

書面開催資料

令和6年1月4日

電力・ガス取引監視等委員会事務局

ネットワーク事業監視課

託送供給等約款の変更認可申請に係る補正について（沖縄電力株式会社）

（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、各一般送配電事業者による託送供給等約款の変更認可申請（以下「申請」という。）のうち、沖縄電力株式会社（以下「沖縄電力」という。）の申請書類において不備が発見されたため、まずは沖縄電力において補正を行うことが適切である旨、同22日付けで大臣に意見の一次回答を行った。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、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た。

今般、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ところ、本日は、提出された書類の内容を御確認いただくとともに、補正内容を踏まえて本委員会及び料金制度専門会合において審査を厳格に行うことにつき、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。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で審査を開始したところ、同20日の第51回料金制度専門会合及び同22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会において、沖縄電力の申請書類について以下の不備があったことが確認された。

【沖縄電力の申請書類の不備内容】

（※具体的な不備の箇所は、【別添1：第51回料金制度専門会合 資料3（抜粋）】参照）

- (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

このため、本委員会は、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旨、同22日付けで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て申請内容の補正の求めがなされた。

これを踏まえ、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、今般、同26日付けで大臣から【別添3：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

【について】のとおり、本委員会に当該補正に係る意見の求めがあった。

2. 沖縄電力の申請に係る補正の内容

今般沖縄電力が提出した補正の書類においては、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を確認した。

【沖縄電力による補正の内容】

(※具体的な補正の内容は、【別添2：沖縄電力株式会社が提出した託送供給等約款の変更認可申請に係る補正の内容】参照)

- (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・変電塔を対象から除外
- (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
- (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

3. 今後の見通し

沖縄電力より2023年12月25日付けで大臣に提出され、大臣から本委員会に意見の求めがあった申請に係る補正の書類については、料金制度専門会合に報告を行い、補正の内容を踏まえて審査を厳格に実施いただく。その後、料金制度専門会合より、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）についての審査結果に係る報告がなされた場合には、当該報告内容を踏まえつつ、審査を厳格に実施する。

その後、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、同22日の第481回電力・ガス取引監視等委員会において御審査いただいた④その他の変更内容を含む申請の内容全体についての意見をまとめ、大臣に回答することとしたい。

なお、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。

託送供給等約款の変更認可申請について

第51回 料金制度専門会合
事務局提出資料

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。

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（不備の詳細：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・変電塔が含まれていた。

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「B-2」に記載の配電塔及び変電塔（計8箇所）は、**割引対象外**とされている。
 ～久松配電塔、石垣配電塔、登野城配電塔、名蔵配電塔、竹富配電塔、小浜配電塔、上原配電塔、伊原間変電塔
 ※配電塔・変電塔は、電力需要の少ない地域に設置される小規模な変電所。

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（不備の詳細：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（口数等の諸元は不変の前提で申請がなされている）と異なる値が記入されている。

現行の約款内容

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	58,044	678	315	3,010,512	83,999	2,935,250
低圧需要	833	220,639	681	599	3,867,448	12,332,382	3,631,532
合計	1,760	278,683	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 kWh、高圧需要 14,676,248 kWh、低圧需要 18,157,665 kWh。

変更認可申請内容

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 kWh、高圧需要 14,676,248 kWh、低圧需要 18,157,665 kWh。

低圧需要口数の下2桁の数字が逆転

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（不備の詳細：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、単位の設定相違により、本来の1,000倍の値が記入されている。

現行の約款内容

様式第8（第25条関連）

送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

単位：10の3乗kWh

（単位：千円）

需 要 種 別	固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量 (10 ³ kWh)	単価 (円/kWh)	想定料金 収 入
特 別 高 圧 需 要	10,828,586	19,844,813	106,230	30,779,629	7,310,238	4.210	30,790,576
高 圧 需 要	57,492,101	40,615,067	709,087	98,816,255	14,676,248	6.733	98,793,309
低 圧 需 要	121,160,271	51,978,235	42,598,771	215,737,277	18,157,665	11.881	215,676,248

（記載注意）

様式第3の注1及び2と同様とすること。

変更認可申請内容

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。

**沖縄電力株式会社が提出した
託送供給等約款の変更認可申請に係る
補正の内容**

【参考】本委員会及び料金制度専門会合において指摘した不備の内容

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－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

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>

2023年12月25日付け補正

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－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。

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。

沖電送送企発第14号
令和5年12月25日

経済産業大臣 齋藤 健 殿

沖縄県浦添市牧港五丁目2番1号
沖縄電力株式会社
代表取締役社長 本永 浩之
社長執行役員

託送供給等約款変更認可申請書の補正について

託送供給等約款変更認可申請（令和5年12月1日）にあたって提出した下記の書類を補正いたします。

記

補正事項

1. 託送供給等約款変更認可申請書（令和5年12月1日付け沖電送送企発第12号）別冊のとおりであります。

以上

別冊

託送供給等約款変更認可申請補正書

令和5年12月25日

沖縄電力株式会社

託 送 供 給 等 約 款

令和6年4月1日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目 次

I 総 則	1
1 適 用	1
2 託送供給等約款の認可および変更	2
3 定 義	2
4 代表契約者の選任	8
5 託送供給等に関する取扱い	9
6 単位および端数処理	9
7 実 施 細 目	10
II 契約の申込み	11
8 契 約 の 要 件	11
9 検討および契約の申込み	15
10 契約の成立および契約期間	23
11 託送供給等の開始	25
12 供給準備その他必要な手続きのための協力	25
13 電気方式、電圧および周波数	25
14 発電場所および需要場所	27
15 供給および契約の単位	30
16 承 諾 の 限 界	33
17 契 約 書 の 作 成	33
III 料 金	35
18 料 金	35
19 接続送電サービス	36
20 臨時接続送電サービス	62
21 予備送電サービス	71
22 系統連系受電サービス	73
23 発電量調整受電計画差対応電力	78
24 接続対象計画差対応電力	79
25 需要抑制量調整受電計画差対応電力	80
26 給電指令時補給電力	81
IV 料金の算定および支払い	84
27 料金の適用開始の時期	84
28 検 針 日	84

29	料金の算定期間	85
30	計 量	87
31	電力および電力量の算定	88
32	損 失 率	106
33	料 金 の 算 定	107
34	支払義務の発生および支払期日	110
35	料金その他の支払方法	113
36	保 証 金	116
37	連 帯 責 任	118
V	供 給	120
38	託送供給等の実施	120
39	給電指令の実施等	123
40	適正契約の保持等	128
41	契 約 超 過 金	129
42	力 率 の 保 持	131
43	発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	132
44	託送供給等にもなう協力	133
45	託送供給等の停止	134
46	託送供給等の停止の解除	135
47	託送供給等の停止期間中の料金	136
48	違 約 金	136
49	損害賠償の免責	136
50	設 備 の 賠 償	137
VI	契約の変更および終了	138
51	契 約 の 変 更	138
52	名 義 の 変 更	140
53	契 約 の 廃 止	140
54	供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の 精算	142
55	解 約 等	146
56	契約消滅後の債権債務関係	148
VII	受電方法および供給方法ならびに工事	150
57	受電地点, 供給地点および施設	150
58	架 空 引 込 線	152

59	地 中 引 込 線	153
60	連 接 引 込 線 等	154
61	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	155
62	引 込 線 の 接 続	155
63	計量器等の取付け	156
64	通信設備等の施設	157
65	専 用 供 給 設 備	157
VIII	工 事 費 の 負 担	160
66	受電地点への供給設備の工事費負担金	160
67	受電用計量器等の工事費負担金	164
68	会社間連系設備の工事費負担金	165
69	供給地点への供給設備の工事費負担金	165
70	工事費負担金の申受けおよび精算	173
71	供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の 申受け	175
72	臨 時 工 事 費	176
73	工事費等に関する契約書の作成	177
IX	保 安	178
74	保 安 の 責 任	178
75	保安等に対する発電者および需要者の協力	178
76	調 査	179
77	調 査 等 の 委 託	179
78	調査に対する需要者の協力	179
79	検査または工事の受託	180
80	自家用電気工作物	180
附 則		181
別 表		245

I 総 則

1 適 用

当社が、当社以外の小売電気事業、特定送配電事業もしくは電気事業法第2条第1項第5号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第2条第1項第7号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は、この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお、この約款において託送供給および電力量調整供給とは、次のものをいいます。

(1) 託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ 接 続 供 給

当社が契約者から受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の当社の供給区域（沖縄県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において、契約者の小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ 振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、契約者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ 発 電 量 調 整 供 給

当社が発電契約者から、当社が行なう託送供給に係る小売電気事業、特定

送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、発電契約者に、発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ 需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から、特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気、電気事業法施行規則第1条第2項第7号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、需要抑制契約者に、需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2 託送供給等約款の認可および変更

- (1) この約款は、電気事業法第18条第1項の規定にもとづき、経済産業大臣の認可を受けたものです。
- (2) 当社は、経済産業大臣の認可を受け、または経済産業大臣に届け出て、この約款を変更することがあります。この場合には、料金および必要となるその他の供給条件は、変更後の託送供給等約款によります。

3 定 義

次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者、特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいい

ます。

(4) 発 電 者

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低 圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高 圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特 別 高 圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会 社 間 連 系 点

配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし、他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし、会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で、受電地点において、当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において、当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で、受電地点において、当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において、当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

(24) 接 続 対 象 電 力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で、受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベー ス ラ イ ン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値（発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものといえます。）をいいます。

(36) 同時最大受電電力

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。

(37) 最大連系電力等

低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で受電する場合は、30分ごとの連系電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(38) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(39) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電

力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電 灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動 力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定 期 検 査

電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。

(48) 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令す

ることをいいます。

(50) 昼 間 時 間

毎日午前9時から午後11時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(51) 夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

(52) 貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(53) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年1月1日から3月31日までの期間、2月1日から4月30日までの期間、3月1日から5月31日までの期間、4月1日から6月30日までの期間、5月1日から7月31日までの期間、6月1日から8月31日までの期間、7月1日から9月30日までの期間、8月1日から10月31日までの期間、9月1日から11月30日までの期間、10月1日から12月31日までの期間、11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。

4 代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合、当該接続供給契約においては1 需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に

対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

5 託送供給等に関する取扱い

当社は、とくに必要となる場合を除き、当社の専用窓口を通じて、この約款の実施取扱いをいたします。この場合、当社は、託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については、託送供給、電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6 単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。

- (1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は、1ワットまたは1ボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。
- (2) 発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、同時最大受電電力、最大連系電力等、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、1キロワットとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

イ 低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは、契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を1キロワットといたします。

- (3) 発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電

電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

- (4) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。
- (5) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7 実 施 細 目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ 契約の申込み

8 契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ 小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ 接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ 振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがたが、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしがたうこと。

ヘ 契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト 需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業、特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し、または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ 契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約

者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第2条第5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。

リ 契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。

(イ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ロ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ハ) 需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがたが、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしがたうこと。

ホ 発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。

へ 発電契約者が、原則として、18（料金）（3）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を、34（支払義務の発生および支払期日）（4）に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

ト 発電契約者が、35（料金その他の支払方法）（3）ロの場合を除き、18（料金）（3）に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。

チ 発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。

リ 当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。

ヌ 発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ただし、当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については、ホ、へ、ト、チおよびリの要件を除きます。

なお、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。

(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ 新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。

ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。

ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気

設備に関する技術基準，その他の法令等にしがたが，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は，発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ 発電者が，原則として，18（料金）（3）に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

ヘ 発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。

ただし，発電契約者と同一の者である発電者については，イおよびホの要件を除きます。

（4）需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ 需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

（イ） 需要者に対して，次の a および b の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

a 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

b 需要抑制の実施頻度および時期

（ロ）（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

（ハ） 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

（ニ） 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

（ホ） 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需

要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ 需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が30（計量）（3）に該当しないこと。

ホ 需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

9 検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合、発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

（1）受電側接続検討の申込み

イ 当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧また

は特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。)するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討(以下「受電側接続検討」といいます。)をいたします。

なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。

ロ 契約者または発電契約者は、接続供給契約(受電地点が会社間連系点の場合に限ります。)もしくは振替供給契約(受電地点が会社間連系点の場合に限ります。)または発電量調整供給契約(発電者から電気を受電する場合に限ります。)の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(イ) 接続供給の場合

- a 契約者の名称
- b 代表契約者の名称(契約者が複数の場合に限ります。)
- c 当該接続供給に必要なとなる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
- d 接続受電電力の最大値および最小値
- e 接続供給の開始希望日

(ロ) 振替供給の場合

- a 契約者の名称
- b 当該振替供給に必要なとなる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
- c 振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
- d 供給地点
- e 振替供給の開始希望日

(ハ) 発電量調整供給の場合

- a 発電契約者の名称
- b 発電者の名称、発電場所および受電地点

- c 発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
- d 発電量調整受電電力の最大値および最小値
- e 受電地点における受電電圧
- f 発電場所における負荷設備および受電設備
- g 発電量調整供給の開始希望日
- h 発電量調整供給の希望契約期間

ハ 検討期間および調査料

(イ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ロ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。

- a 検討を要しない場合
- b 受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにとまなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ 当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の可否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ 契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ) 需要者の名称, 用途, 需要場所 (供給地点特定番号を含みます。) およ
び供給地点

(ロ) 契 約 電 力

(ハ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ニ) 負荷設備または主開閉器

(ホ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ 負荷設備または契約電力については, 1 年間を通じての最大の負荷を基
準として, 契約者から申し出ていただきます。この場合, 1 年間を通じて
の最大の負荷を確認するため, 必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1
年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきま
す。

ニ 当社は, 原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討
結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ 当社は, 需要抑制契約者が希望される場合に, 特定卸供給の用に供する
電気を受電するにあたり, 工事の可否および工事が必要な場合の当該工事
の種別についての検討 (以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。)
をいたします。

ロ 需要抑制契約者は, 次の事項を明らかにして, 当社所定の様式により,
需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合, 需
要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書 (当社所定の様式により
ます。) をあわせて提出していただくことがあります。

(イ) 需要抑制契約者の名称

(ロ) 需要者の名称, 需要場所 (供給地点特定番号を含みます。)

(ハ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ 当社は, 原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以
内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は, (1) ロ (イ) または (ロ) の事項およびイまたはロの事項を, 発電契約

者は、(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、8（契約の要件）(2)ホに定める要件を満たすことを証明する文書および8（契約の要件）(2)ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者が系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該文書および承諾書の提出を不要と判断するときは、当該文書および承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）

を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、(1)の申込みに対する当社の回答日から1年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第2項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ 接続供給の場合

- (イ) 需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
- (ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧
- (ハ) 需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等
- (ニ) 契 約 電 力
- (ホ) 契 約 受 電 電 力
- (ヘ) 希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
- (ト) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
- (チ) 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
- (リ) 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
- (ヌ) 連 絡 体 制
- (ル) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間
なお、負荷設備および契約電力については、1年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、1年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以

降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ 振替供給の場合

(イ) 連絡体制

(ロ) 当社が小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号

(ロ) 契約受電電力および同時最大受電電力

(ハ) 発電量調整受電計画電力

(ニ) 電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ホ) 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヘ) 連絡体制

ニ 需要抑制量調整供給の場合

(イ) 需要抑制契約者の名称

(ロ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ハ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ニ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ホ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ヘ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ト) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電

計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）

(14) イまたはロ

(チ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称
および調達量の計画値

(リ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称
および販売量の計画値

(ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル) 連 絡 体 制

なお、需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は、接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について、(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また、当社は、受給契約等にもとづく会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）の利用に係る事項について、当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合、当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、契約者に係る基本契約の契約期間は、契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は、受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について、当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出に

ともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、発電契約者に係る基本契約の契約期間は、発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、発電契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

- (7) 当社は、受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について、当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は、需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

- (1) 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、系統連系受電契約は、系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は、需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、それぞれ成立いたします。

- (2) 契約期間は、次によります。

イ 接続供給の場合

(イ) 契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ 発電量調整供給の場合

(イ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。

ハ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は、振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11 託送供給等の開始

- (1) 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
- (2) 当社は、天候、用地交渉、停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって、あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ、託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12 供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者は、当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13 電気方式、電圧および周波数

- (1) 受電電気方式は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相2線式、交流単相3線式 または交流3相3線式
	高圧または特別 高圧	交流3相3線式

- (2) 供給電気方式は、供給電圧および接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。
- (3) 受電電圧は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、原則として、受電地点（1建物内の2以上の発電場所から共同引込線〔2以上の発電場所ま

たは需要場所に対して1引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による1引込みで電気を受電する場合の受電地点は、発電場所ごとに異なる地点とみなします。)における契約受電電力(発電場所における発電設備等,受電設備および負荷設備等を基準として,発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。)に応じて,次のとおりいたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧 6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上	標準電圧 20,000 ボルトまたは 60,000 ボルト

- (4) 供給電圧は,会社間連系点を供給地点とする場合を除き,接続送電サービス,臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて,Ⅲ(料金)の各項に定めるところによります。

ただし,接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合(契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。)は,別表1(契約設備電力の算定)により定めた供給地点(1建物内の2以上の需要場所に共同引込線による1引込みで電気を供給する場合の供給地点は,需要場所ごとに異なる地点とみなします。)における契約設備電力に応じて次のとおりいたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧 6,000 ボルト

なお,1需要場所において,電灯標準接続送電サービス,電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス,動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合,契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし,契約設備電

力の合計が50キロワット以上となる際の供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは、契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても、標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に、供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で、受電または供給することがあります。

(6) 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

(1) 当社は、原則として、1構内をなすものは1構内を1発電場所または1需要場所とし、これによりがたい場合には、イおよびロによります。

なお、1構内をなすものとは、さく、へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって、原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし、複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は、正当な理由がない限り、1構内をなすものとみなします。

イ 当社は、1建物をなすものは1建物を1発電場所または1需要場所とし、これによりがたい場合には、ロによります。

なお、1建物をなすものとは、独立した1建物をいいます。ただし、複数の建物であっても、それぞれが地上または地下において連結され、かつ、各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は、1建物をなすものとみなします。また、看板灯、庭園灯、門灯等建物に付属した屋外電灯は、建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には、次によります。

(イ) 居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で、次のいずれにも該当するときは、各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。

- a 各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。
- b 各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。
- c 各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ) 居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で、各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され、かつ、共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは、各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。

(ハ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は、(ロ)に準ずるものいたします。ただし、アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は、居住用部分に限り(イ)に準ずるものいたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で、それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは、(1)にかかわらず、その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において、街路灯等が設置されている場合は、その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。

(4) (1)に定める1構内、(1)イに定める1建物、(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）

において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、(1)、(2)または(3)にかかわらず、特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。

イ 次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(イ) 非特例区域等について、(1)、(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため、43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ 特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適當でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15 供給および契約の単位

(1) 当社は、次の場合を除き、1 需要場所について1 接続送電サービスまたは1 臨時接続送電サービスを適用し、1 電気方式、1 引込みおよび1 計量をもって託送供給を行ない、1 発電場所について1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力供給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し、1 電気方式、1 引込みおよび1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ 1 需要場所につき、(イ)および(ロ)の2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の1 臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1 接続送電サービス（ロの場合は、2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(イ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1 臨時接続送電サービス

(ロ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1 臨時接続送電サービス

(ハ) 高圧臨時接続送電サービス

(ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ 電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の2 接続送電サービスをあわせて契約する場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1 接続送電サービス

(ロ) 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1 接続送電サービス

ハ 共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ 災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その

他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。

へ その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

- (2) 接続供給の場合、当社は、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について、1 接続供給契約を結び、1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合、それぞれの需要場所は原則として1 接続供給契約に属するものとし、また、当社は、原則として、1 契約者に対して1 接続供給契約を結びます。

なお、電気鉄道の場合で、負荷が移動するために同一送電系統に属する2以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは、その料金その他の供給条件について複数供給地点を1 供給地点とみなすことがあります。

- (3) 振替供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は、同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものいたします。）および1 供給地点（配電事業者との接続供給契約ごとに1 供給地点とみなします。）について、1 振替供給契約を結びます。

- (4) 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて、1 発電量調整供給契約を結びます。また、当社は、当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、1 系統連系受電契約を結びます。

なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として1 発電バランシンググループに属するものいたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごと

に発電バランシンググループを設定していただきます。

また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。

イ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で、インバランスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものいたします。

ハ 当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、1発電量調整供給契約に属するものいたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要

場所および需要抑制バランシンググループについて、1 需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1 需要抑制バランシンググループに属するものいたします。

また、需要抑制契約者が1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものいたします。

16 承諾の限界

当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情ならびに料金、この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕）といたします。）および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契約書の作成

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との間で、原則として託

送供給または電力量調整供給の開始前に、託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について、契約書を作成いたします。

Ⅲ 料 金

18 料 金

料金は、次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ 契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ 日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)、(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合、当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は、応当日

(ニ) 28（検針日）(5)の場合は、実際に検針を行なった日

(ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

(ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合は、電力量または最大需要電

力等が協議によって定められた日

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は、23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 発電者に係る料金

イ 発電者に係る料金は、ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。

ロ 系統連系受電サービス料金は、22（系統連系受電サービス）によって、(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 28（検針日）(5)の場合、実際に検針を行なった日

(ハ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合、消滅日（特別の事情があり、その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

(ニ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合、電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日

ただし、その1月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。

(4) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19 接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力

電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その1月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a 新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b 需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c 需要場所における受電設備を減少される場合等で，1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含

む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された日以降12月の期間で、その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。

- (ロ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときに接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

- (ハ) (イ)の適用後1年に満たない場合は、(ロ)を適用いたしません。また、(ロ)の適用後1年に満たない場合は、(イ)を適用いたしません。
- (ニ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。）、負荷設備または受電設備を変更される場合は、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。
- ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適当と認められるときは、使用開始の日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には、あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ(イ)によって定めます。

ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電 灯 料 金

i 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといた

します。

10 ワットまでの 1 灯につき	48 円 68 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	97 円 35 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	194 円 70 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	292 円 04 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	486 円 74 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	486 円 74 銭

ii ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	145 円 20 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	290 円 39 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	290 円 39 銭

e そ の 他

特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、(p) a (c), (ハ) a または(ニ) a にかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス(自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。)を適用することがあります。

(p) 電灯標準接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 契約負荷設備の総容量(入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表 7〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。)に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。

最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

(b) 1 需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)および(c)に該当し、かつ、1 需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まった

く電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

1 接続送電サービスにつき	304 円 58 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	11 円 54 銭

(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ロ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へ

によって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

1 接続送電サービスにつき	304 円 58 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	12 円 53 銭

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	10 円 46 銭

(二) 電灯従量接続送電サービス

a 適用範囲

(㍑) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	16円52銭

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b) 1需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)に該当し、かつ、1需要場所における(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、

当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	797 円 20 銭

ii (2) イ (ロ) により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	653 円 71 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	7 円 59 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

(ハ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1) イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1) ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別

表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）（1）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	797 円 20 銭

ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	653 円 71 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1キロワット時につき	8 円 23 銭

ii 夜間時間

1 キロワット時につき	6 円 90 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	20 円 66 銭

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ 高圧で供給する場合

(イ) 高圧標準接続送電サービス

a 適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによ

って算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額いたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額いたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	713 円 93 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	4 円 59 銭

(v) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボル

トといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。

また、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	713 円 93 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼 間 時 間

1キロワット時につき	5 円 02 銭

ii 夜 間 時 間

1キロワット時につき	4 円 14 銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回

る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	16 円 28 銭

ハ 特別高圧で供給する場合

(イ) 特別高圧標準接続送電サービス

a 適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流 3 相 3 線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。

また、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まった

く電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	472 円 49 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	3 円 32 銭

(v) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場

合は、力率割引または割増しをしたものいたします。

また、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は、1 月につき次のとおりいたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額いたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額いたします。

なお、その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	472 円 49 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼 間 時 間

1キロワット時につき	3 円 61 銭

ii 夜 間 時 間

1キロワット時につき	3 円 00 銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	11 円 07 銭

ニ 力率割引および割増し

高压または特別高压で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。

- (イ) 力率は、供給地点ごとに、その1月のうち毎日午前9時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、平均力率は、別表6（平均力率の算定）によるものといたします。

なお、まったく電気を使用しないその1月の力率は、85パーセントとみなします。

- (ロ) 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。

ホ その他

- (イ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。
- (ロ) 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高压時間帯別接続送電サービスまたは特別高压時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電サービス、高压標準接続送電サービスもしくは特別高压標準接続送電サービス（以下

「標準接続送電サービス」といいます。) または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス(以下「従量接続送電サービス」といいます。)を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ハ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ニ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故(停電による停止等を含みます。)により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし、事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ホ) 当社は、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) 1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果、1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、(3)によって算定された金額から、イによって算定された金額(以下「ピークシフト割引額」といいます。)を差し引いたものといたします。

イ ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし、まったく電気を使用しない場合(21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。)のピークシフト割引額は、半額

といたします。

$$\text{ピークシフト割引額} = \text{次に定める割引単価} \times \text{ハに定めるピークシフト電力}$$

ピークシフト電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	606 円 85 銭
	特別高圧で供給する場合	401 円 62 銭

ロ 昼間時間最大電力

1 年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1 年間を通じての昼間時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は、1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は、昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

ハ ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1 月につき次のとおり算定いたします。

なお、(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該

供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \frac{\text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力}}{\text{当該供給地点の昼間時間最大電力}} - \text{当該供給地点の昼間時間最大電力}$$

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不相当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ 1年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。

20 臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

契約使用期間が1年未満の場合において、小売電気事業、特定送配電事業

または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし、毎年、一定期間を限り、反復利用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力

電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、臨時接続送電サービス契約電力は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 臨時接続送電サービス契約電力は、契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次のaの係数を乗じてえた値の合計にbの係数を乗じてえた値といたします。ただし、電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は、その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき、その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合、その容量は別表3（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

a 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の2台の入力につき	100 パーセント
	次の2台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

b aによってえた値の合計のうち

最初の 6 キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90パーセント
次の 30 キロワットにつき	80パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70パーセント

(ロ) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表 3（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は、需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(イ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相 2 線式標準電圧200ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	4 円 29 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	8 円 59 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	8 円 59 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	85 円 90 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	85 円 90 銭

(ロ) 電灯臨時接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

また、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	109円74銭

d そ の 他

当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(二) 動力臨時接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として5キロワットをこえ、50キロワット未満であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本

料金は、半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ロ 高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基 本 料 金

基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)にお

いて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｂ 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ハ 特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基 本 料 金

基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）（3）ハ（イ）c（a）において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

b 電 力 量 料 金

電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）（3）ハ（イ）c（b）において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ 力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）（3）ニに準じて適用いたします。

ホ そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

(4) そ の 他

イ 当社は、原則として供給設備を常置いたしません。

ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で、契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは、臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

ただし、19（接続送電サービス）（4）は、適用いたしません。

21 予備送電サービス

(1) 適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で、19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備

電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ 予備送電サービス A

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ 予備送電サービス B

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は、受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値、供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし、受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし、契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で、契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときに予備送電サービス契約電力は、発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて、契約者または発電契約者と当社との協議により、受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は、原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、1月につき次のとおりといたします。

なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするた

めに修正したものといたします。

イ 予備送電サービスA

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	124 円 94 銭
	特別高圧で供給する場合	83 円 16 銭

ロ 予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	152 円 06 銭
	特別高圧で供給する場合	107 円 26 銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし、19（接続送電サービス）
(3)ニの力率割引および割増しの適用上、供給地点における予備送電サービス
によって使用した電気の電力量は、原則として19（接続送電サービス）によ
って使用した電気の電力量とみなします。

(5) そ の 他

イ 予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、そ
の端数は、切り捨てます。

ロ 受電地点の予備送電サービスは、他の発電量調整供給契約等と共用する
ことができます。

ハ 契約者または発電契約者が希望される場合は、受電地点または供給地点
ごとに予備送電サービスAと予備送電サービスBとをあわせて利用するこ
とができます。

ニ その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場
合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22 系統連系受電サービス

(1) 適 用 範 囲

当社以外の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。

(2) 系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランスンググループごとに定めます。

イ 発電場所が1発電バランスンググループに属している場合

(イ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。

(ロ) (イ)以外の場合

系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ロ 発電場所が複数の発電バランスンググループに属している場合

(イ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランスンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。

(ロ) (イ)以外の場合

発電バランスンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。

ハ イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

(イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット

(ロ) 電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）１,０００ワット

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）１,０００ボルトアンペア

(ニ) 附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力１キロワット

ただし，(ロ)または(ハ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は，最小位までといたします。

(3) 系統連系受電サービス料金

系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。

イ 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その１月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。

系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	69 円 95 銭

ロ 電力量料金

電力量料金は、その1月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	24 銭

ハ 系統設備効率化割引

系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引A」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引B」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに、次により算定いたします。

(イ) 適用

a 系統設備効率化割引A

受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表2「系統設備効率化割引の対象変電所等」(1)に定める割引区分A－1，A－2またはA－3に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b 系統設備効率化割引B

低圧または高圧で受電する場合で、連系変電所等が割引対象変電所等（別表2「系統設備効率化割引の対象変電所等」(1)に定める割引区分B－1またはB－2に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。

なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ロ) 系統設備効率化割引単価

系統設備効率化割引単価は、aの系統設備効率化割引A単価およびbの系統設備効率化割引B単価を合計した値といたします。

a 系統設備効率化割引A単価

系統設備効率化割引Aに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。

(a) 受電電圧が標準電圧60,000ボルトをこえる場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電課 金対象電力1キ ロワットにつき	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－1の場合	16 円 50 銭
	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－2の場合	4 円 26 銭
	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－3の場合	2 円 13 銭

(b) (a)以外の場合

	連系変電所等	単 価
系統連系受電課 金対象電力1キ ロワットにつき	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－1の場合	16 円 50 銭
	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－2の場合	8 円 51 銭
	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分A－3の場合	4 円 26 銭

b 系統設備効率化割引B単価

系統設備効率化割引Bに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。

	連系変電所等	単 価
系統連系受電課 金対象電力1キ ロワットにつき	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分B－1の場合	51 円 07 銭
	別表2（系統設備効率化 割引の対象変電所等）(1) の割引区分B－2の場合	26 円 19 銭

(ハ) 系統設備効率化割引額

系統設備効率化割引額は、(2)の系統連系受電課金対象電力に(㍑)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は、半額といたします。

ニ そ の 他

系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

23 発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適 用

発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(㍑) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の

規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。)を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

24 接続対象計画差対応電力

(1) 適用

39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえ

られる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

25 需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電

気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

26 給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31(電力および電力量の算定)(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

39(給電指令の実施等)(5)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31(電力および電力量の算定)(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を

加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものいたします。

IV 料金の算定および支払い

27 料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し、発電量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し、需要抑制量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28 検 針 日

検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

- (1) 検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。

なお、高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月1日といたします。

また、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、受電地点における検針日と供給地点における検針日は、原則として同一の日といたします。

- (2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は、検針に伺っ

た日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は、やむをえない事情のある場合には、(1)にかかわらず、当社があらかじめお知らせした日以外の日を検針を行なうことがあります。

(4) 当社は、次の場合には、(1)にかかわらず、各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお、当社は、ロの場合は、非常変災等の場合を除き、あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ 契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から、その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で、検針を行なったときは、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で、検針を行なわなかったときは、契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で、検針を行なわなかったときは、検針を行なわない月については、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29 料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「供給側検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ 当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期

間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ 定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ 当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月 1

日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の1日から消滅日の前日までの期間（ただし、特別の事情がある場合は、契約が消滅した日の属する月の1日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30 計 量

- (1) 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。

また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要な発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

