

一般送配電事業者による託送供給等約款の認可申請に係る 審査結果について

(趣旨)

本年4月から新たな託送料金制度(「レベニューキャップ制度」)が導入されることとなっており、本委員会及び料金制度専門会合において、各一般送配電事業者が算定した「収入の見通し」に関して、各一般送配電事業者から昨年7月に提出された内容及び12月に承認申請された内容について、厳格な検証・審査を行い、昨年12月23日付けで経済産業大臣により承認がなされた。

その上で、電気事業法第十八条第一項に基づき、各一般送配電事業者から昨年12月27日付けで経済産業大臣あてに「託送供給等約款」の認可申請がなされ、本年1月5日付けで経済産業大臣から本委員会に意見を求められたもの。

これを受け、当該認可申請の内容が同条第三項各号や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ものになっているかについての検証を行うにあたり、①費用配賦、②費用配賦を踏まえたレートメイク(料金メニュー及び料金単価設定)については料金制度専門会合にて、③その他の変更内容については本委員会にて審査することとしており、今般、その審査結果について御報告させていただき、御確認いただくとともに、経済産業大臣への回答について御審議いただく。

1. 経緯・概要

本年4月からレベニューキャップ制度が導入されることとなっており、各一般送配電事業者においては、適切な収入の見通しを算定した上で経済産業大臣に申請し、電気事業法第十七条の二第三項に基づく承認を受けた後に、承認された収入の見通しを踏まえ定めた託送供給等約款について、電気事業法第十八条第一項に基づき、経済産業大臣に申請し、認可を得る運びとなる。

このうち「収入の見通し」については、本委員会及び料金制度専門会合における厳格な審査を経て、昨年12月23日付けで、電気事業法第十七条の二第三項に基づき、経済産業大臣により承認がなされた。

先般、昨年12月27日付けで、各一般送配電事業者より、承認された「収入の見通し」等を踏まえ定めた「託送供給等約款」について、経済産業大臣あてに電気事業法第十八条第一項に基づく認可申請がなされ、同第六十六条の十一第一項第五号に基づき、本年1月5日付けで経済産業大臣から本委員会に意見の求めがあった。

本意見の求めについては、本年1月10日の第406回電力・ガス取引監視等委員会において、①料金算定の基礎となる収入の見通しの承認を踏まえた費用配賦、②費用配賦を踏まえたレートメイク(料金メニュー及び料金単価設定)については料金制度専門会合にて、③その他の一般規程の変更内容については、費用配賦やレートメイクといった、料金制度専門会合においてより専門的な観点で検証すべき事項には該当しないと考えられることから、本委員会にて審査を行うこととされたところ。

これを受け、各一般送配電事業者から経済産業大臣あてに認可申請がなされた「託送供給等約款」のうち上記①及び②に係る内容は、本年1月19日の第32回料金制度専門会合において、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いるか、また、電気事業法第十八条第三項各号に照らし妥当であるかの審査を厳格に行い、その結果を整理した。

【各一般送配電事業者から経済産業大臣あてに認可申請がなされた「託送供給等約款」に係る、料金制度専門会合における審査結果概要】

- ◇ 2022年12月23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、問題ないことが確認された。
- ◇ 各整理段階において、適切に費用の配分が行われており、また、需要や最大電力等の各需要種別の推計も適切に行われており、問題ないことが確認された。
- ◇ 料金メニューの設定が妥当であり、問題ないことが確認された。
※具体的な審査結果については、**【別添2：託送料金の算定における費用配賦、レートメーカーの審査について】**を参照。

また、上記③に係る以下の内容については、電気事業法第十八条第三項各号に照らし妥当であるかの検証を事務局で行ったところ、いずれも適合していると認められる。

※資源エネルギー庁他の審議会で決定された事項を踏まえた一般規程の変更。【詳細は別添3-1を、具体的な審査結果は別添3-2を参照】

- (1) 発電事業に蓄電池の放電を含むための規定の変更
- (2) N-1電制に係る費用負担に係る規定の追加
- (3) インバランス料金の未取リスクに係る保証金請求に係る規定の追加
- (4) 損失率(=送電ロス)の定期変更
- (5) ピークシフト割引等の変更
- (6) 系統連系技術要件(約款別冊)の変更

以上、認可申請がなされた託送供給等約款における、①料金算定の基礎となる収入の見通しの承認を踏まえた費用配賦、②費用配賦を踏まえたレートメーカー(料金メニュー及び料金単価設定)及び③その他の一般規程の変更の内容における審査結果の内容について御確認・御審議いただく。

2. 今後の見通し

本委員会及び料金制度専門会合における審査結果を踏まえ、本委員会において意見をまとめ、**【別添1：託送供給等約款の認可に係る意見聴取について(回答)】**のとおり、経済産業大臣に回答する。

なお、電気事業法第十八条第三項に基づき申請の認可がなされた場合、各一般送配電事業者は、同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。

参考：電気事業法（昭和三十九年法律第七十号）

（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。

4～6（略）

（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、第二十八条の四十九、第二十八条の五十二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。

六～十三 (略)

2 (略)

参考：一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（平成二十八年経済産業省令第二十二号）

(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、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、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、第二号に掲げる料金を設定する場合であつて、合理的な理由がある場合には、送配電関連需要種別原価等にかかわらず、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三需要種別ごとに応ずる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三需要種別ごとに応ずる電気の供給であつて、当該供給区域内の電気の潮流状況を改善するものである場合の前号に掲げる料金からの割引額

3 一般送配電事業者は、あらかじめ、前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つた場合には、経済産業大臣は、これを公表しなければならない。

4 一般送配電事業者は、第二項第一号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。

5 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第一号に掲げ

る料金を設定する場合には、前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。

- 6 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、第二項第一号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。
- 7 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料金収入を、第二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、販売電力量等の予測値により算定しなければならない。
- 8 一般送配電事業者は、送配電関連需要種別原価等と前項の規定により算定した規制期間における三需要種別ごとの料金収入を整理し、様式第八により、送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表を作成しなければならない。

(案)

●●電委第●号

令和5年1月●日

経済産業大臣 宛て

電力・ガス取引監視等委員会委員長

託送供給等約款の認可に係る意見聴取について（回答）

令和5年1月5日付け20221227資第1号により、電気事業法（昭和39年法律第170号）第66条の11第1項第5号の規定に基づき、貴職から当委員会に意見を求められた件について、審査の結果を別添2及び別添3-2のとおり回答します。

託送料金の算定における 費用配賦、レートメイクの審査について

第32回 料金制度専門会合
事務局提出資料

2023年1月19日



本日の議論内容

- 前回の専門会合において委員、オブザーバーから御意見をいただいた託送料金の算定における費用配賦・レートメイクの検証に際しての観点を踏まえ、事業者ヒアリング等を通じての審査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31回料金制度専門会合
資料3（2023年1月11日）

3. 次回以降の検証における論点事項について

- 次回以降、各一般送配電事業者より、経済産業大臣あてに電気事業法第十八条第一項に基づく認可申請がなされた「託送供給等約款」のうち①費用配賦、②費用配賦を踏まえたレートメイク（料金メニュー及び料金単価設定）について、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いるか、また、電気事業法第十八条第三項各号に照らし妥当であるか、以下の論点事項等も踏まえ検証を行うこととしたい。
 - ・2022年12月23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いるか（第一号関係）
 - ・各整理段階において、適切に費用の配分が行われているか。需要や最大電力等の各需要種別の推計は適切に行われているか（第五号、料金算定規則関係）
 - ・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）（第二号、第六号関係）

等

第31回の当専門会合における指摘事項について

● 第31回専門会合でいただいた主な御意見は以下のとおり。

【松村委員】

- ✓ 基本料金と従量料金の関係について、低圧・高圧・特別高圧の配分がなされた後で、例えば低圧に関して基本料金の割合をどうするのかということを考える時には、低圧の消費者全体の負担というのはその割合と無関係に一定になっているということなので、消費者への負担を考えるならば、本来は、基本料金を高くしすぎると消費者の負担が重くなるとか、低くしすぎると消費者の負担が重くなるなどということはないはずだということは、みなさん理解していると思うが、当然のこととしてまず理解をすべき。
- ✓ 今回、使用量の少ないお客さまに対して影響があまりにも大きくなりすぎないように考慮したこと、それを電力会社が考えたこと自体は、私たちが否定することはできないと思うが、私たちがこれからずっと考えていかなければいけないことは、いつも同じことを言っているが、例えば家族がすごくたくさんいて電力消費量が多いところの負担が、それを配慮した結果として重くなったということは確実に頭に入れておいていただきたい。そういうようなところは重くなってもしょうがないということの一つの判断だと思うが、そういう効果もあることは十分に考えていただきたい。電気の性質からして、ものすごく高所得の人がものすごくたくさん使って、低所得だとすごく減るといような効果がないとは言わないが、逆の効果もあり得ることは十分いつも頭の中に入れておかなければいけないだろうと思う。

【圓尾委員】

- ✓ 全社同じような傾向ではあるものの、よく見ると多少バラツキがあるのだなということが改めて分かった。例えば、一例を言うと、東北さんの場合は、低圧の改定率が大きくて、5ページにありますが、その理由としては、前回改定時と比べると人口減少などによって低圧の需要全体が相対的に大きく下がったから大きなプラスになっている。一方、関西電力さんの方を見ると、3ページだが、低圧の改定率が小さくなっていて、その理由は何かという、これも低圧の需要だが、最大電力が太陽光などによって大幅に低下しているでこういう結果になりましたということが書いてある。消費者に理解を深めていただくためにも、こういう説明が各社から単発に出てきているが、やはり横比較をして、なるほどこの通りだねということが分かるようなことを事務局としても提示する必要があるのかなとこれを見て思った。
- ✓ 2点目は、今松村先生も仰いましたし、私も前回の託送料金の改定時に言いましたが、2世帯で住んでいると使用量が大きくて、こういう改定をした時には割を食うことになっている。別々に住んで使用量を少なくすれば、その分電気代が安くなるというような結果にもなるので、確かに弱者配慮というのか使用量の少ない人に過度な負担にならないようにと考えることも大事だが、一方でそういうこともあるというのは当然認識すべき。それから、やはり負荷率を改善していくことが今後日本にとっても非常に大事なポイントになってくるので、固定費の割合が高いのであれば基本料金を上げていくという方向は堅持すべき。

【池田オブザーバー】

- ✓ レートメイクにおいては、需要想定が適切に行われているかが極めて重要。次回以降、需要や最大電力などの需要種別ごとの推計がバイアスなく適切に行われているか、検証をお願いしたい。

託送料金の電圧別平均単価の概要

- 認可申請がなされた託送料金の電圧別の平均単価は、沖縄電力を除く9社においては、概ね、特別高圧2円台、高圧4円台、低圧8～10円台となっている。
- 改定率は、節電・省エネの進展や家庭用太陽光発電の普及拡大等の影響で、固定費の低圧への配分比率が大幅に低下し、相対的に高圧への配分比率が上昇したこと等から、**高圧の改定率が大きくなる傾向**にある。

※東北電力NWは、①最重負荷日が夏期から冬期へ変化したことにより、低圧において最大電力が大幅に増加し、固定費の配分比率が小幅にしか低下しなかった（＝低圧の改定率が大きめになりやすい）こと、及び、②高圧において需要の減少幅が小幅に止まるなか、最大電力のウェイト減少（低圧のウェイト増加の反動）を受けて固定費の配分比率が低下した（＝高圧の改定率が小さめになりやすい）ことから、電圧別の改定率は高圧<低圧となっている。

※北陸電力送配電は、複数の大手企業の工場新增設に伴う需要増加等を受けた固定費の配分比率上昇等により、特別高圧の改定率が大きくなっている。

	(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	91	463	1,795	874	181	1,003	395	120	540	62
	円/kWh	2.83	2.32	2.40	2.07	2.35	2.38	2.07	2.38	2.62	4.21
	改定率※2	+4.7%	+2.7%	+6.0%	+7.8%	+20.5%	+3.4%	+11.8%	+3.9%	+7.8%	+15.0%
高圧	億円※1	621	1,476	4,016	1,832	487	2,130	877	482	1,344	198
	円/kWh	4.81	4.83	4.24	3.91	4.57	4.85	4.75	4.81	4.60	6.73
	改定率※2	+14.1%	+3.6%	+8.4%	+12.7%	+17.2%	+17.2%	+17.5%	+13.2%	+15.3%	+16.8%
低圧	億円※1	1,276	2,849	8,925	3,612	804	4,002	1,882	957	3,091	431
	円/kWh	10.02	10.75	9.02	9.51	8.98	8.20	9.63	9.72	9.68	11.88
	改定率※2	+8.3%	+10.1%	+2.2%	+4.6%	+14.4%	+3.5%	+16.2%	+10.6%	+10.8%	+13.3%
合計	億円※1	1,988	4,789	14,736	6,319	1,472	7,154	3,153	1,560	4,975	691
	円/kWh	6.89	6.21	5.49	4.98	5.39	5.30	5.53	6.26	6.09	8.60
	改定率※2	+9.9%	+7.3%	+4.3%	+7.6%	+15.9%	+7.2%	+16.0%	+10.8%	+11.7%	+14.4%

※1 第一規制期間（2023～2027年度）平均。次頁以降の需要等の数値も同様。

※2 現行収入単価からの改定率。

各社における改定率最大値

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。 5

1. 費用配賦の前提となる需要や最大電力等の各需要種別の算定について

(1) 需要や最大電力等の各需要種別の算定について

(2) 固定費の配分比率について

2. 3 需要種別（特別高圧・高圧・低圧）への配分までの各整理段階における費用配分の適切性について

3. 料金メニュー設定の妥当性について

(1) 料金メニュー別の想定需要の算定について

(2) 収入の見通しを上回らないことの確認について

4. 審査結果について

【参考】固定費の配分方法について

(一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則第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。

