

託送供給等約款の変更認可申請の審査について

(趣旨)

2023 年 12 月 6 日付けで経済産業大臣（以下「大臣」という。）から本委員会に意見の求めがあった、託送供給等約款の変更認可申請（以下「申請」という。）については、当該申請の内容が法律・省令等を踏まえたものになっているかについての検証を行うため、同 8 日の第 479 回電力・ガス取引監視等委員会において、①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③需要側託送料金のレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）についてはまずは料金制度専門会合にて審査を行い、④その他の変更内容については料金制度専門会合にも報告を行いつつ本委員会にて審査を行うこととされた。

今般、料金制度専門会合において、沖縄電力株式会社（以下「沖縄電力」という。）による申請書類の補正の内容も踏まえ、①～③に係る審査を実施したところ、その審査結果について御報告させていただき、本委員会においても御審査いただくとともに、大臣への回答について御審議いただく。

1. 経緯

第一規制期間（2023～2027 年度）の収入の見通しの変更が承認されたこと、2024 年度からの発電側課金導入に向けて発電側課金単価の設定及び需要側託送料金単価の見直しが必要であることを踏まえ、各一般送配電事業者から 2023 年 12 月 1 日及び同 5 日付けで大臣宛てに電気事業法第十八条第一項に基づく申請がなされ、同 6 日付けで大臣から本委員会に意見の求めがあった（別添 5 参照）。

これを踏まえ、同 8 日の第 479 回電力・ガス取引監視等委員会において、①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③需要側託送料金のレートメーク（料金メニュー及び料金単価設定）についてはまずは料金制度専門会合にて審査を行い、④その他の変更内容については料金制度専門会合にも報告を行いつつ本委員会にて審査を行うこととされた。

その後、同 20 日の第 51 回料金制度専門会合において、沖縄電力の申請書類について不備が確認されたことから、本委員会としては、沖縄電力の申請に係る審査を実施するにあたっては、まずは沖縄電力において申請書類の補正を行うことが適切であると判断し、同 22 日の第 481 回電力・ガス取引監視等委員会の審議を踏まえ、大臣に意見の一次回答を行った。当該回答を踏まえ、大臣から沖縄電力に対して申請内容の補正の求めがなされたことを受け、沖縄電力からは同 25 日付けで大臣宛てに申請を補正した書類の提出がなされ、同 26 日付けで大臣から本委員会に当該補正に係る意見の求めがあった（別添 5 参照）。これに関して、本年 1 月 5 日の第 482 回電力・ガス取引監視等委員会において、沖縄電力による補正の結果、指摘していた不備がいずれも解消されていることを確認した。

今般、同 10 日の第 52 回料金制度専門会合において、当該補正の内容を踏まえつつ、①～③に係る審査を行い、後述のとおり料金制度専門会合としての審査結果を整理した。

なお、④については、2023 年 12 月 20 日の第 51 回料金制度専門会合に報告を行った上で、同 22 日の第 481 回電力・ガス取引監視等委員会において審査を行い、問題がないと整理された。

2. 料金制度専門会合における①～③の審査結果

本年1月10日の第52回料金制度専門会合において整理された審査結果は以下のとおり。

【料金制度専門会合における審査結果（概要）】（【別添3：第52回料金制度専門会合 資料4】参照）

①発電側及び需要側への費用配賦

- ✧ 収入の見通しから3需要種別への費用配賦について、各事業者とも一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき各整理段階において適切に行っている。
- ✧ 2023年11月24日付けで大臣により承認された収入の見通しにおける期中調整額は、主に8部門とは別の「保留原価」に整理された上で、3需要種別へ配賦している。
- ✧ 発電側で負担する比率や発電側課金で回収する費用について、各事業者とも一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則に基づき適切に算出している。

②発電側課金単価等の設定

- ✧ 発電側課金の課金単価について、各事業者とも一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則等に基づき適切に算出している。
- ✧ 割引エリアについて、各事業者とも審議会で整理された条件に基づき適切に設定している。
- ✧ 割引区分ごとの割引単価について、各事業者とも審議会で整理されたとおり、発電側課金で回収する固定費に基づく値を課金対象kWで除して算出し、適切な割引額を託送供給等約款に記載している。

③需要側託送料金のレートメイク（料金メニュー及び料金単価設定）

- ✧ 各事業者とも現行の託送供給等約款における需要側託送料金の算定に用いたものと同一の想定需要をもとに単価を設定している。

※その他（収入の見通しを上回らないことの確認）

- ✧ 各事業者とも料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計額（発電側課金含む）が、収入の見通しを上回っていない。

⇒各事業者とも一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則等を踏まえた対応が適切になされており、また、電気事業法第十八条第三項各号に照らし妥当であり、問題ない。

なお、料金制度専門会合における審査にあたっては、今般の申請に関して資源エネルギー庁宛てに提出された意見も考慮した（【別添4：第52回料金制度専門会合 資料3】参照）。

3. 本日の審議事項及び今後の見通し

①～③について、料金制度専門会合における審査結果を踏まえ、本日御審査いただき、既に審査を行った④を含む申請全体について審査結果（【別添1：託送供給等約款の変更の認可について（審査結果）】）及び意見をまとめ、【別添2：託送供給等約款の変更の認可に係る意見聴取について（二次回答）】のとおり、大臣に回答することとしたい。

なお、当該申請の認可がなされた場合、各一般送配電事業者は、電気事業法第十八条第十二項に基づき、その託送供給等約款を公表することとなる。

（託送供給等に係る収入の見通し）

第十七条の二 一般送配電事業者は、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給（次項、次条第一項及び第十八条において「託送供給等」という。）の業務に係る料金の算定の基礎とするため、その業務を能率的かつ適正に運営するために通常必要と見込まれる収入（以下この条から第十八条までにおいて「収入の見通し」という。）を算定し、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

2 経済産業大臣は、一般送配電事業者による収入の見通しの適確な算定に資するため、託送供給等の業務に係る適正な原価及び物価その他の社会的経済的事情を勘案し、必要な指針を定め、これを公表するものとする。

3 経済産業大臣は、第一項の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが前項の指針に照らして適切なものであると認めるときは、その承認をするものとする。

4 一般送配電事業者は、第一項の経済産業省令で定める期間中において、同項の承認を受けた収入の見通しを変更しようとするときは、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

5 経済産業大臣は、前項の変更の承認の申請があつた場合において、当該申請に係る収入の見通しが次に掲げる基準に適合するものであると認めるときは、その承認をするものとする。

一 変更の目的が次のいずれかに該当するものであること。

イ 需要の変動その他の一般送配電事業者がその事業の遂行上予見し難い事由として経済産業省令で定めるものに対応するためのものであること。

ロ 他の法律の規定により支払うべき費用の額の変動に対応する場合（当該費用の額の増加に対応する場合にあつては、一般送配電事業を行うに当たり当該費用を節減することが著しく困難な場合に限る。）として経済産業省令で定める場合に該当するものであること。

二 変更の内容が第二項の指針に照らして適切なものであること。

6 一般送配電事業者は、第一項の承認若しくは第四項の変更の承認を受け、又は次条第三項の規定による変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その収入の見通しを公表しなければならない。

（託送供給等約款）

第十八条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給等に係る料金その他の供給条件（以下この款において単に「供給条件」という。）について、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。当該期間中において、これを変更しようとするときも、同様とする。

2 一般送配電事業者は、前項の認可を受けた託送供給等約款（第五項若しくは第八項の規定による変更の届出があつたとき、又は次条第二項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）以外の供給条件により託送供給等を行つてはならない。ただし、その託送供給等約款により難い特別の事情がある場合において、経済産業大臣の認可を受けた供給条件（同項の規定による変更があつたときは、その変更後のもの）により託送供給等を行うときは、この限りでない。

3 経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一 料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。

二 第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。

三 料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。

四 一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

五 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

六 前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

4～11 (略)

12 一般送配電事業者は、第一項の規定により託送供給等約款の認可を受け、第五項若しくは第八項の規定により託送供給等約款の変更の届出をし、又は次条第三項の規定による託送供給等約款の変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その託送供給等約款を公表しなければならない。

(委員会の意見の聴取)

第六十六条の十一 経済産業大臣は、次に掲げる場合には、あらかじめ、委員会の意見を聴かなければならない。

一～四 (略)

五 第十条第一項若しくは第二項（これらの規定を第二十七条の十二及び第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第十四条第二項（第二十七条の十二及び第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第十八条第一項若しくは第二項ただし書、第二十二條の二第一項ただし書（第二十七条の十二の十三において準用する場合を含む。）、第二十七条の十一の二第一項ただし書、第二十八条の十四第一項、第二十八条の四十一第三項、第二十八条の四十六第一項、第二十八条の五十、第二十八条の五十三第一項若しくは第六項、第九十九条第一項又は第九十九条の七第一項の認可をしようとするとき。

六～十六 (略)

2 (略)

参考2：一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（一部抜粋）

(基準託送供給料金の設定等)

第二十五条 基準託送供給料金は、規制期間における料金収入の合計が、法第十七条の二第一項又は第四項の規定により承認を受けた収入の見通しを上回らないように、規制期間において一律の料金を設定しなければならない。ただし、合理的な理由がある場合には、規制期間において異なる料金を設定することができる。

2 一般送配電事業者は、需要側託送供給料金を設定するにあたっては、前条の規定により三需要種別ごとの送配電関連費として整理された総固定費、総可変費及び総需要家費の合計額（以下「送配電関連需要種別原価等」という。）を基に、送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準により、一般送配電事業者の供給区域内の三需要種別ごとに応ずる電気の供給に係る料金を設定しなければならない。

3 一般送配電事業者は、発電側託送供給料金を設定するにあたっては、前条の規定により整理された発電側送配電関連原価等を基に、送配電関連設備の利用形態により同一の条件となるよう設定した基準により、第七項により設定する発受電等量にかかわらず支払を受けるべき料金

により回収する費用の額と発受電等量に応じて支払を受けるべき料金により回収する費用の額とが等しくなるように、次の各号に掲げる料金を設定しなければならない。ただし、第二号又は第三号に掲げる料金を設定する場合にあって、合理的な理由がある場合には、設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものでない場合であっても、当該料金を設定することができる。

一 一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金

二 一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合の前号に掲げる料金からの割引額

三 一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、特別高圧系統（特別高圧に係る送配電関連設備で構成される電力系統をいう。）の設備投資の効率化に資するものである場合の第一号に掲げる料金からの割引額

4 一般送配電事業者は、前項第二号及び第三号に掲げる料金を設定する場合には、設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善（第二号に限る。）に資することにより負担を軽減する費用に相当する額を整理し、様式第七の二により、発電側託送供給料金割引額設定表を作成しなければならない。

5 一般送配電事業者は、あらかじめ、第二項及び第三項本文の基準を経済産業大臣に届け出なければならない。当該基準の届出があった場合には、経済産業大臣は、これを公表しなければならない。

6 一般送配電事業者は、第二項に掲げる料金を設定する場合には、販売電力量にかかわらず支払を受けるべき料金及び販売電力量に応じて支払を受けるべき料金を組み合わせることにより、当該料金を設定しなければならない。ただし、販売電力量が極めて少ないと見込まれる需要に応ずる電気の供給に係る料金を設定する場合は、この限りでない。

7 一般送配電事業者は、第三項第一号に掲げる料金を設定する場合には、発受電等量にかかわらず支払を受けるべき料金及び発受電等量に応じて支払を受けるべき料金（揚水式発電設備により発電された電気及び蓄電設備により放電された電気（同一地点における発電設備からの受電による充電に基づくものを除く。）に係る料金を設定する場合を除く。）を組み合わせることにより、当該料金を設定しなければならない。

8 一般送配電事業者は、法第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る第二項に掲げる料金を設定する場合には、第六項本文の規定により設定した料金（以下この項において「二部料金」という。）のほか、別表第三に規定する式を基に、販売電力量に応じてのみ支払を受けるべき料金（別表第三において「完全従量料金」という。）を、非電気事業用電気工作物を維持し、及び運用する者が二部料金に代えて選択し得るものとして、併せて設定しなければならない。

9 一般送配電事業者は、その供給区域の送配電関連設備の利用状況等を踏まえ、当該設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営が見込まれる場合においては、第二項に掲げる料金と異なる料金を、小売供給を行う事業を営む者又は非電気事業用電気工作物を維持し、及び運用する者が同号に掲げる料金に代えて選択し得るものとして、設定することができる。

10 一般送配電事業者は、規制期間における三需要種別ごとの需要側託送供給料金に係る料金収入（以下「需要側託送供給料金収入」という。）及び規制期間における発電側託送供給料金に係る料金収入（以下「発電側託送供給料金収入」という。）を、第二項、第三項及び前項の規定により設定する料金並びに供給計画等に基づく契約電力、販売電力量、発受電等量等の予測値により算定しなければならない。

11 一般送配電事業者は、送配電関連需要種別原価等及び需要側託送供給料金収入並びに発電

側送配電関連原価等及び発電側託送供給料金収入を整理し、様式第八により、送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表を作成しなければならない。

参考 3：一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領（一部抜粋）

第 1 章 総則

1. 基本方針

電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号。以下「法」という。）第 18 条第 1 項に定める託送供給等約款の認可に当たっては、この要領に従って審査を行うものとする。

（1）この審査に当たっては、認可の申請がなされた託送供給等約款料金（以下「託送料金」という。）が、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（平成 28 年経済産業省令第 22 号。以下「算定規則」という。）に則って算定されていることを前提とする。

（2）算定規則における「基準託送供給料金の設定等」（算定規則第 3 章）については、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められるとともに、特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものとなっていないか否かを審査するものとする。

（3）これらの審査の結果については、申請を行った一般送配電事業者（以下「申請一般送配電事業者」という。）に対して指摘するものとする。

（4）この指摘を踏まえ、申請一般送配電事業者が申請を適正に補正したと認められる場合の当該申請に係る託送料金は、法第 18 条第 3 項の認可基準に適合していると認められるものとする。

2. (略)

第 2 章 「期間原価等項目への整理」に関する審査

算定規則第 8 条第 1 項の規定により整理されているか否かを審査するものとする。具体的には、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令により、第一区分費用項目、第二区分費用項目、第三区分費用項目、制御不能費用項目、事後検証費用項目、次世代投資費用項目、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益項目として算定された額の合計と、期間原価等項目の額の合計との整合性及び期間原価等項目への整理について、その適正性を審査することとする。

第 3 章 「料金の計算」に関する審査

第 1 節 「料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること」に関する審査

1. 法第 18 条第 3 項第 3 号に規定する「料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること」については、あらかじめ料金表等において料金率、計算式、参照すべき指標（取引所価格等）が明確に定められているか否かを審査するものとする。

2. 時間帯別料金を設定している場合において、以下の点を審査する。

（1）特別高圧需要、高圧需要に対応する原価については、昼夜間格差を設けて時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

（2）低圧需要に対する原価については、以下の点を審査する。

① 低圧需要のみに対応する設備に関連する原価（低圧配電費・配電用需要家費）については、昼夜間格差を設けずに時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

② その他の原価については、昼夜間格差を設けて時間帯別料金を設定しているか否かを審査する。

第2節 「不当な差別的取扱い」に関する審査

同項第5号に規定する「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」については、正当な理由に基づいて一般的に区別を行う場合を除き、託送供給等の相手方となる全ての者に対して平等であるか否か、発電側託送供給料金の支払義務を負う全ての者に対して平等であるか否かを審査するものとする。なお、審査は、需要側託送供給料金の設定における三需要種別に整理された原価等を基とした契約種別ごとの料金率の設定及び発電側託送供給料金の設定における発電側送配電関連原価等を基とした料金率の設定について重点的に行うこととする。

第3節 発電側託送供給料金の設定における設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資する場合の割引額に関する審査

算定規則第25条第3項第2号に規定する「一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資するものである場合の前号に掲げる料金からの割引額」及び同項第3号に規定する「一般送配電事業者の供給区域内の電気の供給に係る料金であって、特別高圧系統（特別高圧に係る送配電関連設備で構成される電力系統をいう。）の設備投資の効率化に資するものである場合の第一号に掲げる料金からの割引額」については、設備投資の効率化効果等に応じた設定になっているか、託送供給等約款への記載が適切であるか否かを審査する。

1. 割引額

（1）算定規則第25条第3項第2号に規定する割引額

基幹系統の設備投資の効率化及び電気の潮流状況の改善に資する程度に応じて、以下の割引額を設定する。

算定規則第24条に規定する発電側送配電関連原価等の基幹系統分の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

又は

算定規則第24条に規定する発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち、減価償却費及び事業報酬を合計して得た値の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額、その半額又はその四分の一の額

（2）算定規則第25条第3項第3号に規定する割引額

特別高圧系統の設備投資の効率化に資する程度に応じて、以下の割引額を設定する。

算定規則第24条に規定する発電側送配電関連原価等の特別高圧系統分の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

又は

算定規則第24条に規定する発電側送配電関連原価等の特別高圧系統分のうち、減価償却費及び事業報酬を合計して得た値の半額を発電側課金の対象となる供給区域内の想定発電電力（kW）の値で除した額

2. 託送供給等約款への記載

託送供給等約款において、適切な割引額が記載されていることを審査する。

託送供給等約款の変更の認可について(審査結果)

一般送配電事業者の託送供給等約款の認可について、電気事業法第18条第3項の規定に照らして評価する。

■申請者:一般送配電事業者10者

-
1. 料金
 2. 料金以外の規定
- (1)発電側課金の導入に係る規定の追加
(2)需要側託送料金における制限・中止時の割引の廃止(2024年度末)
(3)一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い(沖縄電力を除く)
(4)需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加
(5)系統連系技術要件(約款別冊)の変更
(6)損失率の定期変更(中国電力NW、沖縄電力)

■ 事務局審査結果

電気事業法第18条第3項

3 経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

1	料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。	今般の変更認可申請において設定されている発電側の課金単価等及び需要側託送料金の料金メニューは、2023年11月24日付けで経済産業大臣により承認された「収入の見通し」を超えない額の収入を基礎として算定がなされており、問題ないと認められる。
2	第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、託送供給等を受けることを妨げるような不当に厳しい供給条件を設定するものではないことから、電気の供給を受けようとする者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれはないと認められる。
3	料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定は、料金表等において料金率、計算式、参照すべき指標等が定められており、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていると認められる。
4	一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定、需要計画等各種計画に係る翌々日計画及び系統連携技術要件の変更は、電気の供給を受ける者の責任および電気計器等に関する費用負担について、適正かつ明確に定められていると認められる。
5	特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。	今般の変更認可申請により設定されている発電側の課金単価等、需要側託送料金の料金メニュー及び追加・変更されている規定は、需要家の電気の使用形態(電圧別や契約別)等に基づき料金等を設定しているが、正当な理由に基づく取扱いであり、特定の者に対して不当な差別的な取扱いをするものではないと認められる。
6	前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。	今般の変更認可申請において設定されている発電側の課金単価等、需要側託送料金の料金メニュー及び変更されている規定については、公共の利益の増進に支障がないと認められる。

■ 事務局の審査結果

申請内容について、電気事業法第18条第3項の各号に照らし、適合していると認められる。

(案)

20231206電委第2号
令和6年1月●日

経済産業大臣 殿

電力・ガス取引監視等委員会委員長

託送供給等約款の変更の認可に係る意見聴取について（二次回答）

令和5年12月6日付け及び同26日付け20231201資第3号により、貴職から当委員会に意見を求められた電気事業法（昭和39年法律第170号）第18条第1項の規定に基づく託送供給等約款の変更の認可について、審査の結果を別紙のとおり回答します。

託送供給等約款の変更認可申請の審査について

**第52回 料金制度専門会合
事務局提出資料**

2024年1月10日



本日の議論内容

- 前回の専門会合において御審議いただいた以下の審査項目を踏まえ、事業者ヒアリング等を通じて事務局が行った検証内容について御報告させていただくとともに、これについて御意見をいただきたい。

第51回料金制度専門会合
資料3（2023年12月20日）
一部修正

発電側課金

- 料金算定規則に基づき、発電側課金で回収する額が適切に算定されていることについて検証を行う。
- 料金算定規則に基づき、発電側課金の課金単価が適切に算定されていることについて検証を行う。
- 発電側課金の割引単価及び割引エリアが適切に設定されていることについて検証を行う。

需要側託送料金

- 料金算定規則に基づき、各整理段階において、需要側の電圧別の託送原価が適切に費用の配分が行われていることについて検証を行う。
- 料金メニュー設定の妥当性（電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと等）について検証を行う。

共通・その他

- 2023年11月24日付けで経済産業大臣により承認された「収入の見通し」を超えない額の収入を基礎として算定されていることについて検証を行う（電気事業法第十八条第三項第一号関係）。
- 工事に関する費用の負担の方法等について、託送供給等約款に適正かつ明確に定められていることについて確認する。＊

＊一般規定に関するものであることから、その他の一般規定と同様に本委員会にて審議済。

託送供給等約款の変更認可申請に係る補正について（沖縄電力）①

- 前回の専門会合で指摘した沖縄電力の託送供給等約款の変更認可申請に係る書類の不備については、昨年12月22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会での審議の結果、同日付けで経済産業大臣に意見の一次回答を行い、その後、当該回答を踏まえ、大臣から沖縄電力に対し申請内容の補正の求めがなされた。
- 沖縄電力からは、同25日付けで大臣宛てに、変更認可申請を補正した書類の提出がなされ、その後、同26日付けで大臣から本委員会に意見の求めがあったことから、本年1月5日の第482回電力・ガス取引監視等委員会において、提出された書類の内容の確認を実施し、大臣への意見の一次回答で補正を行うことが適切であると指摘した3箇所全てについて、不備が解消されていることについて確認を行った。加えて、補正の内容を踏まえまずは料金制度専門会合にて審査を厳格に実施すべきと整理されたところ。

【参考】前回の専門会合における指摘事項

第51回料金制度専門会合
資料3（2023年12月20日）

5. 各一般送配電事業者の申請内容

③沖縄電力の申請内容について（概要）

- 今回意見聴取がなされた内容のうち、沖縄電力の変更認可申請に係る書類を精査したところ、以下の不備が発見された。
 - (a) 約款別表に記載の割引対象変電所等について、割引対象基準に用いることとなっていない配電塔・変電塔が含まれている
 - (b) 様式第6に記載の低圧需要及び合計の「口数」の値について、本来と異なる数字が記入されている
 - (c) 様式第8に記載の「販売電力量又は発受電等量」の値について、本来と異なる数字が記入されている
- 上記の不備は、いずれも託送料金の算定プロセスに影響を及ぼす可能性があることから、沖縄電力の変更認可申請に係る書類の審査を実施するにあたっては、まずは沖縄電力において、不備解消のため申請書類の補正を行っていただく必要があるのではないか。また、発電側課金の導入スケジュールに鑑み、本件については電力・ガス取引監視等委員会に速やかに報告し、意見回答について検討・審議いただくことが望ましいのではないか。

沖縄電力の補正の内容ー不備（a）

● 託送供給等約款別表の「2 系統設備効率化割引の対象変電所等」について、割引対象基準に用いることとなっていない配電塔・変電塔を対象から除外し、不備は解消。

2023年12月 1 日付け変更認可申請	2023年12月25日付け補正																								
<table><tr><th>割 引 区 分</th><th>割引対象変電所等</th></tr><tr><td>A－1</td><td>友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所</td></tr><tr><td>A－2</td><td>西原変電所</td></tr><tr><td>A－3</td><td>－</td></tr><tr><td>B－1</td><td>友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所</td></tr><tr><td>B－2</td><td>糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，<u>久松配電塔</u>，<u>石垣配電塔</u>，<u>登野城配電塔</u>，<u>名蔵配電塔</u>，<u>石垣第二発電所</u>，<u>竹富配電塔</u>，<u>小浜配電塔</u>，西表東変電所，<u>上原配電塔</u>，<u>伊原間変電塔</u></td></tr></table>	割 引 区 分	割引対象変電所等	A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所	A－2	西原変電所	A－3	－	B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所	B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所， <u>久松配電塔</u> ， <u>石垣配電塔</u> ， <u>登野城配電塔</u> ， <u>名蔵配電塔</u> ， <u>石垣第二発電所</u> ， <u>竹富配電塔</u> ， <u>小浜配電塔</u> ，西表東変電所， <u>上原配電塔</u> ， <u>伊原間変電塔</u>	<table><tr><th>割 引 区 分</th><th>割引対象変電所等</th></tr><tr><td>A－1</td><td>友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所</td></tr><tr><td>A－2</td><td>西原変電所</td></tr><tr><td>A－3</td><td>－</td></tr><tr><td>B－1</td><td>友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所</td></tr><tr><td>B－2</td><td>糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，石垣第二発電所，西表東変電所</td></tr></table>	割 引 区 分	割引対象変電所等	A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所	A－2	西原変電所	A－3	－	B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所	B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，石垣第二発電所，西表東変電所
割 引 区 分	割引対象変電所等																								
A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所																								
A－2	西原変電所																								
A－3	－																								
B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所																								
B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所， <u>久松配電塔</u> ， <u>石垣配電塔</u> ， <u>登野城配電塔</u> ， <u>名蔵配電塔</u> ， <u>石垣第二発電所</u> ， <u>竹富配電塔</u> ， <u>小浜配電塔</u> ，西表東変電所， <u>上原配電塔</u> ， <u>伊原間変電塔</u>																								
割 引 区 分	割引対象変電所等																								
A－1	友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所																								
A－2	西原変電所																								
A－3	－																								
B－1	友寄変電所，高安変電所，小禄変電所，那覇変電所，東町変電所，壺川変電所，松尾変電所，古波蔵変電所，真玉橋変電所，上間変電所，与那原変電所，繁多川変電所，牧志変電所，久茂地変電所，西那覇変電所，泊変電所，曙変電所，勢理客変電所，宮城変電所，城間変電所，北那覇変電所，安室変電所，小那覇変電所，前田変電所，南上原変電所，安谷屋変電所，渡口変電所，瑞慶覧変電所，桑江変電所，北谷変電所，島袋変電所，中の町変電所，高原変電所，知花変電所，天願変電所，座喜味変電所，伊良皆第一変電所，屋良変電所，伊波変電所，新金武変電所，新名護変電所，伊平変電所																								
B－2	糸満変電所，阿波根変電所，与根変電所，南風原変電所，大名変電所，浦添変電所，牧港第一変電所，大山変電所，普天間変電所，美里変電所，中城湾変電所，喜仲変電所，与勝変電所，仲石変電所，石川変電所，富着変電所，恩納変電所，安富祖変電所，喜瀬変電所，名護変電所，石垣第二発電所，西表東変電所																								

沖縄電力の補正の内容ー不備（b）

- 様式第6における低圧需要及び合計の「口数」の値について、本来あるべき値（現行の託送供給等約款の前提となっている値）を記入し、不備は解消。

2023年12月1日
付け変更認可申請

様式第6（第12条関係）							
送配電関連需要明細表							
	最大電力 (10 ³ kW)	延契約電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電等量 (10 ³ kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10 ³ kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	227	-	223	141	1,472,354	1,368	1,462,048
高圧需要	700	11,609	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	44,128	681	599	3,867,448	12,332,328	3,631,532
合計	1,760	55,737	1,582	1,055	8,350,314	12,417,695	8,028,830
(注) 上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、原価算定期間の合計値は、特別高圧需要 7,310,238千kWh、高圧需要 14,676,248千kWh、低圧需要 18,157,665千kWh。							

2023年12月25日
付け補正

様式第6（第12条関係）							
送配電関連需要明細表							
	最大電力 (10 ³ kW)	延契約電力 (10 ³ kW)	尖頭時責任電力 (10 ³ kW)		発受電等量 (10 ³ kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10 ³ kWh)
			夏期	冬期			
特別高圧需要	227	-	223	141	1,472,354	1,368	1,462,048
高圧需要	700	11,609	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	44,128	681	599	3,867,448	12,332,382	3,631,532
合計	1,760	55,737	1,582	1,055	8,350,314	12,417,749	8,028,830
(注) 上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、原価算定期間の合計値は、特別高圧需要 7,310,238千kWh、高圧需要 14,676,248千kWh、低圧需要 18,157,665千kWh。							

低圧需要口数の下2桁の数字を補正

沖縄電力の補正の内容ー不備（c）

- 様式第 8 における「販売電力量又は発受電等量」の値について、本来あるべき値（現行の託送供給等約款の前提となっている値）となるよう単位を修正し、不備は解消。

2023年12月 1 日
付け変更認可申請

様式第8（第25条関連）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

単位：10の6乗kWh

(単位：千円)

