1.に九州地域での基幹送電系統についての接続関係と県庁所在

*90 具体的には広域機関「2018年度年次報告書」においては、全国の基幹送電系統の接続関係と混雑が予想される系統が図示されている。

地間の距離を示す。

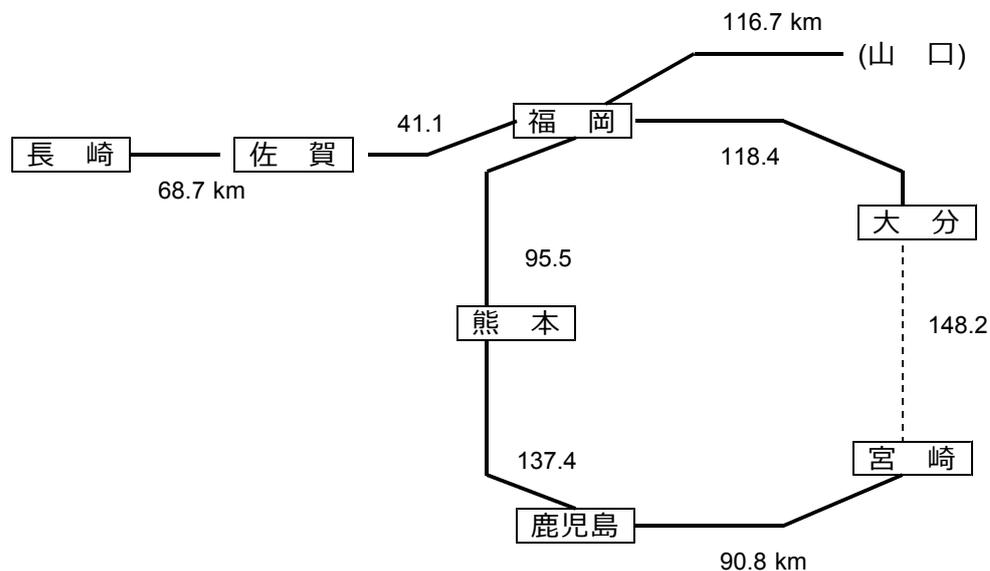
2-3-2-2-1.の仮定(1)に基づき、各都道府県間には 275kV 未満の送電線による接続があるがこれらは全て捨象し 500kV 又は 275kV の高い方により接続されているものと見なす。

仮定(2)及び(3)により、各都道府県間での送電線の抵抗は県庁所在地間の距離にのみ比例して相対抵抗が定まることとなる。

仮定(4)により、九州地域と中国地域の間での地域間連系送電については福岡県の需要又は供給として扱うこととなる。

このため、九州地域は各県からなる 7 つの注入・引出要素を持った電気回路として扱うことができ、時間帯別に各県の注入・引出が定めればこれらの県を結ぶ基幹送電系統における潮流値の大きさと方向が推計できることとなる。

[図 2-3-2-2-2-1. 九州地域での基幹送電系統に関する接続関係と県庁所在地間距離]



(図注) 県庁所在地間距離は国土地理院による(理科年表への掲載値)。

大分-宮崎間(「日向幹線」)は 2019 年現在建設中。

基幹送電系統に直接接続している全ての注入県と引出県に対して潮流値の計算を行い、潮流値を合成することにより九州地域内の基幹送電系統における潮流値の大きさと方向を推計できる。

2-3-2-2-3. 九州地域における基幹送電系統に関する検証 (表 2-3-2-2-3-1. 参照)

1-2-2-2.においては国内における地域内送電について定量的な情報が殆ど公開されていないことについて説明し、2-3-2-2.では当該問題への対策として供給区域内の基幹送電系統容量などに関する仮定を設けることについて説明した。

ここで九州地域については国内で唯一九州電力により地域内の基幹送電線の設備容量及び運用容量などの情報が公開されている。

表 2-3-2-2-3-1.に九州地域における主要基幹送電系統の設備容量などの一覧を示す。

当該九州地域において唯一公開されている主要基幹送電系統の設備容量に関する情報を利用して、2-3-2-2.での仮定に基づいた基幹送電系統における潮流の推計結果を実際の設備容量と比較・照合することにより、2-3-2-2.での仮定及び推計過程の妥当性をある程度検証することができる。

当該比較・照合に際しては、表 2-3-2-2-3-1.による九州地域における主要基幹送電系統の設備容量について、図 2-3-2-2-2-1.に示すような都道府県間を接続する簡単な接続関係による送電系統に変換してこれを用いる。

図 2-3-2-2-3-1.に九州地域における主要基幹送電系統の運用容量の変換結果を示す。

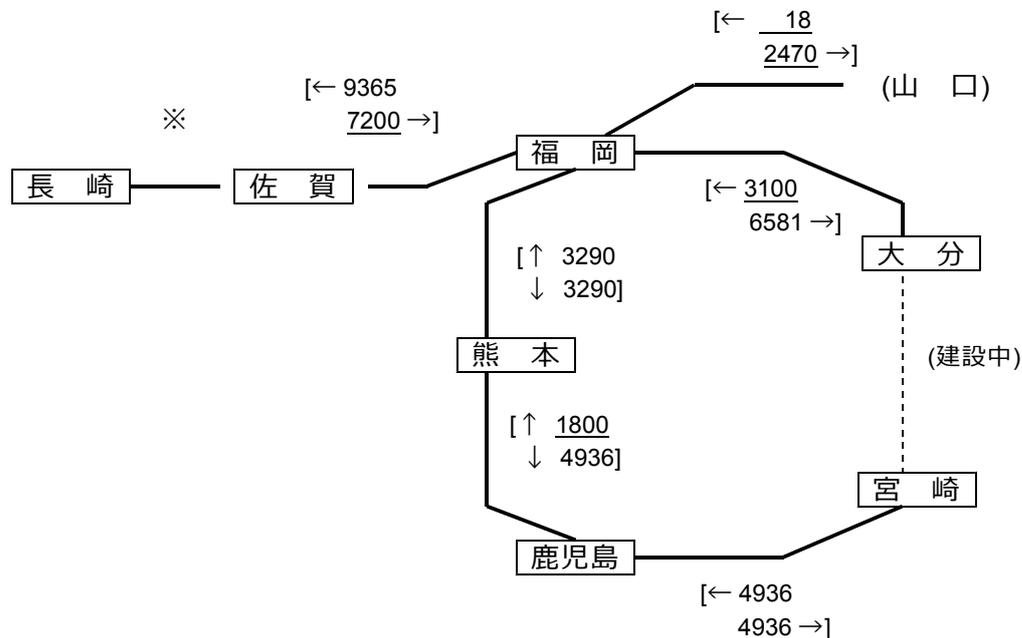
[表 2-3-2-2-3-1. 九州地域における主要基幹送電系統の設備容量などの一覧]

送電線名称	電圧(kV)	区間	回線数	設備容量(MW)	運用容量(MW)	制約要因・フェンス
北九州幹線	500	背振 - 北九州	2	9872	4936	熱容量
豊前北幹線	500	豊前 - 北九州	2	9872	4936	熱容量
豊前西幹線	500	豊前 - 中央	2	3290	3290	熱容量
東九州幹線	500	東九州 - 豊前	2	13162	3100	大分フェンス(熱容量)
背振幹線	500	背振 - 中央	2	13162	6581	熱容量
佐賀幹線	500	西九州 - 中央	2	5568	> 7200	西部フェンス(安定度)
玄海幹線 2L 南線	500	西九州 - 背振	1	6581		
熊本幹線	500	熊本 - 中央	2	6580	3290	熱容量
中九州幹線	500	中九州 - 熊本	2	9872	4936	熱容量
南九州幹線	500	南九州 - 中九州	2	9872	1800	南部フェンス(周波数)
宮崎幹線	500	宮崎 - 南九州	2	9872	4936	熱容量

(出典: 九州電力「地内基幹送電線に関する公開情報」(2019年4月)より 500kVのみ転載。但しフェンス潮流による制約(下線部)については 220kV 送電線の容量を含む運用容量を示す。)

[図 2-3-2-2-3-1. 九州地域における主要基幹送電系統の運用容量の変換結果]

(単位 MW, 500kV*, 2019年3月末現在)



(図注) *図は 500kV 送電線の運用容量を区間毎に集約して変換した結果を示す。但しフェンス潮流による制約(下線部)については 220kV 送電線の容量を含む運用容量を示す。

数値出典については表 2-3-2-2-3-1.及び表 2-2-2-1-3-1.を参照。

※ 長崎-佐賀間については長崎県内の火力発電所の多くで佐賀県内の変電所(西九州)に直接送電線が接続されているため運用容量を集約することが困難である。

九州地域内の送電系統については、大規模な石炭火力・原子力発電所が西部・南部に集中しており大分・福岡周辺には LNG 汽力・複合火力発電所などが立地しているため、大まかに西部・南部などの発電所から大需要地である福岡に向けて送電を行う構図となっている。

他方で福岡向けの送電についてはいずれの送電系統においてもフェンス制約が設定されており、系統安定性などの技術的制約から N-1 事故を考慮した上でも設備容量に比べて運用容量が小さくなっていることが観察される。

2-3-3. 都道府県毎の地点別限界費用(LMC)の算定方法

2-3-3-1. 都道府県毎の地点別限界費用(LMC)の算定方法

2-3-2.で推計した都道府県別での電力・調整力需給と潮流値から、更に地域内での各都道府県・各時間帯について供給超過となる都道府県では当該都道府県内にある可変費用の最も高い電源の可変費用(地点内限界費用)、需要超過となる都道府県では当該都道府県に対して送電を行っている都道府県の地点内限界費用のうち最大値(連系限界費用)のいずれか高い方を地点別限界費用(LMC^{*91})として算定することが可能である。

図 2-3-3-1-1.に地点別限界費用(LMC)の算定方法について示す。

地点別限界費用は、仮に当該地点で 1kW 限界的に需要が増加した際に、当該 1kW を地点内での発電又は他地点からの送電により供給するために必要な限界費用のことである。

仮に都道府県が i, j, k の 3 つ存在し、都道府県 i が常に供給超過、都道府県 k が常に需要超過であるとする。都道府県 i, j が供給超過である場合、都道府県 i, j の地点内限界費用はそれぞれ C_i, C_j であるが、地点 j における連系限界費用は C_i, C_j の大きい方となり、地点別限界費用は C_i, C_j の大きい方(地点内限界費用と連系限界費用の大きい方)となる。都道府県 k の地点 k でも同様に連系限界費用は C_i, C_j の大きい方となり、地点別限界費用は連系限界費用と地点内限界費用の大きい方となる。都道府県 i のみが供給超過である場合も算定方法は同様であり、地点内限界費用と送電の潮流に沿って最も高い地点内限界費用で決定される連系限界費用のうち大きい方が当該地点の地点別限界費用となる。但し都道府県 j が需要超過であるため、地点内限界費用 C_j は連系限界費用には影響を及ぼさない。

都道府県が増加したり接続関係が変更された場合も同様であり、送電系統の接続点では連系限界費用と供給超過となっている地点内限界費用のうち高い方が当該地点の連系限界費用となり、各地点について地点内限界費用と連系限界費用のうち高い方が地点別限界費用(LMC)となる。

当該地点別限界費用(LMC)は、各地域・各時間帯においてどの都道府県が供給超過地点又は需要超過地点であることを示すとともに、各都道府県の地点内限界費用と連系限界費用の差は当該地点における送電の経済的重要度を示す指標であると考えることができる。

仮に特定の区間の送変電において混雑が発生している際には、混雑により送電による供給を受けられなかった需要超過地点側で可変費用がより高い代替電源を措置することとなり地点別限界費用(LMC)が上昇することとなる。但し需要超過地点側に十分な代替電源が存在しない場合には地点別限界費用(LMC)ではその下限を推計できるのみであり、需要側の情報を用いていないため正確な値を算定することができないことに注意が必要である。

*91 LMC: Local Marginal Cost

[図 2-3-3-1-1. 地点別限界費用(LMC)の算定方法]

	(都道府県 i, j が供給超過である場合)			(都道府県 i が供給超過である場合)		
	都道府県 i → 都道府県 j → 都道府県 k			都道府県 i → 都道府県 j → 都道府県 k		
	□	□	□	□	□	□
	(供給超過↑)	(供給超過↑)	(需要超過↓)	(供給超過↑)	(需要超過↓)	(需要超過↓)
地点内限界費用	C _i	C _j	(C _k)	C _i	(C _j)	(C _k)
連系限界費用	C _i	max(C _i , C _j)	max(C _i , C _j)	C _i	C _i	C _i
地点別限界費用	C _i	max(C _i , C _j)	max(C _i , C _j , C _k)	C _i	max(C _i , C _j)	max(C _i , C _k)

(図注) 地点内限界費用は当該都道府県で稼働している発電機のうち最も可変費用が高いものの費用であり、連系限界費用は当該送電線に潮流に沿って電力を供給している地点の限界費用のうち高い方の費用である。地点別限界費用は当該地点内限界費用と連系限界費用の高い方をいい、当該地点で 1kW の限界的な需要増加を賄うための費用として定義される。

2-3-3-2. 地点別限界費用(LMC)と地点別電力価格(LMP)の相違

2-3-3-1.において、本稿における都道府県別での地域電力需給などから当該都道府県内の電力需要を賄うための地点別限界費用(LMC)を算定する方法について説明したが、当該地点別限界費用は 1-1-4.で説明した米国 PJM での地点別限界価格(LMP)などとは異なるものである点に注意が必要である。

本稿における地点別限界費用(LMC)には送電損失分の限界価格及び送電混雑分の限界価格の一部が含まれていない。本稿における一連の推計では送電線の抵抗や変圧器の損失などを捨象しており送電損失分を考慮することができず、また需要側の地点別での価格弾性を考慮していないため代替電源となるべき発電機の容量が不足した場合での混雑料金を正確に算定することができない。

その反面で米国 PJM での地点別限界価格(LMP)などでは運用地域内で電力量の限界価格を均一であるとしているが、本稿における地点別限界費用(LMC)では都道府県別での需給の状況から別々の限界費用を算定している。このため米国 PJM での地点別限界価格(LMP)では混雑が発生していない地域内については何の情報も得られないが、本稿における地点別限界費用(LMC)では混雑が発生しているか否かを問わず地域内の需要超過地点又は供給超過地点を特定し当該地点における送電の経済的重要度を判定することが可能である。

本稿における地点別限界費用(LMC)と米国 PJM での地点別限界価格(LMP)に共通する効果として、具体的にどの地域が需要超過地点又は供給超過地点であるかを特定することによって地点別での発電所の新增設に関する判断の参考指標として機能すること、地点別の地点内限界費用と連系限界費用の差が当該区間の送電の潜在的な重要度の指標として機能することなどが指摘できる。

3. 九州地域を例とした電力・調整力需給の推計

3-1. 九州地域を例とした推計(1) 電力・調整力需給実績及び変動の推計

3-1-1. 九州地域での需要側実績及び変動の推計結果^{*92}

3-1-1-1. 電力需要

3-1-1-1-1. 電力需要の月別・時間帯別推移 (図 3-1-1-1-1.及び-2.参照)

本節においては 2.で説明した方法論に従う一連の推計結果について九州地域を例として説明する。

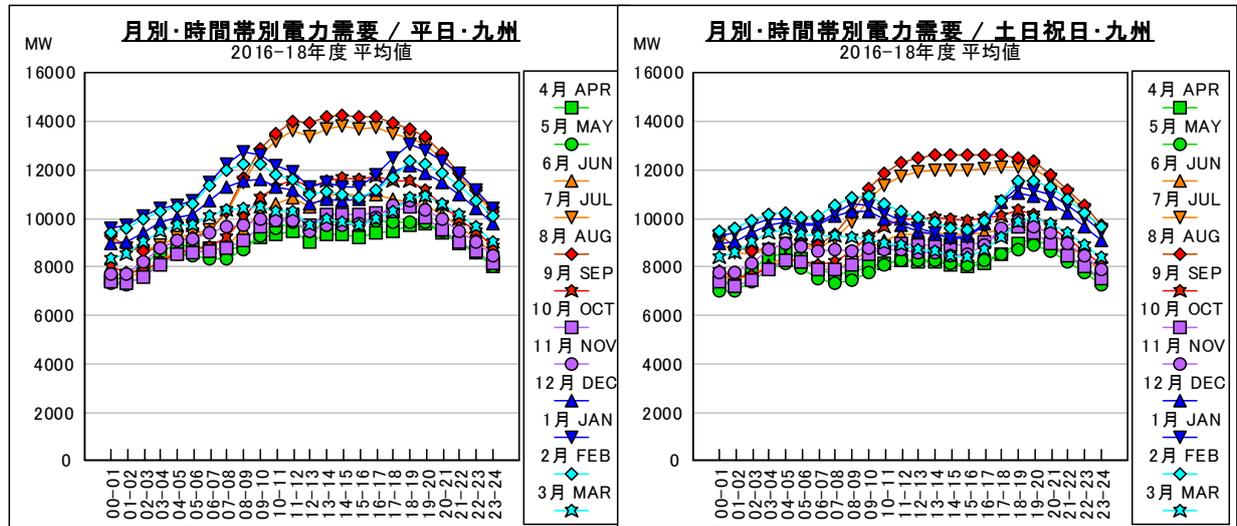
最初に当該地域の電力需要の実績値を月別・時間帯別に整理した結果について説明する。

図 3-1-1-1-1.及び-2.に九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別電力需要推移について示す。

2016 年度から 2018 年度迄の九州電力による「でんき予報」の公開情報のうち、1 時間値での電力需要の平均値を時間帯別に算定した結果、最大電力需要は平日の夏期昼間で約 14,000MW、最小電力需要は土日祝日の春期早朝・深夜で約 7,000MW であると整理される。

九州地域の電力需要において時間変化率が最も大きいのは夏期及び厳冬期における早朝及び夕方の時間帯であり、特に厳冬期には早朝と夕方に 2 つの明瞭なピークが生じていることが理解される。

[図 3-1-1-1-1.及び-2. 九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別電力需要推移]



3-1-1-1-2. 残余需要の月別・時間帯別推移 (図 3-1-1-1-2-1.及び-2.参照)

電力需給を考える上では、単純な電力需要に加えて電力需要から再生可能エネルギー発

*92 本稿 2.で説明した電力・調整力需給実績及び需給均衡などの推計手法は、基本的に国内の一般送配電事業者の供給区域 10 地域全部に適用可能であるが、こうした推計手法の適用結果を国内全 10 地域について説明することは冗長であり膨大な紙幅を要してしまう。

このため本稿においては代表的事例として九州地域を取上げ、第 2 章で説明した推計手法を具体的に適用した結果について説明し考察を加えることとする。

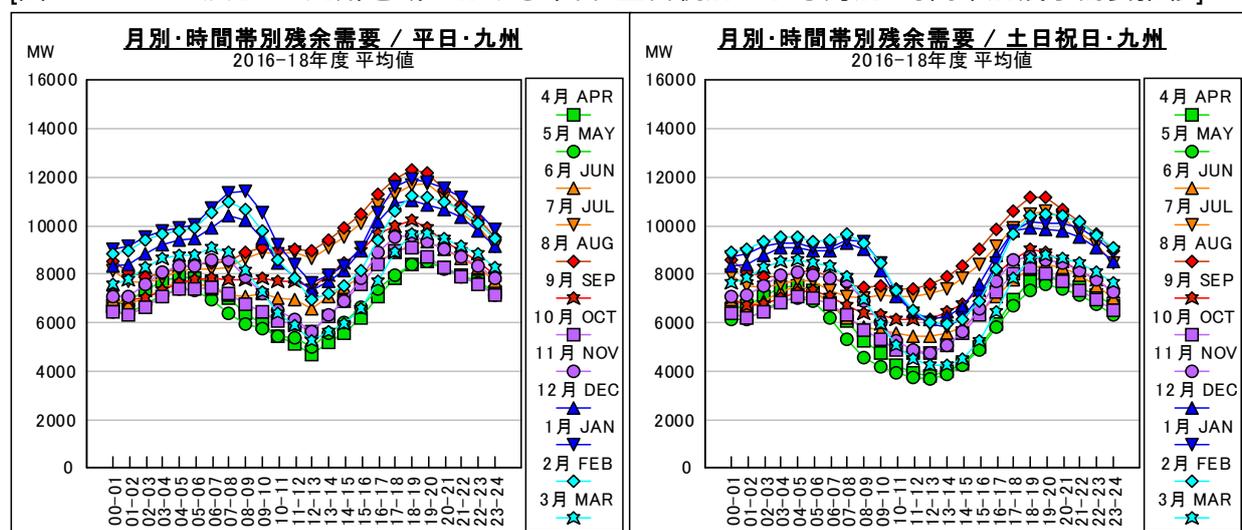
電による供給分を控除した残余需要の状況を知ることが非常に重要であるため、当該地域の残余需要の実績値を月別・時間帯別に整理した結果について説明する。

図 3-1-1-2-1.及び-2.に九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別残余需要推移について示す。

2016 年度から 2018 年度迄の九州電力による「でんき予報」の公開情報のうち、1 時間値での電力需要から再生可能エネルギー発電による供給分を控除して平均値を推計した残余需要については、最大残余需要は平日の夏期及び厳冬期の夕方日没後で約 12,000MW、最小残余需要は土日祝日の春期昼間の正午前後で約 4,000MW であると整理される。

九州地域は国内において太陽光発電の導入が最も進展した地域の一つであり、平日・土休日を問わず昼間の時間帯において他の時間帯と比べて再生可能エネルギー発電の供給が増加し残余需要が大きく減少することが理解される。

[図 3-1-1-2-1.及び-2. 九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別残余需要推移]



3-1-1-2. 電力需要の時間内変動

3-1-1-2-1. 電力需要の時間内変動の月別・時間帯別推移 (図 3-1-1-2-1-1.及び-2.参照)

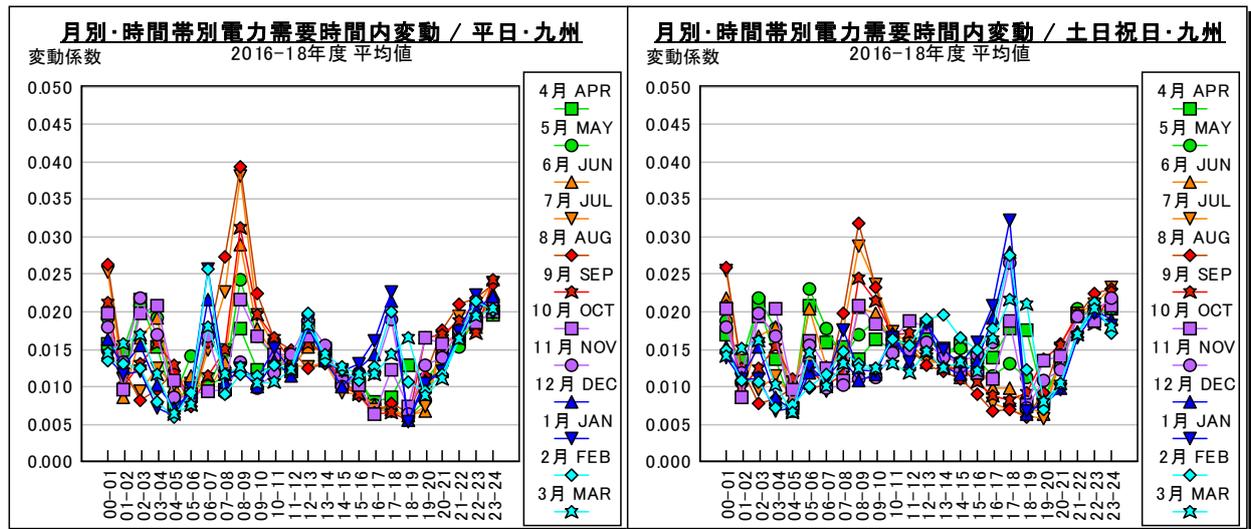
次に九州地域の電力需要の時間内変動の実績値を、月別・時間帯別に変動係数を用いて整理した結果について説明する。

図 3-1-1-2-1-1.及び-2.に九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別での電力需要の時間内変動推移について示す。

2016 年度から 2018 年度迄の九州電力による「でんき予報」の公開情報のうち、5 分値での電力需要の変動から推計した時間内変動について、当該時間内変動の標準偏差を各時間帯の平均電力需要で除した変動係数で表現した場合、平日では平均して 1.4 %程度で概ね 4.0 %から 0.5 %の範囲にあり、土日祝日では平均して 1.5 %程度で概ね 3.0 %から 0.5 %の範囲で変動しながら推移していることが理解される。

3-1-1-1-1.で見たとおり九州地域の電力需要は夏期及び厳冬期の早朝及び夕方に非常に大きくなるため、これに対応して平日・土日祝日を問わず電力需要の時間内変動も早朝 7～9 時及び夕方 17～19 時に一時的に増大する時間帯があることが理解される。

[図 3-1-1-2-1.及び-2. 九州地域における平日・土日祝別による月別・時間帯別での電力需要の時間内変動推移]



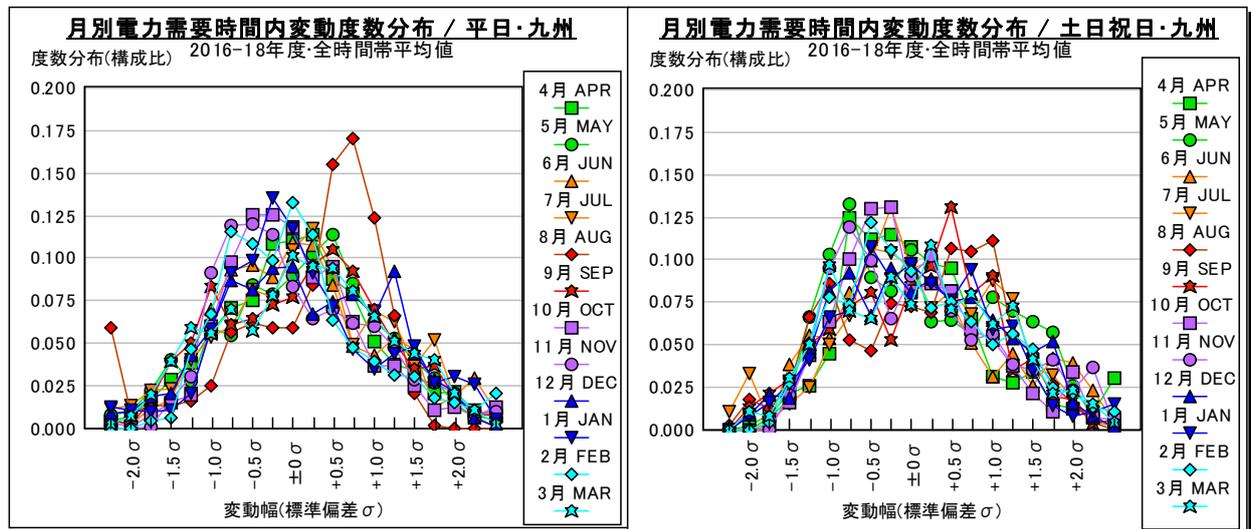
3-1-1-2-2. 電力需要の時間内変動の月別・時間帯別度数分布 (図 3-1-1-2-1-1.から-4.参照)

九州地域を例として用いた一連の推計結果の説明のうち、次に電力需要の時間内変動の実績値について月別及び時間帯別に度数分布を整理した結果について説明する。

(1) 月別度数分布

図 3-1-1-2-2-1.及び-2.に九州地域における平日・土日祝別による電力需要の時間内変動の月別での度数分布を整理した結果を示す。

[図 3-1-1-2-2-1.及び-2. 九州地域における平日・土日祝別による電力需要の時間内変動の月別での度数分布]



2016 年度から 2018 年度迄の九州電力による「でんき予報」の公開情報のうち、5 分値での電力需要の時間内変動について、月別での平均値からの乖離を標準偏差(σ)で除した平均電力需要からの乖離幅により整理した度数分布を見た場合、8 月の平日を除く大部分の月において平日・土日祝日を問わず概ね正規分布に近い度数分布となっており、標準偏差の 2 倍($\pm 2.0\sigma$)を超える時間内変動は殆ど見られないことが観察される。

他方で 8 月の平日については標準偏差の 0.5 から 1.0 倍($+0.5 \sim 1.0\sigma$)に達する正の時間

内変動に特異的な度数分布の増加が観察され、8月の平日には電力需要の著しい増加が一定の頻度で生じることが理解される。

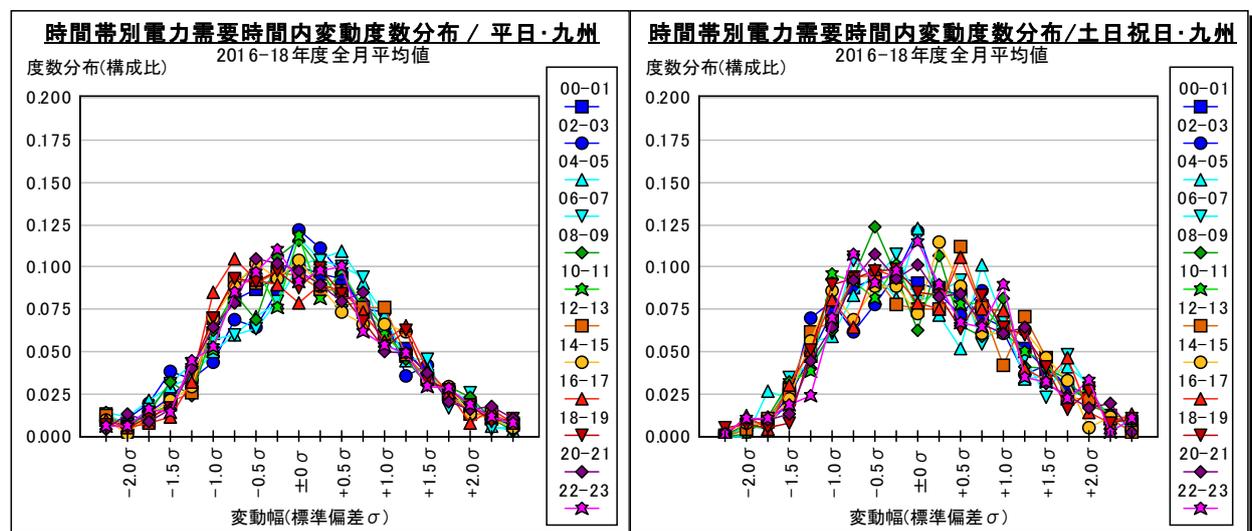
(2) 時間帯別度数分布

図 3-1-1-2-2-3.及び-4.に九州地域における平日・土日祝日別による電力需要の時間内変動の時間帯別での度数分布を整理した結果を示す。

時間帯別での電力需要の時間内変動の度数分布は平日・土日祝日を問わず全ての時間帯において概ね正規分布に近い度数分布となっていることが観察される。

従って上記(1)の結果と異なり、平日・土日祝日を問わず時間帯別に見た場合には標準偏差の2倍(2.0σ)を超えるような電力需要の著しい増加や減少が生じることが稀である^{*93}ことが理解される。

[図 3-1-1-2-2-3.及び-4. 九州地域における平日・土日祝日別による電力需要の時間内変動の時間帯別での度数分布]



3-1-1-3. 電力需要の予測誤差

3-1-1-3-1. 電力需要の予測誤差の月別・時間帯別推移 (図 3-1-1-3-1-1.及び-2.参照)

次に九州地域の電力需要の時間内変動の再現推計値を、月別・時間帯別に変動係数を用いて整理した結果について説明する。

図 3-1-1-2-1-1.及び-2.に九州地域における平日・土日祝日別による月別・時間帯別での電力需要の予測誤差の再現推計値推移について示す。

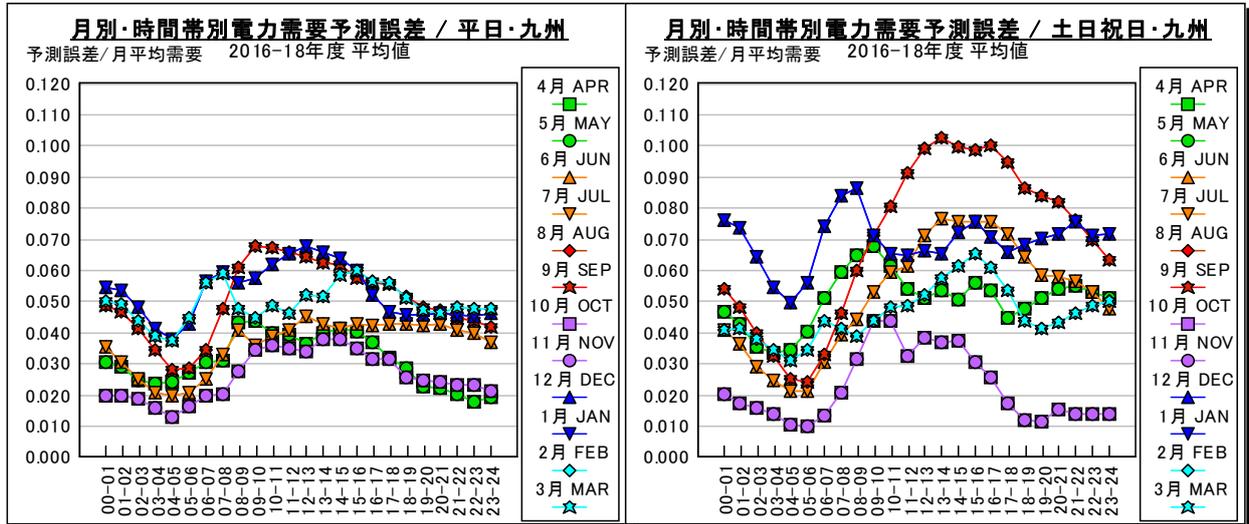
2-1-2-3.で説明したとおり、平日・土日祝日別に過去2年分の同一月・同一曜日・同一時間帯での実績値と系列相関を考慮した近似式(式 2-1-2-3-1-1.)^{*94}を用いて九州地域での平日・土日祝日別での予測誤差を再現推計した。当該推計の結果から、平均して平日で4.1%程度、土日祝日で5.2%程度の予測誤差により推計が可能であることが理解される。

*93 見方を変えれば、8月平日における特異的な正の時間内変動は特定の時間帯に生じているのではなく、全部の時間帯に均等に生じている又はランダムに生じているということが推察される。

*94 当該近似式(式 2-1-2-3-1-1.)においては対数線形での予測を行う際に、誤差について平均0の正規分布に従うことを前提として予測誤差を推計していることから、現実の予測誤差の度数分布は知ることができないことに注意。

平日と比較して土日祝日については相対的に試料数が少ないこと、電力需要が平日より小さく変動の影響が相対的に大きくなることから、土日祝日の中でも電力需要の変動が大きい厳冬期の早朝や夏期の昼間では予測誤差が 10 %に達する時間帯があることが理解される。

[図 3-1-1-3-1-1.及び-2. 九州地域における平日・土日祝日別による月別・時間帯別での電力需要の予測誤差の再現推計値推移]



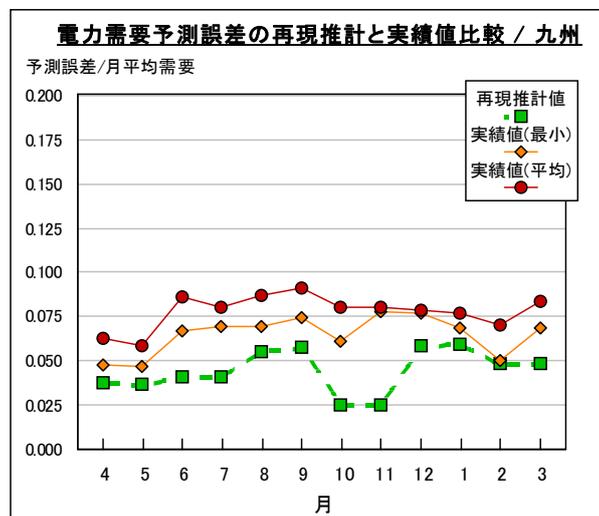
3-1-1-3-2. 電力需要の予測誤差の広域機関調整力委による調査分析結果との比較

(図 3-1-1-3-2-1.参照)

3-1-1-3-1.で再現推計した九州地域の電力需要の予測誤差について、確認のため 2-1-2-3.で説明した広域機関調整力委により公表されている月別実績値との比較を行った結果について説明する。

図 3-1-1-3-2-1.に九州地域に関する再現推計による電力需要の予測誤差と広域機関調整力委による実績値の比較について示す。

[図 3-1-1-3-2-1. 九州地域に関する再現推計による電力需要の予測誤差と広域機関調整力委による実績値の比較]



広域機関調整力委による 2016 年度から 2018 年度迄の九州地域に関する予測誤差の月別実績値の平均値と、3-1-1-3-1.で再現推計した予測誤差をこれに対応する形に再整理して比較した場合、3-1-1-3-1.での再現推計による予測誤差が平均 4.4 %で実績値(平均)が平均 7.8 %となり本稿での再現推計による予測誤差が一貫して小さいことが理解される。