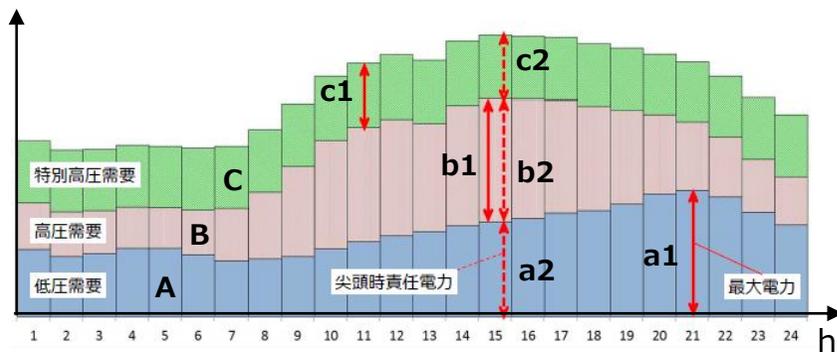
(2) 「2 : 1法」

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)	<ul style="list-style-type: none"> ・契約電力でシステム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。
発受電量(kWh)	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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。

【参考】固定費の配分方法について（需要想定について）

- 各一般送配電事業者における需要種別配分に用いる電圧別・時間帯別の電力需要（最大電力（kW）、ピーク時需要電力（kW）及び発受電量（kWh））については、基本的に以下のとおり算出されている。
- 最大電力（kW）、ピーク時需要電力(kW)については、①前提計画となる需要見通しにおける電圧別の電力量（kWh）と、②スマートメーターによる過去の時間別（1～24時）の電力需要データから、夏期・冬期最大電力発生日の電圧別・時間別電力需要を算出。

①電圧別の電力量

電圧別※1の月間電力量、月間の送電端電力量(送電ロスの考慮)、最大3日日量比率※2を用い、最大電力量を算出

※1 特別高圧・高圧・低圧

※2 月間の電力量に占める最大電力発生日（上位3日）の日電力量の比率

×

②電圧別の時間別
電力需要比率

夏期・冬期最大電力発生日の時間別（1～24時）の電力需要比率※3を算出

※3 スマートメーター実測データをもとに算出

||

電圧別・時間別
電力需要

【1】年間最大電力発生日の電圧別最大需要 or
年間の電圧別最大需要

【2】夏期尖頭時（ピーク時）における電圧別の電力需要

【3】冬期尖頭時（ピーク時）における電圧別の電力需要

【参考】需要電力量（kWh）の想定について（全体概要）

第17回料金制度専門会合
資料4（2022年8月29日）

- 各一般送配電事業者における用途別の需要電力量（kWh）の想定方法（全体概要）については、以下のとおり。
- なお、一般送配電事業者においては、需要電力量の見通しの他、再エネ連系量や系統混雑の状況、施工力等の中長期的な見通しを総合的に勘案した上で、規制期間中の投資計画を作成している。

需要電力量（kWh）の想定

家庭用その他

- ・基本的に、エリアの人口を用いて想定した契約口数に原単位を乗じた想定。
- ・EV、電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、一部エリアにおいてテレワークの定着具合等を踏まえた影響を想定。

業務用

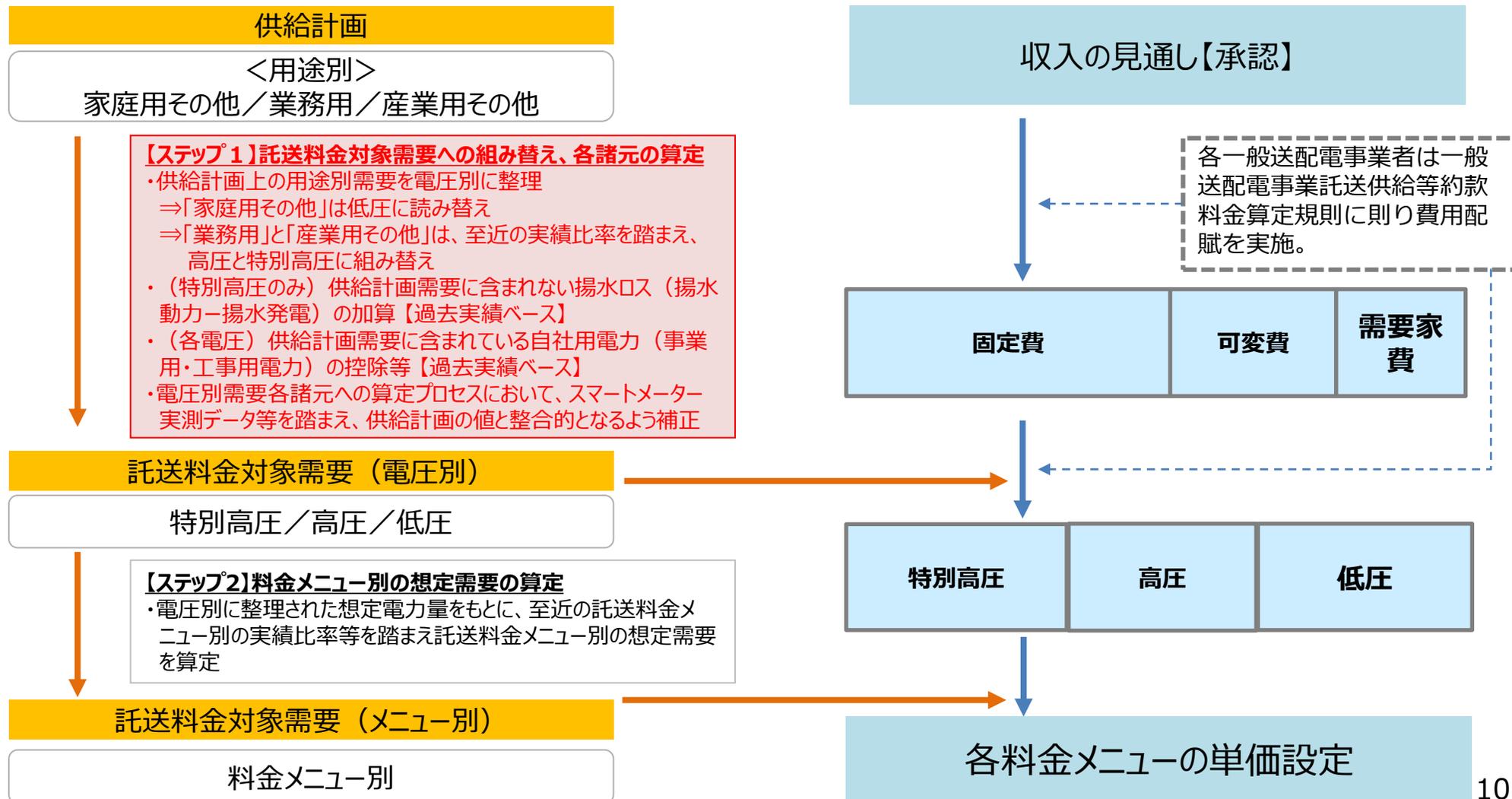
- ・基本的に、GDP（国内総生産）を用いた想定。
- ・EV、電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、一部エリアにおいてエリア内サービス業への影響度合い等を踏まえた想定。（基本的にはGDPに当該影響が包含されている）
- ・2025年度に開催される大阪万博の個別需要を織り込み。【関西】

産業用その他

- ・基本的に、IIP（鉱工業生産指数）を用いた想定。
- ・EV・電化影響については過去トレンドを踏まえた想定。
- ・コロナ影響については、基本的にはIIPに当該影響が包含されている。
- ・北陸新幹線の延伸による個別需要を織り込み。【北陸】
- ・半導体工場などは過去のトレンドを踏まえた想定を行っており、特定の企業誘致等の個別需要の織り込みは現時点では行っていない。【九州】

(1) 需要や最大電力等の各需要種別の算定について

- 需要や最大電力等の各需要種別の算定について、以下のとおり、【ステップ1】託送料金対象需要への組み替え及び各諸元の算定方法の適切性の検証を実施した。
- 検証の結果、各社とも**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や各諸元の算定が適切になされており、結果として供給計画の値と整合していることを確認した。**



(2) 固定費の配分比率について

- 固定費の配分にあたっては、各社とも**算定規則に基づいて適切に計算されていることを確認した。**

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%	19.6%	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%

(参考) 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%

【参考】固定費の配分比率※の比較（2:1:1法の場合）

<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
特別高圧	8.5%	20.1%	21.7%	26.8%	20.7%	25.2%	25.7%	15.9%	19.6%	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
特別高圧	7.5%	19.2%	21.2%	25.4%	18.6%	24.3%	23.6%	13.5%	17.6%	13.9%
高圧	44.2%	43.2%	34.5%	37.9%	42.3%	33.7%	37.4%	42.7%	37.4%	40.0%
低圧	48.3%	37.6%	44.2%	36.7%	39.1%	42.0%	39.0%	43.8%	45.0%	46.1%

<①－②増減>

	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	1.0%	0.9%	0.4%	1.4%	2.2%	1.0%	2.2%	2.5%	2.1%	0.4%
高圧	1.0%	▲ 0.3%	2.7%	3.4%	▲ 0.1%	5.0%	▲ 1.1%	3.6%	1.8%	▲ 2.0%
低圧	▲ 2.1%	▲ 0.6%	▲ 3.1%	▲ 4.8%	▲ 2.1%	▲ 6.0%	▲ 1.0%	▲ 6.1%	▲ 3.9%	1.6%

※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。13頁以降の各社スライドも同様。

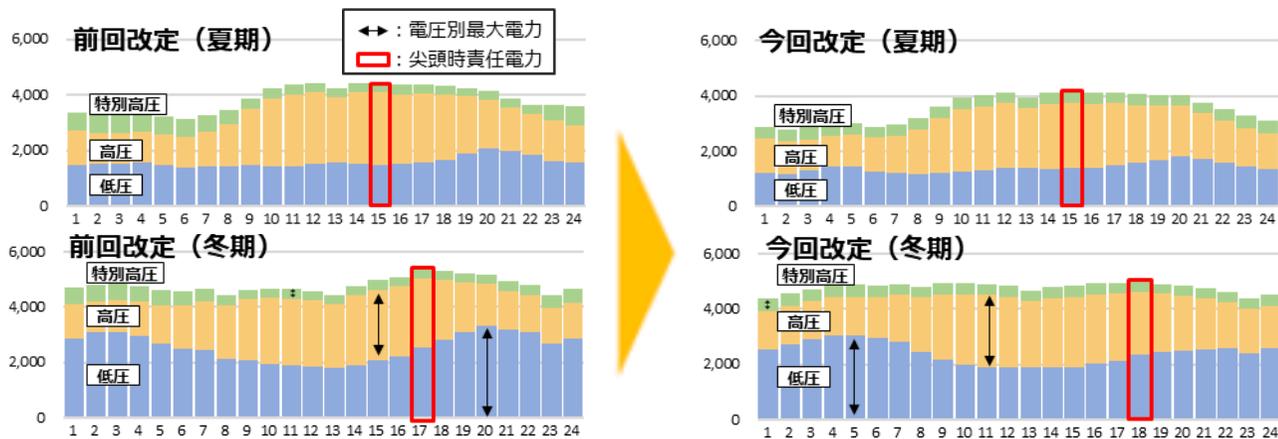
【参考】各社における固定費の配分比率の変化（背景）

- 固定費の配分比率は、節電・省エネの進展や家庭用太陽光発電の普及拡大等の影響で、低圧への配分比率が前回（現行）に比べて大幅に低下し、その反動で、他の電圧の配分比率が押し上げられている。
- 各社とも、スマートメーターの実測データ等を活用して、電気の使われ方の実態を反映した値となっており、節電・省エネの進展や家庭用太陽光発電の普及拡大などにより、電気の使われ方も変化している（太陽光発電の導入拡大等によるピーク時需要発生時間帯の昼から夜へのシフト、家電製品の省エネ性能の大幅な向上、タイマー機能により洗濯・乾燥や食器類の洗浄・乾燥を夜にシフトする家庭の増加など）ことを反映した結果となっている。

【北海道電力NW】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、産業用需要（工場等）の生産減等により発受電量は減少するが、尖頭時責任電力は業務用施設（ビル・商業施設等）の新增設等に伴い増加となったこと、**高圧**は、節電・省エネの進展等によって発受電量の減少があったものの、業務用施設の新増設による需要増等があったことから、**2：1：1比率は上昇（特別高圧+1.0%、高圧+1.0%）**。
- **低圧**は、節電・省エネの進展等によって発受電量・最大電力ともに減少したことから、**2：1：1比率は低下（▲2.1%）**。

前回改定（現行）と今回申請の
需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

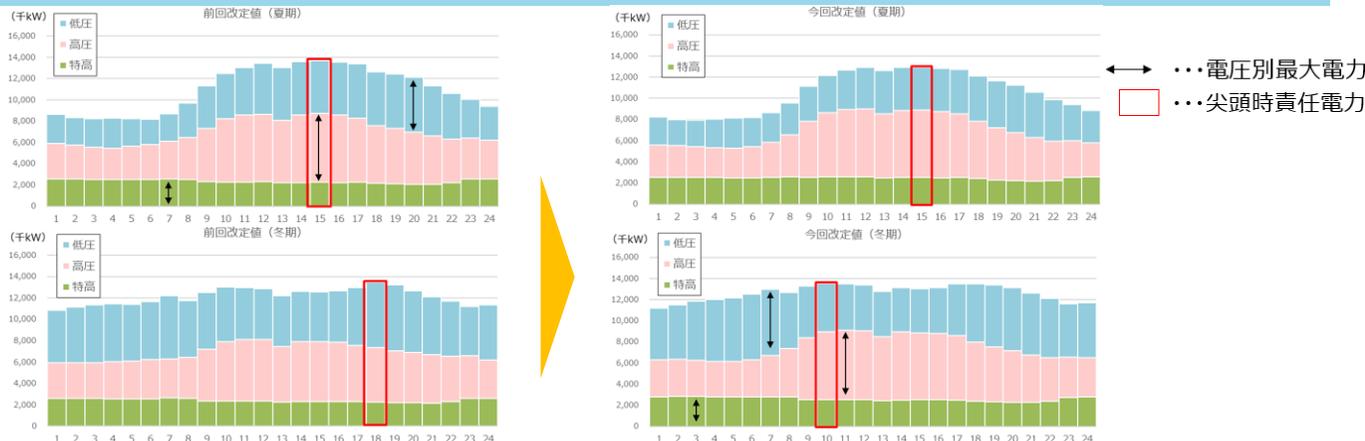
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	3,196	3,877	▲ 681
高圧	12,920	13,449	▲ 529
低圧	12,734	14,618	▲ 1,884