- (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者および発電者にお知らせいたします。

なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じ

て行ないます。

- (3) 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された電力量の値を2倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。

また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電地点を消滅させる場合で、特別の事情があるときは、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、(4)の発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、

発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

- ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は、接続供給の場合で、(6)の接続受電電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は、30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は、(8)の接続供給電力量の値を2倍した値とし、供給地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は、供給地点ごとに、30分ごとに、供給地点で計量された電力量といたします。ただし、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスに係る接続供給電力量は、供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また、料金の算定期間の接続供給電力量は、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合で、特別の事情があるときは、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお、時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は、時間帯ごとに、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合で、特別の事情があるときは、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし、19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその1月の夜間時間帯の接続供給電力量は、その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は、(10)の接続対象電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。

1

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}}$$

ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。

(イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次の a または b によって算定された値

a 1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。

$$\left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right) - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

b 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって
算定された値の合計値

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。

1

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}}$$

(e) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値

ベースライン

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は、(12)の接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は、(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値

(イ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = 0$$

(ロ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を

差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left[\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right]$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 = 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left[\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right]$$

ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する電

気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行わない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし、需要抑制契約者が1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該複数の需要場所に対して1ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランスンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。

(イ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応補給電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{発電量調整受電} \\ \text{電力量} \end{array}$$

(ロ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応補給電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{発電量調整受電} \\ \text{電力量} \end{array}$$

a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b 39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施したとき。

c 39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a 39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応補給電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{発電量調整受電} \\ \text{電力量} \end{array}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、

39（給電指令の実施等）（2）ニによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{（給電指令の} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等）（2）ニに} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

b ファーム電源に対して、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕（2）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} \\ \text{差対応補給電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量

は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{ (給電指令の} & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等) (2)ホに} & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & \end{array}$$

- c ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

- (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & \\ \text{差対応補給電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} & \end{array}$$

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{ (給電指令の} & & \text{発電量調整} \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等) (2) ホに} & - & \text{受電電力量} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

d 39 (給電指令の実施等) (2) の場合の給電指令等および39 (給電指令の実施等) (2) ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39 (給電指令の実施等) (2) ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39 (給電指令の実施等) (2) ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39 (給電指令の実施等) (2) によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} \\ \text{差対応補給電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39 (給電指令の実施等) (2) ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

39 (給電指令の実施等) (2) ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39 (給電指令の実施等) (2) ホによる出力抑制対象電力量とし、39 (給電指令の実施等) (2) によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{ (給電指令の} & & \text{発電量調整} \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等) (2) ホに} & - & \text{受電電力量} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

e 39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（2）ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（2）ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

$$\begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応補給電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{発電量調整受電} \\ \text{電力量} \end{array}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）（2）ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）（2）ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & \text{39（給電指令の} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等）(2)ホに} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調} & & & & \text{39（給電指} & & \text{39（給電指} & & \text{発電量} \\ \text{整受電計} & & \text{発電量} & & \text{令の実施} & & \text{令の実施} & & \text{調整受} \\ \text{画差対応} & = & \text{調整受} & - & \text{等）(2)ニに} & - & \text{等）(2)ホに} & - & \text{電電力} \\ \text{補給電力} & & \text{電計画} & & \text{よる出力抑} & & \text{よる出力抑} & & \text{量} \\ \text{量} & & \text{電力量} & & \text{制対象電力} & & \text{制対象電力} & & \\ & & & & \text{量} & & \text{量} & & \end{array}$$

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランスンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、

(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$$

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。

$$\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$$

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算

定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(8)にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応補給電力量} \end{array} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(8)にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応余剰電力量} \end{array} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要

場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} - \text{ベースライン}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランスンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)ロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は、別表9（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で、計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、あらかじめ

契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で、検針を行なわなかったときの電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。

(27) 15（供給および契約の単位）(1)において、1 需要場所または1 発電場所につき、複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で、特別の事情があるときは、その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は、計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

(28) その他、電力量の算定を行なうために必要な事項については、あらかじめ契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量、最大連系電力等または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量、最大連系電力等または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、最大連系電力等または最大需要電力等といたします。ただし、その1月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30分ごとの電力量は、原則として、別表9（電力量の協定）(3)を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損 失 率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	6.4 パーセント
高圧で供給する場合	2.6 パーセント
特別高圧で供給する場合	0.6 パーセント

33 料 金 の 算 定

(1) 送電サービス料金，系統連系受電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1月」として算定いたします。

イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ 発電契約者が受電地点を新たに設定し，受電地点からの発電量調整供給を再開し，もしくは停止し，または受電地点を消滅させる場合

ニ 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力，契約受電電力，同時最大受電電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ホ 29（料金の算定期間）(1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ヘ 29（料金の算定期間）(1)ロの場合で供給側計量期間の日数がその供給側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ト 29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数がその受電側

検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、
5日を上回り、または下回るとき。

チ 29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数がその受電側
計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、
5日を上回り、または下回るとき。

(2) 当社は、(1)ロ、ハ、ニ、ホ、ヘ、トまたはチの場合は、基本料金、定額接
続送電サービスの料金、予備送電サービス料金、ピークシフト割引額および
系統設備効率化割引額について、次の式により日割計算をいたします。

イ 基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を
日割りする場合

$$1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ホ、ヘ、トまたはチに該当する場合は、

$$1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

$$1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$$

ただし、(1)ホ、ヘ、トまたはチに該当する場合は、

$$1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が
供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除
きます。

また、(1)ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更の
あった日から適用いたします。

(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には発電契約

者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。

また、(1)ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

- (5) 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間または受電側検針期間の日数は、次のとおりといたします。

イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合

供給地点または受電地点を新たに設定した日の直前のその供給地点または受電地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点または受電地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ 供給地点または受電地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者または発電契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

- (6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

- (7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は、(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、供給側計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、計量日といたします。

- (8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は、(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は、受電側計量期間の日数といたします。ただし、発電契約者が受

電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、計量日といたします。

- (9) 契約者が供給地点を新たに設定し、もしくは供給地点を消滅させる場合、または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。

イ 供給地点または受電地点を新たに設定した場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点または受電地点を新たに設定した日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ 供給地点または受電地点を消滅させる場合

その供給地点または受電地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる供給側検針期間または受電側検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

- (10) 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。

イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(2)イにより日割計算をいたします。

ロ 負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその1月から変更後の力率によります。

- (11) 供給地点への接続供給または受電地点における発電量調整供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(2)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給または発電量調整供給を停止した日を含み、接続供給または発電量調整供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給または発電量調整供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。

34 支払義務の発生および支払期日

- (1) 日程等別料金の支払義務は、18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。
- (2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は、18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。
- (3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第5営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に実際に検針を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
- (4) (1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
- イ 55（解約等）(1)により解約となった場合
- ロ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
- ハ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
- ニ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合
(5) 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

ロ 契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

なお，(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知いたします。

- (6) 当社は、(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35 料金その他の支払方法

- (1) 契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ 契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

- (2) 発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 発電契約者の料金については毎月、工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、発電契

約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ 発電契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 発電者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。

なお、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ 次の場合には、発電者の料金について、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。

(イ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

(ロ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。

(ハ) その他当社が必要と認めた場合

ハ 発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといたします。

(イ) イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ロ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電者がその金融機関に払い込まれたとき。

ニ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。

ホ 発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

ヘ この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。

(4) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ 需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。

ロ イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ 需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5) 当社の料金の支払方法は、次によります。

イ 当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。

ロ 料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ 当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36 保 証 金

(1) 契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(イ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ロ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、

接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不相当と認められ、40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。

(ハ) 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合

ロ 契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ニ 当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ 当社は、保証金について利息を付しません。

ヘ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、料金の支払いの延滞があった発電契約者、または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から、発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ハ 当社は、発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ 当社は、保証金について利息を付しません。

ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

(3) 発電者の場合は、次によります。

イ 当社は、料金の支払いの延滞があった発電者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から、系統連系受

電サービスの開始もしくは再開に先だって、または系統連系受電サービス継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ハ 当社は、系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。

ニ 当社は、保証金について利息を付しません。

ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

(4) 需要抑制契約者の場合は、次によります。

イ 当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。

ハ 当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ 当社は、保証金について利息を付しません。

ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

37 連 帯 責 任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合、接続対象計画差対応補給電力料金、給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送

電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものいたします。

V 供 給

38 託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。

(イ) 契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにさせていただきます。

(ロ) 契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにさせていただきます。

ロ 契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不相当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ 原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ 契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ヘ 当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ロ 契約者がイで通知した計画を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ハ 当社は、系統運用上の制約その他によって、契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。

(イ) 発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ) 発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ 発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不相当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ 原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ 発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ 発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、ロの発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには、あらかじめ定めた発電場所について、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにしていただきます。

- (イ) 需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
- (ロ) 需要抑制契約者は、需要抑制量調整受電電力量を、30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
- ロ 需要抑制契約者は、需要抑制量調整供給の実施に先だち、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、需要抑制契約者が通知した需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインが不相当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。
- ハ 原則として、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。
- ニ 需要抑制契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。
- ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
- ヘ 需要抑制契約者は、需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は、需要者と協議のうえ、ロの需要抑制計画の通知にあわせて、需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
- ト 需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

39 給電指令の実施等

(1) 当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ 当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合

ロ 当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合

ハ 振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。

ニ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、当社の供給区域における最上位電圧の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ホ イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ その他電気の需給上または保安上必要がある場合

- (3) 当社は、低圧で受電または供給する場合で、(2)イ、ロ、ニ、ホまたはへ有的时候には、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし、緊急やむをえない場合は、この限りではありません。

- (4) 当社は、接続供給において、受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにもなう場合に限ります。）は、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該振替供給等の中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

- (5) 当社は、発電量調整供給において、(2)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

- (6) 当社は、(2)イ、ロ、ニ、ホ、へまたは(3)によって、発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合、(2)ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当

社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または(2)への場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは、その部分については割引いたしません。

イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。

(イ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。

ロ 高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で受電する場合

(イ) 割引の対象

当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

(算 式)

a 発電量調整受電電力を制限した場合

$$H' = H \times (D - d) / D$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

D = 当該受電地点の同時最大受電電力

d = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値

b 発電量調整受電電力量を制限した場合

$$H' = H \times (A - B) / A$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

A = 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量

B = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量

c 発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については、aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が発電者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。

(8) 当社は、(2)または(3)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。

(9) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。

(10) 当社は、(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「N－1電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、N－1電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、N－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がN－1電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

40 適正契約の保持等

- (1) 当社は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。
- (2) 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には、その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。
- (3) 当社は、31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状

態が不適當と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適當と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

41 契約超過金

- (1) 契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその1月の力率により割引または割増ししたもの（ただし、予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過電力とは、その1月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

- (2) 発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランスンググループごとに定めます。

イ 発電場所が1発電バランスンググループに属している場合

- (イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

その1月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。

- (ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

その1月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

- ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合

- (イ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

- (ロ) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

- ハ イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。

- (イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット

- (ロ) 電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表7〔契約負荷設備の総容量の算定〕

によって総容量を定めます。) 1,000ワット

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量(入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。) 1,000ボルトアンペア

(ニ) 附則3(揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置)の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット

ただし、(ロ)または(ハ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は、最小位までといたします。

(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については、次のとおりといたします。

イ 契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金(該当する日程等別料金がない場合は、供給側料金算定日が直後の日程等別料金といたします。)の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ 発電者の場合

同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金(該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。)の支払期日までに、原則として、その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。

42 力 率 の 保 持

(1) 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として、電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨

時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上、その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ 当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお、この場合の当該供給地点の1月の力率は、必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査

- (2) 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務
- (3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認
- (4) 計量器の検針または計量値の確認
- (5) 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または55（解約等）により必要な処置
- (6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

44 託送供給等にもなう協力

- (1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。
 - イ 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
 - ロ 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
 - ハ 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
 - ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合
 - ホ その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合
- (2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお、この場合の料金その他の連系条件は、別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

45 託送供給等の停止

(1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ 契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ 発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与えた場合

ハ 62（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ 契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、電気を使用または発電もしくは放電された場合

ハ 契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ 43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ 44（託送供給等にもなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者、発電契約者または発電者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または発電者にその改善を求めた場合で、40(適正契約の保持等)に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ 接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ 臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ 予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

ホ 接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合(19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限り。)

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には、当社は、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また、停止のための適当な処置を行なう場合には、その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

46 託送供給等の停止の解除

45(託送供給等の停止)によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者または需要者がその理由となった事実を

解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47 託送供給等の停止期間中の料金

45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

48 違 約 金

(1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の3倍に相当する金額を、違約金として託送供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から、系統連系受電契約については発電者から申し受けます。

イ 1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ 45（託送供給等の停止）(2)ロ、ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は、6月以内に当社が決定した期間といたします。

49 損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理

由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

50 設 備 の 賠 償

契約者、発電契約者、発電者または需要者が故意または過失によって、発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物、電気機器その他の設備を損傷し、または亡失した場合は、その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に、発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

VI 契約の変更および終了

51 契約の変更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものいたします。

イ 契約者または発電契約者は，あらかじめ契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。
この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者が申し出た契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力の減少希望日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための適当な処置を行いません。

ロ 契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力は，次の場合を除き，契約者または発電契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(イ) 当社が契約者または発電契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力が減少したものといたします。

(ロ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により

契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものいたします。

- (3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりいたします。

イ 需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だつて行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の2暦日前から起算して8営業日前の日の1暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の2暦日前から起算して1営業日前の日の1暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ 需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だつて行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の2暦日前から起算して8営業日前の日の1暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の2暦日前から起算して1営業日前の日の1暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

52 名義の変更

合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者、発電契約者または発電者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約、当該発電量調整供給契約または系統連系受電契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。

53 契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合、発電者が系統連系受電契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量

調整供給契約を廃止しようとする場合は、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず、発電契約者または発電者から、発電設備等の検査、補修、休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は、正当な理由がない限り、(1)にかかわらず、発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3) 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は、55（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続

供給契約に限ります。)が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (5) 需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

54 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

- (1) 次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。

なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

(イ) 低圧で供給する場合

- a 契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(Ⅱ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(Ⅱ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受

けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また、当社は、契約者が19（接続送電サービス）（3）イ（㍑）a（a）により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、19（接続送電サービス）（3）イ（㍑）a（a）により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

- b 契約者が19（接続送電サービス）（3）イ（㍑）a（a）により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される19（接続送電サービス）（3）イ（㍑）a（a）により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また、当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）（3）イ（㍑）a（a）により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、19（接続送電サ

ービス) (3)イ(㍑) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c 当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、a およびbにかかわらず精算いたしません。

d 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、a、bおよびcに準ずるものといたします。

(㍑) 高圧または特別高圧で供給する場合

a 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72(臨時工事費)の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、72(臨時工事費)の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービ

ス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

- (ハ) 19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が、需要場所における受電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする場合は、(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ 発電量調整供給の場合

- (イ) 発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
- (ロ) 発電契約者が契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
- (2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され、利用

されてからの期間が1年以上になる場合には、1年以上利用される契約電力等に見合う部分については、(1)にかかわらず精算いたしません。

なお、接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明らかになった場合には、明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は、(1)にかかわらず精算いたしません。

55 解 約 等

(1) 当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また、契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ロ) 発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金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なお引き渡されないとき。

(ハ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整

供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ニ) 料金以外の債務を支払われない場合

(ホ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ 契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者、発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ) 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ハ) 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ニ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不相当と認められるとき。

(ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

(ト) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給

を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (3) 発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であっても、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。

なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で、発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。

56 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、

振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事

57 受電地点，供給地点および施設

(1) 受 電 地 点

イ 電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電氣的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ 受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(イ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ロ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ハ) 1建物内の2以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ニ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ホ) その他特別の事情がある場合

(2) 供 給 地 点

イ 接続供給の場合

(イ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ロ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a 山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将

来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

- b 当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
- c 1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
- d 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合
- e その他特別の事情がある場合

ロ 振替供給の場合

供給地点は、会社間連系点といたします。

- (3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は、当社の所有とし、工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

なお、当社は、発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線、接続装置等の供給設備を施設する場合は、その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

- (4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し、または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で利用できるものといたします。

- (5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は、(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、当該複数の発電場所または複数の需要場所につき、1 受電地点または 1 供給地点といたします。

58 架空引込線

- (1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には、原則として架空引込線によるものとし、発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは、当社が施設いたします。
 - (2) 引込線取付点は、当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって、堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
 - (3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。
 - (4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が補助支持物を無償で利用できるものといたします。
 - (5) 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
- イ 当社は、発電者または需要者の補助支持物を使用して、他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合、その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし、その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。
- ロ イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し、または

撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

59 地 中 引 込 線

- (1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不相当と認められる場合で、当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには、次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ 発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ 当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお、当社は、発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

- (2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は、当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり、原則として、地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず、かつ、安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、これ以外の場合には、発電場所内または需要場所内の地中引込線は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。

イ 発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ 建物の3階以下にある場所

ハ その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で利用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ 鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ 発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60 接続引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，接続引込線（1 発電場所または1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備と

の接続をすることがあります。この場合、当社は、分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお、発電者または需要者の電気設備との接続点までは、当社が施設いたします。

- (2) 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は、発電者または需要者の引込口配線から分岐して、他の発電者または他の需要者への接続引込線を施設いたします。この場合、その引込口配線の終端までは共同引込線とし、その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される共同引込線は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で、1建物内の2以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには、当社は、原則として共同引込線による1引込みで電気を受電または供給いたします。

なお、技術上その他やむをえない場合は、当社は、発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し、電気を受電または供給いたします。この場合、変圧器の2次側接続点までは、当社が施設いたします。

62 引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は、当社が行ないます。

なお、契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

63 計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ 接続供給電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。ただし、契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の2次配線等でとくに多額の費用を要する場合については、契約者の負担により、契約者で取り付けいただくことがあります。

ロ 発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器、その付属装置および区分装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合、原則として屋外といたします。）とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また、集合住宅等の場合で、契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには、契約者または発電契約者と当社との協議により、あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

- (3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で利用できるものといたします。
- (4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で利用できるものといたします。
- (5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。
- (6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64 通信設備等の施設

- (1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。
- (2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。
- (3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。
- (4) 系統連系技術要件に定めるN－1電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

65 専用供給設備

(1) 当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を、供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ 契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ 44（託送供給等にとまなう協力）の場合

ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由、または発電場所、需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により、特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は、受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は、当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤、継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし、特別の事情がある場合は、受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は、供給設備を2以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし、(1)イの場合は、次に該当する場合で、いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ 2以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で、いず

れの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ 契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

VIII 工事費の負担

66 受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには、当社は、別表14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ VIII（工事費の負担）の各項において、受電側接続設備とは、当社が高圧または特別高圧で受電する場合において、受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は、基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等を行います。また、VIII（工事費の負担）の各項において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(イ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ロ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工

事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

- (ハ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、a および b の金額

- a 当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)aただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

- b 発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額

新増加契約受電電力 1 キロワットにつき	3,630 円 00 銭

- ロ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

- (3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

- イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にと

もなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ 44（託送供給等にもなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で、低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は、(2)イ(i)、(ロ)および(3)にかかわらず、その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(h)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)、(2)、(3)および(4)の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ 工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。

(i) 標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(h) 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にもなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

- (ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
- (ホ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。
- (ハ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。
- ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。
- ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
- (イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

- (ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

- ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

- ホ (2)イ(ハ)の場合、使用開始後3年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

へ 低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

- (6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は、受電地点ごとに、発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし、2以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

イ 2以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合、または2以上の発電契約者のうち1の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は、その代表の発電契約者による1申込みとみなして算定いたします。

ロ 2以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は、発電契約者ごとに算定いたします。この場合、発電契約者ごとの共用部分の工事費は、原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

- (7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには、当社は、(1)、(2)または(4)にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、(2)の場合に準じて算定いたします。

67 受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を変更される場合等で、これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置を取り付けるときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし、低圧で受電する場合で、受電の用に供することを主たる目的とするときには、その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68 会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し、または契約受電電力等を増加される場合で、これにともない会社間連系設備を新たに施設するときには、当社は、工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金の金額は、工事の内容、接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

69 供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ 低圧または高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル、地中の場合は150メートルをこえるときには、当社は、その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

区 分	単 位	金 額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお、張替えまたは添架を行なう場合は、架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント、地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ロ) 2以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する

場合の工事費負担金の算定は、次によります。

- a 2以上の契約者から共同して申込みがあった場合、または契約者から2以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は、(1)イ(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。
 - b 2以上の契約者から同時に申込みがあった場合、または契約者から2以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。この場合、それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については、共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を、新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。
- (ハ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は、次により算定いたします。
- a 地中供給側接続設備の超過こう長は、地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。
 - b 架空供給側接続設備の超過こう長は、架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし、地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は、次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ 特別高圧で供給する場合

- (イ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給

を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。)で、これにともない新たに施設される供給側接続設備(専用供給設備および予備供給設備を除きます。)についてaにより算定される工事費がbの当社負担額をこえるときには、当社は、その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

a 工 事 費

(a) 架空供給側接続設備の場合

(工事こう長 100 メートル当たり)

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	605 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお、標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で、支持物に電柱を使用するときには、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

(工事こう長 100 メートル当たり)

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	880 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	572 円 00 銭

なお、張替えを行なう場合には、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

b 当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ロ) 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合で、使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が

供給するときは、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は、この(1)の工事費負担金の算定上、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は、Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(イ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は、送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ロ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ハ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい、実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお、単位は、1メートルとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

ホ 低圧で供給する場合、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、次の値が増加する場合といたします。

(イ) 電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの契約負荷設備の総容量

(ロ) 契 約 電 力

なお、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要場所における契約負荷設備の総容量等を増加されるときは、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また、供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

へ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める場合を含みます。）には、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(イ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし、供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で、地中供給側接続設備を施設するときは、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工

事費を差し引いた金額といたします。

- (ロ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

- ロ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

- イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

- ロ 44（託送供給等にとまなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、諸経費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また、算定にあたっては、次のとおりといたします。

(イ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ロ) 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

(ホ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

(ヘ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ 低圧または高圧で供給する場合で、(2)イ(イ)に該当し、かつ、その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イおよびロにかかわらず、標準設

計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ 当社が特別高圧で供給する電気について、使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお、この場合の工事費は、(1)ロ(イ) a に準じて算定いたします。

ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。

(イ) 高圧で供給する場合

(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ロ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、イにかかわらず、(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。

なお、21(予備送電サービス)によって当社が供給する場合で、供給側接続設備(専用供給設備および予備供給設備を除きます。)と予備供給設

備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト 低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(イ)の場合を除きます。）は、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、(1)または(2)にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、(2)の場合に準じて算定いたします。

70 工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお、9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

(イ) 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合

(ロ) その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）、67（受電用計量器等の工事費負担金）、68（会社間連系設備の工事費負担金）、69（供給地点への供

給設備の工事費負担金) (2) (69 [供給地点への供給設備の工事費負担金]
(1) の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する
場合は、イに準ずるものといたします。) および 69 (供給地点への供給設
備の工事費負担金) (3) にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

(イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a 設計変更により、電柱(鉄塔、鉄柱を含みます。)、電線および変圧
器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変
更(低圧引込線を除きます。)の差異が 5 パーセントをこえる場合

b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合(設計か
ら払出しまでの期間が短いときを除きます。)

c その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ロ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は、工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側
接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設
備として利用することがあります。

なお、当社が特別高圧で受電または供給する電気について、その利用が供
給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で、その受電側接続設備また
は供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または
発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申
し受けた工事費負担金を下回るときは、その差額をお返しいたします。

(4) 当社は、66 (受電地点への供給設備の工事費負担金) (2) イ(ハ)に定める供
給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備
として利用することがあります。

なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その
利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で、その供給設備を
使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用す
る供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担
金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。

- (5) 当社は、契約者または発電契約者の承諾をえて、専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお、その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と、既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

- (6) 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けま

す。

また、工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといたします。

71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

- (1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は、当社は、要した費用の実費を契約者から申し受けま

す。

なお、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を契約者から申し受けます。

- (2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は、当社は、要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし、発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は、供給設備の工事を行なう前であっても、原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は、当社は、系統連系保証金をお返しいたします。

また、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨時工事費

- (1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で、これにともない新たに供給設備を施設するときには、当社は、新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を、臨時工事費として、契約者から、原則として工事着手前に申し受けます。

なお、低圧または高圧で供給する場合、撤去後の資材の残存価額は、変圧器、開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント、その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また、特別高圧で供給する場合、原則として、撤去後の資材のうち変圧器、開閉器等の機器については、契約使用期間1月（1月未満は、1月といたします。）につきその価額の1パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

- (2) 臨時工事費を申し受ける場合は、69（供給地点への供給設備の工事費負担

金)の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合、新たに施設する供給設備のうち、当社が将来の需要等を考慮して常置し、かつ、無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は、70(工事費負担金の申受けおよび精算)(2)ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費等に関する契約書の作成

当社は、契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は、工事費等に関する必要な事項について、原則として工事着手前に、契約書を作成いたします。

IX 保 安

74 保 安 の 責 任

当社は、受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について、保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

- (1) 次の場合には、発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には、当社は、ただちに適当な処置をいたします。
 - イ 発電者または需要者が、引込線、計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合
 - ロ 発電者または需要者が、発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり、それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合
- (2) 発電者または需要者が、当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で、当社が保安上必要と認めるときは、その期間について、当社は、(1)に準じて、適当な処置をいたします。
- (3) 発電者または需要者が、当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置、変更または修繕工事をされる場合および物件の設置、変更または修繕工事をされた後、その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には、その内容を当社に通知していただきます。この場合において、保安上とくに必要があるときには、当社は、発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。
- (4) 当社は、必要に応じて、託送供給または発電量調整供給の開始に先だち、接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について、発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調 査

- (1) 当社は、法令で定めるところにより、需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

- (2) 調査は、次の事項について行ないます。ただし、必要がないと認められる場合には、その一部を省略することがあります。

イ 絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ 接地抵抗値の測定

ハ 点 検

- (3) 当社は、(1)の調査の結果、技術基準に適合していると認めるときはその旨を、適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を、需要者にお知らせいたします。

なお、調査結果の通知は、調査年月日、係員、調査についての照会先等を記載した文書により、原則として調査時に行ないます。

77 調査等の委託

- (1) 当社は、76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。
- (2) 当社は、(1)によって委託した場合には、委託先の名称、所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により、需要者にお知らせいたします。

78 調査に対する需要者の協力

- (1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には、その工事が完成したとき、すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。
- (2) 当社は、76（調査）(1)により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79 検査または工事の受託

- (1) 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。
- (2) (1)の申込みを受けた場合には、当社は、すみやかに検査を行ないます。この場合には、当社は、検査料として実費を申し受けます。ただし、軽易なものについては、無料とすることがあります。
- (3) 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。
- (4) (3)の申込みを受けた場合には、当社は、できる限りこれを受託いたします。受託したときには、当社は、実費を申し受けます。ただし、電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては、材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。

- (1) 76（調 査）
- (2) 77（調 査 等 の 委 託）
- (3) 78（調査に対する需要者の協力）
- (4) 79（検査または工事の受託）

附 則

1 実 施 期 日

この約款は、令和6年4月1日から実施いたします。

2 受電電気方式、供給電気方式、受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式、供給電気方式、受電電圧および供給電圧については、当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、当分の間、本則にかかわらず交流3相3線式標準電圧3,000ボルトまたは13,800ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において、料金その他の供給条件は、3,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に、また、13,800ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適 用 範 囲

イ 揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(イ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。）

(ロ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等にしがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) d, (ハ) d, (ニ) d, (ホ) c, (ヘ) c, (ト) c, ロ(イ) c, (ロ) c, (ハ) c, ハ(イ) c, (ロ) cもしくは(ハ) c, または、20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ) c, (ニ) c, ロ(ハ)もしくはハ(ハ)の適用にあたっては、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上、イ(イ)または(ロ)により、接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお、高圧または特別高圧で供給する場合で、1年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は、19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず、ロといたします。

イ 接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は、次のとおりといたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続供給課金} \\ \text{対象電力} \end{array} = \text{揚水最大電力} \times \text{揚水等} \\ \text{損失率} + \text{その他} \\ \text{最大電力}$$

(ロ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は、次のとおりといたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続供給課金} \\ \text{対象電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{揚水等接続} \\ \text{供給電力量} \end{array} \times \begin{array}{l} \text{揚水等} \\ \text{損失率} \end{array} + \begin{array}{l} \text{その他接続} \\ \text{供給電力量} \end{array}$$

ロ 1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量(キロワット)、揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不相当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ その他

(イ) 19(接続送電サービス)(3)イ(イ) a に該当する場合は、19(接続送電サービス)(3)イ(ロ) a、(ハ) a または(ニ) aにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス(自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。)を適用いたします。

(ロ) 20(臨時接続送電サービス)(3)イ(イ) a に該当する場合は、20(臨時接続送電サービス)(3)イ(ロ) aにかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ハ) 20(臨時接続送電サービス)(3)イ(ハ) a に該当する場合は、20(臨時接続送電サービス)(3)イ(ニ) aにかかわらず、動力臨時接続送電サービスを

を適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)、(20)および(21)にかかわらず、次のとおりといたします。

イ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）

は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応補給電力量} \end{array} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

ハ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）

は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応余剰電力量} \end{array} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については、63（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、(1)イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、(1)ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量

器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は、30（計量）および附則6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものいたします。

4 発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、原則として、契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものいたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち、契約者(当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。)または特定送配電事業者は、受電地点特定番号を明らかにして、申込書（当社所定の様式によります。）により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されるこ

とにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、51（契約の変更）（3）に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは、契約者は、当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について、特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であつて化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ 8（契約の要件）(2)イは、適用いたしません。

ロ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシング

グループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合、26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず、給電指令時補

給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ヘ インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

- (イ) 29（料金の算定期間）
- (ロ) 33（料金の算定）
- (ハ) 34（支払義務の発生および支払期日）
- (ニ) 35（料金その他の支払方法）
- (ホ) 36（保証金）
- (ヘ) 48（違約金）
- (ト) 55（解約等）

ト 当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要

となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ 契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。

ル この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ((5)において、契約者が希望される場合を除きます。)に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る料金は、18(料金)(2)にかかわらず、18(料金)(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計(合計額が負となる場合は零といたします。)といたします。

ハ インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものとした

します。

(イ) 29 (料金の算定期間)

(ロ) 33 (料金の算定)

(ハ) 34 (支払義務の発生および支払期日)

(ニ) 35 (料金その他の支払方法)

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所(低圧で受電する場合に限ります。)において、イに該当する複数の発電設備等(各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。)を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。

イ 適 用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(イ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ロ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は、15 (供給および契約の単位) (1)にかかわらず、1 発電場所について1 系統連系受電サービスを適用(当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。)し、1 電気方式、1 引込、2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計 量

当社は、30（計量）（1）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ 38（託送供給等の実施）（3）へは、適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとする場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行います。

なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ 契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、38（託送供給等の実施）（3）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

5 離島についての特別措置

(1) 系統連系受電サービス料金

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず、次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））	67 円 60 銭
	特別高圧系統のない離島（栗国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）	67 円 58 銭

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整

受電計画差対応電力) (2)イ(ハ), 26 (給電指令時補給電力) (1)ニまたは(2)ニにかかわらず, 次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	38 円 90 銭

ただし, 当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は, 当該契約によるものといたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価, 接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については, 23 (発電量調整受電計画差対応電力) (2)ロ(ハ), 24 (接続対象計画差対応電力) (2)ロ(ハ)または25 (需要抑制量調整受電計画差対応電力) (2)ロ(ハ)にかかわらず, 次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	19 円 84 銭