また 2016 年度から 2018 年度迄の九州地域に関する予測誤差の月別実績値の最小値と比較した場合でも、実績値(最小)が平均 6.5 %であり再現推計による予測誤差の方が小さい結果となる。

当該結果から、本稿での再現推計による予測誤差は実績値と比較して少なくとも過大な値とはなっていないことが確認され、また現実の予測誤差についてはなお十分な改善の余地があることが示唆されたものと考えられる。

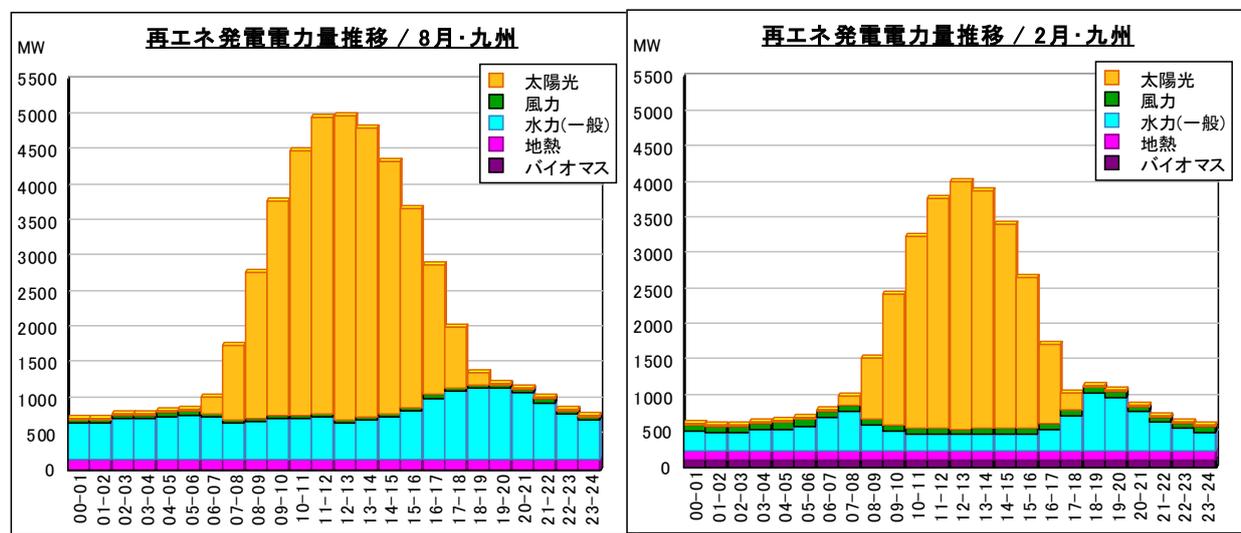
3-1-2. 九州地域での供給側変動の推計結果(1) 再生可能エネルギー発電

3-1-2-1. 再生可能エネルギー発電による電力供給量推移 (図 3-1-2-1-1.及び-2.参照)

九州地域を例として用いた一連の推計結果のうち、当該地域の「でんき予報」により再生可能エネルギー発電による電力供給の実績値を季節別・時間帯別に整理した結果について説明する。

図 3-1-2-1-1.及び-2.に九州地域における夏期 8 月及び冬期 2 月別での時間帯別⁹⁵での再生可能エネルギー発電による電力供給量推移について示す。

[図 3-1-2-1-1.及び-2. 九州地域における夏期 8 月及び冬期 2 月別での時間帯別での再生可能エネルギー発電による電力供給量推移]



九州地域における再生可能エネルギー発電による 2016 年度から 2018 年度迄の平均電力供給量を見た場合、太陽光発電及び水力(一般)発電が大部分を占めており、風力・地熱・バイオマスの構成比は非常に小さいことが観察される。

*95 太陽光発電・風力発電など、貯水式水力発電を除いた主要な再生可能エネルギー発電において平日・土日祝日別の差異は考慮する必要がないと考えられる。

当該電力供給量の季節変動を見た場合、夏期と冬期の昼間での季節変動の大部分は太陽光発電の変動が影響しており、夕方・夜間及び早朝では水力(一般)発電の変動が影響していることが観察される。これらの変動により夏期の昼間では再生可能エネルギー発電の電力供給量は5,000MWに達するが、冬期では4,000MW前後迄低下して推移している。

当該電力供給量の時間帯変動を見た場合、いずれの季節においても最大の変動要因は太陽光発電の時間帯による変動であり、水力(一般)発電のうち貯水式発電などは太陽光発電の発電電力量が最大となる昼間を避けて早朝及び夕方に当該変動を打消すよう制御され運用されていることが観察される。

3-1-2-2. 再生可能エネルギー発電による供給の時間内変動

3-1-2-2-1. 太陽光発電による供給の時間内変動 (図 3-1-2-2-1-1.参照)

九州地域での再生可能エネルギー発電による供給の大部分を占める太陽光発電による供給の時間内変動については実績値が公開されていないため、2-1-3-2.で説明したとおり自己相似性(フラクタル性)を与件として「でんき予報」による同一日の時間帯別変動からこれを推計する。

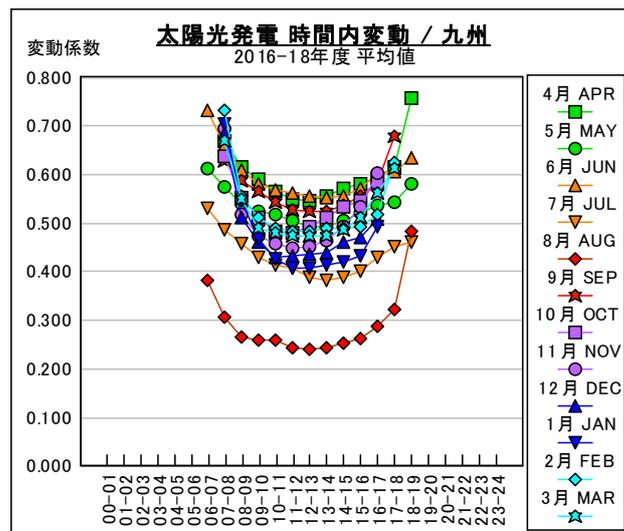
図 3-1-2-2-1-1.に九州地域での太陽光発電の時間内変動推移について示す。

太陽光発電については地球の自転の関係上から朝夕は相対的に出力が低く昼頃に最大となるため、時間内変動を変動係数で表した場合には凹型の特徴ある曲線として表現される。

2016年度から2018年度の平均値での太陽光発電の時間内変動を昼間における変動係数により月別・時間帯別に比較した場合、8月については変動係数が25%前後で相対的に低くなっているが、他の季節では40%から60%と比較的大きく変動していることが観察される。九州地域は他地域と比較して8月には快晴の日が多いため、このような結果が得られるものと考えられる。

太陽光発電の時間内変動の月別・時間帯別での総平均値は50.6%である。

[図 3-1-2-2-1-1. 九州地域での太陽光発電の時間内変動推移]



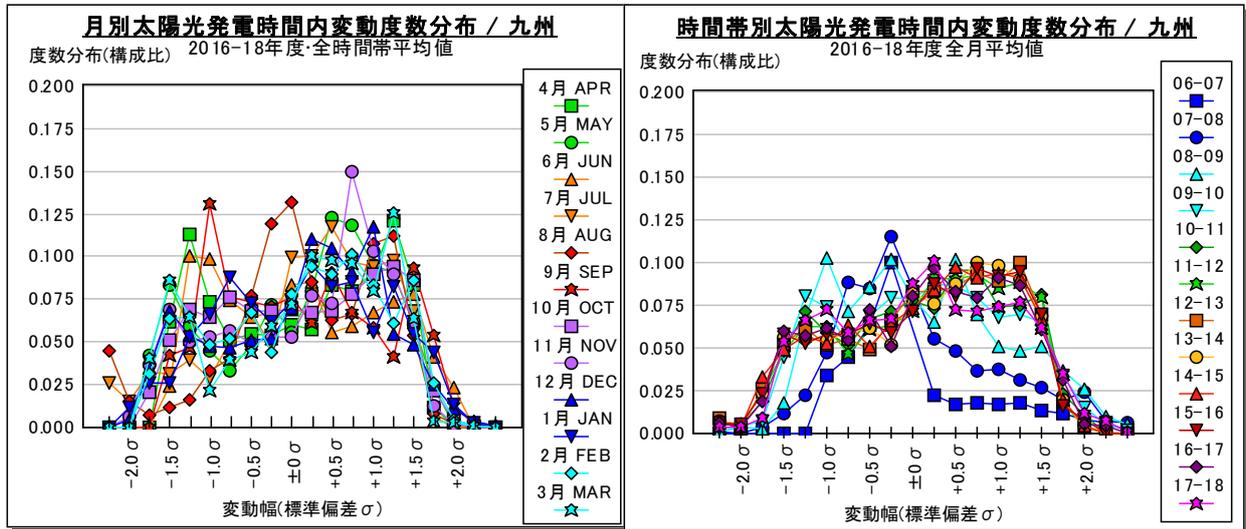
3-1-2-2-2. 太陽光発電による供給の時間内変動の度数分布 (図 3-1-2-2-2-1.及び 2.参照)

図 3-1-2-2-2-1.及び-2.に九州地域での太陽光発電の時間内変動の月別・時間帯別での度数分布について示す。

太陽光発電の時間内変動の度数分布を見た場合、月又は時間帯を問わず概ね一様分布^{*96}に近い度数分布となっていることが観察される。

正規分布と異なり一様分布では特定の平均値に度数が収斂する傾向はないため、標準偏差の+1.5 倍から-1.5 倍という非常に広範な範囲に 5 %から 10 %の確率分布がほぼ均等に広がっていることが観察される。

[図 3-1-2-2-1.及び-2. 九州地域での太陽光発電の時間内変動の月別・時間帯別での度数分布]



3-1-2-2-3. 風力発電による供給の時間内変動 (図 3-1-2-2-3-1.参照)

太陽光発電同様に風力発電についても供給の時間内変動については実績値が公開されていないため、2-1-3-2.で説明したとおり自己相似性(フラクタル性)を与件として「でんき予報」による同一日の時間帯別変動からこれを推計する。

図 3-1-2-2-3-1.に九州地域での風力発電の時間内変動推移について示す。

2016 年度から 2018 年度迄の風力発電の時間内変動から平均値・標準偏差及び変動係数を算定した場合、月別に若干の変動はあるものの時間帯を問わず変動係数が概ね 1.0 前後であり、平均値と標準偏差がほぼ等しい状態で推移していることが観察される。

3-1-2-2-4. 風力発電による供給の時間内変動の度数分布 (図 3-1-2-2-4-1.及び 2.参照)

図 3-1-2-2-4-1.及び-2.に九州地域での風力発電の時間内変動の月別・時間帯別での度数分布について示す。

風力発電の時間内変動の度数分布を見た場合、月又は時間帯を問わず概ねポアソン分布^{*97}に従う度数分布となっていることが観察される。

正規分布と異なりポアソン分布では特定の平均値に度数が収斂するものの、平均値を λ とした場合に観察期間内での事象の発生間隔が指数分布となり標準偏差が $\lambda^{0.5}$ となること

*96 典型的な一様分布の事例としては、(前後の試行との関係を見捨て)サイコロを 1 回だけ振る試行を行った際に 1 ~ 6 の各目が出る確率の分布が挙げられる。本稿では九州地域についてのみ紹介するが、東京地域など他地域においても太陽光発電について同様の一様分布に従う度数分布が観察される。

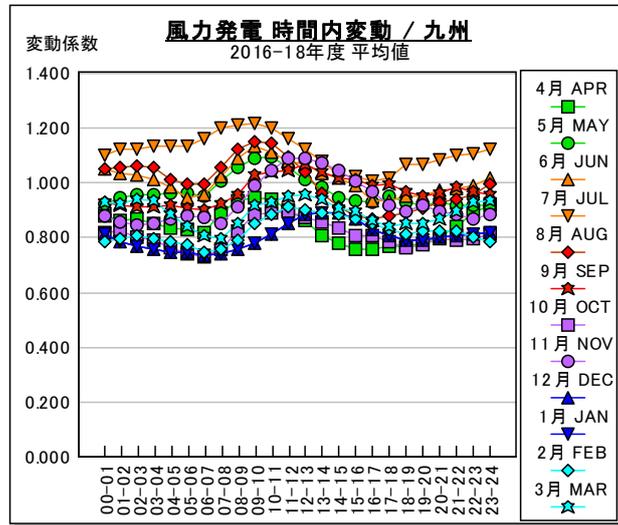
*97 典型的なポアソン分布の事例としては、航空機の事故や機械部品の故障など一定時間間隔内に事故・故障など稀な事象が生じる頻度を計測した場合などが挙げられる。本稿では九州地域についてのみ紹介するが、東京地域など他地域においても風力発電について同様のポアソン分布に従う度数分布が観察される。

度数分布の図による表現における正規分布及びポアソン分布の形状の相違については、補論 6.を参照。

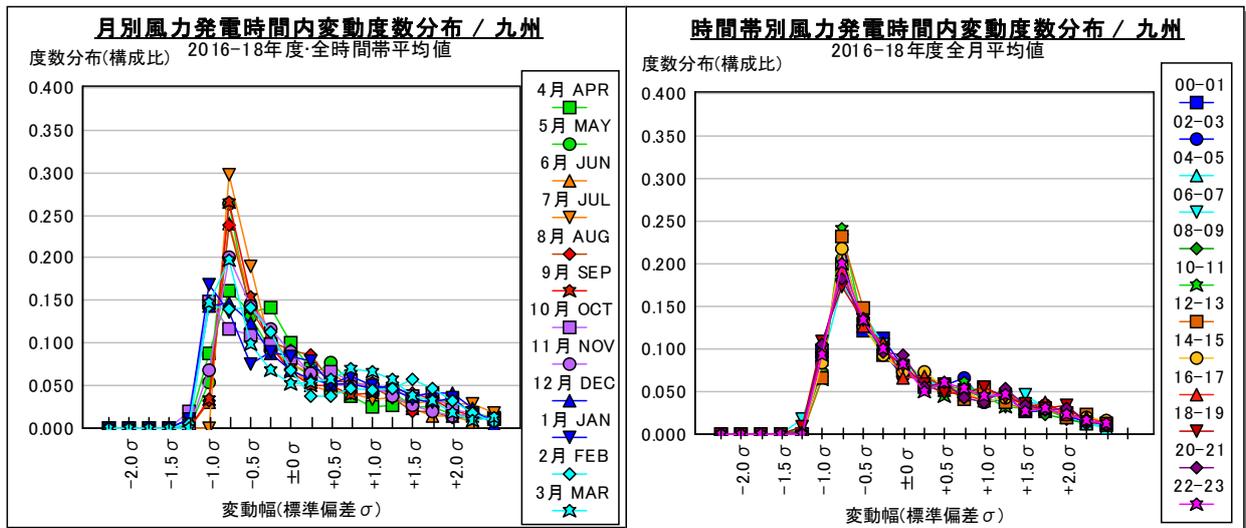
が知られている。

風力発電の出力の確率分布が概ねポアソン分布に従うという結果は、九州地域においてある出力での風力発電に適した風が吹く時間間隔が概ね指数分布に従い間欠的に生じていることを反映しているものと考えられる。

[図 3-1-2-2-3-1. 九州地域での風力発電の時間内変動推移]



[図 3-1-2-2-4-1.及び-2. 九州地域での風力発電の時間内変動の月別・時間帯別での度数分布]



3-1-2-3. 再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差

3-1-2-3-1. 太陽光発電による供給の予測誤差 (図 3-1-2-3-1-1.及び-2.参照)

九州地域を例として用いた一連の推計結果のうち、2-1-3-3.で説明したとおり東京電力 PGC が「でんき予報」の一環として公開する太陽光発電の予測誤差を整理・適用し、当該地域の太陽光発電による供給の予測誤差を推計した結果について説明する。

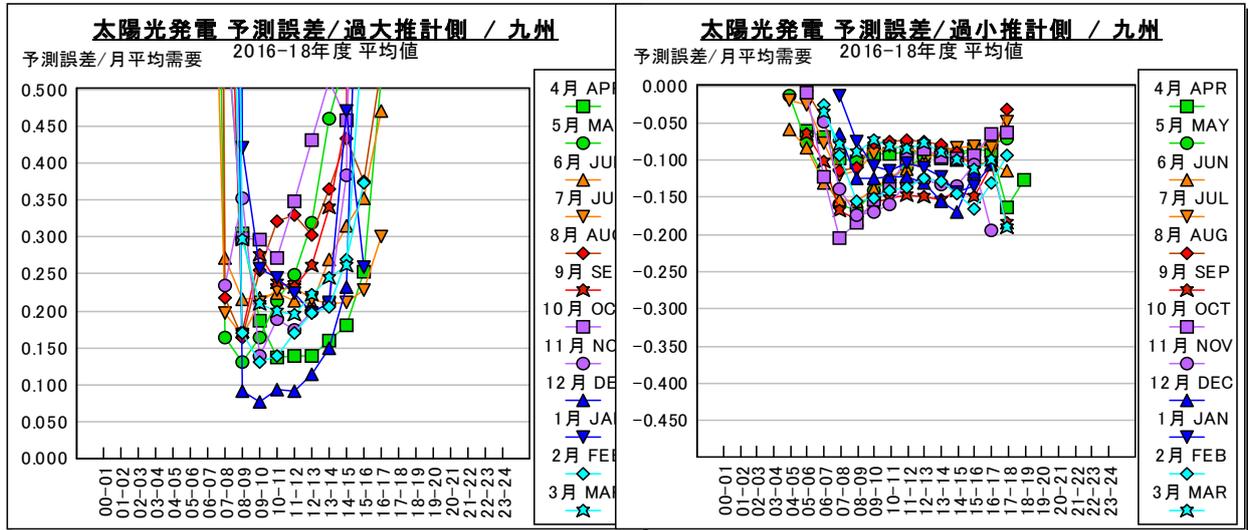
図 3-1-2-3-1-1.及び-2.に九州地域での太陽光発電の予測誤差の月別・時間帯別推移について示す。当該予測誤差については平均値が 0 ではなく過大推計側に偏差が存在するため、図 3-1-2-3-1-1.に過大推計側の平均値を示し図 3-1-2-3-1-2.に過小推計側の平均値を示す。

過大推計側の全月・全時間帯平均での誤差率は+36.9%で過小推計側の全月・全時間帯平

均での誤差率は-11.6%であり、予測誤差全体の平均値は+12.7 %となっている。

3-1-2-2.で見たとおり太陽光発電の時間内変動については度数分布が概ね一様分布に近いものとなっているが、原理的に一様分布に従う事象を予測することは非常に困難であるため、このような偏差を伴う大きな予測誤差となっているものと推察される。

[図 3-1-2-3-1.1.及び-2. 九州地域での太陽光発電の予測誤差の月別・時間帯別推移]



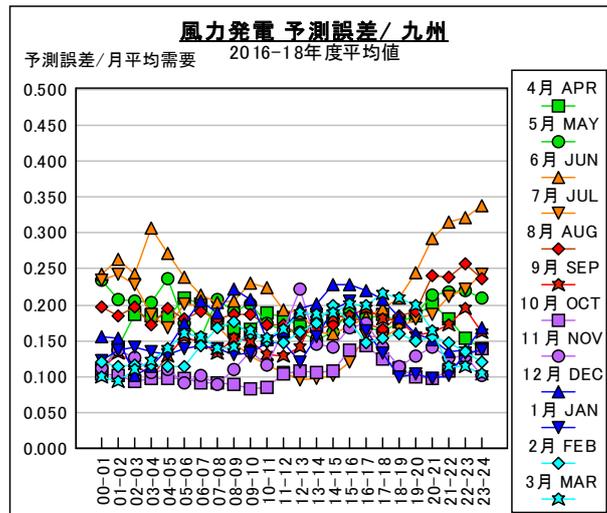
3-1-2-3-2. 風力発電による供給の予測誤差 (図 3-1-2-3-2-1.参照)

風力発電についても 2-1-3-3.で説明したとおり東京電力 PGC が「でんき予報」の一環として公開する予測誤差を適用し、当該地域の風力発電による供給の予測誤差を推計した結果について説明する。

図 3-1-2-3-2-1.に九州地域での風力発電の予測誤差の月別・時間帯別推移について示す。

当該予測誤差については太陽光発電と異なり平均値がほぼ 0 であり、偏差はないものと考えられるため 2016 年度から 2018 年度の予測誤差の平均値を示す。

[図 3-1-2-3-2-1. 九州地域での風力発電の予測誤差の月別・時間帯別推移]



九州地域における風力発電の予測誤差は概ね 10 %から 25 %で推移しており、月別の予測誤差の水準には差異があるが時間帯別の予測誤差の水準は比較的安定して推移して

いることが観察される。総平均した予測誤差は 16.4 %であることが理解される。

3-1-2-3-3. 水力(一般)発電による供給の予測誤差 (図 3-1-2-3-3-1.参照)

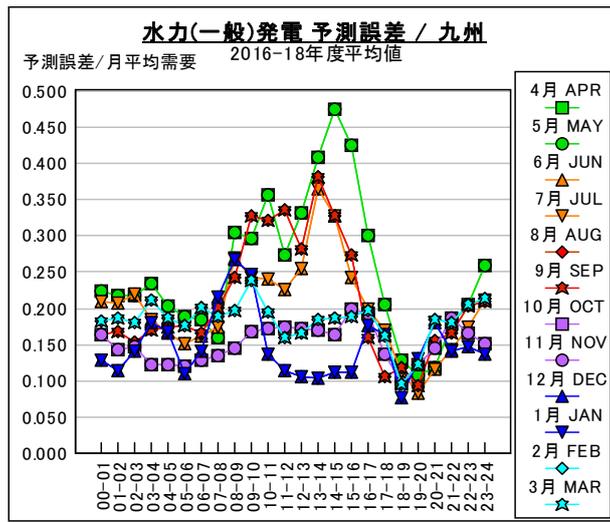
図 3-1-2-3-3-1.に九州地域における月別・時間帯別での水力(一般)発電による電力供給の予測誤差の再現推計値推移について示す。

水力発電については、2-1-3-3.で説明したとおり過去 2 年分の同一月・同一曜日・同一時間帯での稼働率の実績値と系列相関を考慮した近似式(式 2-1-3-3-2-1.)^{*98} を用いて九州地域での予測誤差を再現推計する。

当該推計の結果から、水力発電については総平均した予測誤差は 19.1 %であることが理解される。

3-1-2-1.で説明したとおり水力(一般)発電のうち貯水式発電などは太陽光発電の出力が最大となる昼間を避けて早朝及び夕方に太陽光発電による変動を打消すよう運用されている。従って河川水量が低下する秋期から冬期に掛けてはこうした運用の余地が小さいため予測誤差も 10 ~ 20 %程度と小さくなっているが、河川水量が豊富な春期から夏期に掛けては太陽光発電の変動に応じて運用が変化するため昼間の時間帯に予測誤差が 30 %を超えるなど非常に大きくなっていることが観察される。

[図 3-1-2-3-3-1. 九州地域における月別・時間帯別での水力(一般)発電による電力供給の予測誤差の再現推計値推移]



3-1-2-3-4. 再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差の推計結果と広域機関調整力委による調査分析結果との比較 (図 3-1-2-3-4-1.参照)

3-1-2-3-1.から 3-1-2-3-3.で推計した九州地域の再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差の推計結果について、確認のため 2-1-3-3.で説明した広域機関調整力委により公表されている月別実績値との比較を行った。

図 3-1-2-3-4-1.に九州地域に関する再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差の推計結果と広域機関調整力委による実績値の比較について示す。

*98 当該近似式(式 2-1-3-3-2-1.)においては対数線形での予測を行う際に、誤差について平均 0 の正規分布に従うことを前提として予測誤差を推計していることから、現実の予測誤差の度数分布は知ることができないことに注意。

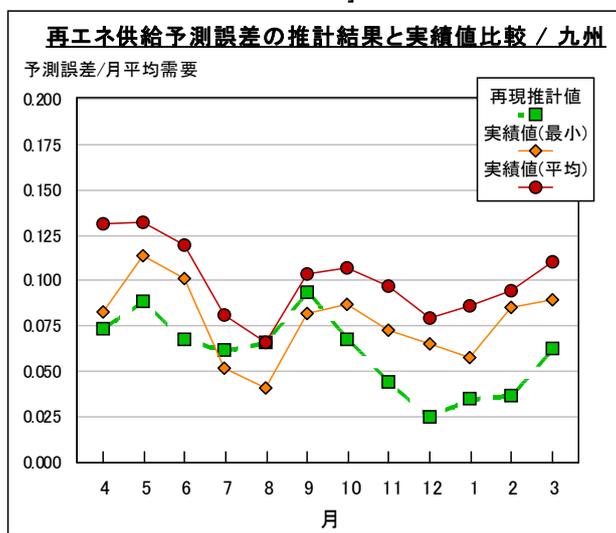
広域機関調整力委が公表する 2016 年度から 2018 年度迄の九州地域に関する予測誤差の月別実績値では再生可能エネルギー発電の種類別内訳が不明であるため、3-1-2-3-1.から 3-1-2-3-3.で推計した九州地域の再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差を各種別電力供給量で加重平均し月平均電力需要当の予測誤差に換算した値に再整理して比較した。

当該比較の結果から、本稿での予測誤差の推計結果が平均 6.1 %で実績値(平均)が平均 10.1 %となり予測誤差の推計結果の方が小さいことが理解される。

ここで 2016 年度から 2018 年度迄の予測誤差の月別実績値の最小値と比較した場合には、実績値が平均 7.8 %であり予測誤差の推計結果とほぼ一致する結果となっている。

当該結果から、本稿での予測誤差の推計結果は実績値のうち最小値と概ね一致していることが確認される。

[図 3-1-2-3-4-1. 九州地域に関する再生可能エネルギー発電による供給の予測誤差の推計結果と広域機関調整力委による実績値の比較]



3-1-3. 九州地域での供給側変動の推計結果(2) 火力・原子力発電など

3-1-3-1. 火力及び水力(揚水)発電の計画外停止確率

3-1-3-1-1. 火力及び水力(揚水)発電の計画外停止確率の実績値 (表 3-1-3-1-1.参照)

火力及び水力(揚水)発電^{*99}の計画外停止確率(送変電設備に起因したものを除く)について、2-1-4-4.で説明したとおり(社)日本卸電力取引所発電情報公開システムにおける 2016 年度から 2018 年度での発電機別の計画外停止確率の実績値を地域別・発電種類別に集計・整理し算定した。また当該結果のうち全国分の結果を 2-1-4-4.で説明した広域機関調整力委による 2014 年度から 2016 年度に関する調査結果と比較した。

表 3-1-3-1-1-1.に火力及び水力(揚水)発電についての 2016 年度から 2018 年度迄の計画

*99 (社)日本卸電力取引所発電情報公開システムにおいて「水力発電」の種類には制限がないが、2016年度から2018年度迄の期間に同システムに登録され計画外停止が報告された水力発電は全て揚水式であったため、ここでは「水力(揚水)発電」として結果を報告する。

外停止確率の実績値(全国及び九州地域)を示す。

(1) 火力発電の計画外停止確率の実績値

2016 年度から 2018 年度での火力発電の種類別計画外停止確率は総平均で 0.97 %であり、LNG 火力発電が 0.71 %、石炭火力発電が 0.92 %と 1 %未満になっているが、石油火力発電では 1.9 %と相対的に高い値となっている。これらの標準偏差を算定すると LNG 火力発電で 2.8%、石炭火力発電で 2.8%及び石油火力発電で 4.2 %と非常に大きな数値が観察され、火力発電の計画外停止確率は不安定であることが理解される。

これらの算定値を 2-1-4-4.で説明した広域機関調整力委による 2014 年度から 2016 年度での調査結果(火力総平均 2.6 %)と比較した場合、発電種類を問わず上記算定値の方が大幅に小さくなっていることが観察される。このような乖離を生じる理由としては、調査時点の相違、広域機関調整力委の調査結果では停止に加えて出力低下を歴時間評価しているなど評価対象の相違、上記標準偏差から推察される本質的不安定性などが考えられる。

実際、九州地域に限定して 2016 年度から 2018 年度での火力発電の種類別計画外停止確率を算定した場合には、総平均で 0.12 %でほぼ全部の発電種類で全国平均値を大幅に下回っており、計画外停止確率が地域別に見ても極めて不安定であることが理解される。

(2) 水力(揚水)発電の計画外停止確率の実績値

2016 年度から 2018 年度での水力(揚水)発電の計画外停止確率は総平均で 1.7 %であり、標準偏差を算定すると 7.0%と非常に大きな数値が観察され、火力発電同様に水力(揚水)発電の計画外停止確率も極めて不安定であることが理解される。

これらの算定値を広域機関調整力委による 2014 年度から 2016 年度での調査結果(平均 1.0%)と比較した場合、上記算定値の方が計画外停止確率が大きいことが観察される。

火力発電同様に、九州地域に限定して 2016 年度から 2018 年度での水力(揚水)発電の計画外停止確率を算定した場合には総平均が 0.17 %であり、水力(揚水)発電の計画外停止確率についても地域別に見て極めて不安定であることが理解される。

[表 3-1-3-1-1-1. 火力及び水力(揚水)発電についての 2016 年度から 2018 年度迄の計画外停止確率の実績値(全国及び九州地域)]

	(全国)				(九州地域)		
	基数	計画外停止確率	同標準偏差	広域委調査結果	基数	計画外停止確率	(対全国比)
火力発電	393	0.0097	---	0.026	40	0.0012	(0.127)
LNG 火力	215	0.0071	0.0278	---	18	0.0011	(0.155)
LNG 汽力	37	0.0068	0.0133	0.017	5	0.0003	(0.046)
LNG 複合	178	0.0072	0.0300	0.005 ~ 0.027	13	0.0018	(0.254)
石炭火力	92	0.0092	0.0276	0.026	12	0.0019	(0.205)
石油火力	54	0.0190	0.0421	0.050	6	0.0003	(0.014)
他火力	32	0.0081	0.0207	---	4	0.0005	(0.062)
水力発電							
揚水発電	118	0.0167	0.0704	0.010	8	0.0017	(0.102)

(表注) 「広域委調査結果」は広域機関調整力委調査による値(2018)である。当該調査では、計画外停止確率には停止と出力低下を歴時間評価している他、調査時点が 2014 ~ 16 年度である点などが本稿で算定した実績値と異なっていることに注意。

3-1-3-1-2. 火力及び水力(揚水)発電の計画外停止確率の度数分布 (図 3-1-3-1-2-1.~4.参照)

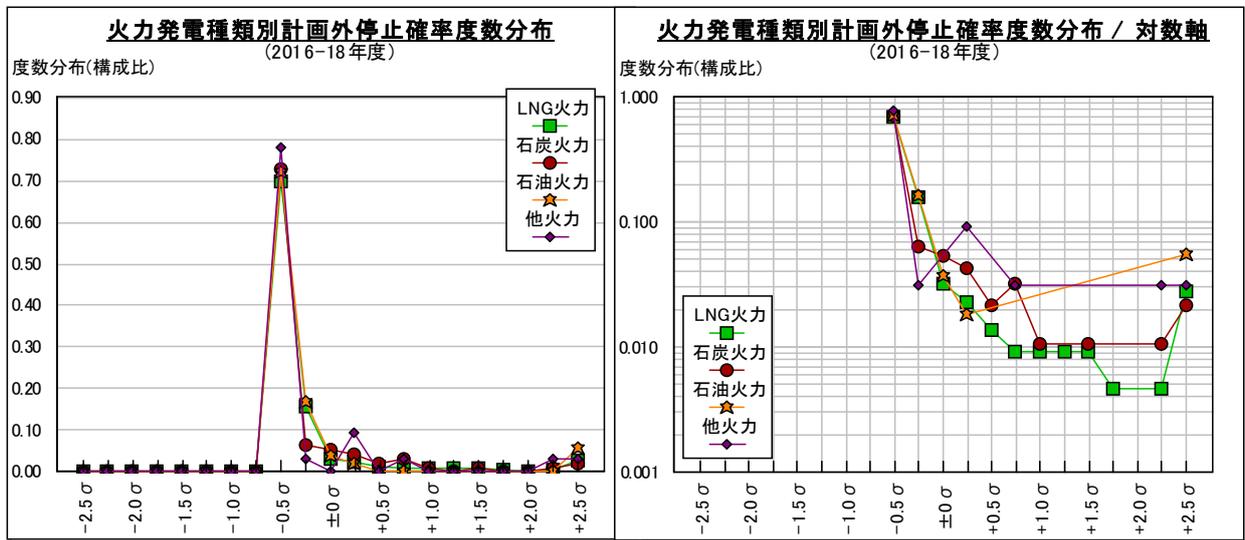
火力及び水力(揚水)発電の計画外停止確率について、2-1-4-4.で説明したとおり(社)日本卸電力取引所発電情報公開システムにおける 2016 年度から 2018 年度での発電機別の計画外停止確率の度数分布の実績値を集計・整理し算定した。

図 3-1-3-1-2-1.及び-2.に火力発電の種類別計画外停止確率の度数分布(全国、真数軸・対数軸表示)を、図 3-1-3-1-2-3.及び-4.に水力(揚水)発電の計画外停止確率の度数分布(全国、真数軸・対数軸表示)を示す。

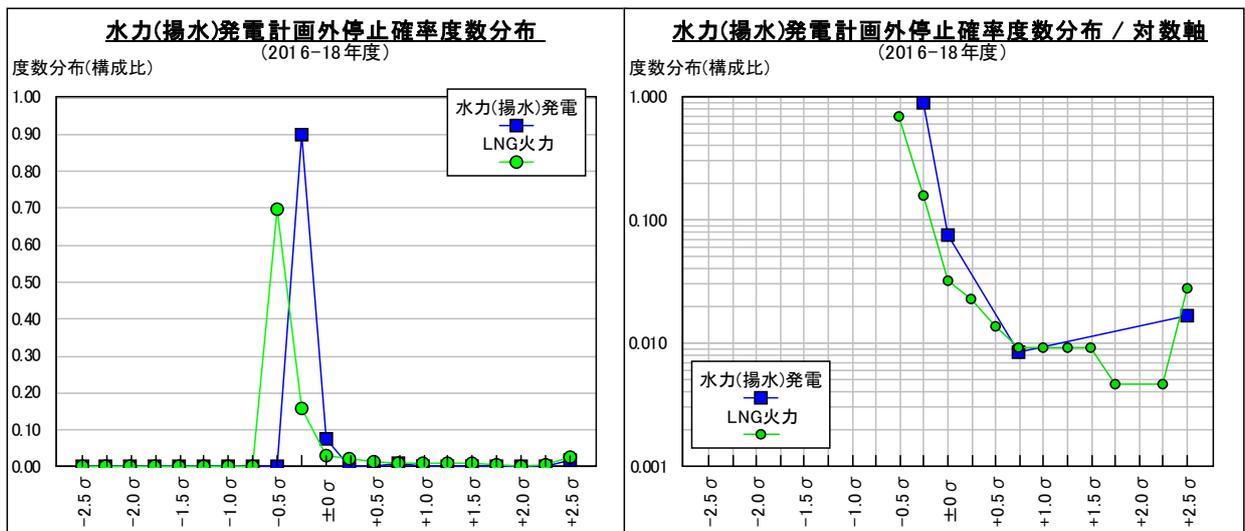
火力発電及び水力(揚水)発電の計画外停止確率の度数分布を観察した場合、発電種類を問わず全て典型的なポアソン分布に従う度数分布となっていることが観察^{*100}される。

一般にポアソン分布は事故・故障など稀事象を扱う数値モデルに用いられることから、上記結果は火力発電及び水力(揚水)発電における事故・故障の発生が本質的に不安定で、発生間隔が予測不能な指数分布に従う稀事象であることを裏付けるものと考えられる。

[図 3-1-3-1-2-1.及び-2. 火力発電の種類別計画外停止確率の度数分布(全国)]



[図 3-1-3-1-2-3.及び-4. 水力(揚水)発電の計画外停止確率の度数分布(全国)]



*100 度数分布の図による表現における正規分布とポアソン分布の形状の相違については、補論 6.を参照。

3-1-3-2. 原子力発電の計画外停止確率

3-1-3-2-1. 原子力発電の計画外停止確率の実績値 (表 3-1-3-2-1-1.参照)

原子力発電の計画外停止確率(送変電設備に起因したものを除く)について、2-1-4-4.で説明したとおり(社)日本原子力技術協会・原子力発電所運転実績データアーカイブにおける1999年度から2008年度での号機別の計画外停止確率の実績値を発電種類別に集計・整理し算定した。

ここで1999年度から2008年度に原子力発電は合計55基が存在していたが、2019年9月現在既に廃炉着手済及び廃炉決定済の号機について計画外停止確率を算定する意味はないため、2019年9月現在で廃炉の方針が公表されていない33基を「廃炉予定のない号機」として計画外停止確率を算定している。