	推計値				比率				固定費 配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (千kW)	夏期尖頭時 (千kW)	冬期尖頭時 (千kW)	発受電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発受電量 (%)	
特別高圧	455	415	364	3,255	7.4%	10.0%	7.3%	10.7%	8.5%
高圧	2,624	2,364	2,262	13,514	42.8%	56.8%	45.5%	44.2%	45.2%
低圧	3,056	1,383	2,350	13,781	49.8%	33.2%	47.2%	45.1%	46.2%
計	6,135	4,162	4,976	30,550	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【東北電力NW】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、産業用需要の増加によりピーク時需要電力の増加等があったことから、**2：1：1比率は上昇（+0.9%）**。
- **高圧**は、最大電力の増加等があったものの、最大電力における高圧の占めるウェイトが減少（低圧のウェイト増加の反動）したことから、**2：1：1比率は低下（▲0.3%）**。また、**低圧**は、最重負荷日が夏期から冬期へ変化したことにより最大電力が大幅に増加した一方、冬期における最大電力発生時間帯が変化し、ピーク時需要電力が減少する形となったこと等から、**2：1：1比率は低下（▲0.6%）**。

前回改定（現行）と今回申請の 需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

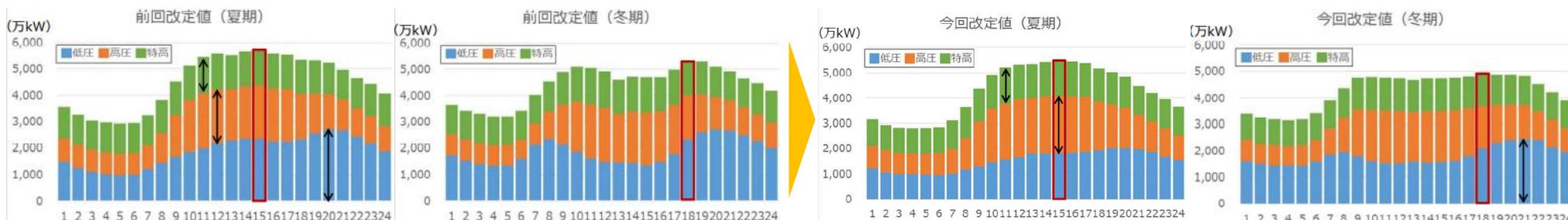
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	① - ②増減
特別高圧	19,974	20,055	▲ 81
高圧	30,590	31,295	▲ 705
低圧	26,512	28,660	▲ 2,148

	推計値				比率				固定費 配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (kW)	夏期尖頭時 (kW)	冬期尖頭時 (kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	2,835	2,523	2,528	20,392	18.1%	19.5%	18.7%	25.0%	20.1%
高圧	6,564	6,351	6,438	32,216	41.9%	49.1%	47.5%	39.5%	42.9%
低圧	6,265	4,058	4,588	28,895	40.0%	31.4%	33.8%	35.5%	37.0%
計	15,664	12,932	13,554	81,503	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【東京電力PG】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧・高圧**は、ピーク時需要電力比率について、下記のとおり低圧のウェイトが減少したことに伴い、特別高圧は微増、高圧は増加したため、**2：1：1比率は上昇（特別高圧+0.4%、高圧+2.7%）**。
- **低圧**は、太陽光発電の自家消費・省エネ進展等により、ピーク時需要電力が減少したことから、**2：1：1比率は低下（▲3.1%）**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

↔…電圧別最大電力、 …尖頭時責任電力

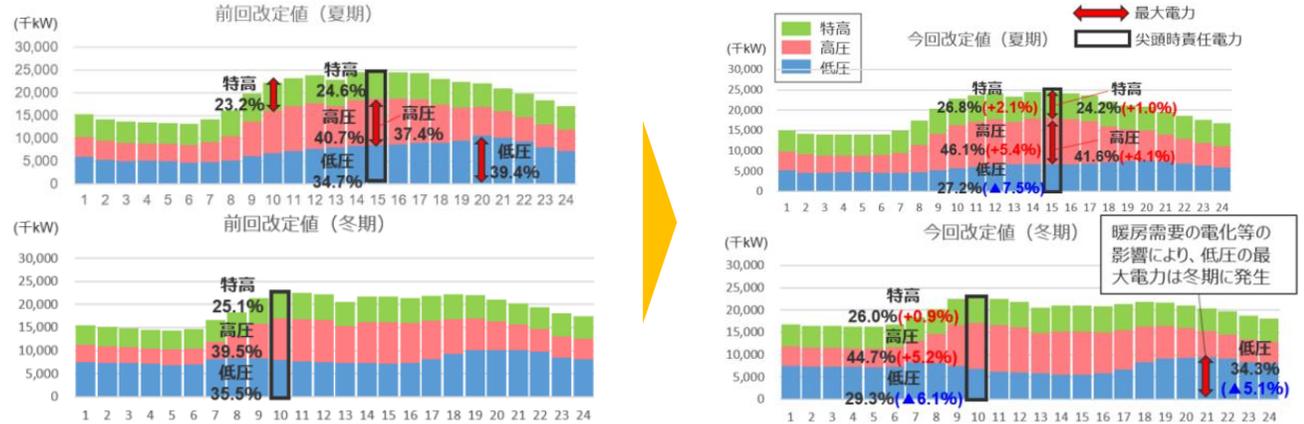
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	74,918	81,998	▲ 7,080
高圧	94,617	102,244	▲ 7,627
低圧	98,945	105,682	▲ 6,737

	推計値				比率				固定費配分比率(2:1:1)
	最大電力(千kW)	夏期尖頭時(千kW)	冬期尖頭時(千kW)	発電電量(百万kWh)	最大電力(%)	夏期尖頭時(%)	冬期尖頭時(%)	発電電量(%)	
特別高圧	11,706	11,526	9,352	75,873	19.5%	21.5%	19.7%	27.1%	21.7%
高圧	22,806	22,806	15,777	98,209	37.9%	42.6%	33.3%	35.0%	37.2%
低圧	25,604	19,184	22,288	106,233	42.6%	35.8%	47.0%	37.9%	41.1%
計	60,116	53,516	47,417	280,315	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【中部電力PG】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧・高圧**は、産業用需要の増加により最大電力やピーク時需要電力が増加したため、**2：1：1比率は上昇（特別高圧+1.4%、高圧+3.4%）**。
- **低圧**は、省エネの進展（高効率機器や住宅向け太陽光発電の普及）により最大電力やピーク時需要電力が減少したため、**2：1：1比率は低下（▲4.8%）**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

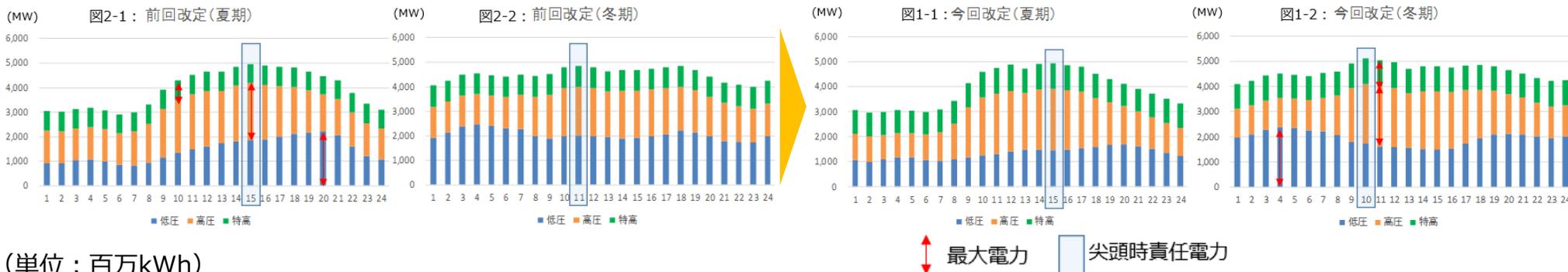
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	① - ②増減
特別高圧	42,154	40,013	2,141
高圧	46,783	47,597	▲ 814
低圧	38,003	40,694	▲ 2,691

	推計値				比率				固定費配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (kW)	夏期尖頭時 (kW)	冬期尖頭時 (kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	6,599	6,599	6,039	43,177	24.2%	26.8%	26.0%	32.6%	26.8%
高圧	11,351	11,351	10,376	48,647	41.6%	46.1%	44.7%	36.7%	41.3%
低圧	9,364	6,693	6,803	40,740	34.3%	27.2%	29.3%	30.7%	31.9%
計	27,314	24,643	23,218	132,564	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【北陸電力送配電】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、複数の大手企業の工場新增設に伴う需要増加等を受けて最大電力やピーク時需要電力が増加したこと等により、**2：1：1比率は上昇（+2.2%）**。
- **高圧**は、最大電力やピーク時需要電力が増加するものの、最大電力のウェイトが減少し、**2：1：1比率は低下（▲0.1%）**。また、**低圧**は、節電・省エネの進展や人口減等によりピーク時需要電力が減少し、**2：1：1比率は低下（▲2.1%）**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



（単位：百万kWh）

販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	7,706	7,650	56
高圧	10,657	11,332	▲ 675
低圧	8,958	9,439	▲ 482

	推計値				比率				固定費配分比率(2:1:1)
	最大電力(千kW)	夏期尖頭時(千kW)	冬期尖頭時(千kW)	発電電量(百万kWh)	最大電力(%)	夏期尖頭時(%)	冬期尖頭時(%)	発電電量(%)	
特別高圧	1,028	1,020	1,023	7,810	17.7%	20.7%	20.0%	27.3%	20.7%
高圧	2,405	2,424	2,371	11,036	41.3%	49.2%	46.3%	38.6%	42.3%
低圧	2,389	1,478	1,725	9,732	41.0%	30.0%	33.7%	34.1%	37.0%
計	5,821	4,923	5,119	28,578	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【関西電力送配電】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、最大電力等は減少したものの、ウェイトが、低圧における減少を受けて増加となり、**2：1：1比率は上昇（+1.0%）**。また、**高圧**は、厳気象日等に需要が伸びやすい業務用需要が増加したため、最大電力等が増加し、**2：1：1比率は上昇（+5.0%）**。
- **低圧**は、省エネ機器の普及に伴い最大電力が減少したため、**2：1：1比率は低下（▲6.0%）**。

前回改定（現行）と今回申請の
需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	42,163	47,499	▲ 5,336
高圧	43,887	47,357	▲ 3,470
低圧	49,033	53,743	▲ 4,710

	推計値				比率				固定費 配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (千kW)	夏期尖頭時 (千kW)	冬期尖頭時 (千kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	6,763	6,644	5,785	43,333	23.3%	24.5%	23.2%	30.5%	25.2%
高圧	11,820	11,743	9,842	45,764	40.7%	43.2%	39.5%	32.2%	38.7%
低圧	10,457	8,784	9,317	53,181	36.0%	32.3%	37.4%	37.4%	36.1%
計	29,040	27,171	24,944	142,278	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【中国電力NW】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、産業用需要の増加等を受けて各諸元のウェイトが増加したことから、**2 : 1 : 1 比率は上昇 (+2.2%)**。
- **高圧**は、冬期における最大電力発生時間帯が変化し、ピーク時需要電力が増加する形となったものの、業務用需要の減少等で最大電力が減少し、**2 : 1 : 1 比率は低下 (▲1.1%)**。また、**低圧**は、最大電力は増加したものの、冬期における最大電力発生時間帯が変化し、ピーク時需要電力が減少する形となったこと等から、**2 : 1 : 1 比率は低下 (▲1.0%)**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

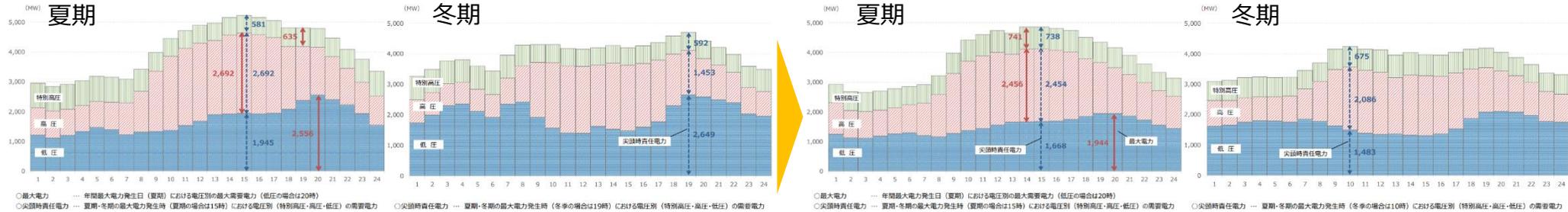
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	① - ②増減
特別高圧	19,061	19,877	▲ 816
高圧	18,453	19,544	▲ 1,091
低圧	19,533	20,737	▲ 1,205

	推計値				比率				固定費配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (千kW)	夏期尖頭時 (千kW)	冬期尖頭時 (千kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	2,636	2,803	2,581	19,564	22.5%	26.6%	24.4%	32.5%	25.7%
高圧	4,195	4,532	4,195	19,389	35.7%	43.1%	39.6%	32.2%	36.3%
低圧	4,905	3,192	3,806	21,255	41.8%	30.3%	36.0%	35.3%	38.0%
計	11,737	10,527	10,582	60,208	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【四国電力送配電】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧**は、最大電力等が増加し、**2：1：1比率は上昇（+2.5%）**。また、**高圧**は、冬期における最大電力発生時間帯が変化し、ピーク時需要電力が増加する形となったこと等により、**2：1：1比率は上昇（+3.6%）**。
- **低圧**は、省エネの進展等に伴い最大電力等が減少したため、**2：1：1比率は低下（▲6.1%）**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