6 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量, 接続供給電力量, 最大連系電力等および最大需要電力等は, 30 (計量) にかかわらず, 当分の間, やむをえない場合には, 受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合, 発電量調整受電電力量, 接続供給電力量, 最大連系電力等および最大需要電力等は, 計量された発電量調整受電電力量, 接続供給電力量, 最大連系電力等および最大需要電力等を, 受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で, 30分ごとに計量することができない計量器 (以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。) で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については, 次のとおりといたします。

イ 移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は、移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は、移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ 移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ、19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって、接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で、移行期間において、接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより、料金に変更があったときは、移行期間における接続供給電力量を、料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合、移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を、イに準じて、30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ 接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は、当分の間、19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず、供給地点ごとに、負荷設備の容量等を基準として、契約者と当社との協議によって定めることがあります。

- (2) 発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は、原則とし

て、発電量調整受電電力の最大値といたします。

8 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

- (1) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
- (2) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

9 損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第4条第1項に定める旧特定供給者に該当する場合で、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トに定める額を限度として、補償するものといたします。

なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。

10 みなし小売電気事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第2条において、改正後の電気事業法第2条の2の登録を受けたものとみなされた小売電気事業者における需要抑制量調整供給に係る取り扱いは、この約款における契約者とみなして取り扱います。

11 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ 適用範囲

契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(イ) 軽負荷期（毎年1月1日から4月30日までおよび11月1日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、12月30日および12月31日の午前9時から午後5時までの時間

(ロ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(イ) 契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要

者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ロ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ 接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

また，1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，(イ)とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，(ロ)といたします。

(イ) 昼間時間最大電力

昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(イ)または(ロ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30

分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。

(ロ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。

なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等いたします。

また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修、事故（停電による停止等を含みます。）または、当社が、イ(イ)または(ロ)の時間帯に、需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \frac{\text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力}}{\text{当該供給地点の昼間時間最大電力}}$$

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピ

ークシフト電力が不適當と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ 接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a), (ロ) c (a), ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)における需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その1月にこの特別措置により電気を使用し、かつ、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a), (ロ) c (a), ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ そ の 他

- (イ) 当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。
 - (ロ) 当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。
- (2) 1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間、軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(4)にかかわらず、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト

割引額を差し引いたものいたします。

(イ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は、(ハ)のピークシフト電力といたします。

(ロ) 負荷移行元時間最大電力

1年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。

(ハ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。

なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送

電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また、19（接続送電サービス）（2）ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）（2）イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）（2）ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(二) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが19（接続送電サービス）（4）の取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（4）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。

(ホ) この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）（4）ニに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）（4）ニに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（3）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ） ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（4）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（4）イにいうハのピークシフト電力は、（ハ）のピークシフト電力といたします。

（ロ） 負荷移行元時間最大電力

1年間を通じての負荷移行元時間最大電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）（2）イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）（2）ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）（2）イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からそ

の30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。

(ハ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。

なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等いたします。

また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等

から、ピークシフト電力が不適當と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

- (二) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。

- ハ 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ハ)もしくはロ(ハ)にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じたの負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適當と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

12 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第8条第1項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について、

電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は、受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし、9（検討および契約の申込み）（1）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合、調査料については、選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

13 バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者、発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい、電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で、当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力、接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について、当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し、かつ、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ、発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときは、料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

（1）代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で、1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは、次のとおりとさせていただきます。

イ 4（代表契約者の選任）にかかわらず、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、1需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供

給契約を締結するものとし、1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合、当該接続供給契約においては1 需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、この約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただきます。

ロ 契約者は、配電事業者と締結する接続供給契約においても、イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし、イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し、イにおいて1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、8（契約の要件）(4)イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。

イ 需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の(イ)および(ロ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(イ) 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ロ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しよう

とするものであること。

ハ 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ 接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ 発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，

かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕（14）

イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料 金

イ 発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適 用

発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）(5) もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力

a 発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電

量調整受電電力量を含みます。)が、その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、24(接続対象計画差対応電力)にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適用

39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応電力

a 接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対

応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

(イ) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約

款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。

ニ 給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、26（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりいたします。

(イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

c 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)又により30分ごとに算定された値といたします。

d 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。

(ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a 適用範囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用い

たします。

b 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

c 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は、31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ニ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたもの）といたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、31（電力および電力量の算定）(15)に

にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

へ 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行わない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランスンググループごとに算定いたします。

(イ) 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みま

す。)で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画 差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画 電力量} - \text{発電量調整受電 電力量}$$

- (ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30 分ごとに、次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画 差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画 電力量} - \text{発電量調整受電 電力量}$$

- a 当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
- b 39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施したとき。
- c 39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
- d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施

したとき。

(ハ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39

(給電指令の実施等) (2)ニによる出力抑制対象電力量 (配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。) とし, 39 (給電指令の実施等) (2)イ, ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は, 次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{ (給電指令の} \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等) (2)ニに} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} \\ & & & & \text{象電力量} \\ & & & & - \text{ 発電量調整} \\ & & & & \text{受電電力量} \end{array}$$

- b 当社または配電事業者がファーム電源 (配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。) に対して, 39 (給電指令の実施等) (2)イ, ロまたはヘの場合の給電指令等および39 (給電指令の実施等) (2)ホの場合の給電指令等により, 同時に出力の抑制を実施した場合

- (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が, 39 (給電指令の実施等) (2)ホによる出力抑制対象電力量 (配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。) を下回る場合

39 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は, 次の式により算定された値とし, 39 (給電指令の実施等) (2)イ, ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は, 零といたします。

$$\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} \\ \text{差対応補給電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$$

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が, 39 (給電指令の実施等) (2)ホによる出力抑制対象電力量 (配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。) と一致または上回る場合

39 (給電指令の実施等) (2)ホによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{（給電指令の} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等）（2）ホに} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

- c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）（2）ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

- (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{lclclcl} \text{発電量調整受電計画} & = & \text{発電量調整受電計画} & - & \text{発電量調整受電} \\ \text{差対応補給電力量} & & \text{電力量} & & \text{電力量} \end{array}$$

- (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（2）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & \text{39（給電指令の} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等）（2）ホに} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

d 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（2）ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電計画} & = & \text{発電量調整受電計画} & - & \text{発電量調整受電} \\ \text{差対応補給電力量} & & \text{電力量} & & \text{電力量} \end{array}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）（2）ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & 39 \text{（給電指令の} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{実施等）（2）ホに} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \text{よる出力抑制対} & & \text{受電電力量} \\ & & & & \text{象電力量} & & \end{array}$$

e 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）（2）ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）（2）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

39（給電指令の実施等）（2）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）（2）イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）（2）ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

$$\begin{array}{ccccccc} \text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} & = & \text{発電量調整受電計画電力量} & - & \text{39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量} & - & \text{39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} & - & \text{発電量調整受電電力量} \end{array}$$

リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給

を行なったとき、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。

$$\begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{発電量調整受電} \\ \text{電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{発電量調整受電計画} \\ \text{電力量} \end{array}$$

ヌ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応補給電力量} \end{array} = \begin{array}{l} \text{接続対象電力量} \end{array} - \begin{array}{l} \text{接続対象計画電力量} \end{array}$$

ル 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

$$\begin{array}{l} \text{接続対象計画差} \\ \text{対応余剰電力量} \end{array} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

ヲ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなし

ます。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となる時の上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} - \text{ベースライン}$$

ワ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整} \\ \text{受電電力量} - \text{需要抑制量調整} \\ \text{受電計画電力量}$$

(6) 託送供給等の実施

- イ 接続供給の場合、契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に、配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。
- ロ 発電量調整供給の場合、発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
- ハ 需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解 約 等

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、55（解約等）（1）ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

- イ 託送供給の場合は、8（契約の要件）(1)を、発電量調整供給の場合は、8（契約の要件）(2)を、需要抑制量調整供給の場合は、8（契約の要件）(4)ロ、ハ、ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
- ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める

接続対象電力量を含みます。)と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず、原則として、当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で、配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給

条件は次のとおりといたします。

(イ) 発電量調整供給に係る料金は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず、18（料金）(2)に定める料金、(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ロ) インバランスリスク料は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず、特例発電バラランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バラランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 当社は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必

要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、(ハ)にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 離島についての特別措置

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、(4)イ(ロ) a (c), (4)ロ(ロ) a (c), (4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) dにかかわらず、次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	38 円 90 銭

ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する

契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、(4)イ(ロ) b (c)，(4)ロ(ロ) b (c)または(4)ハ(ロ) b (c)にかかわらず、次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	19 円 84 銭

(10) その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14 N－1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1 電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのN－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の3の4に定める回避可能費用単価(以下「回避可能費用単価」といいます。)に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1 電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第3条第2項または第8条第

1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、N－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのN－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

- (3) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してN－1 電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第2条の4にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、N－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15 系統連系受電サービス等についての特別措置

- (1) 発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また、発電場所がイ(ハ)に該当する場合、22（系統連系受電サービス）(3)

イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、1月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ 発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ イ(イ)、(ロ)または(ハ)に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第4条の2第2項第9号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

- (2) (1)の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したときは、受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

- (3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし、パワーコンディショナーを複数台設置している場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が、(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条

件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10未満のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。

(イ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ロ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。

a 41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。

b 41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上、10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。

(4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において、イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ 適 用 範 囲

原則として、令和6年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け、または、再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。

ロ 系統連系受電サービス料金等

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

なお、発電場所において、イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、(イ)、(ロ)または(ハ)により、イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力、系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め、系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。

(イ) 系統連系受電課金対象電

- a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合
- 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、あん分に必要となる発電出力は、契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。

- b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合
- 系統連系受電課金対象電力は、同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から、発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は、零といたします。

なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置[再生可能エネルギー発電設備]）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(v) 発電量調整受電電力量

a イの発電設備が、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30(計量)
(1)ただし書または附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置[再生可能エネルギー発電設備]）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b イの発電設備が、再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合

イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30(計量)
(1)ただし書または附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置[再生可能エネルギー発電設備]）(7)ハに準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。

なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(vi) 契約超過受電電力

a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を発電出力等の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合

(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。

(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合

契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。

(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等により発

電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。

イ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。

ロ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合

発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。

(6) 発電設備等に係る供給地点において当社との電気の需給契約を締結している場合は、次のとおりといたします。

イ 18（料金）(3)ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ 22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。

(イ) 当社との電気の需給契約において、定額電灯または公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ロ) 当社との電気の需給契約において、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合、公衆街路灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ハ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし、当社との電気の需給

契約（(イ)または(ロ)の場合を除きます。）における契約負荷設備の総容量を電灯標準接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯時間帯別接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量，電灯従量接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量または電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。

ハ 39（給電指令の実施等）(6)において，当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。

ホ 53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 令和6年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
沖縄県	那覇市，宜野湾市，浦添市，糸満市，沖縄市，豊見城市，読谷村，嘉手納町，北谷町，北中城村，西原町，与那原町，南風原町，八重瀬町

ロ 受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価
22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2およびB－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2およびB－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ 受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）（3）ハ（ロ）によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）（3）ハ（ロ）の割引区分A－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）（3）ハ（ロ）にかかわらず、22（系統連系受電サービス）（3）ハ（ロ）の割引区分A－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

16 令和7年3月31日までの給電指令の実施等についての特別措置

この約款実施の日から令和7年3月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39（給電指令の実施等）（8）または（9）にかかわらず、次のとおりといたします。

（1）当社は、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロ、へまたは（3）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。

イ 低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

（イ）割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、33（料金の算定）（1）イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1 月中の制限し、または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、1 日のうち延べ 1 時間以上制限し、または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ 高压で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となる場合または特別高压で供給する場合

(イ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、33（料金の算定）

(1) イ、ロ、ニ、ホまたはヘの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ) 割引率

1 月中の制限し、または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし、1 時間未満の端数を生じた場合は、30 分以上は切り上げ、30 分未満は切り捨てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

(算式)

a 接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times (D - d) / D$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

D = 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送

電サービス契約電力

d = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b 接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times (A - B) / A$$

H' = 修正時間

H = 制限時間

A = 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B = 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、a による修正時間またはb による修正時間のいずれか大きいものによります。

(2) (1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。

なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

(3) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

17 料金についての切替措置

令和6年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない、料金を算定いたします。

なお、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は、料金の算定期間における令和6年4月1日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別 表

1 契約設備電力の算定

契約設備電力は、原則として、負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし、これによりがたい場合は、主開閉器の定格電流にもとづき別表 3（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

2 系統設備効率化割引の対象変電所等

(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

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

なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお，連系変電所等については，原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。

また，令和6年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場

所については、原則としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、(1)の割引区分は、イにより適用するものといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 令和6年4月1日以降、受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場合に限り、）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電量調整供給の開始または変更以降、(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間1回に限り、次のとおりといたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の 割引区分	見直し後の割引区分	適用される 割引区分
A－1	A－1，A－2， A－3または割引対象外	A－1
A－2	A－1	A－1
	A－2，A－3 または割引対象外	A－2
A－3	A－1	A－1
	A－2	A－2
	A－3または割引対象外	A－3
B－1	B－1，B－2 または割引対象外	B－1
B－2	B－1	B－1
	B－2または割引対象外	B－2

3 契約電力の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)の場合の契約電力は、次により算定したものに、力率（100パーセントといたします。）を乗じてえた値といたします。

- (1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお、交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は、200ボルトといたします。

- (2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4 負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は、次のイ、ロ、ハおよびニによります。

イ ケーブル 光 灯

	換 算 容 量	
	入力 (ボルトアンペア)	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力 (ワット)×150 パーセント	管灯の定格消費電力 (ワット)×125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力 (ワット)×200 パーセント	

ロ ネオン管灯

2 次電圧 (ボルト)	換 算 容 量		
	入力 (ボルトアンペア)		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3, 000	30	80	30
6, 000	60	150	60
9, 000	100	220	100
12, 000	140	300	140
15, 000	180	350	180

ハ スリムラインランプ

管の長さ (ミリメートル)	換 算 容 量	
	入力 (ボルトアンペア)	入力(ワット)
999 以下	40	40
1, 149 以下	60	60
1, 556 以下	70	70
1, 759 以下	80	80
2, 368 以下	100	100

ニ 水 銀 灯

出力 (ワット)	換 算 容 量		
	入力 (ボルトアンペア)		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1, 200	735
1, 000 以下	1, 200	1, 750	1, 005

(2) 誘 導 電 動 機

イ 単相誘導電動機

- (イ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量 (入力〔キロワット〕) は、換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。
- (ロ) 出力がワット表示のものは、次のとおりといたします。

出力 (ワット)	換 算 容 量		
	入力 (ボルトアンペア)		入力 (ワット)
	高力率型	低力率型	
35 以下	—	160	出力 (ワット) × 133.0 パーセント
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1, 200	
750 以下	1, 000	1, 400	

ロ 3 相誘導電動機

契約負荷設備	換算容量（入力〔キロワット〕）		
低圧誘導電動機	出力（馬力）	×	93.3 パーセント
	出力（キロワット）	×	125.0 パーセント
高圧誘導電動機	出力（馬力）	×	87.8 パーセント
	出力（キロワット）	×	117.6 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は、次によります。

なお、レントゲン装置が2以上の装置種別を兼ねる場合は、いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動型を含みます。)	最高定格 管電圧 (キロボルトピーク)	管電流 (短時間定格電流) (リアンペア)	換算容量 (入力) (キロボルトアンペア)
治療用装置			定格1次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20リアンペア以下	1
		20リアンペア超過 30リアンペア以下	1.5
		30リアンペア超過 50リアンペア以下	2
		50リアンペア超過 100リアンペア以下	3
		100リアンペア超過 200リアンペア以下	4
		200リアンペア超過 300リアンペア以下	5
		300リアンペア超過 500リアンペア以下	7.5
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200リアンペア以下	5
		200リアンペア超過 300リアンペア以下	6
		300リアンペア超過 500リアンペア以下	8
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500リアンペア以下	9.5
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500リアンペア以下	11
		500リアンペア超過 1,000リアンペア以下	19.5
蓄電器放電式 診察用装置		容量 デンサ	0.75マイクロファラッド以下
			0.75マイクロファラッド超過
			1.5マイクロファラッド以下
			1.5マイクロファラッド超過 3マイクロファラッド以下

(4) 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。

イ 日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\begin{array}{l} \text{入 力} \\ \text{(キロワット)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{最大定格 1 次入力} \\ \text{(キロボルトアンペア)} \end{array} \times 70 \text{ パーセント}$$

ロ イ以外の場合

$$\begin{array}{l} \text{入 力} \\ \text{(キロワット)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{実測した 1 次入力} \\ \text{(キロボルトアンペア)} \end{array} \times 70 \text{ パーセント}$$

(5) そ の 他

イ (1), (2), (3)および(4)によることが不相当と認められる電気機器の換算容量（入力）は、実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、特別の事情がある場合は、定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ 動力と一体をなし、かつ、動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は、動力とあわせて1 契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については、契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5 離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ 離島平均燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島平均燃料価格は、100円単位とし、100円未満の端数は、10円の位で四捨五入いたします。

$$\text{離島平均燃料価格} = A \times \alpha$$

A = 各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平

均原油価格

$$\alpha = 1.0000$$

なお、各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格は、1円とし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

ロ 離島基準燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は、79,300円といたします。

ハ 離島調整上限燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は、119,000円といたします。

ニ 離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、1銭とし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(イ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\begin{array}{l} \text{離島ユニ} \\ \text{バーサル} \\ \text{サービス} \\ \text{調整単価} \end{array} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ロ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り、かつ、離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\begin{array}{l} \text{離島ユニ} \\ \text{バーサル} \\ \text{サービス} \\ \text{調整単価} \end{array} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ハ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を

上回る場合

離島平均燃料価格は、離島調整上限燃料価格といたします。

$$\begin{array}{l} \text{離島ユニバーサルサービス調整単価} \\ \text{調整単価} \end{array} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\begin{array}{l} \text{(2)の離島} \\ \text{基準単価} \end{array}}{1,000}$$

ホ 離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は、その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(イ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(ロ)、(ハ)および(ニ)の場合を除き、次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ロ) 記録型計量器により計量する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは、(ニ)の場合を除き、その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう検針日は、計量日といたします。

(ハ) 定額接続送電サービスの場合は、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスお

よび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け、料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は、(イ)にいう検針日は、応当日といたします。

- (ニ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、(イ)に準ずるものといたします。この場合、(イ)にいう各月の検針日は、その月の翌月の初日といたします。

ヘ 離島ユニバーサルサービス調整額

(イ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は、その1月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は、離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ 定額制供給の場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

電 灯	10 ワットまでの 1 灯につき	10 銭 2 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	20 銭 6 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	41 銭 0 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	61 銭 6 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	1 円 02 銭 6 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	1 円 02 銭 6 厘
小 型 機 器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	30 銭 6 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	61 銭 3 厘
	100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	61 銭 3 厘

(ロ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、契約負荷設備の総容量（入力）によって、1 日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	8 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 銭 7 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 銭 7 厘
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	16 銭 5 厘
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	16 銭 5 厘

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は、臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

す。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	17 銭 3 厘

ロ 従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	2 銭 6 厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6 平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものいたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7 契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は、次によって算定された値にもとづき、契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ 電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合、最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ 電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(イ) 住宅、アパート、寮、病院、学校および寺院

1 差込口につき 50ワット

(ロ) (イ)以外の場合

1 差込口につき 100ワット

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は、同一業種の1回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき、契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8 発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は、原則として、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし、発電契約者が通知した販売計画または調達計画が取引相手の対応する計画と一致しない場合には、当該計画は発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお、当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合、販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

$$= \frac{\text{みなし発電計画の値} \times \text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は、原則として、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし、契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には、当該計画は契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお、当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合、調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ 需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には、当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力およ

び電力量の算定) (14) イ (ロ) および (ハ) の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

$$= \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

9 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その1月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、33(料金の算定)(1)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービ

スに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10 ワットまでの 1 灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	100 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備 1 機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯个数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ 月別使用時間

月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし、閏年となる場合における 3 月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ 過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ 取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお、この場合の計量器の取付けは、63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ 公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{100 \text{ パーセント} + (\pm \text{誤差率})}$$

なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(イ) 契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月

- (ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月
- (3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合、協定期間の30分ごとの接続供給電力量は、協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
- ただし、(2)によって接続供給電力量を定める場合で、協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは、協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
- (4) 発電量調整受電電力量の協定については、(2)および(3)に準ずるものいたします。

10 需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対 象 期 間		年間計画 (第1年 度, 第2年 度)	月間計画 (翌月, 翌々月)	週間計画 (翌週, 翌々週)	翌々日 計 画	翌日計画	当日 計画
通知の 期 限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日 午前12時	30分ご との実 需給の 開始時 刻の1 時間前
通 知 の 内 容	需 要 想 定 値	各月の平日 および休日 の接続対象 電力の最大 値および最 小値	各週の平日 および休日 の接続対象 電力の最大 値および最 小値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの接続 対象電力	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 接 続 対 象 電 力	30分ごとの接続対象 電力量	
	需 要 想 定 値 に 対 す る 調 達 計 画 ・ 販 売 計 画	各月の平日 および休日 の接続対象 電力の最大 値および最 小値に対する 発電契約者 、契約者 または需要 抑制契約者 毎の調達分 および販売 分の計画値	各週の平日 および休日 の接続対象 電力の最大 値および最 小値に対する 発電契約者 、契約者 または需要 抑制契約者 毎の調達分 および販売 分の計画値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの接続 対象電力に 対する発電 契約者、契 約者または 需要抑制契 約者毎の調 達分および 販売分の計 画値	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 接 続 対 象 電 力 に 対 す る 発 電 契 約 者 、 契 約 者 ま た は 需 要 抑 制 契 約 者 毎 の 調 達 分 お よ び 販 売 分 の 計 画 値	30分ごとの接続対象 電力量に対する発電 契約者、契約者また は需要抑制契約者毎 の調達分および販売 分の計画値	
		供給力未調達分の計画値 (自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。)					—

(注1) 需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

11 発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおり
といたします。

対 象 期 間		年間計画 (第1年 度, 第2年 度)	月間計画 (翌月, 翌々月)	週間計画 (翌週, 翌々週)	翌々日 計 画	翌日計画	当日 計画
通知の 期 限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日 午前12時	原則と して30 分ごと の実需 給の開 始時刻 の1時 間前
通知の 内 容	発電計画	各月の平日 および休日 の発電量調 整受電電力 の最大値お よび最小値	各週の平日 および休日 の発電量調 整受電電力 の最大値お よび最小値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの発電 量調整受電 電力	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 発 電 量 調 整 受 電 電 力	30分ごとの発電量調 整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日 および休日 の発電量調 整受電電力 の最大値お よび最小値 に対する契 約者, 発電 契約者また は需要抑制 契約者毎の 調達分およ び販売分の 計画値	各週の平日 および休日 の発電量調 整受電電力 の最大値お よび最小値 に対する契 約者, 発電 契約者また は需要抑制 契約者毎の 調達分およ び販売分の 計画値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの発電 量調整受電 電力に対す る契約者, 発電契約者 または需要 抑制契約者 毎の調達分 および販売 分の計画値	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 発 電 量 調 整 受 電 電 力 に 対 す る 発 電 契 約 者, 契約者 または需 要 抑 制 契 約 者 毎 の 調 達 分 お よ び 販 売 分 の 計 画 値	30分ごとの発電量調 整受電電力量に対す る契約者, 発電契約 者または需要抑制契 約者毎の調達分およ び販売分の計画値	
	発電 設備 等の 停止 計画	作業の開始日時, 作業 の終了日時, 停止内 容, その他必要な項目		—	—	—	
				計画外作業 計画作業の変更分			

(注1) 発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

(注4) 計画外作業及び計画作業の変更分については、発生のとど、すみやかに提出していただきます。

(注5) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

対 象 期 間		年間計画 (第1年 度, 第2年 度)	月間計画 (翌月, 翌々月)	週間計画 (翌週, 翌々週)	翌々日 計 画	翌日計画	当日 計画
通知の 期 限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日 午前12時	30分ご との実 需給の 開始時 刻の1 時間前
通知の 内 容	需要抑制計画	各月の平日 および休日 の需要抑制 量調整受電 電力の最大 値および最 小値	各週の平日 および休日 の需要抑制 量調整受電 電力の最大 値および最 小値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの需要 抑制量調整 受電電力	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 需 要 抑 制 量 調 整 受 電 電力	30分ごとの需要抑制 量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日 および休日 の需要抑制 量調整受電 電力の最大 値および最 小値に対する 契約者, 発電契約者 または需要 抑制契約者 毎の調達分 および販売 分の計画値	各週の平日 および休日 の需要抑制 量調整受電 電力の最大 値および最 小値に対する 契約者, 発電契約者 または需要 抑制契約者 毎の調達分 および販売 分の計画値	電力広域的 運営推進機 関が指定す る時刻の日 ごとの需要 抑制量調整 受電電力に 対する契約 者, 発電契 約者または 需要抑制契 約者毎の調 達分および 販売分の計 画値	週 間 計 画 と 同 一 の 時 刻 の 需 要 抑 制 量 調 整 受 電 電力に 対する契約 者, 発電契 約者または 需要抑 制 契 約 者 毎 の 調 達 分 お よ び 販 売 分 の 計 画 値	30分ごとの需要抑制 量調整受電電力量に 対する契約者, 発電 契約者または需要抑 制契約者毎の調達分 および販売分の計画 値	
	ベー スラ イン	—	—	—	—	—	30分ご との 値

(注1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただきます。

(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

13 進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は、次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ ケ イ 光 灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は、次によります。

使用電圧 (ボルト)	管灯の定格消費 電力 (ワット)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ ネ オン 管 灯

2 次電圧 (ボルト)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ 水 銀 灯

出力 (ワット)	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘 導 電 動 機

イ 個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ) 単相誘導電動機

電動機定格出力 (キロワット)	馬 力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	使用電圧 100 ボルト	40	50	75	100
	使用電圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ロ) 3相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a トップランナーモータの基準を満たす電動機

電 動 機 定 格 出 力	馬 力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キ ロ ワ ッ ト		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コ ン デ ン サ 取 付 容 量 マ イ ク ロ ファ ラ ッ ド	2 極	60 ヘルツ	—	—	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4 極	60 ヘルツ	—	—	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6 極	60 ヘルツ	—	—	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b その他の電動機

電動機 定格出力	馬 力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キ ロ ワ ッ ト	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ 一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は、各電動機の定格出力に対応する
イに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ 交流アーク溶接機

溶接機最大入力 (キロボルトアンペア)	3 以上	5 以上	7.5 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上	30 以上	35 以上	40 以上	45 以上 50 未満
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ 交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4) そ の 他

(1)、(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については、
機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14 標 準 設 計

(1) 適 用

イ この基準は、Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ この基準に明記していない場合は、電気設備に関する技術基準その他関係法令、当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合、その設計を標準設計といたします。

ハ 地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は、技術的に適当と認められる設計によります。この場合、その

設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ 通 則

(イ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の許容限度は、次の値を標準といたします。この場合、電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電電所の引出口に設置するしゃ断器または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお、既設電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を施設する場合は、他者の電圧降下等を考慮して施設いたします。

	高 圧	低 圧	
公称電圧 (ボルト)	6,600	100	200
電圧降下 (ボルト)	600	6	20

(ロ) 経 過 地

高圧または低圧電線路の経過地は、地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において、電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ) 電 線 路 の 種 類

高圧または低圧電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上認められない場合、または技術上、経済上不適当と認められる場合は他の方法によります。

ロ 架 空 電 線 路

(イ) 電 線 路 の 施 設

a 高圧または低圧架空電線路は、単独の電線路を新たに施設する場合、他の架空電線路と併架する場合、電線の張替えによる場合および負荷分割をする場合等線路の保守、保安上支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧架空電線路を単独に施設する場合は、原則として1回線といたします。

(ロ) 支持物の種類

- a 高圧または低圧架空電線路の支持物は、原則として工場打鉄筋コンクリート柱を標準といたします。
- b 工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形または技術上、経済上不適当と認められる場合は、他の支持物を使用いたします。

(ハ) 標準径間

標準径間は、次の値を標準といたします。

施設地域	標準径間（メートル）
市街地	35
その他	45

(ニ) 支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは、次の中から、施設場所の状況を考慮して技術上、経済上適正なものを選定いたします。ただし、施設場所の状況により、根入れ、他の工作物との離隔、装柱、弛度等の関係から必要な場合は、この標準以外のものといたします。

長さ（m）			
11	13	15	16

(ホ) が い し

がいしは、次のものを標準といたします。

電圧 \ 使用箇所	引通箇所	引留箇所
高 圧	高压ピンがいし 高压中実がいし アルミ線用高压中実 通りがいしAH付 アルミ線用高压中実 通りがいしAH無	高压耐張がいし アルミ線用高压引留 がいしAH付 アルミ線用高压引留 がいしAH無
低 圧	低压ピンがいし	低压引留がいし
低压引込	低压引留がいし，多溝がいし，DVがいし	

(ハ) 電線の種類および太さ

- a 高压または低压架空電線には，硬銅線またはアルミ電線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適當と認められる場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。
- b 高压または低压架空電線および高压または低压架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。
- c 電線の太さは許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適當と認められる場合は，他の適当な電線を使用することがあります。

硬銅線の種類，太さおよび許容電流

(単位：アンペア)

種 別 \ 太 さ		単 線 (ミリメートル)		より線 (平方ミリメートル)						
		2.6	3.2	14	22	38	60	80	100	150
引込用ビニール 絶 縁 電 線 (DE電線)	2心	38	50							
	3心	34	44	62						
引込用600Vビニール 絶 縁 電 線 (IV電線)					115	162	217			
屋外用ビニール 絶 縁 電 線 (OW電線)					112	153	206			
高 圧 絶縁電線	OCW 電線				150	210	280	335	390	505

アルミ線の種類，太さおよび許容電流

(単位：アンペア)

種 別 \ 太 さ		より線 (平方ミリ メートル)			
		25	58	120	200
低圧絶縁電 線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ビ ニール絶縁電線 (ACSR/AC-OW)	90	145	220	
高圧絶縁電 線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ポ リエチレン絶縁電線 (ACSR/AC-OE)		160		
	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アル ミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線 (ACSR/AC-OC-L)			335	
	低風圧形屋外用アルミ導体架橋ポ リエチレン絶縁電線 (AL-OC-L)				455

(ト) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、次の中から、需要の実情を考慮して当社が通常使用しているもののうち、技術上、経済上適正なものを選定いたします。

なお、3相で供給する場合は、単相変圧器2台によるV結線を標準といたしますが、単相変圧器3台をΔ結線を使用することもあります。

容 量 (キロボルトアンペア)						
5	10	20	30	50	75	100

(チ) 開閉器の種類および容量

a 高圧架空電線路の操作または保守上必要な箇所には、開閉器を施設いたします。この場合、開閉器の種類は、原則として気中開閉器といたします。

b 開閉器の容量は、次の中から技術上、経済上適当なものを施設いたします。

容 量 (アンペア)		
200	400	600

(リ) 装 柱

高圧または低圧架空電線路の標準装柱は、水平配列または垂直配列のうちいずれか技術上、経済上適当なものいたします。ただし、付近の樹木や建物等の状況によっては、他の装柱とすることがあります。