表 3-1-3-2-1-1.に原子力発電(廃炉予定のない号機)についての1999年度から2008年度迄の計画外停止確率の実績値を示す。

当該実績値に基づく原子力発電の計画外停止確率は、沸騰水型(BWR)と加圧水型(PWR)で結果が全く異なり、沸騰水型(BWR)では13%を超える計画外停止確率が観察されるが、加圧水型(PWR)では0.7%程度の非常に低い計画外停止確率であることが観察される。

広域機関調整力委の2018年度の調査値では大部分の原子力発電所が停止中であることから火力発電の実績値(2.6%)を一律に適用しているが、当該結果からはこのような取扱いは不適切であり少なくとも沸騰水型(BWR)と加圧水型(PWR)で発電種類を区分する必要があることが理解される。

なお九州地域における原子力発電については、現在再稼働中の4基全てが加圧水型(PWR)である。

[表 3-1-3-2-1-1. 原子力発電(廃炉予定のない号機)についての1999年度から2008年度迄の計画外停止確率の実績値]

発電種類	基数	計画外停止確率	同標準偏差	広域委推定値
原子力発電	33	0.0717	0.0942	0.026
沸騰水型(BWR)	17	0.1327	0.0968	---
加圧水型(PWR)	16	0.0069	0.0159	---

(表注) 広域委推定値は広域機関調整力委による火力発電の2014～16年度実績からの推計値。

3-1-3-2-2. 原子力発電の計画外停止確率の度数分布 (図 3-1-3-2-2-1.及び-2.参照)

原子力発電の計画外停止確率(送変電設備に起因したものを除く)につき、2-1-4-4.で説明した(社)日本原子力技術協会・原子力発電所運転実績データアーカイブにおける1999年度から2008年度での号機別計画外停止確率の度数分布の実績値を集計・整理し算定した。

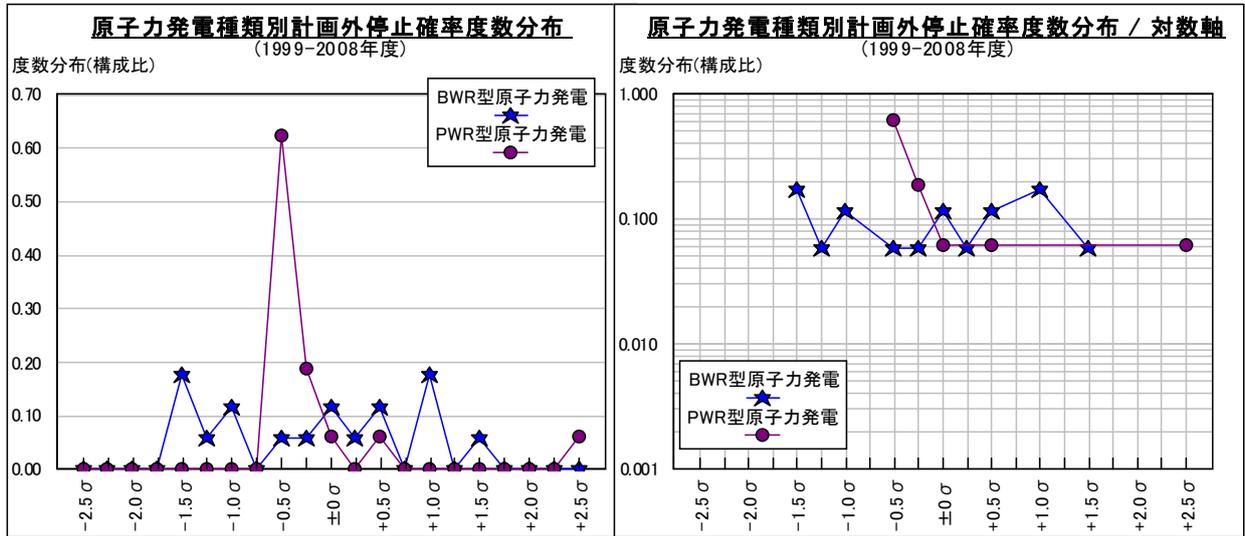
図 3-1-3-2-2-1.及び-2.に原子力発電の種類別計画外停止確率の度数分布(真数軸・対数軸表示)を示す。

3-1-3-2-1.で見たとおり沸騰水型(BWR)と加圧水型(PWR)では計画外停止確率の実績値に非常に大きな相違があったが、単純に計画外停止確率の大きさが異なるのみならず度数分布の形態も大きく異なっていることが観察される。沸騰水型(BWR)の度数分布はほぼ一様分布に近い形となっているが、加圧水型(PWR)の度数分布は火力発電及び水力(揚水)発電

と類似したポアソン分布に近い形となっていることが観察される。

また沸騰水型(BWR)の度数分布から明らかなおり、沸騰水型(BWR)での高い計画外停止確率は一部の例外的な号機の特異な影響^{*101}によるものではなく、全部の号機の計画外停止確率が大きな分散を持つことによる構造的要因に基づいたものである^{*102}ことが理解される。

[図 3-1-3-2-2-1.及び-2. 原子力発電の種類別計画外停止確率の度数分布(真数軸・対数軸表示)]



3-1-3-3. 送変電設備に起因した計画外停止確率

3-1-3-3-1. 送変電設備に起因した計画外停止確率の実績値 (表 3-1-3-3-1-1.参照)

火力及び水力(揚水)発電の計画外停止のうち、2-1-4-5.で説明した方法により(社)日本卸電力取引所発電情報公開システムにおける 2016 年度から 2018 年度での発電機別の計画外停止確率の実績値から送変電設備に起因した計画外停止確率を集計・整理し算定した。

また参考迄に 1999 年度から 2008 年度での現在廃炉が公表されていない号機での原子力発電の計画外停止のうち、送変電設備に起因した計画外停止確率を集計・整理して示す。

表 3-1-3-3-1-1.に送変電設備に起因した計画外停止確率の実績値(全国及び九州地域)を示す。

送変電設備に起因した計画外停止確率は火力発電で 0.15 %であり、その大部分が石油火力発電(0.87 %)によるもので LNG 火力発電・石炭火力発電では 0.01 %未満となっている。また水力(揚水)発電については 0.01%程度となっている。

3-1-3-1.で説明した火力発電及び水力(揚水)発電の計画外停止確率がそれぞれ 0.97 %及び 1.67 %であったことと比較すると、送変電設備に起因した計画外停止は発生頻度が 1 桁小さいことが理解される。

更に九州地域に限定して見た場合、2016 年度から 2018 年度において送変電設備に起因した火力発電及び水力(揚水)発電の計画外停止は 1 件も発生しておらず、そもそも観察ができない程に発生頻度が低い結果となっている。

*101 沸騰水型(BWR)のうち福島第一原子力発電所など既に廃炉が決定している発電所・号機は含まれていないことに注意。

*102 2019年8月現在において東日本大震災・福島第一原子力発電所事故以降に再起動した沸騰水型(BWR)は存在しない。

[表 3-1-3-3-1-1. 送変電設備に起因した計画外停止確率の実績値(全国及び九州地域)]

	(全国)			(九州地域)		
	基数	計画外停止確率	同標準偏差	基数	計画外停止確率 (対全国比)	
火力発電	393	0.0015	---	40	0.0000	(---)
LNG火力	215	0.0000	0.0002	18	0.0000	(---)
石炭火力	92	0.0000	0.0002	12	0.0000	(---)
石油火力	54	0.0087	0.0206	6	0.0000	(---)
他火力	32	0.0000	---	4	0.0000	(---)
水力発電						
水力(揚水)発電	118	0.0001	0.0002	8	0.0000	(---)
(参考)						
原子力発電	33	0.0001	0.0004	4	0.0000	(0.000)

(表注) 各数値は2016年度から2018年度での送変電設備の事故・故障に起因して各発電種類別の発電機が停止した際の計画外停止確率を示す。原子力発電については廃炉が公表されていない号機での1999年度から2008年度迄の実績値であり期間が異なるため参考とする。

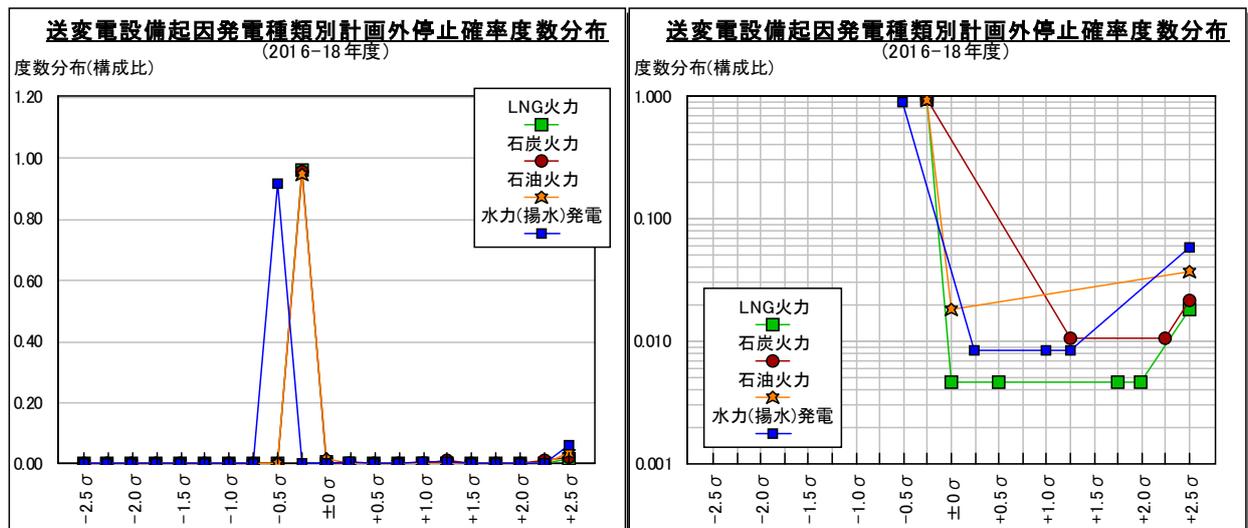
3-1-3-3-2. 送変電設備に起因した計画外停止確率の実績値 (図 3-1-3-3-2-1.及び-2.参照)

図 3-1-3-3-2-1.及び-2.に送変電設備に起因した発電種類別計画外停止確率の度数分布(全国、真数軸・対数軸表示)を示す。

送変電設備に起因した計画外停止確率の度数分布については、頻度が非常に小さいもののいずれも明確にポアソン分布に従う結果となっている。

一般に国内での送変電設備については送電線1回路や変圧器1基の事故・故障では電力供給に支障を来さないよう「N-1基準」を満たすべく設備が多重化されている。従って上記の送変電設備に起因した計画外停止は、大規模な落雷や暴風雪による複数送電経路の同時断など「N-2事故」以上の発生と対応したものであり、ポアソン分布に従う稀事象であることは妥当な結果であると考えられる。

[図 3-1-3-3-2-1.及び-2. 送変電設備に起因した発電種類別計画外停止確率の度数分布(全国、真数軸・対数軸表示)]



(図注) 火力発電の発電種類中で「他火力」については2016年度から2018年度において送変電設備に起因した計画外停止が観察されなかったため表示を省略している。

3-1-4. 九州地域での調整力需要と確率分布の時間帯別合成結果

3-1-4-1. 調整力需要のうち時間内変動及び予測誤差の確率分布の合成結果

3-1-1.から 3-1-2.においては、調整力需要を構成する要因のうち電力需要及び再生可能エネルギー発電による供給の時間内変動及び予測誤差について 2016 年度から 2018 年度での九州地域での実績値などを用いた算定・推計結果について説明した。

本項においては九州地域を事例として、これら電力需要及び再生可能エネルギー発電による供給の時間内変動及び予測誤差に関する 4 つの要因について、2-1-1-3.で述べた方法のうち不確かさの伝播則^{*103}に従い確率分布を合成した結果を示す。

当該合成結果については、調整力需要に関して各要因の確率分布から推計される信頼度水準 99.5 %に対応するための必要容量率(該当時間帯での調整力必要容量の電力需要に対する比率)及び要因別内訳の月別・時間帯別推移による表現と、調整力発生確率に関して信頼度水準 60,70,80,90,95%及び 99.5 %に対応^{*104}するための必要容量率の「等高線」の月別・時間帯別推移による表現を用いて説明する。

以下 2016 年度から 2018 年度の実績値などに基づく九州地域の最大需要期(8 月)及び最小需要期(5 月)での上記 4 要因の合成結果^{*105}について説明する。

3-1-4-1-1. 最大需要期(8 月)の平日・土日祝日別での合成結果 (図 3-1-4-1-1-1.から-4.参照)

図 3-1-4-1-1-1.及び-2.に九州地域の最大需要期(8 月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率及び要因別内訳構成推移(平日・土日祝日)を示す。

九州地域の最大需要期(8 月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率を見た場合、平日では電力需要に応じ 5 ~ 20 %、土日祝日では 5 ~ 30%と時間帯別に大きく変動して推移していることが観察される。

土日祝日では平日より電力需要が 10 ~ 15 %少ないものの相対的に電力需要の予測誤差が大きいため、電力需要に対する時間内変動及び予測誤差に起因した調整力の必要容量率が大きくなっていることが理解される。また平日では電力需要の時間内変動が大きくなる朝方の時間帯に必要容量率が最大となるが、土日祝日では電力需要の予測誤差と太陽光発電などの再生可能エネルギー発電の予測誤差の合計が大きくなる昼間の時間帯に必要容量率が最大となるという相違が観察される。

時間内変動及び予測誤差の要因別内訳を見た場合、平日・土日祝日とも電力需要の予測誤差が 10 ~ 20 %に達する最大の変動要因となっており、再生可能エネルギー発電の予測誤差や同時間内変動及び電力需要の時間内変動はいずれも 5 %前後で最大需要期(8 月)においては相対的に見て大きな変動要因ではないことが理解される。

*103 本項では説明の便宜上から最初に時間内変動及び予測誤差に関する 4 つの要因を合成することとする。時間内変動及び予測誤差に関する 4 つの要因は上げ及び下げ調整力について対称であることから、3-1-4-1.では式 2-1-1-3-5-1.中の式 21135102 を用いて合成した結果に相当する。

*104 時間内変動及び予測誤差の確率分布はいずれも上げ及び下げ調整力に対して対称であることから、信頼度水準 50 %は平均値(上げ/下げ調整力のいずれの必要容量もない状態)に対応している。

従って信頼度水準 60,70,80,90,95 及び 99.5 %に対応する必要容量は、上げ調整力の発生確率(Φ)として 80,60,40,20,10 及び 1%に相当する容量を示していることとなる。

*105 九州地域の季節別(4 月,7 月,10 月及び 1 月)での電力需要・再生可能エネルギー発電の時間内変動及び予測誤差の合成結果を参考図表 1.として巻末に添付する。

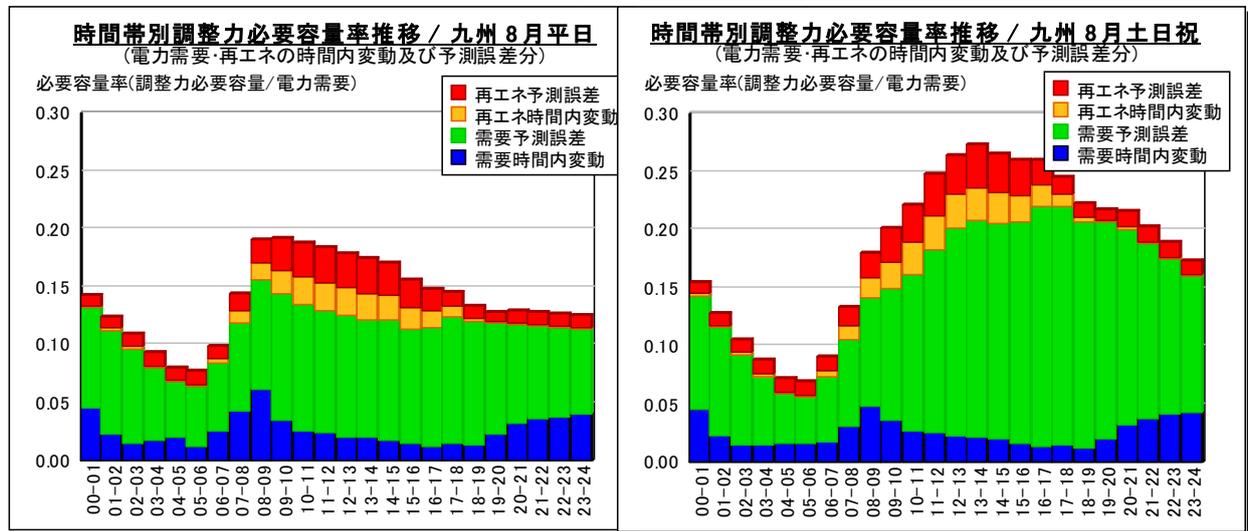
図 3-1-4-1-1-3.及び-4.に九州地域の最大需要期(8月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率の発生確率の「等高線」推移(平日・土日祝日)を示す。

九州地域の最大需要期(8月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率の発生確率については、3-1-1.及び 3-1-2.で説明したとおり時間内変動及び予測誤差の発生確率の多くが正規分布に従う結果となっているため、確率分布は非常に「裾野の広い」分布となっていることが理解される。

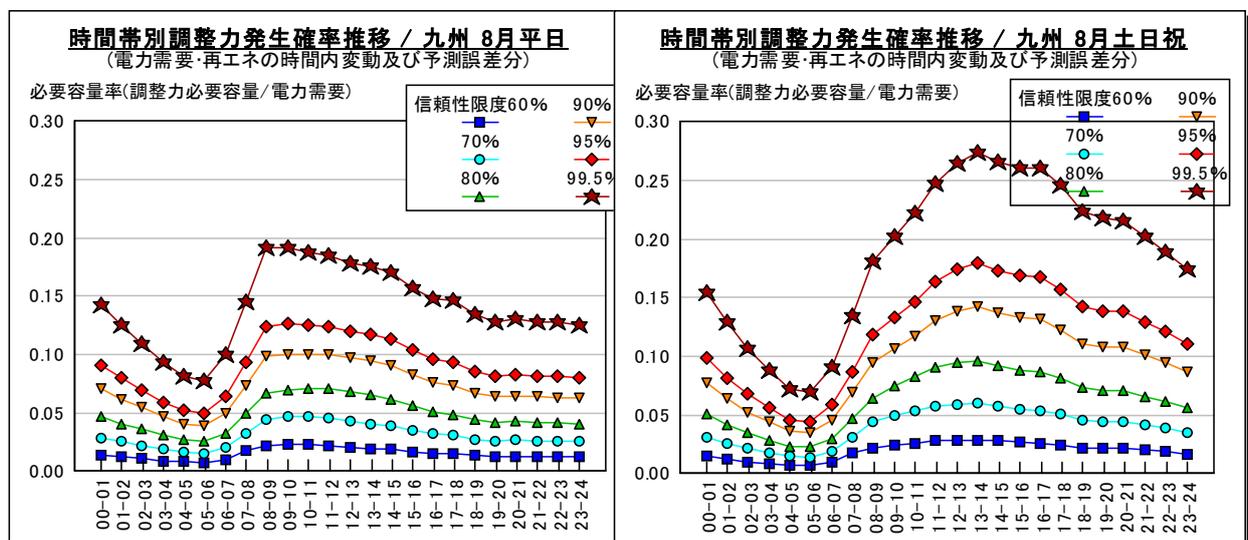
例えば平日朝方の必要容量率が最大で 20 %に達する時間帯において、信頼度水準 90 % (発生確率 20 %迄)に対応する必要容量率はほぼ半分の 10 %前後であり、残りの半分は信頼度水準 90 ~ 99.5 % (発生確率 20 ~ 1 %)に対応したものであることが理解される。

従って平日・土日祝日とも信頼度水準 90 %迄(発生確率 20 %迄)の容量に対応した上げ及び下げ調整力については頻りに調整力需要が発生するが、それより信頼度水準の高い容量では発生確率が急減していく確率分布となっていることが理解される。

[図 3-1-4-1-1-1.及び-2. 九州地域の最大需要期(8月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率及び要因別内訳構成推移(平日、土日祝日)]



[図 3-1-4-1-1-3.及び-4. 九州地域の最大需要期(8月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率の発生確率の「等高線」推移(平日、土日祝日)]



3-1-4-1-2. 最小需要期(5月)の平日・土日祝日別での合成結果 (図 3-1-4-1-2-1 から-4.参照)

図 3-1-4-1-2-1.及び-2.に九州地域の最小需要期(5月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率及び要因別内訳構成推移(平日・土日祝日)を示す。

九州地域の最小需要期(5月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率を見た場合、平日では時間帯に応じ 5 ~ 15 %、土日祝日では 10 ~ 20%と時間帯別に大きく変動して推移していることが観察される。3-1-4-1-1.での最大需要期(8月)同様に、電力需要の予測誤差の関係で平日よりも土日祝日の方が必要容量率が大きくなっている。

他方で時間内変動及び予測誤差の要因別内訳を見た場合、最大需要期(8月)と異なり最小需要期(5月)においては平日・土日祝日ともに再生可能エネルギー発電のうち太陽光発電の予測誤差及び時間内変動が 10 %を超える最大の変動要因となっているため、太陽光発電の出力が増加する朝から夕方の日中において必要容量率が非常に大きい時間帯が連続することが理解される。

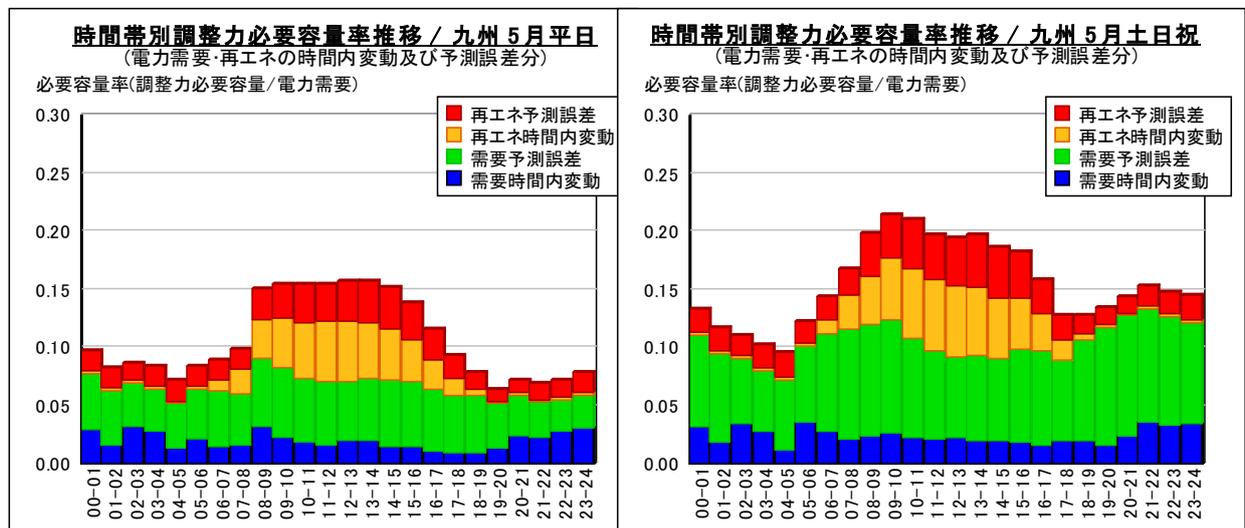
3-1-1-1.で説明したとおり九州地域において最小需要期(5月)の昼間の時間帯に年間の残余需要が最低となるため、原子力発電は定期検査に入り火力発電の多くは計画停止している状態にある。ところが、近年の太陽光発電の導入拡大によって残余需要が最小で火力発電が大部分計画停止している時間帯に調整力需要が極大となるため、当該時間帯での調整力需給の運用が非常に厳しい状況となっていることが理解される。

図 3-1-4-1-2-3.及び-4.に九州地域の最小需要期(5月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率の発生確率の「等高線」推移(平日・土日祝日)を示す。

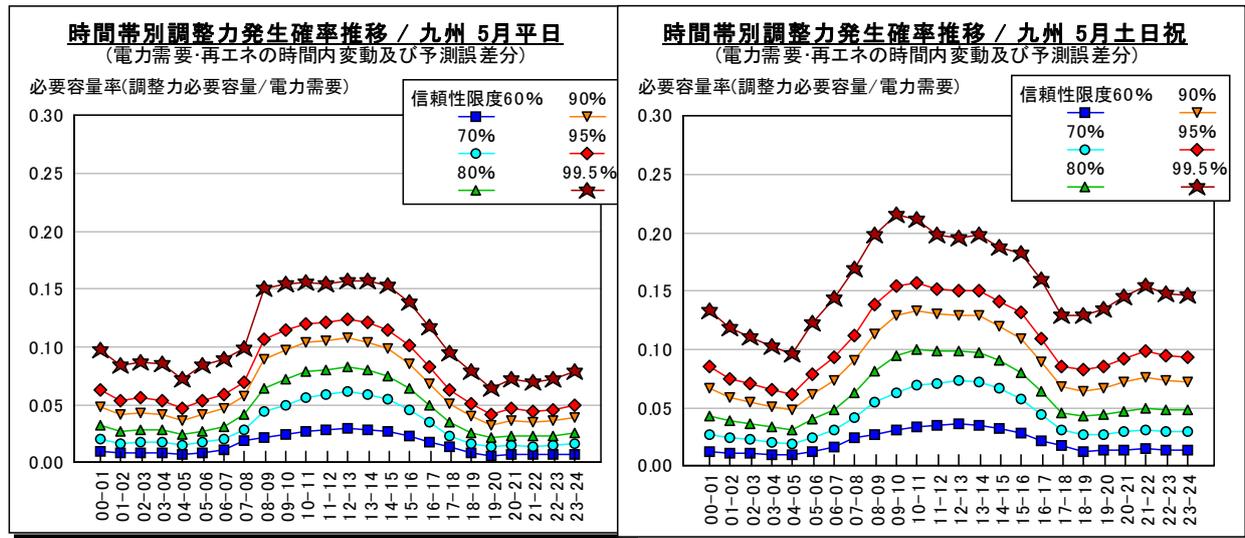
最小需要期(5月)においても確率分布は「裾野の広い」分布となっているが、太陽光発電など再生可能エネルギー発電の時間内変動は正規分布ではないため、最大需要期(8月)と比べて分布の形状が異なり相対的に裾野の広がり小さいことが理解される。

例えば最小需要期(5月)で平日昼間の必要容量率が最大で 15 %に達する時間帯において、信頼度水準 90 % (発生確率 20 %迄)に対応する必要容量率はほぼ 2/3 の 10 %前後であり、残りの 1/3 が信頼度水準 90 ~ 99.5 % (発生確率 20 ~ 1 %)に対応したものであり、最大需要期(8月)よりも確率分布の裾野の広がり小さく比較的大きな容量迄調整力需要の発生確率が高い状態となっていることが理解される。

[図 3-1-4-1-1-1.及び-2. 九州地域の最小需要期(5月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率及び要因別内訳構成推移(平日、土日祝日)]



[図 3-1-4-1-2-3.及び-4. 九州地域の最小需要期(5月)での時間内変動及び予測誤差による必要容量率の発生確率の「等高線」推移(平日、土日祝日)]



3-1-4-2. 調整力需要のうち発電機などの計画外停止への対応に必要な容量と確率分布の推計結果 (表 3-1-4-2-1-1., 図 3-1-4-2-1-1.及び-2.参照)

3-1-3.においては、調整力需要を構成する要因のうち発電種別での発電機などの計画外停止確率について説明したが、本項においては引続き具体的に九州地域を事例として、発電種別での発電機などの計画外停止確率を月別・時間帯別の電源構成に応じて合成した結果を示す。

当該合成結果については、調整力需要に関して各要因の確率分布から推計される信頼度水準 99.5 %に対応するための必要容量率(該時間帯での調整力必要容量の電力需要に対する比率)及び発電種別内訳を、2018 年度の実績値に基づき九州地域での最大残余需要期(8月・平日)及び最小残余需要期(3月・土日祝日)での計画外停止確率の合成結果として月別・時間帯別推移による表現を用いて^{*106}説明する。

表 3-1-4-2-1-1.に九州地域での最大残余需要期(8月・平日)及び最小残余需要期(3月・土日祝日)における電源構成及び当該電源構成を用いて合成した計画外停止確率を示す。

図 3-1-4-2-1-1.及び-2.に参考として最大残余需要期(8月・平日)及び最小残余需要期(3月・土日祝日)における電源構成を示す。

既に 3-1-3-1.から-3.で説明したとおり、九州地域における火力発電など発電種別での発電機などの計画外停止確率はいずれも 1 %未満の非常に低い水準にあるが、最大残余需要期においては稼働している発電機の数が多くなるため、各時間帯で合成した計画外停止確率は最大残余需要期(8月・平日)の 19-20 時で 7.0 %程度と最大となる。

他方で稼働している発電機の少ない最小残余需要期(3月・土日祝日)の 11-12 時では 3.6%程度と最小となる。

*106 3-1-4-1.での時間内変動及び予測誤差と異なり、発電機などの計画外停止は離散的確率事象であること、計画外停止確率はどの地域・発電種別においても 2 %未満であることから、確率分布の「等高線」の検討は捨象している。

解りやすく言えば、発電機などの計画外停止は確率分布がポアソン分布に従う稀事象であり、発生確率の「等高線」を見てもほぼ全部が「裾」の部分に該当するため詳細に観察する意味に乏しい、ということである。

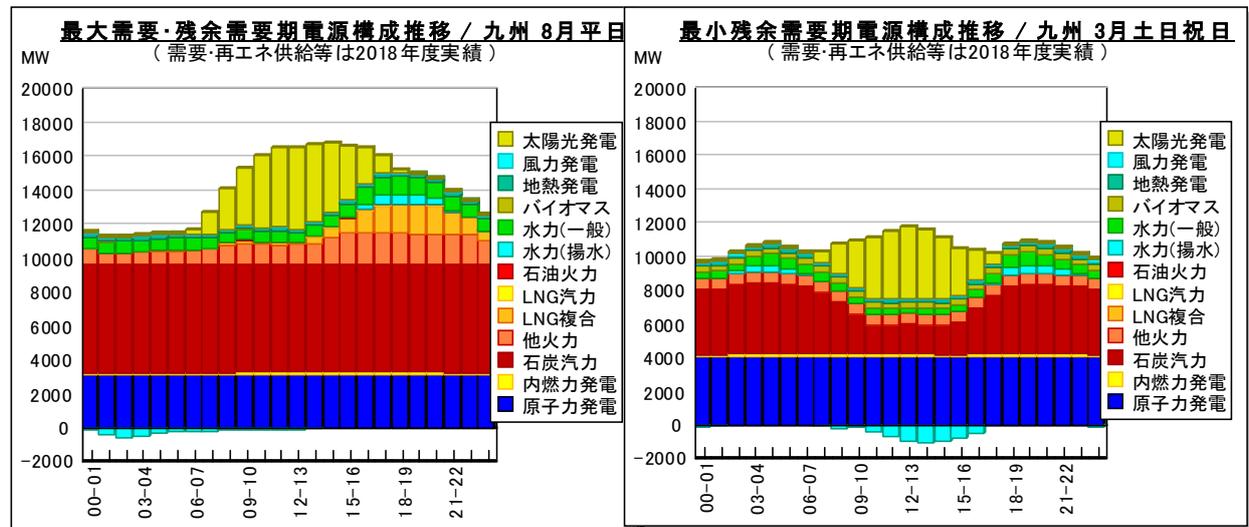
2-1-1-3.で説明したとおり、当該結果を地域・時間帯毎に上げ調整力に関する時間内変動及び予測誤差の確率分布の合成結果と比較していずれか大きい方を上げ調整力需要とするが、3-1-4-1.での結果から明らかなおと九州地域では発電機などの計画外停止確率は時間内変動及び予測誤差と比べて相対的に寄与度が小さい変動要因であると理解される。

[表 3-1-4-2-1-1. 九州地域での最大残余需要期(8月・平日)及び最小残余需要期(3月・土日祝日)における電源構成及び当該電源構成を用いて合成した計画外停止確率]

期間・時間帯/発電種別	最大/平均単機出力(MW)	発電電力量(MWh)	計画外停止確率	合成計画外停止確率
8月平日・ 18-19時 (最大残余需要期)				<u>0.0698</u>
火力発電				
石油火力	500 / 432.1	7.5	0.0003	0.0000
LNG 汽力	600 / 600.0	60.0	0.0003	0.0000
LNG 複合	480 / 201.8	1702.3	0.0018	0.0152
石炭火力	1000 / 457.6	6407.0	0.0019	0.0266
他火力	375 / 223.3	1786.5	0.0005	0.0040
水力発電(揚水)	300 / 287.5	499.1	0.0017	0.0030
原子力発電	1180 / 1035.0	3157.7	0.0069	0.0210
3月土日祝日・11-12時 (最小残余需要期)				<u>0.0361</u>
火力発電				
石油火力	500 / 432.1	0.0	0.0003	0.0
LNG 汽力	600 / 600.0	0.0	0.0003	0.0
LNG 複合	480 / 201.8	0.0	0.0018	0.0
石炭火力	1000 / 457.6	1690.9	0.0019	0.0070
他火力	375 / 223.3	651.5	0.0005	0.0015
水力発電(揚水)	300 / 287.5	(-639.2	0.0017)	---
原子力発電	1180 / 1035.0	4141.0	0.0069	0.0276

(表注) 太陽光・風力発電など計画外停止を考慮しない再生可能エネルギー発電による供給分を控除していることに注意。3月土日祝日 11-12時での揚水発電は揚水運用のため合成から除外する。
他火力とは鉄鋼ガス・製油所ガスなど工業プロセスの副生ガスを用いた火力発電を指す。

[図 3-1-4-2-1-1.及び-2. 九州地域での最大残余需要期(8月・平日)及び最小残余需要期(3月・土日祝日)における電源構成]



(図注) 電力需要・原子力・再生可能エネルギー発電などは実績値であり、汽力発電内訳を推計している。

3-2. 九州地域を例とした推計(2) 電力・調整力需給の推計

3-2-1. 九州地域における電力・調整力需給の推計結果

3-2-1-1. 2018 年度最大(・残余)需要期における電力・調整力需給の推計結果

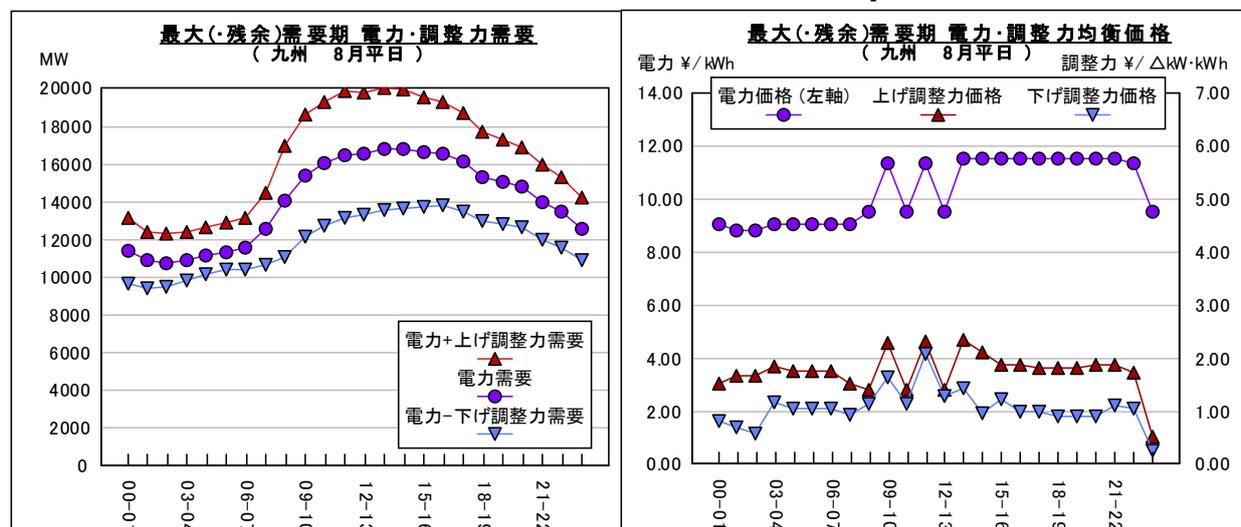
(図 3-2-1-1-1.及び-2.参照)

本項では電力・調整力需給の推計結果について、引続き九州地域の 2018 年度での電力需要及び再生可能エネルギー発電による供給実績を基礎とした推計結果の説明を行う。

最初に 2018 年度最大(・残余)需要期(8 月・平日)における電力・調整力需給の推計結果^{*107}について説明する。

図 3-2-1-1-1.に 2018 年度最大(・残余)需要期(8 月・平日)における九州地域での電力・調整力需要容量の推計結果、図 3-2-1-1-2.に 2018 年度最大(・残余)需要期(8 月・平日)における九州地域での電力・調整力均衡価格の推計結果を示す。