（単位：百万kWh）

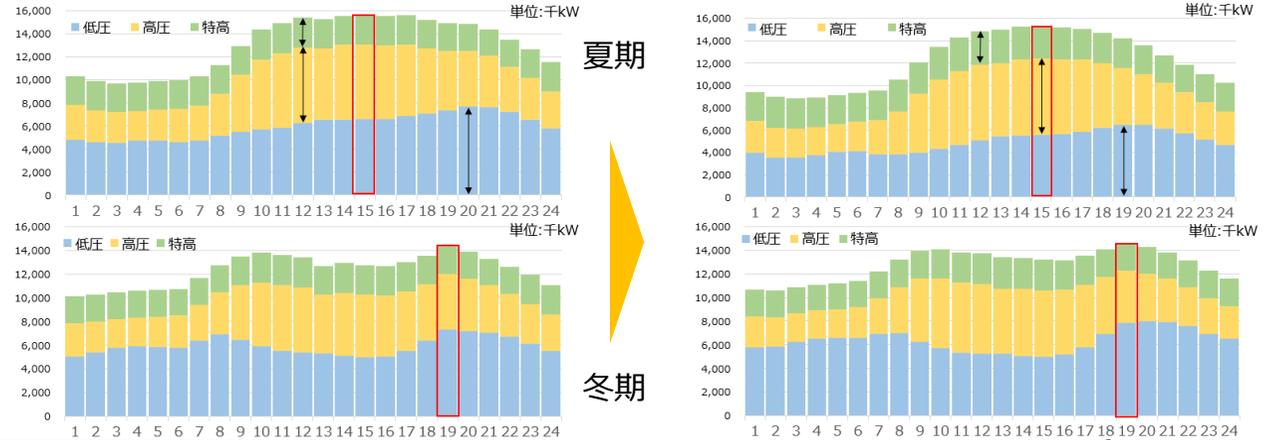
販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	5,033	5,932	▲ 899
高圧	10,039	10,682	▲ 643
低圧	9,852	11,202	▲ 1,350

	推計値				比率				固定費配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (千kW)	夏期尖頭時 (千kW)	冬期尖頭時 (千kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	741	738	675	5,110	14.4%	15.2%	15.9%	19.4%	15.9%
高圧	2,456	2,454	2,086	10,479	47.8%	50.5%	49.2%	39.8%	46.3%
低圧	1,944	1,668	1,483	10,743	37.8%	34.3%	34.9%	40.8%	37.8%
計	5,141	4,860	4,244	26,332	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【九州電力送配電】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧・高圧**は、ピーク時需要電力について、下記のとおり低圧のウェイトが低下したことに伴い、**2：1：1**比率は**上昇（特別高圧+2.1%、高圧+1.8%）**。
- **低圧**は、節電等の影響により最大電力およびピーク時需要電力におけるウェイトが低下したことから、**2：1：1**比率は**低下（▲3.9%）**。

前回改定（現行）と今回申請の
需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	① - ②増減
特別高圧	20,629	20,474	155
高圧	29,182	30,176	▲ 994
低圧	31,918	35,015	▲ 3,097

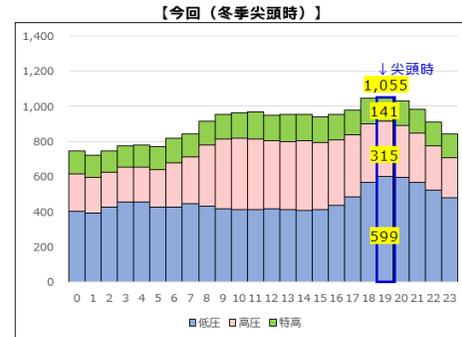
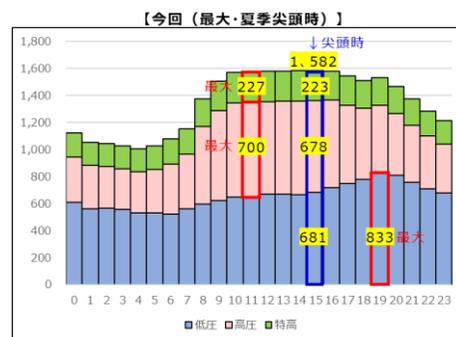
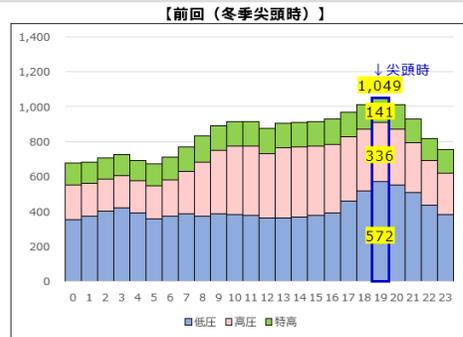
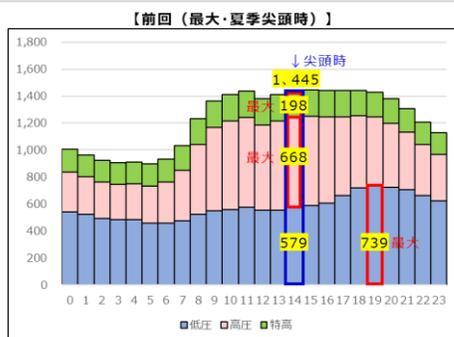
↔ : 電圧別最大電力
□ : 尖頭時責任電力

	推計値				比率				固定費 配分比率 (2:1:1)
	最大電力 (千kW)	夏期尖頭時 (千kW)	冬期尖頭時 (千kW)	発電電量 (百万kWh)	最大電力 (%)	夏期尖頭時 (%)	冬期尖頭時 (%)	発電電量 (%)	
特別高圧	3,015	2,903	2,317	20,901	18.4%	18.9%	15.9%	24.4%	19.6%
高圧	6,895	6,895	4,420	30,115	42.1%	45.0%	30.3%	35.1%	39.2%
低圧	6,469	5,534	7,847	34,769	39.5%	36.1%	53.8%	40.5%	41.1%
計	16,379	15,332	14,584	85,785	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

【沖縄電力】需要や最大電力等の算定及び固定費の配分比率について

- **特別高圧・低圧**は、人口や観光客数の増加を背景とした需要家数の増加により、各諸元が横這いまたは増加となったため、**2：1：1比率は上昇（特別高圧+0.4%、低圧+1.6%）**。
- **高圧**は、省エネ進展の影響や、低負荷率の需要家の占める割合が大きくなったため、発電電量が減少したこと等から、**2：1：1比率は低下（▲2.0%）**。

前回改定（現行）と今回申請の需要ロードカーブの比較



(単位：百万kWh)

販売電力量	①今回申請需要	②現行需要	①－②増減
特別高圧	1,462	1,409	53
高圧	2,935	2,977	▲42
低圧	3,632	3,400	232

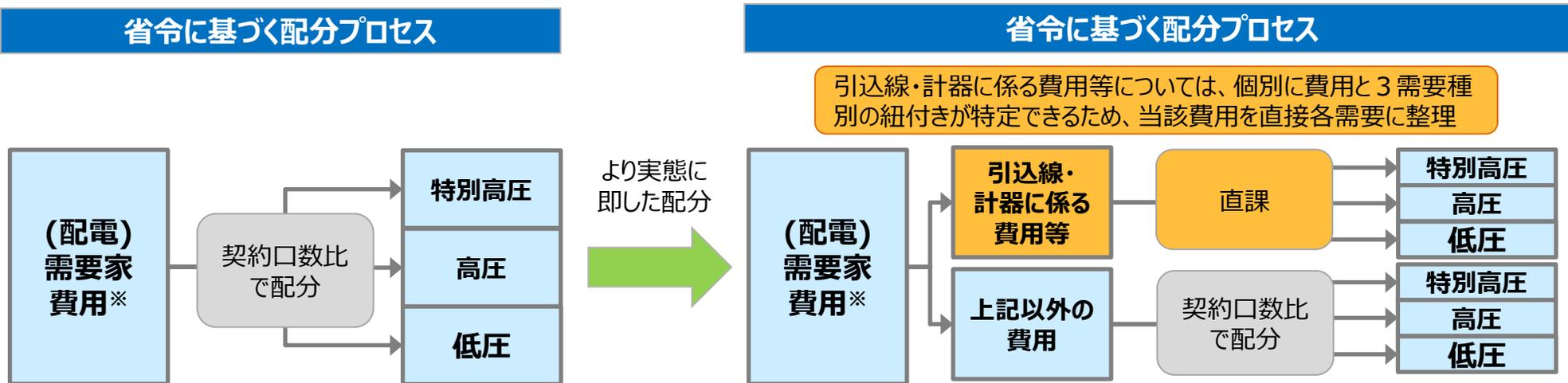
	推計値				比率				固定費配分比率(2:1:1)
	最大電力(千kW)	夏期尖頭時(千kW)	冬期尖頭時(千kW)	発電電量(百万kWh)	最大電力(%)	夏期尖頭時(%)	冬期尖頭時(%)	発電電量(%)	
特別高圧	227	223	141	1,472	12.9%	14.1%	13.4%	17.6%	14.3%
高圧	700	678	315	3,011	39.8%	42.9%	29.9%	36.1%	38.0%
低圧	833	681	599	3,867	47.3%	43.0%	56.8%	46.3%	47.7%
計	1,760	1,582	1,055	8,350	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

1. 費用配賦の前提となる需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (1) 需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (2) 固定費の配分比率について
2. **3 需要種別（特別高圧・高圧・低圧）への配分までの各整理段階における費用配分の適切性について**
3. 料金メニュー設定の妥当性について
 - (1) 料金メニュー別の想定需要の算定について
 - (2) 収入の見通しを上回らないことの確認について
4. 審査結果について

2. 3 需要種別への配分までの各整理段階における費用配分について

- 2022年12月23日付けで経済産業大臣により承認された「収入の見通し」から3 需要種別への費用配賦については、各社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いて、各整理段階において適切に行われていることを確認。
- また、事業者ルール[※]の適用が認められているプロセスについては、計器等の費用を同規則の定めによる一括での3 需要種別への口数比按分ではなく、個別に費用と3 需要種別の紐付きが特定できるものについては、直接各需要に整理しているなど、より実態に即した配分となっていることを確認。
- 以上を踏まえ、各社とも適切に費用配賦が実施されていると判断できる。