需 要 種 別 等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量 (10 ⁶ kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金 収 入
需 要 側	特 別 高 圧 需 要	9,404,768	19,767,919	106,554	29,279,241	7,310,238	4.005	29,320,921
	高 圧 需 要	53,583,951	40,457,831	711,256	94,753,038	14,676,248	6.456	94,647,679
	低 圧 需 要	116,128,344	51,775,692	42,729,012	210,633,048	18,157,665	11.600	210,583,591
発電側		11,663,474			11,663,474	26,990,101	0.432	11,768,838

(記載注意)
様式第3の注1及び2と同様とすること。
(注) 上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が3.954円/kWh、
高圧需要分が6.387円/kWh、低圧需要分が11.530円/kWh。

2023年12月25日
付け補正

様式第8（第25条関連）

送配電関連需要種別原価等と需要側託送供給料金収入の比較表
及び発電側送配電関連原価等と発電側託送供給料金収入の比較表

単位：10の3乗kWhに補正

(単位：千円)

需 要 種 別 等		固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発受電等量 (10 ³ kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金 収 入
需 要 側	特 別 高 圧 需 要	9,404,768	19,767,919	106,554	29,279,241	7,310,238	4.005	29,320,921
	高 圧 需 要	53,583,951	40,457,831	711,256	94,753,038	14,676,248	6.456	94,647,679
	低 圧 需 要	116,128,344	51,775,692	42,729,012	210,633,048	18,157,665	11.600	210,583,591
発電側		11,663,474			11,663,474	26,990,101	0.432	11,768,838

(記載注意)
様式第3の注1及び2と同様とすること。
(注) 上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定している。
なお、2024年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに算定した三需要種別ごとの単価は、特別高圧需要分が3.954円/kWh、
高圧需要分が6.387円/kWh、低圧需要分が11.530円/kWh。

託送供給等約款の変更認可申請に係る補正について（沖縄電力）②

- 沖縄電力から提出された補正の内容について、託送料金の算定プロセスへの影響を確認したところ、**発電側及び需要側への費用配賦の結果や託送供給等約款に記載される発電側の課金単価等及び需要側託送料金の各料金単価への影響はなかった。**

※不備（a）に係る補正を踏まえた再計算の結果については、割引相当額付加単価（申請書類上は当該付加単価を加味したkW課金単価が記載されている）の小数点以下第4位以下の数字が変動したものの、四捨五入の結果、計算上用いる小数点以下第3位までの値に変動はなかった。

※不備（b）及び（c）については、バックデータから様式への数値の転記ミスによるものであるところ、各単価等の計算は正しいバックデータを用いて行われていたため、補正による影響はない。

【報告事項】一般規定の変更内容等の本委員会での審査結果について

- 前回の専門会合において御報告した一般規定の変更内容等については、昨年12月22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会において審査を行い、問題がないと整理された。

一般規定の変更内容に係る審査について

第481回電力・ガス取引監視等委員会
資料3（2023年12月22日）

- 一般規定の変更内容については、電気事業法第18条第3項各号に照らし、適合していると認められるのではないか。
 - （1）発電側課金の導入に係る規定の追加
 - （2）需要側託送料金における制限・中止時の割引の廃止（2024年度末）
 - （3）一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い（沖縄電力を除く）
 - （4）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加
 - （5）系統連系技術要件（約款別冊）の変更
 - （6）損失率の定期変更（中国電力NW、沖縄電力）

【事務局案】

1号	料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。	－（今回の一般規定の変更内容のうち、本号に基づいて審査すべき事項はない）
2号	第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、託送供給等を受けることを妨げるような不当に厳しい供給条件を設定するものではないことから、電気の供給を受けようとする者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれはないと認められる。
3号	料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定は、料金表等において料金率、計算式、参照すべき指標等が定められており、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていると認められる。
4号	一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。	今般の変更認可申請により追加されている発電側課金の導入に係る規定、需要計画等各種計画に係る翌々日計画及び系統連携技術要件の変更は、電気の供給を受ける者の責任および電気計器等に関する費用負担について、適正かつ明確に定められていると認められる。
5号	特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、需要家の電気の使用形態（電圧別や契約別）等に基づき料金等を設定しているが、正当な理由に基づく取扱いであり、特定の者に対して不当な差別的な取扱いをするものではないと認められる。
6号	前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。	今般の変更認可申請により追加・変更されている規定は、公共の利益の増進に支障がないと認められる。

【参考】前回の専門会合での報告内容

7. 【報告事項①】一般規定の変更内容（本委員会審議事項） 1 / 2

- 各一般送配電事業者より変更認可申請がなされた託送供給等約款のうち、本委員会で審議するその他の変更内容については、以下のとおり。

（1）発電側課金の導入に係る規定の追加

発電側課金の導入に係り、規定の追加を行う。主な内容は以下のとおり。

- 発電側課金の一般送配電事業者への支払いに関して、発電者と発電契約者が同一の者でない場合は、発電契約者が一般送配電事業者を代理して発電者から発電側課金相当額を回収し、一般送配電事業者に対して支払う。発電者と発電契約者が同一の場合は、直接、一般送配電事業者に対して発電側課金を支払う。
- 料金が支払い期日を経過してもなお支払われない場合や、発電契約者と一般送配電事業者が、発電者の料金等の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で、あらかじめ定めた支払いに関する期日を経過しても、なお発電者から支払いがなされていない時、一般送配電事業者は系統連系受電契約（発電側課金に関する契約）及びその前提となる発電量調整供給契約を解約することがある。
- 緊急時の作業停止や設備故障時における出力制御など、送配電設備起因かつ出力制御の予見性がない場合において割引（発電側課金における制限・中止割引）を設定する。
※ （需要側）託送料金の制限・中止割引に関しては2024年度末をもって廃止することとしており、発電側課金における同割引の扱いに関しては、今後、論点になり得る。
- 発電者が同時最大受電電力※を超えて発電または放電した場合には、一般送配電事業者は、超過電力にkW課金単価を乗じて得た金額の1.5倍に相当する額を契約超過金として請求することを規定。
※ 発電者の電気設備と一般送配電事業者の供給設備との接続点における最大電力（kW）で、発電契約者または発電者と一般送配電事業者との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値。
- 不使用月については発電側課金（kW課金）を半額とする。不使用月の判定は逆潮実績の有無で判断する。

【参考】前回の専門会合での報告内容

7. 【報告事項①】一般規定の変更内容（本委員会審議事項） 2 / 2

（2）需要側託送料金における制限・中止時の割引の廃止（2024年度末）

- 自然災害に伴う送配電設備の故障や設備保全工事等による停電など、一般送配電事業者が需要者の電気の使用を制限または中止した場合は、（需要側）託送料金の基本料金の割引を行っているが、2024年度末をもって当該割引を廃止することを規定。

※ 1. 割引率：低圧及び高圧500kW未満は延べ日数1日ごとに4%、高圧500kW以上及び特別高圧は延べ時間1時間ごとに0.2%

（3）一次調整力の機能のみを提供する電源の取り扱い（沖縄電力を除く）

- 一次調整力を単一調整力として落札した場合については、託送約款上の調整電源または調整負荷として扱わない旨を追加。

（4）需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」の追加

- 需要計画、発電計画、需要抑制計画等各種計画に係る「翌々日計画」について、通知の内容及び期限を追加。

（5）系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の変更

- 自家用電気工作物へのサイバーセキュリティ対策に係る要件の追加及び電圧変動対策の追加等。

（6）損失率の定期変更（中国電力NW、沖縄電力）

- 電圧別の損失率を、2019年度から2021年度までの実績の平均値から、2020年度から2022年度までの実績の平均値に変更。

※ 2. 損失率は、発電所で発電された電気が需要家に供給されるまでの間に失われる電力量（送電ロス）の比率をいう。

※ 3. 第65回制度設計専門会合（2021年10月）において、スマートメーター設置完了以降の年度は、直近改定値を残りの規制期間に用いることと整理されたところ、中国電力NW及び沖縄電力を除く8事業者については、既に設置が完了済みまたは完了見込みであるため、今回損失率の変更は実施しない（期中の乖離により発生する変動分については、レベニューキャップ制度上で事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整を実施する）。

需要側託送料金の電圧別平均単価の概要

第51回料金制度専門会合
資料3（2023年12月20日）
一部修正

- 変更認可申請がなされた需要側託送料金の電圧別の平均単価は、以下のとおり。
- 発電側課金の導入影響により、需要側託送料金における改定率は、特別高圧で▲6%～▲19%、高圧で▲5%～▲13%、低圧で▲3%～▲6%となっている。いずれの事業者においても高位電圧の方が改定率の減少幅が大きいのは、高位電圧ほど上位系統に係る費用の占める割合が大きいためである。

	(単位)	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
特別高圧	億円※1	81	378	1,533	741	152	855	345	99	479	58
	円/kWh※1	2.54	1.89	2.05	1.76	1.97	2.03	1.81	1.97	2.32	3.95
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲10.5% (▲12.9%)	▲18.5% (▲18.5%)	▲14.6% (▲14.2%)	▲15.0% (▲14.5%)	▲16.2% (▲17.0%)	▲14.7% (▲16.4%)	▲12.5% (▲12.0%)	▲17.6% (▲18.7%)	▲11.5% (▲12.6%)	▲6.2% (▲6.9%)
高圧	億円※1	571	1,296	3,576	1,633	428	1,907	810	421	1,224	187
	円/kWh※1	4.42	4.24	3.78	3.49	4.02	4.34	4.39	4.20	4.19	6.39
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲8.1% (▲10.0%)	▲12.2% (▲12.4%)	▲10.8% (▲10.4%)	▲10.7% (▲10.7%)	▲12.0% (▲12.7%)	▲10.5% (▲11.8%)	▲7.7% (▲7.6%)	▲12.6% (▲13.5%)	▲8.9% (▲10.0%)	▲5.1% (▲5.6%)
低圧	億円※1	1,228	2,700	8,485	3,469	755	3,836	1,813	909	2,981	419
	円/kWh※1	9.65	10.18	8.58	9.13	8.43	7.82	9.28	9.22	9.34	11.53
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲3.7% (▲5.0%)	▲5.3% (▲5.6%)	▲4.9% (▲4.9%)	▲4.0% (▲4.2%)	▲6.1% (▲6.9%)	▲4.6% (▲5.9%)	▲3.6% (▲3.7%)	▲5.1% (▲5.5%)	▲3.5% (▲4.6%)	▲2.9% (▲3.2%)
合計	億円※1	1,881	4,374	13,594	5,843	1,336	6,597	2,968	1,429	4,684	664
	円/kWh※1	6.52	5.67	5.06	4.60	4.89	4.88	5.20	5.73	5.73	8.27
	改定率※2 (うち発電側課金影響※3)	▲5.4% (▲6.9%)	▲8.7% (▲8.9%)	▲7.8% (▲7.5%)	▲7.6% (▲7.6%)	▲9.3% (▲10.0%)	▲7.9% (▲9.1%)	▲5.9% (▲5.8%)	▲8.4% (▲9.0%)	▲5.9% (▲6.9%)	▲3.8% (▲4.2%)

※ 1 2024～2027年度平均。kWhあたり単価は、電圧別の託送原価を想定kWhで除することにより算定。

※ 2 現行のkWhあたり単価（2023～2027年度平均。算定方法は※1と同様）からの改定率。

※ 3 発電側負担原価を2:1:1比率で需要側の電圧別に配分したと仮定して算定した、電圧別平均単価の減少影響をもとに、改定率の内数を算定。

12

発電側課金の課金単価等の概要

- 申請された発電側課金の課金単価等は、以下のとおり。

申請された発電側課金の課金単価等											
	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	全国平均
kW課金単価（円/kW・月）	110.00	93.04	87.01	80.42	93.47	97.98	85.02	92.73	85.10	69.95	89.47
kW課金単価（特別高圧系統のある離島） （円/kW・月）	-	80.83	-	-	-	-	76.98	-	79.57	67.60	-
kW課金単価（特別高圧系統のない離島） （円/kW・月）	102.30	80.80	79.85	-	88.68	-	76.93	-	79.53	67.58	-
割引A-1（円/kW・月）	59.40	34.02	30.86	42.25	27.73	32.19	37.24	46.92	38.56	16.50	36.57
割引A-2（円/kW・月）	19.80	13.73	11.44	17.60	9.82	11.55	13.56	14.66	15.86	8.51	13.65
基幹系統接続電源	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
割引A-3（円/kW・月）	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
基幹系統接続電源	4.95	3.43	2.86	4.40	2.45	2.89	3.39	3.66	3.97	2.13	3.41
割引B-1（円/kW・月）	42.90	46.77	48.99	33.36	60.95	60.35	39.69	39.97	39.74	51.07	46.38
割引B-2（円/kW・月）	13.20	18.92	17.80	13.66	21.54	21.92	14.47	10.40	16.36	26.19	17.45
kWh課金単価（円/kWh）	0.35	0.29	0.28	0.26	0.28	0.32	0.28	0.25	0.23	0.24	0.28

- ※1 託送供給等約款においては、発電側課金の料金は系統連系受電サービス料金として記載されている。
- ※2 kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。
- ※3 離島等供給約款適用地域のうち、基幹系統及び特別高圧系統が存在しない離島については、割引制度の適用除外地域とし、その他の割引制度適用地域における電源への割引の実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。基幹系統は存在しないものの、特別高圧系統が存在する地域は、割引Aの適用除外地域とし、その他の割引A適用地域における電源への割引Aの実施に伴う単価を上乗せしないkW課金単価を適用。
- ※4 需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引単価は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため（割引A-1を除く）、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、その他電源の同割引単価の半額適用となる（基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる）。
- ※5 需要地近接性評価割引制度の適用を受けていた電源（暫定措置のものは除く）については、経過措置として、引き続き割引対象とする。経過措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、割引A-2・B-2を適用する（経過措置対象電源のうち、発電側課金の割引単価がA-2・B-2を下回る電源に対して、当該単価を適用）。

1. 発電側及び需要側への費用配賦

(1) 費用配賦のプロセス

(2) 発電側課金で回収する額の算定

2. 発電側課金単価等の設定

3. 需要側託送料金のレートメイク

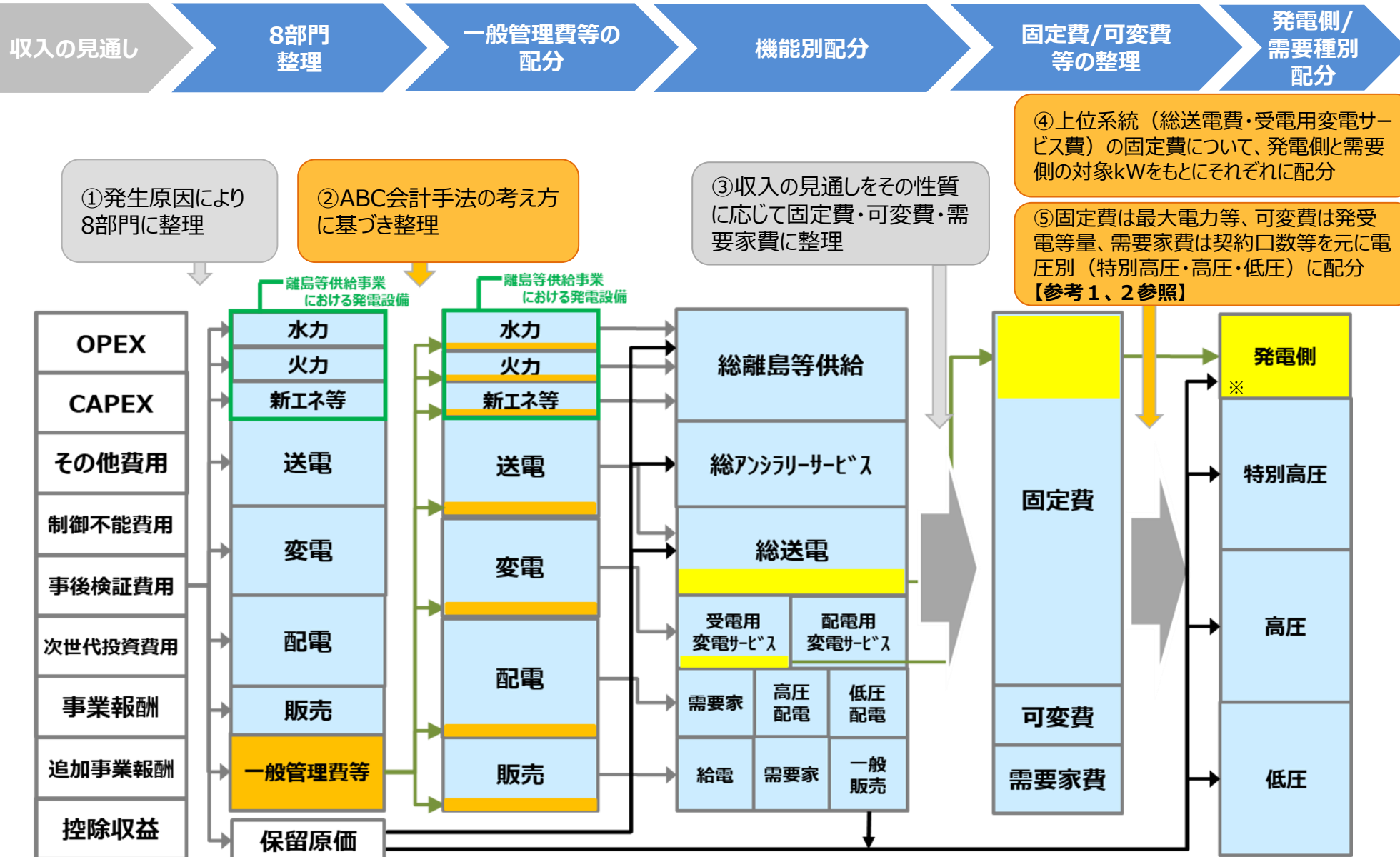
4. 収入の見通しを上回らないことの確認

5. 審査結果及び今後の対応方針

(1) 費用配賦のプロセス

第51回料金制度専門会合
資料3 (2023年12月20日)
一部修正

- 費用配賦の具体的なプロセスについては、以下のとおり。



※保留原価のうち、発電側へ配賦される原価は、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令16条～18条により算定されたもののみであり、今回は該当なし。

【参考 1】固定費・可変費・需要家費における需要種別配分について

- 固定費・可変費・需要家費における需要種別配分については以下のとおり。各一般送配電事業者は、固定費・可変費・需要家費について、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下、「料金算定規則」という。）に基づき、特別高圧・高圧・低圧への配分を行っている。



※発電側配賦後の数値

【参考 2】固定費の配分方法について

(料金算定規則第12条第 5 項、第13条第 2 項第 1 号、第 2 号)

- 固定費（販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用であり、概ねkWに比例する費用が対象）の需要種別への配分方法として、以下の 2 つの方法が採用されている。

(1) 「2 : 1 : 1 法」

以下の①～③項目の合成により、固定費※を 3 需要種別（特別高圧、高圧、低圧）に配分する方法。

※総離島等供給費、総アンシラリーサービス費、総送電費、受電用変電サービス費、給電費のうち、固定費に配分された費用

- ①各需要種別の最大電力（kW）の百分率に「2」のウェイト。
- ②夏期及び冬期の尖頭時（ピーク時）における各需要種別の需要電力（kW）の百分率に「1」（夏期：0.5、冬期：0.5）のウェイト。
- ③各需要種別の発受電等量（kWh）の百分率に「1」のウェイト。

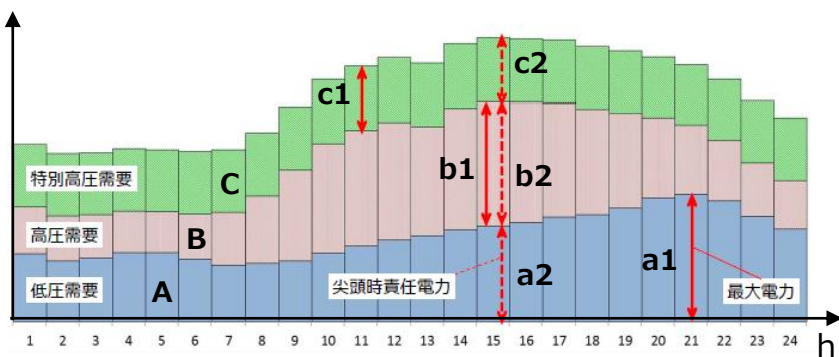
(2) 「2 : 1 法」

以下の①・②項目の合成により固定費※を 2 需要種別（高圧、低圧）に配分する方法。

※配電用変電サービス費、高圧配電費のうち、固定費に配分された費用

- ①各需要種別の延契約電力（kW）の百分率に「2」のウェイト。
- ②各需要種別の発受電等量（kWh）の百分率に「1」のウェイト。

2 : 1 : 1 法のイメージ



	最大電力の比	尖頭時の需要電力の比	電力量の比
特別高圧	$c1/(a1+b1+c1)$	$c2/(a2+b2+c2)$	$C/(A+B+C)$
高圧	$b1/(a1+b1+c1)$	$b2/(a2+b2+c2)$	$B/(A+B+C)$
低圧	$a1/(a1+b1+c1)$	$a2/(a2+b2+c2)$	$A/(A+B+C)$
配分手法	説明		
最大電力(kW) (延契約電力)	・ 契約電力で系統を利用する権利を確保している実態を把握。 ・ 各電圧ごとのピーク時の高さ（電圧ごとに時点が異なる）を反映可能。		
発受電等量(kWh)	・ 使用電力量分だけ設備を利用している実態を把握。 ・ 1 時点だけではなく、各電圧の時間帯別のウエイトの違いを反映可能。		
尖頭時（ピーク時） における需要電力	・ 全体のピーク時の高さに耐えられるように設備形成している実態を把握。 ・ 夏期・冬期ピーク時における電圧別ウエイトを反映可能。		

(1) 費用配賦のプロセス – 配分比率の検証結果 –

- 固定費及び可変費の配分にあたっては、各事業者とも現行の託送供給等約款における需要側託送料金の算定に用いたものと同じの比率を使用していることを申請様式等により確認した。

固定費の配分比率

2:1:1法	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
特別高圧	8.5%	20.1%	21.7%	26.8%	20.7%	25.2%	25.7%	15.9%	19.7%	14.3%
高圧	45.2%	42.9%	37.2%	41.3%	42.3%	38.7%	36.3%	46.3%	39.2%	38.0%
低圧	46.2%	37.0%	41.1%	31.9%	37.0%	36.1%	38.0%	37.8%	41.1%	47.7%
2:1法	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
高圧	33.1%	36.2%	29.8%	34.9%	36.1%	35.2%	36.7%	36.3%	29.1%	28.5%
低圧	66.9%	63.8%	70.2%	65.1%	63.9%	64.8%	63.3%	63.7%	70.9%	71.5%

可変費の配分比率

発受電等量比 3 需要種別	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
特別高圧	10.7%	25.0%	27.1%	32.6%	27.3%	30.5%	32.5%	19.4%	24.4%	17.6%
高圧	44.2%	39.5%	35.0%	36.7%	38.6%	32.2%	32.2%	39.8%	35.1%	36.1%
低圧	45.1%	35.5%	37.9%	30.7%	34.1%	37.4%	35.3%	40.8%	40.5%	46.3%
発受電等量比 2 需要種別	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
高圧	49.5%	52.7%	48.0%	54.4%	53.1%	46.3%	47.7%	49.4%	46.4%	43.8%
低圧	50.5%	47.3%	52.0%	45.6%	46.9%	53.7%	52.3%	50.6%	53.6%	56.2%

※資料上は小数点以下第1位までを参考値として記載しているため、実際の配分に用いた比率（小数点以下でより細かい数値を用いているケースがある）とは異なる場合がある。

【参考】各事業者における電圧別の最大電力、尖頭時責任電力、発受電等量

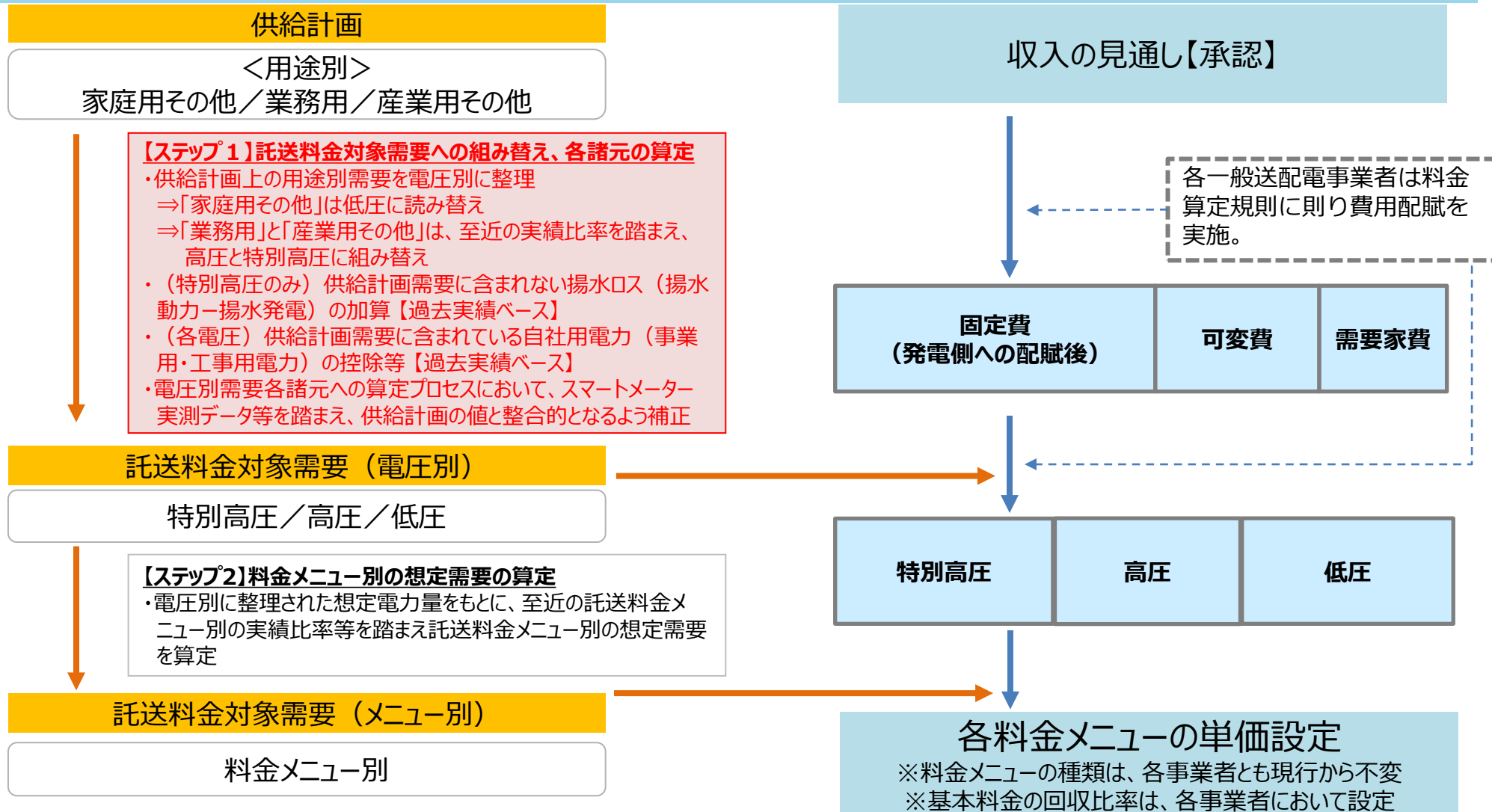
実数	電圧種別	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
年間最大電力 (千kW)	特別高圧	455	2,835	11,706	6,599	1,028	6,763	2,636	741	3,015	227
	高圧	2,624	6,564	22,806	11,351	2,405	11,820	4,195	2,456	6,895	700
	低圧	3,056	6,265	25,604	9,364	2,389	10,457	4,905	1,944	6,469	833
尖頭時責任電力 <夏期> (千kW)	特別高圧	415	2,523	11,526	6,599	1,020	6,644	2,803	738	2,903	223
	高圧	2,364	6,351	22,806	11,351	2,424	11,743	4,532	2,454	6,895	678
	低圧	1,383	4,058	19,184	6,693	1,478	8,784	3,192	1,668	5,534	681
尖頭時責任電力 <冬期> (千kW)	特別高圧	364	2,528	9,352	6,039	1,023	5,785	2,581	675	2,317	141
	高圧	2,262	6,438	15,777	10,376	2,371	9,842	4,195	2,086	4,420	315
	低圧	2,350	4,588	22,288	6,803	1,725	9,317	3,806	1,483	7,847	599
発受電等量 (百万kWh)	特別高圧	3,255	20,392	75,873	43,177	7,810	43,333	19,564	5,110	20,901	1,472
	高圧	13,514	32,216	98,209	48,647	11,036	45,764	19,389	10,479	30,115	3,011
	低圧	13,781	28,895	106,233	40,740	9,732	53,181	21,255	10,743	34,769	3,867