(ヌ) 付属材料の種類

a 高圧または低圧架空電線路のアームは軽量腕金といたします。

b 支柱、支線柱は支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

c 変圧器の1次側に使用する開閉器には、高圧カットアウトを使用いたします。

(ル) 耐 塩 害 施 設

架空電線路の機器および材料は、耐塩構造のものを使用いたします。

(ロ) 耐 雷 施 設

架空電線路には、アークホーン、避雷器等を施設いたします。

ハ 地 中 電 線 路

(イ) 施 設 方 法

高圧または低圧地中電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。
ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式とすることがあります。

a 直 接 埋 設 式

重車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b 暗 き ょ 式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ロ) 地 中 箱 の 施 設

ケーブル引入れ、引抜き、接続等の工事および点検、その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に地中箱を施設いたします。

(ハ) ケーブルの種類および太さ

地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは、次の中から技術上、経済上適当なものを選定いたします。

電 圧	種 類	太 さ (平方ミリメートル)									
低 圧	架橋ポリエチレン絶縁	22	38	60	100	150	250	325	-	-	
高 圧	ビニルシースケーブル	22	38	60	100	150	250	325	400	500	

(ニ) 高圧機器（地上設置）、高圧分岐装置、低圧分岐装置の設置

a 高圧機器（地上設置）は、高圧線を分岐する場合、または高圧を低圧に変圧する場合に施設いたします。

b 高圧分岐装置は、高圧線から π 分岐し、高圧の需要に地中引込みを行なう場合に施設いたします。

c 低圧分岐装置は、低圧幹線から低圧の需要への地中引込線を分岐する場合に施設いたします。

(3) 特別高圧電線路

イ 通 則

(イ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度は、次の値を標準といたします。
この場合、電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所の引出口までといたします。

公称電圧（キロボルト）	22	66
電圧降下の許容限度（キロボルト）	2	6

(ロ) 経 過 地 等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は、需要動向等の将来の見通しや地形その他用地の事情を考慮して、保守、保安等に支障のない範囲において、電線路がもっとも経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ) 電線路の種類および回線数

特別高圧電線路は、架空電線路を標準とし、回線数は原則1回線（予備供給設備を希望する場合にあたっては2回線）といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上、経済上不適当と認められる場合もしくは用地の確保が著しく困難な場合は、その他の方法によります。

ロ 架 空 電 線 路

(イ) 電線路の施設

- a 特別高圧架空電線路は、単独の電線路の新設、他の電線路との併架、電線張替等のうち、技術的に支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。
- b 他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は、電圧の高いものを上部、低いものを下部といたします。

(ロ) 支持物の施設

特別高圧架空電線路の支持物は、原則として鉄塔を使用いたします。ただし、22キロボルト以下の架空電線路で支持物に電柱を使用する場合（以

下「22キロボルト電柱方式」といいます。)は、原則として工場打鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ) 標準径間

標準径間は、次によるものといたします。

支持物種類	標準径間 (メートル)
鉄 塔	150以上 300以下
そ の 他	30以上 150以下

(ニ) が い し

- a がいしは、250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが、状況によりラインポストがいしまたは長幹がいしを使用することがあります。

ただし、「22キロボルト電柱方式」のがいしは、ラインポストがいしまたは長幹がいしを標準といたしますが、状況により、技術上、経済上適当なものを使用することがあります。

- b 懸垂がいしの連結個数は、次の値を標準といたします。その他のがいしを使用する場合は、懸垂がいしに準じて施設いたします。

公 称 電 圧 (キロボルト)	22	66
標準がいし個数	1	7
標準絶縁間隔 (ミリメートル)	350	950
最小絶縁間隔 (ミリメートル)	300	350
ジャンパーと腕金との間隔 (ミリメートル)	400	1,060

- c 塩じん害等により汚損する箇所には次の標準がいし連結個数を採用いたします。

なお、等価付着塩分量は、屋外に施設されるすべての箇所で0.35ミリグラム／平方センチメートル以上といたします。

付着塩分量 (ミリグラム／平方センチメートル)	0.35	0.5	0.5以上
公称電圧66キロボルト 標準がいし連結個数	7	7	8

(ホ) 装柱, その他

- a 支持物の装柱は, 電圧, 電線の種類および太さ, 気象条件, 地理的条件, 用地等事情を考慮して決定いたします。
- b 絶縁間隔は, (ニ) b の値を標準といたします。

(ハ) 電線の種類および太さ

- a 電線は機械的強度上特に必要のある場合, 腐食のおそれがある場合等特別な場合を除き, 裸硬銅より線, アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を使用いたします。ただし, 「22キロボルト電柱方式」の場合は絶縁電線を使用いたします。
- b 電線の太さは, 許容電流, 短絡電流, 電圧降下, 電力損失, 機械的強度等を考慮して, 次の中から技術上, 経済上必要最小のものを使用いたします。

裸 硬 銅 よ り 線		アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱 アルミ合金より線	
公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)	公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)	公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)
125	485	410	846	410	1,349
100	420	240	608	240	954
55	290	160	467	—	—
—	—	120	399	—	—

水密型屋外用架橋 ポリエチレン絶縁電線 (O C W)		アルミ覆鋼心アルミ導体 架橋ポリエチレン絶縁電線 (A C - O C)		アルミ導体架橋 ポリエチレン絶縁電線 (A L - O C)	
公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)	公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)	公称断面積 (平方ミリメートル)	許容電流 (アンペア)
150	505	120	355	200	455
100	390				

(ト) 架空地線の施設

- a 電線路には、雷害を防止するため架空地線を施設いたします。
- b 架空地線は、アルミ覆鋼より線1条を標準とし、太さは55平方ミリメートル相当以上といたします。ただし、電磁誘導障害または腐食のおそれがある場合には、特殊電線を使用することがあります。

(チ) 架空電線の地表上の高さ

電線の最低地上高は、次の値を標準といたします。ただし、電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域、道路や河川の横断箇所、植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は、標準値に必要な高さを加算した値とします。

支持物の種類	最低地上高(メートル)	
	市街地	その他
鉄 塔	18	9
電 柱	8	6

(リ) アークホーンおよびアーマーロッドの施設

がいし装置には、必要によりアークホーン、アーマーロッドを施設いたします。

(ヌ) 耐雷施設

66キロボルト架空電線路には、原則として酸化亜鉛型避雷アークホーンを施設いたします。

(ル) そ の 他

搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は、原則として搬送波を阻止するブロッキングコイルを施設いたします。

ハ 地 中 電 線 路

(イ) 施 設 方 法

特別高圧地中電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。ただし、当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は、暗きょ式とすることがあります。

(ロ) ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類は、電圧、経過地、施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。また、ケーブルの太さは、許容電流、電圧降下、事故電流、施設方法等を考慮して、原則として次の中から選定いたします。

なお、ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	22	66
公称断面積 (平方ミリメートル)	22	80
	38	100
	60	150
	100	200
	150	250
	200	325
	325	400
	500	600

(ハ) 避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には、ケーブルの保護のため、原則として接続部に避雷器を取り付けます。

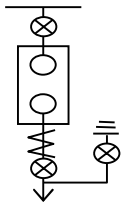
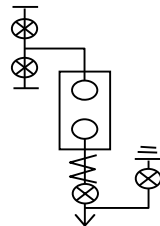
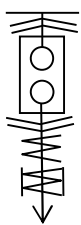
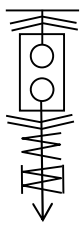
(4) 変電設備

イ 通 則

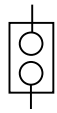
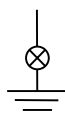
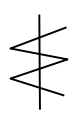
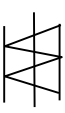
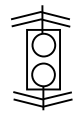
電線路の引出設備は、その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ 結 線 法

結線および主要機器取付数量の標準は、次のとおりといたします。

公称電圧 (キロボルト)		結線法	機器名	数量	備考
66	単母線		し や 断 器 断 路 器 変 流 器 配 電 盤	1台 2台 12個 1式	しや断器が自動連結構造 の場合には，断路器を省 略いたします。 変流器は，しや断器に内 蔵されたものを標準とい たします。
	複母線		し や 断 器 断 路 器 変 流 器 配 電 盤	1台 3台 18個 1式	
22	単母線		し や 断 器 変 流 器 零 相 変 流 器 配 電 盤	1台 6個 1個 1式	
6.6	単母線		し や 断 器 変 流 器 零 相 変 流 器 配 電 盤	1台 2個 1個 1式	

凡 例

しや断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器	引出型 しや断器
					

ハ し や 断 器

(イ) しや断器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および施工時の系統構成または将来構成さ

れることが予定されている系統構成について計算した事故電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(ロ) 系統構成は、10年程度先を目標といたします。

ニ 断 路 器

(イ) 断路器は、当社で一般的に使用しているもののなかで、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(ロ) 系統構成は、10年程度先を目標といたします。

ホ 計 器 用 変 流 器

(イ) 計器用変流器は、当社で一般的に使用しているもののなかで、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して、必要最小のものを使用いたします。

(ロ) 系統構成は、10年程度先を目標といたします。

ヘ 配 電 盤

配電盤には、原則として電流計、電力量計およびしゃ断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また、必要に応じ無効電力量計、電圧計等を取り付けます。

なお、無人変電所の場合には、当該設備の遠隔監視制御装置（通信伝送路を含みます。）を取り付けます。

ト 保 護 装 置

電線路には短絡または地絡故障を生じた場合に、自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお、原則として各線路には自動再閉路継電器を施設いたします。

(5) 保安通信設備

イ 通 則

(イ) 施 設 基 準

保安通信用電話設備は、原則として特別高圧で受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。なお、回線数は、原則として1回線といたします。

(ロ) 通 信 方 式

保安通信用電話設備は、架空通信線、地中通信線または無線等による電話設備のうち、当該供給設備の保安上の重要度ならびに経済性を考慮して最も妥当な方式により施設いたします。

(ハ) 経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において、最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ 架空通信線路

(イ) 通信線路の施設

架空通信線路は、35キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架により施設いたします。ただし、技術上、経済上不適当と認められる場合は、通信線を単独に施設することがあります。

(ロ) 通信線の種類

架空通信線には、原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ハ 地中通信線路

(イ) 施 設 方 法

地中通信線路の施設方法は、(2)ハ(イ)地中電線路の施設方法に準じます。

(ロ) 通信線の種類

地中通信線には、原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ニ 無線電話装置

(イ) 無線電話装置は、原則として1チャンネル単信通信方式を使用するものとし、呼出方式はスピーカー呼出方式といたします。

(ロ) 装置電源は、原則として常時交流受電で、停電時には外部蓄電池より供給可能な浮動充電方式といたします。

ホ 電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は、スーパービジョン、テレメータ、系統保護用設備等を施設するものとし、イからハまでの基準を準用いたします。

へ 保 安 装 置

保安装置は，保安上必要に応じて施設いたします。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
(低 圧 版)

令和6年4月1日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目 次

I 総 則	1
1 目 的	1
2 適 用 の 範 囲	1
3 協 議	1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件	2
4 電 気 方 式	2
5 運転可能周波数	2
6 力 率	3
7 高 調 波	3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制	3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	4
10 不要解列の防止	4
11 保護装置の設置場所	7
12 保護リレーの設置相数	7
13 保護装置の設置	8
14 解 列 箇 所	9
15 接 地 方 式	9
16 直流流出防止変圧器の設置	10
17 電 圧 変 動	10
18 短 絡 容 量	12
19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置	12
20 発電設備等の種類	12
21 サイバーセキュリティ対策	13
22 発 電 機 諸 元	13
III 需要設備の接続に必要な技術要件	15
23 力 率 の 保 持	15
24 保護装置の設置	15

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件（低圧版）（以下「要件」といいます。）は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき、発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の低圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで、発電設備とは発電に供する電気設備、需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお、この要件にもとづき、発電場所及び需要場所において必要となる設備については、契約者の負担で施設していただきます。

2 適 用 の 範 囲

この要件は、発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の低圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合、本要件を適用していただきます。

3 協 議

この要件は系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。

4 電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、次の場合を除き、連系する系統の電気方式（交流単相2線式・単相3線式・三相3線式・三相4線式）と同一としていただきます。

- (1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合
- (2) 単相3線式の系統に単相2線式200Vの発電設備等を連系する場合に、受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策、又は発電設備等を解列する対策を行う場合

5 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、

この限りではありません。

6 力 率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。なお、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には、受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80%まで制御できるものといえます。

7 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5%，各次電流歪率3%以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は、発電出力を技術的

に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故の範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。なお、構内設備の故障に対しては、低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

イ 発電設備等の異常及び故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ 事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ 連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備

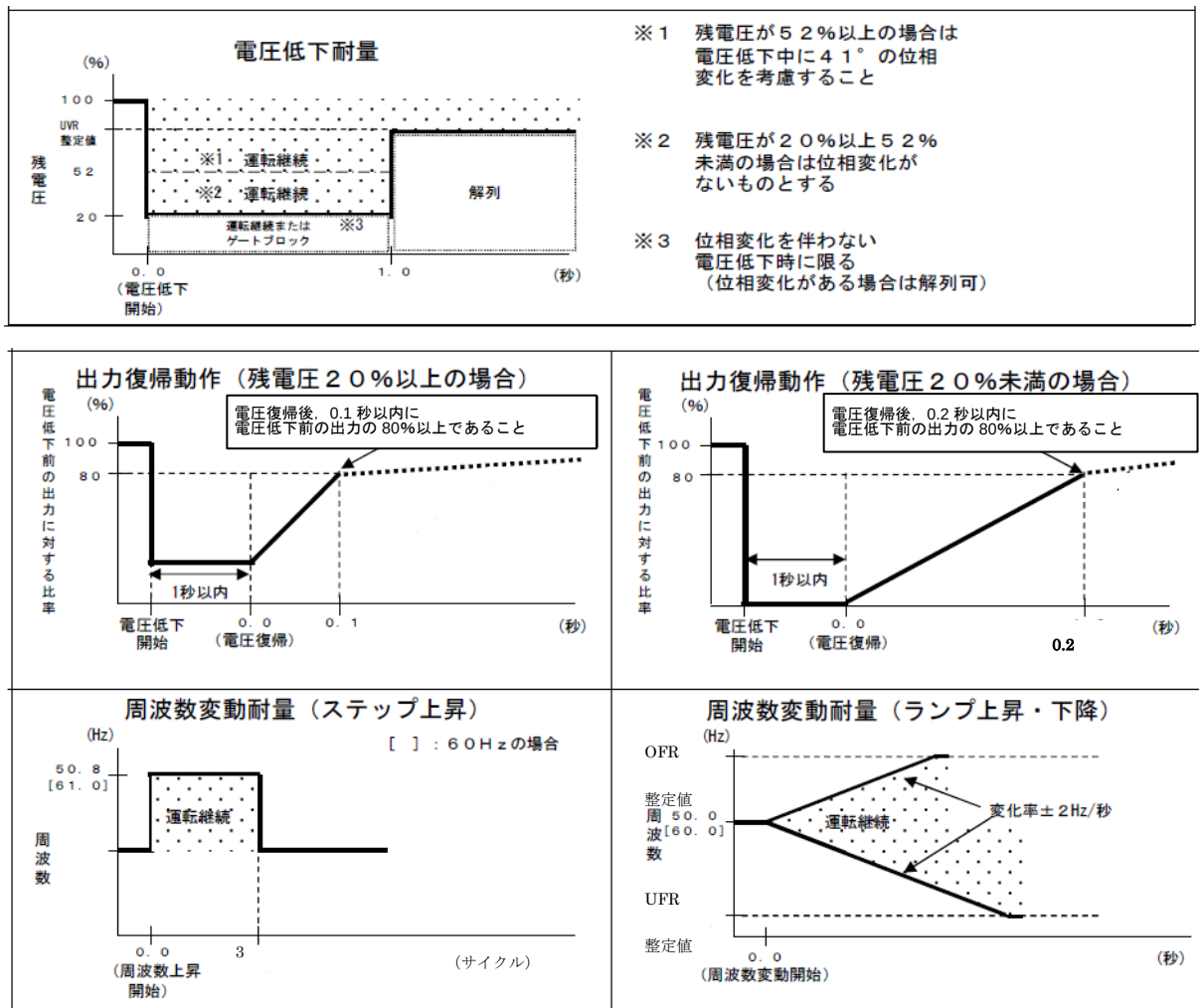
等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（F R T要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等			電圧低下			周波数変動 (運転継続)
			残電圧20%以上 (運転継続)	残電圧20%未満 (運転継続またはゲート ブロック)	残電圧52%以上・位相 変化41度以下(運転継 続)	60Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰（RPRが設置され る場合は出力電力特性 とRPRの協調を図るた め,0.4秒以内の復帰と してもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰（RPRが設置され る場合は出力電力特性 とRPRの協調を図るた め,0.4秒以内の復帰と してもよい。）	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガ ス エ ン ジ ン	単機出力 2kW未満	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		単機出力 2kW以上 10kW未満 ※	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

	複数 直 流 入 力 シ ス テ ム	太陽光 +蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ 状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
		燃料電池+蓄電池 ガスエンジン+蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	
	蓄電池					
	燃料電池					
	ガスエンジン					
	風力	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ 状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz	

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 過電圧リレーは、単相 2 線式においては 1 相、単相 3 線式及び三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお、単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

- (2) 不足電圧リレー及び短絡方向リレーは、単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。
- (3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相 2 線式，単相 3 線式及び三相 3 線式について 1 相に設置すること。
- (4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとする。
- イ 不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。
- ロ 不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式及び三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

13 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

- イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
- ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

- イ 同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の

故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

- ロ 誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

- イ 連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

- ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。

- ハ 能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 機械的な解列箇所 2 箇所
- (2) 機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック
- (3) 発電設備等連絡用遮断器

15 接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては 101 ± 6 V、標準電圧200Vに対しては 202 ± 20 V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行います。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

- イ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期する機能を有するものを用いること。
- ロ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。

ハ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。
なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

ハ 単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有

する装置の設置などの対策を行うこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限值の変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

〔対策要否の判定基準例〕

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45 V以下（当該設備のみの場合は、0.23 V以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相3線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に、3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20 発電設備等の種類

逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限り、ただし、逆変換装置を用いない場合でも、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り、逆潮流有りの連系とすることができます。

す。

21 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い、速やかに必要な措置を講じる必要があるため、発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名及び一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。

22 発電機諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。（第3者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。

なお、電気方式につきましては、「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

23 カ 率 の 保 持

- (1) 需要者は、需要場所において、電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は、原則として、90パーセント以上、その他の機器を使用する供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。
- (2) 進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

24 保護装置の設置

需要者は、次の原因で他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は、その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には、お客さまの負担で、必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

- (1) 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
- (2) 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
- (3) 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

- (4) 著しい高周波または高調波を発生する場合
- (5) その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
(高 圧 版)

令和 6 年 4 月 1 日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目 次

I 総 則	1
1 目 的	1
2 適 用 の 範 囲	1
3 協 議	1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件	2
4 電 気 方 式	2
5 運転可能周波数	2
6 力 率	2
7 高 調 波	3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制	3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	4
10 不要解列の防止	4
11 保護装置の設置場所	6
12 保護リレーの設置相数	6
13 保護装置の設置	7
14 解 列 箇 所	9
15 自 動 負 荷 制 限	9
16 線路無電圧確認装置の設置	9
17 接 地 方 式	10
18 直流流出防止変圧器の設置	10
19 電 圧 変 動	11
20 出力変動対策	13
21 短 絡 容 量	14
22 発電機定数・諸元	14
23 昇圧用変圧器	16
24 連 絡 体 制	17
25 バンク逆潮流の制限	18
26 サイバーセキュリティ対策	18
27 そ の 他	19
III 需要設備の接続に必要な技術要件	20
28 高 調 波	20

29	電圧フリッカ・電圧変動	21
30	瞬時電圧低下	22
31	電圧不平衡	22
32	保護協調の目的	22
33	保護装置の設置	23
34	保護装置の設置場所	23
35	保護リレーの設置相数	23
36	遮断箇所	23
37	サイバーセキュリティ対策	23

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件（高圧版）（以下「要件」といいます。）は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき、発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の高圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで、発電設備とは発電に供する電気設備、需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお、この要件にもとづき、発電場所及び需要場所において必要となる設備については、契約者の負担で施設していただきます。

2 適 用 の 範 囲

この要件は、発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の高圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合、本要件を適用していただきます。

3 協 議

この要件は系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。

4 電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

5 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数 ：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、この限りではありません。

6 力 率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。なお、電圧上昇を防止する上でやむを得

ない場合には、受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80%まで制御できるものといたします。

7 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5%，各次電流歪率3%以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、「28高調波」に準じた対策を実施していただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10 不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「32 保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ 発電設備等の異常及び故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ 事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ 連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

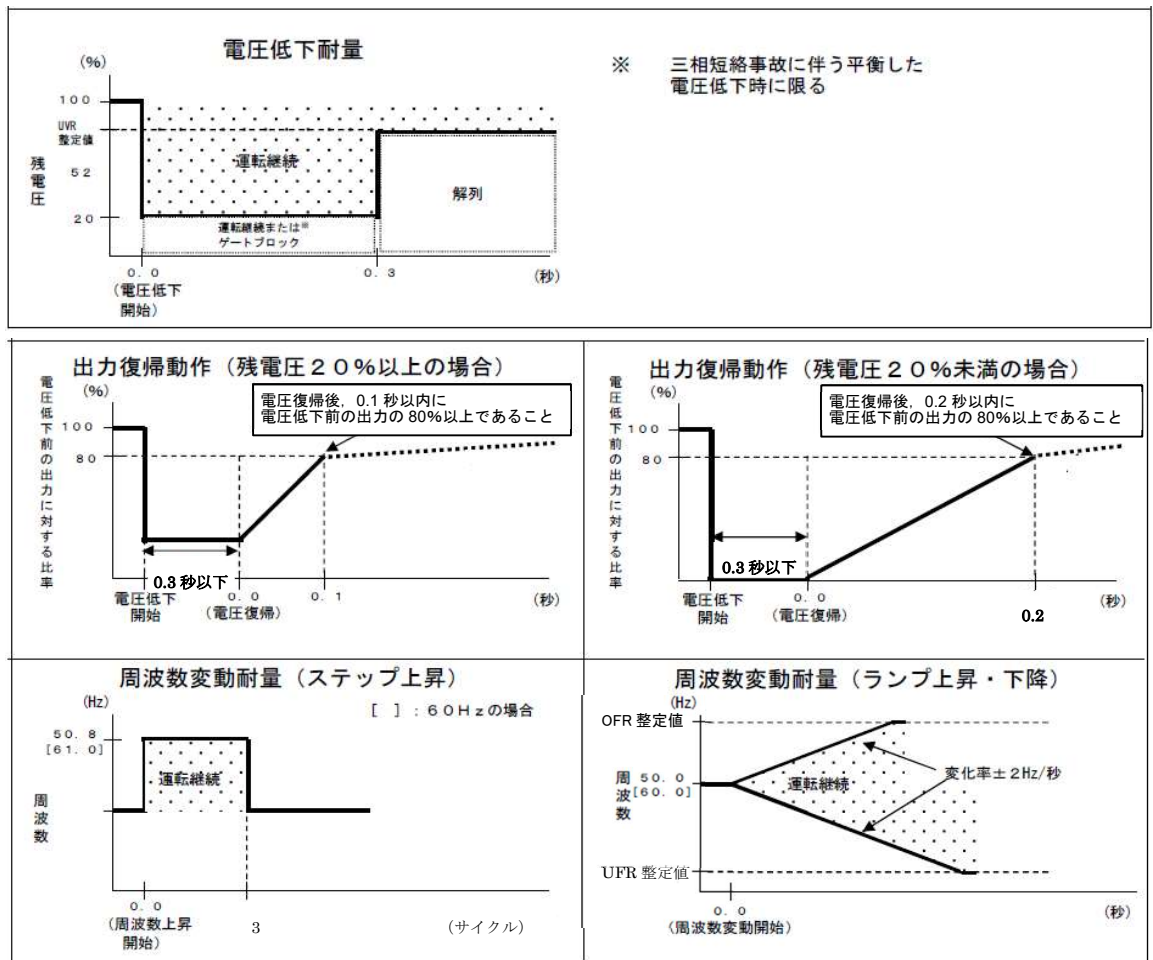
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（F R T要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上 (運転継続)	残電圧20%未満 (運転継続またはゲート ブロック)	残電圧52%以上・位相 変化41度以下(運転継 続)	60Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残 電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し, 電圧復帰後1.0秒以内に電圧 低下前の出力の80%以上の出力まで復帰			・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰 (RPRが設置され る場合は出力電力特性 とRPRの協調を図るた め, 0.4秒以内の復帰と してもよい。)	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰 (RPRが設置され る場合は出力電力特性 とRPRの協調を図るた め, 0.4秒以内の復帰と してもよい。)	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン (単機出力35kW 以下)	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・電圧低下継続時間 0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以 内に電圧低下前の出力 の80%以上の出力まで 復帰	・ステップ 状に+1.0Hz, 3 サイクル間継続 ・ランプ 上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。
- (2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，1 相設置とすること。

- (3) 短絡方向リレーは、3相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる2相設置とすることができる。
- (4) 不足電圧リレーは、3相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、1相設置とすることができる。
- (5) 不足電力リレーは、2相設置とすること。

13 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により、検出できる場合は省略できることといたします。

イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ 同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ 誘導発電機、二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができるものとします。

イ 発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が

検出できる場合

- ロ 逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合
- ハ 逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合

(4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

イ 連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ 能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合、単独運転防止のため、逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ1方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 受電用遮断器
- (2) 発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置
- (3) 発電設備等連絡用遮断器
- (4) 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電氣的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

16 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

- (1) 専用供給設備による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合
- (2) 転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合
- (3) 2方式以上の単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮

断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、２系列目の上記装置については、次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ 保護リレーの２系列目は、不足電力リレーのみとすることができる。

ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用できる。

17 接 地 方 式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

18 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

19 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては 101 ± 6 V，標準電圧200Vに対しては 202 ± 20 V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正值を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用供給設備による連系を行なうなどの対策を行います。

イ 発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。

ロ 発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

イ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ニ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期する

機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

ト 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。
なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

ハ 単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとする。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって、配電線に注入する

無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

〔対策要否の判定基準例〕

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

20 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力300キロワット以上）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の2パーセント以下／分」とすること。

21 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

22 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。（第3者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	発電機の実出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

23 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

24 連 絡 体 制

(1) 連 絡 体 制

発電者の構内事故及び系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生する恐れがある場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

(イ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止すること。また、保安規程上明記されていること。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として、次のスーパービジョンを設置していただくことがあります。

また、供給地点における有効電力等を収集するために、原則として、テレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ スーパービジョン

- (イ) 遮断器（配電線引込口）
- (ロ) 保護継電装置（配電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）
の動作表示及び状態表示
- (ハ) 連系に係る保護継電装置の異常情報
- (ニ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ テレメータ

- (イ) 供給地点の有効電力と無効電力
- (ロ) 供給地点の有効電力量

25 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。

26 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセ

セキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

27 そ の 他

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統に再連系可能である旨をお知らせするまでの間，発電者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。

なお、電気方式につきましては、「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

28 高 調 波

需要者は、高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、当社系統に高調波電流が流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、以下の要件に従っていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ 使用する高調波発生機器の容量を6パルス変換器容量に換算し、それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を計算し、その値を提出していただきます。このうち等価容量の合計が50kVAを超える場合に該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が本要件の対象となります。

ロ イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

ハ ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等の場合に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者は、系統に流出する高調波電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ 高調波流出電流は、高調波発生機器毎の定格運転状態において発生す

る高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ 高調波流出電流は、高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ 対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数毎に下表に示す需要者の契約電力1kW当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力(kWを単位とします。)を乗じた値とします。

なお、上記契約電力とは、契約者が契約上使用できる最大電力(kW)をいいます。

(単位：mA/kW)

系統電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次 超過
6.6kV	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は、(2)の高調波流出電流が、(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

29 電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など、系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は、負荷に応じた抑制装置(フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など)を、需要者において設置していただきます。また、受電用変圧器加圧時の励磁突入電

流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

30 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

31 電圧不平衡

負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。

32 保護協調の目的

需要者の電気設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考えにもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

- (1) 需要者の電気設備の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統へ事故を波及させないために，需要者の電気設備を即時に解列すること。
- (2) 連系する系統の事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には，当該系統から需要者の電気設備を解列すること。
- (3) 連系する系統以外の事故時には，原則として需要者の電気設備を解列しないこと。

33 保護装置の設置

需要者は、負荷設備を系統に連系する場合は、系統の保護のため、需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

34 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

35 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

- (1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。
- (2) 短絡保護用リレーは3相設置といたします。

36 遮断箇所

遮断箇所は、原則として連系用遮断器といたします。

37 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
(特別高压版)

令和6年4月1日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目 次

I 総 則	1
1 目 的	1
2 適 用 の 範 囲	1
3 協 議	1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件	2
4 電 気 方 式	2
5 運転可能周波数・並列時許容周波数	2
6 力 率	3
7 高 調 波	3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制	3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	4
10 不要解列の防止	4
11 保護装置の設置	7
12 再 閉 路 方 式	11
13 保護装置の設置場所	11
14 解 列 箇 所	11
15 保護リレーの設置相数	12
16 自動負荷制限・発電抑制	12
17 線路無電圧確認装置の設置	13
18 発電機運転制御装置の付加	13
19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	16
20 直流流出防止変圧器の設置	17
21 電 圧 変 動	17
22 出力変動対策	19
23 短絡・地絡電流対策	20
24 発電機定数・諸元	20
25 昇圧用変圧器	24
26 連 絡 体 制	24
27 電気現象記録装置	26
28 サイバーセキュリティ対策	27
III 需要設備の接続に必要な技術要件	28

29	供 給 電 圧	28
30	進相用コンデンサの運用	28
31	高 調 波	28
32	電圧フリッカ・電圧変動	30
33	瞬時電圧低下	30
34	電 圧 不 平 衡	31
35	保護協調の目的	31
36	保護装置の設置	31
37	保護装置の設置場所	32
38	保護リレーの設置相数	32
39	遮 断 箇 所	32
40	再 閉 路 方 式	32
41	連絡体制及び系統連系上必要な情報	33
42	サイバーセキュリティ対策	34

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件（特別高圧版）（以下「要件」といいます。）は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき、発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで、発電設備とは発電に供する電気設備、需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお、この要件にもとづき、発電場所及び需要場所において必要となる設備については、契約者の負担で施設していただきます。

2 適 用 の 範 囲

この要件は、発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

3 協 議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。

4 電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

5 運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数 ：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。

また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを57.0Hz、検出時限を自動再開路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。

（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持するため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし、

離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

6 力 率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として発電設備等側からみて遅れ力率90%～進み力率95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85%以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また、受電地点の力率、電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

7 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5%，各次電流歪率3%以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、「31高調波」に準じた対策を実施していただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏ま

え個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとします。

10 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「35 保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ 発電設備等の異常及び故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ 連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合もある。

ハ 上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列

し単独運転が生じないこと。

ニ 連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ 連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ 連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。

ト 当社の保護リレーと協調が必要な場合は、当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。

チ 連系する系統との保護協調を考慮し、当社設備と同等の遮断時間とすること。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（F R T要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	60Hz系統
		残電圧20%以上 (運転継続)	残電圧20%未満 (運転継続またはゲート ブロック)	残電圧52%以上・位相変 化41度以下(運転継続)	
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