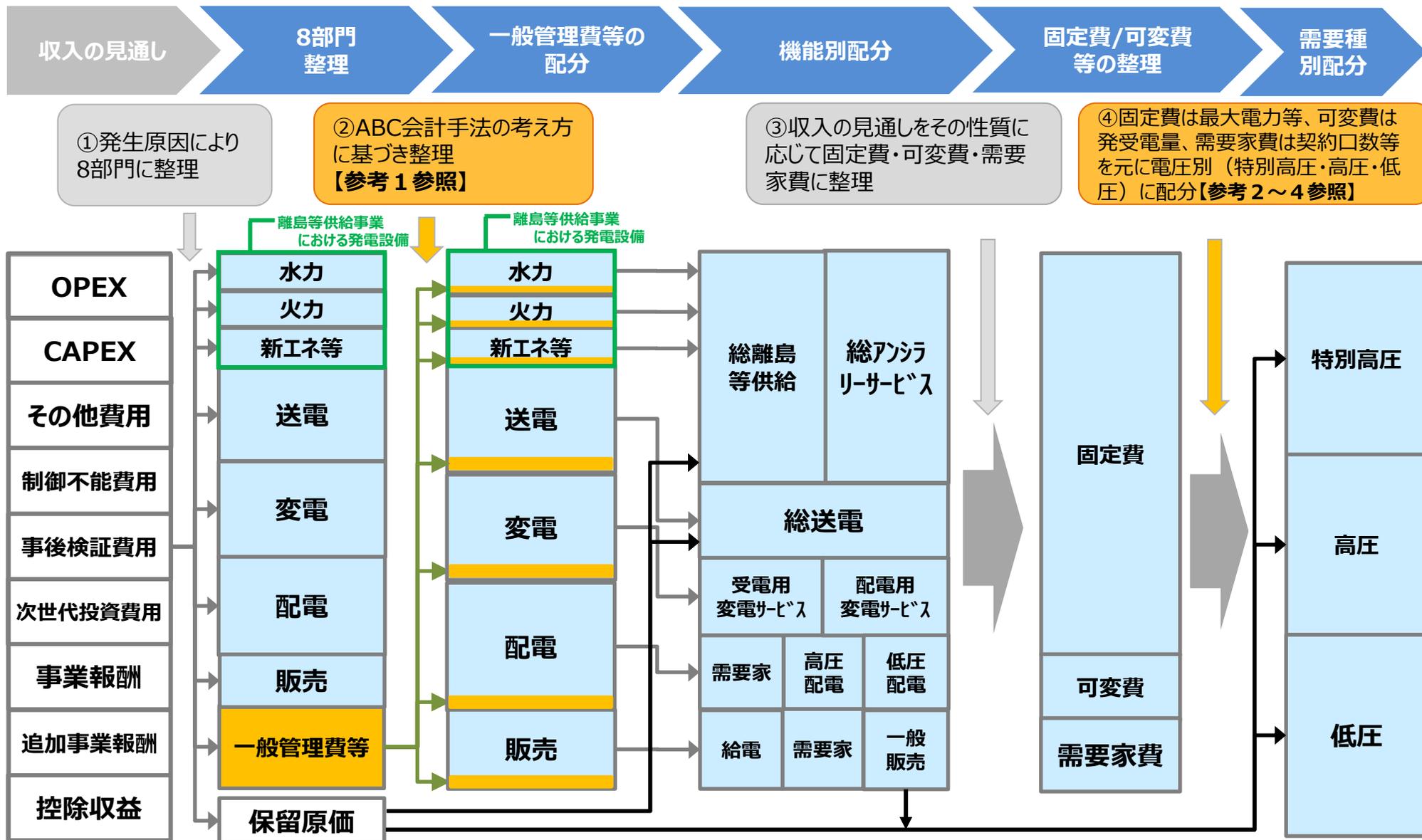
【参考】事業者ルール[※]の例（配電需要家費用の配分）



※配電設備のうち、架空引込線、地中引込線、電流制限器、計器に係る費用及び屋内配線の調査委託に係る費用。

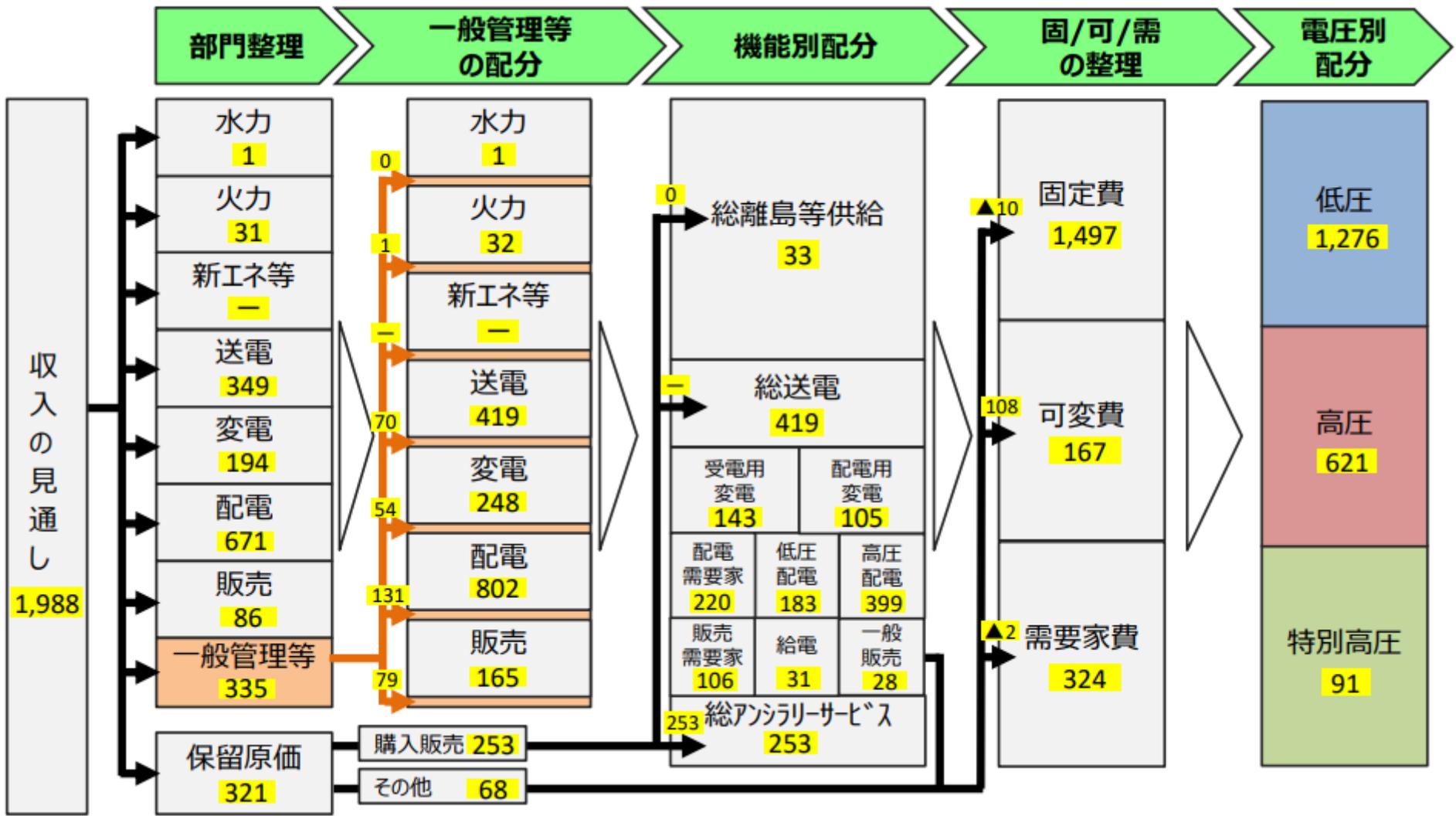
【参考】費用配賦の具体的なプロセスについて

- 費用配賦の具体的なプロセスについては、以下のとおり。

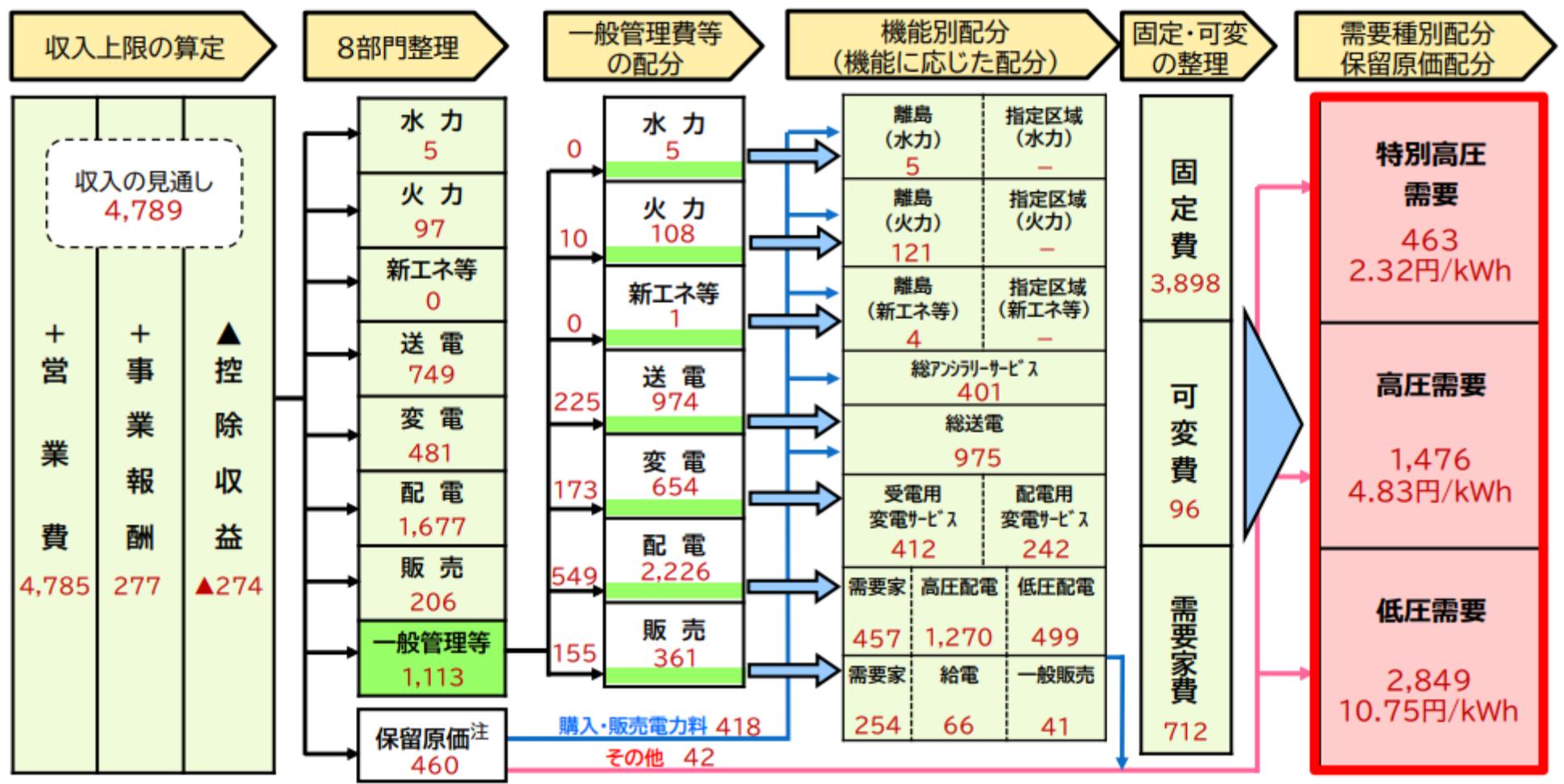


【北海道電力NW】3 需要種別への配分フロー

(単位：億円/年)



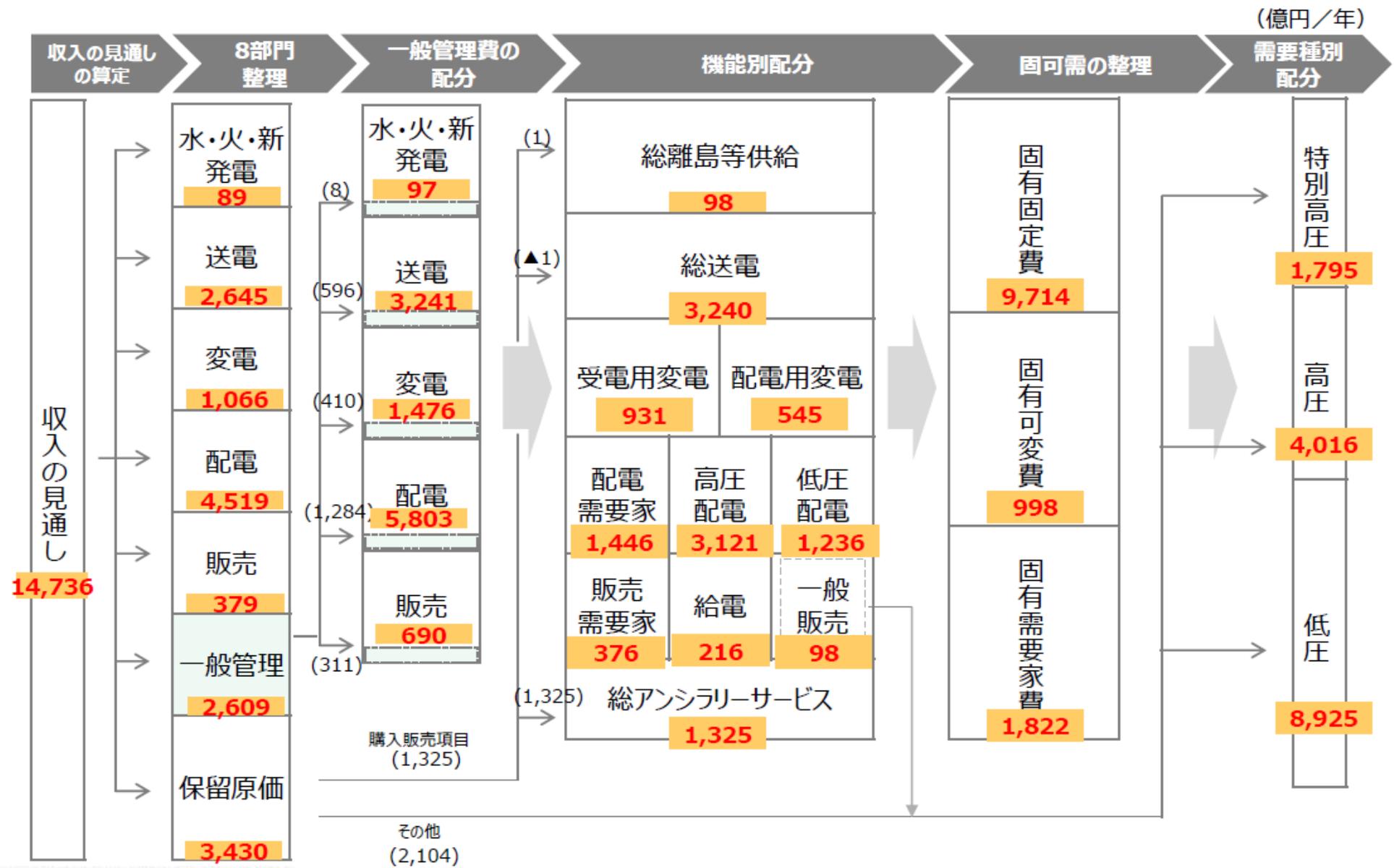
【東北電力NW】3 需要種別への配分フロー



【金額の単位は億円、5年間平均。四捨五入の関係で合計が一致しない箇所がある。】

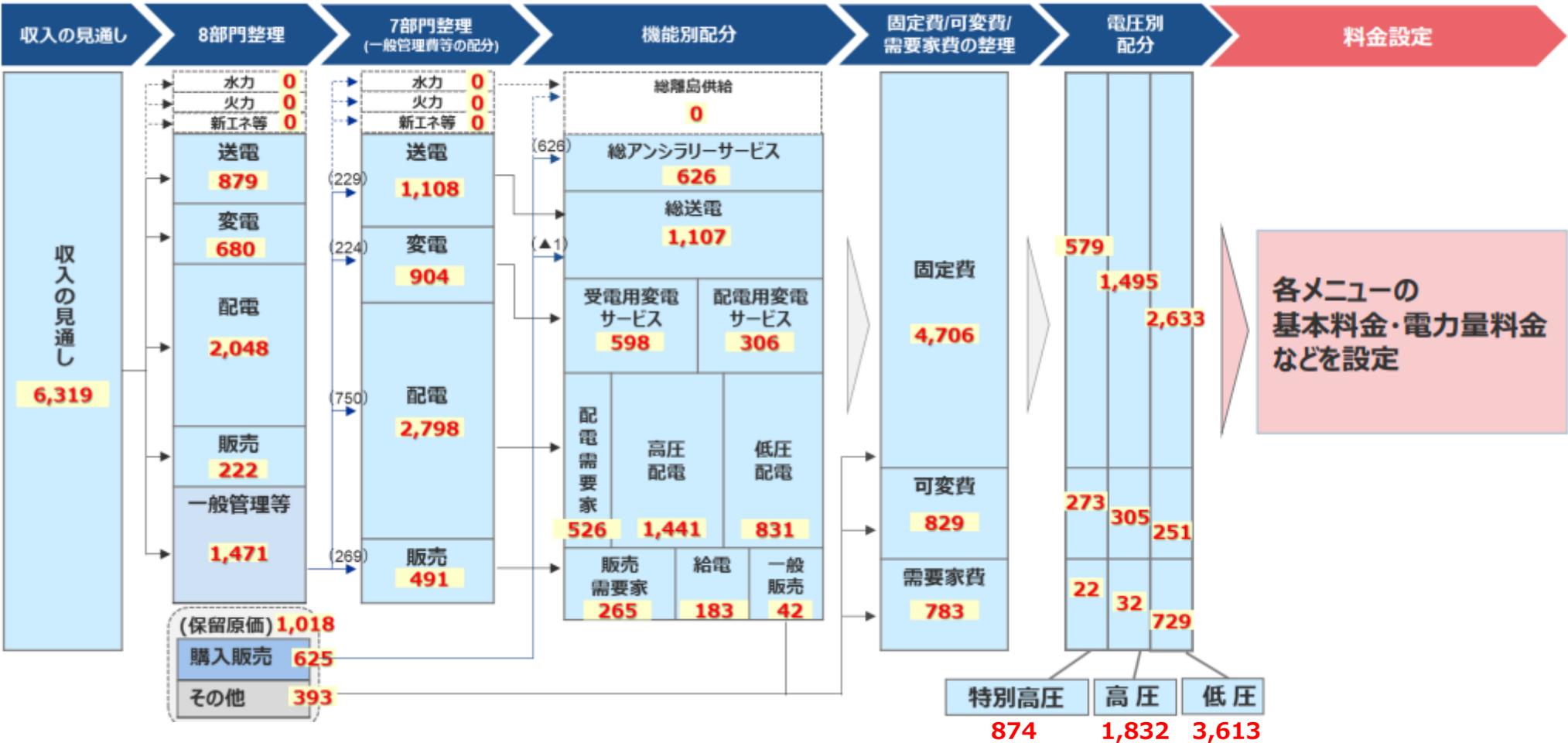
注・・・購入・販売電力料、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当金、振替損失調整額、電源開発促進税、事業税、電力費振替勘定(貸方)、託送収益、事業者間精算収益、電灯料、電力料、電気事業雑収益、預金利息、インバランス収支過不足