2:1:1法における 各比率※	電圧種別	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
年間最大電力 (kW)	特別高圧	7.4%	18.1%	19.5%	24.2%	17.7%	23.3%	22.5%	14.4%	18.4%	12.9%
	高圧	42.8%	41.9%	37.9%	41.6%	41.3%	40.7%	35.7%	47.8%	42.1%	39.8%
	低圧	49.8%	40.0%	42.6%	34.3%	41.0%	36.0%	41.8%	37.8%	39.5%	47.3%
尖頭時責任電力 (kW) <夏期と冬期の平均>	特別高圧	8.7%	19.1%	20.6%	26.4%	20.4%	23.8%	25.5%	15.5%	17.4%	13.7%
	高圧	51.1%	48.3%	37.9%	45.4%	47.8%	41.3%	41.4%	49.9%	37.6%	36.4%
	低圧	40.2%	32.6%	41.4%	28.2%	31.9%	34.8%	33.1%	34.6%	44.9%	49.9%
発受電等量 (kWh)	特別高圧	10.7%	25.0%	27.1%	32.6%	27.3%	30.5%	32.5%	19.4%	24.4%	17.6%
	高圧	44.2%	39.5%	35.0%	36.7%	38.6%	32.2%	32.2%	39.8%	35.1%	36.1%
	低圧	45.1%	35.5%	37.9%	30.7%	34.1%	37.4%	35.3%	40.8%	40.5%	46.3%

※資料上は小数点以下第 1 位までを参考値として記載しているため、実際の配分に用いた比率（小数点以下でより細かい数値を用いているケースがある）とは異なる場合がある。

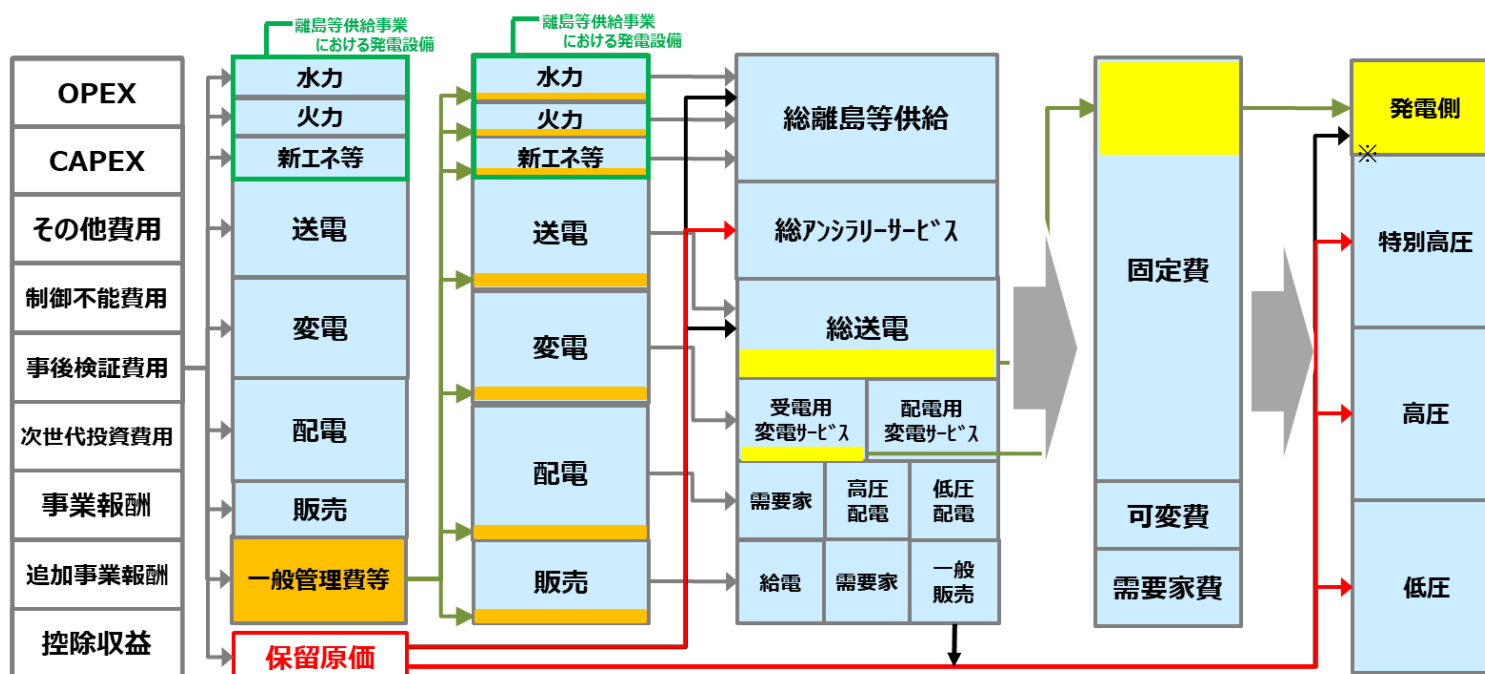
(1) 費用配賦のプロセス – 需要や最大電力等の算定方法 –

- 各需要種別の需要や最大電力等について、以下の【ステップ1】のとおり、各事業者とも供給計画及び過去実績等を踏まえ、託送料金対象需要への組み替え及び各諸元の算定を行っている。



（１）費用配賦のプロセス – 配賦計算（需要側）の検証結果 –

- 収入の見通しから3需要種別への費用配賦については、各事業者とも料金算定規則に基づき各整理段階において適切に行っていることを申請様式等により確認した。
- なお、2023年11月24日付けで経済産業大臣により承認された収入の見通しにおける期中調整額は、主に8部門とは別の「保留原価」に整理された上で、3需要種別へ配賦している（今回の期中調整額のうち発電側へ配賦される原価はない）。
- 以上を踏まえ、各事業者とも適切に費用配賦を実施していると考えられる。



※ 今回の期中調整額は、保留原価に整理された上で、赤線で示したプロセスを経て3需要種別へ配賦されている。保留原価のうち、発電側へ配賦される原価は、一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令第16～18条により算定されたもののみであり、今回は該当なし。

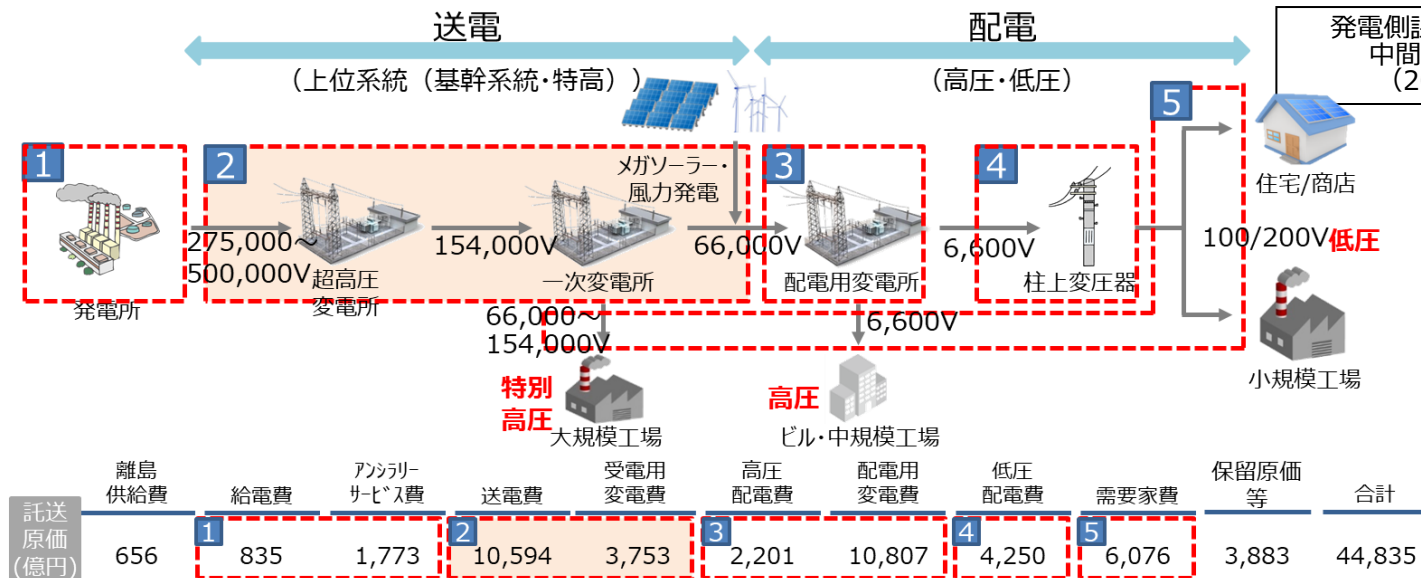
(2) 発電側課金で回収する額の算定

第51回料金制度専門会合
資料3 (2023年12月20日)

- 発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統（基幹系統及び特別高圧系統）に係る固定費の一部（発電側と需要側の対象kWで按分したもの）を発電側課金で回収することとしている。

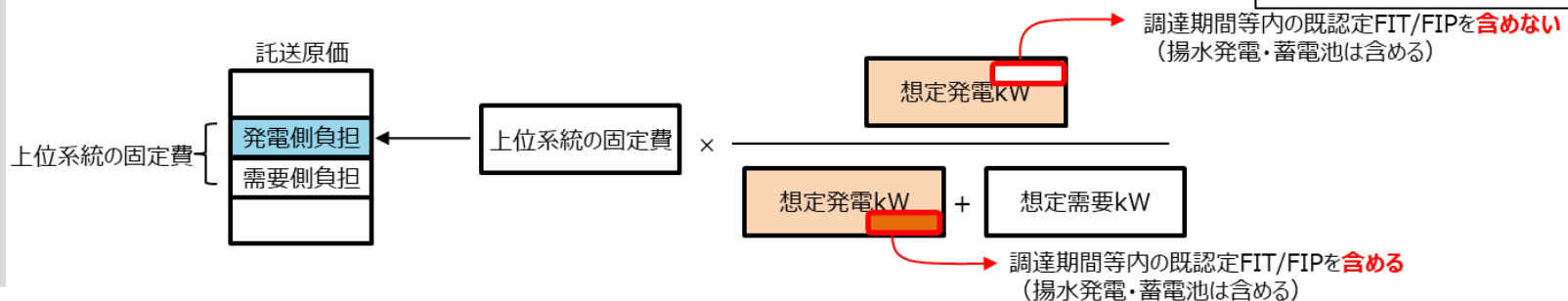
※1. 調達期間等内の既認定FIT/FIPは、調達期間等が終了してから発電側課金の対象となるため、発電側の負担には含めない。

上位系統の固定費のイメージ



(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む（発電側課金の課金対象原価は、上記②のうち固定費のみ）

発電側で回収する費用の算出方法



※2. 想定発電kWと想定需要kWは、いずれも契約電力kWの合計に関する想定値。需要側は発電側と比べて、同時に最大になる可能性が低いなどの理由から、想定発電kWと想定需要kWは異なる値となる。

(2) 発電側課金で回収する費用の算定 ― 検証結果 ―

- 各事業者が発電側課金で回収する費用等については、以下のとおり。
- 発電側で負担する比率や発電側課金で回収する費用については、各事業者とも料金算定規則に基づき適切に算出していることを確認した。

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
①上位システムの固定費（単位：億円）	555	1,385	4,017	1,572	442	2,051	737	430	1,384	106
②発電側で負担する比率	24.7%	30.8%	27.6%	30.5%	33.5%	31.5%	24.9%	32.7%	24.8%	27.5%
(i) 想定発電kW（単位：MW） （調達期間等内の既認定FIT/FIPを含めない）	90,908	298,059	823,962	390,907	103,453	391,958	138,117	95,906	245,660	24,300
(ii) 想定発電kW（単位：MW） （調達期間等内の既認定FIT/FIPを含める）	127,912	434,015	1,019,264	502,410	124,694	473,291	230,279	135,643	393,275	28,228
(iii) 想定需要kW（単位：MW）	240,233	532,349	1,963,288	780,576	184,395	769,665	323,998	157,513	598,004	60,113
③発電側課金で回収する費用（単位：億円）	137	427	1,109	479	148	647	184	141	343	29

※1 上記の表は、単年度（2024～2027年度の4年平均）の額を記載したもの。

※2 想定発電kWに関しては、制度設計専門会合で議論し、供給計画に基づき設定することと整理された。

※3 想定需要kWに関しては、各一般送配電事業者において、需要実績から人口推計等を活用して想定し、算出したものとなっていることを確認した。

※4 想定発電kWと想定需要kWは、いずれも契約電力kWの合計に関する想定値。想定発電kWと想定需要kWが異なる理由として、需要側は発電側と比べて、同時に最大になる可能性が低いなどの理由から、想定発電kWと想定需要kWは異なる値となる。

発電側及び 3 需要種別への配分結果の概要

● 変更認可申請がなされた発電側及び需要側の 3 需要種別へ配分された原価は、以下のとおり。

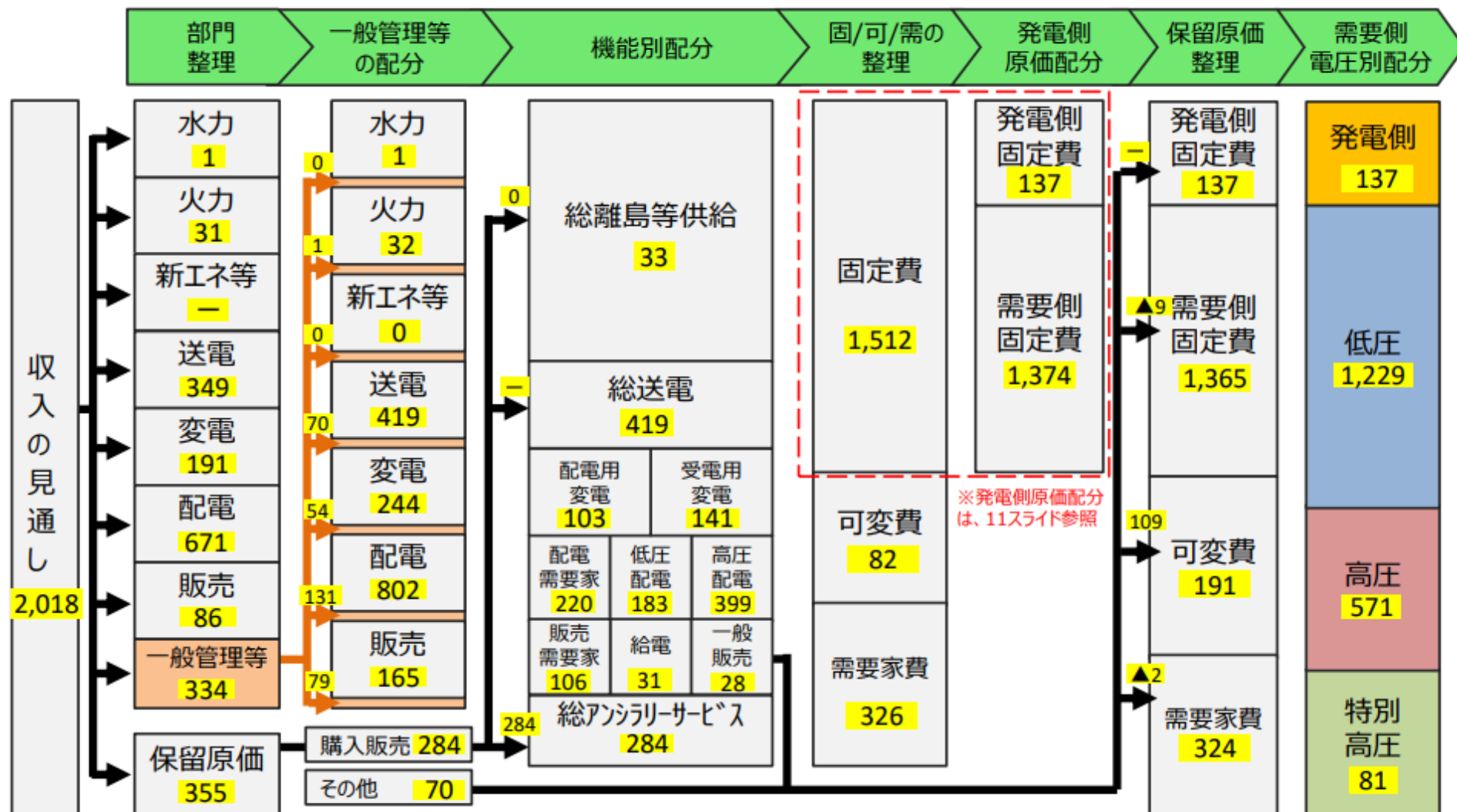
(単位：億円)	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
①需要側合計	1,881	4,374	13,594	5,843	1,336	6,597	2,968	1,429	4,684	664
特別高圧	81	378	1,533	741	152	855	345	99	479	58
高圧	571	1,296	3,576	1,633	428	1,907	810	421	1,224	187
低圧	1,229	2,700	8,485	3,469	755	3,836	1,813	909	2,981	419
②発電側合計	137	427	1,109	479	148	647	184	141	343	29
収入の見通し (=①+②)	2,018	4,801	14,703	6,322	1,483	7,244	3,152	1,570	5,027	693

※ 上記の数値は全て2024～2027年度平均。端数処理の関係により、合計の数値が、内訳の数値の合計と一致しない場合がある。

【北海道電力NW】発電側及び3需要種別への配分フロー

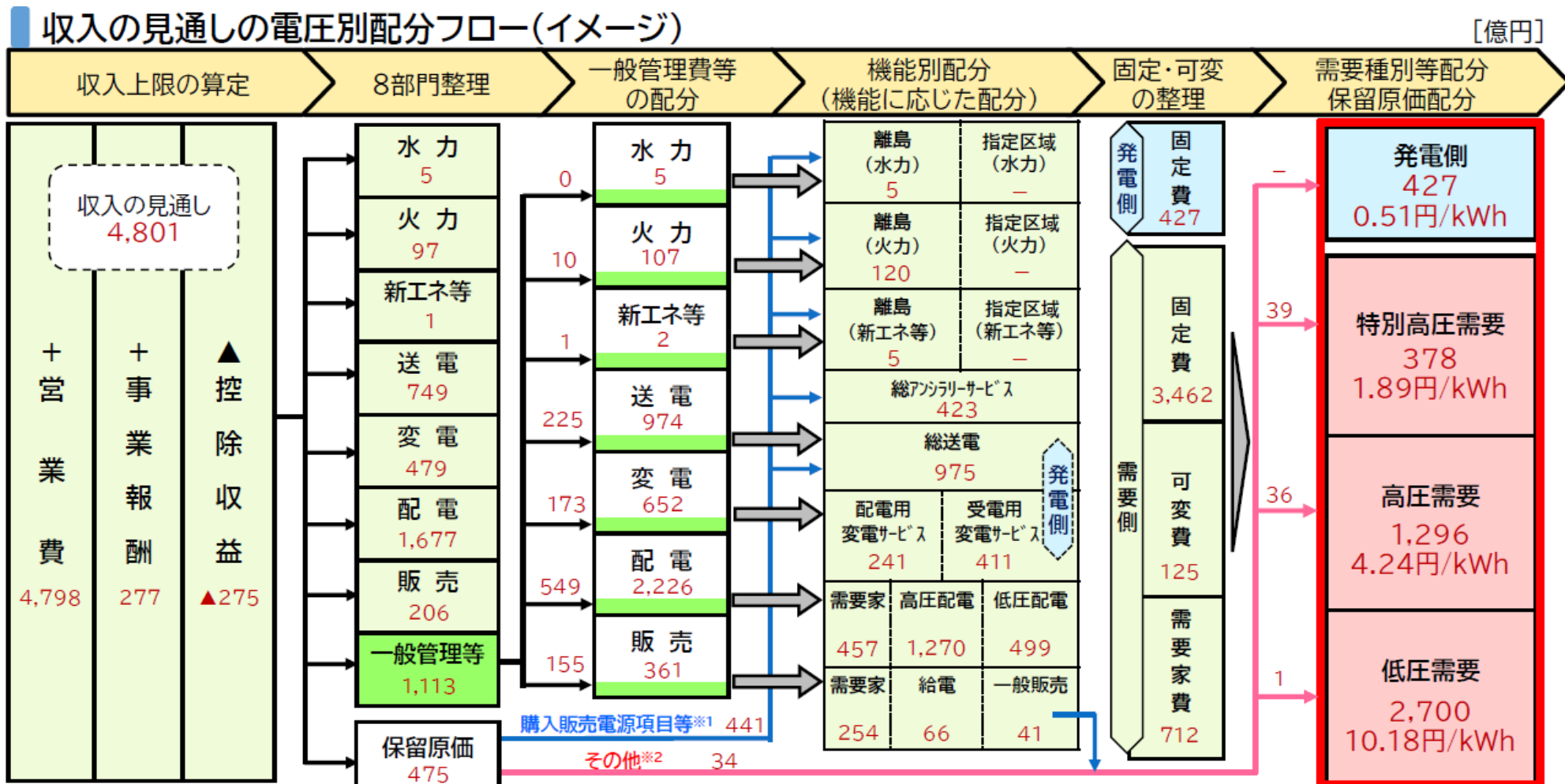
第51回料金制度専門会合
資料3-1 (2023年12月20日)

(億円/年)



【東北電力NW】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-2 (2023年12月20日)

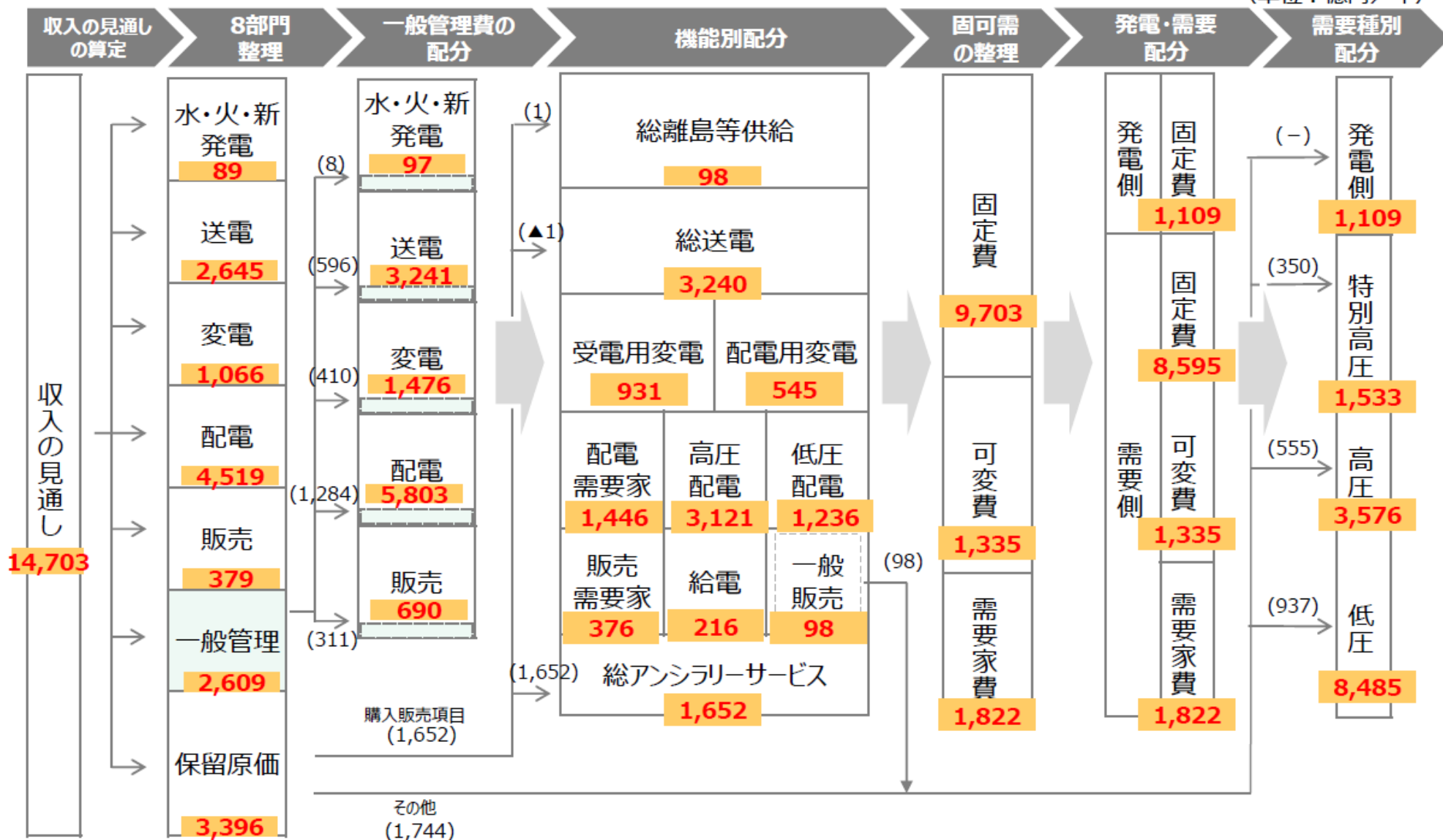


- ※1 他社購入電源費、非化石証書購入費、地帯間購入送電費、地帯間販売送電料、自社アンシラリーサービス費
 ※2 賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、振替損失調整額、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定(貸方)、追加事業報酬、託送収益、事業者間精算収益、電灯料、電力料、電気事業雑収益、預金利息、インバランス収支過不足
 ※3 金額は2024~2027年度の4年平均(税抜)
 ※4 省令改正(2023年4月1日施行)に伴い自社が所有する系統用蓄電池の費用項を変更のうえ算定

【東京電力PG】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-3 (2023年12月20日)

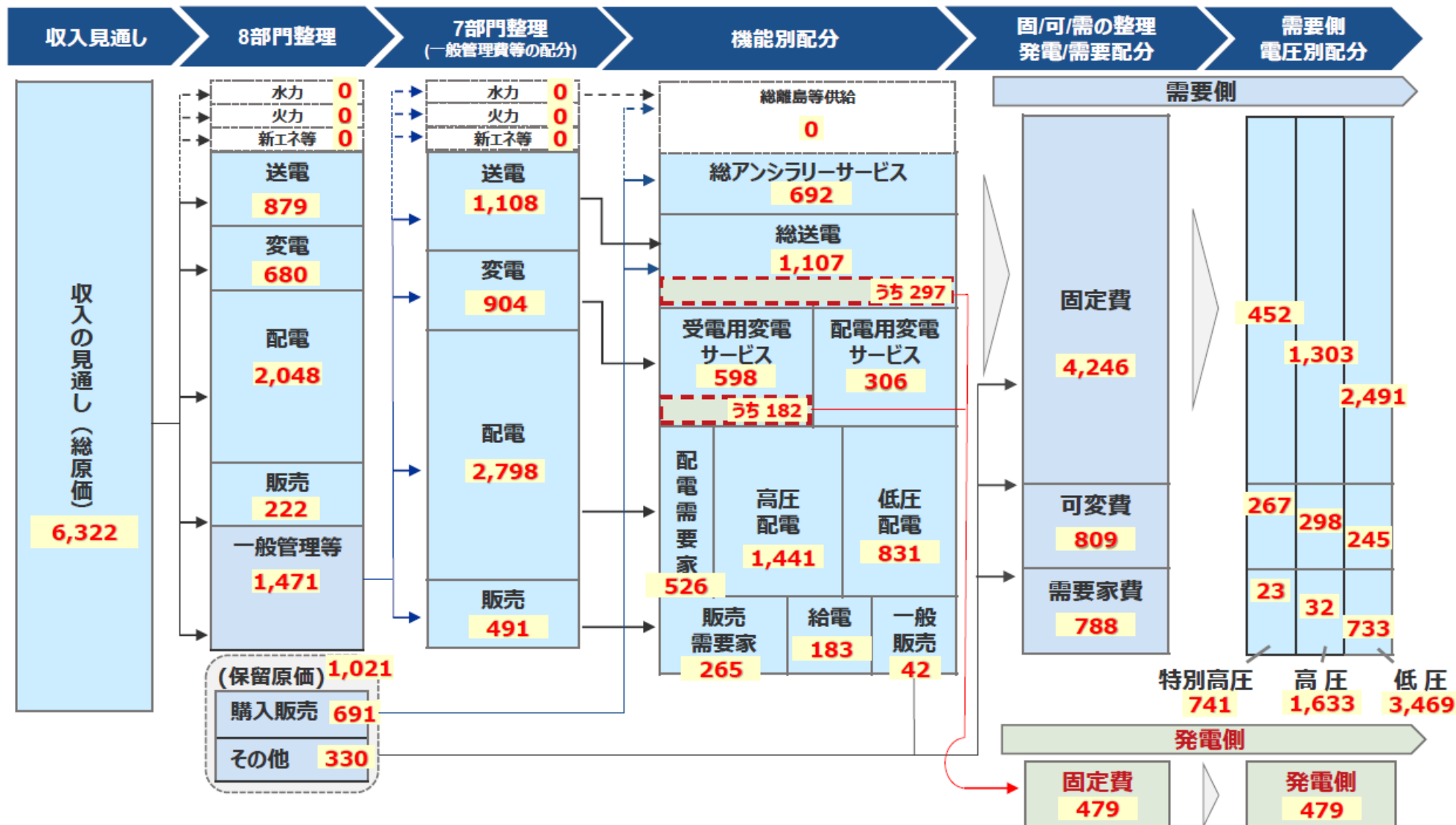
(単位：億円/年)