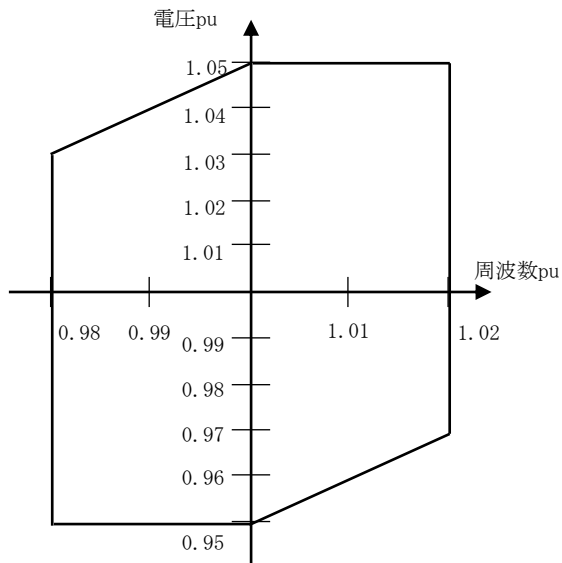
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧及び周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

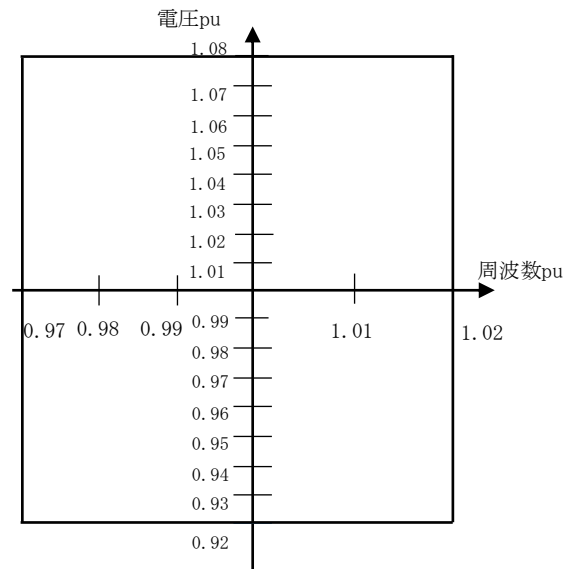
また、これを超える端子電圧及び周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「5 運転可能周波数・並列時許容周波数（1）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

11 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ 短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、原則として、連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(イ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備等を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機

能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ロ) 誘導発電機、二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ 地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため、原則として、連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(イ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

a 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c 逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過

電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者、発電設備等を系統連系する需要者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ 連系する系統と同一の保護方式の短絡・地絡保護

電圧 階級 (k V)	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
			中性点接地方式					
			直接接地方式		抵抗接地方式			
	主保護	後備 保護	主保護	後備 保護	主保護	後備 保護		
1 3 2 6 6	電流差動 リレー	短絡方向 距離リレー	電流差動 リレー	地絡方向 距離リレー			1 系列	※1
2 2	回線選択 リレー	短絡方向 距離リレー			回線選択 リレー	地絡方向 リレー	1 系列	
	過電流 リレー	—			地絡方向 リレー	—	1 系列	

※1 当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ 逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお、必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧及び位相差が合致しない場合には、当社

からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ 逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

また、22kV 以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 13 保護装置の設置」に準じていただきます。

(4) 事故波及防止対策

イ 系統事故時に系統の安定度が維持できない場合には、当社は電源制限装置によって発電者の発電を抑制いたします。この場合、発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ハ 系統の周波数を維持するため、発電設備等が事故等により、連系する系統から解列する場合、または発電電力が急減する場合、発電者は、発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置を設置していただく場合があります。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として「36 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点及び同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていた

だきます。

遮断器：3サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

12 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

13 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

14 解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 受電用遮断器
- (2) 発電設備等出力端遮断器
- (3) 発電設備等連絡用遮断器
- (4) 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電氣的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
- (2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは1相設置とすること。
- (3) 不足電力リレーは2相設置とすること。
- (4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

16 自動負荷制限・発電抑制

- (1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断，もしくは発電増出力（揚水遮断及び蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

- (2) あらかじめ当社が指定した送電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，N－1電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「N－1

電制装置」といいます。)を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持及び運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、N－1電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのN－1電制装置の設置及びその他N－1電制の実施に必要な対応をしていただきます。

17 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 逆潮流が無い場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器及び制御用電源配線が、相互予備となるように2系列化されているとき。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ 2系列の保護リレーのうちの1系列は、不足電力リレーのみとすることができる。

ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できる。

ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できる。

また、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 16 線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。

18 発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化、潮流制御のための機能

系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

イ PSS(Power System Stabilizer)

ロ 超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。

イ ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ 周波数変動補償機能

標準周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ を超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ 出力低下防止機能

35MW以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz以下については、1.2Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	35MW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び 混焼バイオマス発電設備※ ⁶
機能・仕様等	GF調定率	4 %以下	4 %以下
	GF幅※ ¹	8 %以上 (定格出力基準)	5 %以上 (定格出力基準)
	GF制御応答性	2 秒以内に出力変化開始, 10秒以内にGF幅の出力変化完了※ ⁸	
	LFC幅	± 8 %以上 (定格出力基準)	± 5 %以上 (定格出力基準)
	LFC変化速度※ ²	5 %/分以上 (定格出力基準)	2 %/分以上 (定格出力基準)
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※ ⁸	60秒以内に出力変化開始 ※ ⁸
	EDC変化速度※ ²	5 %/分以上 (定格出力基準)	2 %/分以上 (定格出力基準)
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※ ⁸	60秒以内に出力変化開始 ※ ⁸
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	2 %/分以上 (定格出力基準)
	最低出力※ ³ ※ ⁴ (定格出力基準)	50%以下 DSS 機能具備※ ⁵	30%以下 DSS 機能具備※ ⁷

※¹ GT及びGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の8 %以上、その他の発電機については定格出力の5 %以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※² 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※³ 気化ガス (BOG) 処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

- ※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。
- ※5 日間起動停止運転（DSS）は、発電機解列～並列まで3.5時間以内で可能なこと。
- ※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。
- ※7 日間起動停止運転（DSS）は、発電機解列～並列まで4時間以内で可能なこと。
- ※8 記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

また、周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値）を受信する機能及び、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力 [GT及びGTCCのみ。]、EDC・LFC使用/除外、周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。なお、定格出力の合計が100MW以上400MW未満の火力（GTCC）発電設備については、当該装置の設置または機能の具備について協議させていただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ 132kVの系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 受電電圧が66kV以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置して

いただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を講じていただきます。

- (1) 22kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。
- (2) 66kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

20 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

21 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね $\pm 1 \sim 2\%$ 以内を適正值とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（AVR）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

ただし、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の $\pm 2\%$ を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

また、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から $\pm 2\%$ 程度を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正值（常時電圧の 2% を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき、適正值を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(イ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（SVC）の設置や

サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

- (ロ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル (ΔV_{10}) を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

(3) その他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

22 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと。

なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議する。

ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと、また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

ハ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.1Hz以下とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」とすること。

23 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

24 発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素

電源種	設備	諸元
共通	保護装置	仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他）
		応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック
水力	発電プラント	揚水待機・開始所要時間
	制御装置	上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m ³ /s)）
逆変換装置	発電プラント	メーカー，型式
	制御装置	単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント	無効電力制御方式，整定値
	制御装置	慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

25 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

26 連絡体制

- (1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電指令所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電指令所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，

保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備又は電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし、保安通信用電話設備は、22 k V以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件を全て満たす場合においては、一般加入電話又は携帯電話

(イ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社の給電指令所等と連絡が取れない場合には、当社の給電指令所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また、保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電指令所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※ ¹
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態
	変圧器遮断器の開閉状態
	母線連絡遮断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの異常表示
	発電機重故障
	発電機補機ランバック
	テレメータ異常表示
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	代表風車地点の風向・風速※ ²
	発電最大能力値※ ³ （風力発電設備の場合）

※¹ 慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※² ナセルで計測する風向・風速

※³ 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

28 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法に基づき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

29 供 給 電 圧

当社変電所の母線電圧は，系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが，個々の需要者への供給電圧は，送電線の負荷電流の大小などによって変動し，かつ，需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより，問題が生じるおそれがある場合は，負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。

30 進相用コンデンサの運用

力率改善用コンデンサの設置・運用については，以下のとおりといたします。

- (1) 夜間（23時～9時）・休祭日などの軽負荷時には進み力率とならないよう，コンデンサを開放していただきます。特に，年末年始・ゴールデンウィーク・旧盆などには，コンデンサの開放について当社から依頼があった場合は，協力していただきます。
- (2) (1)の対策を実施するため，コンデンサを設置する場合には適当な容量（電圧変動が少ないよう）ごとに開閉器を設置していただきます。

31 高 調 波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがつ

ていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ 対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

(イ) 22,000 Vの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300 k V Aを超える需要者。

(ロ) 66,000 V以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が2,000 k V Aを超える需要者。

ロ イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300 V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20 A／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ 特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ 高調波流出電流は、高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ 高調波流出電流は、高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、

高調波の次数毎に、次表に示す需要者の契約電力 1 k W 当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（k W 単位といたします。）を乗じた値といたします。

契約電力 1 k W 当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：mA/kW）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次 超過
22 k V	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66 k V	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
132 k V	0.29	0.21	0.13	0.11	0.08	0.08	0.06	0.06

受電電圧が上記表に該当しない場合には、高調波抑制対策技術指針によります。

（4）高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、上記（2）の高調波流出電流が、上記（3）の高調波流出電流の上限値を超える場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

32 電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など、系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は、負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を、需要者において設置していただきます。また、受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

33 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合、事故点を保護リレーで検出し、それを系統から切り離すまでの間、事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため、これにより影響を受ける場合は、需要者において、負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など、使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

34 電 圧 不 平 衡

負荷の特性によって、各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には、他の需要者に支障を及ぼすことがないように、需要者で必要な対策を実施していただきます。

35 保護協調の目的

需要者の電気設備の事故または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。

- (1) 需要者の電気設備の異常及び事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、需要者の電気設備を当該系統から速やかに遮断していただきます。
- (2) 連系された系統に事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には、当該系統から需要者の電気設備を遮断することといたします。
- (3) 連系された系統以外の事故時には、原則として需要者の電気設備を遮断しないことといたします。

36 保護装置の設置

- (1) 需要者の電気設備の事故の場合、連系する系統へ影響を及ぼさないために、原則として次の保護リレーを設置していただきます。

イ 需要者の電気設備の短絡・地絡事故時の保護リレーとして、過電流リ

レー（瞬時要素付き）及び地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ 変圧器のインピーダンスが小さく、イの過電流リレーでの整定が困難な場合は、比率差動リレーなどを設置していただきます。

また、上記保護リレーだけでは当社の保護継電装置と協調が図れない場合は、母線保護継電装置などを設置していただきます。

(2) 系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は、当社電力系統と同一の保護装置を設置していただきます。

(3) 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただくことがあります。

イ 保護装置の二系列化

ロ 後備保護との組合せ

37 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

38 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは3相設置といたします。

39 遮断箇所

遮断箇所は、原則として連系用遮断器といたします。

40 再閉路方式

架空送電線で、再閉路方式を採用する場合は、当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。

41 連絡体制及び系統連系上必要な情報

(1) 連絡体制

需要者の技術員駐在箇所等と当社の給電指令所等との間には，保安通信用電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は，22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができることといたします。

イ 電力保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等

(イ) 需要者側の交換機を介さず，直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 系統連系運用に関する迅速かつ的確な情報連絡を行うために，日本語で連絡が取れる体制を構築していただきます。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，原則として次のスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ スーパービジョン

(イ) 遮断器（送電線引込口）

(ロ) 保護継電装置（送電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ハ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ニ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ テレメータ

(イ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ロ) 供給地点の有効電力量

42 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

電気事業法施行規則第19条第2項の規定に 基づく添付書類

- 1 変更を必要とする理由
- 2 託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表
- 3 電気事業法施行規則第17条の4第1項の規定により提出した書類の写し
- 4 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の規定に基づいて作成した書類

沖 縄 電 力 株 式 会 社

1 変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会において取りまとめられた「今後の電力政策の方向性について 中間とりまとめ（令和5年2月公表）」において、令和6年度から発電側課金制度を導入する整理がなされたことを踏まえ、当該内容を供給条件に反映し、新たに系統連系受電サービス料金を設定するとともに、令和5年11月24日に経済産業大臣の承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの変更を料金率に反映するべく、託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第18条第1項の規定にもとづき、ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

2 託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては、発電側課金制度を導入する整理がなされたこと、託送供給等に係る収入の見通しの変更について経済産業大臣の承認を受けたことを踏まえ、必要となる変更を行なうとともに、その他の今日の見直しをいたしました。

新 旧 比 較 表

[託送供給等約款]

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
託 送 供 給 等 約 款		託 送 供 給 等 約 款	
令和5年 ~~12~~ 月 ~~27~~ 日実施		令和 <u>6</u> 年 <u>4</u> 月 <u>1</u> 日実施	
沖 縄 電 力 株 式 会 社		沖 縄 電 力 株 式 会 社	

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
目次	目次
I 総 則 1	I 総 則 1
1 適 用 1	1 適 用 1
2 託送供給等約款の認可および変更 2	2 託送供給等約款の認可および変更 2
3 定 義 2	3 定 義 2
4 代表契約者の選任 8	4 代表契約者の選任 8
5 託送供給等に関する取扱い 8	5 託送供給等に関する取扱い 9
6 単位および端数処理 9	6 単位および端数処理 9
7 実 施 細 目 10	7 実 施 細 目 10
II 契約の申込み 11	II 契約の申込み 11
8 契 約 の 要 件 11	8 契 約 の 要 件 11
9 検討および契約の申込み 13	9 検討および契約の申込み 15
10 契約の成立および契約期間 21	10 契約の成立および契約期間 23
11 託送供給等の開始 22	11 託送供給等の開始 25
12 供給準備その他必要な手続きのための協力 23	12 供給準備その他必要な手続きのための協力 25
13 電気方式、電圧および周波数 23	13 電気方式、電圧および周波数 25
14 発電場所および需要場所 25	14 発電場所および需要場所 27
15 供給および契約の単位 27	15 供給および契約の単位 30
16 承 諾 の 限 界 31	16 承 諾 の 限 界 33
17 契 約 書 の 作 成 31	17 契 約 書 の 作 成 33
III 料 金 32	III 料 金 35
18 料 金 32	18 料 金 35
19 接続送電サービス 34	19 接続送電サービス 36
20 臨時接続送電サービス 60	20 臨時接続送電サービス 62
21 予備送電サービス 69	21 予備送電サービス 71
22 発電量調整受電計画差対応電力 71	22 系統連系受電サービス 73
23 接続対象計画差対応電力 72	23 発電量調整受電計画差対応電力 78
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力 73	24 接続対象計画差対応電力 79
25 給電指令時補給電力 74	25 需要抑制量調整受電計画差対応電力 80
IV 料金の算定および支払い 77	26 給電指令時補給電力 81
26 料金の適用開始の時期 77	IV 料金の算定および支払い 84
27 検 針 日 77	27 料金の適用開始の時期 84
28 料金の算定期間 78	28 検 針 日 84
29 計 量 79	29 料金の算定期間 85
	30 計 量 87

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
30 電力および電力量の算定 80	31 電力および電力量の算定 88
31 損 失 率 99	32 損 失 率 106
32 料 金 の 算 定 99	33 料 金 の 算 定 107
33 支払義務の発生および支払期日 102	34 支払義務の発生および支払期日 110
34 料金その他の支払方法 104	35 料金その他の支払方法 113
35 保 証 金 106	36 保 証 金 116
36 連 帯 責 任 108	37 連 帯 責 任 118
V 供 給 109	V 供 給 120
37 託送供給等の実施 109	38 託送供給等の実施 120
38 給電指令の実施等 112	39 給電指令の実施等 123
39 適正契約の保持等 117	40 適正契約の保持等 128
40 契 約 超 過 金 118	41 契 約 超 過 金 129
41 力 率 の 保 持 118	42 力 率 の 保 持 131
42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 119	43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 132
43 託送供給等にもなう協力 120	44 託送供給等にもなう協力 133
44 託送供給等の停止 121	45 託送供給等の停止 134
45 託送供給等の停止の解除 122	46 託送供給等の停止の解除 135
46 託送供給の停止期間中の料金 122	47 託送供給等の停止期間中の料金 136
47 違 約 金 123	48 違 約 金 136
48 損害賠償の免責 123	49 損害賠償の免責 136
49 設 備 の 賠 償 124	50 設 備 の 賠 償 137
VI 契約の変更および終了 125	VI 契約の変更および終了 138
50 契 約 の 変 更 125	51 契 約 の 変 更 138
51 名 義 の 変 更 126	52 名 義 の 変 更 140
52 契 約 の 廃 止 127	53 契 約 の 廃 止 140
53 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の 精算 128	54 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の 精算 142
54 解 約 等 132	55 解 約 等 146
55 契約消滅後の債権債務関係 133	56 契約消滅後の債権債務関係 148
VII 受電方法および供給方法ならびに工事 134	VII 受電方法および供給方法ならびに工事 150
56 受電地点、供給地点および施設 134	57 受電地点、供給地点および施設 150
57 架 空 引 込 線 136	58 架 空 引 込 線 152
58 地 中 引 込 線 137	59 地 中 引 込 線 153
59 連接引込線等 138	60 連接引込線等 154
60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 139	61 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 155
61 引 込 線 の 接 続 139	62 引 込 線 の 接 続 155

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
62 計量器等の取付け 140 63 通信設備等の施設 141 64 専用供給設備 141 VIII 工事費の負担 144 65 受電地点への供給設備の工事費負担金 144 66 受電用計量器等の工事費負担金 148 67 会社間連系設備の工事費負担金 149 68 供給地点への供給設備の工事費負担金 149 69 工事費負担金の申受けおよび精算 157 70 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の 申受け 159 71 臨時工事費 160 72 工事費等に関する契約書の作成 161 IX 保 安 162 73 保安の責任 162 74 保安等に対する発電者および需要者の協力 162 75 調 査 163 76 調査等の委託 163 77 調査に対する需要者の協力 163 78 検査または工事の受託 164 79 自家用電気工作物 164 附 則 165 別 表 219	63 計量器等の取付け 156 64 通信設備等の施設 157 65 専用供給設備 157 VIII 工事費の負担 160 66 受電地点への供給設備の工事費負担金 160 67 受電用計量器等の工事費負担金 164 68 会社間連系設備の工事費負担金 165 69 供給地点への供給設備の工事費負担金 165 70 工事費負担金の申受けおよび精算 173 71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の 申受け 175 72 臨時工事費 176 73 工事費等に関する契約書の作成 177 IX 保 安 178 74 保安の責任 178 75 保安等に対する発電者および需要者の協力 178 76 調 査 179 77 調査等の委託 179 78 調査に対する需要者の協力 179 79 検査または工事の受託 180 80 自家用電気工作物 180 附 則 181 別 表 245
I 総 則	I 総 則
3 定 義 次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) (略) (2) (略) (3) (略) (4) (略) (5) (略) (6) (略)	3 定 義 次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1) (略) (2) (略) (3) (略) (4) (略) (5) (略) (6) (略)

現（令和 5 年 12 月 27 日実施）	新（令和 6 年 4 月 1 日実施）
(7)（略）	(7)（略）
(8)（略）	(8)（略）
(9)（略）	(9)（略）
(10)（略）	(10)（略）
(11)（略）	(11)（略）
(12)（略）	(12)（略）
(13)（略）	(13)（略）
(14)（略）	(14)（略）
(15)（略）	(15)（略）
(16)（略）	(16)（略）
(17)（略）	(17)（略）
(18)（略）	(18)（略）
(19)（略）	(19)（略）
(20)（略）	(20)（略）
(21)（略）	(21)（略）
(22)（略）	(22)（略）
(23)（略）	(23)（略）
(24)（略）	(24)（略）
(25)（略）	(25)（略）
(26)（略）	(26)（略）
(27)（略）	(27)（略）
(28)（略）	(28)（略）
(29)（略）	(29)（略）
(30)（略）	(30)（略）
(31)（略）	(31)（略）
(32)（略）	(32)（略）
(33)（略）	(33)（略）
(34)（略）	(34)（略）
(35) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(35) 契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値 <u>（発電量調整供給においては、同時最大受電電力をこえないものいたします。）</u> をいいます。 <u>(36) 同時最大受電電力</u> <u>発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点における最大電力（キロワット）で、発電契約者または発電者と当社との協議により発電場所ごとにあらかじめ定めた値をいいます。</u> <u>(37) 最大連系電力等</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(36) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。 (37) 発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。 (38) 需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。 (39) 需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。 (40) 電 灯 白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。 (41) 小 型 機 器 主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の利用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。 (42) 動 力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。 (43) 契約負荷設備 契約上利用できる負荷設備をいいます。 (44) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (45) 定 期 検 査	<u>低圧で受電する場合は、発電量調整受電電力の最大値をいいます。</u> <u>高圧または特別高圧で受電する場合は、30分ごとの連系電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。</u> (38) 最大需要電力等 低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。 (39) 発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。 (40) 需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。 (41) 需要抑制バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。 (42) 電 灯 白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。 (43) 小 型 機 器 主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の利用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。 (44) 動 力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。 (45) 契約負荷設備 契約上利用できる負荷設備をいいます。 (46) 契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。 (47) 定 期 検 査

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。 ~~(46)~~ 定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 ~~(47)~~ 給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について、当社から指令することをいいます。 ~~(48)~~ 昼間時間 毎日午前9時から午後11時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 ~~(49)~~ 夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 ~~(50)~~ 貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 ~~(51)~~ 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年1月1日から3月31日までの期間、2月1日から4月30日までの期間、3月1日から5月31日までの期間、4月1日から6月30日までの期間、5月1日から7月31日までの期間、6月1日から8月31日までの期間、7月1日から9月30日までの期間、8月1日から10月31日までの期間、9月1日から11月30日までの期間、10月1日から12月31日までの期間、11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。 6 単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。 (1) （略） (2) 発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、1キロワットとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。 イ 低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは、契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を1キロワットといたします。	電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。 ~~(48)~~ 定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 ~~(49)~~ 給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について、当社から指令することをいいます。 ~~(50)~~ 昼間時間 毎日午前9時から午後11時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、5月1日、5月2日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 ~~(51)~~ 夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 ~~(52)~~ 貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 ~~(53)~~ 離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年1月1日から3月31日までの期間、2月1日から4月30日までの期間、3月1日から5月31日までの期間、4月1日から6月30日までの期間、5月1日から7月31日までの期間、6月1日から8月31日までの期間、7月1日から9月30日までの期間、8月1日から10月31日までの期間、9月1日から11月30日までの期間、10月1日から12月31日までの期間、11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。 6 単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。 (1) （略） (2) 発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、<u>同時最大受電電力，最大連系電力等</u>，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、1キロワットとし、その端数は、小数点以下第1位で四捨五入いたします。 イ 低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは、契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ 高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を1キロワットといたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(3) （略） (4) （略） (5) （略）	(3) （略） (4) （略） (5) （略）
7 実 施 細 目 この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお、当社は、必要に応じて、<u>発電者および</u>需要者と別途協議を行なうことがあります。	7 実 施 細 目 この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお、当社は、必要に応じて、需要者と別途協議を行なうことがあります。
II 契約の申込み	II 契約の申込み
8 契約の要件 (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ 接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ 振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがいい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ 契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト 需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業、特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し、または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	8 契約の要件 (1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。 ロ 接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。 ハ 振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。 ニ 需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがいい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ホ 高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ヘ 契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 ト 需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業、特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し、または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。 <u>チ 契約者および需要者が、当社が契約者および需要者にあらかじめお知らせすることなく発電量調整供給等の実施に必要な需要者の情報を発電契約者および需要場所と同一の場所である発電場所の発電者または当社と再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。）第2条第5項に定める特定契約（以下「特定契約」といいます。）もしくは再生可能エネルギー特別措置法第2条の7に定める一時調達契約（以下</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
⚡ 契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。 (イ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ロ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。 (ハ) 需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。 (2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがたが、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 ⚡ 発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	<u>「一時調達契約」といいます。）等を締結する者に対し提供する旨の承諾をすること。</u> リ 契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。 (イ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。 (ロ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。 (ハ) 需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。 (2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。 ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがたが、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。 ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。 <u>ホ 発電契約者が当社を代理して、発電者との間で、系統連系受電契約（発電量調整供給契約にもとづき締結する契約をいいます。）を締結すること。</u> <u>ヘ 発電契約者が、原則として、18（料金）(3)に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金を、34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間、当社に代わり、発電者から受領し、当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。</u> <u>ト 発電契約者が、35（料金その他の支払方法）(3)ロの場合を除き、18（料金）(3)に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電者から無償で受託すること。</u> <u>チ 発電者が系統連系受電契約の変更を発電契約者に申し出た場合、発電契約者が発電量調整供給契約の変更として当社へ申し出ること。</u> <u>リ 当社が発電者との系統連系受電契約を解約する場合、発電契約者が、当該発電者の発電場所に係る発電量調整供給契約が変更されることを承諾すること。</u> 又 発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 <u>ただし、当社と特定契約を締結する発電者（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）および発電契約者と同一の者である発電者については、ホ、ヘ、ト、チおよびリの要件を除きます。</u> <u>なお、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</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(3) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。 （イ）需要者に対して、次の a および b の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 a 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） b 需要抑制の実施頻度および時期 （ロ）（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 （ハ）電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 （ニ）需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 （ホ）需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ 需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。 ホ 需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	<u>する権利を付与いたします。</u> <u>(3) 発電者が系統連系受電契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。</u> <u>イ 新たに系統連系受電契約を希望される場合または当該契約の内容に変更が生じる場合、発電者が当該契約の締結または変更について当社を代理する発電契約者に対して申し出ること。</u> <u>ロ 発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るもの（当社との特定契約に係る電気を除きます。）であること。</u> <u>ハ 発電者が電気設備を当社の供給設備に電氣的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしがたが、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。</u> <u>ニ 高圧または特別高圧で受電する場合は、発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。</u> <u>ホ 発電者が、原則として、18（料金）(3)に定める発電者に係る料金、延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。</u> <u>ヘ 発電者が当該契約の消滅後に接続された電気を当社が無償で受電することについて承諾すること。</u> <u>ただし、発電契約者と同一の者である発電者については、イおよびホの要件を除きます。</u> (4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。 イ 需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも該当すること。 （イ）需要者に対して、次の a および b の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 a 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） b 需要抑制の実施頻度および時期 （ロ）（イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。 （ハ）電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 （ニ）需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 （ホ）需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 ロ 需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。 ハ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が30（計量）(3)に該当しないこと。 ホ 需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
9 検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) 契約の申込み 契約者は、(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、8（契約の要件）(2)ホに定める<u>発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは</u>8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは、当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)<u>ホ</u>に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	9 検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合、<u>発電者（当社と特定契約を締結する発電者〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）が新たに系統連系受電契約を希望される場合</u>または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) 契約の申込み 契約者は、(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、8（契約の要件）(2)ホに定める<u>要件を満たすことを証明する文書および</u>8（契約の要件）(2)<u>ヌに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは</u>8（契約の要件）(4)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者が<u>系統連系受電契約の締結について合意していることおよび発電者が</u>この約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該<u>文書および</u>承諾書の提出を不要と判断するときは、当該<u>文書および</u>承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(1)<u>リ</u>に定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出してい

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、(1)の申込みに対する当社の回答日から1年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第2項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ 接続供給の場合 (イ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ハ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ニ) 契 約 電 力 (ホ) 契約受電電力 (ヘ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ト) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (チ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (リ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ス) 連 絡 体 制 (ル) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備および契約電力については，1年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ロ 振替供給の場合 (イ) 連 絡 体 制 (ロ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容 ハ 発電量調整供給の場合 (4) 契約受電電力 (4) 発電量調整受電計画電力	たきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から1年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第2項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ 接続供給の場合 (イ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 (ロ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧 (ハ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 (ニ) 契 約 電 力 (ホ) 契約受電電力 (ヘ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 (ト) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 (チ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (リ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ス) 連 絡 体 制 (ル) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備および契約電力については，1年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降1年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ロ 振替供給の場合 (イ) 連 絡 体 制 (ロ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容 ハ 発電量調整供給の場合 <u>(イ) 発電場所の受電地点特定番号および発電設備等に係る供給地点の供給地点特定番号</u> <u>(ロ) 契約受電電力および同時最大受電電力</u> <u>(ハ) 発電量調整受電計画電力</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(㍁) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (㍂) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (㍃) 連 絡 体 制 ニ 需要抑制量調整供給の場合 (イ) 需要抑制契約者の名称 (ロ) 需要抑制量調整受電計画電力 (ハ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 (ニ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値 (ホ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ヘ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 (ト) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ (チ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (リ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 (ル) 連 絡 体 制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。 (5) （略） (6) （略） (7) （略） 10 契約の成立および契約期間 (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ 接続供給の場合 (イ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。	(㍁) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (㍂) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (㍃) 連 絡 体 制 ニ 需要抑制量調整供給の場合 (イ) 需要抑制契約者の名称 (ロ) 需要抑制量調整受電計画電力 (ハ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 (ニ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値 (ホ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ヘ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 (ト) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ (チ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値 (リ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日 (ル) 連 絡 体 制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。 (5) （略） (6) （略） (7) （略） 10 契約の成立および契約期間 (1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，<u>系統連系受電契約は，系統連系受電契約の申込みを当社が承諾したときに</u>，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。 (2) 契約期間は，次によります。 イ 接続供給の場合 (イ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(ロ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。 ㊦ 振替供給、~~発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は、振替供給契約、~~発電量調整供給契約~~または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者、~~発電契約者~~または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者、~~発電契約者~~または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給、~~発電量調整供給~~または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。 11 託送供給等の開始 (1) 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2) （略） 14 発電場所および需要場所 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) (1)に定める1構内、(1)イに定める1建物、(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する	(ロ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 (ハ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。 <u>ロ 発電量調整供給の場合</u> <u>(イ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合を除き、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。</u> <u>(ロ) 契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または系統連系受電契約の消滅または変更がない場合は、発電量調整供給契約または系統連系受電契約は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。</u> <u>(ハ) 契約期間は、発電設備等に係る供給地点において20（臨時接続送電サービス）が適用されている場合等特別の事情がある場合、発電量調整供給契約または系統連系受電契約が成立した日から、発電契約者または発電者と当社との協議により定めた日までといたします。</u> ㊦ 振替供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は、振替供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。 11 託送供給等の開始 (1) 当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。 (2) （略） 14 発電場所および需要場所 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) (1)に定める1構内、(1)イに定める1建物、(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
る際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、(1)、(2)または(3)にかかわらず、特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。 イ 次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (イ) 非特例区域等について、(1)、(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ 特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適當でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	る際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、(1)、(2)または(3)にかかわらず、特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。 イ 次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。 (イ) 非特例区域等について、(1)、(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。 (ロ) 当社が特例区域等における業務を実施するため、43 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。 ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。 ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。 ホ 特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適當でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15 供給および契約の単位 (1) 当社は、次の場合を除き、1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない、1発電場所に<u>つき</u>、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ 1需要場所につき、(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の1臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は、2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (イ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス (ロ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス (ハ) 高圧臨時接続送電サービス (ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス ロ 電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の2接続送電サ	15 供給および契約の単位 (1) 当社は、次の場合を除き、1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない、1発電場所に<u>ついて</u> <u>1系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）</u>し、1電気方式、1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。 イ 1需要場所につき、(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の1臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は、2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合 (イ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス (ロ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス (ハ) 高圧臨時接続送電サービス (ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス ロ 電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の2接続送電サ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ービスをあわせて契約する場合 (イ) 電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス (ロ) 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス ハ 共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合 ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合 ホ 災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。 ヘ その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合 (2) (略) (3) (略) (4) 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて、1 発電量調整供給契約を結びます。 なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また、再生可能エネルギー発電設備（~~再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕~~第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、~~再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕~~により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。 イ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で、インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発	ービスをあわせて契約する場合 (イ) 電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス (ロ) 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス ハ 共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合 ニ 予備送電サービスをあわせて契約する場合 ホ 災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。 ヘ その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合 (2) (略) (3) (略) (4) 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて、1 発電量調整供給契約を結びます。<u>また、当社は、当社が特定契約を締結している場合（発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。）を除き、原則として、あらかじめ定めた発電場所について、1 系統連系受電契約を結びます。</u> なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー特別措置法第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、特定契約により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。 イ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で、インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものいたします。 ハ 当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、1 発電量調整供給契約に属するものいたします。 (5) 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所および需要抑制バランシンググループについて、1 需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1 需要抑制バランシンググループに属するものいたします。 また、需要抑制契約者が1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものいたします。 16 承諾の限界 当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、<u>料金および</u>この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕）といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。 ロ 附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものいたします。 ハ 当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、1 発電量調整供給契約に属するものいたします。 (5) 需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所および需要抑制バランシンググループについて、1 需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1 需要抑制バランシンググループに属するものいたします。 また、需要抑制契約者が1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものいたします。 16 承諾の限界 当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、<u>ならびに料金、</u>この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕）といたします。）<u>および当社と締結する他の契約にもとづく料金等の金銭債務</u>の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者にお知らせいたします。
Ⅲ 料 金	Ⅲ 料 金