[図 3-2-1-1-1.及び-2. 2018 年度最大(・残余)需要期(8 月・平日)における九州地域での電力・調整力需要容量及び電力・調整力均衡価格の推計結果]



九州地域では夏期 8 月平日のうち 14-15 時の昼間の時間帯で年間最大需要となり、18-19 時の夕方日没直後の時間帯で年間最大残余需要となる。また夏期の昼間から夕方に掛けては上げ及び下げ調整力需要についても極大値となるため、他の月には稼働しない石油火力発電及び LNG 汽力発電が上げ調整力を供給するために最低出力で待機運転を行っているものと推定される。

このため電力の均衡価格は¥9.0/kWh ~¥12.0/kWh と年間を通じて最も高い水準になると推計される。上げ調整力価格は¥2.0/Δ kW·kWh 前後、下げ調整力価格は¥1.0/Δ kW·kWh

*107 既に 2-2-1.で説明したとおり、当該上げ及び下げ調整力価格は二次及び三次①迄の調整力価格である。一次調整力の価格については 1-1-3-4.で説明したとおり米国・欧州での実績から二次及び三次①迄の調整力価格の 3 ~ 5 倍であると推定されるが、現状において国内での一次調整力の価格を推計するために必要な情報が得られないため、今後の課題としたい。

*108 九州地域の季節別(4 月,7 月,10 月及び 1 月)での電力・調整力需などの推計結果を参考図表 2.として巻末に添付する。

前後で安定的に推移する^{*109}と推計される。

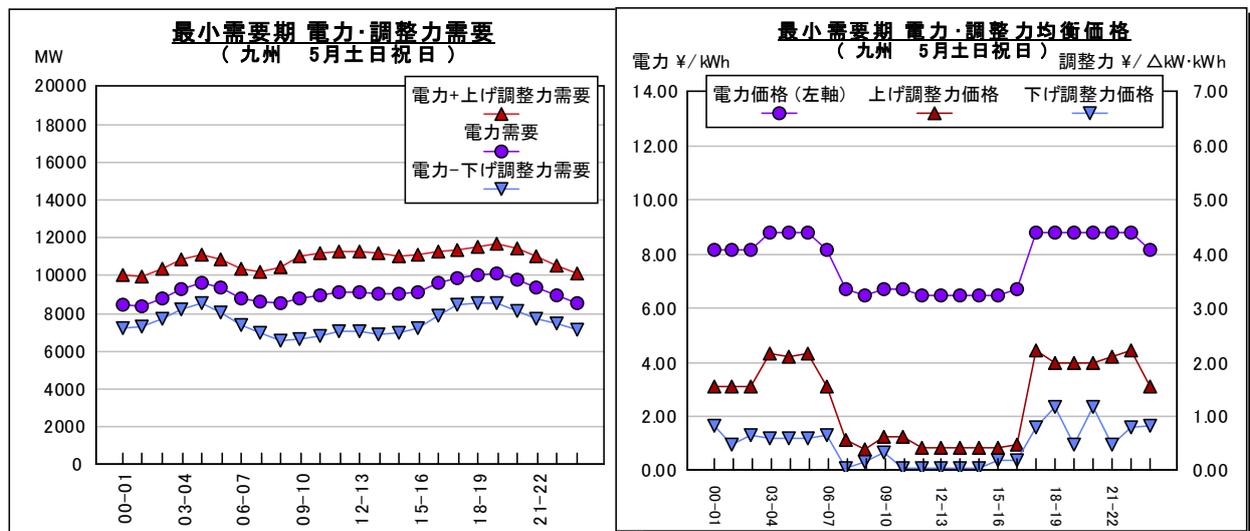
3-2-1-2. 2018 年度最小需要期における電力・調整力需給の推計結果

(図 3-2-1-2-1-1.及び-2.参照)

次に 2018 年度最小需要期(5 月・土日祝日)における電力・調整力需給の推計結果について説明する。

図 3-2-1-2-1-1.に 2018 年度最小需要期(5 月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力需要容量の推計結果、図 3-2-1-2-1-2.に 2018 年度最小需要期(5 月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力均衡価格の推計結果を示す。

[図 3-2-1-2-1-1.及び-2. 2018 年度最小需要期(5 月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力需要容量及び電力・調整力均衡価格の推計結果]



九州地域では春期 5 月土日祝日のうち深夜 01-02 時の時間帯で年間最小需要となる。当該月においては全部の時間帯で石油火力発電や LNG 火力発電は稼働しておらず、石炭火力発電及び鉄鋼ガスなど他火力発電が稼働している。

残余需要の関係から昼間の時間帯では上げ又は下げ調整力を供給する発電機の変費用と電力の均衡価格に差がないが、電源構成の関係から夜明前及び日没後では可変費用と均衡価格の差が比較的大きくなっているものと推定される。具体的には昼間の時間帯では残余需要が小さく限界発電機も上げ調整力を供給する発電機も石炭火力発電であるが、夜明前及び日没後では残余需要が大きく電力需要と上げ調整力需要の合計が丁度可変費用の高い鉄鋼ガスなど他火力発電に掛かり、上げ及び下げ調整力の大部分を可変費用の低い石炭火力発電が供給し両者の差が大きい状態となるためこのような価格推移となっている。

このため電力の均衡価格は¥6.0/kWh ~ ¥9.0/kWh で推移し、上げ調整力価格は¥1.0 ~

*109 3-1-1-2.で説明するとおり九州地域において上げ及び下げ調整力価格が年間を通じて最大となるのは最小需要期を含む春期であり、最大需要期や最大残余需要期あるいは最小残余需要期ではない。

2-2-1.他で説明したとおり、上げ及び下げ調整力価格は調整力を供給する発電機の変費用と当該時間帯での電力需給における均衡価格の差($P^*(t)-VC_x$)及び当該発電機の容量に相当する調整力需要の発生確率(Φ_d 又は $1-\Phi_u$)で決定されるため、電力需給における均衡価格($P^*(t)$)の高低は調整力価格に直接的には影響しないことを想起ありたい。

また同様の理由から九州地域以外の地域でも必ず同様の結果となる訳ではないことに注意ありたい。

¥4.0/△ kW・kWh、下げ調整力価格は¥0.1～¥2.0/△ kW・kWh となり、いずれも昼間の時間帯に大きく下落して推移するものと推計される。

3-2-1-3. 2018 年度最小残余需要期における電力・調整力需給の推計結果

(図 3-2-1-3-1-1.及び-2.参照)

最後に 2018 年度最小残余需要期(3 月・土日祝日)における電力・調整力需給の推計結果について説明する。

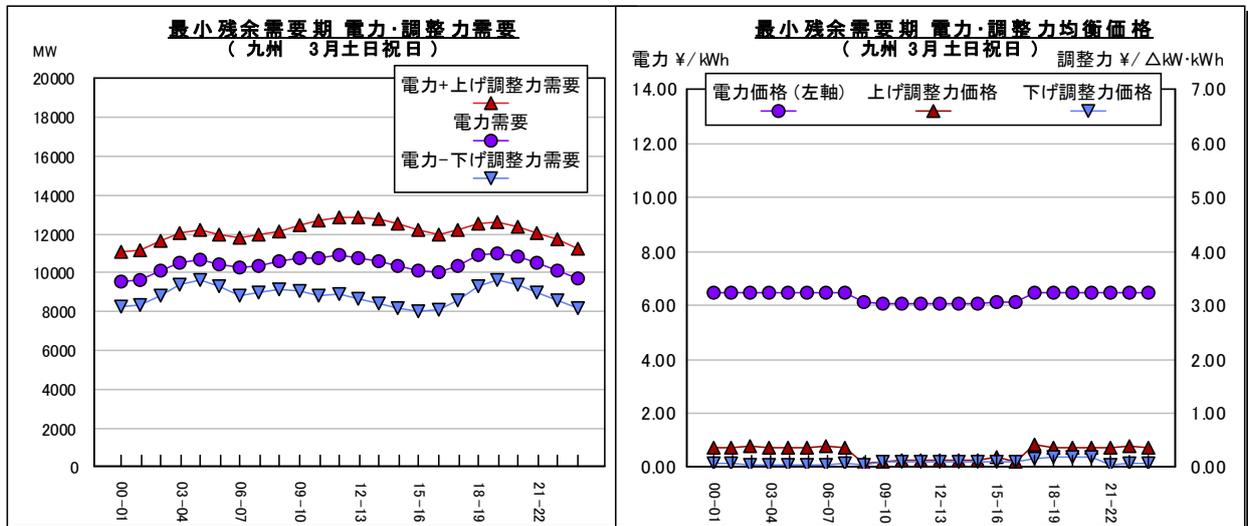
図 3-2-1-3-1-1.に 2018 年度最小残余需要期(3 月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力需要容量の推計結果、図 3-2-1-3-1-2.に 2018 年度最小残余需要期(3 月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力均衡価格の推計結果を示す。

九州地域では春期 3 月土日祝日のうち昼間 12-13 時の時間帯で年間最小残余需要となる。当該月においては全部の時間帯で石油火力発電や LNG 火力発電は稼働しておらず、石炭火力発電及び鉄鋼ガスなど他火力発電が稼働している。

最小残余需要期においては、ほぼ全部の時間帯で残余需要が非常に小さく上げ及び下げ調整力需要も小さいため、上げ又は下げ調整力を供給する発電機の可変費用と電力の均衡価格の差が殆どない状態となっていると推定される。

このため電力の均衡価格は¥6.0/kWh 前後で非常に安定的に推移し、上げ調整力価格は¥0.1～¥0.5/△ kW・kWh、下げ調整力価格は¥0.1～¥0.2/△ kW・kWh と非常に低い水準で推移するものと推計される。

[図 3-2-1-3-1-1.及び-2. 2018 年度最小残余需要期(3月・土日祝日)における九州地域での電力・調整力需要容量及び電力・調整力均衡価格の推計結果]



3-2-2. 九州地域における電源種別別固定費用回収率などの推計結果

3-2-2-1. 2018 年度における推定電源種別年間固定費用回収率 (表 3-2-2-1-1.参照)

本項では電力・調整力需給の推計結果を基礎として、引続き九州地域の 2018 年度での電源種別別年間固定費用回収率についての推計結果の説明を行う。

2-1-4.において説明したとおり、火力及び原子力発電については固定費用について電力需給の均衡価格と可変費用の差分による電力需給による利益及び調整力供給による利益に

より固定費用の回収が行われるものと考えられる。また 2-2-2.において説明したとおり予備力の中心となる高経年火力発電設備については、修繕費・維持費などの固定費用の採算状態から発電事業者の存続判断が行われるものと考えられる。

こうした発電設備の新增設・休廃止に関する基礎的指標として、2018 年度における九州地域の電源種別年間固定費用回収度を推計した。

表 3-2-2-1-1-1.に 2018 年度における九州地域での推定電源種別年間固定費用回収度について示す。

九州地域における石油火力発電及び LNG 汽力発電については年間回収固定費用の大部分を上げ調整力による収入から得ているが、いずれも収入が非常に小さく修繕費・維持費などの固定費用を全く回収できていないことが観察される。

LNG 複合火力発電については、電力供給による収入より上げ調整力による収入が大きくなっているが、収入が小さく固定費用回収度が 0.34 程度しかないことが観察される。

石炭火力発電及び鉄鋼ガスなど他火力発電については、電力供給による収入が上げ及び下げ調整力による収入を上回っており、固定費用回収度が 2.0 を超える非常に大きな値となっていることが観察される。

火力発電以外では原子力発電及び水力(一般)発電について固定費用回収度が 1.0 を超えているが、水力(揚水)発電については年間を通じて赤字であり固定費を全く回収できていないことが観察される。

但し上記結果は 2-1-4.及び 2-2-2.で説明したとおり火力発電の修繕費・維持費などの年要回収固定費用について年間固定費用の設備容量当平均値を用いているため、例えば LNG 複合火力発電と石炭火力発電の固定費用を同じと見なしているなど、必ずしも精度が高くない推計である^{*110} ことに注意が必要である。

[表 3-2-2-1-1-1. 2018 年度における九州地域での推定電源種別年間固定費用回収度]

発電種別	年間回収固定費用 (百万円)				年要回収固定費用	固定費用回収度
	電力供給分	上げ調整力分	下げ調整力分			
火力発電	160,192	142,348	10,103	7,742	112,778	1.420
石油火力発電	123	1	122	0	20,019	0.006
LNG 汽力発電	540	4	536	0	13,192	0.041
LNG 複合火力発電	7,026	1,879	4,882	265	20,704	0.339
石炭火力発電	125,410	117,390	1,026	6,995	46,956	2.671
他火力発電	27,093	23,074	3,537	482	11,907	2.276
原子力発電	139,583	139,583	---	---	121,654	1.147
水力(揚水)発電	▲ 2,907	▲ 2,907	---	---	22,853	▲ 0.127
地熱発電	6,437	6,437	---	---	6,802	0.946
バイオマス発電	7,467	7,467	---	---	2,873	2.599
水力(一般)発電	41,832	41,832	---	---	19,358	2.161
(総合計)	352,605	334,761	10,103	7,742	286,317	1.232

(表注) 年要回収固定費用は九州電力有価証券報告書からの設備容量当平均値であり、必ずしも精度が高くない目安であることに注意が必要である。運転開始から 40 年以上経過した発電機については 2-2-2-2.

*110 当該発電種類別の年要回収固定費用の推計精度の問題については、ここでの有価証券報告書による一律の推計に代えて補論 5 で説明するような発電種類別の新設費用などをシミュレーションにより推計する方法が考えられる。

このようなシミュレーションは不可能ではないものの膨大な工数を要するものであり、今後の課題としたい。

での考え方に基づき 20 年前(2000 年度)の減価償却費を除く設備容量当平均値を適用している。
水力(一般)及び水力(揚水)発電については調整力を供給しないと仮定した場合での試算である。

3-2-2-2. 電源種類別年間固定費用回収度から推定される発電設備の新增設・休廃止

3-2-2-2-1. LNG 複合火力発電及び石炭火力発電の新增設 (表 3-2-2-2-1-1.参照)

3-2-2-2-1.の結果から、LNG 複合火力発電及び石炭火力発電についての固定費用回収度については石炭火力発電の方が圧倒的に高いことが理解される。

当該理解を基礎に 2-1-4-1.の考え方に従い、仮想的に最新鋭の LNG 複合火力発電及び石炭火力発電を 1MW 相当の設備容量で新設した場合の回収固定費用による新增設の可否判定を実施した。

表 3-2-2-2-1-1.に九州地域における 2018 年度での LNG 複合火力発電及び石炭火力発電の新增設の可否判定結果を示す。

当該判定の結果、2018 年度の状態が維持されるのであれば九州地域においては最新鋭の LNG 複合火力発電及び石炭火力発電はいずれも新設に必要な固定費用を回収でき、新增設が十分可能であることが判明した。

実際に九州地域においては LNG 複合火力発電として 2016 年度に新大分 3 号機 4 軸 (480MW)が新設され運転開始し、また石炭火力発電として 2019 年度運転開始を目標に松浦 2 号機(1,000MW)の建設が進められているところであり、当該新增設の可否判定結果の妥当性を裏付けているものと考えられる。

[表 3-2-2-2-1-1. 九州地域における 2018 年度での LNG 複合火力発電及び石炭火力発電の新增設の可否判定結果]

発電種別	年間回収固定費用 (百万円)				年要回収固定費用	平均新設費用
	電力供給分	上げ調整力分	下げ調整力分			
LNG 複合火力発電 (効率 0.536)	8.3	4.2	3.8	0.3	7.3	6.8 / 3.8
石炭火力発電 (効率 0.419)	25.0	24.9	0.0	0.1	7.3	10.0 / 7.6

(表注) 表は仮想的に 1MW の最新鋭の火力発電設備を新增設した際の回収固定費用を推計した結果である。
年要回収固定費用は九州電力有価証券報告書からの設備容量当平均値である。平均新設費用は補論 5. で推計した新設費用のうち実勢耐用年数 40 年での純新設/増新設の場合での費用である。

3-2-2-2-2. 石油火力発電及び LNG 火力発電など高経年火力発電の休廃止

3-2-2-2-1.の結果から、九州地域での石油火力発電及び LNG 火力発電については上げ及び下げ調整力による収入を考慮した場合でかつ有価証券報告書からの設備容量当の平均要回収固定費用の精度を考慮した場合であっても、修繕費・維持費などの固定費用が殆ど回収できていないことが理解される。

九州地域における 2018 年度の最大需要(14,369MW)に対する予備率は火力・原子力発電分だけで 10.3 %であるが、石油火力発電 3,024MW 及び LNG 火力発電 1,800MW を全部除いてしまうと予備率が負となり、再生可能エネルギー発電による供給などを考慮しても年間最大需要を賄えなくなる計算となる。

従って九州地域内で必要な予備率を維持するためには、現行の「電源 I」などの容量調達

制度によって高経年・低稼働電源の固定費用を補填し、予備力を供給する発電設備容量を一定程度確保しておくことが必要であることが理解される。

3-2-3. 九州地域における電力・調整力需給などの燃料価格による感度分析

3-2-3-1. 発電用燃料価格の変動と感度分析の設定 (図 3-2-3-1-1.参照)

本項では 3-2-1.での電力・調整力需給及び 3-2-2.での電源種類別年間固定費用回収度の推計結果について、頑健性を確認するため LNG 及び一般炭など発電用燃料価格の変動に対する感度分析を行う。

2-2-1.で説明したとおり上げ及び下げ調整力についての価格は、当該時点の電力の均衡価格と各発電機の可変費用の差($P^*(t)-VCx$)と当該発電機の調整力需要の発生確率(Φdx 又は $1-\Phi ux$)により決定される。

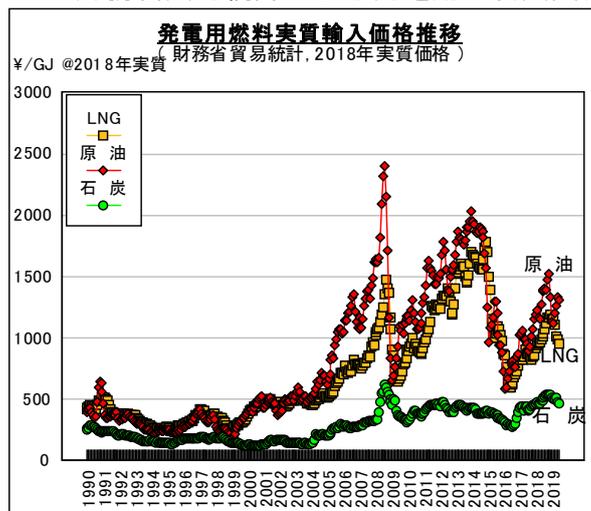
ここで調整力需要の発生確率については、利用可能な試料数・期間数の関係から 2016 年度から 2018 年度の実績値によって「発生確率」そのものは推計可能であるものの「発生確率の変動」を観察することは非常に困難である。また電力需要や再生可能エネルギー発電の時間内変動や予測誤差などが短期的に大きく変動することは想定しにくい事象であり、そもそも感度分析に適さない可能性が考えられる。

他方で LNG や一般炭などの発電用燃料価格については電力の均衡価格や各発電機の可変費用に直接的に影響を与える要因であり、毎月・毎年度で価格水準が非常に大きく変動していることから感度分析に適しておりまた感度分析を実施しておく必要がある要因であると考えられる。

図 3-2-3-1-1.に財務省貿易統計による発電用燃料実質輸入価格推移を示す。

2016 年度から 2018 年度の 3 年間(36 ヶ月)での原油・LNG 及び一般炭の変動係数は、それぞれ 0.22,0.20,0.19 であることから、2018 年度実績値からこれらの主要発電用燃料価格を $\pm 20\%$ 変化させた値を高位・低位として設定し感度分析を行うこととする。

[図 3-2-3-1-1. 財務省貿易統計による発電用燃料実質輸入価格推移]



(図注) 実質化は内閣府経済社会総合研究所国民経済計算 GDP デフレーター(連鎖・四半期)による。

3-2-3-2. 最大(・残余)需要期における電力・調整力均衡価格の感度分析結果

(図 3-2-3-2-1-1.~3.参照)

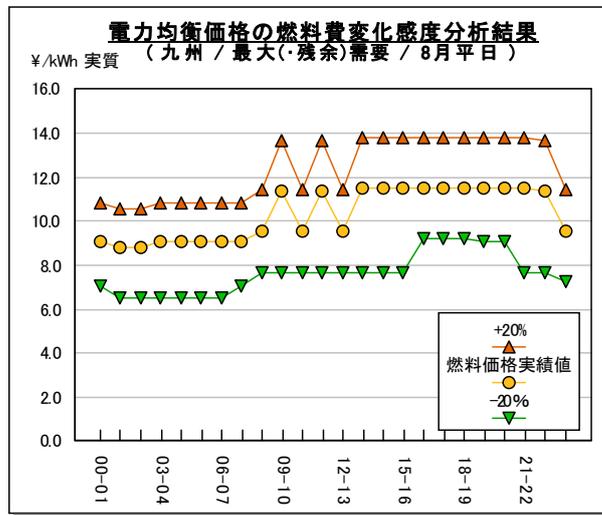
3-2-3-1.での設定に基づいて、LNG・一般炭など発電用燃料価格を 2018 年度実績値から ±20 %変動させた場合の電力均衡価格について、九州地域の最大(・残余)需要期(8月・平日)について試算し結果を比較した。

図 3-2-3-2-1-1.に発電用燃料価格の変動による電力均衡価格の感度分析結果を、図 3-2-3-2-1-2.及び-3.に上げ及び下げ調整力均衡価格の感度分析結果を示す。

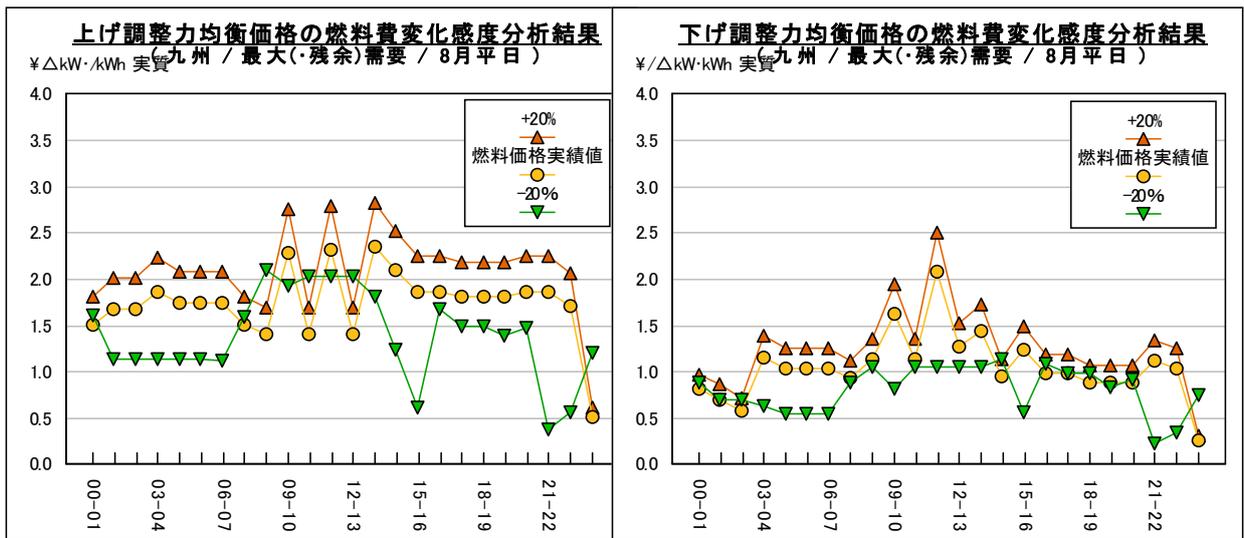
九州地域の最大(・残余)需要期における電力の均衡価格は発電用燃料価格の変動に対して概ね比例的に変化しているが、上げ及び下げ調整力では巨視的に見た場合に発電用燃料価格の変動と変化の方向は一致しているものの、時間帯により変化の動向に非常に大きな差異があることが観察される。

特に上げ調整力の深夜・昼間の時間帯においては、発電用燃料価格の下落時の方が上昇時よりも均衡価格が高くなる「逆転」が生じる場合があることが観察される。

[図 3-2-3-2-1-1. 発電用燃料価格変動による電力均衡価格感度分析結果(九州 8月平日)]



[図 3-2-3-2-1-2,-3. 発電用燃料価格変動による調整力均衡価格感度分析結果(九州 8月平日)]



3-2-3-3. 最小需要期における電力・調整力均衡価格の感度分析結果

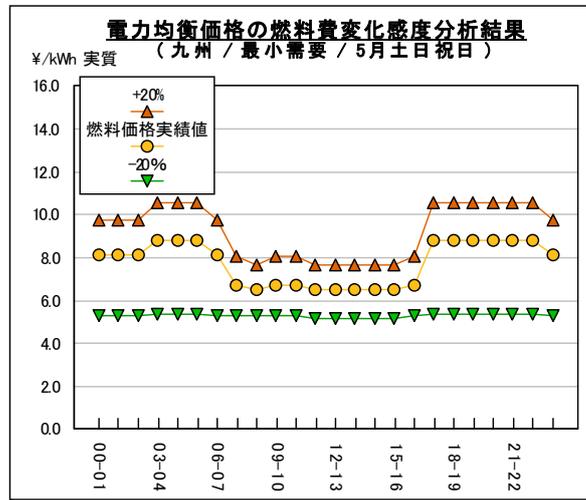
(図 3-2-3-3-1-1.~3.参照)

3-2-3-1.での設定に基づいて、LNG・一般炭など発電用燃料価格を 2018 年度実績値から

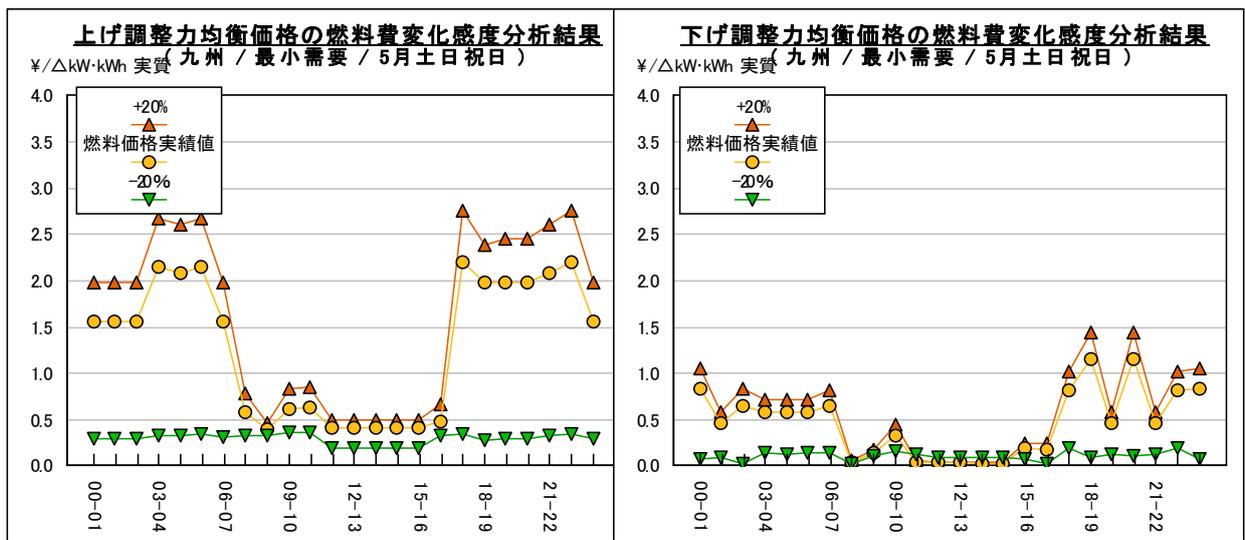
±20 %変動させた場合の電力・調整力均衡価格について、九州地域での最小需要期(5月・土日祝日)について試算し結果を比較した。

図 3-2-3-3-1-1.に発電用燃料価格の変動による電力均衡価格の感度分析結果を、図 3-2-3-3-1-2.及び-3.に上げ及び下げ調整力均衡価格の感度分析結果を示す。

[図 3-2-3-3-1-1. 発電用燃料価格変動による電力均衡価格感度分析結果(九州 5月土日祝日)]



[図 3-2-3-3-1-2,-3. 発電用燃料価格変動による調整力均衡価格感度分析結果(九州 5月土日祝日)]



九州地域の最小需要期における電力の均衡価格は発電用燃料価格の上昇に対しては概ね比例的に変化しているが、下落に対しては夕方から早朝の夜間において大幅に価格が下がって推移することが観察される。

上げ調整力については発電用燃料価格の変動の動向は電力の均衡価格の変動の動向と概ね同じであり、発電用燃料価格の上昇に対しては比例的であるが下落については夜間の時間帯を中心に大幅に均衡価格が下がって推移することが理解される。

他方で下げ調整力については、発電用燃料価格が上昇した際においても下げ調整力の均衡価格の変化はわずかであり、下落した際には夜間の時間帯を中心に大幅に均衡価格が下がって推移することが理解される。

このように最小需要期に上げ及び下げ調整力が発電用燃料価格の下落時に不安定な動き

をする理由としては、九州地域での最小需要期の調整力はほぼ石炭火力発電及び鉄鋼ガスなど他火力発電が供給しており各時間帯の均衡価格と発電機の変費用の差($P^*(t)-VCx$)が非常に小さいが、電力・調整力の均衡価格の基礎となる発電機の変費用順序が比較的大きく入れ替わることから、発電用燃料価格の下落に対して調整力の均衡価格が受ける影響が鋭敏化するためと考えられる。

3-2-3-4. 電源種別年間固定費回収度の感度分析結果 (表 3-2-3-5-1-1.参照)

3-2-3-1.での設定に基づいて、LNG・一般炭など発電用燃料価格を 2018 年度実績値から $\pm 20\%$ 変動させた場合の電源種別年間固定費回収度について試算し結果を比較した。

表 3-2-3-4-1-1.に発電用燃料価格変動による電源種別年間固定費回収度の感度分析結果を示す。

3-2-3-2.及び-3.で見たとおり、最大需要期及び最小需要期での上げ及び下げ調整力の均衡価格は発電用燃料価格の変動に対して不安定に変化している。

年間を通じてみた場合には、発電用燃料価格が 20%上昇した際には上げ及び下げ調整力による固定費回収分はそれぞれ 22%・23%程度の増加となっており、電力による固定費回収分の 27%増加と比べると増加幅が若干小さい程度となっていることが観察される。

他方で発電用燃料価格が 20%下落した際には上げ及び下げ調整力による固定費回収分はそれぞれ 51%・46%の減少となっており、電力による固定費回収分の 40%減少と比べると減少幅が 2 倍以上となり非常に大きくなっていることが観察される。

当該結果から、年間を通じて見た場合に九州地域における上げ及び下げ調整力の均衡価格は発電用燃料価格の変化に大きく影響されるが、特に発電用燃料価格の下落時の影響が非常に大きく燃料価格の上昇・下落に対して非対称な動きをすること、電力の均衡価格と比べて変化の方向は同じであるものの変化の程度は大きく異なり燃料価格の下落時に固定費回収度が 2 倍以上大きく減少することが理解される。

[表 3-2-3-4-1-1. 発電用燃料価格変動による電源種別年間固定費回収度の感度分析結果]

発電種別	発電用燃料価格+20%変動時 年間回収固定費用(百万円)			発電用燃料価格-20%変動時 年間回収固定費用(百万円)		
	電力供給分	上げ調整力分	下げ調整力分	電力供給分	上げ調整力分	下げ調整力分
火力発電	174,832	12,337	9,493	88,238	4,953	4,200
石油火力発電	1	146	0	0	32	0
LNG 汽力発電	4	644	0	0	68	0
LNG 複合火力発電	2,254	5,945	318	388	2,240	48
石炭火力発電	145,030	1,208	8,593	55,501	1,222	4,020
他火力発電	27,542	4,395	582	32,350	1,391	131
原子力発電	185,683	---	---	75,252	---	---
水力(揚水)発電	▲3,459	---	---	▲1,939	---	---
地熱発電	8,273	---	---	3,842	---	---
バイオマス発電	9,593	---	---	4,525	---	---
水力(一般)発電	50,442	---	---	29,860	---	---
(総合計)	425,364	12,337	9,493	199,779	4,953	4,200
(対 2018 年度実績比)	(1.271)	(1.221)	(1.226)	(0.597)	(0.490)	(0.542)

(表注) 評価基準である 2018 年度実績燃料価格を用いた試算結果については表 3-2-2-1-1-1.を参照。

4. 九州地域を例とした電力・調整力需給の都道府県間需給への変換

4-1. 九州地域を例とした電力・調整力需給の都道府県間需給への変換

4-1-1. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(1) 最大需要

(図 4-1-1-1-1.及び表 4-1-1-1-1.参照)

本項においては、3-2.での九州地域を例とした電力・調整力需給の推計結果を基礎として、2-3.で説明した方法に従い当該電力・調整力需給を都道府県間需給に変換した結果について説明する。

最初に九州地域での 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用を推計した結果について説明する。

図 4-1-1-1-1.及び表 4-1-1-1-1.に九州地域内の 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

(1) 電力需給

2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における九州地域内の電力需給では、長崎・佐賀・大分・熊本及び鹿児島が供給超過、福岡及び宮崎が需要超過となっている。

需要超過となる地点のうち福岡が関門連系線による地域間連系送電分 2,464MW を含めて 5,438MW に達する需要超過となっているため、大分・佐賀及び熊本の 3 方向から福岡に向けて送電が行われている。

特に大規模な原子力・石炭火力発電が立地する長崎及び佐賀からの潮流値が 3,708MW と非常に大きく、大分及び熊本からの潮流値は 1,144MW・585MW 程度となっている。

(2) 上げ調整力需給

当該時間帯での上げ調整力需給については、LNG 複合火力発電が集中的に立地する大分のみが供給超過であり、他全部の県が需要超過となっている。

このため九州地域内の上げ調整力の不足分 2,025MW は全て大分から供給され、福岡を経由して佐賀及び熊本方向の各県へ分配される構造となっている。

(3) 下げ調整力需給

当該時間帯での下げ調整力については、大規模な火力発電が立地する大分及び長崎が供給超過であり、他全部の県が需要超過となっている。

このため九州地域内の下げ調整力の不足分 1,490MW は長崎及び大分から福岡を経由して熊本方面の各県へ送られる構造となっている。当該時間帯においては需要及び再生可能エネルギー発電の両方が極大化するため、調整力を供給する火力発電の設備容量が小さい熊本・鹿児島・宮崎については上げ及び下げ調整力とも需要超過となっている。

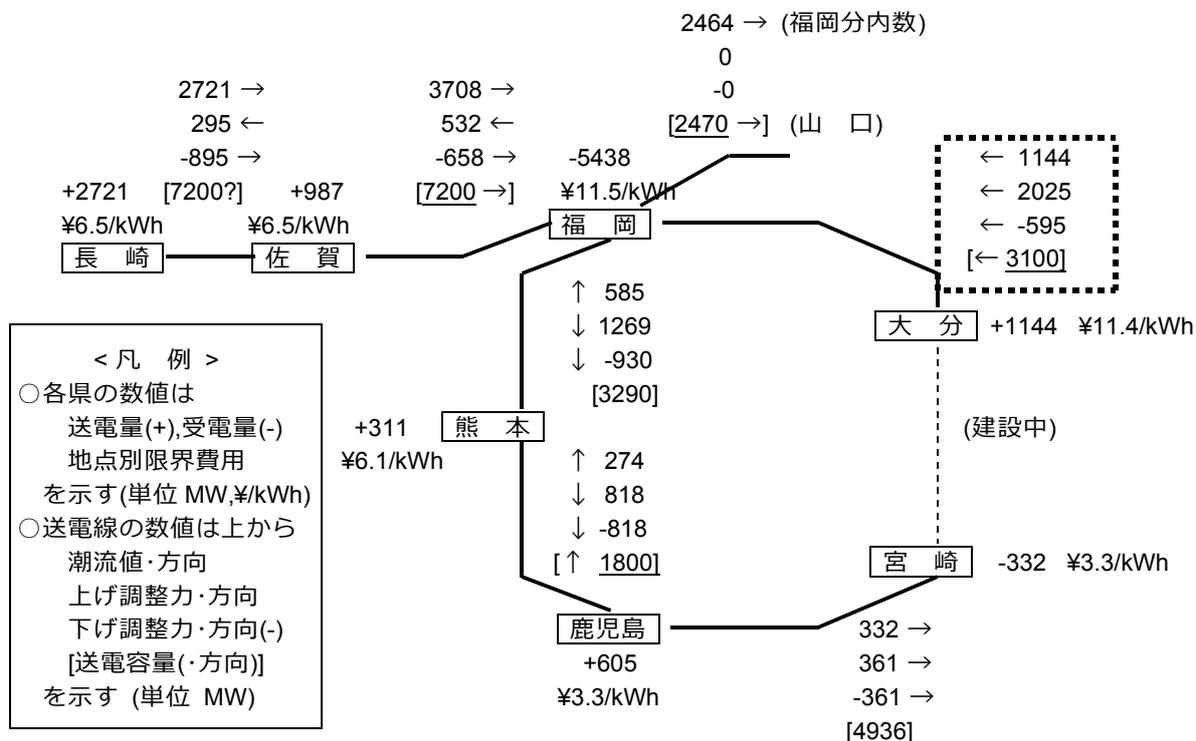
(4) 地点別限界費用

当該時間帯での地点別限界費用については、原子力発電・再生可能エネルギー発電での供給比率が大きい鹿児島・宮崎で¥3.3/kWh と最も廉価となっており、大規模な石炭火力発電が立地する長崎・熊本で¥6.5/kWh・¥6.1/kWh となっている。