【中部電力PG】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-4 (2023年12月20日)

(億円・2024-2027平均)

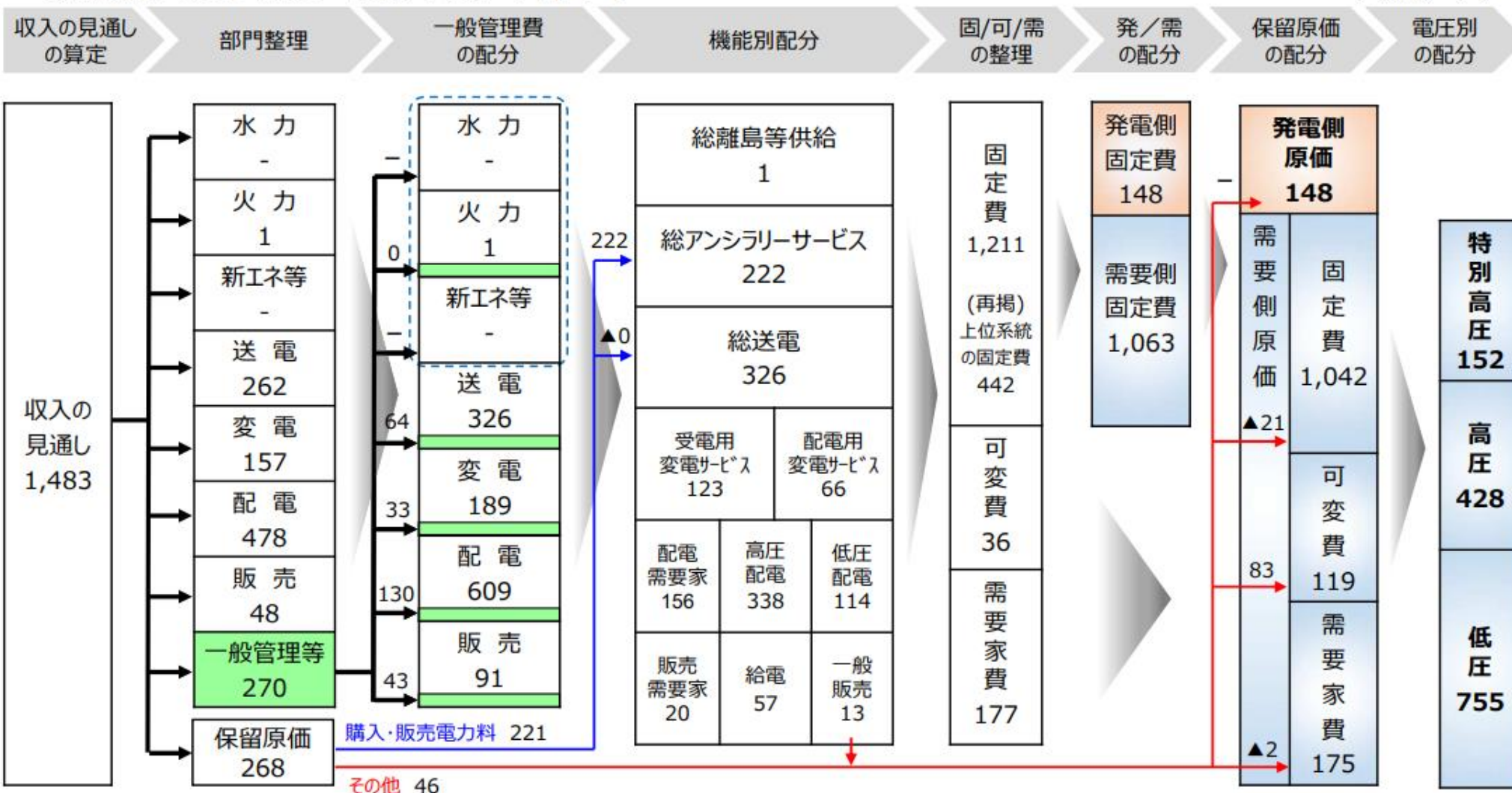


【北陸電力送配電】発電側及び 3 需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料 3-5 (2023年12月20日)

■ 規制期間 (2024年度～2027年度) の4年平均

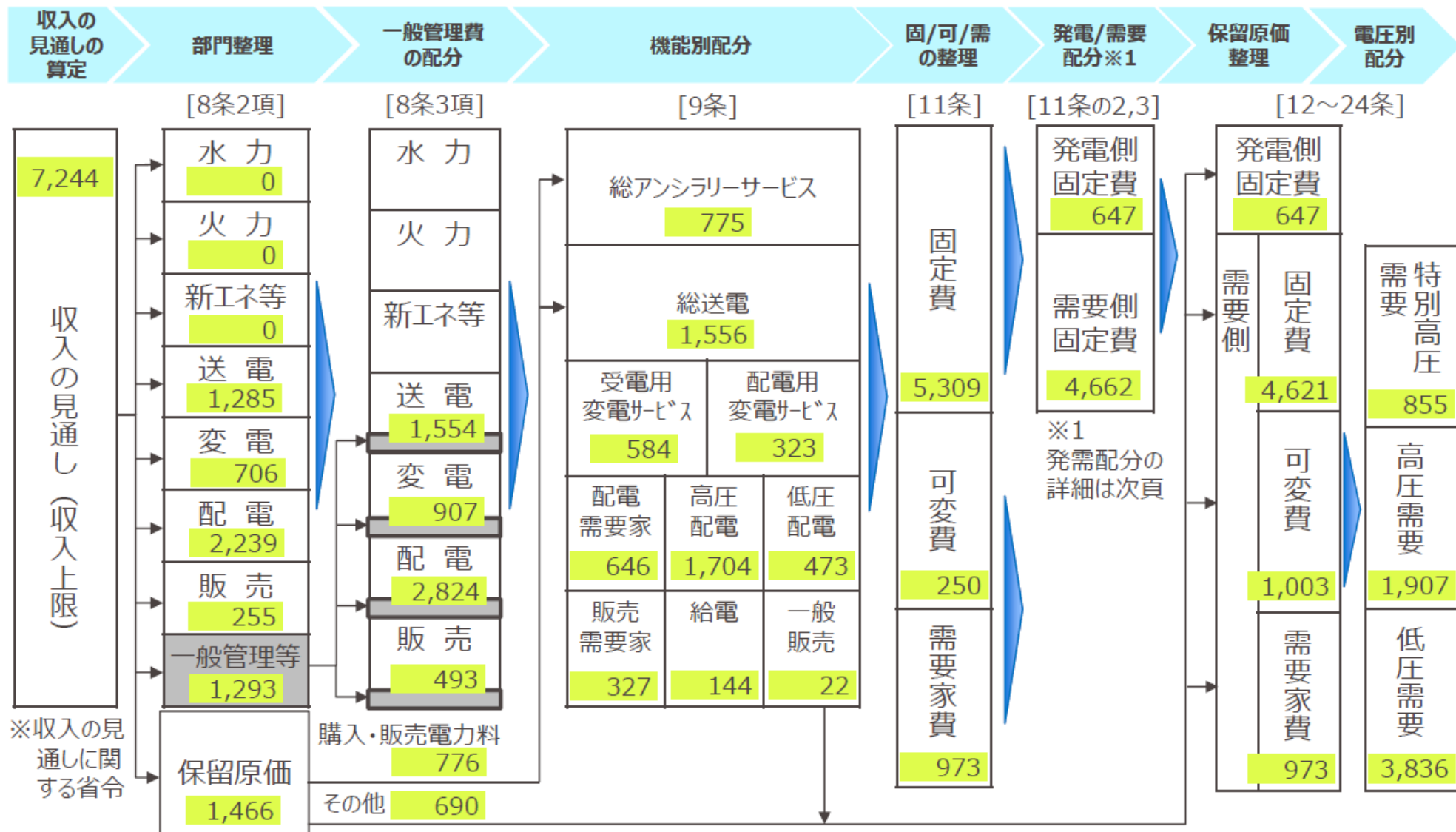
(億円/年)



【関西電力送配電】発電側及び3需要種別への配分フロー

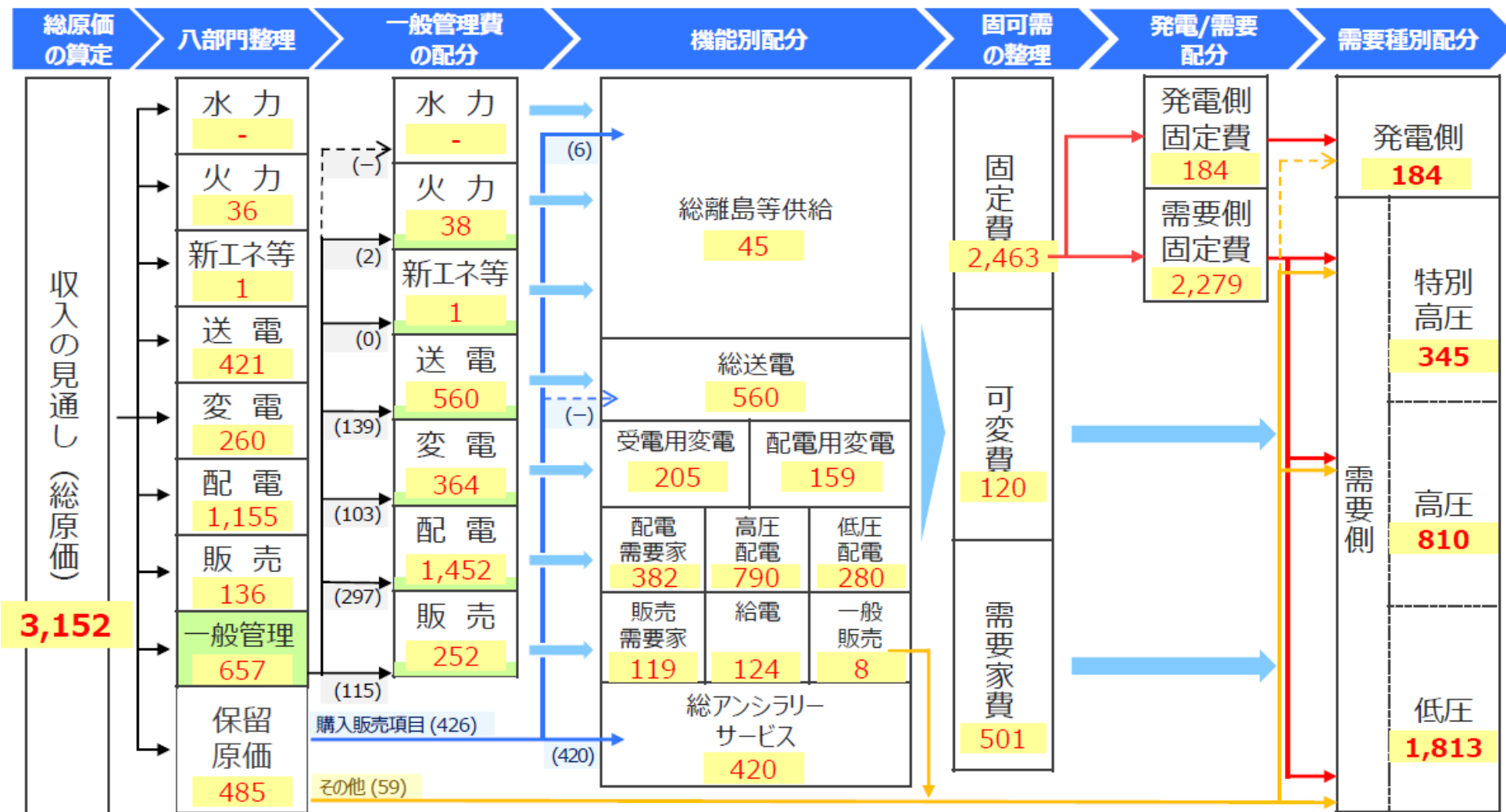
第51回料金制度専門会合
資料3-6 (2023年12月20日)

※単位は億円、規制期間のうち、2024~2027年度の4年平均、端数処理の関係で合計等が一致しない場合がある。



【中国電力NW】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-7 (2023年12月20日)

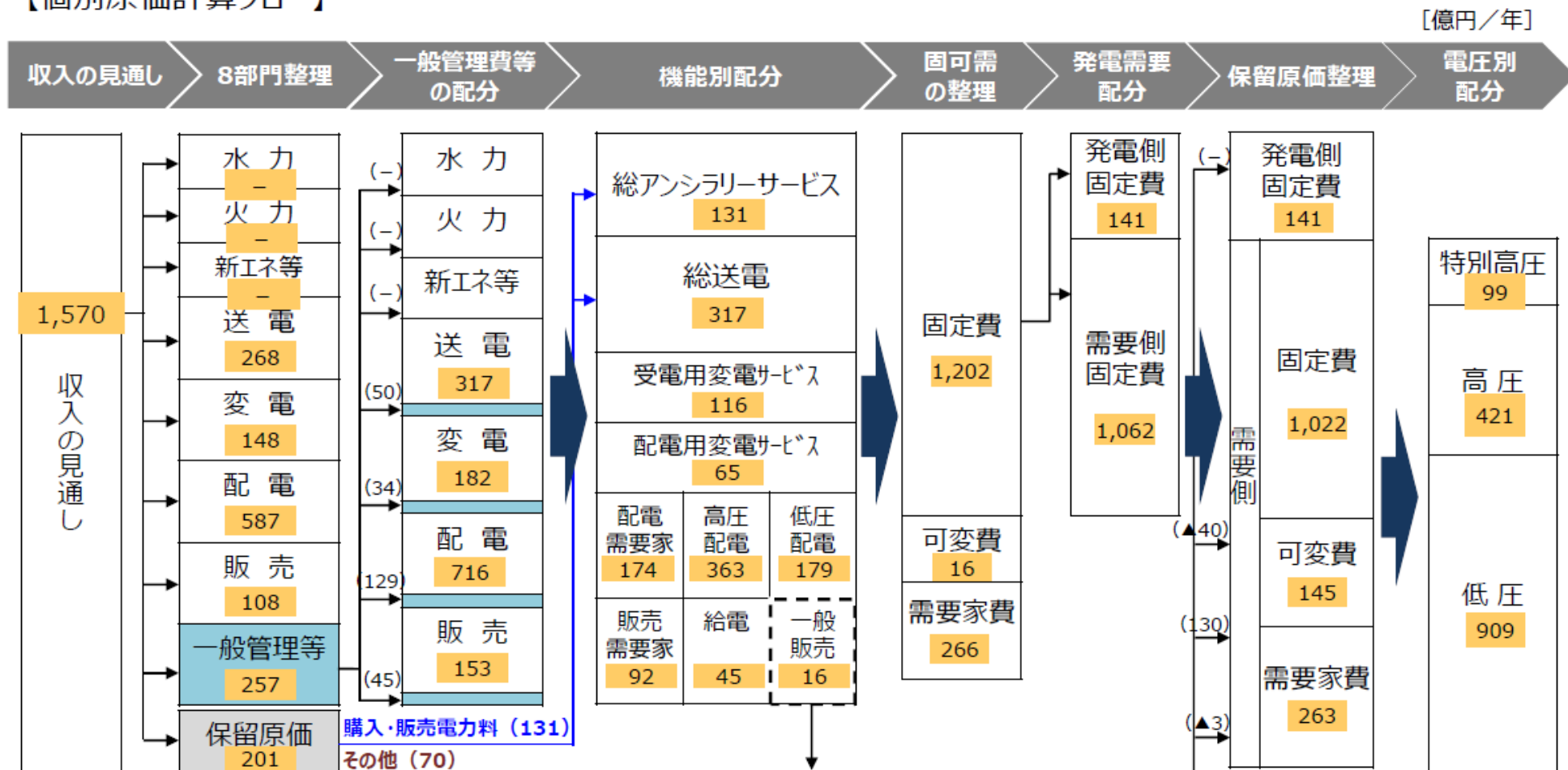


※ フロー図中の値は2024～2027年度の原価の年平均値（億円・税抜）。 ※ 端数処理（四捨五入）の関係上、合計額と内訳が一致しない場合がある。
※ 電気事業会計規則の改正に伴う会計整理の変更を踏まえ、費用配賦上、離島に設置された蓄電池に係る費用の扱いを期初から変更している（「変電費」→「新エネルギー等発電等費」）。

【四国電力送配電】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-8 (2023年12月20日)

【個別原価計算フロー】

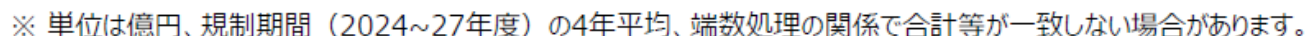


※ 端数処理（四捨五入）の関係で合計等が一致しない場合があります。

※ 2024～2027年度の4年平均値を記載しています。

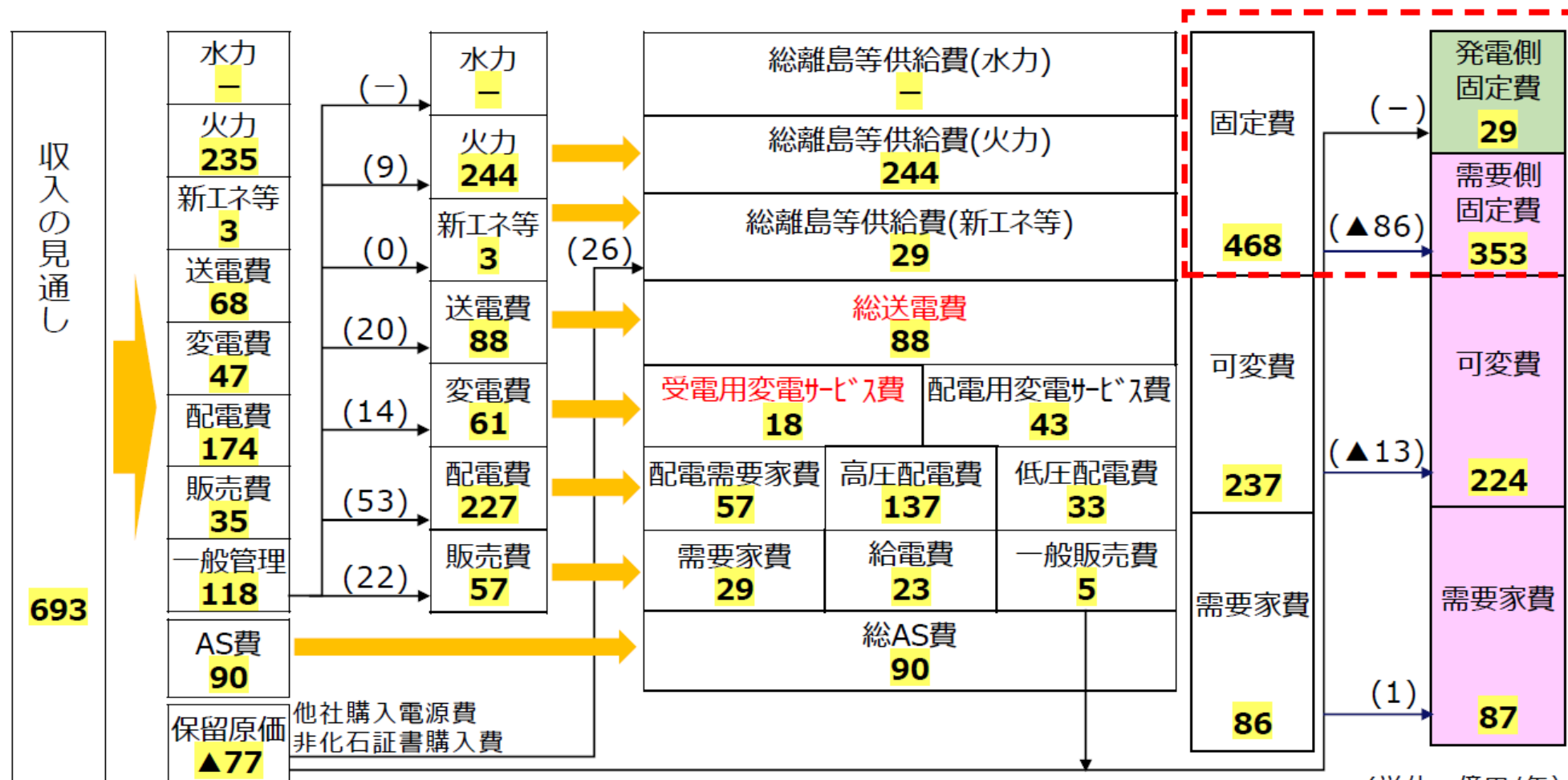
※ 当社の場合、離島等供給を行っていないため、総離島等供給費について記載を省略しています。（以下同様）

第51回料金制度専門会合
資料3-9（2023年12月20日）



【沖縄電力】発電側及び3需要種別への配分フロー

第51回料金制度専門会合
資料3-10 (2023年12月20日)



※ 2024～2027年度の4年平均

※ 端数処理の関係で合計が一致しない場合がある

※ 省令改正により、期初時点で変電費に整理していた「蓄電池の費用」を、AS費、新エネ等に変更している。

(単位：億円/年)

1. 発電側及び需要側への費用配賦

2. 発電側課金単価等の設定

(1) 発電側課金単価の算定

(2) 発電側課金の割引エリア及び割引単価の設定

3. 需要側託送料金のレートメイク

4. 収入の見通しを上回らないことの確認

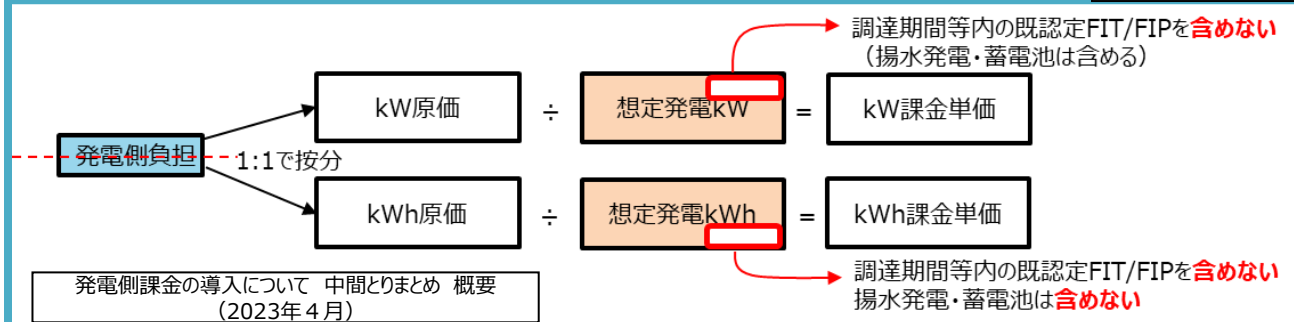
5. 審査結果及び今後の対応方針

(1) 発電側課金単価の算定 – 算定方法 –

- 発電側課金の課金単価に関しては、発電側負担原価をkWとkWhの1：1で按分する。その上で、kW課金は、割引相当額（エリア全体での割引額の合計）を合算した上で、各kW課金に均等配分することでkW課金単価を算定する。

第51回料金制度専門会合
資料3（2023年12月20日）

課金単価の算定

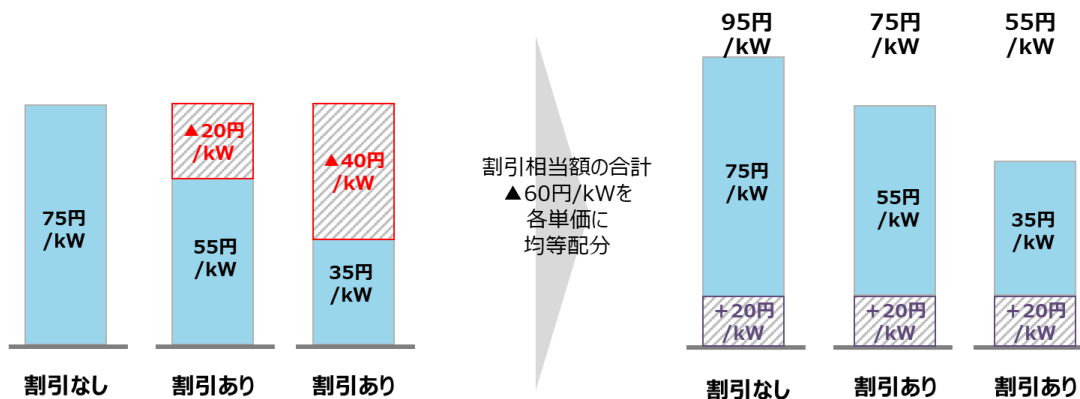


割引相当額の配分

<イメージ>

割引相当額の均等配分前

割引相当額の均等配分後



発電側課金の導入について 中間とりまとめ 概要
(2023年4月)

※ 算定イメージであり、実際の負担水準は異なる可能性がある点に留意する必要がある。

（１）発電側課金単価の算定　－ 検証結果 －

- 発電側課金の課金単価については、各事業者とも料金算定規則等に基づき適切に算出していることを確認した。
- また、特別高圧系統のある離島に関しては、基幹系統に与える影響に着目した割引Aが存在しないため、その割引の原資となる割引相当額付加単価については計上していないことを、また、特別高圧系統のない離島に関しては、割引A及び割引Bが存在しないため、それらの割引の原資となる割引相当額付加単価については計上していないことを確認した。

申請された発電側課金の課金単価

(税込)

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	全国平均
kW課金単価（円/kW・月）	110.00	93.04	87.01	80.42	93.47	97.98	85.02	92.73	85.10	69.95	89.47
kW課金単価（特別高圧系統のある離島） （円/kW・月）	-	80.83	-	-	-	-	76.98	-	79.57	67.60	-
kW課金単価（特別高圧系統のない離島） （円/kW・月）	102.30	80.80	79.85	-	88.68	-	76.93	-	79.53	67.58	-
kWh課金単価（円/kWh）	0.35	0.29	0.28	0.26	0.28	0.32	0.28	0.25	0.23	0.24	0.28

割引相当額付加単価

(税込)

	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
割引相当額付加単価（円/kW・月）	7.70	12.24	7.16	5.21	4.79	6.37	8.09	5.83	5.57	2.37

※ 1 kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。

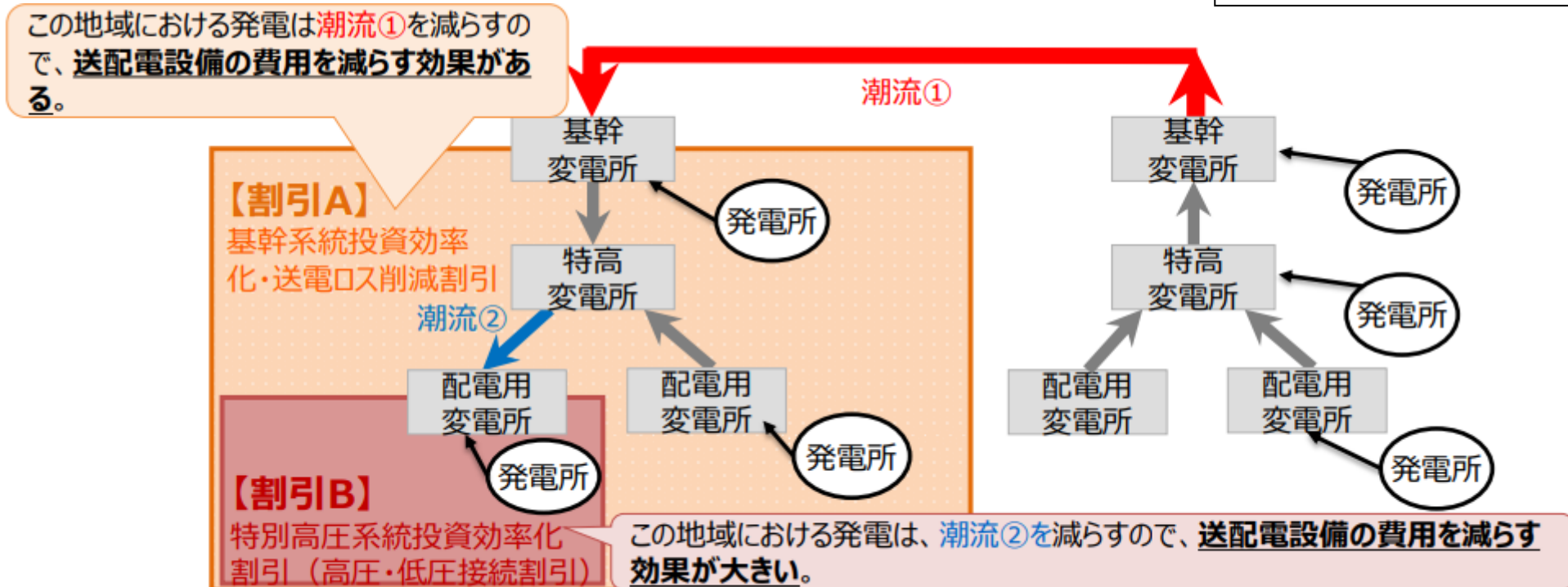
※ 2 離島等供給約款適用地域のうち、基幹系統及び特別高圧系統が存在しない離島については、割引制度の適用除外地域とし、その他の割引制度適用地域における電源への割引の実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。基幹系統は存在しないものの、特別高圧系統が存在する地域は、割引Aの適用除外地域とし、その他の割引A適用地域における電源への割引Aの実施に伴う割引相当額付加単価を上乗せしないkW課金単価を適用する。