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
18 料 金 料金は、次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定~~（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）~~いたします。 (イ) 検 針 日 (ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日 (ニ) 27（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日 (ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日 ~~ハ 近接性評価割引~~ ~~(イ) 適 用~~ ~~契約者が，近接性評価地域（別表2「近接性評価地域および近接性評価割引額の算定」(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。~~ ~~なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。~~ ~~(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施~~ ~~ア 近接性評価割引額は，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもと~~	18 料 金 料金は、次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (イ) 検 針 日 (ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日 (ニ) 28（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日 (ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
~~づき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月1日に算定いたします。~~ ~~㌞ 当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものいたします。~~ ~~㌟ 近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，㌞に準じて割引を行ないます。~~ (2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 (3) 需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。 19 接続送電サービス (1) （略） (2) 接続送電サービス契約電力 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって	(2) 発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに26（給電指令時補給電力）<u>(2)</u>によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 <u>(3) 発電者に係る料金</u> <u>イ 発電者に係る料金は，ロによって算定された系統連系受電サービス料金といたします。</u> <u>ロ 系統連系受電サービス料金は，22（系統連系受電サービス）によって，(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。</u> <u>(イ) 検 針 日</u> <u>(ロ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日</u> <u>(ハ) 発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）</u> <u>(ニ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大連系電力等が協議によって定められた日</u> <u>ただし，その1月の発電設備等に係る供給地点における供給側料金算定日が受電側料金算定日の翌日以降となる場合は供給側料金算定日を受電側料金算定日といたします。</u> <u>(4) 需要抑制契約者に係る料金</u> 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。 19 接続送電サービス (1) （略） (2) 接続送電サービス契約電力 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。 (イ) 各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その1月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。 a 新たに接続送電サービスを使用される場合は、料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は、その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。ただし、新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には、新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は、接続送電サービス契約電力の決定上、接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b 需要場所における受電設備を増加される場合等で、増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは、その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等の値といたします。 c 需要場所における受電設備を減少される場合等で、1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは、減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された日以降12月の期間で、その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。 (ロ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるとき接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。 (ハ) (イ)の適用後1年に満たない場合は、(ロ)を適用いたしません。また、(ロ)の適用後1年に満	供給地点ごとに定めます。 イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。 (イ) 各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その1月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。 a 新たに接続送電サービスを使用される場合は、料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は、その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。ただし、新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には、新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は、接続送電サービス契約電力の決定上、接続送電サービスによって受けた供給とみなします。 b 需要場所における受電設備を増加される場合等で、増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは、その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等の値といたします。 c 需要場所における受電設備を減少される場合等で、1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは、減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された日以降12月の期間で、その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。 (ロ) 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるとき接続送電サービス契約電力は、(イ)にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表3（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。 なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。 (ハ) (イ)の適用後1年に満たない場合は、(ロ)を適用いたしません。また、(ロ)の適用後1年に満

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
たない場合は、(イ)を適用いたしません。 (ニ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。 なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適当と認められるときは、使用開始の日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には、あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。 ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ(イ)によって定めます。 ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 (イ) 電灯定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といいます。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	たない場合は、(イ)を適用いたしません。 (ニ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。 なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適当と認められるときは、使用開始の日から1年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には、あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。 ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ(イ)によって定めます。 ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 また、当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、51（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。 なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (3) 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 (イ) 電灯定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といいます。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																								
b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電 灯 料 金 i 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。 <table> <tr> <td>10ワットまでの1灯につき</td><td>~~50円~~14 銭</td></tr> <tr> <td>10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき</td><td>~~100円~~28 銭</td></tr> <tr> <td>20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき</td><td>~~200円~~55 銭</td></tr> <tr> <td>40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき</td><td>~~300円~~82 銭</td></tr> <tr> <td>60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき</td><td>~~501円~~37 銭</td></tr> <tr> <td>100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに</td><td>~~501円~~37 銭</td></tr> </table> ii ネオン管灯、けい光灯、水銀灯等は、管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 iii 多灯式けい光灯等は、その合計によって容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金	10ワットまでの1灯につき	~~50円~~ 14 銭	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	~~100円~~ 28 銭	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	~~200円~~ 55 銭	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	~~300円~~ 82 銭	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	~~501円~~ 37 銭	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	~~501円~~ 37 銭	b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 電 灯 料 金 i 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。 <table> <tr> <td>10ワットまでの1灯につき</td><td><u>48円</u>68 銭</td></tr> <tr> <td>10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき</td><td><u>97円</u>35 銭</td></tr> <tr> <td>20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき</td><td><u>194円</u>70 銭</td></tr> <tr> <td>40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき</td><td><u>292円</u>04 銭</td></tr> <tr> <td>60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき</td><td><u>486円</u>74 銭</td></tr> <tr> <td>100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに</td><td><u>486円</u>74 銭</td></tr> </table> ii ネオン管灯、けい光灯、水銀灯等は、管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。 iii 多灯式けい光灯等は、その合計によって容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金	10ワットまでの1灯につき	<u>48円</u> 68 銭	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	<u>97円</u> 35 銭	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	<u>194円</u> 70 銭	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	<u>292円</u> 04 銭	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	<u>486円</u> 74 銭	100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	<u>486円</u> 74 銭
10ワットまでの1灯につき	~~50円~~ 14 銭																								
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	~~100円~~ 28 銭																								
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	~~200円~~ 55 銭																								
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	~~300円~~ 82 銭																								
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	~~501円~~ 37 銭																								
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	~~501円~~ 37 銭																								
10ワットまでの1灯につき	<u>48円</u> 68 銭																								
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	<u>97円</u> 35 銭																								
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	<u>194円</u> 70 銭																								
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	<u>292円</u> 04 銭																								
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	<u>486円</u> 74 銭																								
100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	<u>486円</u> 74 銭																								

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																				
を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）に応じ1月につき次のとおりいたします。 <table><tr><td>50 ボルトアンペアまでの1 機器につき</td><td>~~149 円 56 銭~~</td></tr><tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき</td><td>~~299 円 12 銭~~</td></tr><tr><td>100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>~~299 円 12 銭~~</td></tr></table> e そ の 他 特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、(ロ) a (c), (ハ) a または(ニ) a にかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。 (ロ) 電灯標準接続送電サービス a 適 用 範 囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 契約負荷設備の総容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表7〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。 <table><tr><td>最初の 50 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロワットをこえる部分につき</td><td>70 パーセント</td></tr></table> (b) 1 需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 (c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)および(c)に該当し、	50 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~149 円 56 銭~~	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~299 円 12 銭~~	100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	~~299 円 12 銭~~	最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント	50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント	を適用いたします。 (b) 小型機器料金 小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）に応じ1月につき次のとおりいたします。 <table><tr><td>50 ボルトアンペアまでの1 機器につき</td><td>~~145 円 20 銭~~</td></tr><tr><td>50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき</td><td>~~290 円 39 銭~~</td></tr><tr><td>100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>~~290 円 39 銭~~</td></tr></table> e そ の 他 特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、(ロ) a (c), (ハ) a または(ニ) a にかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。 (ロ) 電灯標準接続送電サービス a 適 用 範 囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 契約負荷設備の総容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表7〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。 <table><tr><td>最初の 50 キロワットにつき</td><td>80 パーセント</td></tr><tr><td>50 キロワットをこえる部分につき</td><td>70 パーセント</td></tr></table> (b) 1 需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 (c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)および(c)に該当し、	50 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~145 円 20 銭~~	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~290 円 39 銭~~	100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	~~290 円 39 銭~~	最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント	50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント
50 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~149 円 56 銭~~																				
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~299 円 12 銭~~																				
100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	~~299 円 12 銭~~																				
最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント																				
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント																				
50 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~145 円 20 銭~~																				
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの1 機器につき	~~290 円 39 銭~~																				
100 ボルトアンペアをこえる1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	~~290 円 39 銭~~																				
最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント																				
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント																				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）								
かつ、1 需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 <table border="1"> <tr> <td>1 接続送電サービスにつき</td><td>~~303 円 60 銭~~</td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td><td>~~11 円 91 銭~~</td></tr> </table> (ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ロ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	1 接続送電サービスにつき	~~303 円 60 銭~~	1 キロワット時につき	~~11 円 91 銭~~	かつ、1 需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は、1 月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 <table border="1"> <tr> <td>1 接続送電サービスにつき</td><td><u>304 円 58 銭</u></td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1 キロワット時につき</td><td><u>11 円 54 銭</u></td></tr> </table> (ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ロ) a の適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相 2 線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流 3 相 3 線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	1 接続送電サービスにつき	<u>304 円 58 銭</u>	1 キロワット時につき	<u>11 円 54 銭</u>
1 接続送電サービスにつき	~~303 円 60 銭~~								
1 キロワット時につき	~~11 円 91 銭~~								
1 接続送電サービスにつき	<u>304 円 58 銭</u>								
1 キロワット時につき	<u>11 円 54 銭</u>								

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）												
c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 <table><tr><td>1 接続送電サービスにつき</td><td>~~303円~~ 60 銭</td></tr></table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼 間 時 間 <table><tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~12円~~ 94 銭</td></tr></table> ii 夜 間 時 間 <table><tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~10円~~ 81 銭</td></tr></table> (ニ) 電灯従量接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ロ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備	1 接続送電サービスにつき	~~303円~~ 60 銭	1 キロワット時につき	~~12円~~ 94 銭	1 キロワット時につき	~~10円~~ 81 銭	c 契約負荷設備 契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 <table><tr><td>1 接続送電サービスにつき</td><td>~~304円~~ 58 銭</td></tr></table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼 間 時 間 <table><tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~12円~~ 53 銭</td></tr></table> ii 夜 間 時 間 <table><tr><td>1 キロワット時につき</td><td>~~10円~~ 46 銭</td></tr></table> (ニ) 電灯従量接続送電サービス a 適 用 範 囲 (ロ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 契約負荷設備	1 接続送電サービスにつき	~~304円~~ 58 銭	1 キロワット時につき	~~12円~~ 53 銭	1 キロワット時につき	~~10円~~ 46 銭
1 接続送電サービスにつき	~~303円~~ 60 銭												
1 キロワット時につき	~~12円~~ 94 銭												
1 キロワット時につき	~~10円~~ 81 銭												
1 接続送電サービスにつき	~~304円~~ 58 銭												
1 キロワット時につき	~~12円~~ 53 銭												
1 キロワット時につき	~~10円~~ 46 銭												

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）				
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1" data-bbox="195 699 1231 783"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~16円90銭~~</td></tr> </table> (ホ) 動力標準接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。 (b) 1 需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)に該当し、かつ、1 需要場所における(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによ	1キロワット時につき	~~16円90銭~~	契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。 d 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1" data-bbox="1581 699 2617 783"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~16円52銭~~</td></tr> </table> (ホ) 動力標準接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。 (b) 1 需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。 ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、(a)に該当し、かつ、1 需要場所における(ロ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによ	1キロワット時につき	~~16円52銭~~
1キロワット時につき	~~16円90銭~~				
1キロワット時につき	~~16円52銭~~				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）												
って算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 i (2)イ(i)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~795円30銭~~</td></tr> </table> ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~652円30銭~~</td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~8円16銭~~</td></tr> </table> (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ハ) 動力時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~795円30銭~~	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~652円30銭~~	1キロワット時につき	~~8円16銭~~	って算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 i (2)イ(i)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>797円20銭</u></td></tr> </table> ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>653円71銭</u></td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>7円59銭</u></td></tr> </table> (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ハ) 動力時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>797円20銭</u>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>653円71銭</u>	1キロワット時につき	<u>7円59銭</u>
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~795円30銭~~												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~652円30銭~~												
1キロワット時につき	~~8円16銭~~												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>797円20銭</u>												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>653円71銭</u>												
1キロワット時につき	<u>7円59銭</u>												

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																
価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 i (2)イ(i)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~795円30銭~~</td></tr> </table> ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~652円30銭~~</td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼間時間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~8円84銭~~</td></tr> </table> ii 夜間時間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~7円41銭~~</td></tr> </table> (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。 d その他 変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。 (ト) 動力従量接続送電サービス a 適用範囲	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~795円30銭~~	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~652円30銭~~	1キロワット時につき	~~8円84銭~~	1キロワット時につき	~~7円41銭~~	価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 i (2)イ(i)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>797円20銭</u></td></tr> </table> ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電力を定める場合 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>653円71銭</u></td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼間時間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>8円23銭</u></td></tr> </table> ii 夜間時間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>6円90銭</u></td></tr> </table> (c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。 d その他 変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。 (ト) 動力従量接続送電サービス a 適用範囲	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>797円20銭</u>	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>653円71銭</u>	1キロワット時につき	<u>8円23銭</u>	1キロワット時につき	<u>6円90銭</u>
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~795円30銭~~																
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~652円30銭~~																
1キロワット時につき	~~8円84銭~~																
1キロワット時につき	~~7円41銭~~																
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>797円20銭</u>																
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>653円71銭</u>																
1キロワット時につき	<u>8円23銭</u>																
1キロワット時につき	<u>6円90銭</u>																

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）				
(ホ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1" data-bbox="195 940 1231 1024"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~21円~~ 21 銭</td></tr> </table> d そ の 他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ 高圧で供給する場合 (イ) 高圧標準接続送電サービス a 適 用 範 囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島	1キロワット時につき	~~21円~~ 21 銭	(ホ) a の適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1" data-bbox="1581 940 2617 1024"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~20円~~ 66 銭</td></tr> </table> d そ の 他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ 高圧で供給する場合 (イ) 高圧標準接続送電サービス a 適 用 範 囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。 また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島	1キロワット時につき	~~20円~~ 66 銭
1キロワット時につき	~~21円~~ 21 銭				
1キロワット時につき	~~20円~~ 66 銭				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）								
ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~710円60銭~~</td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~4円99銭~~</td></tr> </table> (v) 高圧時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~710円60銭~~	1キロワット時につき	~~4円99銭~~	ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~713円93銭~~</td></tr> </table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~4円59銭~~</td></tr> </table> (v) 高圧時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~713円93銭~~	1キロワット時につき	~~4円59銭~~
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~710円60銭~~								
1キロワット時につき	~~4円99銭~~								
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~713円93銭~~								
1キロワット時につき	~~4円59銭~~								

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）												
整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額いたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額いたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table><tr><td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~710円~~60銭</td></tr></table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼間時間 <table><tr><td>1キロワット時につき</td><td>~~5円~~40銭</td></tr></table> ii 夜間時間 <table><tr><td>1キロワット時につき</td><td>~~4円~~55銭</td></tr></table> (ハ) 高圧従量接続送電サービス a 適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~710円~~ 60銭	1キロワット時につき	~~5円~~ 40銭	1キロワット時につき	~~4円~~ 55銭	整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額いたします。また、(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額いたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table><tr><td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~713円~~93銭</td></tr></table> (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼間時間 <table><tr><td>1キロワット時につき</td><td>~~5円~~02銭</td></tr></table> ii 夜間時間 <table><tr><td>1キロワット時につき</td><td>~~4円~~14銭</td></tr></table> (ハ) 高圧従量接続送電サービス a 適用範囲 (イ) aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~713円~~ 93銭	1キロワット時につき	~~5円~~ 02銭	1キロワット時につき	~~4円~~ 14銭
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~710円~~ 60銭												
1キロワット時につき	~~5円~~ 40銭												
1キロワット時につき	~~4円~~ 55銭												
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~713円~~ 93銭												
1キロワット時につき	~~5円~~ 02銭												
1キロワット時につき	~~4円~~ 14銭												

現（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）				
５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。				
<table border="1"> <tr> <td data-bbox="198 506 985 583">１キロワット時につき</td><td data-bbox="985 506 1231 583">~~16円~~ 64 銭</td></tr> </table>	１キロワット時につき	~~16円~~ 64 銭	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1584 506 2371 583">１キロワット時につき</td><td data-bbox="2371 506 2617 583">16 円 28 銭</td></tr> </table>	１キロワット時につき	16 円 28 銭
１キロワット時につき	~~16円~~ 64 銭				
１キロワット時につき	16 円 28 銭				
ハ 特別高压で供給する場合 （イ）特別高压標準接続送電サービス a 適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)二によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電に	ハ 特別高压で供給する場合 （イ）特別高压標準接続送電サービス a 適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)二によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電に				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）								
よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~469円70銭~~</td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~3円61銭~~</td></tr> </table> (p) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (i) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)二によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電に	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~469円70銭~~	1キロワット時につき	~~3円61銭~~	よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>472円49銭</u></td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>3円32銭</u></td></tr> </table> (p) 特別高圧時間帯別接続送電サービス a 適 用 範 囲 (i) aの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、二によって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。 また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基 本 料 金 基本料金は、1月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、(2)二によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。 なお、その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電に	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>472円49銭</u>	1キロワット時につき	<u>3円32銭</u>
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~469円70銭~~								
1キロワット時につき	~~3円61銭~~								
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>472円49銭</u>								
1キロワット時につき	<u>3円32銭</u>								

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																
よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td>~~469円70銭~~</td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼 間 時 間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~3円89銭~~</td></tr> </table> ii 夜 間 時 間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~3円30銭~~</td></tr> </table> (ハ) 特別高圧従量接続送電サービス a 適 用 範 囲 (イ) aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td>~~11円31銭~~</td></tr> </table> ニ 力率割引および割増し	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~469円70銭~~	1キロワット時につき	~~3円89銭~~	1キロワット時につき	~~3円30銭~~	1キロワット時につき	~~11円31銭~~	よる停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。 <table border="1"> <tr> <td>接続送電サービス契約電力1キロワットにつき</td><td><u>472円49銭</u></td></tr> </table> (b) 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 i 昼 間 時 間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>3円61銭</u></td></tr> </table> ii 夜 間 時 間 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>3円00銭</u></td></tr> </table> (ハ) 特別高圧従量接続送電サービス a 適 用 範 囲 (イ) aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は、その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 <table border="1"> <tr> <td>1キロワット時につき</td><td><u>11円07銭</u></td></tr> </table> ニ 力率割引および割増し	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>472円49銭</u>	1キロワット時につき	<u>3円61銭</u>	1キロワット時につき	<u>3円00銭</u>	1キロワット時につき	<u>11円07銭</u>
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	~~469円70銭~~																
1キロワット時につき	~~3円89銭~~																
1キロワット時につき	~~3円30銭~~																
1キロワット時につき	~~11円31銭~~																
接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	<u>472円49銭</u>																
1キロワット時につき	<u>3円61銭</u>																
1キロワット時につき	<u>3円00銭</u>																
1キロワット時につき	<u>11円07銭</u>																

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。 (イ) 力率は、供給地点ごとに、その1月のうち毎日午前9時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、平均力率は、別表6（平均力率の算定）によるものといたします。 なお、まったく電気を使用しないその1月の力率は、85パーセントとみなします。 (ロ) 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。 ホ その他 (イ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。 (ロ) 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電サービス、高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。 (ハ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。 (ニ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし、事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。 (ホ) 当社は、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (4) 1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。 (イ) 力率は、供給地点ごとに、その1月のうち毎日午前9時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、平均力率は、別表6（平均力率の算定）によるものといたします。 なお、まったく電気を使用しないその1月の力率は、85パーセントとみなします。 (ロ) 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る1パーセントにつき、基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。 ホ その他 (イ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。 (ロ) 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電サービス、高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。 (ハ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後1年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。 (ニ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし、事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。 (ホ) 当社は、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。 (4) 1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生場合の取扱い 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった

現（令和5年12月27日実施）		
結果，1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。		
イ ピークシフト割引額		
ピークシフト割引額は，1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。		
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ハに定めるピークシフト電力		
ピークシフト電力1キロワットにつき	高圧で供給する場合	603円90銭
	特別高圧で供給する場合	399円30銭
ロ 昼間時間最大電力		
1年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。		
ハ ピークシフト電力		
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，1月につき次のとおり算定いたします。		
なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。		
また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電		

新（令和6年4月1日実施）		
結果，1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。		
イ ピークシフト割引額		
ピークシフト割引額は，1月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。		
ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ハに定めるピークシフト電力		
ピークシフト電力1キロワットにつき	高圧で供給する場合	606円85銭
	特別高圧で供給する場合	401円62銭
ロ 昼間時間最大電力		
1年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。		
ハ ピークシフト電力		
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，1月につき次のとおり算定いたします。		
なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。		
また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電		

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
気の供給分以外の供給分について、(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 = 適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の 昼間時間最大電力 なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ 1年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 20 臨時接続送電サービス (1) （略） (2) （略） (3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 (イ) 電灯臨時定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあ	気の供給分以外の供給分について、(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 = 適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の 昼間時間最大電力 なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ 1年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 20 臨時接続送電サービス (1) （略） (2) （略） (3) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。 イ 低圧で供給する場合 (イ) 電灯臨時定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																				
ります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）によって1日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 <table> <tr> <td>総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~4円~~ 42 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~8円~~ 84 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>~~8円~~ 84 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合</td><td>~~88円~~ 47 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに</td><td>~~88円~~ 47 銭</td></tr> </table> (p) 電灯臨時接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3)イ(p) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。 (b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、	総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	~~4円~~ 42 銭	総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	~~8円~~ 84 銭	総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	~~8円~~ 84 銭	総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	~~88円~~ 47 銭	総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	~~88円~~ 47 銭	ります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）によって1日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものいたします。 <table> <tr> <td>総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~4円~~ 29 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合</td><td>~~8円~~ 59 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに</td><td>~~8円~~ 59 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合</td><td>~~85円~~ 90 銭</td></tr> <tr> <td>総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに</td><td>~~85円~~ 90 銭</td></tr> </table> (p) 電灯臨時接続送電サービス a 適用範囲 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。 (a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3)イ(p) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。 (b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、	総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	~~4円~~ 29 銭	総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	~~8円~~ 59 銭	総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	~~8円~~ 59 銭	総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	~~85円~~ 90 銭	総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	~~85円~~ 90 銭
総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	~~4円~~ 42 銭																				
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	~~8円~~ 84 銭																				
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	~~8円~~ 84 銭																				
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	~~88円~~ 47 銭																				
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	~~88円~~ 47 銭																				
総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	~~4円~~ 29 銭																				
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	~~8円~~ 59 銭																				
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	~~8円~~ 59 銭																				
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	~~85円~~ 90 銭																				
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	~~85円~~ 90 銭																				

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。 (ハ) 動力臨時定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。 また、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。		電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。 (ハ) 動力臨時定額接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。 また、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	
臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき		臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	

114円06銭

109円74銭

現（令和５年１２月２７日実施）	新（令和６年４月１日実施）
d その他 当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。 (二) 動力臨時接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ、５０キロワット未満であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、１月につき１９（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) iiにおいて適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定することとし、１９（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ロ 高压で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、高压臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり、かつ、２,０００キロワット未満である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧６,０００ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金	d その他 当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。 (二) 動力臨時接続送電サービス a 適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ、５０キロワット未満であるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。 c 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は、１月につき１９（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) iiにおいて適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 (b) 電力量料金 電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定することとし、１９（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ロ 高压で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、高压臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり、かつ、２,０００キロワット未満である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧６,０００ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a 基本料金 基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 b 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ハ 特別高压で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、特別高压臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a 基本料金	臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a 基本料金 基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 b 電力量料金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ハ 特別高压で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は、特別高压臨時接続送電サービスといたします。 (イ) 適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。 (ロ) 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は、交流3相3線式とし、供給電圧は、標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。 (ハ) 臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a 基本料金

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）										
基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 b 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ニ 力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。 (4)（略）	基本料金は、1月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。 b 電 力 量 料 金 電力量料金は、その1月の接続供給電力量によって算定することとし、19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 ニ 力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。 (4)（略）										
21 予備送電サービス (1)（略） (2)（略） (3) 予備送電サービス料金 予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、1月につき次のとおりといたします。 なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。 また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 イ 予備送電サービスA <table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>124円30銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>82円50銭</td></tr></table> ロ 予備送電サービスB	予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	124円30銭	特別高圧で供給する場合	82円50銭	21 予備送電サービス (1)（略） (2)（略） (3) 予備送電サービス料金 予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、1月につき次のとおりといたします。 なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。 また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 イ 予備送電サービスA <table><tr><td rowspan="2">予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>124円94銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>83円16銭</td></tr></table> ロ 予備送電サービスB	予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	124円94銭	特別高圧で供給する場合	83円16銭
予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき		高圧で供給する場合	124円30銭								
	特別高圧で供給する場合	82円50銭									
予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	124円94銭									
	特別高圧で供給する場合	83円16銭									

現（令和5年12月27日実施）			新（令和6年4月1日実施）		
予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	~~151円80銭~~	予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	~~152円06銭~~
	特別高圧で供給する場合	~~106円70銭~~		特別高圧で供給する場合	~~107円26銭~~
(4)（略）			(4)（略）		
(5)（略）			(5)（略）		
			22 系統連系受電サービス		
			<u>(1) 適用範囲</u>		
			<u>当社以外の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するために当社が受電する電気に適用いたします。ただし，当社との特定契約に係る電気には適用いたしません。</u>		
			<u>(2) 系統連系受電課金対象電力</u>		
			<u>各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに定めます。</u>		
			<u>イ 発電場所が1発電バランシンググループに属している場合</u>		
			<u>(イ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</u>		
			<u>系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力といたします。</u>		
			<u>(ロ) (イ)以外の場合</u>		
			<u>系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力から発電設備等に係る供給地点におけるその1月の接続送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。</u>		
			<u>ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合</u>		
			<u>(イ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</u>		
			<u>発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値といたします。</u>		
			<u>(ロ) (イ)以外の場合</u>		
			<u>発電バランシンググループごとの系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。</u>		
			<u>ハ イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力1キロワットとみなします。</u>		
			<u>(イ) 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット</u>		
			<u>(ロ) 電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕に</u>		

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）				
	<u>よって換算するものいたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表7〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）1,000ワット</u> <u>(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力いたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものいたします。）1,000ボルトアンペア</u> <u>(ニ) 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット</u> <u>ただし、(ロ)または(ハ)によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は、最小位までといたします。</u> <u>(3) 系統連系受電サービス料金</u> <u>系統連系受電サービス料金は、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものいたします。</u> <u>イ 基本料金</u> <u>基本料金は、1月につき次のとおりいたします。ただし、まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は、その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は、半額といたします。</u> <table border="1" data-bbox="1558 1056 2540 1113"><tr><td data-bbox="1558 1056 2276 1113"><u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u></td><td data-bbox="2276 1056 2540 1113"><u>69円95銭</u></td></tr></table> <u>ロ 電力量料金</u> <u>電力量料金は、その1月の発電量調整受電電力量によって算定いたします。</u> <table border="1" data-bbox="1558 1308 2540 1365"><tr><td data-bbox="1558 1308 2276 1365"><u>1キロワット時につき</u></td><td data-bbox="2276 1308 2540 1365"><u>24銭</u></td></tr></table> <u>ハ 系統設備効率化割引</u> <u>系統設備効率化割引は、基幹系統設備効率化および送電ロス削減割引（以下「系統設備効率化割引A」といいます。）および特別高圧系統設備効率化割引（以下「系統設備効率化割引B」といいます。）とし、受電地点ごとに、発電バランシンググループごとに、次により算定いたします。</u> <u>(イ) 適用</u> <u>a 系統設備効率化割引A</u> <u>受電地点について当社が選定した変電所等（以下「連系変電所等」といいます。）が割引対象変電所等（別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕(1)に定める割引区分A－1，A－2またはA－3に該当する変電所等といたします。）の場合に適用いたします。</u> <u>なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。</u> <u>b 系統設備効率化割引B</u>	<u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u>	<u>69円95銭</u>	<u>1キロワット時につき</u>	<u>24銭</u>
<u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u>	<u>69円95銭</u>				
<u>1キロワット時につき</u>	<u>24銭</u>				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）										
	<u>低圧または高圧で受電する場合で、連系変電所等が割引対象変電所等（別表2〔系統設備効率化割引の対象変電所等〕（1）に定める割引区分B－1またはB－2に該当する変電所等といたします。）のときに適用いたします。</u> <u>なお、連系変電所等は、あらかじめ発電者にお知らせいたします。</u> <u>(ロ) 系統設備効率化割引単価</u> <u>系統設備効率化割引単価は、aの系統設備効率化割引A単価およびbの系統設備効率化割引B単価を合計した値といたします。</u> <u>a 系統設備効率化割引A単価</u> <u>系統設備効率化割引Aに係る単価とし、1月につき次のとおりといたします。</u> <u>(a) 受電電圧が標準電圧60,000ボルトをこえる場合</u> <table><tr><td></td><td><u>連系変電所等</u></td><td><u>単 価</u></td></tr><tr><td rowspan="3"><u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u></td><td><u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－1の場合</u></td><td><u>16円50銭</u></td></tr><tr><td><u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－2の場合</u></td><td><u>4円26銭</u></td></tr><tr><td><u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－3の場合</u></td><td><u>2円13銭</u></td></tr></table> <u>(b) (a)以外の場合</u>		<u>連系変電所等</u>	<u>単 価</u>	<u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u>	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－1の場合</u>	<u>16円50銭</u>	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－2の場合</u>	<u>4円26銭</u>	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－3の場合</u>	<u>2円13銭</u>
	<u>連系変電所等</u>	<u>単 価</u>									
<u>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</u>	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－1の場合</u>	<u>16円50銭</u>									
	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－2の場合</u>	<u>4円26銭</u>									
	<u>別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）（1）の割引区分A－3の場合</u>	<u>2円13銭</u>									

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
			連系変電所等 単 価
		系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A－1の場合 16円50銭
			別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A－2の場合 8円51銭
			別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分A－3の場合 4円26銭
b 系統設備効率化割引B単価 系統設備効率化割引Bに係る単価とし，1月につき次のとおりといたします。			
			連系変電所等 単 価
		系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分B－1の場合 51円07銭
			別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分B－2の場合 26円19銭
(ハ) 系統設備効率化割引額 系統設備効率化割引額は，(2)の系統連系受電課金対象電力に(ロ)の系統設備効率化割引単価を乗じてえた金額といたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その1月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の系統設備効率化割引額は，半額といたします。			
二 そ の 他 系統連系受電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨			