佐賀では県内の地点内限界費用は¥3.3/kWh であるが、長崎から福岡への送電分が存在するため地点別限界費用は¥6.5/kWh となっている。

当該時間帯では可変費用の高い LNG 汽力及び石油火力発電が上げ調整力供給のために多数稼働しているため、これらの発電所が多数立地する大分及び福岡では¥11.4/kWh・¥11.5/kWh と地点別限界費用が非常に高くなっている。

[図 4-1-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[表 4-1-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]

	942 長崎	941 佐賀	940 福岡	944 大分	943 熊本	946 鹿児島	945 宮崎
電力需要	1372	1126	7808	1458	1991	1713	1188
県内	1372	1126	5344	1458	1991	1713	1188
連系線	--	--	2464	--	--	--	--
電力供給	4094	2113	2370	2603	2302	2318	856
汽力	3700	--	1402	1892	1575	0	--
原子力	--	1800	--	--	--	1358	--
揚水	--	+4	--	--	+3	--	+8
再エネ	393	308	968	711	724	960	848
(需給差)	+2721	+987	-5438	+1144	+311	+605	-332
上げ調整力需要	295	237	1018	345	452	457	361
供給	0	0	795	2370	0	0	0
(需給差)	-295	-237	-223	+2024	-452	-457	-361
下げ調整力需要	-295	-237	-1018	-345	-452	-457	-361
供給	-1190	0	-695	-941	-339	0	0
(需給差)	-895	+237	+323	-595	+112	+457	+361
地点別限界費用	6.5	6.5	11.5	11.4	6.1	3.3	3.3
連系	6.5	6.5	11.4	11.4	3.3	3.3	3.3
地点内	6.5	3.3	(11.5)	11.4	6.1	3.3	(2.5)

(表注) 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法及び地点別限界費用の算定方法については 2-3 参照。
 地点内限界費用の()は需要超過地域であり当該費用は連系限界費用に影響しないことを示す。

(5) 送電線混雑^{*111}

当該時間帯での九州地域内の送電線については、電力による潮流値の混雑は発生していない。運用容量に対する電力による潮流値の比率が高い送電線としては、関門連系線による地域間連系送電がほぼ運用容量一杯で中国地域向けに送電を行っていることが挙げられる。

他方で電力と上げ調整力の潮流値の合計を考慮した場合での福岡-大分間の送電線については、福岡向け運用容量 3,100MW に対して電力の潮流値が 1,140MW 程度で上げ調整力 2,025MW であるため、両者を加えた場合には当該運用容量をわずかに超過しており、確率は低いものの九州地域内での極端な需要増加や太陽光発電の出力低下が発生した際には当該区間の送電線で混雑が発生する可能性が示唆される。

4-1-2. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(2) 最大残余需要

次に九州地域での 2018 年度の最大残余需要時間帯(8 月・平日・18-19 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用を推計した結果について説明する。

図 4-1-2-1-1-1.及び表 4-1-2-1-1-1.に九州地域内の 2018 年度の最大残余需要時間帯(8 月・平日・18-19 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

(1) 電力需給

2018 年度の最大残余需要時間帯(8 月・平日・18-19 時)における九州地域内の電力需給では、長崎・佐賀及び大分が供給超過、福岡・熊本・鹿児島及び宮崎が需要超過となっている。

当該時間帯においても福岡が 4,901MW と最大の需要超過となるが、熊本以南が全地点で需要超過となるため、長崎・佐賀方面及び大分方面からの潮流のうち 333MW が熊本以南の各県に向けて送電が行われている。

(2) 上げ調整力需給

当該時間帯での上げ調整力需給については、大分及び福岡が供給超過であり他各県が需要超過となるため、九州地域内の上げ調整力の地点間不均衡分 1,289MW は全て大分及び福岡から佐賀及び熊本方向へ分配される構造となっている。

(3) 下げ調整力需給

当該時間帯での下げ調整力供給については、大分のみが供給超過であり他全県が需要超過となるため、九州地域内の下げ調整力の地点間不均衡分 1,546MW は全て大分から福岡を経由して佐賀及び熊本方向へ分配される構造となっている。

(4) 地点別限界費用

当該時間帯での地点別限界費用については、上述のとおり熊本以南が全地点で需要超過となるため、熊本・鹿児島・宮崎では大分と同じ¥11.4/kWh となる。

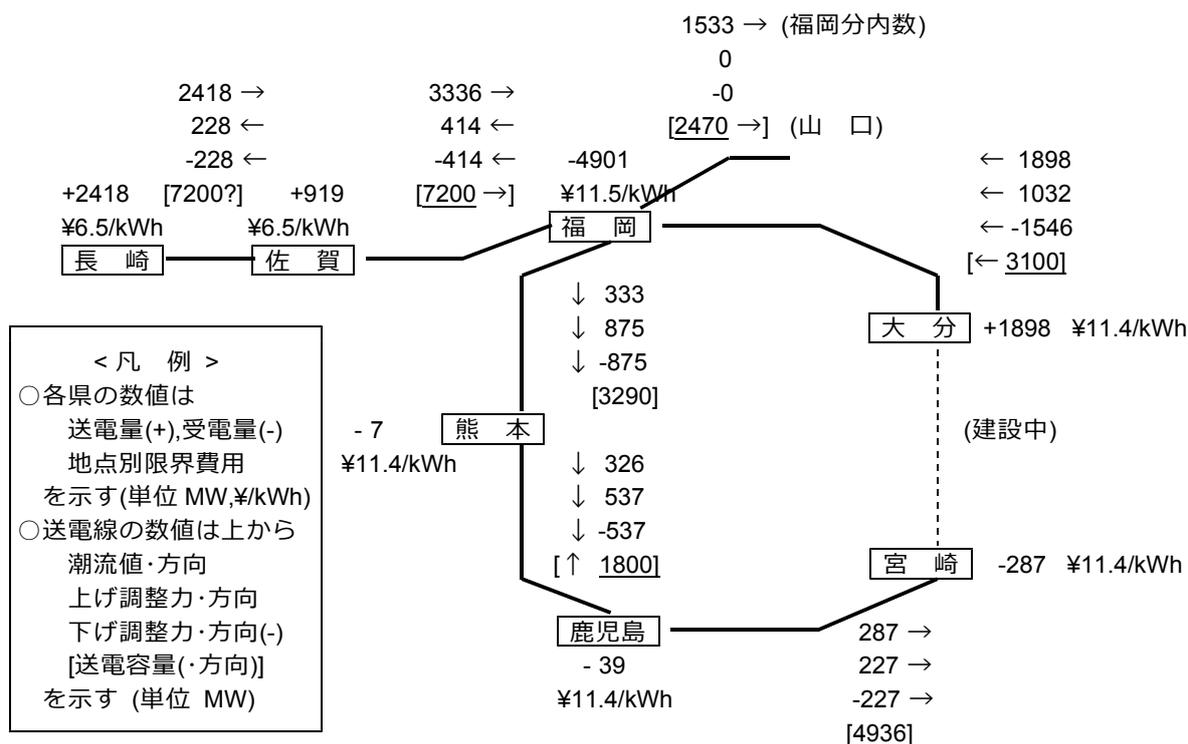
他方で大規模な石炭火力発電が立地する長崎では¥6.5/kWh であり、佐賀では長崎からの分を含めた福岡への送電分が存在するため地点別限界費用は¥6.5/kWh となっている。

(5) 送電線混雑

当該時間帯での九州地域内の送電線については、電力による潮流値の混雑は発生していない。また電力と上げ又は下げ調整力の潮流値の合計が運用容量などを超過する区間もなく、問題なく送電が行われているものと推定される。

*111 現状で地域内送電線の容量に関する情報開示の関係から、送電線混雑について評価が可能なのは九州地域のみである。

[図 4-1-2-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最大残余需要時間帯(8 月・平日・18-19 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[表 4-1-2-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最大残余需要時間帯(8 月・平日・18-19 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]

	942 長崎	941 佐賀	940 福岡	944 大分	943 熊本	946 鹿児島	945 宮崎
電力需要	1318	1082	6667	1401	1913	1646	1141
県内	1318	1082	5134	1401	1913	1646	1141
連系線	--	--	1533	--	--	--	--
電力供給	3736	2000	1766	3299	1906	1606	855
汽力	3700	--	1691	2978	1575	0	--
原子力	--	1798	--	--	--	1356	--
揚水	--	+150	--	--	+125	--	+299
再エネ	36	53	74	321	207	250	555
(需給差)	+2418	+919	-4901	+1898	- 6	- 39	-287
上げ調整力需要	228	186	852	251	338	310	227
供給	0	0	1109	1283	0	0	0
(需給差)	-228	-186	+257	+1032	-338	-310	-227
下げ調整力需要	-228	-186	-852	-251	-338	-310	-227
供給	0	0	-594	-1798	0	0	0
(需給差)	+228	+186	+258	-1546	+338	+310	+227
地点別限界費用	6.5	6.5	11.5	11.4	11.4	11.4	11.4
連系	6.5	6.5	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
地点内	6.5	3.3	(11.5)	11.4	(6.1)	(3.3)	(2.5)

(表注) 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法及び地点別限界費用の算定方法については 2-3 参照。
 地点内限界費用の()は需要超過地域であり当該費用は連系限界費用に影響しないことを示す。

4-1-3. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(3) 最小需要

次に九州地域での 2018 年度の最小需要時間帯(5 月・土日祝日・01-02 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用を推計した結果について説明する。

図 4-1-3-1-1-1.及び表 4-1-3-1-1-1.に九州地域内の 2018 年度の最小需要時間帯(5 月・土日祝日・01-02 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

(1) 電力需給

2018 年度の最小需要時間帯(5 月・土日祝日・01-02 時)における九州地域内の電力需給では、長崎・佐賀・大分及び熊本が供給超過、福岡・鹿児島及び宮崎が需要超過となっている。

当該時間帯においても福岡が 3,077MW と最大の需要超過となり、長崎・佐賀、大分及び熊本の 3 方向から送電が行われている。

最大需要及び最大残余需要の場合同様に、最小需要の時間帯においても大規模な原子力・石炭火力発電が立地する長崎及び佐賀からの潮流値が 2,489MW と非常に大きく、大分及び熊本からの潮流値は 297MW・290MW 程度となっている。

また鹿児島・宮崎が需要超過であるため、熊本から両県に向けて 434MW の送電が行われている。

(2) 上げ調整力需給

当該時間帯での上げ調整力需給については、長崎・佐賀及び大分が供給超過であり他各県が需要超過となるため、九州地域内の上げ調整力の地点間不均衡分 1,188MW は長崎・佐賀及び大分から福岡を経由して熊本以南へ分配される構造となっている。

(3) 下げ調整力需給

当該時間帯での下げ調整力供給については、長崎及び熊本のみが供給超過であり他全県が需要超過となるため、九州地域内の下げ調整力の地点間不均衡分 620MW は両県から福岡を経由して各県へ分配される構造となっている。

(4) 地点別限界費用

当該時間帯での地点別限界費用については、上述のとおり鹿児島以南が全地点で需要超過となるため、熊本・鹿児島及び宮崎では同じ¥6.1/kWh となる。

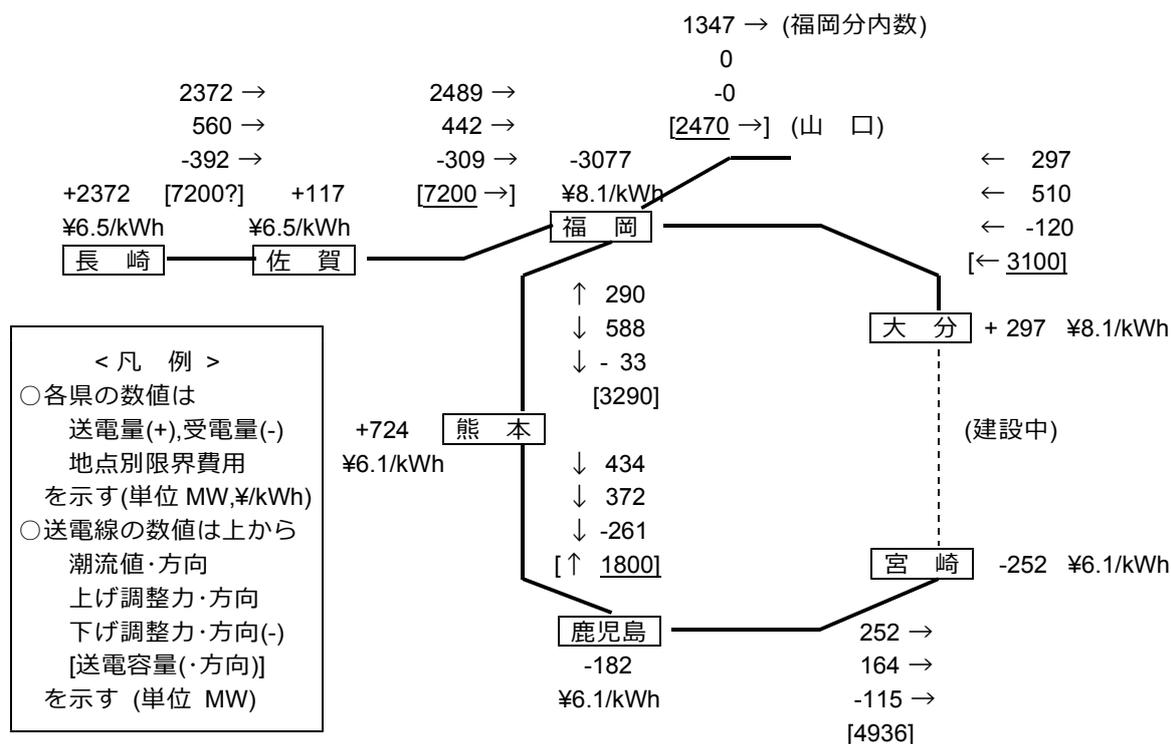
長崎及び佐賀では¥6.5/kWh であり、福岡及び大分では大分からの連系限界費用である ¥8.1kWh が地点別限界費用となっている。

当該時間帯では電力需要が最小であるため、石炭火力発電及び鉄鋼ガスなど他火力発電が供給の中心となっているため、最大需要期と比べて地点別限界費用の水準が大幅に低減していることが理解される。

(5) 送電線混雑

当該時間帯での九州地域内の送電線については、電力による潮流値の混雑は発生していない。また電力と上げ又は下げ調整力の潮流値の合計が運用容量などを超過する区間もなく、問題なく送電が行われているものと推定される。

[図 4-1-3-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最小需要時間帯(5 月・土日祝日・01-02 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[表 4-1-3-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最小需要時間帯(5 月・土日祝日・01-02 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]

	942 長崎	941 佐賀	940 福岡	944 大分	943 熊本	946 鹿児島	945 宮崎
需給 MW・費用¥/kWh							
電力需要	645	561	3950	753	969	835	606
県内	645	561	2603	753	969	835	606
連系線	--	--	1347	--	--	--	--
電力供給	3018	678	874	1050	1693	653	354
汽力	3000	--	853	827	1575	0	--
原子力	--	649	--	--	--	490	--
揚水	--	+1	--	--	+1	--	+1
再エネ	18	28	20	224	117	163	353
(需給差)	+2372	+117	-3077	+297	+724	-182	-252
上げ調整力需要	140	118	517	171	216	208	164
供給	700	0	153	681	0	0	0
(需給差)	+560	+118	-364	+510	-216	-208	-164
下げ調整力需要	-98	-83	-364	-120	-152	-147	-114
供給	-490	0	-208	0	-380	0	0
(需給差)	-392	+83	+156	+120	-228	+147	+114
地点別限界費用	6.5	6.5	8.1	8.1	6.1	6.1	6.1
連系	6.5	6.5	8.1	8.1	6.1	6.1	6.1
地点内	6.5	3.3	(6.5)	8.1	6.1	(3.3)	(2.5)

(表注) 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法及び地点別限界費用の算定方法については 2-3 参照。
 地点内限界費用の()は需要超過地域であり当該費用は連系限界費用に影響しないことを示す。

4-1-4. 電力・調整力需給と潮流値・地点別限界費用の推計(4) 最小残余需要

最後に九州地域での 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用を推計した結果について説明する。

図 4-1-4-1-1-1.及び表 4-1-4-1-1-1.に九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

(1) 電力需給

2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における九州地域内の電力需給では、長崎・佐賀・大分及び鹿児島が供給超過、福岡・熊本及び宮崎が需要超過となっている。

需要超過となる地点のうち福岡が 5,254MW に達する需要超過となっているため、大分・佐賀及び熊本の 3 方向から福岡に向けて送電が行われている。

特に大規模な原子力・石炭火力発電が立地する長崎及び佐賀からの潮流値が 2,294MW と最も大きい、熊本からの潮流値が 1,171MW で大分からの潮流値が 366MW と最大需要の時間帯と比べて熊本及び大分の関係が逆になっている。

(2) 上げ調整力需給

当該時間帯での上げ調整力需給については、長崎及び熊本が供給超過であり他各県が需要超過となるため、九州地域内の上げ調整力の地点間不均衡分 1,198MW は長崎及び熊本から各県へ分配される構造となっている。

(3) 下げ調整力需給

当該時間帯での下げ調整力供給については、長崎及び大分のみが供給超過であり他全県が需要超過となるが、火力発電による下げ調整力だけでは-325MW しか賄えないため九州地域全体で-1,143MW が不足する計算となる。当該不足分に対応する下げ調整力の発生確率は 20 ~ 25 %程度であり無視できない大きさであることが理解される。

実際に当該時間帯の九州地域の総需要は 10,738MW であり、太陽光発電設備容量は 8,242MW で発電電力量が 4,239MWh であるため、天候の変化による需要急減や太陽光発電の出力増大によりこの程度の下げ調整力不足分は容易に発生し得るものと考えられる。

従って当該不足分については、水力(揚水)発電の汲上増加などで一時的に対応するものの本質的には太陽光発電のカットオフで措置せざるを得ないもの^{*112}と考えられる。

(4) 地点別限界費用

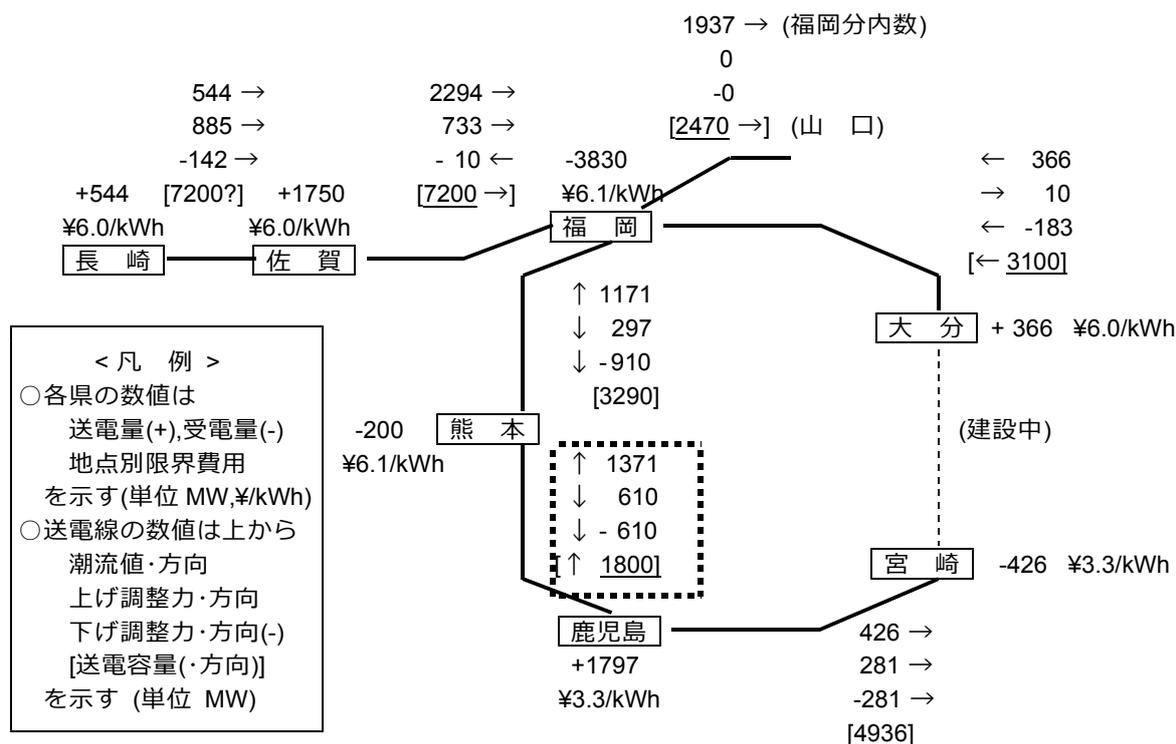
当該時間帯での地点別限界費用については、原子力発電・再生可能エネルギー発電での供給比率が大きい鹿児島・宮崎で¥3.3/kWh と最も廉価となっており、大規模な石炭火力発電が立地する長崎・熊本で¥6.0/kWh・¥6.1/kWh となっている。

佐賀では県内の地点内限界費用は¥3.3/kWh であるが、長崎から福岡への送電分が存在するため地点別限界費用は¥6.0/kWh となっている。

当該時間帯では LNG 汽力及び石油火力発電などは稼働していないため、大分及び福岡でも地点別限界費用が¥6.0/kWh・¥6.1/kWh と他の月・時間帯と比較して相対的に廉価な水準となっていることが理解される。

*112 九州地域における太陽光発電のカットオフについて原子力発電の再稼働と関連付けて議論される向きがあるが、2018 年度現在での九州地域の太陽光発電の導入設備容量は既に 8,242MW であり再稼働した原子力発電の設備容量 4,140MW を大幅に上回っている。従って九州地域における太陽光発電の大量導入による下げ調整力不足の問題は、中長期的に見ていずれにせよ不可避な問題であり当該問題の全てを原子力発電の再稼働に帰着させることは不適切であると考えられる。

[図 4-1-4-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[表 4-1-4-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]

	942 長崎	941 佐賀	940 福岡	944 大分	943 熊本	946 鹿児島	945 宮崎
電力需要	816	703	5254	925	1203	998	730
県内	816	703	3318	925	1203	998	730
連系線	--	--	1937	--	--	--	--
電力供給	1360	2453	1424	1291	1003	2795	304
汽力	1360	--	291	546	473	0	--
原子力	--	2360	--	--	--	1780	--
揚水	--	-236	--	--	-197	--	-474
再エネ	431	330	1133	745	728	1015	778
(需給差)	+544	+1750	-3830	+366	-200	+1797	-426
上げ調整力需要	187	152	601	241	299	329	281
供給	1072	0	175	231	613	0	0
(需給差)	+885	-152	-426	-10	+313	-329	-281
下げ調整力需要	-187	-152	-601	-242	-299	-329	-281
供給	-328	0	-194	-425	0	0	0
(需給差)	-142	+152	+406	-183	+299	+329	+281
地点別限界費用	6.0	6.0	6.1	6.0	6.1	3.3	3.3
連系	6.0	6.0	6.0	6.0	3.3	3.3	3.3
地点内	6.0	3.3	(6.1)	6.0	(6.1)	3.3	(2.5)

(表注) 電力・調整力需給の都道府県間需給への変換方法及び地点別限界費用の算定方法については 2-3 参照。
 地点内限界費用の()は需要超過地域であり当該費用は連系限界費用に影響しないことを示す。

(5) 送電線混雑

当該時間帯での九州地域内の送電線については、電力による潮流値の混雑は発生していない。

他方で電力及び下げ調整力の潮流値の合計を考慮した場合での熊本-鹿児島間の送電線については、運用容量 1,800MW(熊本方向)^{*113} に対して電力の潮流値が 1,371MW 程度で下げ調整力の潮流値 610MW を加えた場合には当該運用容量(熊本方向)を超過することとなり、宮崎・鹿児島での需要減少や太陽光発電の出力増大が発生した際には 5 ～ 10 %の比較的高い確率で当該区間の送電線に混雑が発生するものと考えられる。

一見して当該問題は 4-1-1.で説明した最大需要時間帯での福岡-大分間の送電と類似した問題に見えるが、本質的に異なるのは当該時間帯には宮崎・鹿児島では原子力発電・水力(揚水)発電と再生可能エネルギー発電しか稼働しておらず、混雑が発生した際に両地点で下げ調整力を確保する方法が極めて限定される^{*114} という点である。

従って当該時間帯での宮崎・鹿児島においては水力(一般・揚水)発電の運用調整などによって可能な限り当該問題に対処することが考えられるが、現状での本質的解決としては予め当該時間帯にこれらの地点での太陽光発電を上記 5 ～ 10 %相当分の量だけカットオフし、宮崎・鹿児島両県からの潮流値と下げ調整力の発生確率を下げしておく^{*115} ことにより措置せざるを得ないものと考えられる。

*113 2-3-2.で説明したとおり九州電力によれば当該区間の運用容量の設定理由は「南部フェンス(周波数)」であり、従って当該問題は送電線の設備容量の問題ではなく宮崎・鹿児島両県における電力・調整力需給の不均衡に起因した問題であると考えられる。

*114 宮崎・鹿児島両県においては製鉄所・製油所などの大規模需要家が立地していないため、デマンドレスポンス(DR)などによる下げ調整力確保の可能性は存在するものの十分な容量が得られるかどうかは不確実であると考えられる。

他方で現在九州電力においては大容量蓄電池システムの実証試験を実施しているが、当該蓄電池 50MW は福岡県(豊前蓄電池変電所)に設置されており当該問題への解決には直接的に寄与しない状況にある。

*115 宮崎・鹿児島両県での 2018 年度現在の太陽光発電の導入容量はそれぞれ 1,042MW・1,652MW であり、当該時間帯での推定県内需要(730MW・998MW)を既に大幅に上回っている。

4-2. 九州地域を例とした送電線新設の影響評価

4-2-1. 九州地域を例とした送電線新設(大分-宮崎間)の影響評価

4-2-1-1. 九州地域での都道府県間需給の試算結果と九州電力による送電線新設(大分-宮崎間)計画

4-1.においては九州地域を例とした電力・調整力需給を都道府県間需給に変換した結果について説明したが、2018年度実績における最大需要期及び最低残余需要期の時間帯においては福岡-大分間及び熊本-鹿児島間の一部の送電線において混雑が発生する可能性があることが示唆された。

他方で九州電力においては2014年度から2022年度の完成に向けて大分-宮崎間に500kV送電線(「日向幹線」)を新設する工事を進めており、現状で福岡から東部(大分)・西部(佐賀・長崎)及び南部(熊本・鹿児島・宮崎)に放射状に構成されている送電網のうち東部・南部を巨大なループ状に再構成することとしている。

当該大分-宮崎間での送電線の新設は直接的に上記混雑と関連したものではなく、今後老朽化が進む福岡-熊本間や熊本-鹿児島間の基幹系統の更新工事による1回線停止時にも系統信頼性を確保する役割を担うものと位置づけられている^{*116}が、本項では当該送電線の新設により4-1.での都道府県間需給の推計結果がどのような影響を受けるかを評価することを試みる。

4-2-1-2. 大分-宮崎間の送電線新設に関する仮定

残念ながら上記大分-宮崎間に新設される送電線の設備容量などは公開されていないため、2-3-2-2.で設けた仮定に基づき現行の鹿児島-宮崎間及び熊本-鹿児島間と同じ設備容量9,872MW・運用容量4,936MWの送電線であると推定し、当該新設される送電線の電気抵抗については大分-宮崎間の距離148.2kmにより決定されているものと仮定する。

同様に福岡-熊本-鹿児島-宮崎-大分(-福岡)のループ状系統へは各都道府県内の需給に従い都道府県単位で注入・引出が行われているものと仮定し、当該送電線の新設は各都道府県内の電力需要や発電機の運用に直接の影響を与えないと仮定する。

上記一連の仮定により、これら5都道府県からなるループ状系統に対して電源又は負荷が合計5つ存在する場合の「重ね合わせの原理」に従い各区間の潮流値を推計することができる。

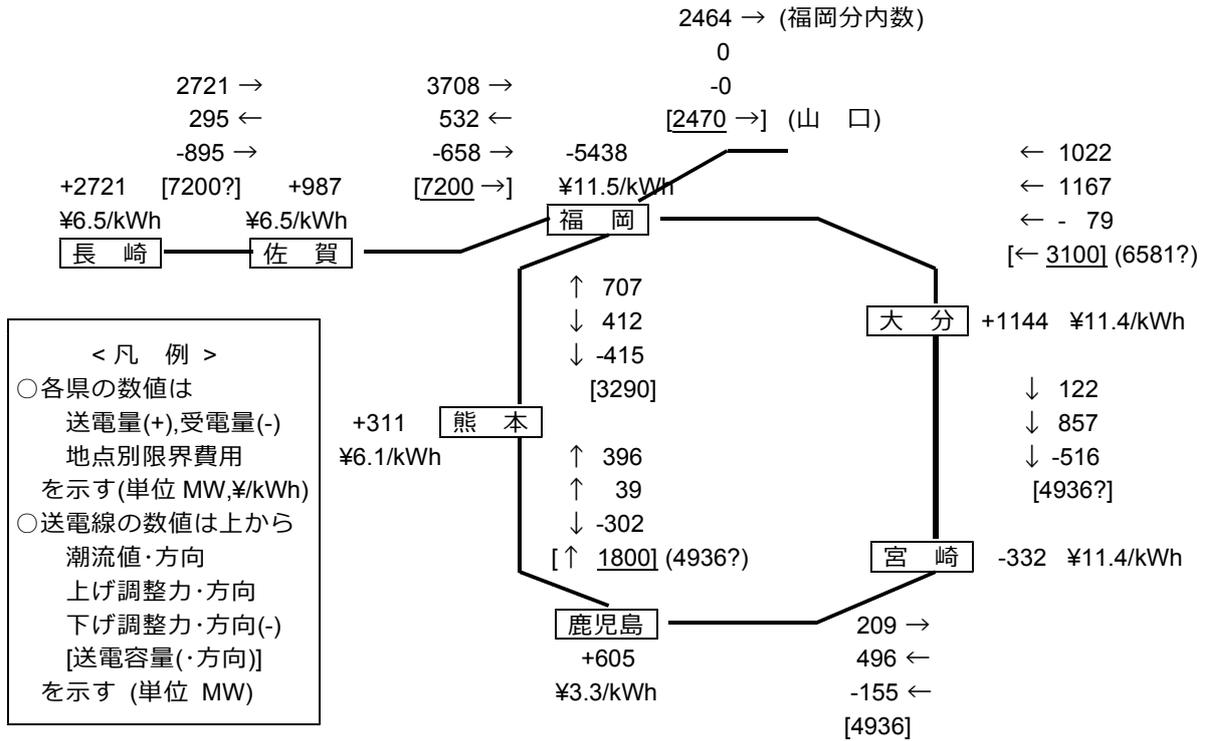
4-2-1-3. 九州地域の最大需要時間帯における影響評価

4-2-1-2.での仮定から、4-1-1.での九州地域での2018年度の最大需要時間帯(8月・平日・14-15時)においては表4-1-1-1-1.で説明した都道府県内での電力・調整力需給は変化せず、大分-宮崎間の送電線の新設により各都道府県間での潮流値と地点別限界費用のみが変化すると考えることができる。

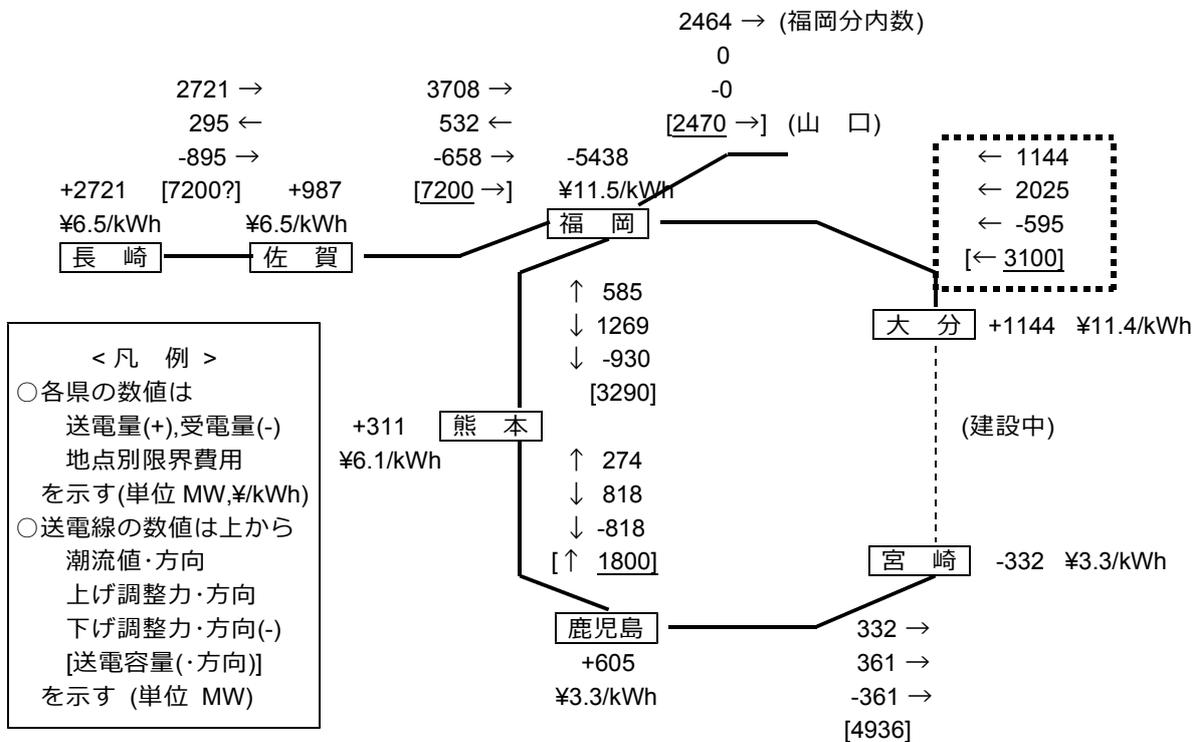
図4-2-1-3-1-1.に大分-宮崎間の送電線新設時での九州地域内の2018年度の最大需要時間帯(8月・平日・14-15時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

*116 九州電力「平成28年度 経営計画の概要」による。

[図 4-2-1-3-1-1. 大分-宮崎間の送電線新設時での九州地域内の 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[図 4-1-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果 (参考・再掲)]



当該結果から、大分-宮崎間の送電線の 신설によって 2018 年度の最大需要時間帯(8 月・平日・14-15 時)における福岡-大分間での送電混雑の可能性が完全に解消することが理解される。

具体的に各区間での潮流値の変化を見た場合、福岡-大分間で直接送電されていた電力の潮流値の一部(122MW/1144MW)が鹿児島経由となり、また大分から福岡・熊本を經由して宮崎まで送られていた上げ調整力の潮流値の約 40 %(857MW/2025MW)が大分から宮崎に直接送られることから、福岡-大分間での電力及び上げ調整力の潮流値の合計が大幅に減少することが理解される。

地点別限界費用を見た場合、宮崎については大分からの送電が開始されるため地点別限界費用は¥3.3/kWh から¥11.4/kWh に大きく上昇するが、他の地点については大きな変化がないことが理解される。

また九州電力が企図するとおり福岡-熊本間及び熊本-鹿児島間での潮流値はそれぞれの区間の送電線の運用容量の半分以下となり、2 回線中 1 回線を改修する場合でも系統信頼性が確保されることが理解される。更に現在設定されている南部フェンス(周波数,北行 1,800MW)及び大分フェンス(熱容量,西行 3,100MW)については、大分-宮崎間の送電線の容量次第ではこれらも同時に解消することが想定される。