(2) 発電側課金の割引エリア及び割引単価の設定

第51回料金制度専門会合
資料3 (2023年12月20日)

- 発電側課金における割引制度は、電源が送配電設備の整備費用に与える影響を課金額に反映させるもの。基幹系統に与える影響に着目した割引A、配電系統に接続する電源を対象とし、特別高圧系統に与える影響に着目した割引Bを設定する。
- 各一般送配電事業者において、割引区分ごとに対象となる変電所等を算定し、割引単価を含めて託送供給等約款に記載する。

発電側課金の導入について
中間とりまとめ 概要
(2023年4月)

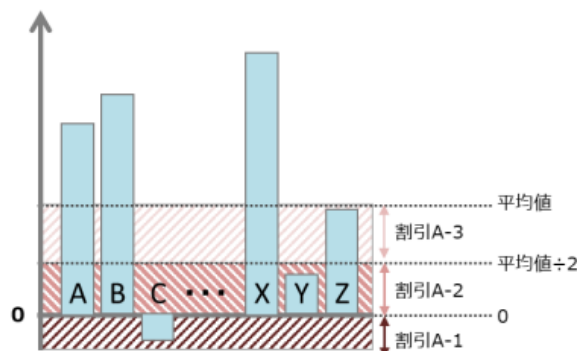


(2) 発電側課金の割引エリアの設定（割引A） – 検証結果 –

- **割引Aに関しては、基幹系統の将来的な投資を効率化し、送電ロスを削減する効果のある電源について、発電側課金（kW課金）を割り引く。**当該効果は、以下の2つの算定値をベースとして評価することとしており、2つの評価の合計値を「限界送電費用」とし、この限界送電費用を基に割引対象地域を設定する。
 - 「基幹系統の投資効率化効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量（kW）を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流がどの程度変化し、仮に潮流混雑を解消する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。
 - 「送電ロスの削減効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量（kW）を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流変化が、送電ロスをどのように変化させるか、それを調達する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。
- **各事業者とも審議会で整理された条件に基づき割引エリアを適切に設定していることを確認した。**

発電側課金の導入について
中間とりまとめ
(2023年4月)

限界送電費用 A～Z：基幹変電所・開閉所単位の地域

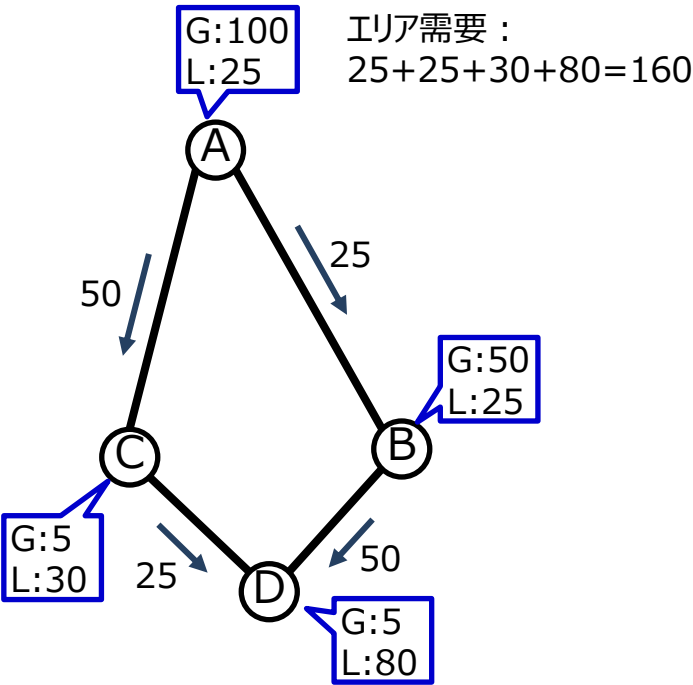


割引区分	限界送電費用の条件	kW負担額のイメージ		kW当たりの割引単価
		割引前	割引後	
割引A-1	0以下		37.5円/kW・月	kW課金における基幹系統分の費用負担が0 ⇒発電側課金で回収する基幹系統の固定費の半額 (kW:kWh=1:1のため) を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引A-2	平均値÷2～0	75円/kW・月	60円/kW・月	⇒発電側課金で回収する基幹系統の減価償却費及び事業報酬の半額 (kW:kWh=1:1のため) を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引A-3	平均値～平均値÷2		67.5円/kW・月	⇒割引A-2の半額

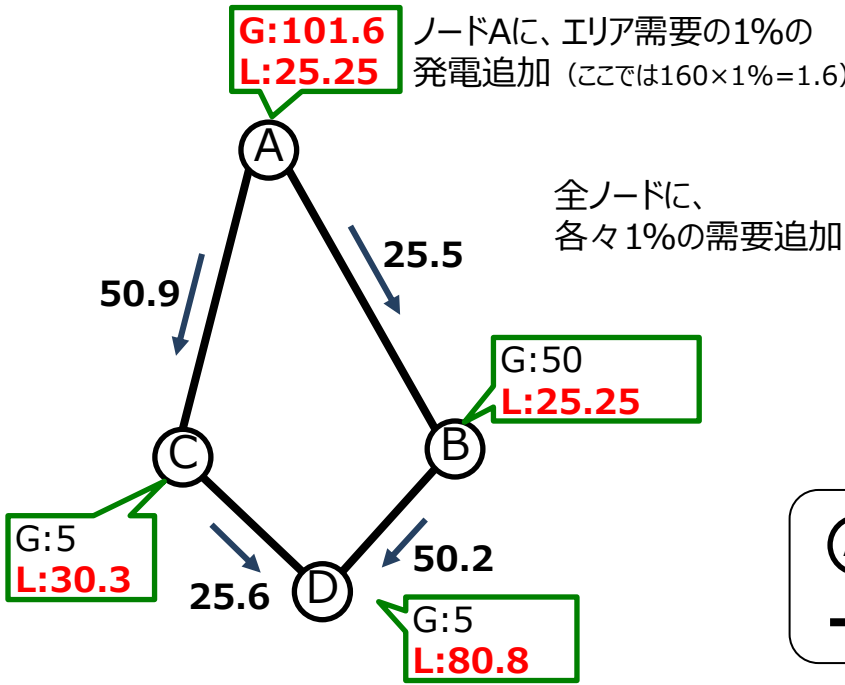
【参考】 基幹系統投資抑制効果の計算イメージ

送配電網協議会作成資料

1. 潮流図作成



2. エリア需要の1%を追加



Ⓐ ノード
— ブランチ

3. 基幹系統の投資抑制効果の計算

送電線	A変電所		B変電所		C変電所		D変電所	
	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]	潮流変化 [万kW]	投資抑制効果 [円/年]
A-B線	+0.5	570	+0.0	0	+0.0	0	+0.0	0
A-C線	+0.9	342	▲0.2	▲76	▲0.2	▲76	▲0.2	▲76
B-D線	+0.2	720	+1.3	4,680	▲0.3	▲1,080	▲0.3	▲1,080
C-D線	+0.6	246	▲0.5	▲205	+1.1	451	▲0.5	▲205
合 計		1,878		4,399		▲705		▲1,361

(投資抑制効果のイメージ)
A変電所、B変電所は電源の方が多く、電源を追加することにより流出する潮流が増加し、コストが増

C変電所、D変電所は需要の方が多く、電源を追加することにより流入する潮流が減少し、コストが減

【参考】割引Aの基本的な考え方

第8回送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ
資料3（2017年10月11日）

基本的な 考え方

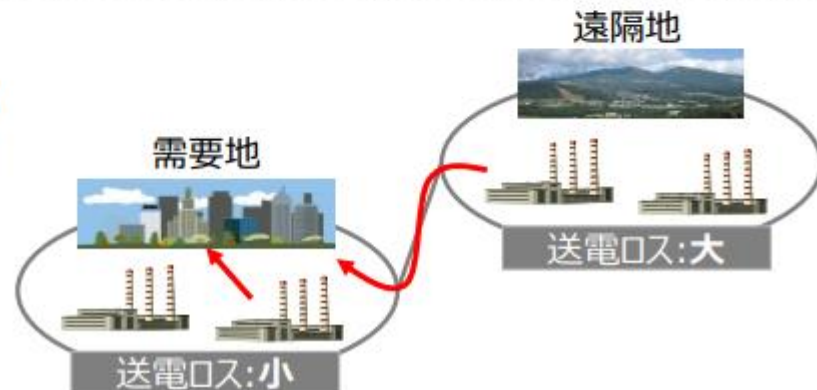
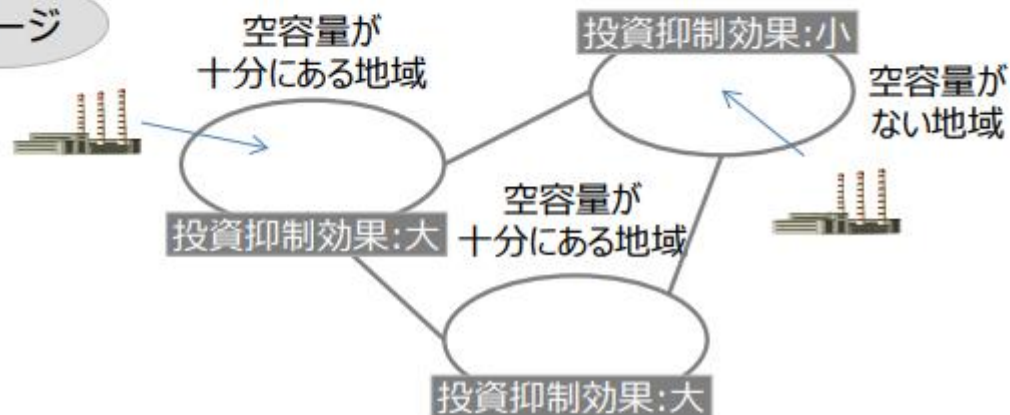
基幹系統の投資抑制に資する電源

- 基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの将来的な基幹系統投資を抑制する効果を総合的に評価する(以下は例)
 - 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し運用容量制約を緩和する電源 ⇒ プラス評価
 - 空き容量の少ない送電線の運用容量制約をより逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価
 - 一般的に単価の高い地中送電線の運用容量制約を逼迫させる電源 ⇒ マイナス評価

送電ロスの削減に資する電源

- 基幹変電所・開閉所単位で見て、電源容量の追加が各供給エリアの基幹系統における送電ロスを削減する効果を総合的に評価する(以下は例)
 - 需要地近接電源のように支配的な潮流と逆の潮流を生み出し総送電量を減らして送電ロスを削減する電源 ⇒ プラス評価
 - 遠隔地からの送電により距離の長い送電線の送電量を増やす電源 ⇒ マイナス評価

イメージ

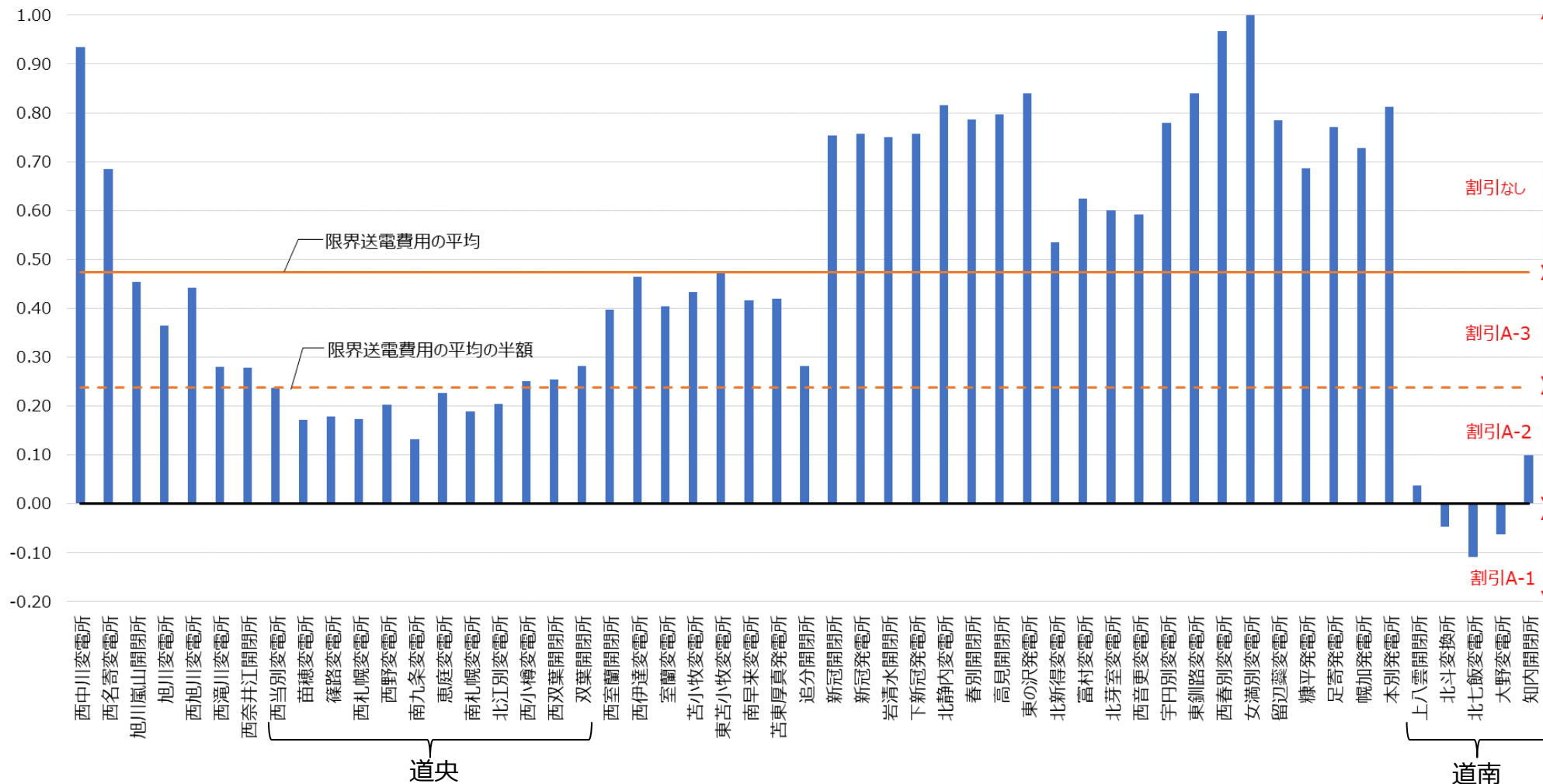


【参考】発電側課金の割引Aエリア（北海道電力NW）

- 北海道エリアにおいては、東北・東京方面へ潮流が流れる傾向にあるため、**道南（函館周辺）で割引区分が高くなっており、また、道央（札幌周辺）は需要地であるため、割引対象が多くなっている。**

限界送電費用 ※

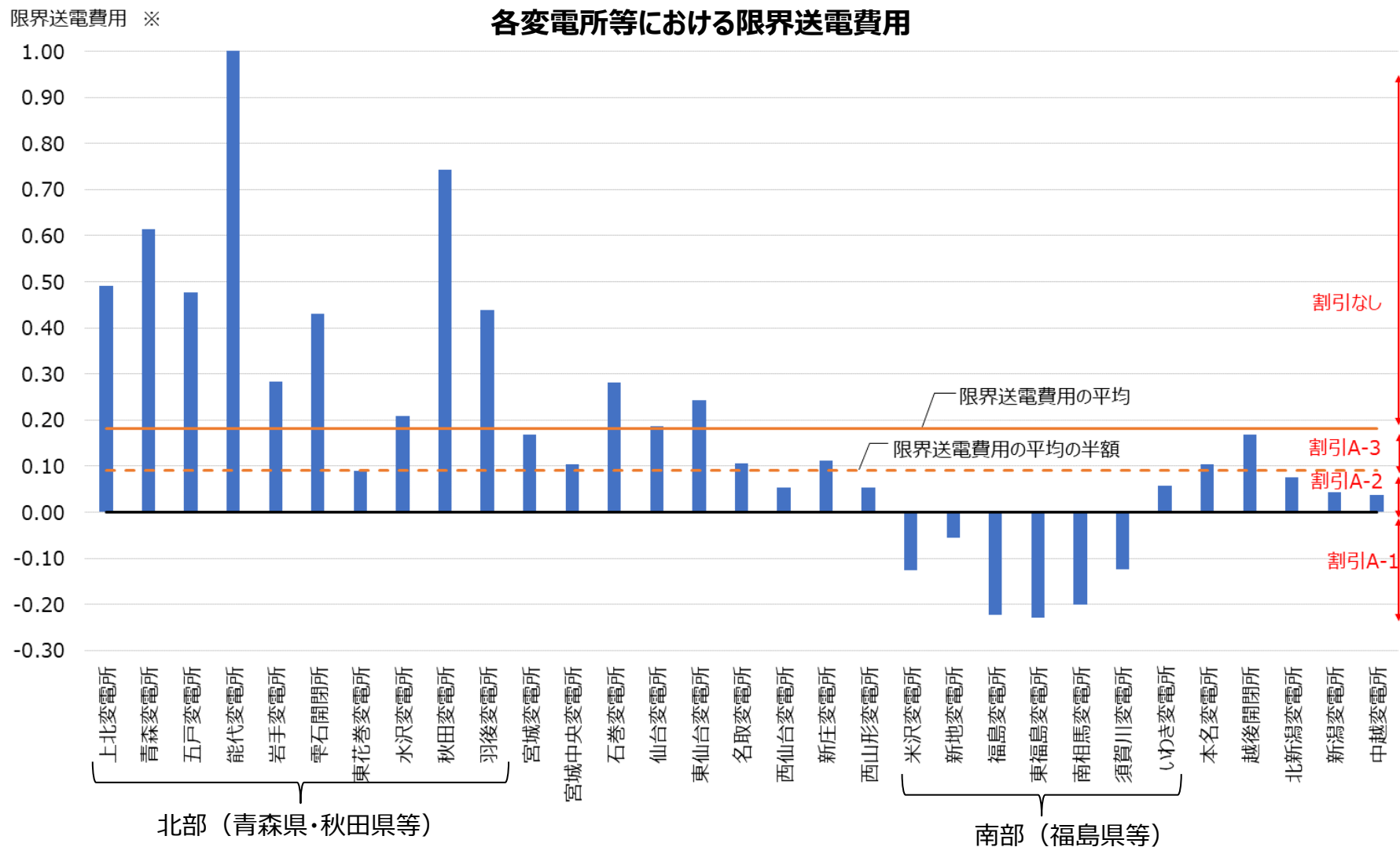
各変電所等における限界送電費用



※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（東北電力NW）

- 東北エリアにおいては、北部（青森県・秋田県等）を中心に風力連系が多く、東京方面へ潮流が流れる傾向にあるため、南部（福島県等）で割引対象が多くなっている。

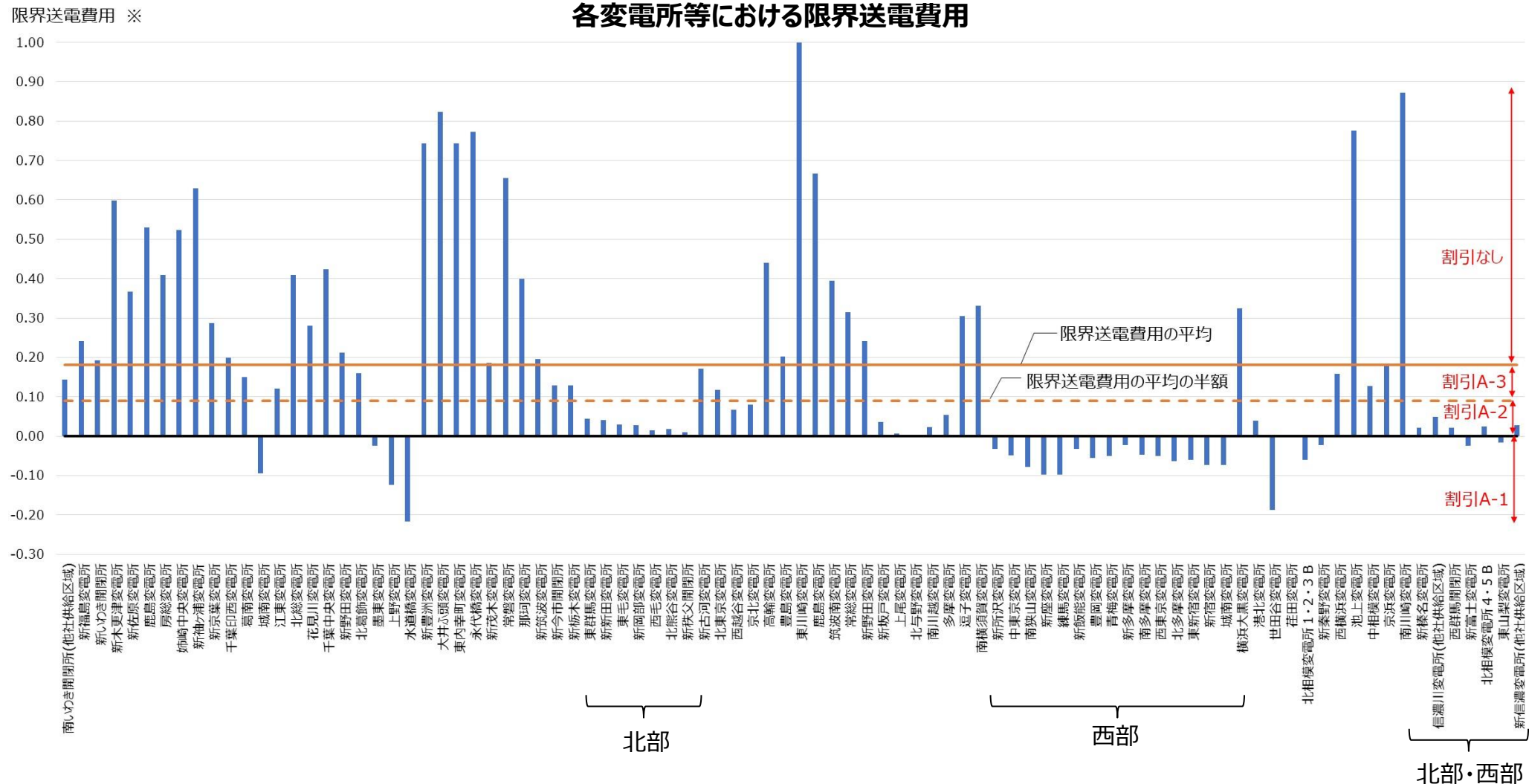


※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（東京電力PG）

- 東京エリアにおいては、大規模電源の立地が少なく空き容量が比較的ある北部や西部で割引対象が多くなっている。

各変電所等における限界送電費用



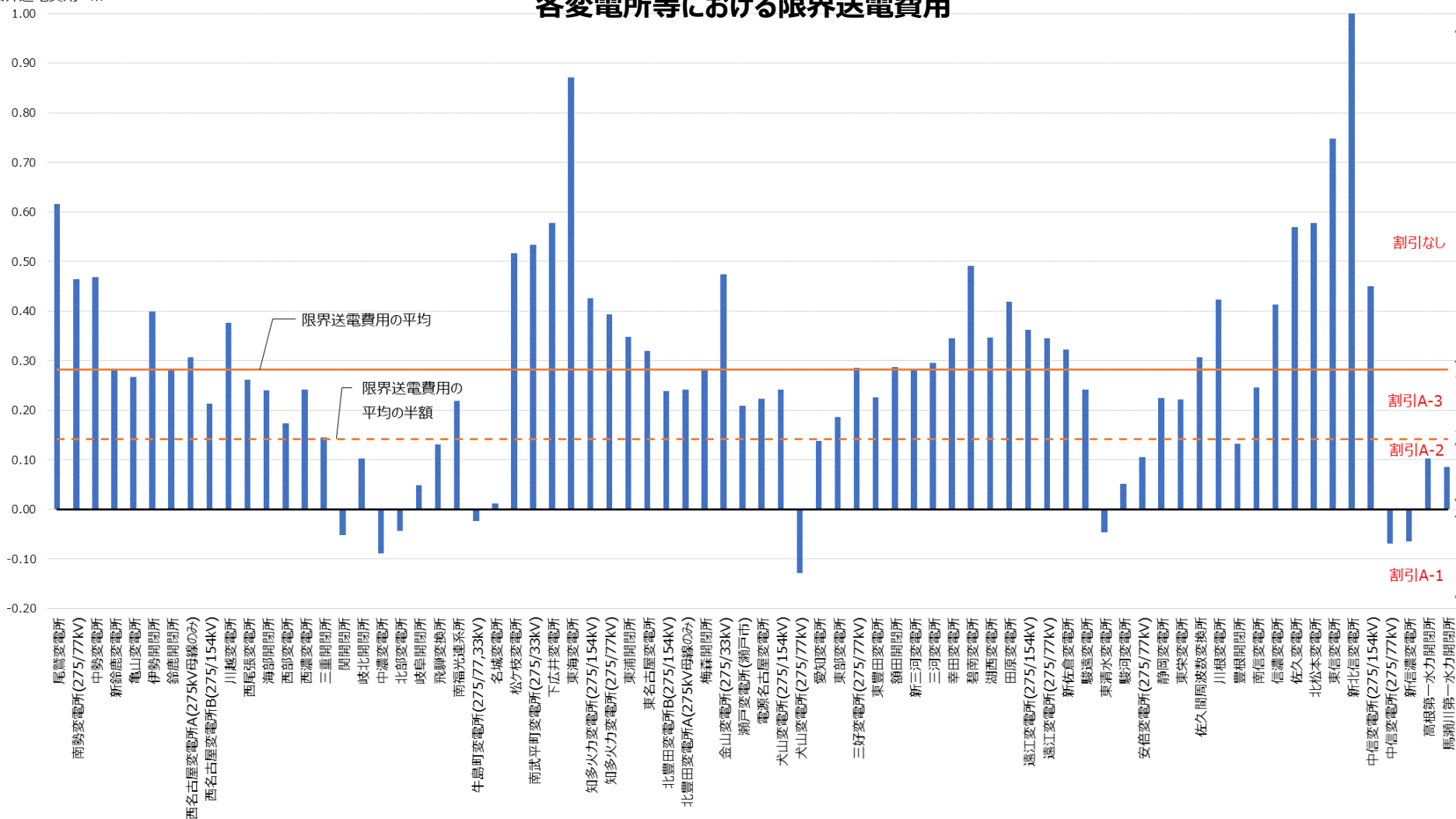
※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（中部電力PG）