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
22 発電量調整受電計画差対応電力 (1) 適用 発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略） 23 接続対象計画差対応電力 (1) 適用 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略） 24 需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) （略） (2) （略） 25 給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適用範囲 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適用範囲 38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ 給電指令時補給電力料金	<u>てます。</u> 23 発電量調整受電計画差対応電力 (1) 適用 発電バランシンググループにおいて、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略） 24 接続対象計画差対応電力 (1) 適用 39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) （略） 25 需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) （略） (2) （略） 26 給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適用範囲 39(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適用範囲 39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ 給電指令時補給電力料金

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ハ 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、31（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。
Ⅳ 料金の算定および支払い	Ⅳ 料金の算定および支払い
26 料金の適用開始の時期 （略） 27 検 針 日 検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。 なお、高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月1日といたします。ただし、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、~~契約者または発電契約者と当社との協議によつて、~~受電地点における検針日と供給地点における検針日~~を~~同一の日とすることがあります。 (2) （略） (3) （略）	27 料金の適用開始の時期 （略） 28 検 針 日 検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1) 検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。 なお、高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月1日といたします。 <u>また</u>、受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は、受電地点における検針日と供給地点における検針日<u>は、原則として</u>同一の日と<u>いたします</u>。 (2) （略） (3) （略）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(4)（略） (5)（略） (6)（略） (7)（略） 28 料金の算定期間 (1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。 イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ 当社があらかじめ契約者に~~電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）~~をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ 定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。 (2)（略）	(4)（略） (5)（略） (6)（略） (7)（略） 29 料金の算定期間 (1) 送電サービス料金の算定期間は、次によります。 イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「<u>供給側</u>検針期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。 ロ 当社があらかじめ契約者に計量日（<u>接続供給の場合、電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日</u>をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「<u>供給側</u>計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 ハ 定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。 <u>(2) 系統連系受電サービス料金の算定期間は、次によります。</u> <u>イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。</u> <u>ロ 当社があらかじめ発電契約者および発電者に計量日（発電量調整供給の場合、電力量または最大連系電力等が記録型計量器に記録される日</u>をいいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「受電側計量期間」といいます。）といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その受電地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。 (3)（略）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
29 計 量 (1) 当社は、発電量調整受電電力量は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。 また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3) 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。 30 電力および電力量の算定 (1) （略） (2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 (3) （略）	30 計 量 (1) 当社は、発電量調整受電電力量<u>および最大連系電力等</u>は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。 また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者<u>および発電者</u>にお知らせいたします。 <u>なお、発電者への受電地点の計量の結果のお知らせは、発電契約者を通じて行ないます。</u> (3) 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。 34 電力および電力量の算定 (1) （略） (2) 発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。 ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 <u>ハ 系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。</u> <u>また、料金の算定期間の発電量調整受電電力量は、30分ごとの発電量調整受電電力量を、受電地点ごとに、料金の算定期間（ただし、発電契約者が受電地点を消滅させる場合で、特別の事情があるときは、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。</u> (3) （略）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(4) (略) (5) (略) (6) (略) (7) (略) (8) (略) (9) (略) (10) 接続対象電力量 接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（34〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のaまたはbによって算定された値 a 1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。 $\left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（34〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right) - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	(4) (略) (5) (略) (6) (略) (7) (略) (8) (略) (9) (略) (10) 接続対象電力量 接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。 $\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)イを適用している場合は、次のaまたはbによって算定された値 a 1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。 $\left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right) - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 1 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率 (3\textcolor{blue}{4} [\text{損失率}] に定める損失率といたします。)}}$ b 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る (d) によってー 需要抑制量調整受電計画電力量 算定された値の合計値 (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る (d) によって算定された値の合計値 (d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。 1 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率 (3\textcolor{blue}{4} [\text{損失率}] に定める損失率といたします。)}}$ (㍑) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (11) (略)	ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 1 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率 (3\textcolor{red}{2} [\text{損失率}] に定める損失率といたします。)}}$ b 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る (d) によってー 需要抑制量調整受電計画電力量 算定された値の合計値 (b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る (d) によって算定された値の合計値 (d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。 1 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率 (3\textcolor{red}{2} [\text{損失率}] に定める損失率といたします。)}}$ (㍑) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値 ベースラインー 需要抑制量調整受電計画電力量 (11) (略)

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(12) （略） (13) （略） (14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値 (イ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = 0$ (ロ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (31 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right)$ (ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ ロ イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	(12) （略） (13) （略） (14) 需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値 (イ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = 0$ (ロ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right)$ (ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 $\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$ ロ イ以外の場合は、次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

現（令和 5 年 12 月 27 日実施）	新（令和 6 年 4 月 1 日実施）
需要抑制量調整受電電力量 $= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (31 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right)$ ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) （略） (16) （略） (17) （略） (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (ロ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。	需要抑制量調整受電電力量 $= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率 (32 [損失率] に定める損失率といたします。)}} \right)$ ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15) （略） (16) （略） (17) （略） (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、(2)イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。 (イ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (ロ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
発電量調整受電計画 = 発電量調整受電計画 - 発電量調整受電電 差対応補給電力量 = 電力量 - 力量 a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施したとき。 c 38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 a 38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画 = 発電量調整受電計画 - 発電量調整受電電 差対応補給電力量 = 電力量 - 力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定	発電量調整受電計画 = 発電量調整受電計画 - 発電量調整受電電 差対応補給電力量 = 電力量 - 力量 a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施したとき。 c 39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、(2)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 a 39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画 = 発電量調整受電計画 - 発電量調整受電電 差対応補給電力量 = 電力量 - 力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)による出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ b ファーム電源に対して、38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ c ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令	された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）(2)による出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ b ファーム電源に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ c ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令

現（令和5年12月27日実施）				新（令和6年4月1日実施）			
発電量調整受電 計画差対応補給 電力量	=	発電量調整 受電計画電 力量	- 38（給電指令の実 施等）(2)ホによ る出力抑制対象電 力量	-	発電量調整 受電電力量		
e 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合				e 39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合			
(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合				(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合			
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。				39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。			
発電量調整受電計画 差対応補給電力量	=	発電量調整受電計画 電力量	-	発電量調整受電電 力量			
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合				(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合			
38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。				39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。			
発電量調整受電 計画差対応補給 電力量	=	発電量調整 受電計画電 力量	- 38（給電指令の実 施等）(2)ホによ る出力抑制対象電 力量	-	発電量調整 受電電力量		
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合				(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合			
38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電				39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電			

現（令和5年12月27日実施）					新（令和6年4月1日実施）				
指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。					指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）（2）ホによる出力抑制対象電力量とし、39（給電指令の実施等）（2）イ、ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。				
発電量調整 受電計画差 対応補給電 力量	=	発電量 調整受 電計画 電力量	－	38（給電指 令の実施 等）（2）ニに よる出力抑 制対象電力 量	－	38（給電指 令の実施 等）（2）ホに よる出力抑 制対象電力 量	－	発電量 調整受 電電力 量	
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量					(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量				
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。					発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。				
イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（2）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（4）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（2）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。					イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（2）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（4）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（2）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。				
$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$					$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$				
ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（2）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（4）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、38（給電指令の実施等）（2）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）（2）ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（2）ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（2）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補					ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（2）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（4）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、39（給電指令の実施等）（2）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、39（給電指令の実施等）（2）ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）（2）ホの場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（2）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$ (20) （略） (21) （略） (22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 $\begin{array}{ccccc} \text{需要抑制量調整受電} & & \text{需要抑制量調整} & & \text{需要抑制量調整} \\ \text{計画差対応補給電力量} & = & \text{受電計画電力量} & - & \text{受電電力量} \end{array}$ ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となる時の上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \begin{array}{ccccc} \text{需要抑制量調整} & & \text{接続供給電力量} & & \text{ベース} \\ \text{受電計画電力量} & + & \frac{\text{1－損失率（31〔損失率〕に} & - & \text{ライン} \\ & & \text{定める損失率といたします。）} & & \end{array}$ (23) （略） (24) （略） (25) （略） (26) 27（検針日）(2)または(4)の場合で、検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。 (27) （略） (28) （略） (29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量また	給電力量の算定は、(18)ロによるものといたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$ (20) （略） (21) （略） (22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 $\begin{array}{ccccc} \text{需要抑制量調整受電} & & \text{需要抑制量調整} & & \text{需要抑制量調整} \\ \text{計画差対応補給電力量} & = & \text{受電計画電力量} & - & \text{受電電力量} \end{array}$ ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で、30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となる時の上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \begin{array}{ccccc} \text{需要抑制量調整} & & \text{接続供給電力量} & & \text{ベース} \\ \text{受電計画電力量} & + & \frac{\text{1－損失率（32〔損失率〕に} & - & \text{ライン} \\ & & \text{定める損失率といたします。）} & & \end{array}$ (23) （略） (24) （略） (25) （略） (26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で、検針を行なわなかったときの電力量，<u>最大連系電力等</u>または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量，<u>最大連系電力等</u>または最大需要電力等といたします。 (27) （略） (28) （略） (29) 計量器の故障等により電力量，<u>最大連系電力等</u>または最大需要電力等を正しく計量できない場合

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）												
は最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし、その1月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30分ごとの電力量は、原則として、別表9（電力量の協定）(3)を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	には、電力量、<u>最大連系電力等</u>または最大需要電力等は、別表9（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量、<u>最大連系電力等</u>または最大需要電力等といたします。ただし、その1月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは、30分ごとの電力量は、原則として、別表9（電力量の協定）(3)を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。												
31 損 失 率 この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。	32 損 失 率 この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。												
<table><tr><td>低圧で供給する場合</td><td>~~6.0~~パーセント</td></tr><tr><td>高圧で供給する場合</td><td>~~2.5~~パーセント</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>0.6パーセント</td></tr></table>	低圧で供給する場合	~~6.0~~ パーセント	高圧で供給する場合	~~2.5~~ パーセント	特別高圧で供給する場合	0.6パーセント	<table><tr><td>低圧で供給する場合</td><td><u>6.4</u>パーセント</td></tr><tr><td>高圧で供給する場合</td><td><u>2.6</u>パーセント</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>0.6パーセント</td></tr></table>	低圧で供給する場合	<u>6.4</u> パーセント	高圧で供給する場合	<u>2.6</u> パーセント	特別高圧で供給する場合	0.6パーセント
低圧で供給する場合	~~6.0~~ パーセント												
高圧で供給する場合	~~2.5~~ パーセント												
特別高圧で供給する場合	0.6パーセント												
低圧で供給する場合	<u>6.4</u> パーセント												
高圧で供給する場合	<u>2.6</u> パーセント												
特別高圧で供給する場合	0.6パーセント												
32 料 金 の 算 定 (1) 送電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「1月」として算定いたします。 イ 接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ 契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合 ㄥ 接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合 ㄷ 28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数とその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。 ホ 28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数とその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。	33 料 金 の 算 定 (1) 送電サービス料金、<u>系統連系受電サービス料金</u>、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「1月」として算定いたします。 イ 接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ 契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合 <u>ハ 発電契約者が受電地点を新たに設定し、受電地点からの発電量調整供給を再開し、もしくは停止し、または受電地点を消滅させる場合</u> ㄷ 接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力、<u>契約受電電力</u>、<u>同時最大受電電力</u>等を変更したことにより、料金に変更があった場合 <u>ホ 29</u>（料金の算定期間）(1)イの場合で<u>供給側</u>検針期間の日数とその<u>供給側</u>検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。 <u>ヘ 29</u>（料金の算定期間）(1)ロの場合で<u>供給側</u>計量期間の日数とその<u>供給側</u>計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。												

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(2) 当社は、(1)ロ、ハ、ニまたは~~ホ~~の場合は、基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金~~および~~ピークシフト割引額について、次の式により日割計算をいたします。 イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし、(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は、 $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。 ロ ピークシフト割引額を日割りする場合 $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$ ただし、(1)~~ニ~~または~~ホ~~に該当する場合は、 $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。 (3) (1)ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。 また、(1)~~ハ~~の場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。 (4) 契約者が供給地点を新たに設定し、~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、次のとおりといたします。 イ 供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。	~~ト 29（料金の算定期間）(2)イの場合で受電側検針期間の日数とその受電側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。~~ ~~チ 29（料金の算定期間）(2)ロの場合で受電側計量期間の日数とその受電側計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、5日を上回り、または下回るとき。~~ (2) 当社は、(1)ロ、ハ、ニ、~~ホ~~、~~ヘ~~、~~ト~~または~~チ~~の場合は、基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金，<del>ピークシフト割引額</del>~~および~~<u>系統設備効率化割引額</u>について、次の式により日割計算をいたします。 イ 基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし、(1)~~ホ~~、~~ヘ~~、~~ト~~または~~チ~~に該当する場合は、 $1 \text{ 月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。 ロ ピークシフト割引額~~または~~<u>系統設備効率化割引額</u>を日割りする場合 $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{供給側検針期間または受電側検針期間の日数}}$ ただし、(1) ~~ホ~~、~~ヘ~~、~~ト~~または~~チ~~に該当する場合は、 $1 \text{ 月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$ といたします。 (3) (1)ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。 また、(1)~~ニ~~の場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。 ~~(4) (1)ハの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。~~ ~~また、(1)ニの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。~~ (5) 契約者が供給地点を新たに設定し、~~もしくは~~供給地点を消滅させる場合、~~または~~<u>発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合</u>の(2)イおよびロにいう<u>供給側</u>検針期間~~または受電側検針期間~~の日数は、次のとおりといたします。 イ 供給地点~~または受電地点~~を新たに設定した場合 供給地点~~または受電地点~~を新たに設定した日の直前のその供給地点~~または受電地点~~の属する検針区域の検針日から、その供給地点~~または受電地点~~を新たに設定した直後の検針日の前日まで

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ロ 供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、(4)に準ずるものといたします。この場合、(4)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。 (6) 28（料金の算定期間）(1)ロの場合は、(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は、(4)に準ずるものといたします。この場合、(4)にいう検針日は、計量日といたします。 (7) 契約者が供給地点を新たに設定し、~~または~~供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。 イ 供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ 供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 (8) 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。 イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(2)イにより日割計算をいたします。 ロ 負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその1月から変更後の力率によります。 (9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(2)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給を停	の日数といたします。 ロ 供給地点~~または受電地点~~を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者~~または発電契約者~~にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (6) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または31（電力および電力量の算定）(25)の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう~~供給側~~検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。 (7) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は、(2)イおよびロにいう~~供給側~~検針期間の日数は、~~供給側~~計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう~~供給側~~検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、計量日といたします。 <u>(8) 29（料金の算定期間）(2)ロの場合は、(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は、受電側計量期間の日数といたします。ただし、発電契約者が受電地点を新たに設定し、または受電地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は、(5)に準ずるものといたします。この場合、(5)にいう検針日は、計量日といたします。</u> (9) 契約者が供給地点を新たに設定し、~~もしくは~~供給地点を消滅させる場合、~~または発電契約者が受電地点を新たに設定し、もしくは受電地点を消滅させる場合~~の(2)イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。 イ 供給地点~~または受電地点~~を新たに設定した場合 その供給地点~~または受電地点~~の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点~~または受電地点~~を新たに設定した日が含まれる~~供給側検針期間または受電側~~検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 ロ 供給地点~~または受電地点~~を消滅させる場合 その供給地点~~または受電地点~~の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる~~供給側検針期間または受電側~~検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。 (10) 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。 イ 力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、(2)イにより日割計算をいたします。 ロ 負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその1月から変更後の力率によります。 (11) 供給地点への接続供給~~または受電地点における発電量調整供給~~の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、(2)イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
止した日を含み、接続供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。	合、停止期間中の日数には、接続供給<u>または発電量調整供給</u>を停止した日を含み、接続供給<u>または発電量調整供給</u>を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給<u>または発電量調整供給</u>を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。
33 支払義務の発生および支払期日 (1) 日程等別料金の支払義務は、18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。 (2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第5営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、27（検針日）(5)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に実際に検針を行なった場合、30（電力および電力量の算定）(29)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。 (3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ 54（解約等）(1)により解約となった場合 ロ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ その他の理由で契約者、発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合 (4) 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。 イ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとな	34 支払義務の発生および支払期日 (1) 日程等別料金の支払義務は、18（料金）(1)ロに定める<u>供給側</u>料金算定日に発生いたします。 <u>(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は、18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。</u> (3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第5営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、28（検針日）(5)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に実際に検針を行なった場合、31（電力および電力量の算定）(29)の場合で、料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。 (4) (1)の日程等別料金、<u>(2)の系統連系受電サービス料金</u>または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。 イ 55（解約等）(1)により解約となった場合 ロ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合 ハ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合 ニ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合 ホ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合 ヘ その他の理由で契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者に通知した場合 (5) 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。 イ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当する

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
った日までに支払義務が発生した料金で、かつ、当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。 ロ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。 なお、(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。 (5) 当社は、(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	こととなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。 ロ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が(4)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。 なお、(4)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者に通知いたします。 (6) 当社は、(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
34 料金その他の支払方法 (1) (略) (2) (略)	35 料金その他の支払方法 (1) (略) (2) (略) <u>(3) 発電者の料金その他の支払方法は、次によります。</u> <u>イ 発電者の料金については、ロによって支払われる場合を除き、そのつど、発電者から発電契約者に支払っていただきます。支払われた料金についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から当社へ引き渡していただきます。</u> <u>なお、引き渡しにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。</u> <u>ロ 次の場合には、発電者の料金について、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。</u> <u>なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。</u> <u>(イ) 発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合</u> <u>(ロ) 発電者の料金が発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約に係る料金を上回る場合で、発電契約者と発電者および発電契約者と当社のそれぞれにおいて合意がなされたとき。</u> <u>(ハ) その他当社が必要と認めた場合</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(3) （略） (4) （略）	<u>ハ 発電者の料金について、支払いは、次のときになされたものといたします。</u> <u>(イ) イの場合、発電者から発電契約者に支払われたとき。</u> <u>(ロ) ロの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる場合、発電者がその金融機関に払い込まれたとき。</u> <u>ニ 料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電者から申し受けます。</u> <u>なお、消費税等相当額の単位は、1円とし、その端数は、切り捨てます。</u> <u>また、延滞利息は、原則として、発電者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電者から支払っていただきます。</u> <u>ホ 発電者の料金は、原則として、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。</u> <u>ヘ この約款によって支払いを要することとなった発電者の料金、延滞利息および契約超過金以外の債務（保証金、違約金その他この約款から生ずる金銭債務をいいます。）についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電者から支払っていただきます。</u> <u>なお、支払いにともなう費用は、発電者の負担といたします。</u> (4) （略） (5) （略）
35 保 証 金 (1) 契約者の場合は、次によります。 イ 当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (イ) 料金の支払いの延滞があった場合 (ロ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。 (ハ) 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合 ロ 契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。 ニ 当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ 当社は、保証金について利息を付しません。	36 保 証 金 (1) 契約者の場合は、次によります。 イ 当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。 (イ) 料金の支払いの延滞があった場合 (ロ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、31（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、40（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。 (ハ) 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合 ロ 契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。 ハ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。 ニ 当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。 ホ 当社は、保証金について利息を付しません。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
へ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。 (2) （略） (3) （略） 36 連 帯 責 任 （略）	へ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。 (2) （略） <u>(3) 発電者の場合は、次によります。</u> <u>イ 当社は、料金の支払いの延滞があった発電者、新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から、系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって、または系統連系受電サービス継続の条件として、予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。</u> <u>ロ 保証金の預かり期間は、2年以内といたします。</u> <u>ハ 当社は、系統連系受電契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電者の支払額に充当することがあります。</u> <u>ニ 当社は、保証金について利息を付しません。</u> <u>ホ 当社は、保証金の預かり期間満了前であっても系統連系受電契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。</u> (4) （略） 37 連 帯 責 任 （略）
V 供 給	V 供 給
37 託送供給等の実施 (1) 接続供給の場合 イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。 （イ）契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 （ロ）契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ 契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ 原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	38 託送供給等の実施 (1) 接続供給の場合 イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。 （イ）契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。 （ロ）契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。 ロ 契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ 原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ニ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ホ 契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ヘ 当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ト 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。 (2) （略） (3) 発電量調整供給の場合 イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。 (イ) 発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。 (ロ) 発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。 ロ 発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ 原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。 ニ 発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ 発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、ロの発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるとき	ニ 契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ホ 契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ヘ 当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ト 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。 (2) （略） (3) 発電量調整供給の場合 イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。 (イ) 発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。 (ロ) 発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。 ロ 発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。 ハ 原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。 ニ 発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 ホ 当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。 ヘ 発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、ロの発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ト 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要がある場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。 なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるとき

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
には、あらかじめ定めた発電場所について、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。 チ 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。 (4) （略） 38 給電指令の実施等 (1) 当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) （略） (3) （略） (4) （略） (5) （略） ~~(6) 当社は、(2)イ、ロ、ハまたは(3)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。~~ ~~イ 低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。~~ ~~(イ) 割 引 の 対 象~~ ~~電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、32（料金の算定）(1)イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。~~ ~~(ロ) 割 引 率~~ ~~1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。~~ ~~(ハ) 制限または中止延べ日数の計算~~ ~~延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。~~ ~~ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が~~	には、あらかじめ定めた発電場所について、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。 チ 当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお、当社は、39（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。 (4) （略） 39 給電指令の実施等 (1) 当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) （略） (3) （略） (4) （略） (5) （略）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ~~(イ) 割引の対象~~ ~~当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、32（料金の算定）(1)イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。~~ ~~(ロ) 割引率~~ ~~1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。~~ ~~(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算~~ ~~延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。~~ ~~なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。~~ ~~（算式）~~ ~~a 接続供給電力を制限した場合~~ ~~$H' = H \times (D - d) / D$~~ ~~H' 修正時間~~ ~~H 制限時間~~ ~~D 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力~~ ~~d 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値~~ ~~b 接続供給電力量を制限した場合~~ ~~$H' = H \times (A - B) / A$~~ ~~H' 修正時間~~ ~~H 制限時間~~ ~~A 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量~~ ~~B 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量~~ ~~c 接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。~~	<u>(6) 当社は、(2)イ、ロ、ニ、ホ、へまたは(3)によって、発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合、(2)ロの場合で、発電契約者もしくは発電者と当社が事前に調整を行なった計画的な作業（電力広域的運営推進機関送配電等業務指針の定めによって調整を行なった作業に限ります。）による制限もしくは中止のときその他あらかじめ発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止することが明らかな場合または(2)への場合（低圧で受電する場合を含みます。）で、電気の需給上必要となった制限もしくは中止のときは、その部分については割引いたしません。</u> <u>イ 低圧で受電する場合または高圧で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット未満となるとき。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>(イ) 割引の対象</u> <u>当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。</u> <u>(ロ) 割引率</u> <u>1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。</u> <u>(ハ) 制限または中止延べ日数の計算</u> <u>延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。</u> <u>ロ 高压で受電する場合で、同時最大受電電力が500キロワット以上となるときまたは特別高压で受電する場合</u> <u>(イ) 割引の対象</u> <u>当該受電地点の系統連系受電サービスの基本料金から系統設備効率化割引額を差し引いた金額といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ハ、ニ、トまたはチの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。</u> <u>(ロ) 割引率</u> <u>1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。</u> <u>(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算</u> <u>延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。</u> <u>なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。</u> <u>(算式)</u> <u>a 発電量調整受電電力を制限した場合</u> <u>$H' = H \times (D - d) / D$</u> <u>$H'$ = 修正時間</u> <u>H = 制限時間</u> <u>D = 当該受電地点の同時最大受電電力</u> <u>d = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力の最大値</u> <u>b 発電量調整受電電力量を制限した場合</u> <u>$H' = H \times (A - B) / A$</u> <u>$H'$ = 修正時間</u> <u>H = 制限時間</u> <u>A = 制限指定時間中の当該受電地点の基準となる電力量</u> <u>B = 制限時間中の当該受電地点の発電量調整受電電力量</u> <u>c 発電量調整受電電力および発電量調整受電電力量を同時に制限した時間については、aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が<u>契約者</u>に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。 ~~なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。~~ (8) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合<u>には、(6)および(7)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。</u> (9) （略） 39 適正契約の保持等 (1) 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には、その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は、39（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、39（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、39（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、39（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または39（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。 40 契約超過金 (1) （略）	(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が<u>発電者</u>に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。 (8) <u>当社は、(2)または(3)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合、これにともなう料金の減額は行ないません。</u> (9) 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合、<u>これにともなう料金の減額は行ないません。</u> (10) （略） 40 適正契約の保持等 (1) 当社は、契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (2) 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力<u>または同時最大受電電力</u>をこえる場合には、その契約受電電力<u>または同時最大受電電力</u>をすみやかに適正なものに変更していただきます。 (3) 当社は、31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合、31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。 41 契約超過金 (1) （略） (2) <u>発電者が同時最大受電電力をこえて発電または放電された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過受電電力に系統連系受電サービスの基本料金率を乗じてえた金額の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として発電者から申し受けます。</u> <u>なお、この場合、契約超過受電電力は、次によって受電地点ごとに、発電バランシンググループ</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>ごとに定めます。</u> <u>イ 発電場所が1発電バランシンググループに属している場合</u> <u>（イ） 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合</u> <u>または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</u> <u>その1月の最大連系電力等から同時最大受電電力を差し引いた値といたします。</u> <u>（ロ） 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合</u> <u>その1月の最大連系電力等から発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を</u> <u>差し引いた値といたします。ただし、 差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し</u> <u>受けません。</u> <u>ロ 発電場所が複数の発電バランシンググループに属している場合</u> <u>（イ） 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上回る場合</u> <u>または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</u> <u>発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受</u> <u>電電力の比であん分してえた値から同時最大受電電力を契約受電電力の比であん分してえた</u> <u>値を差し引いた値といたします。</u> <u>（ロ） 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合</u> <u>発電バランシンググループごとの契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を契約受</u> <u>電電力の比であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービ</u> <u>ス契約電力を契約受電電力の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、</u> <u>差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</u> <u>ハ イおよびロにおいて、契約超過受電電力の算定上、次のものについても接続送電サービス契約</u> <u>電力1キロワットとみなします。</u> <u>（イ） 臨時接続送電サービス契約電力1キロワット</u> <u>（ロ） 電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス</u> <u>または電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、</u> <u>出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕に</u> <u>よって換算するものといたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の</u> <u>事情がある場合は、別表7〔契約負荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）1,000</u> <u>ワット</u> <u>（ハ） 電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、</u> <u>出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕に</u> <u>よって換算するものといたします。）1,000ボルトアンペア</u> <u>（ニ） 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適</u> <u>用を受けている場合の接続供給課金対象電力1キロワット</u> <u>ただし、（ロ）または（ハ）によってみなした接続送電サービス契約電力の単位は、最小位までとい</u> <u>たします。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
~~(2) 契約超過金は、~~契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	<u>(3) 契約超過金の支払期日および支払方法については、次のとおりといたします。</u> <u>イ 契約者の場合</u> 契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が<u>供給側</u>料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、<u>供給側</u>料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。 <u>ロ 発電者の場合</u> <u>同時最大受電電力をこえて発電または放電された月の検針日が受電側料金算定日となる系統連系受電サービス料金（該当する系統連系受電サービス料金がない場合は、受電側料金算定日が直後の系統連系受電サービス料金といたします。）の支払期日までに、原則として、その系統連系受電サービス料金とあわせて支払っていただきます。</u>
~~41~~ 力 率 の 保 持 （略）	<u>42</u> 力 率 の 保 持 （略）
~~42~~ 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。 (1) （略） (2) ~~74~~（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) （略） (4) （略） (5) ~~44~~（託送供給等の停止），~~52~~（契約の廃止）または~~54~~（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって、接続供給契約，振替供給契約~~および~~発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務	<u>43</u> 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。 (1) （略） (2) <u>75</u>（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務 (3) （略） (4) （略） (5) <u>45</u>（託送供給等の停止），<u>53</u>（契約の廃止）または<u>55</u>（解約等）により必要な処置 (6) その他この約款によって、接続供給契約，振替供給契約，<u>発電量調整供給契約および系統連系受電契約</u>の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務
~~43~~ 託送供給等にもなう協力 （略）	<u>44</u> 託送供給等にもなう協力 （略）
~~44~~ 託送供給等の停止 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	<u>45</u> 託送供給等の停止 (1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
イ 契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ 発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ 61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ 契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，~~または~~電気を使用された場合 ハ 契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ 42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ 43（託送供給等にとまなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 (3) 契約者~~または~~発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者~~または~~発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ 接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ 臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ 予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 ホ 接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。) (4) （略） (5) （略） 45 託送供給等の停止の解除 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電	イ 契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合 ロ 発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合 ハ 62（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合 (2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，<u>発電契約者または発電者</u>にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ 契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合 ロ 電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，電気を使用<u>または発電もしくは放電</u>された場合 ハ 契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合 ニ 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。 ホ 43（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合 ヘ 44（託送供給等にとまなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合 (3) 契約者，<u>発電契約者または発電者</u>が次のいずれかに該当し，当社が契約者，<u>発電契約者または発電者</u>にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 イ 接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合 ロ 臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合 ハ 予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合 ニ 発電量調整受電電力が契約受電電力<u>または同時最大受電電力</u>をこえる場合 ホ 接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。) (4) （略） (5) （略） 46 託送供給等の停止の解除 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
契約者、発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	契約者、発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46 託送供給の停止期間中の料金 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。	47 託送供給等の停止期間中の料金 45（託送供給等の停止）によって接続供給または発電量調整供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合またはまったく発電もしくは放電しない場合の月額料金を33（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。
47 違 約 金 (1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の3倍に相当する金額を、違約金として託送供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ 1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ 44（託送供給等の停止）(2)ロ、ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間が確認できない場合は、6月以内に当社が決定した期間といたします。	48 違 約 金 (1) 契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の3倍に相当する金額を、違約金として託送供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から、<u>系統連系受電契約については発電者から</u>申し受けます。 イ 1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ 45（託送供給等の停止）(2)ロ、ハまたはニの場合 (2) (1)の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と、不正な使用方法または発電・放電方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3) 不正に使用した期間または不正に発電もしくは放電した期間が確認できない場合は、6月以内に当社が決定した期間といたします。
48 損害賠償の免責 (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) 44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。	49 損害賠償の免責 (1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2) 45（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または55（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3) 45（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または55（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が55（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(4)（略）	(4)（略）
~~49~~ 設 備 の 賠 償 （略）	<u>50</u> 設 備 の 賠 償 （略）
VI 契約の変更および終了	VI 契約の変更および終了
~~50~~ 契 約 の 変 更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 イ 契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ 契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (イ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。 (ロ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。 (3)（略） (4)（略）	<u>51</u> 契 約 の 変 更 (1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。 (2) 契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。 <u>ただし，当社の供給設備を同一条件で継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により契約受電電力または同時最大受電電力の減少の申出がある場合は，正当な理由がない限り，契約受電電力または同時最大受電電力の減少はできないものといたします。</u> イ 契約者<u>または発電契約者</u>は，あらかじめ契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者<u>または発電契約者</u>が申し出た契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>の減少希望日に契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>を減少させるための適当な処置を行ないます。 ロ 契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>は，次の場合を除き，契約者<u>または発電契約者</u>が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。 (イ) 当社が契約者<u>または発電契約者</u>からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>が減少したものといたします。 (ロ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，<u>契約受電電力または同時最大受電電力</u>を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。 (3)（略） (4)（略）
~~51~~ 名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続	<u>52</u> 名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者の