4-2-1-4. 九州地域の最小残余需要時間帯における影響評価

同様に 4-2-1-2.での仮定に基づき、4-1-4.での九州地域での 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)においても表 4-1-4-1-1-1.で説明した都道府県内での電力・調整力需給は変化せず、大分-宮崎間の送電線の 신설により各都道府県間での潮流値と地点別限界費用のみが変化するものと考えることができる。

図 4-2-1-4-1-1.に大分-宮崎間の送電線 신설時での九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果を示す。

当該結果から、大分-宮崎間の送電線の 신설によって 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における熊本-鹿児島間での送電混雑の可能性が完全に解消することが理解される。

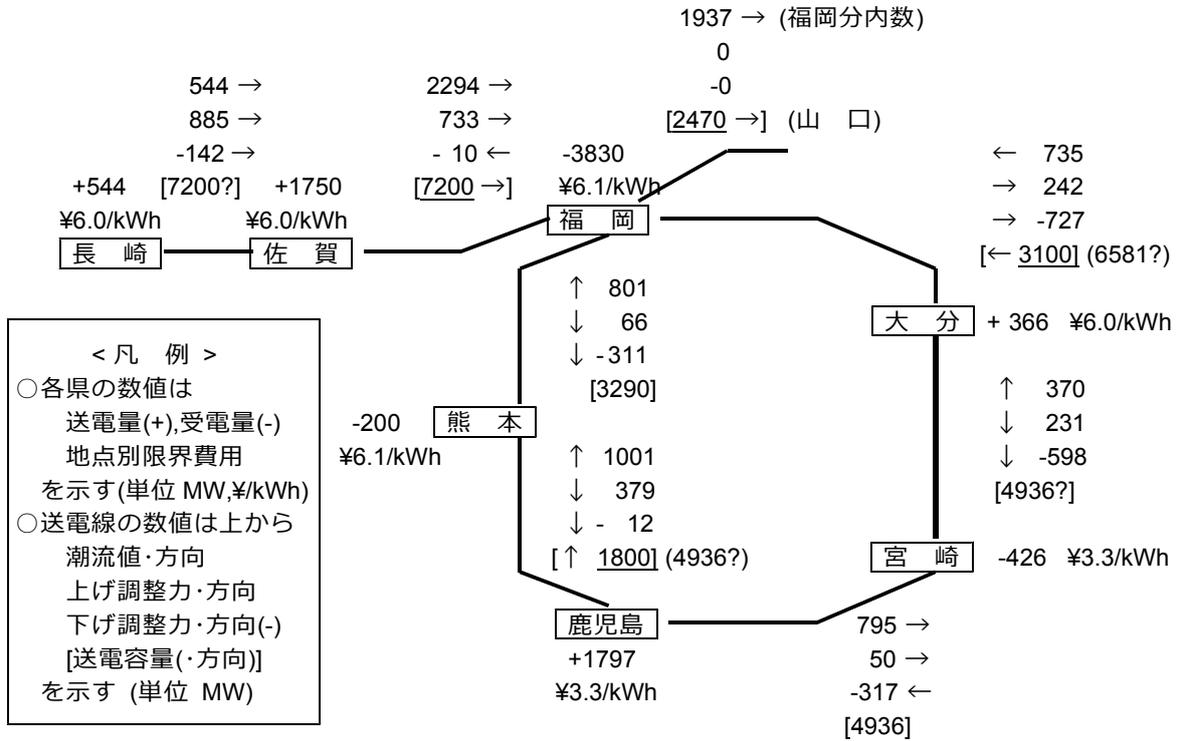
具体的に各区間での潮流値の変化を見た場合、鹿児島から熊本経由で福岡に送電されていた潮流値の約 27 %(370MW/1371MW)が宮崎・大分経由となり、また大分から福岡・熊本を經由して宮崎まで送られていた下げ調整力の潮流値がほぼ全部大分から宮崎経由で鹿児島に向けて送られるよう経路が変化することから、熊本-鹿児島間での電力及び下げ調整力の潮流値の合計が大幅に減少することが理解される。

地点別限界費用を見た場合、当該最小残余需要時間帯については変化がない。

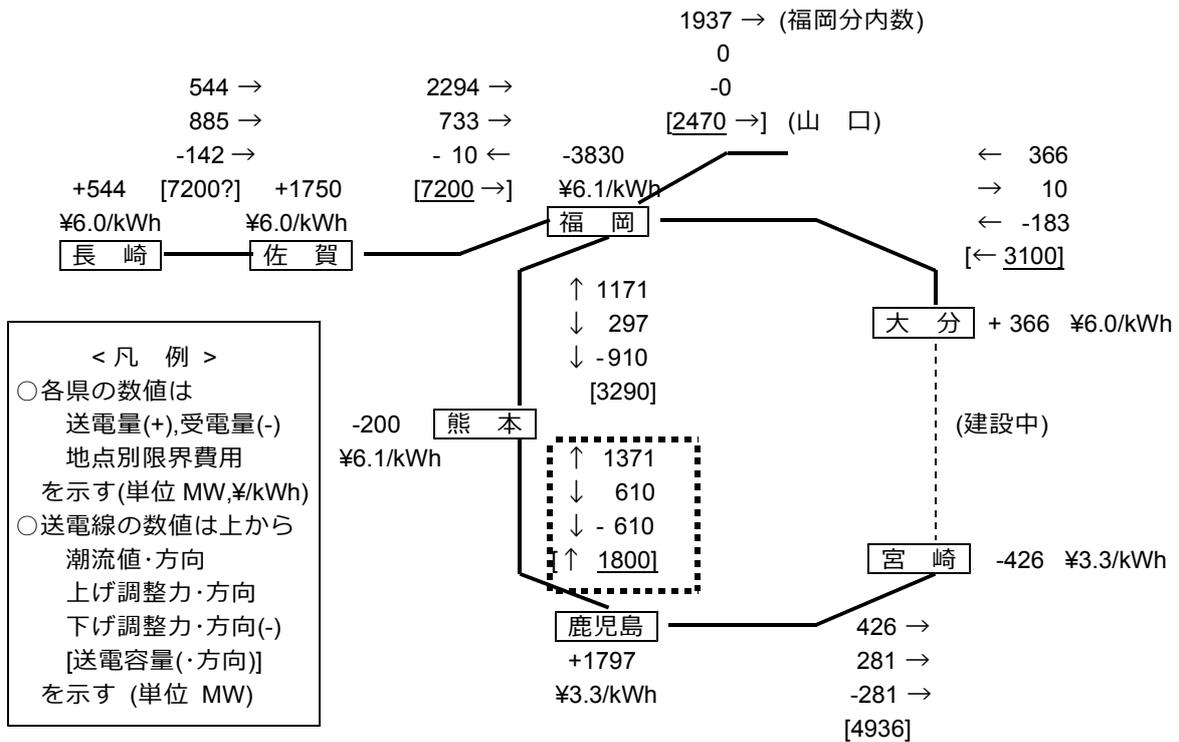
当該送電線の 신설により少なくとも現在設定されている南部フェンス(周波数,北行 1,800MW)が解消されるのであれば、福岡-熊本間及び熊本-鹿児島間での潮流値はそれぞれの区間の送電線の運用容量の半分以下となり、2 回線中 1 回線を改修する場合でも系統信頼性が確保されることが想定される。

他方、当該送電線の 신설は 4-1-4.で説明した最小残余需要時間帯における熊本-鹿児島間の送電混雑の問題については有効であるが、4-2-1-2.での仮定とは無関係に当該時間帯における九州地域全体での下げ調整力不足の問題には効果がないため、当該送電線の 신설後も太陽光発電のカットオフなどの措置は別途検討せざるを得ないと考えられる。

[図 4-2-1-4-1-1. 大分-宮崎間の送電線新設時での九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果]



[図 4-1-4-1-1-1. 九州地域内の 2018 年度の最小残余需要時間帯(3 月・土日祝日・12-13 時)における都道府県間の潮流値と地点別限界費用の推計結果 (参考・再掲)]



4-2-1-5. 大分-宮崎間の送電線(「日向幹線」)の新設に対する評価

4-2-1-3.及び 4-2-1-4.の結果から、現在九州電力が進めている大分-宮崎間での送電線の新設は、4-1.で 2018 年度実績を用いた九州地域内での都道府県間潮流値の評価により示唆された潜在的な送電混雑の問題の解消に寄与するものと評価できる。

しかし当該送電混雑の問題は年間で数時間に過ぎない最大需要及び最小残余需要の時間帯においてかつ確率的に発生する変動に起因した問題であるため、これらの潜在的な送電混雑の問題への寄与のみを以て送電線の新設を肯定することは不適切である。

従って当該評価は当該送電線の新設を肯定する材料の一つに過ぎず、当該送電線への新設の妥当性を判断するためには、送電混雑時に予想される混雑料金の状況、発電所の新增設や他区間での送電線の新設などの廉価な代案の可能性を含めた多面的な評価によって総合的に判断されるべきものと考えられる。

5. 結果の考察と今後の課題

5-1. 結果の考察

5-1-1. 結果の考察(1) 電力・調整力需給などの推計結果と問題点

5-1-1-1. 調整力需要を構成する変動要因の地域別・時間帯別推計

3-1.で説明したとおり、2-1.で述べた方法論に基づいて調整力需要を構成する 5 つの変動要因別に各一般送配電事業者による「でんき予報」などの公的統計値から変動の大きさと発生確率を推計し、これを合成することにより地域別・時間帯別での上げ及び下げ調整力需要の必要容量率と発生確率が推計できることが実証された。

当該調整力需要に関する推計は広域機関調整力委などによる調査値を独立に検証している点では意義を有するが、5 つの変動要因のうち実績値が得られない電力需要の予測誤差と再生可能エネルギー発電の時間内変動の 2 つについては必ずしも精度が高くない推計に依存していることに注意が必要である。また他の変動要因のうち電力需要の時間内変動及び再生可能エネルギー発電の予測誤差については、その一部を他地域における実績値を類推適用しているため一定の誤差が介在しているものと考えられる。

更に当該推計結果のうち一次調整力相当分については、2-2.で説明したとおり米国 PJM・欧州各地域での調整力取引量の内訳から二次・三次調整力の約 30 %と粗く推計しており、国内での実態を反映していない可能性があることに注意が必要である。

5-1-1-2. 電力・調整力需給の地域別・時間帯別推計

3-2.で説明したとおり、地域別・時間帯別での電力需要の実績値と 3-1.での上げ及び下げ調整力需要の推計結果を用いて、2-2.で述べた方法論に基づいて電力・調整力需給が推計できることが実証された。

当該推計のうち電力需給に関する部分は基本的に発電機別の可変費用順序("Merit-Order")による推計であって本稿に固有のものではないが、上げ及び下げ調整力需給を考慮した可変費用順序("Merit-Order")による推計は本稿に独自のものと考えられる。

当該可変費用順序("Merit-Order")に基づく電力・調整力推計の前提条件として 1)3-1.で推計した地域別・時間帯別での上げ及び下げ調整力需要の必要容量率と発生確率を各発電機の運用側が正しく認識していること、2)市場支配力の行使などの戦略的行動が存在していないこと及び 3)発電用燃料価格の実績値と地域別旧一般送配電事業者の有価証券報告書などから推計される発電機別可変費用が正しいことの 3 点を与件としている点に注意が必要である。

現実の電力・調整力需給においては、発電機の運用側における調整力需要の発生確率などに関する「錯誤」や戦略的行動の影響と、3-1.及び 3-2.での推計に伴う各種の誤差が混在した結果が実績値として観察される訳であり、本稿の方法論に基づく推計結果を政策評価などに応用する際には更に入念な実績値との照合や誤差低減のための調整・補正を要することに注意が必要である。

5-1-1-3. 電力・調整力需給の都道府県間需給など地域内送電への変換

4-1.で説明したとおり、2-3.で述べた方法論に基づいて 3-2.における九州地域の電力・調整力需給に関する推計結果を九州 7 県間での地域内送電の形式に変換し、地域別での電

力・調整力需給から更に都道府県間での電力や上げ及び下げ調整力の潮流値の大きさと方向が推計できることが実証された。

但し当該推計結果は大まかな潮流値などを推計できる点では有益であるものの、2-3-1.で説明した電力需要の月次実績による時間帯別電力・調整力需要の比例配分や再生可能エネルギー発電の設備容量の導入実績による時間帯別供給や調整力需要の比例配分など、都道府県別には公表されていない電力・調整力需給の細部を必ずしも精度が高くない推計に依存していることに注意することが必要である。

また当該推計結果は 2-3-2.で説明した直流回路による近似を基礎としており、現実の交流回路における安定性制約や短地絡電流制約などの問題や、都道府県別に集約した接続関係と現実の系統接続関係との相違による問題などは取扱うことができない点に注意することが必要である。

5-1-2. 結果の考察(2) 推計の本質的限界と継続的改善作業の必要性

5-1-2-1. 推計についての本質的限界と継続的改善作業の必要性

本稿における電力・調整力需給などの推計結果については 5-1-1.で述べたとおり非常に多くの要素を推計に依存しており、部分的な実績値などを用いた推計結果を複数合成して結果を得ている関係上、なお改善可能な誤差が多く含まれているものと考えられる。

また本稿における電力・調整力需給の推計においては 2016 年度から 2018 年度の 3 年分の試料を用いたが、発電機の事故・故障など稀頻度で発生する事象についてはなお試料数が十分でなく試料数・観察期間過小による偏差が含まれている可能性が考えられる。

こうした誤差・偏差を低減していくためには、(社)日本卸電力取引所や今後創設される需給調整市場での取引実績や各種公的統計における実績値との照合・検証と、乖離を生じる場合における原因の分析と対策の考察などの継続的改善作業が不可欠であり、今後ともモデルの機能強化・拡張と誤差低減のための照合・検証及び改善作業を並行して進めていくことが必要であると考えられる。

5-1-2-2. 電力需要の予測誤差などについての情報公開の推進の必要性

本稿における電力・調整力需給などの推計結果において、最も不確実性の大きい要素は調整力需要を構成する 5 つの変動要因のうち電力需要の予測誤差である。

電力需要の時間内変動や再生可能エネルギー発電の予測誤差などについては、一部の一般送配電事業者が「でんき予報」などで情報公開を行っており、また再生可能エネルギー発電の時間内変動については発電電力量の度数分布解析結果によりフラクタル性の仮定が支持できることから、いずれも極端に大きな誤差が含まれている可能性は低いと考えられる。

また発電機の事故・故障による計画外停止については、(社)日本卸電力取引所による情報公開値を用いた実績値であり、極端に大きな誤差が含まれている可能性は低いと考えられる。

他方で電力需要の予測誤差についてはこれを「でんき予報」などで情報公開している事業者は存在しておらず、本稿で用いた再現推計に潜在的に大きな誤差が含まれている可能性が考えられる。事実 3-1-1.で説明したとおり広域機関調整力委による月別実績値との照合結果においては、本稿による再現推計値の方が予測誤差が小さく下方に偏差がある結果となったが、試料数の少ない月別実績値との照合だけでは誤差低減のための照合・検証及び

改善作業を進めることが困難である。

他方で上げ及び下げ調整力の確保に伴う費用については、2020 年度の法的分離以降も規制部門として残る送変電部門の託送料金の一部を構成する訳であり、当該料金の算定基礎となる情報公開を進めることは重要な政策課題であると考えられる。

従って、現行の「でんき予報」における電力需給実績(60 分値・5 分値)及び再生可能エネルギー発電の予測誤差などに加えて、一般送配電事業者においては電力需要の予測誤差を公表するよう今後制度的に措置していくことが必要であると考えられる。

5-2. 今後の課題

5-2-1. 今後の課題

5-2-1-1. 試算の全国 47 都道府県への拡大

本稿においては、2016 年度に開発した電力システム改革政策評価モデルを機能強化・拡張し、電力・調整力需給やその地域内送電などが推計可能であることを 2018 年度の九州地域における実績値などを用いて実証した。

今後は 2020 年度以降の発送電の法的分離と託送料金制度に関する政策議論を見据え、当該九州地域における推計結果を基礎として、国内 47 都道府県について同様の試算を実施できるようモデルの機能拡張を実施していくことが早急に必要であると考えられる。

5-2-1-2. 本モデルにおける更なる機能強化・拡張

5-2-1-2-1. 電力需要の価格弾力性の測定と推計への反映

本稿においては、2018 年度の九州地域における実績値などを用いた実証を実施した関係から、電力需要の地域別・時間帯別価格弾力性についてはこれを使用していない。

他方で今後本モデルを用いた試算による政策評価などを実施していく上では、電力・調整力需給の変化による均衡価格の大幅な変化に対応し電力需要が価格弾力性に応じて変化するようにモデルの構造を更に改修していくことが必要である。

残念ながら現在知られている電力の価格弾力性については、地域別・時間帯別の識別ができない、省エネルギー法の「トップランナー方式」による家電製品効率規制の影響などを考慮していないなど不適切なものが多く、各一般送配電事業者が公開する「でんき予報」における実績値を用い各種の外的要因を考慮した上で再計測を行うことが必要であると考えられる。

5-2-1-2-2. 火力発電などの固定費用回収度の推計方法改善

本稿においては、2018 年度の九州地域における実績値に基づき有価証券報告書における要固定費回収額から固定費用回収度を発電種類別に算定したが、3-2-2.で見たとおり LNG 火力発電で過小推計であり石炭火力発電で過大推計となっている懸念がある。

当該結果については、補論 5.で説明したように地域内の火力発電について発電種類及び運転開始年度に基づいたシミュレーションにより推計することが考えられる。

他方で当該シミュレーションは算定のための工数が膨大であり、また現実の有価証券報告書などとの対応関係をどのように確保するかという点で課題が残るものの、今後推計方

法の開発を進めていくことが必要である。

5-2-1-2-3. 一次調整力価格の推計

本稿においては、現在公開されている各種の公的統計による情報を基礎に電力・調整力の数量並びに上げ及び下げ調整力に関する二次・三次調整力①に該当する部分の価格を推計しているが、利用可能な情報の制約により一次調整力の価格については推計していない。

他方 1-1-2-5.で説明したとおり国内における需給調整市場においては一次調整力が上げ及び下げ調整力別に取りされる予定であり、欧州同様二次・三次調整力①の3～5倍の価格となると見込まれるが、政策評価の観点からはモデルを用いた価格の推計が必要である。

一次調整力の価格を推計するためには、各地域別・時間帯別での周波数維持のための正確な必要容量率と発電種類別のGF運転に利用できるガバナ容量などの情報が必要であり、今後これらの情報公開が行われることが必要である。

5-2-1-3. 電力関連政策評価への応用・展開

本稿においては、2016年度に開発した電力システム改革政策評価モデルを機能強化・拡張し電力・調整力需給やその地域内送電などを推計可能としたが、これを現実の政策評価に応用するためにはなお個別の評価内容に応じた機能強化・拡張を行うことが必要であると考えられる。

また、本モデルでは地域内送電について都道府県別に集約した直流送電網を前提とした試算を行っているが、本モデルで試算した都道府県別電力・調整力需給を更に主要変電所別に変換し交流送電モデルを適用した推計を実施することも可能であると考えられる。

具体的に本モデルを応用した電力関連の政策評価としては、

- 1) (社)日本卸電力取引所・需給調整市場などにおける電力・調整力取引の経済厚生評価
- 2) 太陽光発電など再生可能エネルギー発電や原子力発電などの電源開発関連政策評価
- 3) 発電・送電でのN-1・N-2事故や模擬災害など稀事象影響評価 及び
- 4) 基幹系送変電設備の新設投資の必要性評価

などへの応用が考えられる。

5-2-1-4. 都市ガス・水道など他のネットワーク型産業への応用・展開

本稿においては、2016年度に開発した電力システム改革政策評価モデルを機能強化・拡張し、一般送配電事業者が公開する「でんき予報」などの公的統計値を用いて電力・調整力需給やその地域内送電などが推計可能であることを実証したが、類似の考え方に基づき都市ガス・水道などのネットワーク型産業における都道府県間流通モデルを開発することが考えられる。

都市ガス・水道などにおいては電力と類似した事業構造や規制体制にあるにもかかわらず、従来需給実績やその地域別・時間帯別内訳などが殆ど情報公開されておらず、政策評価はもとより託送料金などの算定基礎であるガス管や水道管の利用実態が全く解らないままという状況にある。

今後、都市ガス・水道など他のネットワーク型産業においても電力類似の政策議論が行われる可能性を考えれば、電力同様の情報公開が行われることを前提とした上で、本稿における経験を基礎に都市ガス・水道などの都道府県間流通モデルを開発していくことが必要であると考えられる。

補 論

補論 1. 各種公的統計による再生可能エネルギー発電設備の都道府県別設備容量の実績値について

1-1. 太陽光発電

太陽光発電の都道府県別設備容量などの実績値に関しては、以下 2 つの公的情報が入手可能である。

- 1) 資源エネルギー庁・再生可能エネルギー固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト(新規認定分・移行認定分、10・50・500・1,000・2,000kW 区分別、2012 年から月毎)
- 2) 住宅土地基本調査・省エネルギー設備等設置住宅件数(太陽光発電設備設置住宅件数、2008 年から 5 年毎)

また、過去の都道府県別設備容量については以下の公的情報が入手可能であった。

- 3) (財)新エネルギー財団・都道府県別補助実績試料(1994 年から 2007 年度迄・現在利用不可)

これら 3 つの情報のうち、1)は各時点で固定価格買取制度の対象となっている設備についての集計値であるが、2)は住宅のみの設置件数に関する集計値であり、3)は過去の補助対象設備容量の毎年度の集計値となっている。

現状における太陽光発電の都道府県別設備容量としては 1)の集計値が最も実態に近いものの、2019 年度以降は契約後 10 年が経過して固定価格買取制度の対象から外れた設備が当該集計値から除外され把握できなくなる可能性があること、2009 年度以前から設置されている設備の一部で固定価格買取制度を利用していない設備分の設備容量が把握できないことなどの問題がある。

このため本稿においては、1)から 3)の資料や(社)太陽光発電協会による国内出荷量などを用い、1995 年度からの年度別での都道府県別普及量を平均設備耐用年数を 15 年と仮定して推計することにより、固定価格買取制度の対象以外の設備を含めた各年度における都道府県別設備容量を推計し都道府県別設備容量の実績値として用いる。

具体的に、2007 年度以前は新エネルギー財団の資料を用いることとし、2008 年度以降については(社)太陽光発電協会による住宅用・非住宅用太陽光発電設備の累積国内出荷量及び住宅土地基本調査による 2008 年・2013 年の太陽光発電設置住宅件数を参考として、住宅用・非住宅用の固定価格買取制度情報公開値による新規及び移行認定分設備容量が再現されるよう補間推計を行う。

1-2. 風力発電

風力発電の都道府県別設備容量の実績値に関しては、以下 2 つの公的情報が入手可能である。

- 1) 資源エネルギー庁・再生可能エネルギー固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト(新規認定分・移行認定分、20kW 上下別・20kW 以上は洋上風力識別あり、月毎)
- 2) 新エネルギー・産業技術開発機構(NEDO)・風力発電マップ(設置者・風車製造会社・設置目的別容量、新設・増設・廃止区分別、年度毎)

これら 2 つの情報のうち、1)は各時点で固定価格買取制度の対象となっている設備についての集計値であるのに対して、2)は全ての設置者による風力発電設備に関する網羅的な

集計値となっている。

1)及び 2)の集計値はほぼ同じ値になっているが、系統に接続された風力発電設備という観点から見た場合には 1)のように設備を固定価格買取制度の対象設備に限定する必然性はなく、また 1)では固定価格買取制度の対象を外れた設備が除外されてしまうので、2)により全ての設置者による風力発電設備を集計することが適当であると考えられる。

このため本稿においては、2)の風力発電マップによる毎年度の新增設・廃止区分別設置容量を年度別に集計し、都道府県別設備容量の実績値として用いる。

1-3. 水力発電

水力発電の都道府県別設備容量の実績値に関しては、以下 2 つの公的情報が入手可能である。

1) 資源エネルギー庁・再生可能エネルギー固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト
(新規認定分・移行認定分、200・1000・5000kW 区分別(30,000kW 未満迄)、特定水力
識別あり、月毎)

2) (社)電力土木技術協会・水力発電データベース
(設置者別・河川水系別容量、所在地情報、新設・増設・廃止区分別、年度毎)

これら 2 つの情報のうち、1)は各時点で固定価格買取制度の対象となっている設備でかつ 30,000kW 未満迄の設備のみの集計値であるのに対して、2)は制度限定や規模限定ではなく全ての設置者による水力発電設備に関する網羅的な集計値となっている。

系統に接続された都道府県別の水力発電設備という観点から見た場合には、2)の全ての水力発電設備の集計値を用いることが必要である。ここで 2)のデータベースは河川水系別で整理されているため、都道府県別の設備容量については所在地情報から位置を確認し再集計が必要である。

このため本稿においては、2)の水力発電データベースによる新增設・廃止区分別設置容量を所在地情報から位置を確認した上で一般水力発電(流込式・貯水池調整池式)及び揚水式の 2 又は 3 区分により年度別に再集計し、都道府県別設備容量の実績値として用いる。

1-4. 地熱発電

地熱発電の都道府県別設備容量の実績値に関しては、以下 2 つの公的情報が入手可能である。

1) 資源エネルギー庁・再生可能エネルギー固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト
(新規認定分・移行認定分、15,000kW 上下区分別、月毎)

2) (社)日本地熱協会・日本の地熱発電所
(設置者別容量、所在地情報、発電方式別、運転開始年度別、年度毎)

これら 2 つの情報のうち、1)は各時点で固定価格買取制度の対象となっている設備の集計値であるのに対して、2)は制度限定はなく全ての設置者による地熱発電設備に関する網羅的な集計値となっている。

系統に接続された都道府県別の地熱発電設備という観点から見た場合には、2)の全ての地熱発電設備の集計値を用いることが必要である。

このため本稿においては、2)の日本の地熱発電による毎年度の設備容量を用い、各年度における都道府県別設備容量の実績値として用いる。

1-5. バイオマス発電

バイオマス発電の都道府県別設備容量の実績値に関しては、現状において資源エネルギー庁・再生可能エネルギー固定価格買取制度情報公開用ウェブサイトにおける情報のみが入手可能である。(新規認定分・移行認定分、利用燃料種別、月毎)

当該情報は各時点で固定価格買取制度の対象となっている設備の集計値であり、契約後10年が経過して固定価格買取制度の対象から外れた設備が当該集計値から除外され把握できなくなる可能性がある。

このため、バイオマス発電については当該資料が入手可能となった2012年度を起点とし、年度別での都道府県別普及量を平均設備耐用年数を15年と仮定して推計することにより、固定価格買取制度の対象から外れた設備を含めた各時点における都道府県別設備容量を推計し、都道府県別設備容量の実績値として用いる。

1-6. (参考) 再生可能エネルギー発電設備の国内総設備容量推移

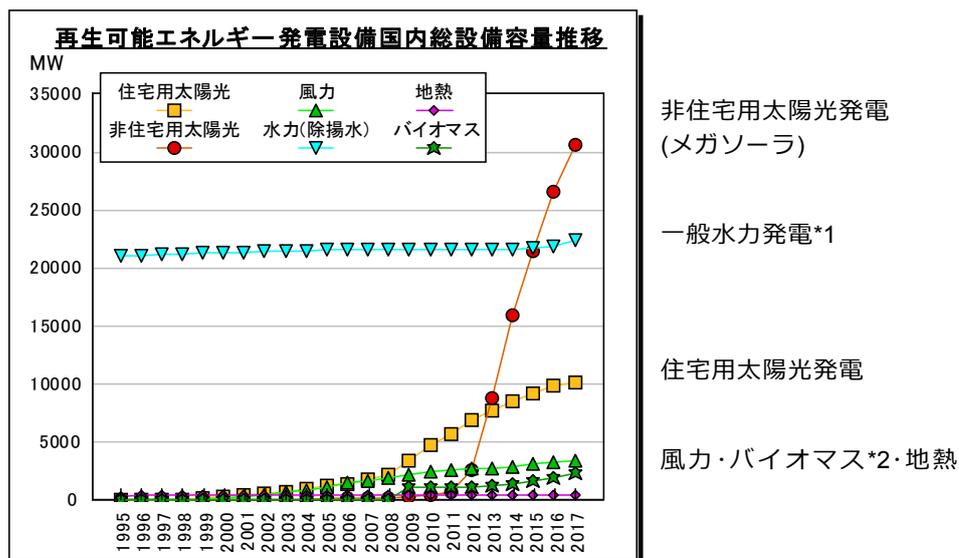
参考迄に、図補 1-6-1.に上記 1-1.～ 1-5.の方法により推計した再生可能エネルギー発電設備の国内総設備容量推移を示す。

2000年代迄の国内の再生可能エネルギー発電設備については、一般水力発電(流込式及び貯水池調整池式)が設備容量の大部分を占めている状況にあった。

ところが、2009年度からの再生可能エネルギー発電に関する固定価格買取制度(FIT)の導入に伴って再生可能エネルギー発電のうち太陽光・風力及びバイオマス発電などが大幅に増加し、特に2016年度以降は非住宅用太陽光発電(いわゆる「メガソーラ」)が急激に増加して一般水力発電よりも設備容量が大きくなっていることが観察される。

当該再生可能エネルギー発電設備の発電種別動向については、固定価格買取制度(FIT)における買取価格設定や地域別一般送配電事業者による買取停止などの制度的要因により大きな影響を受けており、今後とも現状での傾向が継続するかどうかは明らかではない。

[図補 1-6-1. 再生可能エネルギー発電設備国内総設備容量推移]



(図注) *1 一般水力発電は流込式と貯水池調整池式の合計である。

*2 バイオマス発電については2012年度以前の実績値は得られない。

補論 2. 月別・時間帯別及び地域別での太陽光発電の発電可能電力量比率の推計について

2-1. 太陽光発電と設置地点の緯度、月日・時間帯の関係

国内において導入されている太陽光発電設備について、住宅用か非住宅用(いわゆる"メガソーラー")かを問わずその大部分が据置型であり、特に非住宅用では年間の発電電力量を最大化すべく設置地点での緯度に応じた傾斜角度で真南に向けて(以下「最適角度」と呼称する)設置されていると考えられる。

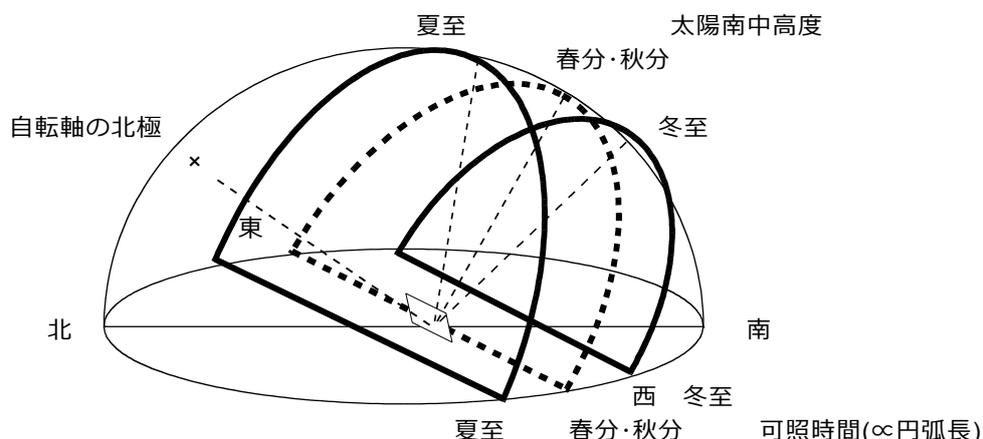
図補 2-1-1.に国内での緯度・暦日と太陽南中高度・日照時間の関係の概念図を、式補 2-1-1.に緯度・暦日と太陽南中高度・日照時間の関係式を示す。

太陽南中高度とは正午に太陽が南中した際の地平からの角度、日照時間とは太陽の中心を基準とした日の出から日の入迄の時間をいい完全な晴天の日の日照時間に等しい。

ある地点に最適角度で設置された太陽光発電設備の月別・時間帯別の発電可能電力量は、太陽南中高度と日照時間で定まり、式補 2-1-1.の各式に示すとおり太陽南中高度及び日照時間は設置地点の緯度と暦日によって決定される。

従って、設置地点の緯度及び月日・時間帯が定まれば、最適角度で設置されかつ当該設備が 1 年中完全な晴天であったと仮定した場合での、太陽光発電設備 1kW 当の発電可能電力量比率を求めることができる。

[図補 2-1-1. 国内での緯度・暦日と太陽南中高度・日照時間の関係の概念図]



[式補 2-1-1. 国内での緯度・暦日と太陽南中高度・日照時間の関係]

(太陽南中高度)	夏至	6月	$90 - \Phi + 23.4$ 度	式補 21101
	春分・秋分	3月・9月	$90 - \Phi$ 度	式補 21102
	冬至	12月	$90 - \Phi - 23.4$ 度	式補 21103
(日照時間)	夏至	6月	$24 / \pi * \cos^{-1}(-\tan(\Phi * \pi / 180) * 0.4336)$ 時間	式補 21104
	春分・秋分	3月・9月	12 時間	式補 21105
	冬至	12月	$24 * (1 - 1 / \pi * \cos^{-1}(-\tan(\Phi * \pi / 180) * 0.4336))$ 時間	式補 21106

Φ ; 設置地点の緯度(北緯・度) 23.4 ; 赤道傾斜角(度) π ; 円周率(ラジアン角換算係数)
 $0.4336 = \tan(23.4 * \pi / 180)$

(式注) 上記はいずれも地球を球体と仮定した際の近似式である。

2-2. 設置地点別・月別・時間帯別の太陽光発電の発電可能電力量比率

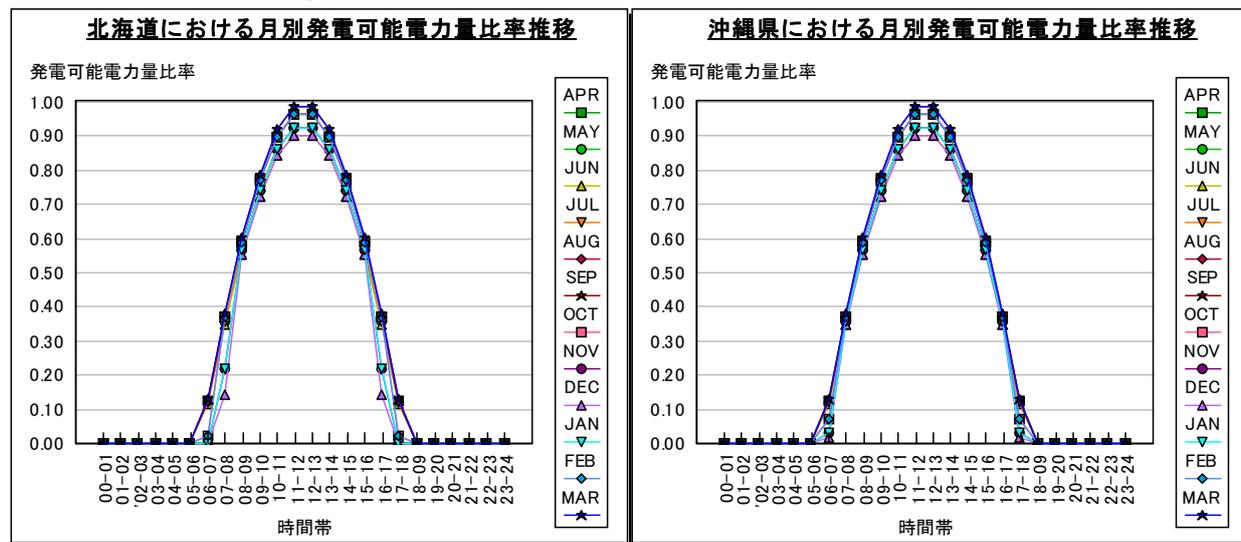
本稿においては推計の簡略化のため、補論 1 の 1-1.による都道府県別の太陽光発電設備が全て県庁所在地の緯度と同じ緯度に集中して最適角度で設置されているものと仮定し、月内の太陽南中高度及び日照時間を平均した近似値とすることによって、設置地点の緯度及び月別・時間帯別の太陽光発電設備 1kW 当の発電可能電力量比率を推計する。

図補 2-2-1.及び-2.に当該仮定の下で算定した北海道及び沖縄県における月別・時間帯別の太陽光発電設備の発電可能電力量比率を示す。

当該計算結果から、国内に設置された 1kW の太陽光発電設備が仮に 1 年中完全に晴天であったとした場合、最適角度で設置されている限りにおいて設置地点の緯度による差異は殆どないが、早朝及び夕方に発電できる時間帯が異なり緯度の低い沖縄県の方が発電できる時間帯がわずかに長いことが理解される。

当該太陽光発電設備の発電可能電力量比率は、上述のとおり全ての太陽光発電設備が最適角度で設置されかつ 1 年中完全に晴天であった場合での理想的な値であり、現実には当該比率に最適角度を外れて設置された設備の影響や曇天・雨天や障害物などによる日射変動・制約の影響が加わって年間の発電電力量や設備稼働率の実績値が地域別に定まっているものと考えられる。