- 中部エリアにおいては、大規模電源が立地する沿岸部から需要地である中心部へ潮流が流れる傾向にあるため、中心部ほど割引区分が高くなっている。

限界送電費用 ※

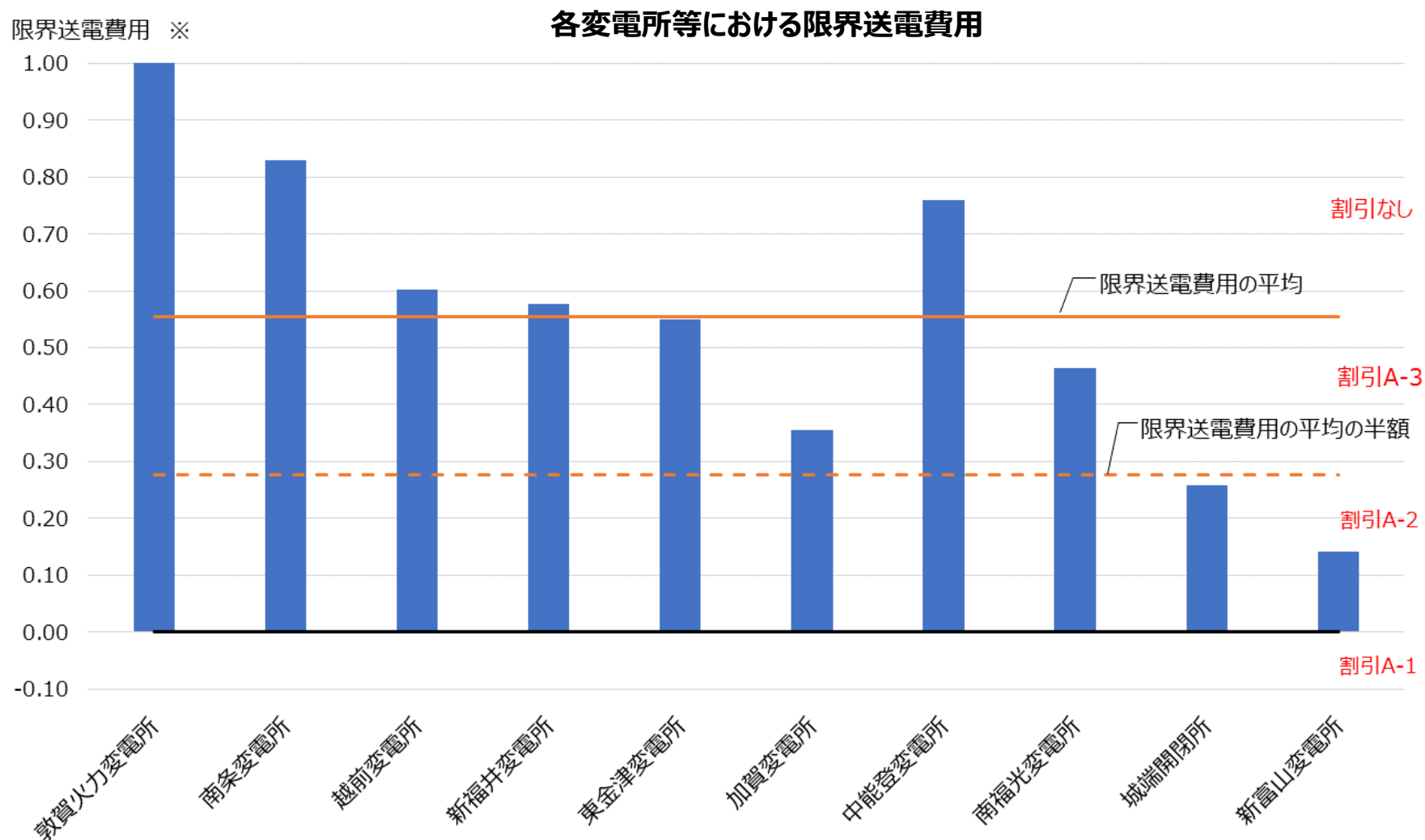
各変電所等における限界送電費用



※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（北陸電力送配電）

- 北陸エリアにおいては、電源が各県に分散し、発電設備の立地による効果が表れにくいこと等から、割引A-1は設定がない。

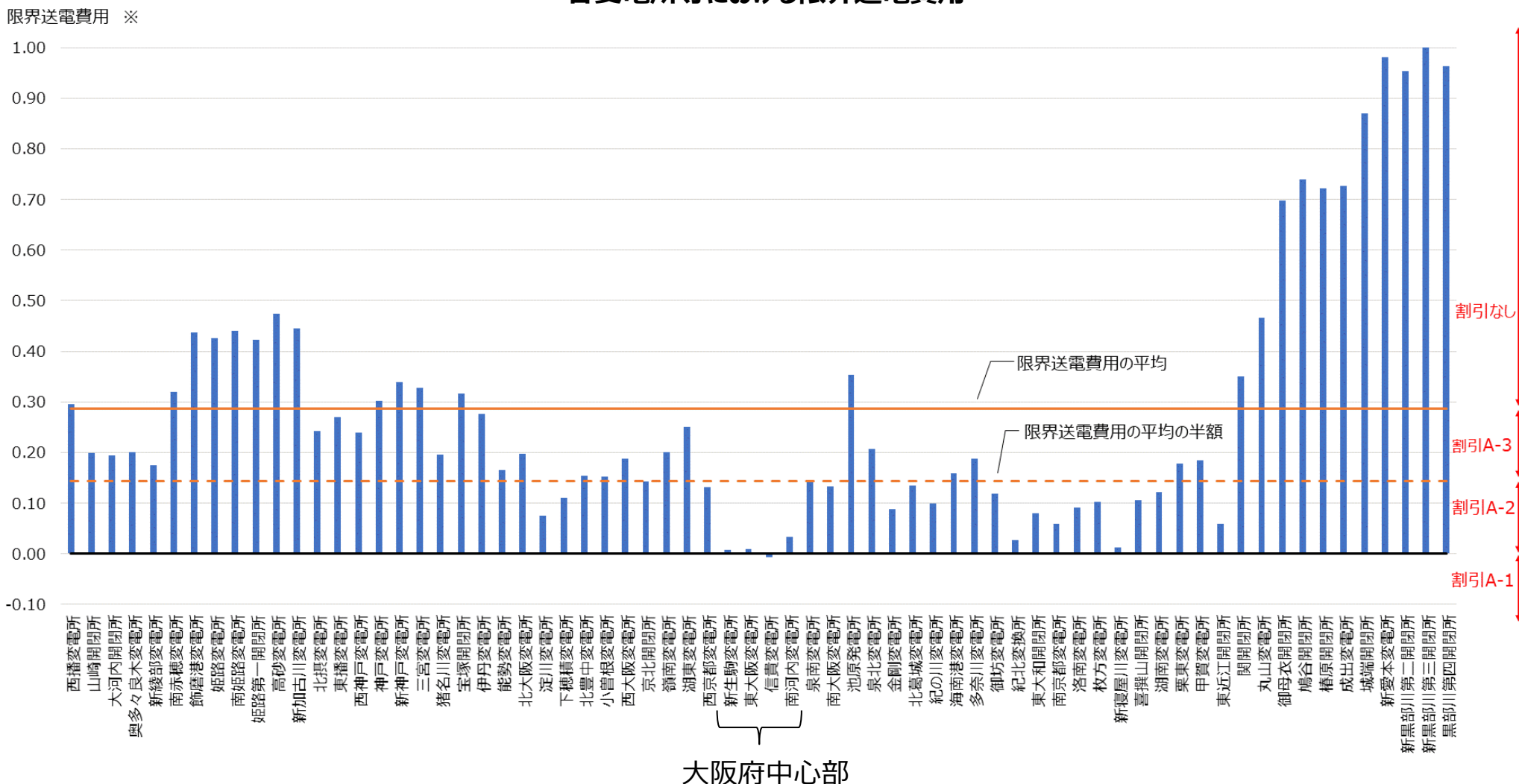


※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（関西電力送配電）

- 関西エリアにおいては、需要地である大阪府中心部等において割引区分が高くなっている。

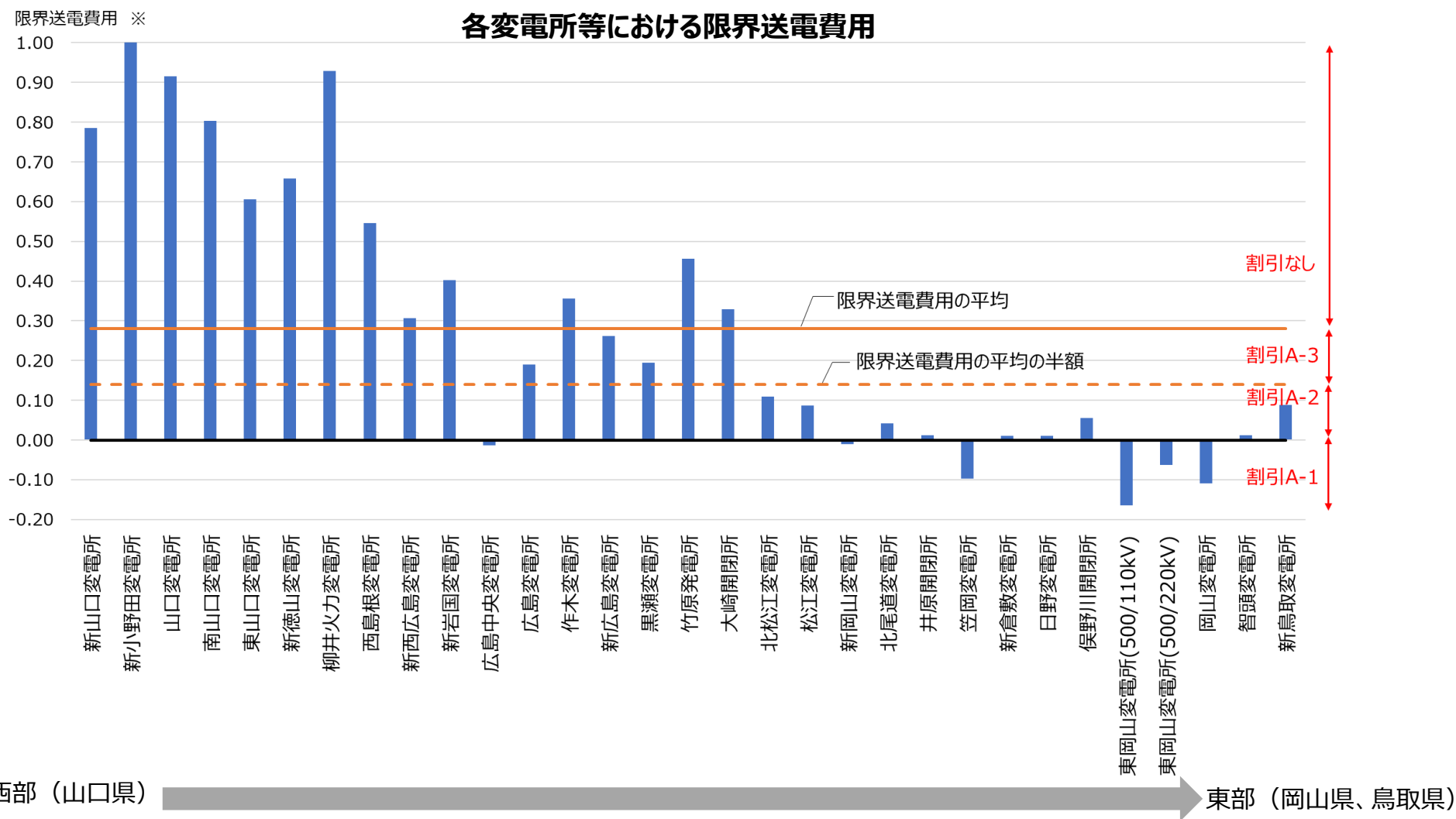
各変電所等における限界送電費用



※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（中国電力NW）

- 中国エリアにおいては、西部から関西方面に潮流が流れる傾向にあるため、東部で割引区分が高くなっている。



※ 1 限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

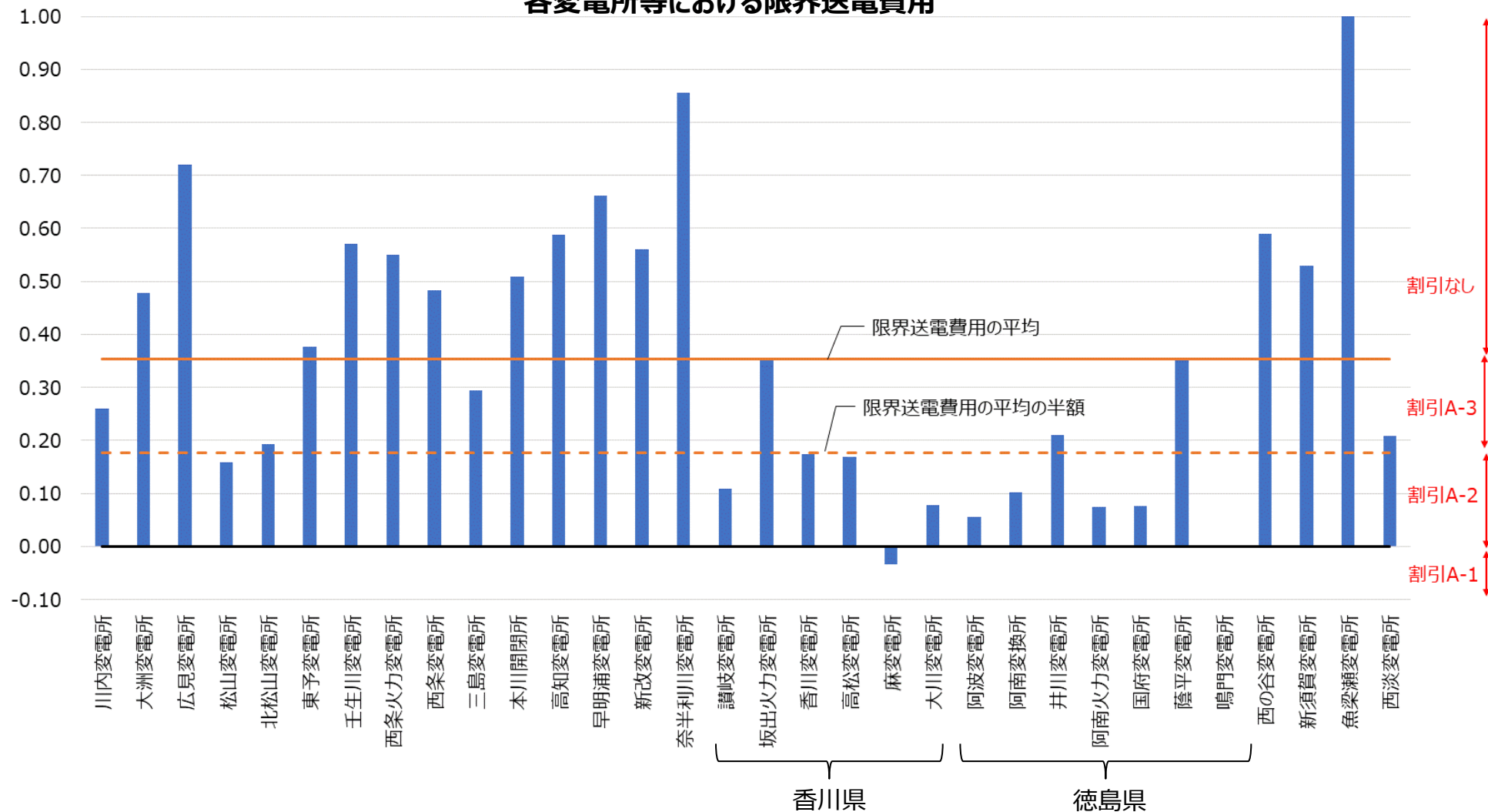
※ 2 （補足: グラフからは視認することが難しい変電所の割引）新岡山変電所：割引A-1、新倉敷変電所：割引A-2、日野変電所：割引A-2

【参考】発電側課金の割引Aエリア（四国電力送配電）

- 四国エリアにおいては、需要地がある香川県・徳島県で割引区分が高くなっている。

限界送電費用 ※

各変電所等における限界送電費用



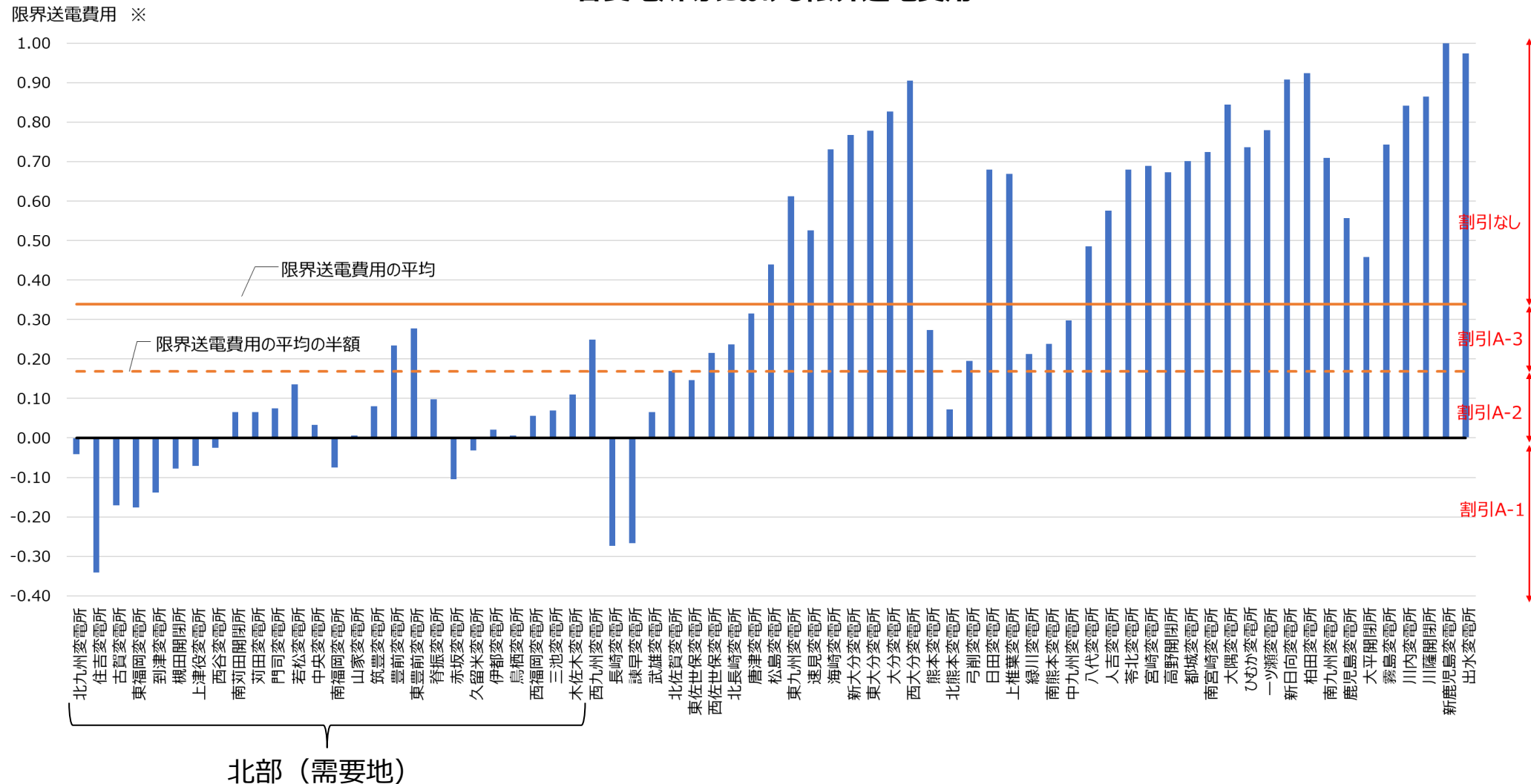
※ 1 限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

※ 2 （補足）鳴門変電所はグラフでは視認することが難しいが、割引A-2の対象。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（九州電力送配電）

- 九州エリアにおいては、北九州市や福岡市などの需要地がある北部で割引区分が高くなっている。

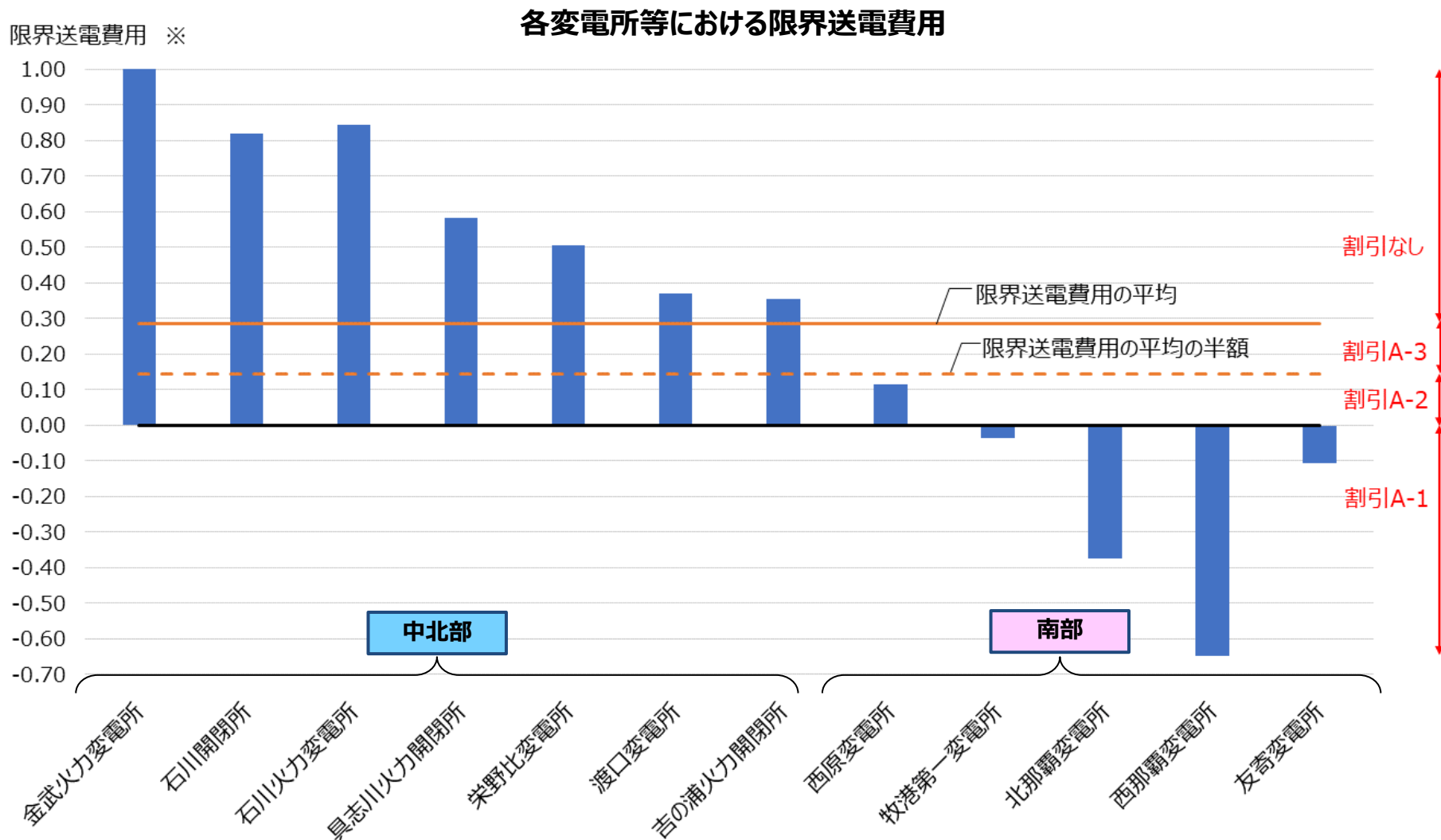
各変電所等における限界送電費用



※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

【参考】発電側課金の割引Aエリア（沖縄電力）

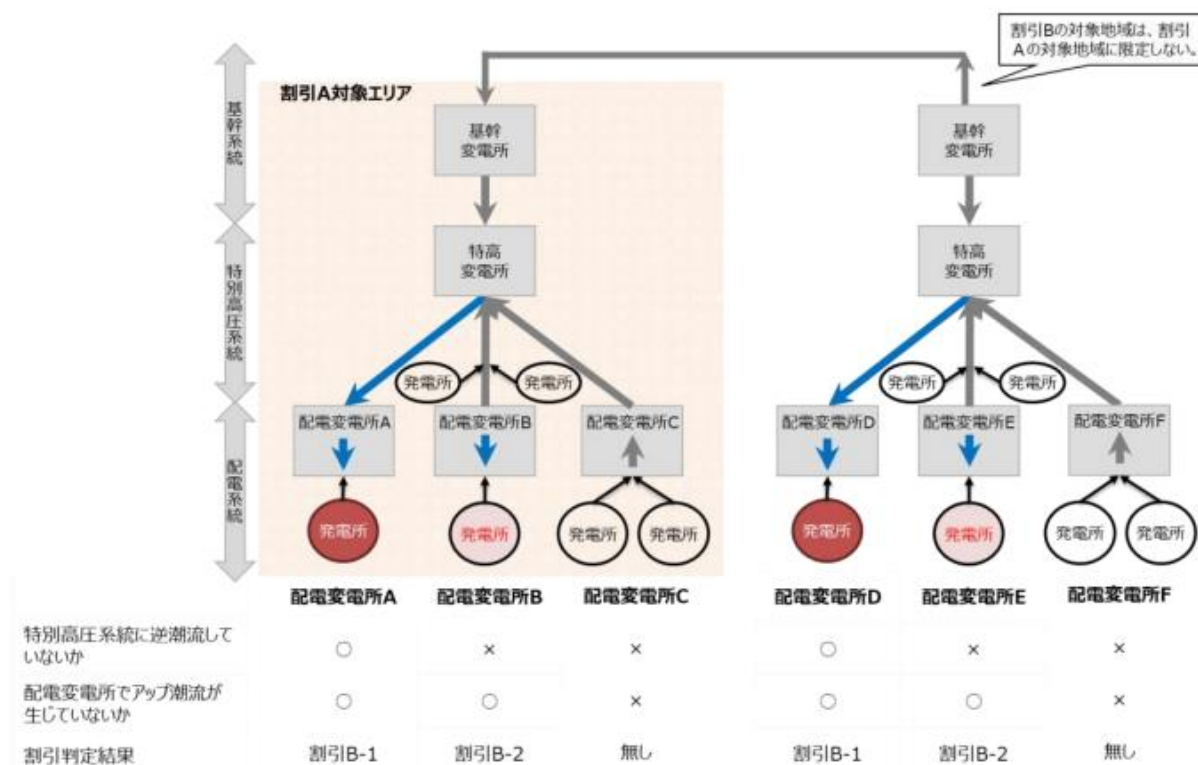
- 沖縄エリアにおいては、電源が多い中北部から需要地である南部へ潮流が流れる傾向にあるため、**南部で割引区分が高くなっている**。なお、割引A-3は設定がない。



※限界送電費用の最大値が「1」となるよう正規化。

(2) 発電側課金の割引エリアの設定（割引B） – 検証結果 –

- 割引Bに関しては、特別高圧システムの将来的な投資を効率化する効果のある電源について、発電側課金（kW課金）を割り引く。
- 各事業者とも審議会で整理された条件に基づき割引エリアを適切に設定していることを確認した。

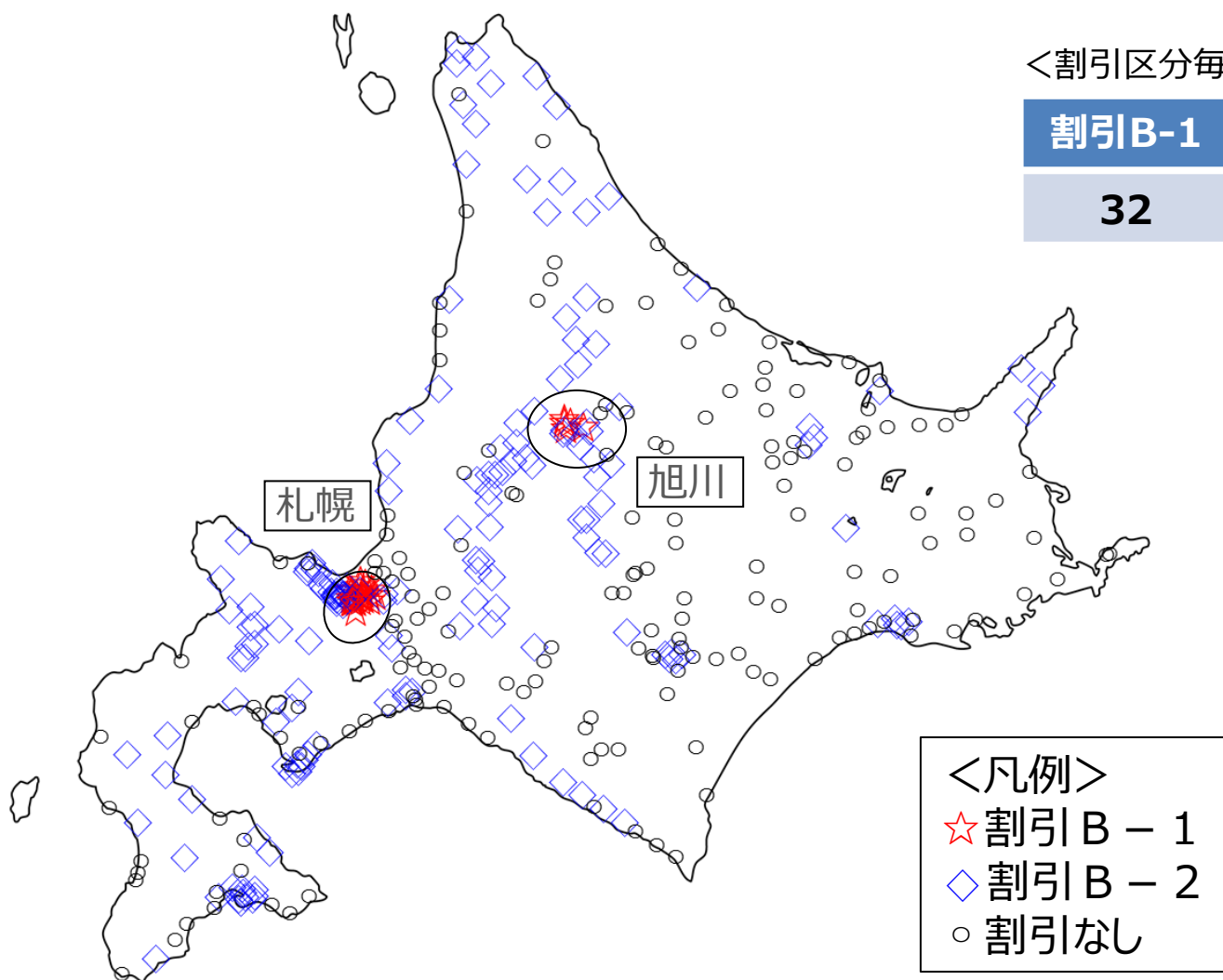


発電側課金の導入について
中間とりまとめ
(2023年4月)