【東京電力PG】3 需要種別への配分フロー



【中部電力PG】3 需要種別への配分フロー

(億円・5ヶ年平均)

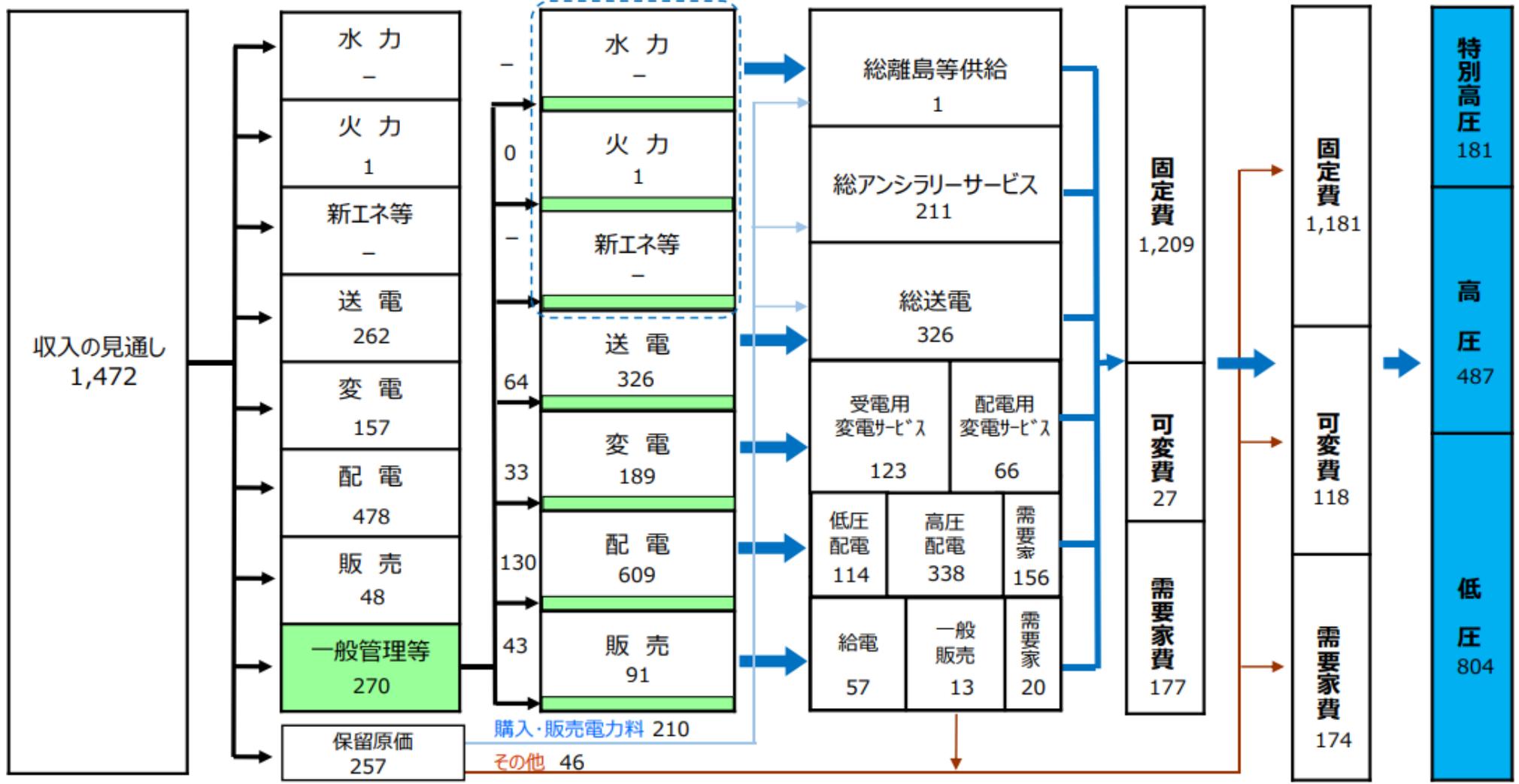


各メニューの
基本料金・電力量料金
などを設定

【北陸電力送配電】3 需要種別への配分フロー

第31回料金制度専門会合
資料3-5 (2023年1月11日)
一部追記・修正

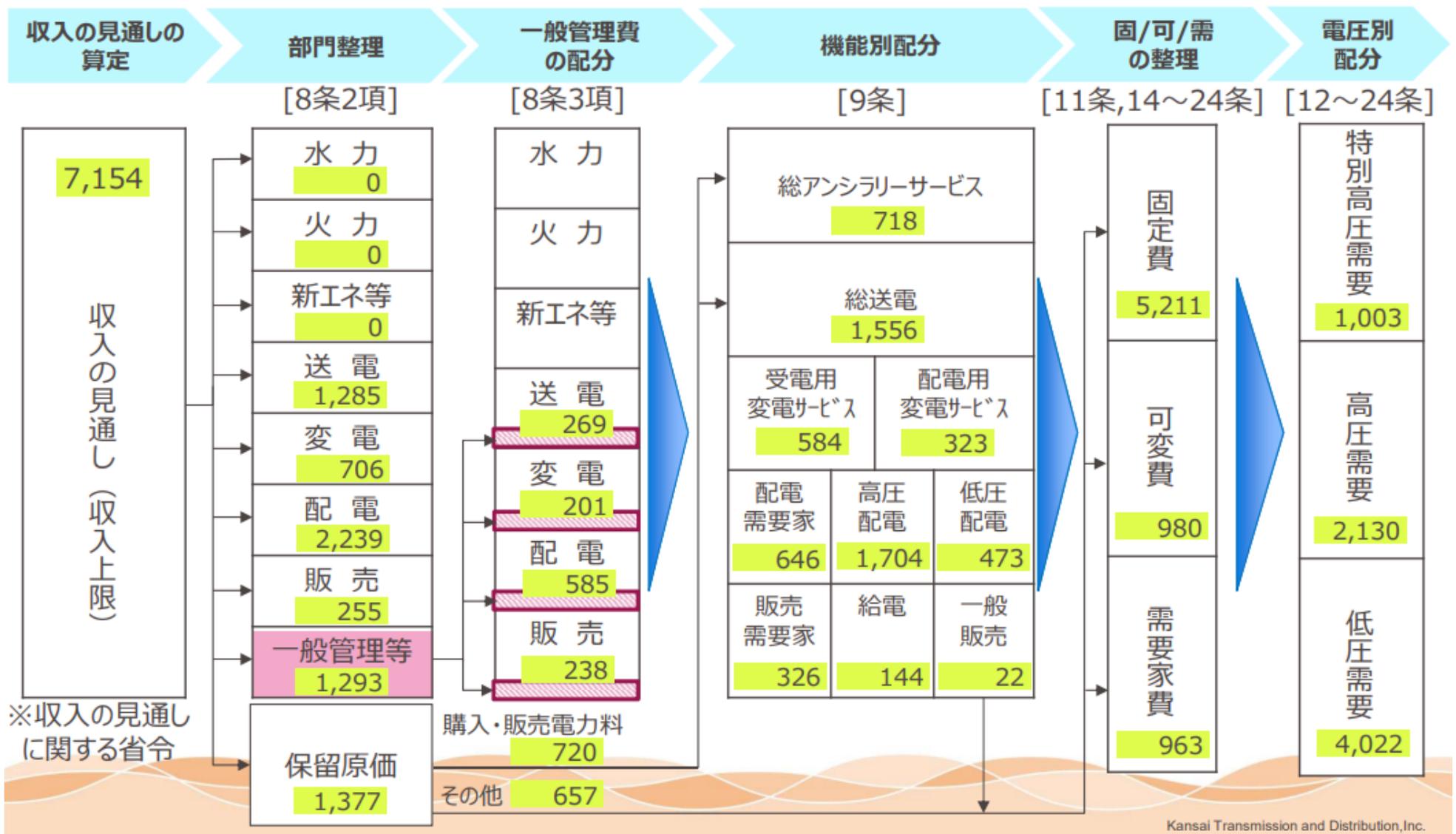
(単位:億円、2023-27年度平均)



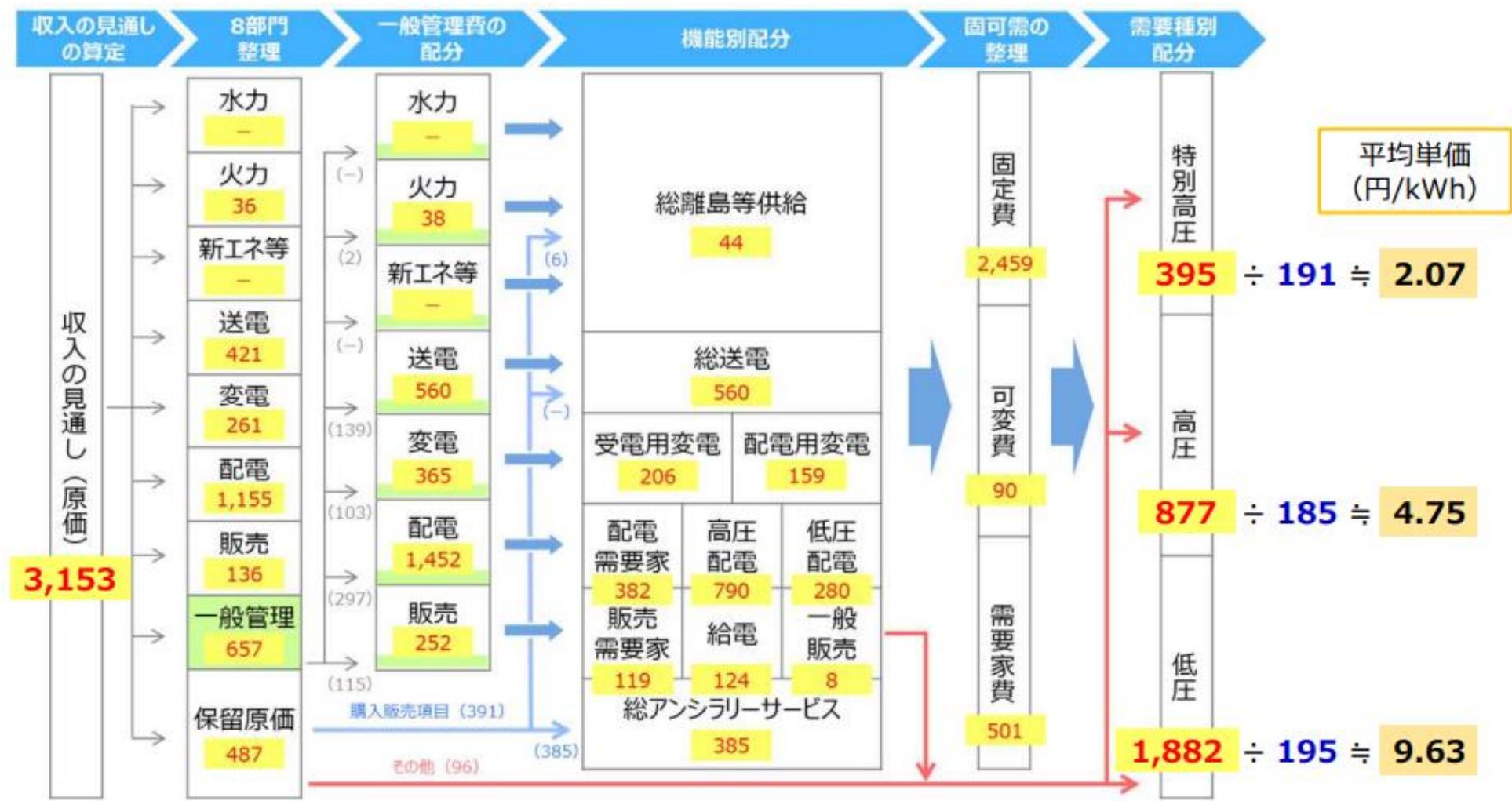
注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合があります