[図補 2-2-1.,-2. 北海道及び沖縄県における月別・時間帯別の太陽光発電設備の発電可能電力量比率]



(図注) 夏期の早朝・夕方において太陽が設置方向より北にある時間帯や日出前・日没後などの薄明かりがある時間帯でのいわゆる「薄明効果」による発電電力量は 0 と仮定している。

2-3. 設置地点別の太陽南中時刻差の補正

他方で国内の地点別の経度差により、緯度が同じであっても東にある地域と西にある地域の間では地球の自転の影響で太陽南中時刻に差異を生じる。

東京(139°41'E)を基準とした県庁所在地間での最大の経度差は那覇(127°40'E)の 12°01'であり、これに対応する太陽南中時刻差は約 48 分であってほぼ 1 時間に相当する。このため、本稿においては当該経度差による太陽南中時刻の差異を地域別の代表都市(札幌・仙台・名古屋・大阪・高松・広島・福岡及び那覇)について補正することとする。

補論 3. 燃料種別・運転開始年度別の火力発電効率及び所内率の推計について

3-1. 経済産業省・電力需給の概要による発電機・発電所別の発電効率及び所内率の実績値

LNG 複合火力発電や石炭火力発電など火力発電所別の発電効率及び所内率の実績値については、2004 年度迄は経済産業省資源エネルギー庁電力ガス事業部編・電力需給の概要において、一般電気事業者・卸電気事業者が保有する全ての発電所約 200 ヶ所につき、毎年度の発電所別・燃料種別の燃料消費量・所内消費及び発電電力量が情報公開されており、容易に発電効率及び所内率の実績値が算定可能であった。

しかし、発電部門が全面自由化された 2005 年度以降については当該情報の公開は停止されており、発電効率については各社により設計効率やカタログ効率などの断片的な情報しか公表されていないため、2005 年度以降に運転開始した発電所については発電効率や所内率などの情報が体系的に得られない状況となっている。

このため、1995 ～ 2004 年度の電力需給の概要における火力発電所の発電効率及び所内率に関する実績値から、LNG 複合火力発電及び石炭火力発電について発電効率及び所内率の年間技術進歩率を回帰分析により測定して当該結果を外挿することにより、2005 年度以降に運転開始した発電所や今後運転開始予定の新設発電所の発電効率を推計する。

発電効率は全て高位発熱量基準とし、燃料種別発熱量は経済産業省資源エネルギー庁・標準発熱量表に基づいて算定した。

石油火力発電・鉄鋼ガス火力発電や LNG 汽力発電など、石炭火力発電・LNG 複合火力発電以外の発電所については今後の新設が見込まれないため推計から除外する。

また本項においては、IGCC と区別するため在来型の石炭火力発電を「石炭汽力発電」と呼称する。

3-2. 燃料種別・運転開始年度別の発電効率及び所内率の回帰分析

3-2-1. 発電効率及び所内率の回帰分析式及び運転開始年度からの経過年数との相関

式補 3-2-1.に LNG 複合火力発電・石炭汽力発電に共通で用いる、発電効率及び所内率を被説明変数として運転開始年度からの経過年数(2017 年 4 月基準)、設備容量及び平均稼働率を説明変数とした回帰分析式を示す。

また図補 3-2-1.及び-2.に LNG 火力発電・石炭汽力発電の発電効率の実績値と運転開始年度からの経過年数との相関を示す。

[式補 3-2-1. 発電効率及び所内率の運転開始年度からの経過年数などによる回帰分析式]

$$EFF_i = \beta_{10} + \beta_{11} * PLF_i + \beta_{12} * CAP_i + \beta_{13} * DUR_i + \varepsilon_{i1} \quad \text{式補 32101}$$

$$INT_i = \beta_{20} + \beta_{21} * PLF_i + \beta_{22} * CAP_i + \beta_{23} * DUR_i + \varepsilon_{i2} \quad \text{式補 32102}$$

EFF_i 発電所 i の発電効率(HHV 総(高位)発熱量)

INT_i 発電所 i の所内率 (0 < INT_i < 1)

PLF_i 発電所 i の平均稼働率 (0 < PLF_i < 1)

CAP_i 発電所 i の設備容量 (GW)

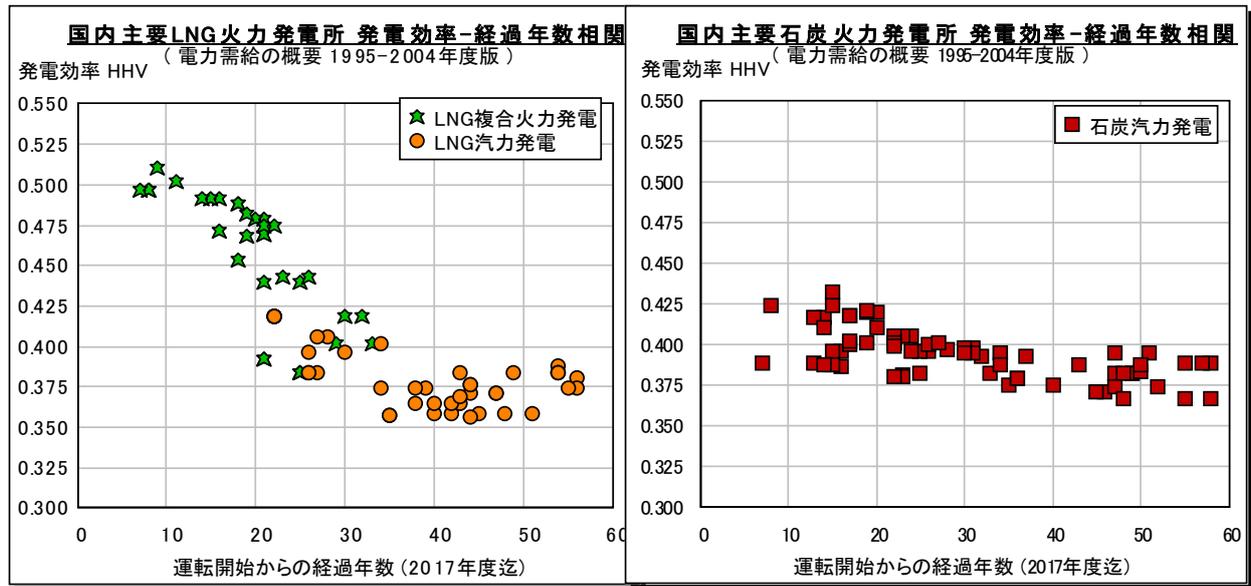
DUR_i 発電所 i の運転開始年度からの経過年数 (年, 2017 年 4 月基準)

$\beta_{10} \sim \beta_{13}$ 定数項及び係数

$\beta_{20} \sim \beta_{23}$

$\varepsilon_{i1}, \varepsilon_{i2}$ 誤差項

[図補 3-2-1.及び-2. LNG 火力発電・石炭火力発電の発電効率の実績値と運転開始年度からの経過年数との相関]



(図注) IGCC と区別するため在来型の石炭火力発電を「石炭火力発電」と呼称する。
 2005 年以降に運転開始した火力発電所のうち総発電量による発電効率が公表されているもの及び新設により総発電量による発電効率が燃料消費量から推計可能であるものは図中に表示している。

3-2-2. LNG 複合火力発電の回帰分析結果

式補 3-2-2.に 1995 ～ 2004 年度の実績値から 3-2-1.の回帰分析式により推計した LNG 複合火力発電の発電効率と所内率と運転開始年度からの経過年数などとの関係を示す。

LNG 複合火力発電については、発電効率は運転開始年度からの経過年数に対する係数が有意であり、稼働率や設備容量の影響を考慮した上でも年率+0.4 %相当の技術進歩率が認められる。

他方で所内率については運転開始年度からの経過年数に対する係数が有意ではなく、技術進歩率は観察できない。他の説明変数の係数の有意性から見て所内率は主に設備容量の関数であると推察される。

[式補 3-2-2. LNG 複合火力発電の発電効率及び所内率と運転開始年度からの経過年数などとの関係]

$$\begin{aligned}
 \text{EFF}_i &= 0.4609 + 0.1100 \cdot \text{PLFi} + 0.0165 \cdot \text{Capi} - 0.0045 \cdot \text{DUR}_i & R^2 & 0.741 & \text{式補 32201} \\
 & (0.000) \quad (0.022) \quad (0.008) \quad (0.000) & & & \text{AIC -163.29} \\
 & *** \quad ** \quad *** \quad *** & & & n \quad 35 \\
 \\
 \text{INT}_i &= 0.0329 - 0.0018 \cdot \text{PLFi} - 0.0912 \cdot \text{Capi} + 0.0003 \cdot \text{DUR}_i & R^2 & 0.233 & \text{式補 32202} \\
 & (0.002) \quad (0.892) \quad (0.000) \quad (0.136) & & & \text{AIC -234.62} \\
 & *** \quad --- \quad *** \quad --- & & & n \quad 35
 \end{aligned}$$

(式注) ()内は p 値、***は危険率 1%で有意、**は危険率 5%で有意、*は危険率 10%で有意及び --- は危険率 10%で有意でない係数を示す。
 DUR_i は運転開始年度から 2017 年 4 月迄の経過年数であり、新しい発電所程数値が小さくなることに注意。

3-2-3. 石炭火力発電の回帰分析結果

式補 3-2-3.に 1995 ～ 2004 年度の実績値から 3-2-1.の回帰分析式により推計した石炭火力発電の発電効率と所内率と運転開始年度からの経過年数などとの関係を示す。

石炭火力発電については、発電効率は運転開始年度からの経過年数に対する係数が有意であり、稼働率や設備容量の影響を考慮した上でも年率+0.05 %相当の技術進歩率が認められる。

他方で所内率については運転開始年度からの経過年数に対する係数が有意ではなく、技術進歩率は観察できない。他の説明変数の係数の有意性から見て所内率は主に設備容量の関数であると推察される。

[式補 3-2-3. 石炭火力発電の発電効率及び所内率と運転開始年度からの経過年数などとの関係]

EFFi =	0.3720	+ 0.0341*PLFi	+ 0.0223*CAPI	<u>- 0.0005</u> *DURi	R ²	0.511	式補 32301
	(0.000)	(0.004)	(0.000)	(0.031)	AIC	-322.28	
	***	***	***	**	n	51	
INTi =	0.0902	- 0.0047*PLFi	- 0.041*CAPI	<u>- 0.0003</u> *DURi	R ²	0.486	式補 32302
	(0.000)	(0.807)	(0.000)	(0.802)	AIC	-302.61	
	***	---	***	---	n	51	

(式注) ()内は p 値、***は危険率 1 %で有意、**は危険率 5 %で有意、*は危険率 10%で有意及び --- は危険率 10 %で有意でない係数を示す。

DURi は運転開始年度から 2017 年 4 月迄の経過年数であり、新しい発電所程数値が小さくなることに注意。

3-3. 運転開始年度別の LNG 複合火力発電・石炭火力発電の発電効率及び所内率の推計

3-3-1. LNG 複合火力発電及び石炭火力発電のうち石炭火力発電

LNG 複合火力発電及び石炭火力発電については、式補 3-2-2.及び式補 3-2-3.の結果に基づき発電機別に発電効率及び所内率を推計して用いることとする。

3-3-2. 石炭火力発電のうち IGCC

石炭火力発電のうち IGCC(石炭ガス化複合発電)については、LNG 複合火力発電設備と同じガスタービンとボイラー・蒸気タービンで構成され技術体系が同一と考えられることから、2019 年現在での発電効率の実勢である約 45.0 %から年率+0.4 %での技術進歩率を見込むこととする。

補論 4. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書による固定費用・可変費用の推計について

4-1. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書と電気事業費用明細書

電気事業に要する費用については、旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者の有価証券報告書において毎年度「電気事業費用明細書」が作成・添付されており、各社が年度毎に支出した発電・送変配電及び販売管理に要する費用などについて子細な費目別の費用額が公開されている。

他方で 2015 年度から東京電力及び中部電力が発電・燃料部門を統合して子会社化("JERA")した結果、中部電力の発電部門については引続き電気事業費用明細書が開示されているが、子会社に移行した東京電力・中部電力の発電部門については明細書が添付されない簡単な損益計算書しか開示されなくなっている。

更に今後2020年度以降の発送電の法的分離により多くの旧一般電気事業者が持株会社化を検討しており、特に発電部門の費用明細についての情報開示については今後の見通しが不透明である。

以下現状において旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者の有価証券報告書に添付されている電気事業費用明細書に基づいて、固定費用及び可変費用を推計する方法について説明する。

4-2. 電気事業費用明細書の構成

電気事業明細書においては、各事業年度に支出された費用を横方向に事業部門区分、縦方向に費用内訳区分を識別した表形式により事業部門別・費目別に表現している。

事業部門区分については、発電費用(水力発電、汽力発電、原子力発電、内燃力発電及び新エネルギー発電の各費用)、購入電力費用(地帯間購入電力費用、他社購入電力費用)、送変配電費用(送電、変電及び配電の各費用)、販売管理費用(販売、休止設備、貸付設備及び一般管理の各費用)に区分されている。

費用内訳区分については、人件費(役員給与、給与手当、退職給与金、厚生費、委託検針・集金費、雑給)、燃料費(石炭、燃料油、ガス、助燃費・運炭費)、使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理準備金、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処理費、消耗品費、修繕費、水利使用料、補償費、賃借料、託送料、事業者間精算費、委託費、原賠・廃炉機構負担金、普及開発関係費、育成費、研究費、諸費、電気料貸倒損、諸税、減価償却費、固定資産除却費、原子力発電施設解体費、各種分担金、地帯間購入電源費、他社購入電源費、電源開発促進税及び事業税などに区分されている。

4-3. 固定費用・可変費用の識別

電気事業明細書のうち供給電力量などに比例して変化する可変費用としては、発電費用のうち水力発電費用の水利使用料、汽力発電費用の燃料費、消耗品費及び廃棄物処理費、原子力発電費用の燃料費、消耗品費、再処理関係費及び廃棄物処理費などが挙げられる。これらの事業部門区分での人件費や減価償却費などその他の費用内訳は固定費用であると整理される。また購入電力費用についても可変費用であると考えられる。

他方で、送変配電費用及び販売管理費用については基本的に直接的に供給電力量に比例して変化する部分はなく、全て固定費用であると考えられる。

**補論 5. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書による LNG 複合火力発電
及び石炭火力発電の新設費用などの推計について**

5-1. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書と火力発電所新設費用

LNG 複合火力発電・石炭火力発電など火力発電所の新設に要する費用については、旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者の有価証券報告書において毎年度の固定資産額の内訳が公開されていることから、発電所が新設された際の火力発電設備の固定資産額の増加分を該当する発電設備の設備容量で除することにより、燃料種別・発電方式別での平均設備容量当新設費用を推計することができる。

ここで、既設発電所の敷地内に同一燃料種別・発電方式の設備が新設された場合の投資額と、新設発電所で初号機が運転開始する場合や既設発電所に異なる燃料種別・発電方式の設備が新設される場合の投資額は、用地取得費や基礎工事費、燃料貯蔵・受払や冷却水・送変電など附帯・関連設備費が大きく異なることから、これらを「増新設」「純新設」と呼称し識別して扱う。

具体的には、2005 ～ 2014 年度の一般電気事業者・卸電気事業者の有価証券報告書における火力発電設備の固定資産額に関する増加額のうち、LNG 複合火力発電又は石炭火力発電の新設が行われた際の増加額と該当する発電設備の設備容量を用いて、「増新設」「純新設」別での名目平均設備容量当新設設備投資額を算定し、これらを GDP デフレータを用いて 2010 年度実質価格に換算して推計する。

但し、石炭火力発電の「純新設」分については 2005 ～ 2014 年度に該当する例がなく全て「増新設」であるため、火力発電設備の大部分が石炭火力発電である電源開発株式会社の同期間での平均設備容量当火力発電固定資産額を用いて推計する。

5-2. 旧一般電気事業者などの有価証券報告書による LNG 複合火力発電及び石炭火力発電新設費用

表補 5-2-1. に、2005 ～ 2014 年度の一般電気事業者・卸電気事業者の有価証券報告書における火力発電設備の固定資産額に関する増加額に基づく、LNG 複合火力発電又は石炭火力発電の平均設備容量当新設費用の推計値を示す。

[表補 5-2-1. LNG 複合火力発電又は石炭火力発電の平均設備容量当新設費用の推計値]

種 別	発電所名	年 度	発電出力(MW)	固定資産額(百万円・名目)	推定費用(¥/W・実質)
LNG 複合火力発電					
純新設 (加重平均値)			921.1		150.41
	東京・富津 4-1	2007	507	58816	127.42
	東京・川崎 1-1 ～ 1-3	2008	1500	155587	114.87
	中国・水島新 1	2009	285	40406	158.98
	中部・上越 1-1,-2,2-1	2012	1785	249093	163.85
	東京・川崎 2-1	2012	500	65533	153.89
	沖縄・吉の浦 1,2	2013	537	93573	205.05
	東京・鹿島 7	2014	1260	165143*	150.59
	東京・千葉 3-1	2014	1500	196599*	150.59
	東北・八戸 5	2014	416	60512	167.13
増新設 (加重平均値)			977.4		82.57
	東北・東新湯 4-2	2006	840	45420	58.73

中部・新名古屋 8	2008	1600	104035	72.01
東京・富津 4-2	2009	507	38966	86.18
東京・富津 4-3	2010	507	39057	88.13
東北・仙台 4,新潟 5	2010	555 合計	39588 合計	81.61
四国・坂出新 1	2010	296	20710	80.05
中部・上越 2-2	2014	595	38388	74.13
関西・姫路第 2 1-5	2013	2919	237633	95.80
石炭火力発電				
純新設 電源開発平均値	2005-2014	8112	1790800	<u>220.84</u>
増新設 (加重平均値)		775.0		<u>166.86</u>
電源開発・磯子 2	2009	600	91225	170.49
関西・敦賀 2	2009	900	83273	105.86
東京 広野 6・常陸那珂 2	2013	1600 合計	271683 合計*	199.81

(表注) 東京電力 2013-2014 年度の新設分については 石炭・LNG 火力発電分が混在するため 2012 年度の川崎 2 系の 実績値から LNG 火力分を推計し両者を識別している。

5-3. 新設費用からの年平均要回収固定費の推計

LNG 複合火力発電及び石炭火力発電などの火力発電設備については、法定耐用年数が 15 年、実勢耐用年数が約 40 年であることから、割引率を r_d 、資本報酬率を r_c と仮定すると上記設備投資額から毎年度の要回収固定費を算定することができる。

式補 5-3-1. に新設費用からの年平均要回収固定費の計算式を示す。

[式補 5-3-1. 新設費用からの年平均要回収固定費の計算式]

$$INVi * (1 + r_c)^T = \sum_{t=1}^T \left[\frac{RECi(t)}{(1 + r_d)^t} \right] \quad \text{式補 53101}$$

INVi	発電種別 i の発電所の新設費用
RECi(t)	発電種別 i の発電所の t 年度目の要回収固定費 (均一とした場合年平均要回収固定費)
T	耐用年数 (法定耐用年数 15 年、実勢耐用年数 40 年)
r_c	資本報酬率
r_d	割引率

具体的に、割引率 $r_d = 0.03$ 、資本報酬率 $r_c = 0.05$ とした場合、表補 5-3-1. のとおり設備容量当での年平均要回収固定費が推計できる。

現実の投資判断においては実勢耐用年数が多く用いられることから、本研究における新規参入の可否判定においても実勢耐用年数 40 年で計算した年平均要回収固定費を用いることとする。

[表補 5-3-1. 発電種類別新設費用から推計される年平均要回収固定費額]

(資本報酬率 0.05, 割引率 0.03)

年平均要回収固定費 ¥/W	新設費用額 ¥/W	法定耐用年数 15 年	実勢耐用年数 40 年
LNG 複合火力発電			
	純新設	150.41	13.23
	増新設	82.57	7.26
			<u>6.83</u>
			<u>3.75</u>
石炭火力発電			
	純新設	220.84	19.42
	増新設	166.86	14.68
			<u>10.03</u>
			<u>7.58</u>

補論 6. 確率分布が正規分布又はポアソン分布に従う場合での度数分布の形状の相違について

6-1. 代表的な確率分布としての正規分布とポアソン分布

確率分布には多くの種類があるが、現実の確率事象を良好に近似する代表的な確率分布として、正規分布及びポアソン分布が挙げられる。

正規分布は中心極限定理に基づき独立な因子の和で表現される確率変数の分布を示し、例えば本稿の事例で言えば 3-1-1-2.で説明した多数の需要家の電力需要変動の合計である電力需要の時間内変動については、実際に当該分布が良好に当てはまっている。

他方でポアソン分布は発生間隔が指数分布に従う離散的な事象の発生回数の分布を示し、例えば本稿の事例では 3-1-3-1.で説明した火力発電所の事故・故障による計画外停止確率については、実際に当該分布が良好に当てはまっている。

本補論においては、第 3 章を中心に電力需給に関連する様々な事象を理解するために事象の標準偏差を尺度(「横軸」として)とした度数分布の図などを用いた説明を行っているが、具体的に同一の分散・標準偏差を持つ理想的な正規分布やポアソン分布が標準偏差を尺度とした度数分布としてどのように表現されるか、またどのような形状の相違が観察されるかを説明する。

なお本稿に関連した確率分布として、他に 3-1-2-2.で説明した太陽光発電の時間内変動に当てはまる一様分布が挙げられるが、一様分布は標準偏差を尺度とした度数分布において平板状の文字通り「一様分布」として表現されるため説明を省略する。

6-2. 正規分布及びポアソン分布の確率密度関数

正規分布及びポアソン分布はいずれも二項分布の特殊な極限形となっているが、その確率密度関数は大きく異なっている。

正規分布は試行回数 n が十分大きい場合に事象の発生確率を $p(0 < p < 1)$ とすると平均が $n \cdot p$ 、標準偏差が $n \cdot p \cdot (1-p)$ である正規分布で近似できる("ド・モアブル=ラプラスの極点定理"、中心極限定理の一形態)ことが知られている。

正規分布の確率密度関数は式補 6-2-1.中の式補 62101 で表現される。

ポアソン分布は試行回数 n 、事象の発生確率を $p(0 < p < 1)$ とする際に試行回数と発生確率の積($\lambda = n \cdot p$)を一定に保ったまま n を十分大きくすると、平均が $\lambda (= n \cdot p)$ 、標準偏差が $\lambda^{0.5}$ であるポアソン分布で近似できる("ポアソンの極限定理")ことが知られている。

ポアソン分布の確率密度関数は式補 6-2-1.中の式補 62102 で表現される。

[式補 6-2-1. 正規分布及びポアソン分布の確率密度関数]

$$Pn(x) = \frac{1}{(2 \cdot \pi \cdot \sigma^2)^{0.5}} \cdot \exp\left(-\frac{(x - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) \quad \text{式補 62101}$$

$$Pp(x) = \frac{\lambda^x \cdot \exp(-\lambda)}{x!} \quad (x > 0) \quad \text{式補 62102}$$

$Pn(x)$	正規分布の確率密度関数	$\exp(\cdot)$	指数関数
μ	正規分布の平均	π	円周率
σ, σ^2	正規分布の標準偏差、分散	x	変数
$Pp(x)$	ポアソン分布の確率密度関数		(ポアソン分布では正の値のみ)
λ	ポアソン分布の分散 (標準偏差は $\lambda^{0.5}$)		

6-3. 正規分布及びポアソン分布の度数分布による表現例と形状の相違

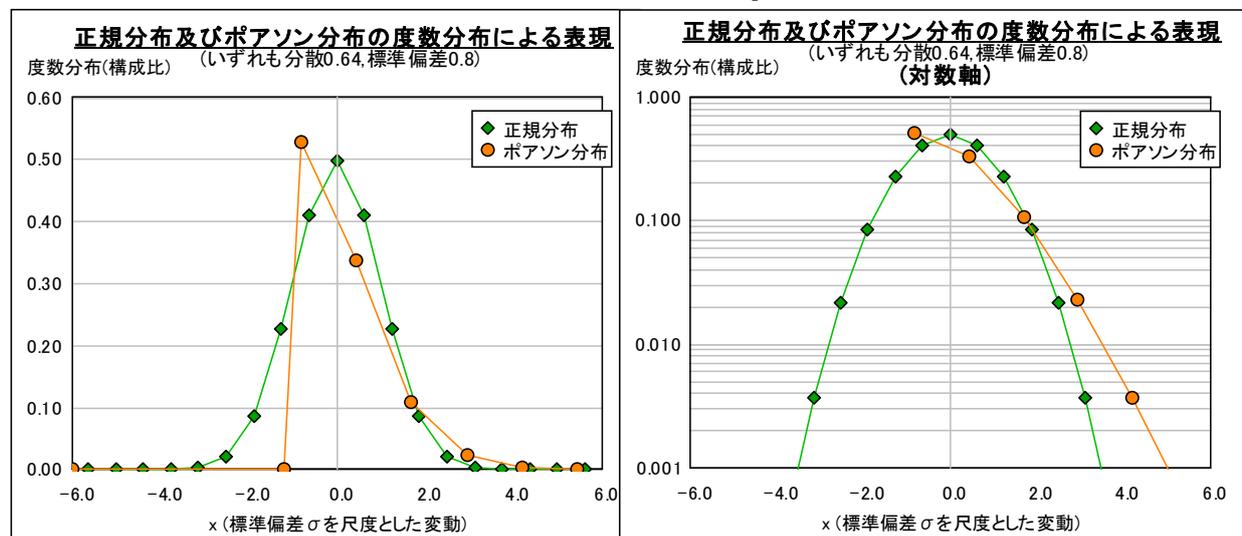
6-2.での確率密度関数に関する理解を基礎として、実際に同じ分散・標準偏差を持つ正規分布及びポアソン分布が標準編纂を「横軸」とし、度数分布(構成比)(=確率密度分布)を「縦軸」とした図においてどのように表現されるかを示す。

具体的に図補 6-3-1.及び-2.に、分散を 0.64、標準偏差を 0.8 とし正規分布の平均を 0 とした場合を例として、正規分布及びポアソン分布を標準偏差を尺度とした真数及び対数軸の度数分布として図示する。

正規分布では平均から負の方向に乖離が大きくなった場合でも度数分布は横軸方向に左右対称の「釣鐘形」に表現されるが、ポアソン分布では確率が負となる場合の分布が定義できないため x が負となる範囲には数値がない。このためポアソン分布は真数軸による度数分布では「ある値から左側が切れた曲線」として、対数軸による度数分布では「右下がりの曲線」として表現されるため、形状の相違から両者は容易に識別することができる。

現実の度数分布による表現では標準偏差の無限倍迄作図することが不可能でありまた観察に誤差を伴うため、例えば図 3-1-3-1-2-2.の火力発電の種類別計画外停止確率の度数分布の図に見られるように、ポアソン分布を対数軸を用いた度数分布で表現する場合に x が大きい範囲で「上に凸」となり図の右端が跳ね上がったような形状となる傾向がある。これは x が大きい範囲では度数分布の構成比は 1 %未満の非常に小さな値となるため、1 度数の誤差や合算が度数分布の構成比に与える影響が非常に大きくなることに起因している。

[図補 6-3-1.及び-2. 分散を 0.64、標準偏差を 0.8 とした正規分布及びポアソン分布の標準偏差を尺度とした度数分布による表現例]



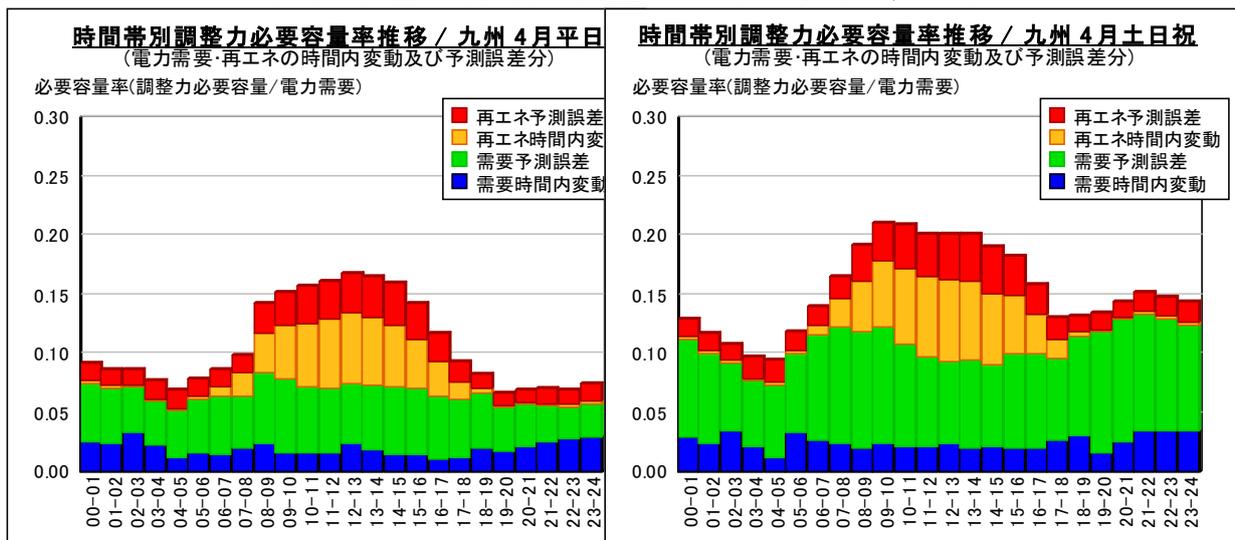
参考図表

参考図表 1. 九州地域の季節別(4月,7月,10月及び1月)での電力需要・再生可能エネルギー発電の時間内変動及び予測誤差合成結果

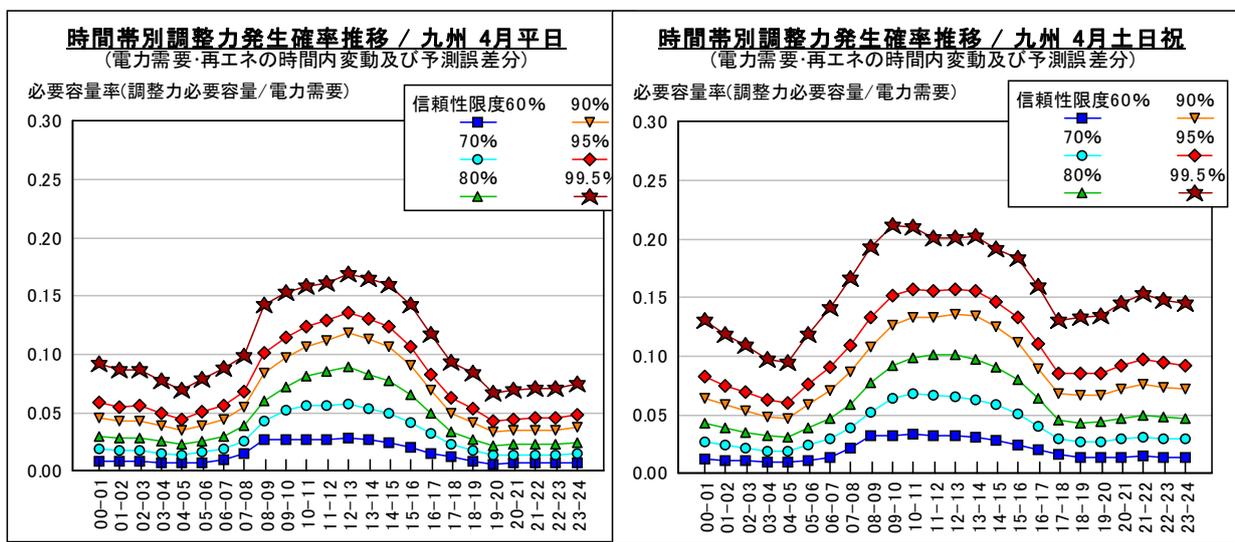
(最大需要期(8月)及び最低需要期(5月)については本文 3-1-4.参照)