割引区分	条件	kW負担額のイメージ		kW当たりの割引単価
		割引前	割引後	
割引B-1	代表的な断面で特別高圧系統に対して逆潮流していないこと	75円/kW・月	37.5円/kW・月	kW課金における特別高圧系統分の費用負担が0 ⇒発電側課金で回収する特別高圧系統の固定費の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額
割引B-2	代表的な断面で配電変電所でアップ潮流が生じていないこと		60円/kW・月	⇒発電側課金で回収する特別高圧系統の減価償却費及び事業報酬の半額（kW:kWh=1:1のため）を、発電側の課金対象kWで除した金額

【参考】発電側課金の割引Bエリア（北海道電力NW）

- 北海道エリアにおいては、割引B-1はエリア内の大規模需要地である札幌・旭川市内の変電所、割引B-2はその他の需要地の変電所が中心となっている。



<割引区分毎の変電所数>

[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
32	169	174	375

【参考】発電側課金の割引Bエリア（東北電力NW）

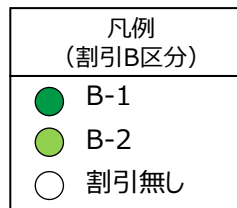
- 東北エリアにおいては、青森県・秋田県などで特高系統に連系する風力が多く、福島県・宮城県などの太平洋側で特高・高低圧に連系する太陽光が多いことから、**宮城県・新潟県の需要地の一部に割引B-1の対象が限定されている。**

<北部>

特高で風力連系多数（青森県，秋田県他）

<南部>

太平洋側に，特高に加え，高低圧で太陽光連系が多数



B-1は，新潟県
三条市・燕市・長岡市の一部

B-1は，宮城県
仙台市中心部
の一部

<割引区分毎の変電所数>

[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
23	363	297	683

【参考】発電側課金の割引Bエリア（東京電力PG）

- 東京エリアにおいては、都心部を中心とした大規模需要地で割引B-1の対象が多くなっている。

＜割引区分毎の変電所数＞

[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
630	363	419	1,412

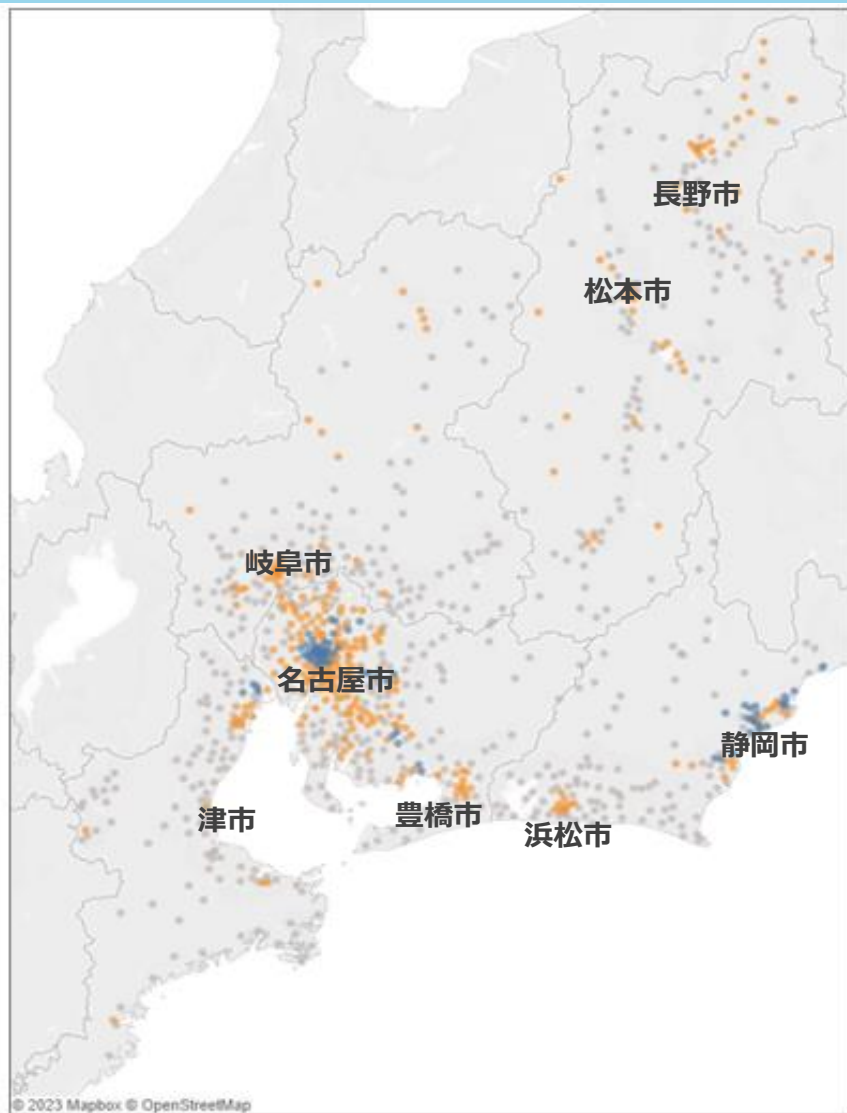
＜凡例＞

- B-1
- B-2
- 対象外



【参考】発電側課金の割引Bエリア（中部電力PG）

- 中部エリアにおいては、大規模需要地である大都市部（特に名古屋市・静岡市）で割引B-1、その他の都市部で割引B-2の対象が多くなっている。



<割引区分毎の変電所数>

[箇所]

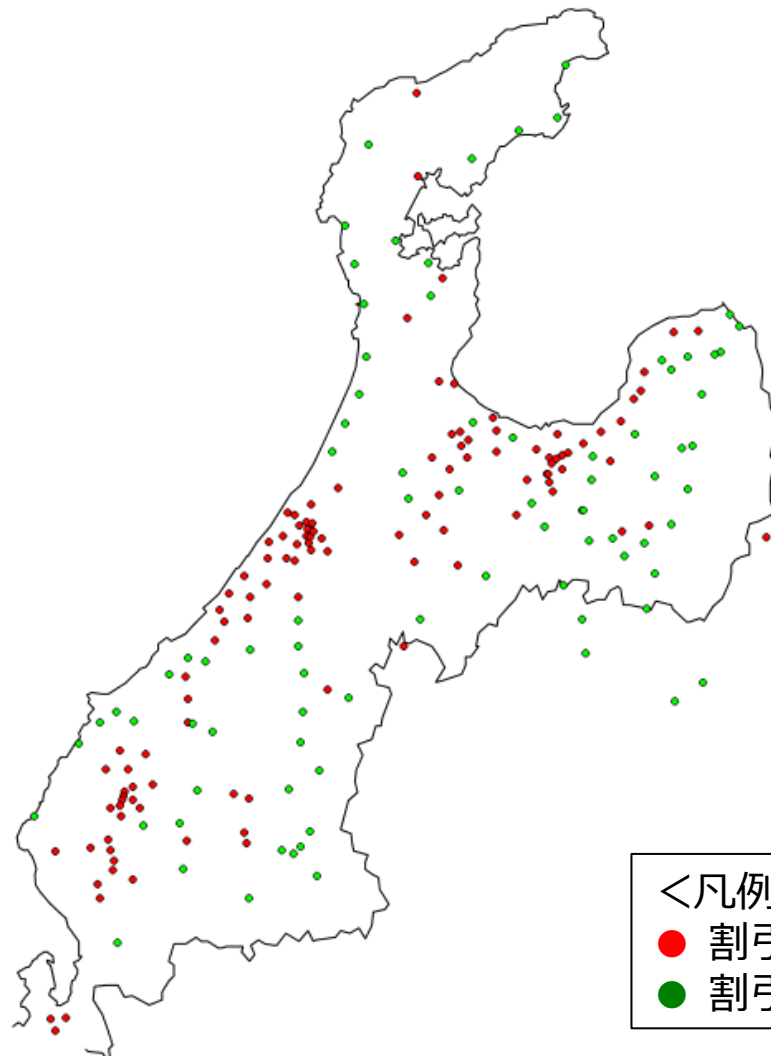
割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
79	269	575	923

<凡例>

- 割引B-1
- 割引B-2
- 割引なし

【参考】発電側課金の割引Bエリア（北陸電力送配電）

- 北陸エリアにおいては、各県の需要地で割引B-2の対象が多くなっている。なお、割引Bを算定する断面において、ほとんどの特高系統で逆潮流となっているため、割引B-1は設定がない。



<凡例>

● 割引B-2

● 割引なし

<割引区分毎の変電所数>

[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
0	114	83	197

【参考】発電側課金の割引Bエリア（関西電力送配電）

- 関西エリアにおいては、大阪・京都・神戸等の需要地で割引Bの対象が多くなっている。

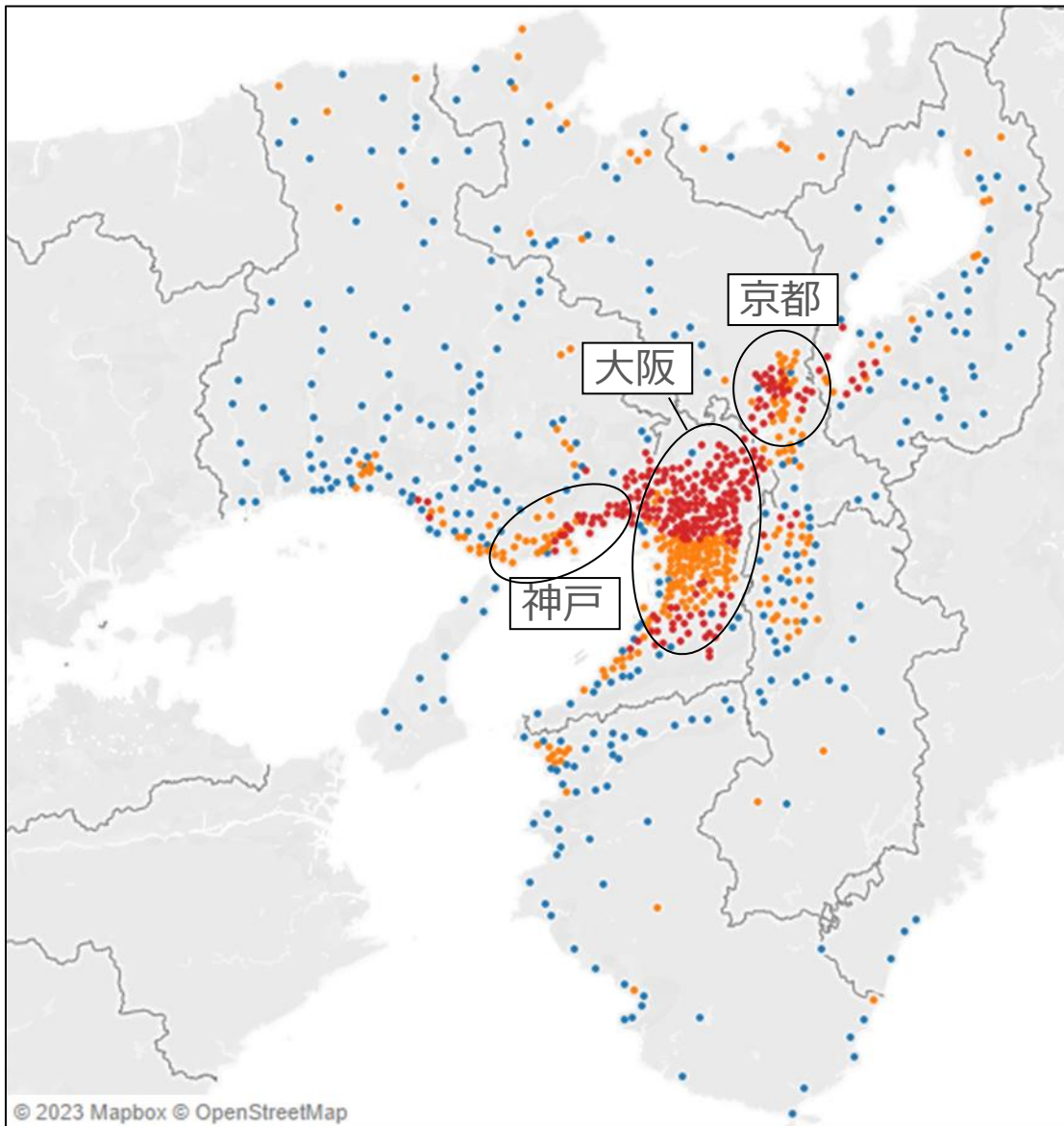
＜割引区分毎の変電所数＞

[箇所]

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
265	285	308	858

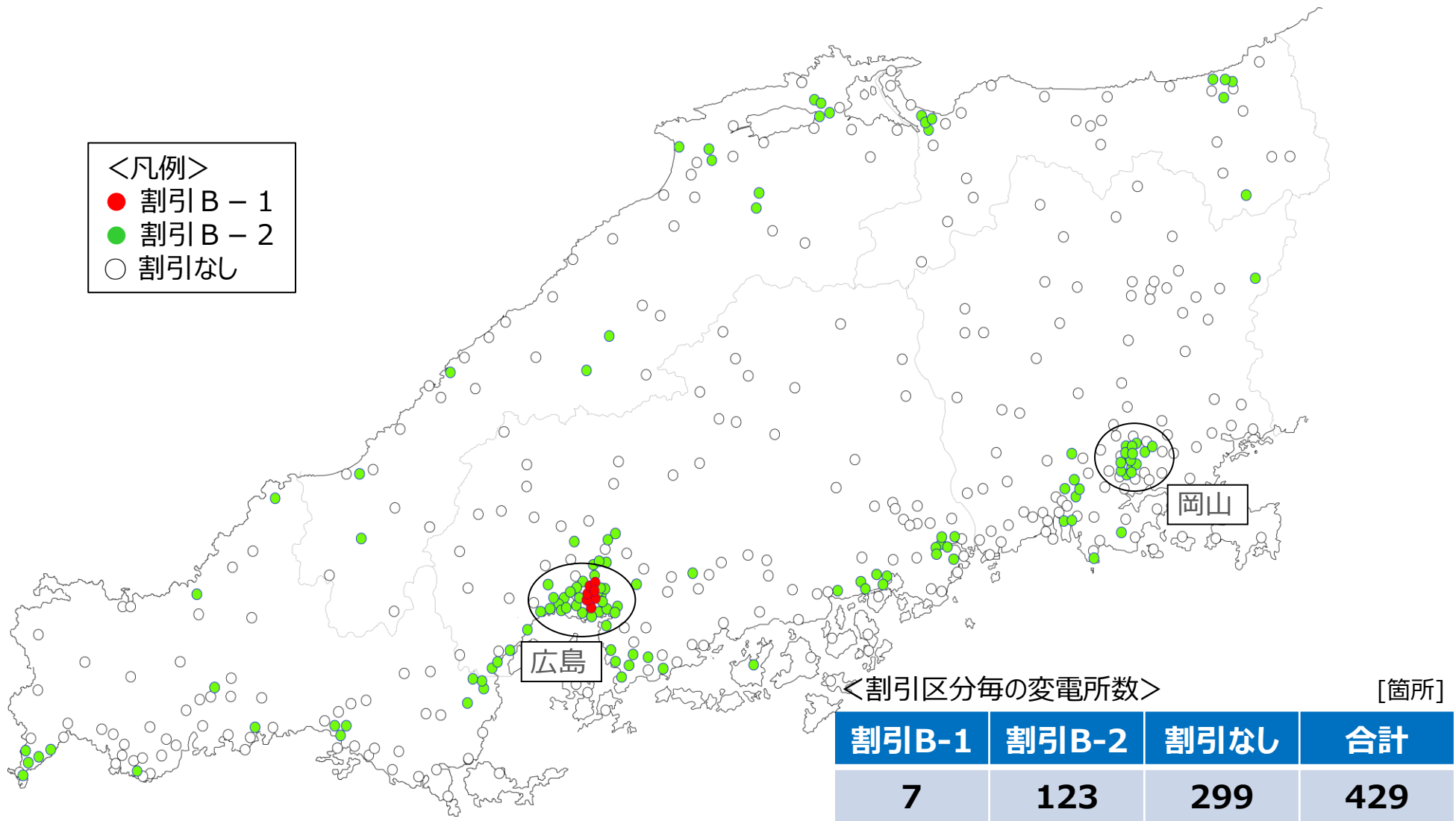
＜凡例＞

- 割引B-1
- 割引B-2
- 割引なし



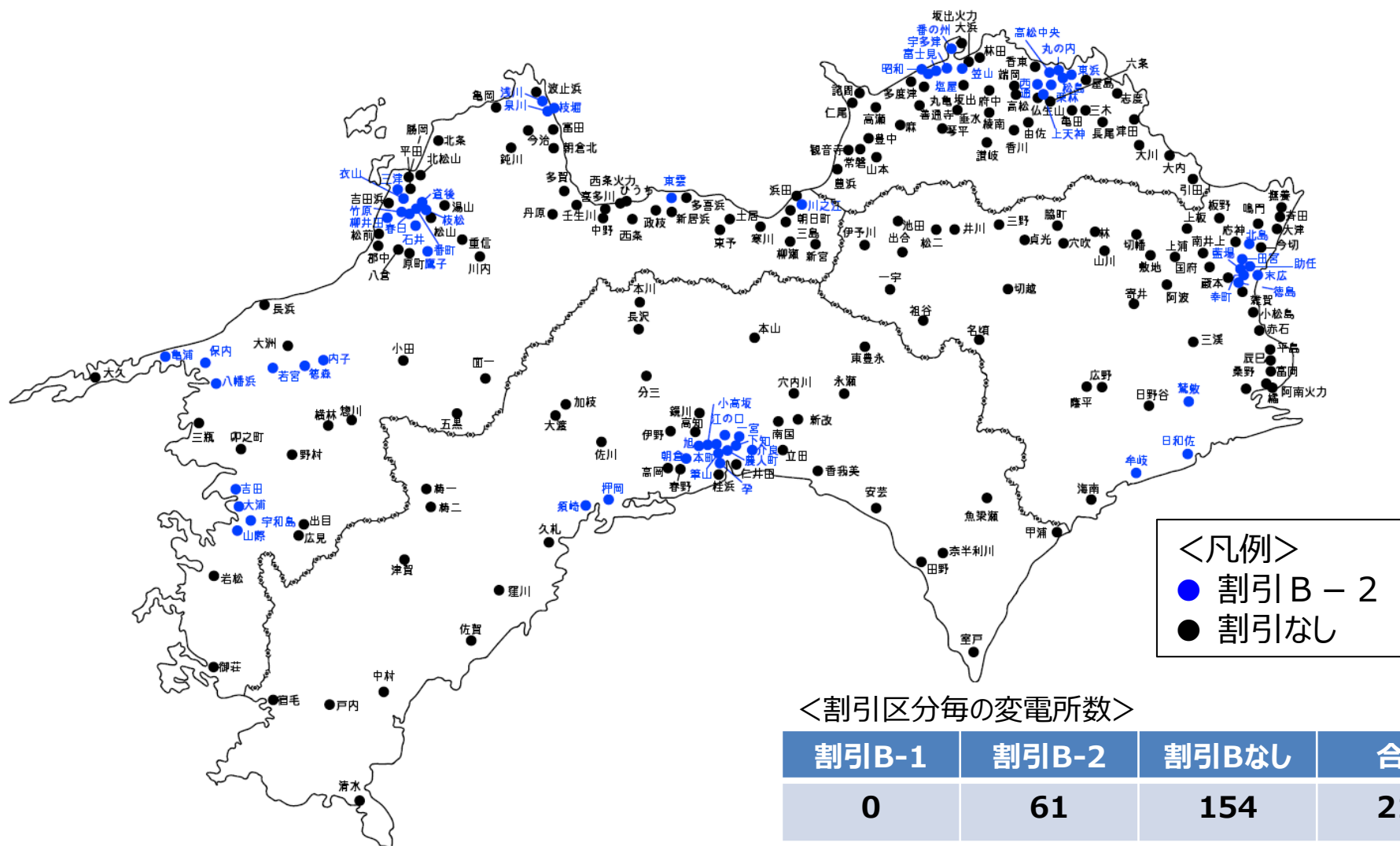
【参考】発電側課金の割引Bエリア（中国電力NW）

- 中国エリアにおいては、広島・岡山等の需要地で割引Bの対象が多くなっている。



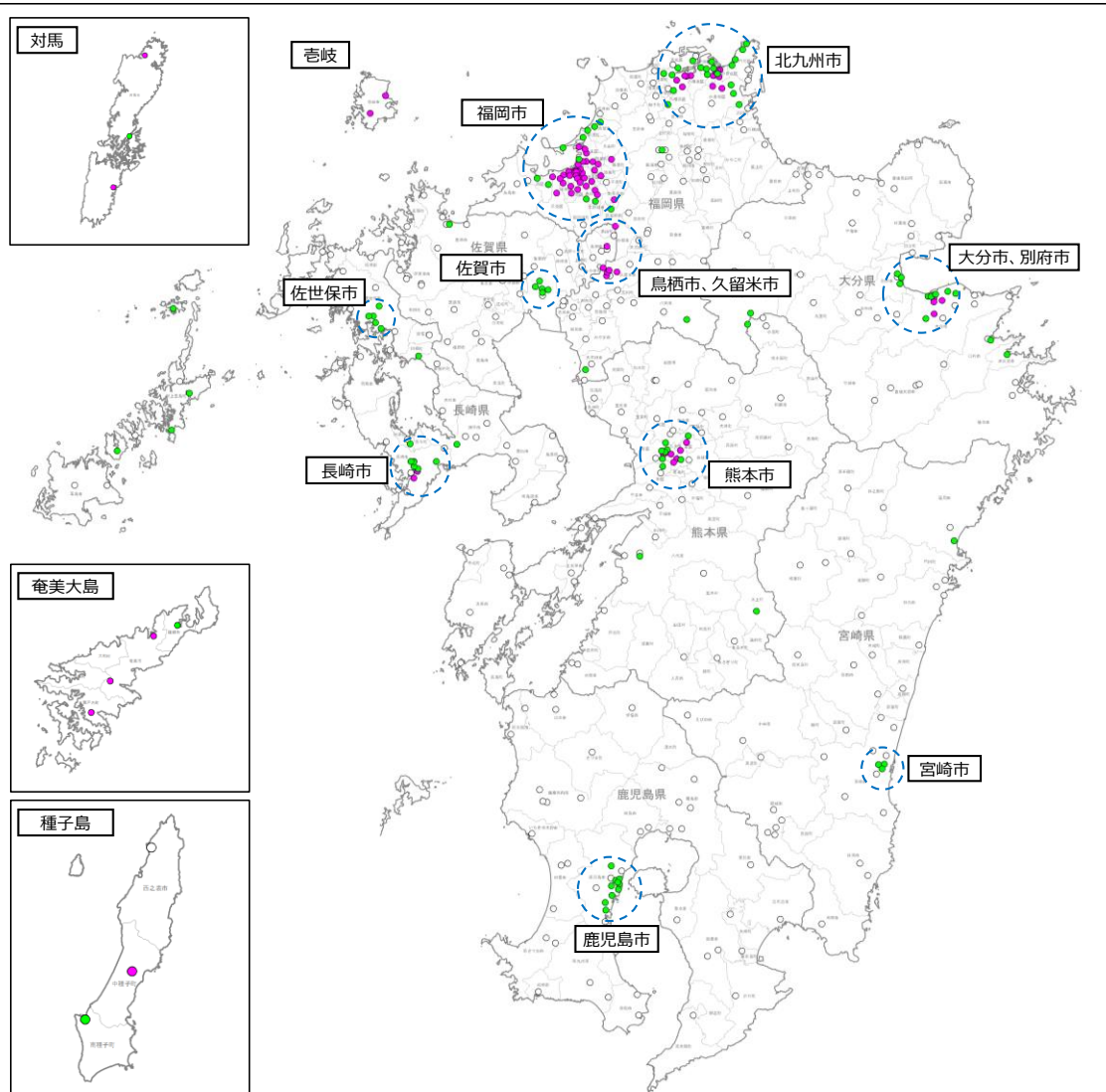
【参考】発電側課金の割引Bエリア（四国電力送配電）

- 四国エリアにおいては、各県の需要地で割引B-2の対象が多くなっている。なお、割引Bを算定する断面において、ほとんどの特高系統で逆潮流となっているため、割引B-1の設定がない。



【参考】発電側課金の割引Bエリア（九州電力送配電）

- 九州エリアにおいては、需要地（都市部の中心）で割引B-1、その周辺部では特高連系の電源の影響により割引B-2の対象が多くなっている。



＜割引区分毎の変電所数＞

（箇所）

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
81	98	306	485

＜凡例＞

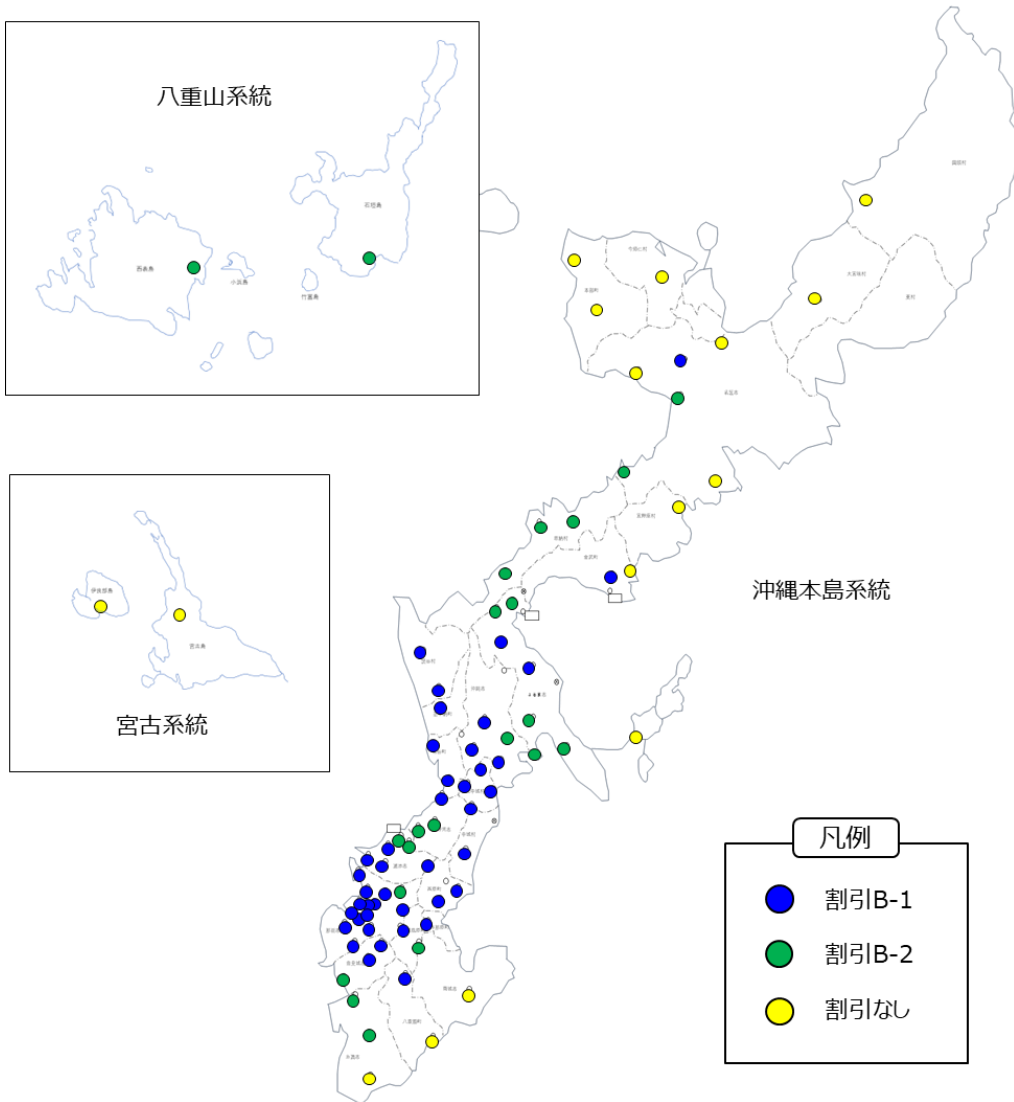
● 割引B-1

● 割引B-2

○ 割引なし

【参考】発電側課金の割引Bエリア（沖縄電力）

- 沖縄エリアにおいては、需要地（都市部）で割引B-1、その周辺部では特高連系の電源による逆潮流のため、割引B-2が多くなっている。



＜割引区分毎の変電所数＞

（箇所）

割引B-1	割引B-2	割引Bなし	合計
42	22	16	80

(2) 発電側課金の割引区分ごとの割引単価の設定 – 検証結果 –

- 割引区分ごとの割引単価については、各事業者とも審議会で整理されたとおり、発電側課金で回収する固定費に基づく値を課金対象kWで除して算出し、適切な割引額を託送供給等約款に記載していることを確認した。