【関西電力送配電】3 需要種別への配分フロー

※単位は億円、規制期間の年平均、端数処理の関係で合計等が一致しない場合がある。



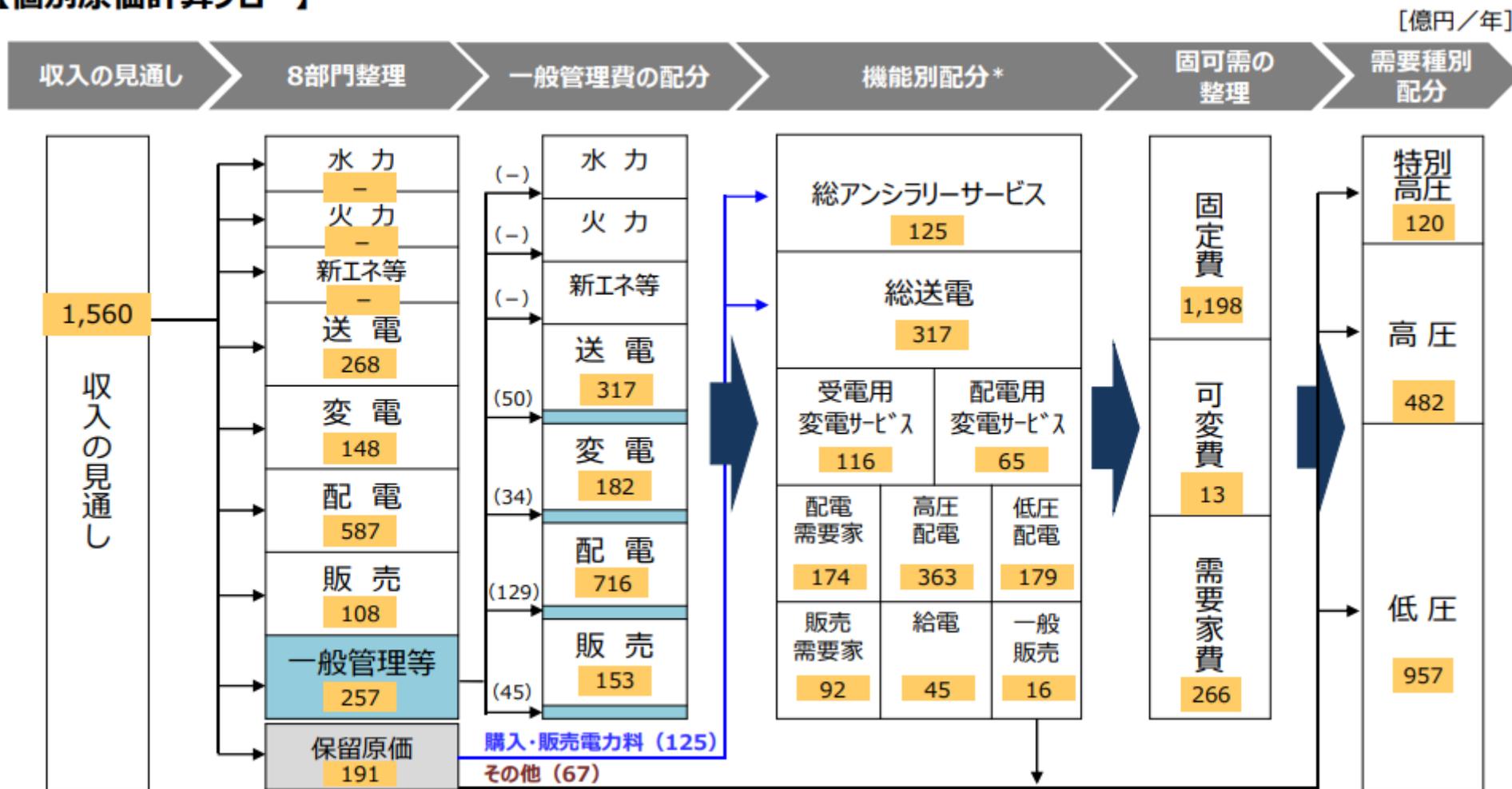
【中国電力NW】3 需要種別への配分フロー



※ 上記フロー图中的の赤色の数値は原価の額（億円/年）、青字の数値は料金対応需要の量（億kWh/年）。
 なお、端数処理の関係上、合計額と内訳等が一致しない場合がある。

【四国電力送配電】3 需要種別への配分フロー

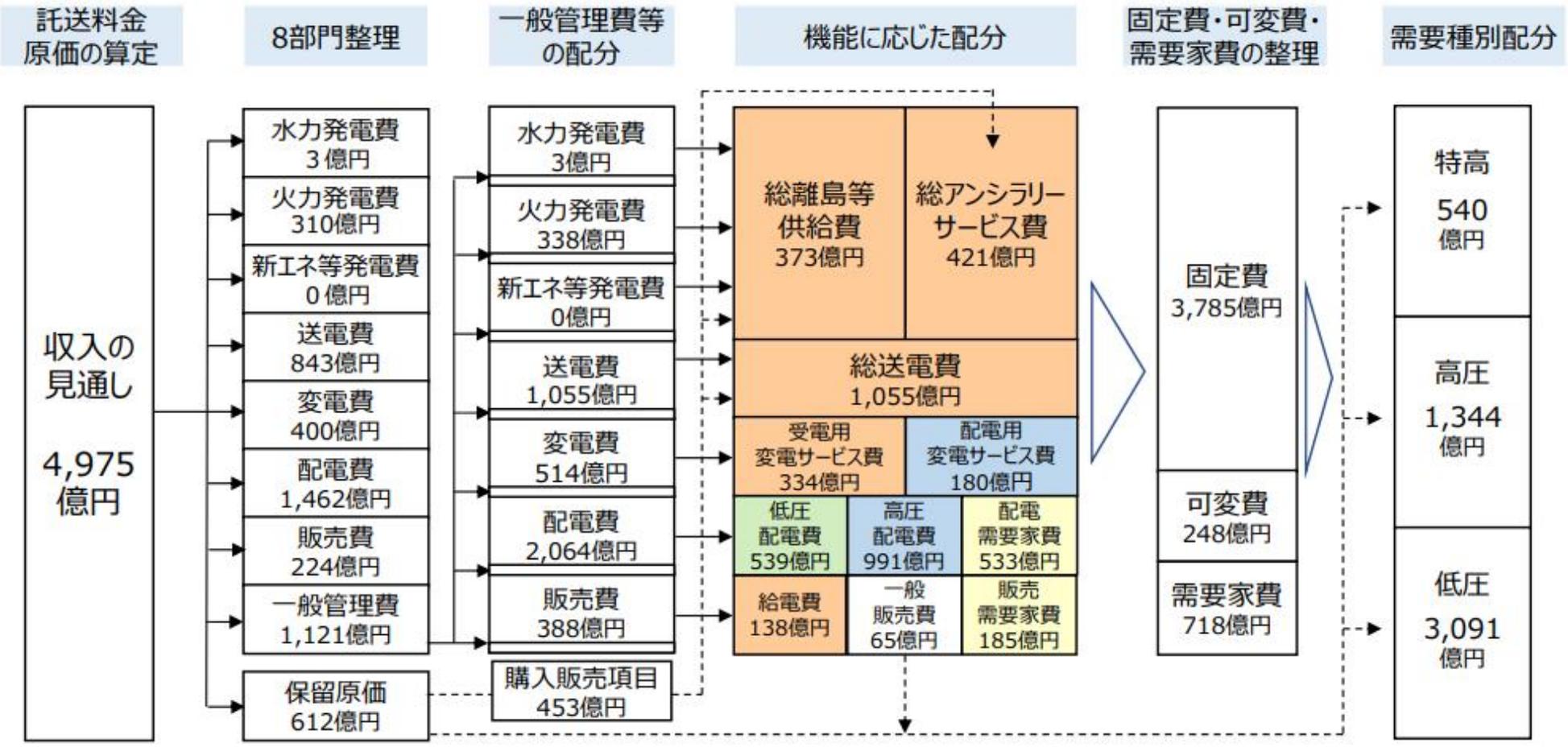
【個別原価計算フロー】



※ 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。

* 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）

【九州電力送配電】3 需要種別への配分フロー



三需要種別に配分
 二需要種別に配分
 低圧に配分
 全電圧に配分 (口数比等※)

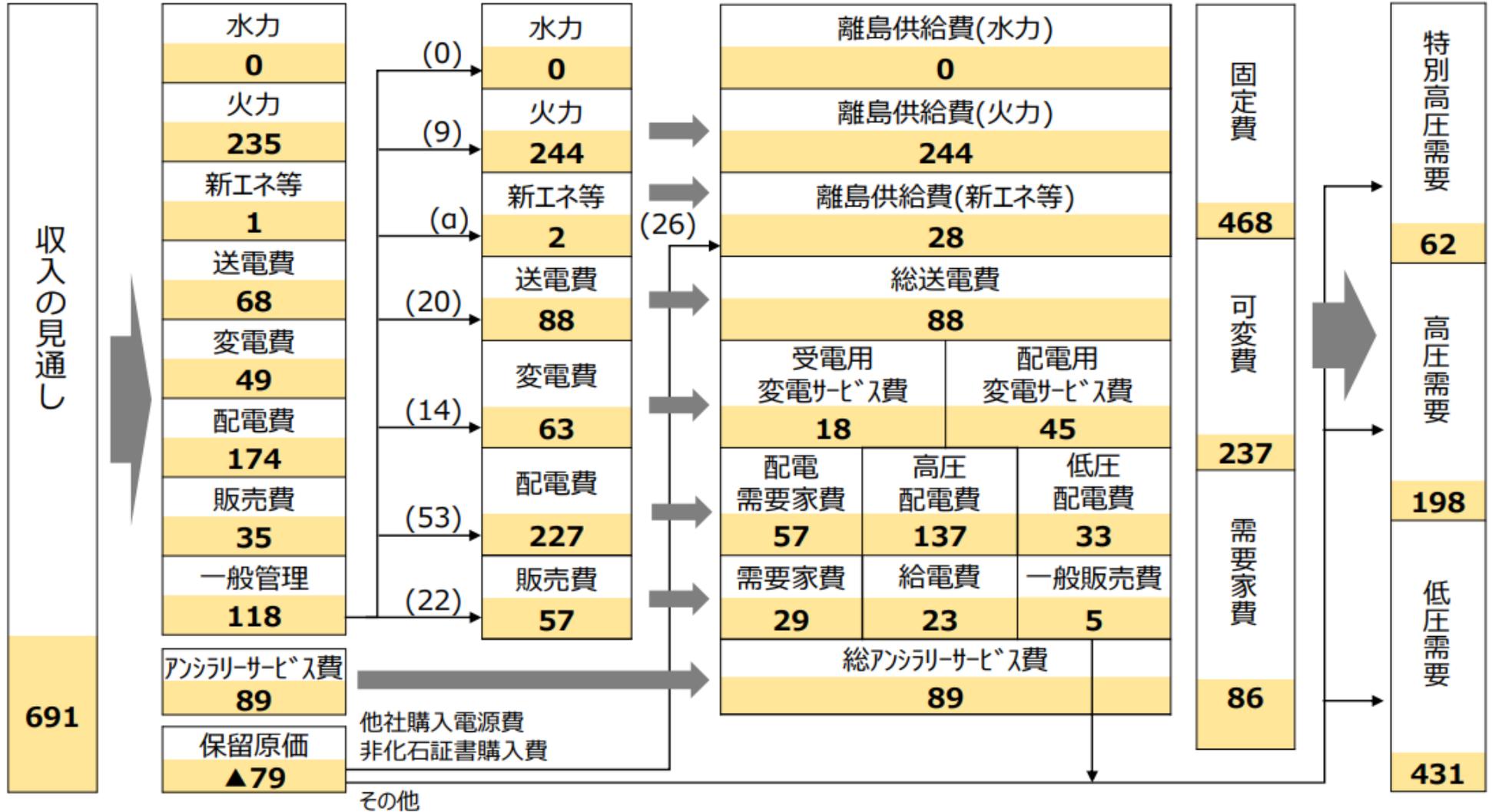
(固定費 2:1:1比
可変費 発受電量比)

(固定費 2:1比
可変費 発受電量比)

※ 需要家費のうち、引込線・計量器等に係る費用の一部については、事業者設定基準を定めたうえで、口数比以外の方法で配分しています。

【沖縄電力】3 需要種別への配分フロー

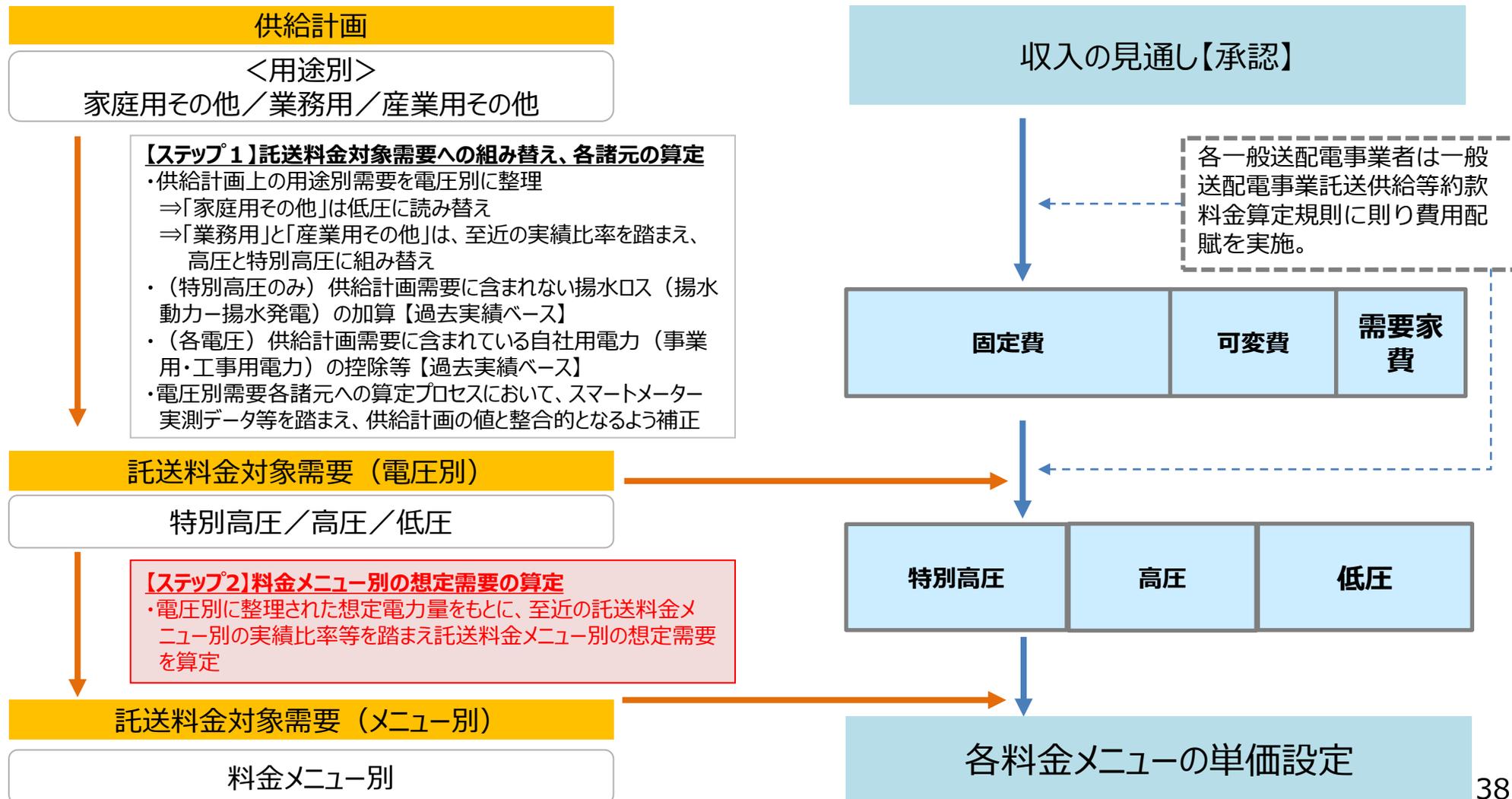
(金額は億円/年、端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。)