1-1. 春期 4月

1-1-1.及び-2. 時間帯別調整力必要容量率推移 / 九州 4月 平日, 土日祝日

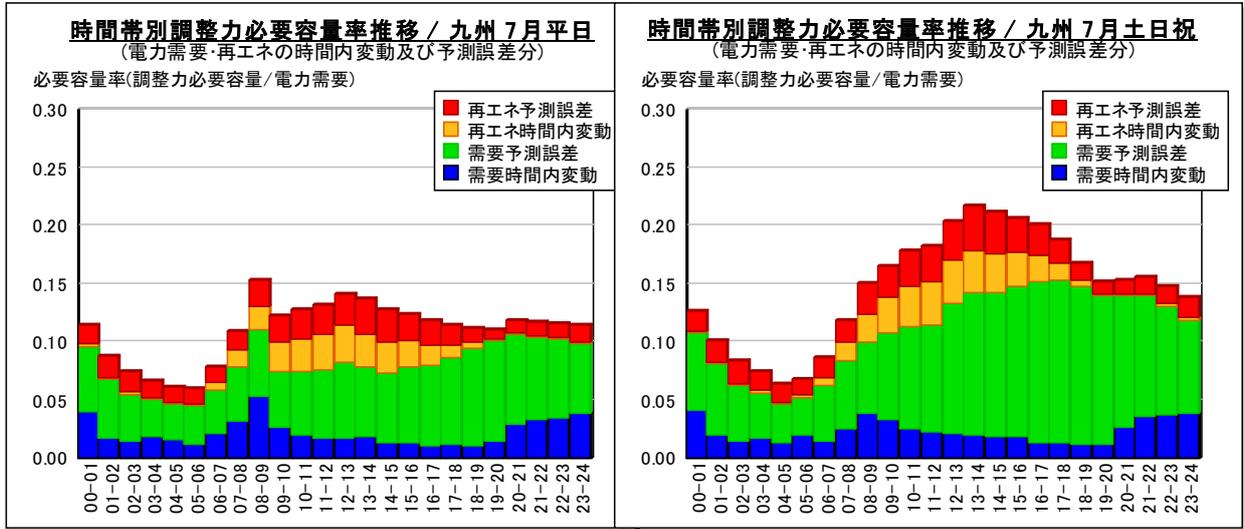


1-1-3.及び-4. 時間帯別調整力発生確率推移 / 九州 4月 平日, 土日祝日

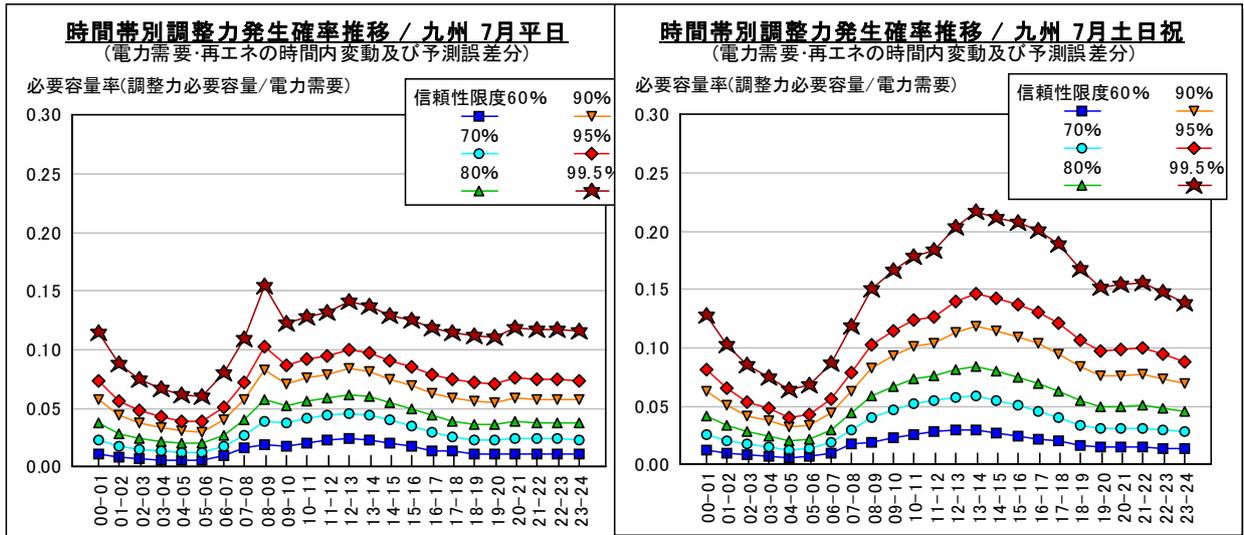


1-2. 夏期 7月

1-2-1.及び-2. 時間帯別調整力必要容量率推移 / 九州 7月 平日, 土日祝日

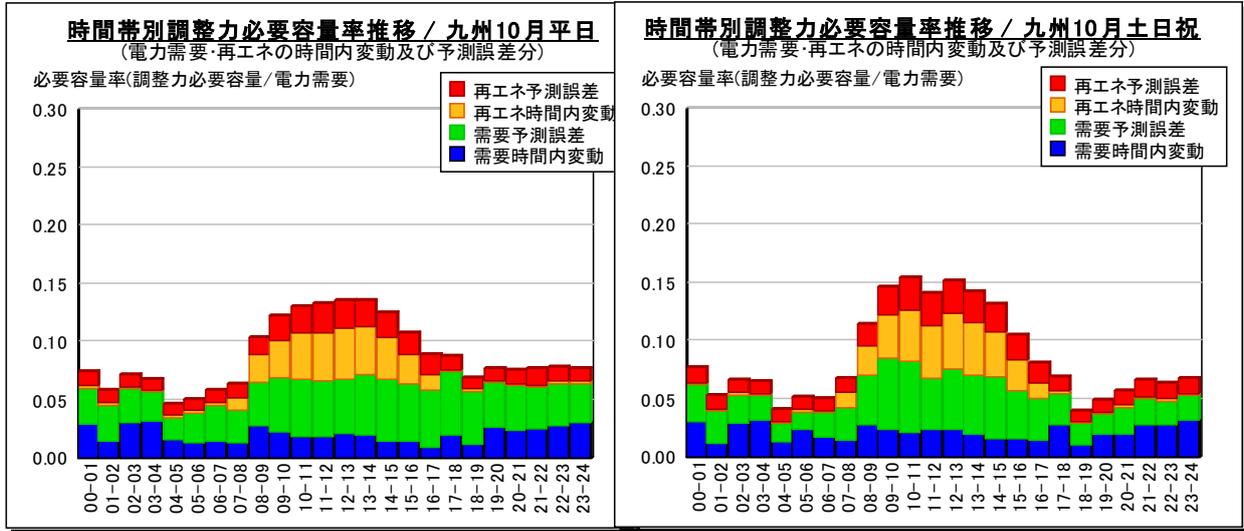


1-2-3.及び-4. 時間帯別調整力発生確率推移 / 九州 7月 平日, 土日祝日

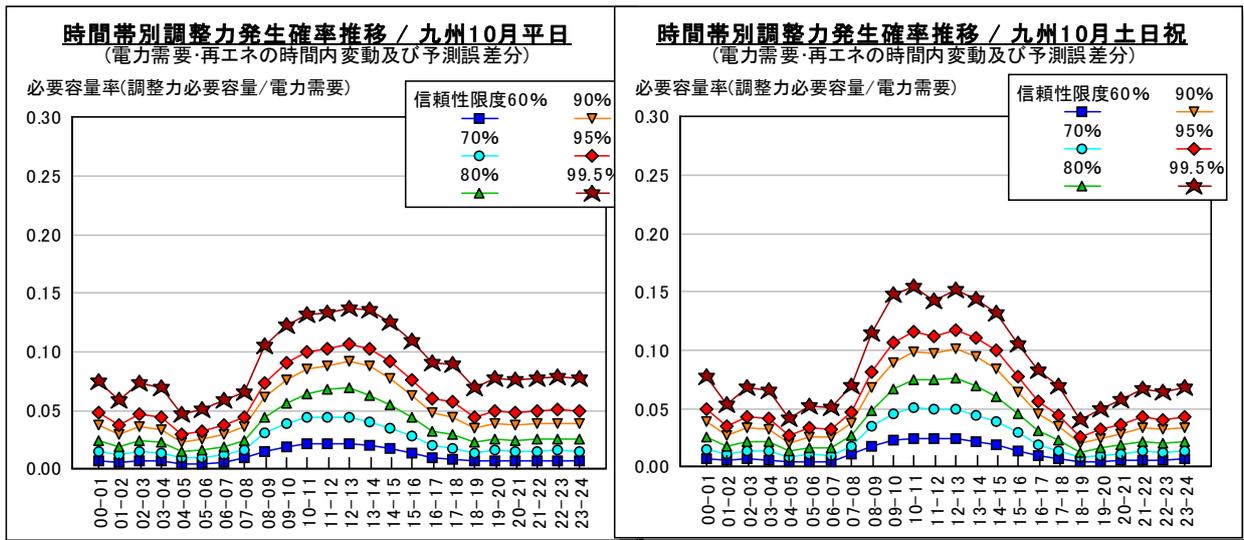


1-3. 秋期 10月

1-3-1.及び-2. 時間帯別調整力必要容量率推移 / 九州 10月 平日, 土日祝日

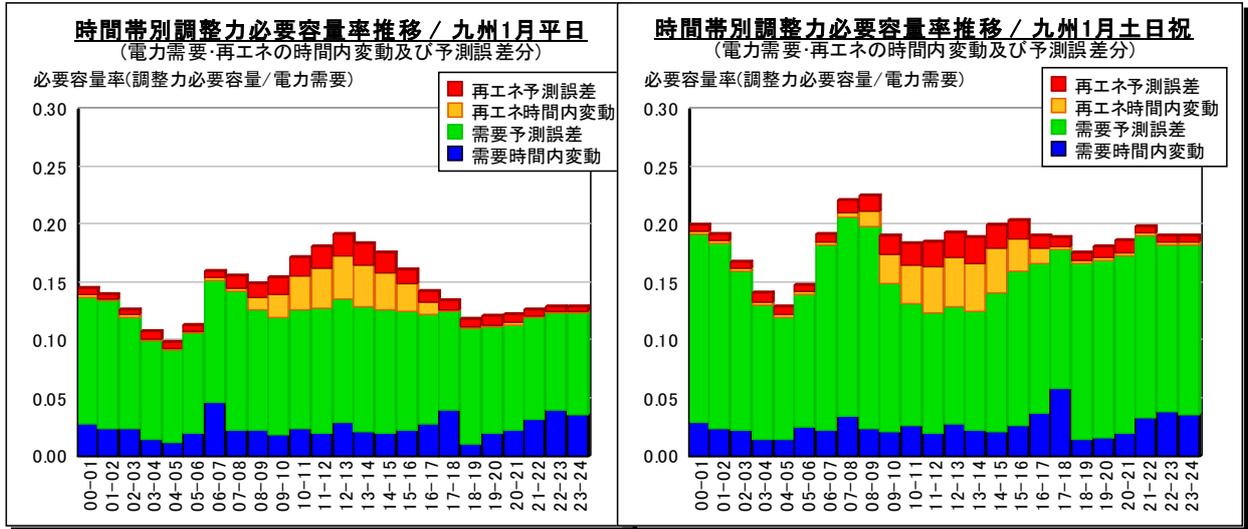


1-3-3.及び-4. 時間帯別調整力発生確率推移 / 九州 10月 平日, 土日祝日

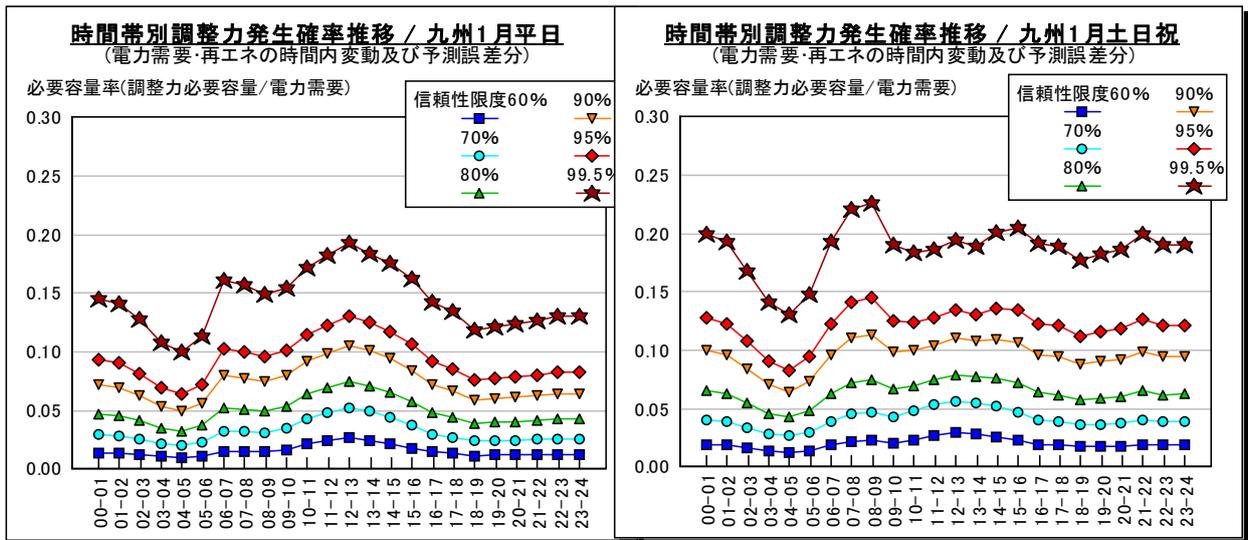


1-4. 冬期 1月

1-4-1.及び-2. 時間帯別調整力必要容量率推移 / 九州 1月 平日, 土日祝日

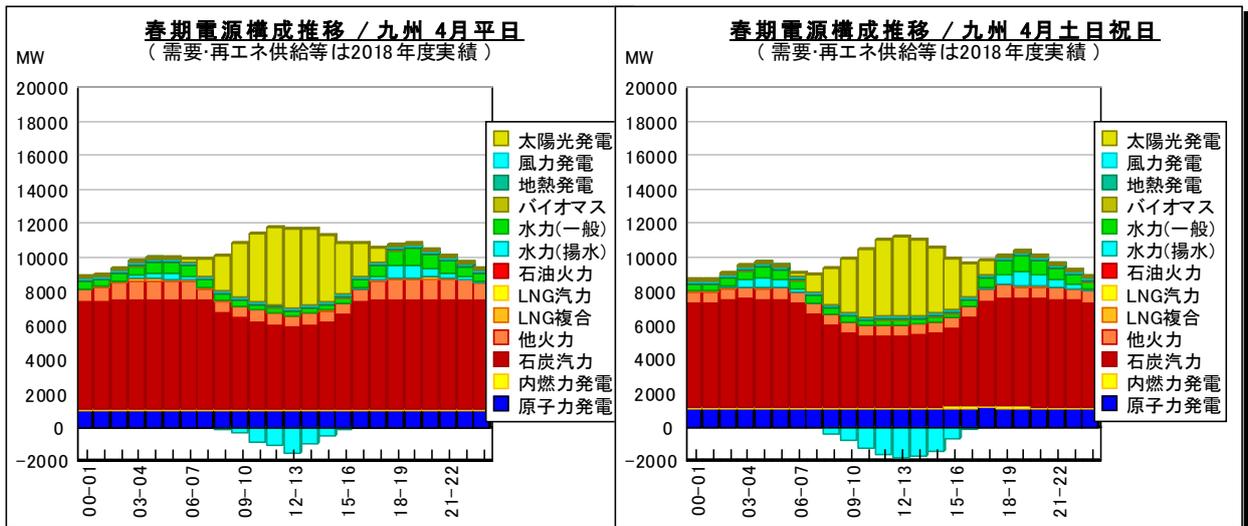
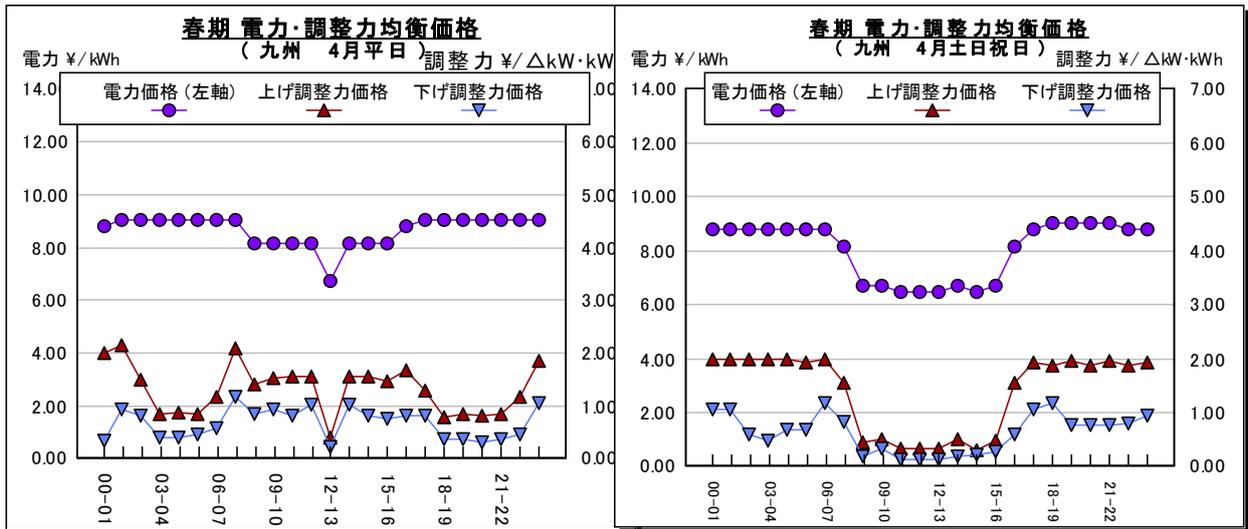
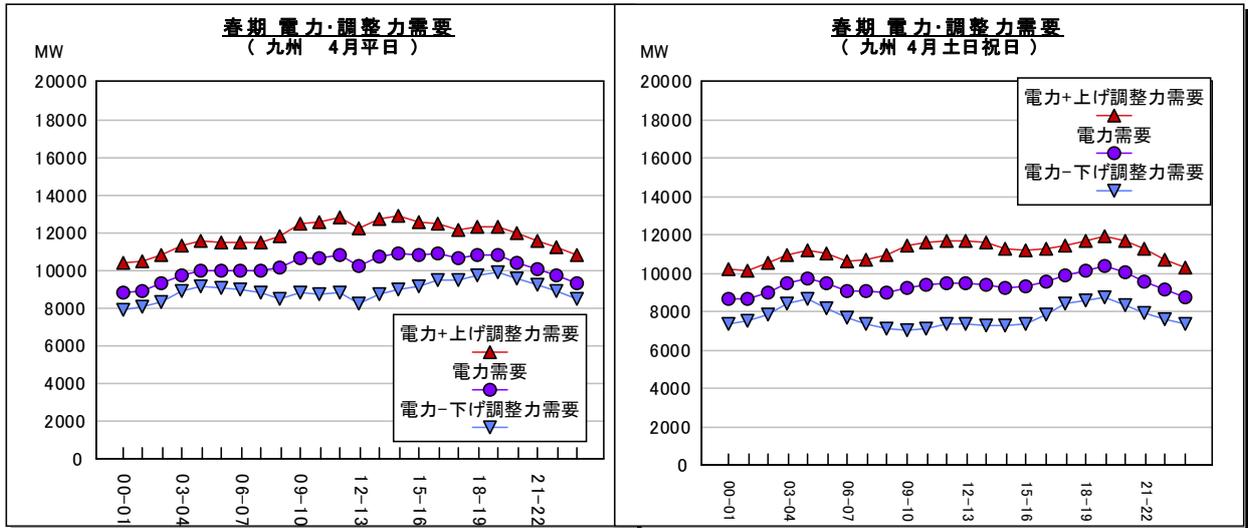


1-4-3.及び-4. 時間帯別調整力発生確率推移 / 九州 1月 平日, 土日祝日

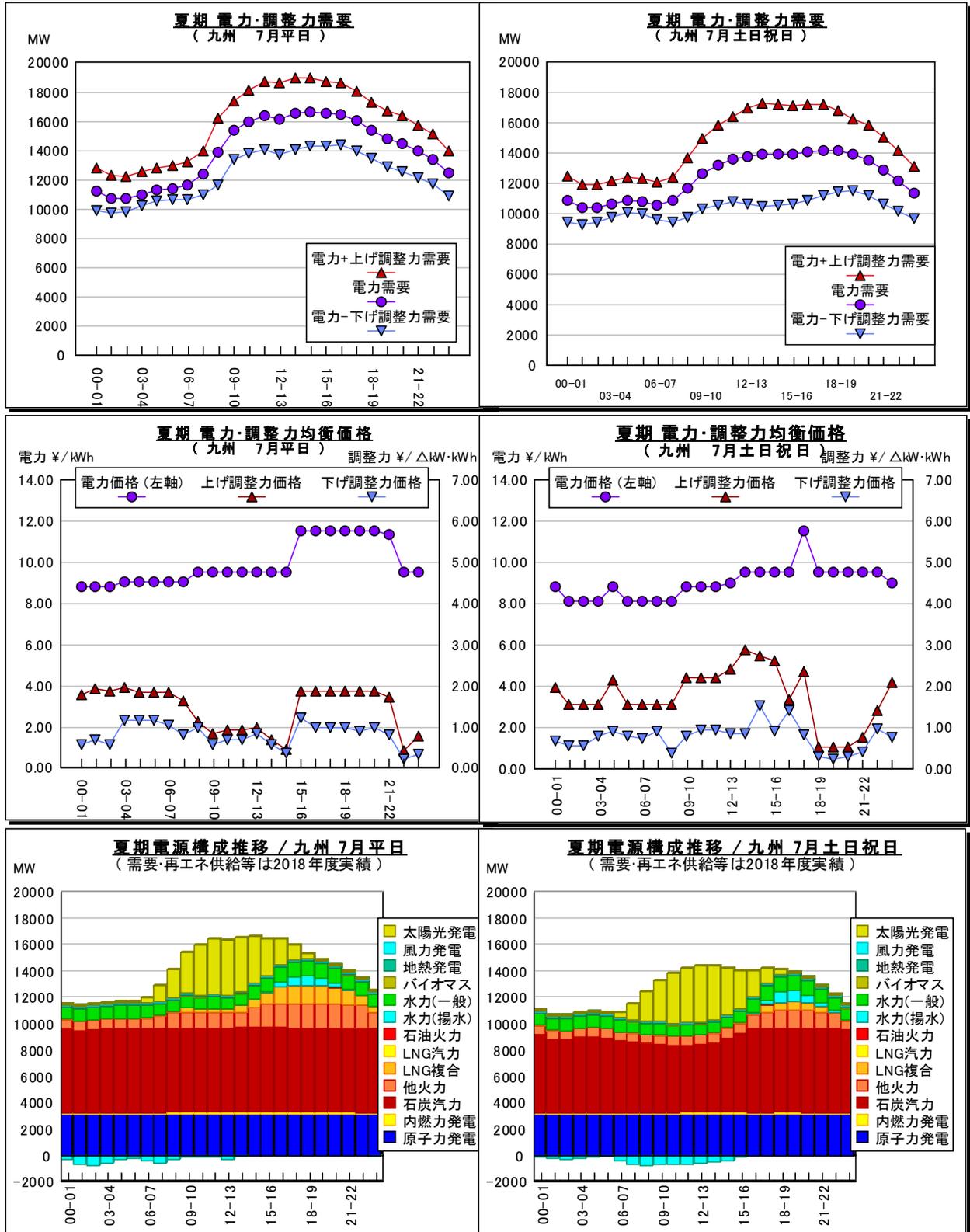


参考図表 2. 九州地域の季節別(4月,7月,10月及び1月)での電力・調整力需給及び電源構成の推計結果

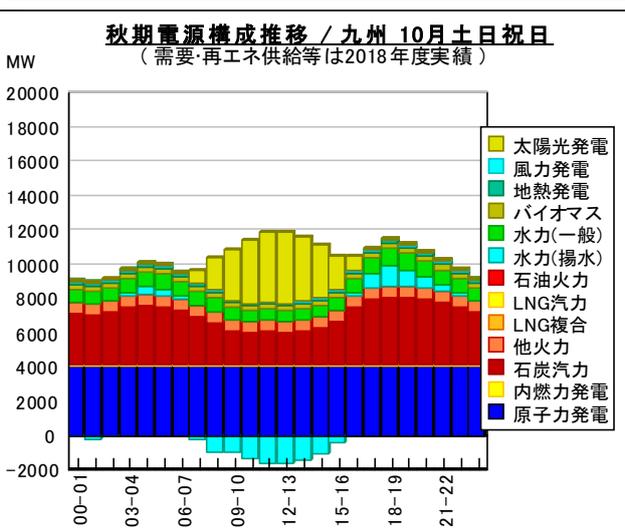
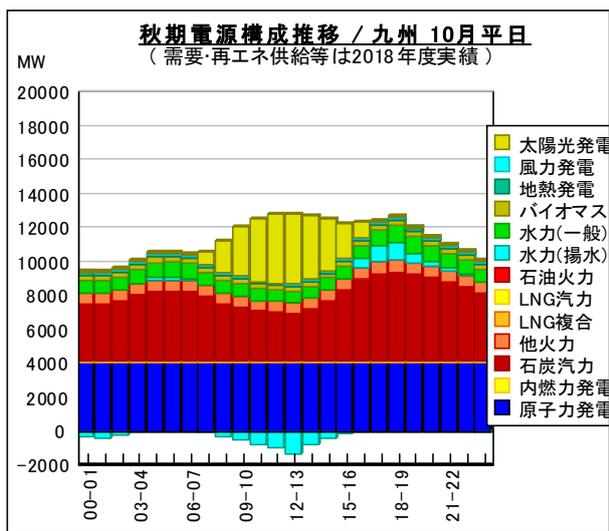
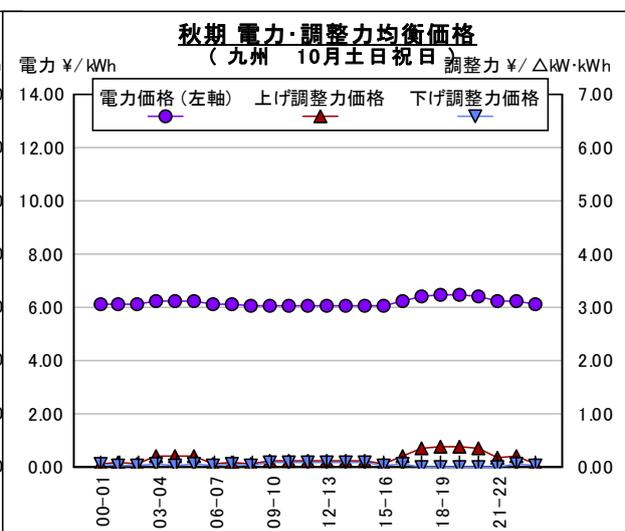
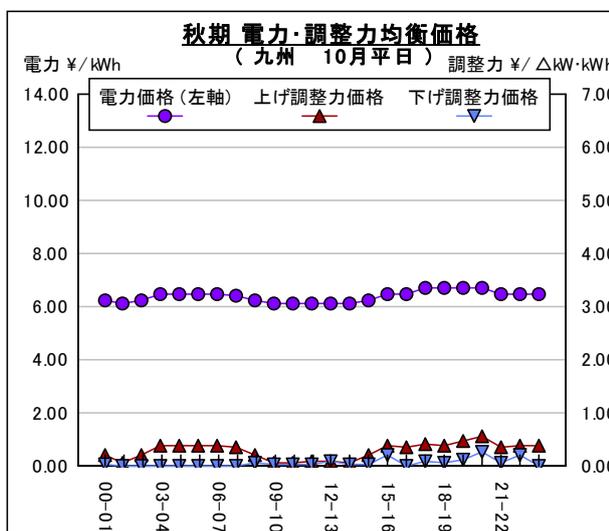
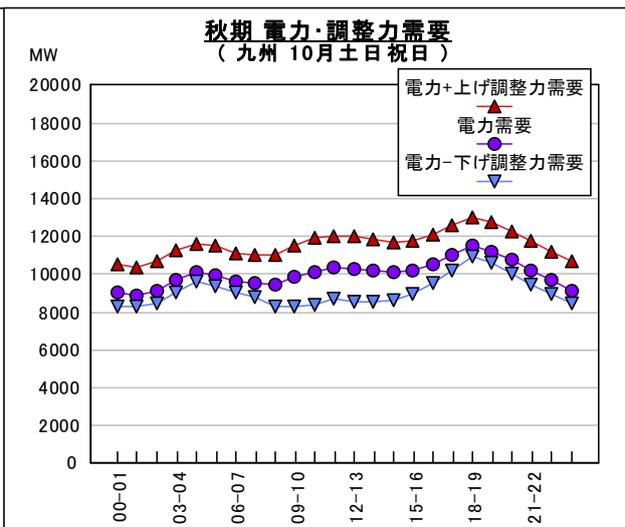
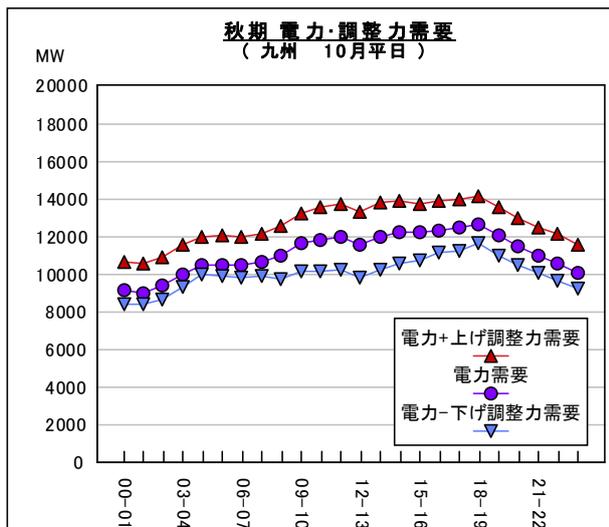
2-1. 春期 4月 (左・平日, 右・土日休日)



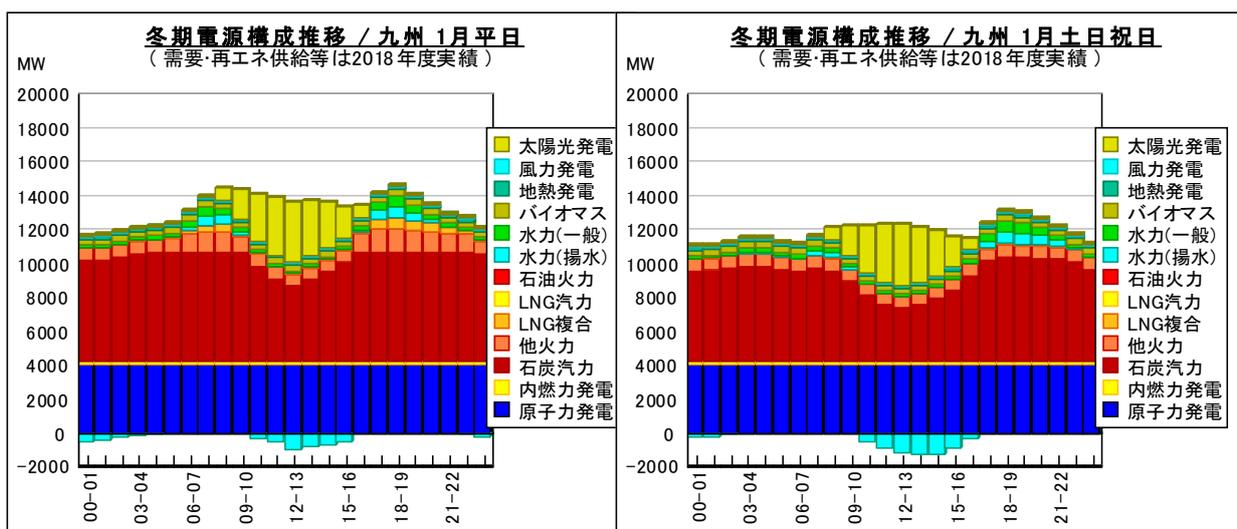
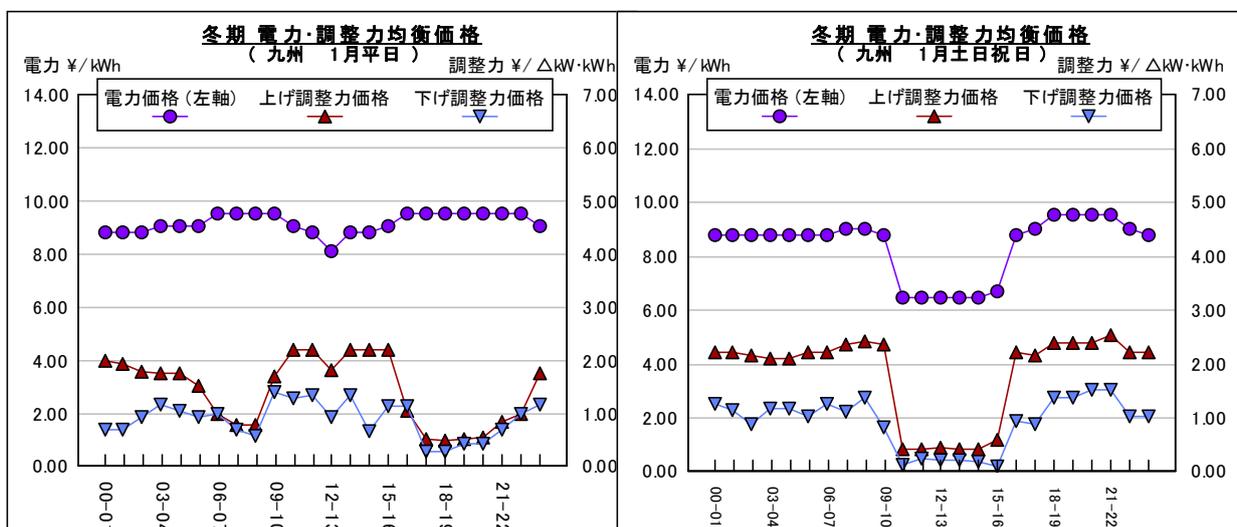
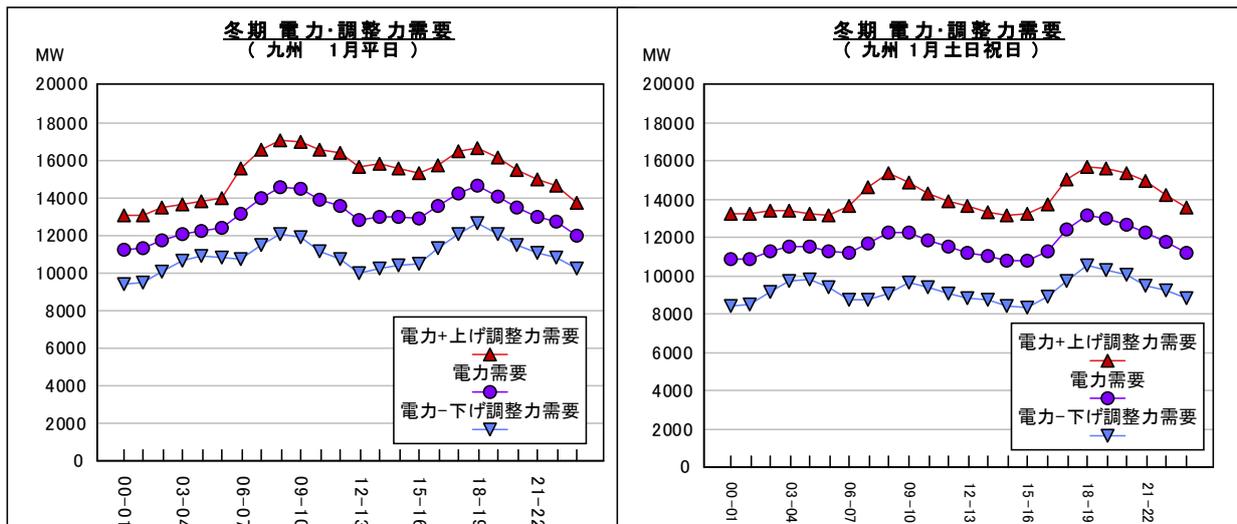
2-2. 夏期 7月 (左・平日, 右・土日休日)



2-3. 秋期 10月 (左・平日, 右・土日休日)



2-4. 冬期 1月 (左・平日, 右・土日休日)



参考文献

(行政資料・調査報告)

総理官邸

- 「電力システム改革に関する改革方針(閣議決定)」 (2013)

経済産業省

経済産業省資源エネルギー庁

- 「電力システムに関する改革方針(参考資料)」 (2013) 資源エネルギー庁ホームページ
- 「電気事業制度について」 (2019) 資源エネルギー庁ホームページ

経済産業省総合資源エネルギー調査会 電力ガス事業分科会 電力需給検証委員会

- 「2016年度夏季の電力需給見通しについて(第14回・資料7)」 (2016)

経済産業省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 ・制度検討作業部会

- 「需給調整市場について」 (2017) (資源エネルギー庁提出資料)

電力ガス取引等監視委員会(「電力監視委」)

- 「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る監視の考え方」 (2016)

電力広域的運営推進機関(OCCTO・「広域機関」)

広域機関

- 「2018年度年次報告書」 (2018)

広域機関「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」(「調整力委」)

- 「定義集」 (2018年12月版)
- 「調整力等に関する委員会中間とりまとめ」 (2016)
- 「2017年度版広域メリットオーダーシミュレーションの概要」 (2017)
- 「電源の計画外停止率の調査結果」 (2018)
- 「欧米における需給バランス調整及び周波数制御のための調整力確保の考え方等に関する調査 最終報告書」 (2016) (「欧米考え方調査報告書」)
- 「欧米諸国の需給調整市場に関する調査 最終報告書」 (2018) (「欧米市場調査報告書」)

広域機関「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 需給調整市場検討小委員会」

- 「需給調整市場における商品の要件」 (2018)
- 「需給調整市場の概要」 (2018)

広域機関「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会」

- 「細分化・市場化に伴い必要となる技術的な対応・ルール等の検討」 (2017) (東京電力パワーグリッド(株)提出資料)

広域機関「運用容量検討会」

- 「2019～2028年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)」 (2019)

広域機関「マージン検討会」

- 「2019・2020年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)」 (2019)

一般送配電事業者(九州電力株式会社)

九州電力「平成 28 年度 経営計画の概要」(2016) 同社 HP

(統計資料)

経済産業省・資源エネルギー庁

-電力調査統計 (各年度版) 資源エネルギー庁統計ホームページ

-電力需給の概要 (各年度版) 資源エネルギー庁電力ガス事業部編

-再生可能エネルギー設備導入状況(都道府県・市町村別認定・導入量) (各月版)「な
っとく！再生可能エネルギー・固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」

財務省

-貿易統計 (各年・各月版) 財務省 HP

自然科学研究機構・国立天文台

-理科年表 暦編 (2018) 丸善出版株式会社

新エネルギー・産業技術開発機構(NEDO)

-風力発電マップ (毎年度版) 同機構ホームページ

(社)太陽光発電協会

-太陽電池出荷量統計 (各四半期版) 同協会ホームページ

(社)電力土木技術協会

-水力発電データベース (2018) 同協会ホームページ

(社)日本卸電力取引所

-発電情報公開システム"HJKS" (毎月版) 同取引所ホームページ

(社)日本原子力技術協会

-原子力施設情報公開ライブラリ (各年度版) 同協会ホームページ

(社)日本地熱協会

-日本の地熱発電所 (各年度版) 同協会ホームページ

各一般送配電事業者

-「でんき予報」(毎時間帯版) 各一般送配電事業者ホームページ

-有価証券報告書 (毎年度版) 各一般送配電事業者ホームページ

(旧一般電気事業者分を含む)

(学術文献)

- 荻本和彦、大関崇、植田譲「太陽光発電を含む長期電力需給計画手法」(2010) 電気学会論文誌 B Vol.130 No.6 pp575-583
- 戒能一成「原子力発電所の稼働率・トラブル発生率に関する日米比較分析」(2009) RIETI Discussion Paper Series 09-J-035
- 「電力システム改革政策評価モデルの開発」(2016) RIETI Discussion Paper Series 16-J-012
- 倉本学、永田正幸、井上俊雄「太陽光発電最大量導入時における所要周波数調整力の評価」(2011) 電力中央研究所報告 R10005
- 小宮山涼一、藤井康正「太陽光発電・風力発電の大量導入と日本の最適電源構成に関する分析」(2012) 電気学会論文誌 B Vol.132 No.7 pp639-647
- 高尾康太、原祥太郎、桐山毅、橋本彰、金子彰三、泉聡志、酒井信介「電源構成モデルによる再生可能エネルギー大量導入時の電力需給運用評価」(2014) 日本機械学会論文集 Vol.80 No.820
- 電気学会「電力系統の利用を支える解析・運用技術」(2007) 電気学会技術報告第 1100 号 2007-9
- 八田達夫「電力競争市場の基本構造」(2004) RIETI Discussion Paper Series 04-J-029
- 服部徹「電力システム改革における新市場創設の意義と課題 - 市場メカニズムの活用をめぐる議論の展望 -」(2019) 電力中央研究所 電力経済研究 No.66
- 浜瀧純大、星野優子、永田豊、桜井紀久、門多治「2030年までの産業構造・エネルギー需給展望」(2013) 電力中央研究所報告 Y12033
- 山本博巳、坂東茂、杉山昌広「火力発電の複数運転モードと需給調整力を考慮した電源構成モデルの開発」(2013) 電力中央研究所報告 Y12030