申請された発電側課金の割引単価

(税込)

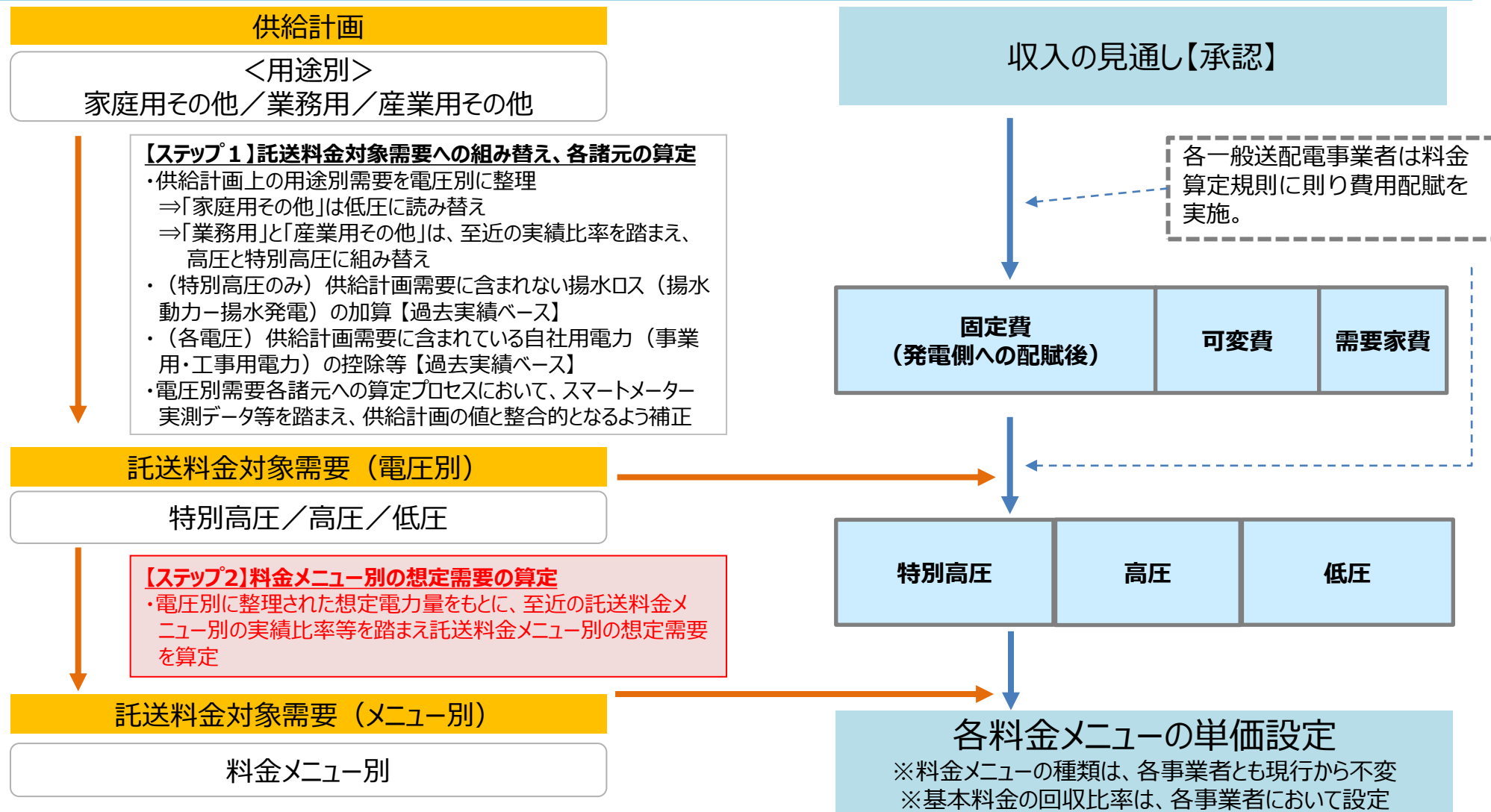
	北海道電力 NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力	全国平均
割引A-1 (円/kW・月)	59.40	34.02	30.86	42.25	27.73	32.19	37.24	46.92	38.56	16.50	36.57
割引A-2 (円/kW・月)	19.80	13.73	11.44	17.60	9.82	11.55	13.56	14.66	15.86	8.51	13.65
基幹系統接続電源	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
割引A-3 (円/kW・月)	9.90	6.86	5.72	8.80	4.92	5.78	6.79	7.34	7.93	4.26	6.83
基幹系統接続電源	4.95	3.43	2.86	4.40	2.45	2.89	3.39	3.66	3.97	2.13	3.41
割引B-1 (円/kW・月)	42.90	46.77	48.99	33.36	60.95	60.35	39.69	39.97	39.74	51.07	46.38
割引B-2 (円/kW・月)	13.20	18.92	17.80	13.66	21.54	21.92	14.47	10.40	16.36	26.19	17.45

- ※ 1 先述のとおり、割引A-1の単価は発電側課金で回収する基幹系統の固定費の半額 (kW:kWh=1:1のため) を発電側の課金対象kWで除した金額、割引A-2の単価は発電側課金で回収する基幹系統の減価償却費及び事業報酬の半額 (kW:kWh=1:1のため) を、発電側の課金対象kWで除した金額、割引A-3の単価は割引A-2の単価の半額として設定することとなっている。
- ※ 2 先述のとおり、割引B-1の単価は発電側課金で回収する特別高圧系統の固定費の半額 (kW:kWh=1:1のため) を発電側の課金対象kWで除した金額、割引B-2の単価は発電側課金で回収する特別高圧系統の減価償却費及び事業報酬の半額 (kW:kWh=1:1) を、発電側の課金対象kWで除した金額として設定することとなっている。
- ※ 3 需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引単価は、特別高圧系統接続電源の割引単価の1/2とするため (割引A-1を除く)、基幹系統接続電源の割引A-2、A-3については、その他電源の同割引単価の半額適用となる (基幹系統以外の接続電源は、A-2、A-3についても全額適用となる)。
- ※ 4 需要地近接性評価割引制度の適用を受けていた電源 (暫定措置のものは除く) については、経過措置として、引き続き割引対象とする。経過措置の期間は、その次の割引対象地域の見直し時までとし、当該期間中は、割引A-2・B-2を適用する (経過措置対象電源のうち、発電側課金の割引単価がA-2・B-2を下回る電源に対して、当該単価を適用)。

1. 発電側及び需要側への費用配賦
2. 発電側課金単価等の設定
- 3. 需要側託送料金のレートメイク**
4. 収入の見通しを上回らないことの確認
5. 審査結果及び今後の対応方針

3. 需要側託送料金のレートメイク – 想定需要の算定方法 –

- 料金メニュー別の想定需要について、以下の【ステップ2】のとおり、電圧別に配分した需要及び至近の託送料金メニュー別の実績比率等を踏まえて算定を行っている。
- 基本料金の回収比率の水準については、料金算定規則上の規定はないため、各事業者において設定。



3. 需要側託送料金のレートメイク – 検証結果 –

- 検証の結果、各事業者とも現行の託送供給等約款における需要側託送料金の算定に用いたもの同一の想定需要をもとに単価を設定していることを確認した。
- なお、各単価の設定にあたっては、各事業者において、使用量による需要家間の負担の差異も考慮しつつ、安定供給や再エネ導入拡大等に資するため基本料金による回収比率を高めるように変更している。（回収比率の設定に関する具体的な考え方は前回会合にて各事業者より説明済）

【参考】基本料金による回収比率※¹について

第51回料金制度専門会合
資料3（2023年12月20日）

<①今回申請>

	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
低圧	31.7%	25.3%	29.2%	25.0%	30.4%	16.2%	15.0%	17.9%	27.6%	13.4%
高圧	55.5%	55.3%	55.8%	42.5%	60.0%	52.2%	49.6%	56.4%	43.5%	34.7%
特別高圧	57.9%	53.9%	59.3%	54.5%	60.0%	57.4%	63.2%	55.8%	50.0%	24.5%

<②現行>

	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
低圧	30.2%	24.0%	27.8%	24.0%	28.6%	15.4%	14.5%	17.0%	26.5%	13.0%
高圧	50.0%	47.5%	49.7%	37.9%	52.8%	46.7%	45.8%	49.2%	39.3%	32.7%
特別高圧	50.4%	46.1%	50.5%	46.1%	50.4%	48.9%	55.1%	49.8%	43.8%	22.9%

<①－②増減>※²

	北海道 電力NW	東北電力 NW	東京電力 PG	中部電力 PG	北陸電力 送配電	関西電力 送配電	中国電力 NW	四国電力 送配電	九州電力 送配電	沖縄電力
低圧	+1.5%	+1.3%	+1.4%	+1.0%	+1.8%	+0.7%	+0.5%	+0.9%	+1.1%	+0.4%
高圧	+5.5%	+7.8%	+6.1%	+4.6%	+7.3%	+5.5%	+3.8%	+7.2%	+4.2%	+2.0%
特別高圧	+7.5%	+7.8%	+8.7%	+8.4%	+9.6%	+8.5%	+8.0%	+6.0%	+6.2%	+1.6%

※¹ 2024～2027年度における想定料金収入に占める基本料金収入（定額料金及び予備送電サービスに係る料金等を含む）の比率。
比率の水準については料金算定規則上の規定はないため、各事業者において設定。

※² 端数処理の関係により、<①－②増減>の数値が、<①今回申請>－<②現行>の数値と一致しない場合がある。

1. 発電側及び需要側への費用配賦
2. 発電側課金単価等の設定
3. 需要側託送料金のレートメイク
- 4. 収入の見通しを上回らないことの確認**
5. 審査結果及び今後の対応方針

4. 収入の見通しを上回らないことの確認

- 各事業者は、3 需要種別への費用配賦結果及び料金メニュー別の想定需要等をもとに、料金メニュー別の単価を算定する。
- 検証の結果、各事業者とも料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計（発電側課金含む）が、収入の見通しを上回っていないことを確認した。

＜検証方法のイメージ＞

料金メニュー				単 位	①申請単価 税抜	②想定需要等※	想定収入①×②
低圧（電灯）	定額 接続送電 サービス	電灯料金	●●Wまで	1 灯			
			●●Wをこえ●●Wまで	1 灯			
			●●Wをこえる●●Wまでごとに	1 灯			
		小型機器料金	●●VAまで	1機器			
			●●VAをこえ●●VAまで	1機器			
			●●VAをこえる●●VAまでごとに	1機器			
	標準 接続送電 サービス	基本料金	実量契約	1 kW			
			S B・主開閉器契約	1 kVA			
			S B 契約：●● A	1 契約			
		電力量料金		1 kWh			
	時間帯別 接続送電 サービス	基本料金	実量契約	1 kW			
			S B・主開閉器契約	1 kVA			
			S B 契約：●● A	1 契約			
		電力量料金	昼間時間	1 kWh			
夜間時間			1 kWh				
電灯従量接続送電サービス			1 kWh				
低圧（動力）	・			・	・	・	・
高圧	・			・	・	・	・
特別高圧	・			・	・	・	・
発電側課金	・			・	・	・	・
合計							〇〇億円

料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計額が、収入の見通しを上回っていないことを確認



※ 契約種別に応じて需要や機器数を想定する。

4. 収入の見通しを上回らないことの確認（各一般送配電事業者） 1 / 2

- 各事業者の想定収入の合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果※¹は以下のとおり。

※ 1 いずれの数値も2024～2027年度の平均値であり、2023年度も含む想定収入合計でも5年間の収入の見通しを上回っていないことは確認している。

電圧等	料金種別	想定収入（億円/年）				
		北海道電力NW	東北電力NW	東京電力PG	中部電力PG	北陸電力送配電
低圧 （電灯）	基本料金	287	483	1,767	583	165
	電力量料金	785	1,796	5,628	2,375	489
	定額料金	27	35	76	46	9
	小計	1,100	2,314	7,471	3,004	664
低圧 （動力）	基本料金	75	163	635	238	55
	電力量料金	54	222	377	227	37
	定額料金	0	0	0	0	0
	小計	129	385	1,013	465	92
高圧	基本料金※ ²	317	715	1,997	694	257
	電力量料金	254	577	1,581	939	171
	小計	571	1,292	3,578	1,633	428
特別高圧	基本料金※ ²	47	205	907	404	91
	電力量料金	34	175	624	337	61
	小計	81	380	1,531	741	152
発電側課金	基本料金※ ³	68	214	554	238	74
	電力量料金	69	216	556	241	74
	小計（端数処理含む）	137	430	1,111	479	148
合計（端数処理含む）		2,018	4,800	14,703	6,322	1,483
収入の見通し（億円/年）		2,018	4,801	14,703	6,322	1,483

※ 2 予備送電サービスに係る料金及びピークシフト割引を含む。
※ 3 発電側課金の割引を含む。
※ 4 発電側課金の基本料金と電力量料金の各課金単価は端数処理して設定しているため、基本料金と電力量料金の収入は完全には一致しない。また、課金単価を設定する際に四捨五入等の端数処理を実施する関係上、発電側課金の収入が発電側課金で回収する費用を超える場合があるが、需要側託送料金を含めた想定収入の合計が収入の見通しを超えていないことを確認した。
※ 5 四捨五入の関係により、内訳の和と合計値は一致しないことがある。

4. 収入の見通しを上回らないことの確認（各一般送配電事業者） 2 / 2

- 各事業者の想定収入の合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果※1は以下のとおり。

※1 いずれの数値も2024～2027年度の平均値であり、2023年度も含む想定収入合計でも5年間の収入の見通しを上回っていないことは確認している。

電圧等	料金種別	想定収入（億円/年）				
		関西電力送配電	中国電力NW	四国電力送配電	九州電力送配電	沖縄電力
低圧 （電灯）	基本料金	370	158	92	567	29
	電力量料金	3,022	1,449	692	1,958	334
	定額料金	35	16	9	27	3
	小計	3,427	1,623	792	2,552	365
低圧 （動力）	基本料金	215	98	62	228	24
	電力量料金	194	93	55	201	29
	定額料金	0	0	0	1	—
	小計	409	191	117	430	53
高圧	基本料金※2	995	402	237	532	65
	電力量料金	912	408	184	691	122
	小計	1,907	810	421	1,224	187
特別高圧	基本料金※2	491	218	55	239	14
	電力量料金	364	127	44	239	44
	小計	855	345	99	479	58
発電側課金	基本料金※3	320	92	70	174	15
	電力量料金	327	92	70	169	15
	小計（端数処理含む）	647	184	141	343	29
合計（端数処理含む）		7,244	3,152	1,570	5,027	693
収入の見通し（億円/年）		7,244	3,152	1,570	5,027	693

※2 予備送電サービスに係る料金及びピークシフト割引を含む。

※3 発電側課金の割引を含む。

※4 発電側課金の基本料金と電力量料金の各課金単価は端数処理して設定しているため、基本料金と電力量料金の収入は完全には一致しない。また、課金単価を設定する際に四捨五入等の端数処理を実施する関係上、発電側課金の収入が発電側課金で回収する費用を超える場合があるが、需要側託送料金を含めた想定収入の合計が収入の見通しを超えていないことを確認した。

※5 四捨五入の関係により、内訳の和と合計値は一致しないことがある。

1. 発電側及び需要側への費用配賦
2. 発電側課金単価等の設定
3. 需要側託送料金のレートメイク
4. 収入の見通しを上回らないことの確認
5. **審査結果及び今後の対応方針**

5. 審査結果及び今後の対応方針

- 各事業者より、経済産業大臣宛てに電気事業法第十八条第一項に基づく変更認可申請がなされた託送供給等約款のうち①発電側及び需要側への費用配賦、②発電側課金単価等の設定、③需要側託送料金のレートメイク（料金メニュー及び料金単価設定）について、各事業者とも料金算定規則等を踏まえた対応が適切になされており、また、同第十八条第三項各号に照らし妥当であり、問題ないことが確認された。
- 上記の審査結果については、今後、電力・ガス取引監視等委員会に報告することとしたい。

電気事業法（抜粋）

第十八条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給等に係る料金その他の供給条件（以下この款において単に「供給条件」という。）について、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。当該期間中において、これを変更しようとするときも、同様とする。

2 （略）

3 経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

- 一 料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。
- 二 第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。
- 三 料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。
- 四 一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。
- 五 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。
- 六 前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

4～12 （略）

一般送配電事業者 10 社の託送供給等約款の変更認可申請に係る「国民の声」に対する見解（案）
（※電力・ガス取引監視等委員会において確認・回答すべき意見のみ掲載。その他は資源エネルギー庁にて回答）

令和 年 月 日
電力・ガス取引監視等委員会

※御意見の全体像が分かるように代表的な御意見を抽出し、整理しています。

※基本的に、いただいた御意見から抜粋したのですが、明らかな誤字や変換ミス等は修正しております。

分 類	意見内容	見 解（案）
発電側課金の制度について	・ 調達期間等内の既認定 FIT/FIP を発電側課金の対象外とするのは公平性を欠く。	・ 再エネの導入拡大に伴い、導入が進む地域ほど系統の整備や調整力の確保に要する費用負担が重くなるなど、地域的な負担の偏りが顕在化しつつある中、発電側課金は、その負担が適切に需要家に転嫁される場合、課金相当額を受電地域の需要家が負担することにより、再エネの大量導入に伴う費用を地域間で公平に負担する効果が期待されています。発電側に新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、再エネの最大限の導入を妨げないよう、第 47 回総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和 4 年 12 月）において議論が行われました。既認定 F I T / F I P（※発電側課金の導入年度の前年度の入札で落札した場合を含む。）については、賦課金で調整または適用を除外等するという選

		択肢を示した上で、調整措置を行った場合には再エネ賦課金の上昇により国民負担が増加する懸念があり、調整措置の導入に係る事業者負担や事業の予見性に配慮が必要である一方で、本制度の政策目的の一つである立地誘導効果は限定的と考えられることから、調達期間等が終了してから発電側課金の対象とすることとされたところです。
発電側課金の単価について	・今回の変更認可申請書に記載された発電側課金の単価（kWh、kW いずれも）は、11/27 の第 91 回制度設計専門会合の資料 4 で示された試算値と異なるが、試算後に単価が見直されたということでしょうか。発電側課金の単価は変わっていないということであれば、両者の差は何によるものでしょうか。 ・また、消費税等相当額は料金率の 10%未満（概ね 9%前後）となっているが、10%にならない理由は何でしょうか。 ・今回の変更認可申請書に記載された発電側課金の単価（kWh、kW いずれも）は、12/20 の第 51 回料金制度専門会合の資料 3 で示された単価と異なるが、どちらが正しいのでしょうか。	・ご提示の、昨年 11/27 の第 91 回制度設計専門会合の資料 4 における発電側課金の単価については、第 86 回制度設計専門会合（2023 年 6 月）において提示した試算値に基づいて、第 90 回制度設計専門会合（2023 年 10 月）において公表した割引単価を付記したものです。第 86 回制度設計専門会合では、第 85 回会合において「協議を円滑に進める観点からも、発電側課金の料金水準が早めに分かることが必要不可欠。」との指摘があったことから、「課金単価の算定に必要なデータが現時点ではそろっておらず、現時点での仮定等を踏まえた試算となっている」との説明を付記した上で、大まかな料金水準をいち早く示す観点から試算値を提示したものです。 ・今回の各一般送配電事業者より申請された託送供給等約款変更認可申請書に記載された発電側課金の単価は、上記試算値とは異なるものとなっています。また、kW 課金単価については、割引相当額付加

		単価込みの値を示しています。 ・また、消費税等相当額に係るご提示の件は、各一般送配電事業者から提出された「消費税等相当額並びにその額に係る表示及び請求の方法に関する説明書」におけるものと思料いたしますが、料金率から消費税等相当額を差し引いた後の数値に 10% を乗じて得た数値は消費税等相当額と一致いたします（料金率は消費税等相当額を足し合わせた税込みの数値となっております）。 ・ご提示の今回の変更認可申請書に記載された発電側課金の単価（kWh、kW いずれも）が、昨年 12/20 の第 51 回料金制度専門会合の資料 3 で示された単価と異なるとの点は、弊省では該当箇所について確認はできませんでしたが、当該各単価についてそれぞれの数値は一致しているものと認識しております。
発電側課金の代理回収について	・発電量調整供給契約にもとづく系統連系受電サービス料金の代理回収委託業務について、いずれの約款にも明確な位置づけがない。該当箇所（下記）に記載された「系統連系受電契約」が、代理回収委託業務を包含している、と考えてよいのか。今回の託送供給等約款に、この重要な付帯文書のひな形が含まれていないことは適切か。 ・小売事業者が、代理回収業務の一部または全部の受託を拒否した場合、発電量調整供給契約そのものが締結できないまたは無効となるのか。 ・またいずれの約款にも、「(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を	・ご指摘の代理回収業務は、発電契約者が一般送配電事業者を代理して発電者との間で系統連系受電契約を締結した上で、発電契約者が発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を期日までの間、一般送配電事業者に代わり発電者から受領し、一般送配電事業者があらかじめ定める支払いに関する期日までに引き渡す業務のことを指すものと理解していますが、各一般送配電事業者の託送供給等約款において、そうした旨はご指摘の「契約の要件」の箇所

	希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。」最後のなお書きに、「当社は、発電契約者に対して、系統連系受電契約の締結または変更について、当社を代理する権利を付与いたします。」と指定されている。この系統連系受電契約の変更権を行使することで、発電契約者である小売は、代理回収業務の範囲を限定できる、と考えてよいのか。 ・各送配電事業者から指定された発電側課金額を、厳格に順守して、当該発電者に請求する義務はあるのか。それとも従来の託送料金と同様、あくまで各送配電事業者から請求された総額を納めることが発電契約者の義務であり、発電契約者から発電者への配賦・レートメイクについては、両者同意の範囲内で任意なのか。 ・発電者向けの適格請求書の発行者は、送配電事業者になると考えてよいのか。 ・支払期日を超過した場合、未収分に係る回収業務は、本来の債権者である送配電事業者が実施する、と考えてよいのか。 <該当箇所> 該当箇所・・・各社が発電側課金の代理回収について、規定していると思われる、「8 契約の要件」に該当する以下の箇所。 北海道 p09-12、東北 p08-10、東京 p11-15、中部 p13-19、北陸 p10-13、関西 II-1 - II-5、中国 p12-16、四国 p09-12、九州 II-1 - II-5、沖縄 p11-15。	に記載されています。 ・また、代理回収業務は、系統連系受電契約に基づいて発電者が一般送配電事業者に支払うべき料金等を、一般送配電事業者に代理して発電契約者が発電者から受け取り、一般送配電事業者を支払うものであり、約款の「料金の算定および支払い」にも記載されているように、期日までに発電者が発電契約者に支払いを行わない場合等においては、一般送配電事業者が発電者に対して直接請求を行うこととなります。このため、発電契約者が発電者に請求する金額や時期等については、一般送配電事業者と発電者の間で締結される系統連系受電契約の条件に従うことが想定されています。また、発電者向けの適格請求書の発行者は、全エリアとも、一般送配電事業者になると考えられます。 ・なお、発電契約者が発電者との間で、発電量調整供給契約に基づき、一般送配電事業者を代理して締結する系統連系受電契約は、約款にも記載されている、一般送配電事業者と発電者が直接締結する契約内容に即したものになります。また、託送供給等約款は、電気事業法第18条第1項に基づき定められる託送供給及び電力量調整供給に係る料金その他の供給条件であり、その内容に、発電契約者が発電者との間で、発電量調整供給契約に基づき、一般送配電
--	---	--

		事業者を代理して締結する系統連系受電契約のひな形が含まれていないことは、必ずしも不適切なことではないと考えます。 ・一般送配電事業者においては、これまで発電契約者に対する説明会を開催するとともに、ウェブサイト等に資料を掲載するなどして、発電契約者が行うべき実務的な手続きについて周知してきていると認識していますが、発電契約者からの個別の問い合わせに対する対応など、今後も関係事業者に対して丁寧な説明を行うことを求めています。
需要側託送料金のレートマークについて	・需要側託送料金のレートマークにおいて、従量料金単価のみを下げるのではなく、基本料金も下げ（基本料金回収率を下げ）ることで、高使用層に比べて低使用層の値下げ率が低くならないようにしていただきたい。	・各事業者からは、今般の申請内容について、昨年12/20の第51回料金制度専門会合において、概ね、使用量による需要家間の負担の差異も考慮しつつ、安定供給や再エネ導入拡大等に資するため基本料金による回収比率を高めるように変更している、との説明がありました。 ・需要側託送料金における各料金メニューの基本料金、電力量料金の具体的な設定方法については、規則や審査要領では特段定められていませんが、同専門会合において、電気事業法第18条第3項及び一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則第25条に整合的な設定になっているかについて審査することと整理がなされました。その後、本年1/10の第52回料金制度専門会合において、上記観点を踏まえ審査

		を実施し、各事業者の申請内容について、問題がないと整理がなされました。[資源エネルギー庁への報告時には、本委員会における御審査結果を追記予定] ・なお、最終的に需要家に請求される電気料金については、需要側託送料金のみならず、発電事業者に課される発電側課金からの転嫁分、需要家のニーズなど、様々な要素を勘案して小売電気事業者が設定するものと考えています。このため、今回の需要側託送料金の改定を踏まえて、電気料金の基本料金がどのようになるかは、一概には言えないものと考えています。
料金改定影響について	・この改定による料金の変化のモデルケースを示して欲しかった。	・今回の需要側託送料金の変更に伴うモデルケースでの影響については、昨年12/20の第51回料金制度専門会合において各事業者から提出がなされた資料3-1～3-10に記載があります。 ・電気料金への影響については、同専門会合の参考資料3の10ページに記載のとおり、本年4月以降、需要家が最終的に支払う託送料金相当額（発電側課金部分を含みます。）は、小売電気事業者が契約している発電事業者の違いによって少しずつ異なり、この結果、需要家が小売電気事業者にお支払いいただく電気料金についても若干の変動が生じる可能性があります。

経済産業省

20231201資第3号
令和5年12月6日

電力・ガス取引監視等委員会委員長 殿

経済産業大臣

託送供給等約款の変更の認可に係る意見聴取について

電気事業法（昭和39年法律第170号）第66条の11第1項第5号の規定により、別添の申請に係る同法第18条第1項の規定に基づく託送供給等約款の変更の認可について、貴委員会の意見を求めます。

経済産業省

20231201資第3号
令和5年12月26日

電力・ガス取引監視等委員会委員長 殿

経済産業大臣

託送供給等約款の変更認可申請の補正に係る意見聴取について

電気事業法（昭和39年法律第170号）第18条第1項に規定する託送供給等約款の変更認可申請に係る補正（別添）について、貴委員会の意見を求めます。