1. 費用配賦の前提となる需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (1) 需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (2) 固定費の配分比率について
2. 3 需要種別（特別高圧・高圧・低圧）への配分までの各整理段階における費用配分の適切性について
3. **料金メニュー設定の妥当性について**
 - (1) **料金メニュー別の想定需要の算定について**
 - (2) **収入の見通しを上回らないことの確認について**
4. 審査結果について

(1)料金メニュー別の想定需要の算定について

- 電圧別に配分した需要を踏まえて、各一般送配電事業者が設定する料金メニューについて、以下、【ステップ2】料金メニュー別の想定需要の算定の適切性の検証を実施。
- 検証の結果、各社とも**特別高圧・高圧・低圧ごとに整理された想定電力量をもとに、至近の託送料金メニュー別の実績比率等（例えば、2020年度に分社化した一般送配電事業者において、2020年度、2021年度の実績比率の平均）を踏まえ、料金メニュー別の想定需要を適切に算定していることを確認した。**



(2) 収入の見通しを上回らないことの確認について

- 各一般送配電事業者は、既に承認された収入の見通しの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、各社とも**料金メニューごとの想定収入（＝申請単価×想定需要等）の合計額が、収入の見通しを上回っていないことを確認**した（次頁以降に各社の確認結果を記載）。

<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			・	・	・	・
近接性評価割引額等			・	・	・	・
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。

収入の見通し	〇〇億円
--------	------

(2) 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

- 各一般送配電事業者の想定収入合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果は以下のとおり。

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	283	483	1,767	583	165
	電力量料金	834	1,933	6,039	2,519	533
	定額料金	28	38	80	48	10
	小計	1,145	2,454	7,887	3,149	708
低圧 (動力)	基本料金	74	163	635	238	55
	電力量料金	62	245	432	250	44
	定額料金	0	0	0	0	0
	小計	135	408	1,067	488	98
高圧	基本料金※	310	701	1,997	694	257
	電力量料金	315	787	2,045	1,164	233
	小計	626	1,488	4,042	1,858	490
特別高圧	基本料金※	46	213	907	403	91
	電力量料金	46	258	908	495	92
	小計	92	471	1,815	898	183
近接性評価割引額等		▲ 10	▲ 33	▲ 75	▲ 74	▲ 7
合計		1,988	4,788	14,736	6,319	1,472
収入の見通し (億円/年)		1,988	4,789	14,736	6,319	1,472

※ 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

(2) 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

- 各一般送配電事業者の想定収入合計が収入の見通しを上回らないことの確認結果は以下のとおり。

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	3,196	1,514	735	2,058	344
	定額料金	37	17	10	28	3
	小計	3,603	1,688	836	2,653	376
低圧 (動力)	基本料金	215	98	62	228	24
	電力量料金	212	100	63	221	31
	定額料金	0	0	0	1	0
	小計	427	199	125	451	55
高圧	基本料金※	995	402	237	532	65
	電力量料金	1,141	480	249	821	133
	小計	2,136	882	486	1,353	198
特別高圧	基本料金※	490	217	60	239	14
	電力量料金	518	181	62	307	48
	小計	1,008	399	122	547	62
近接性評価割引額等		▲ 20	▲ 14	▲ 9	▲ 29	▲ 1
合計		7,154	3,153	1,560	4,975	691
収入の見通し (億円/年)		7,154	3,153	1,560	4,975	691

※ 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

【参考】基本料金による回収比率※¹について

<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	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%

<②現行※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	28.0%	20.6%	25.3%	22.1%	24.3%	12.3%	9.7%	13.1%	23.6%	12.8%
高圧	46.1%	46.3%	43.7%	35.9%	49.1%	41.5%	42.2%	46.3%	37.2%	27.8%
特別高圧	45.4%	39.8%	41.5%	39.4%	46.1%	46.1%	51.7%	49.0%	38.3%	18.5%

<①－②増減>

	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	+2.2%	+3.4%	+2.5%	+2.0%	+4.3%	+3.1%	+4.7%	+3.9%	+2.9%	+0.2%
高圧	+3.9%	+1.2%	+6.0%	+2.0%	+3.7%	+5.2%	+3.6%	+2.9%	+2.1%	+4.9%
特別高圧	+5.0%	+6.3%	+9.0%	+6.7%	+4.3%	+2.8%	+3.4%	+0.8%	+5.5%	+4.4%

※¹ 想定料金収入（近接性評価割引等控除後）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一般送配電事業託送供給等約款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 現行の基本料金による回収比率の想定料金収入（分母）の前提について以下の違いがある。

北海道・北陸・四国：現行の託送供給等約款に記載の料金単価に第1規制期間の想定需要を乗じて算出した想定料金収入（現行収入）

東北・東京・中部・関西・中国・九州・沖縄：前回改定時（沖縄を除く6社は2020年10月、沖縄は2016年4月）の想定料金収入

なお、第31回料金制度専門会合資料3－10に記載の沖縄電力における「基本料金による回収割合」は、同会合資料3のP22における「基本料金回収率」と同様、近接性評価割引相当額や電源開発促進税等を考慮した金額に乗じる割合となっているため、上記と一致しない。

1. 費用配賦の前提となる需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (1) 需要や最大電力等の各需要種別の算定について
 - (2) 固定費の配分比率について
2. 3 需要種別（特別高圧・高圧・低圧）への配分までの各整理段階における費用配分の適切性について
3. 料金メニュー設定の妥当性について
 - (1) 料金メニュー別の想定需要の算定について
 - (2) 収入の見通しを上回らないことの確認について
4. **審査結果について**

4. 審査結果について

- 各一般送配電事業者より、2022年12月27日付けで経済産業大臣あてに電気事業法第十八条第一項に基づく認可申請がなされた「託送供給等約款」のうち①費用配賦、②費用配賦を踏まえたレートメイク（料金メニュー及び料金単価設定）について、各社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。

資源エネルギー庁他の審議会で決定された事項を踏まえた一般規程の変更事項

1. 主な申請内容

- (1) 発電事業に蓄電池の放電を含むための規定の変更
- (2) N-1 電制に係る費用負担に係る規定の追加
- (3) インバランス料金の未収リスクに係る保証金請求に係る規定の追加
- (4) 損失率の定期変更
- (5) ピークシフト割引等の変更
- (6) 系統連系技術要件（約款別冊）の変更

2. 申請内容の概要**(1) 発電事業に蓄電池の放電を含むための規定の変更**

①変更内容

発電設備に蓄電池を含むこと及び蓄電池の放電について明記する。

②理由

「安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律案」が閣議決定（2022年3月1日）され、2023年4月1日より、電気事業法上、大型の蓄電池から放電する事業が発電事業に位置づけられるため。

(2) N-1 電制^{*}に係る費用負担に係る規定の追加

①変更内容

N-1 電制の実施に必要な電制装置の設置費用、オペレーション費用（うち代替電源調達費用と再起動費用）について、一般送配電事業者から発電契約者に支払う旨を追加する。

②理由

第 37 回総合資源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（2021年11月30日）において、N-1 電制の本格適用にむけて、初期費用及びオペレーション費用について、一般送配電事業者の負担とすることに整理がされたため。

^{*}緊急時用に確保されている送電線を、事故時に瞬時に発電遮断することを前提に平常時も活用する仕組み。緊急時用の容量を活用することで、より多くの電源の接続が可能になる。

(3) インバランス料金の未収リスクに係る保証金請求に係る規定の追加

①変更内容

大規模なインバランスを発生させた契約者に対して、予想月額料金 3 カ月に相当する金額をこえない範囲で保証金を申し受けることができるよう変更する。

②理由

電力・ガス取引監視等委員会第 77 回制度設計専門会合（2022年9月26日開催）において、インバランス料金の大規模な未払い等を防止し、社会的負担の抑制を図る観点から、インバランス料金の未収リスクがある場合に、一般送配電事業者が保証金を求めることができる旨を約款に明記するよう整理がされたため。

(4) 損失率*の定期変更

①変更内容

電圧別の損失率を、2018年度から2020年度までの実績の平均値から、2019年度から2021年度までの実績の平均値に変更する。

②理由

電力・ガス取引監視等委員会第40回制度設計専門会合（2019年7月31日開催）において、過去3年分の実績損失率の平均値に、毎年変更すると整理がされたため。

※託送約款上の損失率とは、送電ロスを意味し、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をいう。

(5) ピークシフト割引等の変更

①変更内容

ピークシフト割引等について、軽負荷月（4月等）であれば、夜間の負荷移行だけでなく、昼間（8～16時）への負荷移行であっても対象となる変更をする。

②理由

第42回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ（2022年10月20日）において、再生可能エネルギーの出力抑制の低減に向けた取り組み案として、送配電網協議会から出力制御の蓋然性が高い時間帯への負荷移行にかかるピークシフト割引および自家発補給電力の特別措置の見直しの内容が紹介され、その内容について了承されたため。

(6) 系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の変更

①変更内容

- ・発電出力の抑制（太陽光、風力について、0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力の制限をかけられる対策）
- ・発電出力の遠隔制御（太陽光、風力に対し、発電出力のオンライン出力制御を可能とする）
- ・自動負荷制限・発電抑制（特別高圧の2MW以上の蓄電設備に対して、周波数低下時に充電の停止）等

②理由

第20回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ（2019年10月8日開催）において、再生可能エネルギーの大量導入に対応するグリッドコードの検討が電力広域的運営推進機関にタスクアウト（以下「グリッドコード検討会」という。）され、第10回グリッドコード検討会（2022年6月1日開催）にて、16件の技術要件について系統連系技術要件への反映内容が整理されたため。

以上

託送供給等約款の認可について(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) 発電事業に蓄電池の放電を含むための規定の変更
 - (2) N-1電制に係る費用負担に係る規定の追加
 - (3) インバランス料金の未収リスクに係る保証金請求に係る規定の追加
 - (4) 損失率の定期変更
 - (5) ピークシフト割引等の変更
 - (6) 系統連系技術要件(約款別冊)の変更

■ 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	<p>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。</p> <p>・2022年12月23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、問題ないことが料金制度専門会合で確認された。</p>
2	<p>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。</p> <p>今般の認可申請により変更される規定は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・(1)は、電気事業法上、大型の蓄電池から放電する事業が発電事業に位置づけられることに伴うものであること。 ・(2)は、N-1電制に係る初期費用やオペレーション費用について、一般送配電事業者の負担とするものであり、総合資源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において整理された内容を踏まえたものであること。 ・(3)は、契約者に大規模なインバランス料金の未収リスクにある場合等で、かつ必要性が認められる場合において、契約者が一般送配電事業者の求めに応じて保証金の支払義務を負うものであり、制度設計専門会合において整理された内容を踏まえて規定されたものであること。 ・(4)は、損失率を実績値に近づけるためのものであること。 ・(5)は、ピークシフト割引等の対象時間を拡大するものであること。 ・(6)は、発電者及び需要者の電気設備と送配電事業者の電力系統の連系に必要な技術要件を定めた系統連携技術要件を変更するものであり、その内容は電力広域的運営推進機関のグリッドコード検討会で整理された内容を踏まえたものであること。 <p>今般の認可申請において設定されている料金メニュー及び変更される規定については、託送供給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。</p>
3	<p>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。</p> <p>今般の認可申請により変更される(4)および(5)の規定は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・(4)は、損失率を実績値に近づけるためのものであること。 ・(5)は、ピークシフト割引等の対象時間を拡大するものであること。 <p>これらの変更は、いずれも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。</p>
4	<p>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。</p> <p>今般の認可申請により変更される(2)、(3)および(6)の規定は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・(2)は、N-1電制に係る初期費用やオペレーション費用について、一般送配電事業者の負担とするものであり、総合資源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において整理された内容を踏まえたものであること。 ・(3)は、契約者に大規模なインバランス料金の未収リスクにある場合等で、かつ必要性が認められる場合において、契約者が一般送配電事業者の求めに応じて保証金の支払義務を負うものであり、制度設計専門会合において整理された内容を踏まえたものであること。 ・(6)は、発電者及び需要者の電気設備と送配電事業者の電力系統の連系に必要な技術要件を定めた系統連携技術要件を変更するものであり、その内容は電力広域的運営推進機関のグリッドコード検討会で整理された内容を踏まえたものであること。 <p>これらの変更は、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。</p>
5	<p>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。</p> <p>今般の認可申請において設定されている料金メニュー及び変更される規定においては、事業者の電気の使用形態(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。</p>
6	<p>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。</p> <p>今般の認可申請において設定されている料金メニュー及び変更される規定については、公共の利益の増進に支障がないと認められる。</p>

■ 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。