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者~~または~~発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは振替供給契約~~または~~当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)~~手~~に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者，<u>発電契約者</u>~~または~~<u>発電者</u>が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約，<u>発電量調整供給契約</u>~~または~~<u>系統連系受電契約</u>についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは~~当該~~振替供給契約，<u>当該発電量調整供給契約</u>~~または~~<u>当該系統連系受電契約</u>を希望される場合は，8（契約の要件）(1)<u>リ</u>に定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
52 契約の廃止 (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 (2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約~~または~~発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。	53 契約の廃止 (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約<u>を廃止しようとする場合，発電者が系統連系受電契約</u>を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 <u>(2) 当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。</u> (3) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ 当社が契約者，発電契約者，<u>発電者</u>または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，<u>発電量調整供給契約</u>~~または~~<u>系統連系受電契約</u>は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。 <u>(4) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(3)（略） 53 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の精算 (1) 次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。 なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ 接続供給の場合 (イ) 低圧で供給する場合 a 契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また、当社は、契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b 契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サ	<u>（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは、発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。</u> <u>なお、この場合には、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。</u> (5)（略） 54 供給開始後の契約の消滅または変更にもなう料金および工事費の精算 (1) 次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。 なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。 イ 接続供給の場合 (イ) 低圧で供給する場合 a 契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また、当社は、契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b 契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c 当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は， a および b にかかわらず精算いたしません。 d 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は， a ， b および c に準ずるものといたします。 (㍑) 高圧または特別高圧で供給する場合 a 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたこととともない新たに施設した供給設備について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (㍻) 19（接続送電サービス）(2)イ(㍻)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(㍻)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受	ービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(㍑) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 c 当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は， a および b にかかわらず精算いたしません。 d 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は， a ， b および c に準ずるものといたします。 (㍑) 高圧または特別高圧で供給する場合 a 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたこととともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。 b 契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。 (㍻) 19（接続送電サービス）(2)イ(㍻)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(㍻)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする場合は、(イ)または(ロ)に準ずるものいたします。この場合、(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。 ロ 発電量調整供給の場合 (イ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ロ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (2) (略) (3) (略)	電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとする場合は、(イ)または(ロ)に準ずるものいたします。この場合、(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19（接続送電サービス）(2)イ(イ) cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。 ロ 発電量調整供給の場合 (イ) 発電契約者が契約受電電力、<u>同時最大受電電力</u>または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (ロ) 発電契約者が契約受電電力、<u>同時最大受電電力</u>または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとする場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力、<u>同時最大受電電力</u>または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。 (2) (略) (3) (略)
54 解 約 等 (1) 当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 ~~なお、~~この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合	55 解 約 等 (1) 当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約、<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 <u>なお、系統連系受電契約を解約した場合には、当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものいたします。</u> この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また、契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ 45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 <u>(ロ) 発電契約者と当社が、発電者の料金、延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日を</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(㍑) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (㍒) 料金以外の債務を支払われない場合 ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、<u>39</u>（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。 (イ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合 (ロ) 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ハ) 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ニ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ホ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不相当と認められるとき。 (ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 (ト) その他この約款に反した場合 (2) （略）	<u>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なお引き渡されないとき。</u> (㍑) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、<u>系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）</u>または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (㍒) 料金以外の債務を支払われない場合 <u>(ホ) 当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合</u> ハ 契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者、<u>発電者</u>または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、<u>40</u>（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。 (イ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合 (ロ) 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ハ) 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ニ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ホ) 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不相当と認められるとき。 (ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力 <u>または同時最大受電電力</u> をこえる場合 (ト) その他この約款に反した場合 (2) （略） <u>(3) 発電者がその発電場所において、その発電場所に係る設備の保全の意思がないことまたは今後</u> <u>も発電もしくは放電しないことが明らかな場合には、発電契約者または発電者からの申出がない場合</u> <u>であっても、当社は、当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。</u> <u>この場合、当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され、または消滅するものといたします。</u> <u>(4) 発電場所が複数の発電バランシンググループに属しており、かつ、発電者の料金その他を支払期日を経過してなお支払われない場合で、系統連系受電契約を解約したときは、当該発電契約者からの申出がない場合であっても、発電量調整供給契約を変更していただくものとし、当社は、その旨を発電契約者に通知いたします。</u> <u>なお、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
55 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。	<u>(5) 発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。</u> <u>この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。</u> 56 契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，<u>系統連系受電契約</u>または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 56 受電地点，供給地点および施設 (1) 受 電 地 点 イ 電気を受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電氣的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ 受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (イ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあつて将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ロ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ハ) 1 建物内の2以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ニ) 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ホ) その他特別の事情がある場合 (2) 供 給 地 点 イ 接続供給の場合 (イ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ロ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議によ	Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 57 受電地点，供給地点および施設 (1) 受 電 地 点 イ 電気を受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電氣的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。 ロ 受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。 (イ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあつて将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合 (ロ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合 (ハ) 1 建物内の2以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 (ニ) 59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合 (ホ) その他特別の事情がある場合 (2) 供 給 地 点 イ 接続供給の場合 (イ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。 (ロ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議によ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
り，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a 山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあつて将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b 当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c 1建物内の2以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d ~~58~~（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e その他特別の事情がある場合 ロ 振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3) （略） (4) （略） (5) （略） ~~57~~ 架空引込線 （略） ~~58~~ 地中引込線 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~65~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または~~68~~（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。 ~~59~~ 連接引込線等 （略） ~~60~~ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 （略） ~~64~~ 引込線の接続	り，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。 a 山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあつて将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合 b 当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合 c 1建物内の2以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。 d <u>59</u>（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合 e その他特別の事情がある場合 ロ 振替供給の場合 供給地点は，会社間連系点といたします。 (3) （略） (4) （略） (5) （略） <u>58</u> 架空引込線 （略） <u>59</u> 地中引込線 (1) （略） (2) （略） (3) （略） (4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，~~66~~（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または<u>69</u>（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。 <u>60</u> 連接引込線等 （略） <u>61</u> 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 （略） <u>62</u> 引込線の接続

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
（略）	（略）
62 計量器等の取付け (1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ 接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の2次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ 発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2) （略） (3) （略） (4) （略） (5) （略） (6) （略）	63 計量器等の取付け (1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の2次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。 イ 接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の2次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。 ロ 発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。 (2) （略） (3) （略） (4) （略） (5) （略） (6) （略）
63 通信設備等の施設 （略）	64 通信設備等の施設 （略）
64 専用供給設備 (1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ 43（託送供給等にとまなう協力）の場合 ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが	65 専用供給設備 (1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。 イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合 ロ 44（託送供給等にとまなう協力）の場合 ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）				
適当と認められる場合 (2)（略） (3)（略） (4)（略） (5)（略）	適当と認められる場合 (2)（略） (3)（略） (4)（略） (5)（略）				
VIII 工事費の負担 65 受電地点への供給設備の工事費負担金 (1)（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (イ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ロ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ハ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、aおよびbの金額 a 当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)aただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。 b 発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額 <table><tr><td>新増加契約受電電力1キロワットにつき</td><td>3,630 円 00 銭</td></tr></table> ロ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに	新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,630 円 00 銭	VIII 工事費の負担 66 受電地点への供給設備の工事費負担金 (1)（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (イ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ロ) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ハ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、aおよびbの金額 a 当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし、この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)aただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。 b 発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額 <table><tr><td>新増加契約受電電力1キロワットにつき</td><td>3,630 円 00 銭</td></tr></table> ロ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに	新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,630 円 00 銭
新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,630 円 00 銭				
新増加契約受電電力1キロワットにつき	3,630 円 00 銭				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、61（引込線の接続）, 62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ 43（託送供給等にもなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (4) （略） (5) （略） (6) （略） (7) （略） 66 受電用計量器等の工事費負担金 （略） 67 会社間連系設備の工事費負担金 （略） 68 供給地点への供給設備の工事費負担金 (1) （略） (2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (イ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし、供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の	予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、62（引込線の接続）, 63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ 44（託送供給等にもなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (4) （略） (5) （略） (6) （略） (7) （略） 67 受電用計量器等の工事費負担金 （略） 68 会社間連系設備の工事費負担金 （略） 69 供給地点への供給設備の工事費負担金 (1) （略） (2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金 イ 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (イ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし、供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
場合で、地中供給側接続設備を施設するときは、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。 (㍑) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 ロ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわな いで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、64（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ 43（託送供給等にもなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は、次により算定いたします。 イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、諸経費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また、算定にあたっては、次のとおりといたします。 (イ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (㍑) 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさ	場合で、地中供給側接続設備を施設するときは、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。 (㍑) 65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 ロ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、65（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわな いで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、62（引込線の接続）、63（計量器等の取付け）または64（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 ロ 44（託送供給等にもなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 (4) 工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は、次により算定いたします。 イ 工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、諸経費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また、算定にあたっては、次のとおりといたします。 (イ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (㍑) 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。 (ホ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。 (ハ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、7~~1~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。 ハ 低圧または高压で供給する場合で、(2)イ(イ)に該当し、かつ、その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イおよびロにかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ ホ 当社が特別高压で供給する電気について、使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお、この場合の工事費は、(1)ロ(イ) a に準じて算定いたします。 ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。 (イ) 高压で供給する場合 (1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ロ) 特別高压で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、イにかかわらず、(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。	ないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。 (ホ) 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。 (ハ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、7~~2~~（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。 ハ 低圧または高压で供給する場合で、(2)イ(イ)に該当し、かつ、その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イおよびロにかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ ホ 当社が特別高压で供給する電気について、使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお、この場合の工事費は、(1)ロ(イ) a に準じて算定いたします。 ヘ (2)ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。 (イ) 高压で供給する場合 (1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。 (ロ) 特別高压で供給する場合 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、イにかかわらず、(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
なお、21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で、供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 ト 低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(イ)の場合を除きます。）は、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 チ 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、(1)または(2)にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合の工事費負担金は、(2)の場合に準じて算定いたします。	なお、21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で、供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。 ト 低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(イ)の場合を除きます。）は、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 チ 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、(1)または(2)にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお、この場合の工事費負担金は、(2)の場合に準じて算定いたします。
69 工事費負担金の申受けおよび精算 (1) 当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお、9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2) 工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ 68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 (イ) 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合 (ロ) その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合 ロ 65（受電地点への供給設備の工事費負担金）、66（受電用計量器等の工事費負担金）、67（会社間連系設備の工事費負担金）、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 (イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合 a 設計変更により、電柱（鉄塔、鉄柱を含みます。）、電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合 b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ロ) 特別高圧で受電または供給する場合	70 工事費負担金の申受けおよび精算 (1) 当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。 なお、9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。 (2) 工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。 イ 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 (イ) 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合 (ロ) その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合 ロ 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）、67（受電用計量器等の工事費負担金）、68（会社間連系設備の工事費負担金）、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。 (イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合 a 設計変更により、電柱（鉄塔、鉄柱を含みます。）、電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合 b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。） c その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合 (ロ) 特別高圧で受電または供給する場合

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
原則としてすべての場合 (3) （略） (4) 当社は、65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。 (5) （略） (6) 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また、工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといえます。 70 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け （略） 71 臨時工事費 (1) （略） (2) 臨時工事費を申し受ける場合は、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) （略） (4) 臨時工事費の精算は、69（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといえます。 72 工事費等に関する契約書の作成 （略）	原則としてすべての場合 (3) （略） (4) 当社は、66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。 (5) （略） (6) 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また、工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応じたものといえます。 71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け （略） 72 臨時工事費 (1) （略） (2) 臨時工事費を申し受ける場合は、69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3) （略） (4) 臨時工事費の精算は、70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといえます。 73 工事費等に関する契約書の作成 （略）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
IX保安 73保安の責任 （略） 74保安等に対する発電者および需要者の協力 （略） 75調査 （略） 76調査等の委託 （1）当社は、75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 （2）（略） 77調査に対する需要者の協力 （1）（略） （2）当社は、75（調査）（1）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。 78検査または工事の受託 （略） 79自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。 （1）75（調査） （2）76（調査等の委託） （3）77（調査に対する需要者の協力） （4）78（検査または工事の受託）	IX保安 74保安の責任 （略） 75保安等に対する発電者および需要者の協力 （略） 76調査 （略） 77調査等の委託 （1）当社は、76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 （2）（略） 78調査に対する需要者の協力 （1）（略） （2）当社は、76（調査）（1）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。 79検査または工事の受託 （略） 80自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。 （1）76（調査） （2）77（調査等の委託） （3）78（調査に対する需要者の協力） （4）79（検査または工事の受託）
附則 1実施期日 この約款は、令和5年12月27日から実施いたします。	附則 1実施期日 この約款は、令和6年4月1日から実施いたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
3 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適用範囲 イ 揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。） (ロ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2) （略） (3) 電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず、次のとおりといたします。 イ 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と	3 揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1) 適用範囲 イ 揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。） (ロ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2) （略） (3) 電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず、次のとおりといたします。 イ 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものいたします。 ロ 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応補給電力量 $= \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$ ハ 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応余剰電力量 $= \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$ (4) 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については、62（計量器等の取付け）によるものいたします。また、これに加え、(1)イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、(1)ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。	調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものいたします。 ロ 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応補給電力量 $= \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$ ハ 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応余剰電力量 $= \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$ (4) 計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については、63（計量器等の取付け）によるものいたします。また、これに加え、(1)イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、(1)ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）および附則6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。 4 発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 (1) （略） (2) （略） (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) （略） (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ 8（契約の要件）(2)イは、適用いたしません。 ロ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金、ホにより算定されるインバランスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限りします。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限りします。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調	(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は、30（計量）および附則6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。 4 発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 (1) （略） (2) （略） (3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4) （略） (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ 8（契約の要件）(2)イは、適用いたしません。 ロ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金、ホにより算定されるインバランスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限りします。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限りします。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 この場合、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず、発電量調

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合、25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。 ホ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ヘ インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ) 28（料金の算定期間） (ロ) 32（料金の算定） (ハ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ニ) 34（料金その他の支払方法） (ホ) 35（保証金）	整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ 特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。 なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合、26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。 ホ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 ヘ インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ) 29（料金の算定期間） (ロ) 33（料金の算定） (ハ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ニ) 35（料金その他の支払方法） (ホ) 36（保証金）

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(へ) 47（違約金） (ト) 54（解約等） ト 当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要なとなる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 チ ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 リ 契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。 ル この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。 (6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。 ロ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 ハ インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ) 28（料金の算定期間） (ロ) 32（料金の算定） (ハ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ニ) 34（料金その他の支払方法） (7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）におい	(へ) 48（違約金） (ト) 55（解約等） ト 当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要なとなる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 チ ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 リ 契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ヌ リで定めた計画を変更する必要がある場合には、すみやかに当社に通知していただきます。 ル この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。 (6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ 発電量調整供給に係る料金は、18（料金）(2)にかかわらず、18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。 ロ インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 ハ インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ) 29（料金の算定期間） (ロ) 33（料金の算定） (ハ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ニ) 35（料金その他の支払方法） (7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）におい

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
て、イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。 イ 適用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (イ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ロ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ 供給および契約の単位 当社は、15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず、1 発電場所につ~~き~~、1 電気方式、1 引込、2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ 計量 当社は、~~29~~（計量）(1)にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、~~30~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 ニ ~~37~~（託送供給等の実施）(3)へは、適用いたしません。 ホ イの適用を廃止しようとする場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。 (8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の	て、イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。 イ 適用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (イ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ロ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ 供給および契約の単位 当社は、15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず、1 発電場所につ~~いて~~ <u>1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）</u>し、1 電気方式、1 引込、2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ 計量 当社は、~~30~~（計量）(1)にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、~~31~~（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 ニ ~~38~~（託送供給等の実施）(3)へは、適用いたしません。 ホ イの適用を廃止しようとする場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。 (8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。 イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）						
料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、37（託送供給等の実施）（3）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。 (9) その他の事項については、発電契約者の場合に準ずるものといたします。	料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、38（託送供給等の実施）（3）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ハ イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。 ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。 (9) その他の事項については、発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。						
5 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	5 離島についての特別措置 (1) 系統連系受電サービス料金 電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービス料金の基本料金は、22（系統連系受電サービス）（3）イにかかわらず、次のとおりといたします。 <table><tr><td>系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき</td><td>特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））</td><td>67 円 60 銭</td></tr><tr><td></td><td>特別高圧系統のない離島（栗国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）</td><td>67 円 58 銭</td></tr></table> (2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）（2）イ（ハ），24（接続対象計画差対応電力）（2）イ（ハ），25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（2）イ（ハ），26（給電指令時補給電力）（1）ニまたは（2）ニにかかわらず、次のとおりといたします。	系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））	67 円 60 銭		特別高圧系統のない離島（栗国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）	67 円 58 銭
系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	特別高圧系統のある離島（宮古島，池間島，大神島，来間島，伊良部島，下地島，石垣島，竹富島，西表島，鳩間島，由布島，小浜島，黒島，新城島（上地），新城島（下地））	67 円 60 銭					
	特別高圧系統のない離島（栗国島，渡名喜島，久米島，奥武島，オーハ島，北大東島，南大東島，多良間島，水納島，波照間島，与那国島）	67 円 58 銭					

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
1キロワット時につき	38円71銭	1キロワット時につき	38円90銭
ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 (2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)、23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず、次のとおりといたします。		ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 (3) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)、24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず、次のとおりといたします。	
1キロワット時につき	19円84銭	1キロワット時につき	19円84銭
6 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。		6 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量、接続供給電力量、<u>最大連系電力等</u>および最大需要電力等は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量、<u>最大連系電力等</u>および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量、<u>最大連系電力等</u>および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	
7 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 (1) （略） (2) 発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。		7 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 (1) （略） (2) 発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。 <u>なお、高圧または特別高圧で受電する場合の最大連系電力等は、原則として、発電量調整受電電力の最大値といたします。</u>	
8 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 (1) 1発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみ		8 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置 (1) 1発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみ	

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
なします。 (2) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランスンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランスンググループごとに定めます。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。 9 損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第4条第1項に定める旧特定供給者に該当する場合で、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トに定める額を限度として、補償するものといたします。 なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。 11 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ 適用範囲 契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ) 軽負荷期（毎年1月1日から4月30日までおよび11月1日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、12月30日および12月31日の午前9時から午後5時までの時間 (ロ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出	なします。 (2) 1 発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランスンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランスンググループごとに定めます。この場合、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。 9 損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第4条第1項に定める旧特定供給者に該当する場合で、39（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、49（損害賠償の免責）(1)にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トに定める額を限度として、補償するものといたします。 なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。 11 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ 適用範囲 契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ) 軽負荷期（毎年1月1日から4月30日までおよび11月1日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、1月2日、1月3日、1月4日、12月30日および12月31日の午前9時から午後5時までの時間 (ロ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(イ) 契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。 (ロ) 原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。 ハ 接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は、その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 また、1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は、19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず、(イ)とし、ピークシフト電力は、19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず、(ロ)といたします。 (イ) 昼間時間最大電力 昼間時間最大電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての昼間時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は、1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修、事故（停電による停止等を含みます。）または、当社が、イ(イ)または(ロ)の時間帯に、需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は、昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 (ロ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修、事故（停電による停止等を含みます。）または、当社が、イ(イ)または(ロ)の時間帯に、需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足	(イ) 契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。 (ロ) 原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。 ハ 接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は、その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 また、1年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は、19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず、(イ)とし、ピークシフト電力は、19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず、(ロ)といたします。 (イ) 昼間時間最大電力 昼間時間最大電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての昼間時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は、1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修、事故（停電による停止等を含みます。）または、当社が、イ(イ)または(ロ)の時間帯に、需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は、昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 (ロ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。 また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修、事故（停電による停止等を含みます。）または、当社が、イ(イ)または(ロ)の時間帯に、需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 = 適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力 - 当該供給地点の 昼間時間最大電力 なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ 接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(㍑) c (a)，ハ(イ) c (a)または(㍑) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その1月にこの特別措置により電気を使用し、かつ、需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(㍑) c (a)，ハ(イ) c (a)または(㍑) c (a)に準じて算定いたします。 ホ そ の 他 (イ) 当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。 (㍑) 当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。 (2) 1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(4)にかかわらず、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (イ) ピークシフト割引額	電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 = 適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力 - 当該供給地点の 昼間時間最大電力 なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ 接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(㍑) c (a)，ハ(イ) c (a)または(㍑) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その1月にこの特別措置により電気を使用し、かつ、需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(㍑) c (a)，ハ(イ) c (a)または(㍑) c (a)に準じて算定いたします。 ホ そ の 他 (イ) 当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。 (㍑) 当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。 (2) 1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前9時から午後5時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(4)にかかわらず、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (イ) ピークシフト割引額

現（令和5年12月27日実施）			新（令和6年4月1日実施）		
ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は、(ハ)のピークシフト電力といたします。			ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は、(ハ)のピークシフト電力といたします。		
(ロ) 負荷移行元時間最大電力			(ロ) 負荷移行元時間最大電力		
1年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。			1年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。		
(ハ) ピークシフト電力			(ハ) ピークシフト電力		
ピークシフト電力は、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。			ピークシフト電力は、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。		
なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。			なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。		
また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。			また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。		
ピークシフト電力	=	適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力	ピークシフト電力	=	適用の対象とする供給地点の 接続送電サービス契約電力
		－ 当該供給地点の 負荷移行元時間 最大電力			－ 当該供給地点の 負荷移行元時間 最大電力

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 (ホ) この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものいたします。 (イ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は、(ハ)のピークシフト電力といたします。 (ロ) 負荷移行元時間最大電力 1年間を通じての負荷移行元時間最大電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19	なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 (ホ) この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、1年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものいたします。 (イ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は、(ハ)のピークシフト電力といたします。 (ロ) 負荷移行元時間最大電力 1年間を通じての負荷移行元時間最大電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、1年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により、適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は、1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は、負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。 (ハ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。 $\text{ピークシフト電力} = \frac{\text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力}}{\text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}}$ なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 ハ 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~もしくは~~イ(ハ)~~または~~ロ(ハ)にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移	（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。 (ハ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、適用の対象とする供給地点ごとに、1月につき次のとおり算定いたします。 なお、19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の1年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。 また、19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは、次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は、当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に、19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものいたします。 $\text{ピークシフト電力} = \frac{\text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力}}{\text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}}$ なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ニ) 1年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお、それが本取扱い適用後1年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 また、この取扱いの適用が解消された後1年に満たない場合は、この取扱いを適用いたしません。 ハ 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ~~または~~イ(ハ)~~もしくは~~ロ(ハ)にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ、ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
13 バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1) （略） (2) 契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、8（契約の要件）(3)イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。 イ 需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の(イ)および(ロ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (イ) 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ロ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 ニ 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 ホ 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ 接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ 発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ 需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。	13 バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1) （略） (2) 契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、8（契約の要件）(4)イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。 イ 需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の(イ)および(ロ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (イ) 需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ロ) 需要抑制の実施頻度および時期 ロ イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。 ハ 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 ニ 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 ホ 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。 (3) 供給および契約の単位 イ 接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。 ロ 発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ 需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4) 料 金 イ 発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適 用 発電バランシンググループにおいて、38(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ) 発電量調整受電計画差対応電力 a 発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4) 料 金 イ 発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適 用 発電バランシンググループにおいて、39(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ) 発電量調整受電計画差対応電力 a 発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ρ) 接続対象計画差対応電力 a 接続対象計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適用 39(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ρ) 接続対象計画差対応電力 a 接続対象計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が、その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ニ 給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 38（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日	ニ 給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、26（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 (イ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 39（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ロ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a 適用範囲 39（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b 給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 c 給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d 給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条の2にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。また、当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~もしくは~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものいたします。 (5) 電力および電力量の算定 イ 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は、3~~0~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は、3~~0~~（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ハ 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、3~~0~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ニ 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は、3~~0~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたもの）といたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 ホ 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は、3~~0~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず、ヘの需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ヘ 需要抑制量調整受電計画電力量	取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものいたします。また、当社~~もしくは~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~または~~ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社~~もしくは~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものいたします。 (5) 電力および電力量の算定 イ 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は、3~~1~~（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ロ 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は、3~~1~~（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ハ 接続対象計画電力 接続対象計画電力は、3~~1~~（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ニ 接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は、3~~1~~（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたもの）といたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 ホ 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は、3~~1~~（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず、ヘの需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし、30分ごとに算定いたします。 ヘ 需要抑制量調整受電計画電力量

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
需要抑制量調整受電計画電力量は、30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 ト ベースライン ベースラインは、30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行わない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、1接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。 (イ) 30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$	需要抑制量調整受電計画電力量は、31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表8（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 ト ベースライン ベースラインは、31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行わない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、1接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の(イ)、(ロ)および(ハ)によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。 (イ) 30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (ロ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
a 当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施したとき。 c 38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 a 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38	a 当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施したとき。 c 39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d 39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 a 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であ	（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
って別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \frac{38 \text{（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量}}{38 \text{（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}}$ d 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。	って別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \frac{39 \text{（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量}}{39 \text{（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}}$ d 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

現（令和5年12月27日実施）			新（令和6年4月1日実施）		
発電量調整受電計画 差対応補給電力量			発電量調整受電計画 差対応補給電力量		
発電量調整受電計画 電力量			発電量調整受電計画 電力量		
発電量調整受電 電力量			発電量調整受電 電力量		
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 $\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{38（給電指令の実} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{施等）(2)ホによ} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{る出力抑制対象電} & - & \text{受電電力量} \\ & & \text{力量} & & \end{array}$			(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 $\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{39（給電指令の実} & & \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{施等）(2)ホによ} & - & \text{発電量調整} \\ \text{電力量} & & \text{る出力抑制対象電} & - & \text{受電電力量} \\ & & \text{力量} & & \end{array}$		
e 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはへの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & \text{発電量調整受電} \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{電力量} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \end{array}$			e 当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはへの場合の給電指令等、39（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 $\begin{array}{rclcl} \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整} & & \text{発電量調整受電} \\ \text{計画差対応補給} & = & \text{受電計画電} & - & \text{電力量} \\ \text{電力量} & & \text{力量} & & \end{array}$		
(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に			(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に		

現（令和5年12月27日実施）					新（令和6年4月1日実施）				
係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。					係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。				
発電量調整受電計画差対応補給電力量	=	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量			
(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合					(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合				
38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。					39（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。				
発電量調整受電計画差対応補給電力量	=	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量	
リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量					リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量				
発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業					発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$ ヌ 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{接続対象計画差} & & \text{接続対象電力量} & & \text{接続対象計画電力量} \\ \text{対応補給電力量} & = & & - & \end{array}$ ル 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給	者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してN－1電制（配電事業者の約款に定めるN－1電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは39（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{発電量調整受電計画} & & \text{発電量調整受電} & & \text{発電量調整受電計画} \\ \text{差対応余剰電力量} & = & \text{電力量} & - & \text{電力量} \end{array}$ ヌ 接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 $\begin{array}{ccccc} \text{接続対象計画差} & & \text{接続対象電力量} & & \text{接続対象計画電力量} \\ \text{対応補給電力量} & = & & - & \end{array}$ ル 接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応余剰電力量 $= \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$ ㋯ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 $\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$ ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となる時の上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（30〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ㋯ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要	地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差 対応余剰電力量 $= \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$ ㋯ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 $\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$ ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となる時の上式は、次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ㋯ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画 差対応余剰電力量 = 需要抑制量調整 受電電力量 － 需要抑制量調整 受電計画電力量 (6) （略） (7) 解約等 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、54（解約等）（1）ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は、8（契約の要件）(1)を、発電量調整供給の場合は、8（契約の要件）(2)を、需要抑制量調整供給の場合は、8（契約の要件）(3)ロ、ハ、ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (8) （略） (9) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、(4)イ(ロ) a (c)、(4)ロ(ロ) a (c)、(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) dにかかわらず、次のとおりといたします。	抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画 差対応余剰電力量 = 需要抑制量調整 受電電力量 － 需要抑制量調整 受電計画電力量 (6) （略） (7) 解約等 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、55（解約等）（1）ハ(イ)、(ロ)、(ハ)または(ニ)にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は、8（契約の要件）(1)を、発電量調整供給の場合は、8（契約の要件）(2)を、需要抑制量調整供給の場合は、8（契約の要件）(4)ロ、ハ、ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (8) （略） (9) 離島についての特別措置 イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、(4)イ(ロ) a (c)、(4)ロ(ロ) a (c)、(4)ハ(ロ) a (c)または(4)ニ(イ) d もしくは(4)ニ(ロ) dにかかわらず、次のとおりといたします。

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
1キロワット時につき	38円71銭	1キロワット時につき	38円90銭
ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、(4)イ(㍑) b (c)，(4)ロ(㍑) b (c)または(4)ハ(㍑) b (c)にかかわらず、次のとおりといたします。		ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、(4)イ(㍑) b (c)，(4)ロ(㍑) b (c)または(4)ハ(㍑) b (c)にかかわらず、次のとおりといたします。	
1キロワット時につき	19円84銭	1キロワット時につき	19円84銭
(10) その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。		(10) その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	
~~14 近接性評価割引額の算定についての特別措置~~ ~~(1) 契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。~~ ~~イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。~~ ~~ロ 契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。~~ ~~ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は、~~			

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
~~配電事業者の約款に定めるところによります。~~ <del>(2) 契約者が、附則13（~~バランシンググループの設定に係る特別措置~~）の適用を受けている場合、別表2（~~近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~）における近接性評価割引額の算定上、別表2（~~近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~）(2)ロ(㍑)および(㍒)の接続対象計画電力量は、附則13（~~バランシンググループの設定に係る特別措置~~）(5)ニとし、別表2（~~近接性評価地域および近接性評価割引額の算定~~）(2)ロ(㍒)の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。</del>	
15 N－1電制の実施についての特別措置 (1) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのN－1電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の3の4に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第3条第2項または第8条第1項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、N－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのN－1電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は、38（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してN－1電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第2条の4にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、N－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オ	14 N－1電制の実施についての特別措置 (1) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのN－1電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の3の4に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 (2) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してN－1電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第3条第2項または第8条第1項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、N－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのN－1電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 (3) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してN－1電制を実施したときは、39（給電指令の実施等）(10)にかかわらず、N－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、N－1電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびN－1電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第2条の4にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、N－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がN－1電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてN－1電制オ

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	ペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。 15 系統連系受電サービス等についての特別措置 <u>(1) 発電場所が、次のいずれかに該当する場合、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。</u> <u>なお、系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上、次に定める比を、22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。</u> <u>また、発電場所がイ(ハ)に該当する場合、22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上、まったく発電または放電しない場合とは、1月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。</u> <u>イ 発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</u> <u>(イ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合</u> <u>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</u> <u>(ロ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合</u> <u>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</u> <u>(ハ) 発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され、かつ、当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で、接続された電気を当社が無償で受電しているとき。</u> <u>発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比</u> <u>ロ イ(イ)、(ロ)または(ハ)に該当する場合で、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。</u> <u>当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第4条の2第2項第9号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）</u> <u>なお、認定バイオマス比率は、発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。</u> <u>また、認定バイオマス比率を変更する場合は、すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。</u> <u>ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則4（発電量調整供給契約につ</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>いての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。</u> <u>(2) (1)の場合で、特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず、当該契約を解約したとき</u>は、<u>受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても、系統連系受電契約は消滅するものとし、また、すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくもの</u>といたします。 <u>なお、この場合には、当社は、その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。</u> <u>また、発電契約者と同一の者である発電者の場合は、当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され、または消滅するもの</u>といたします。 <u>(3) 発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は、太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし、パワーコンディショナーを複数台設置している場合は、各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また、複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は、当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が、(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は、当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。</u> <u>イ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10未満のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。</u> <u>22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。</u> <u>ロ 低圧で受電する場合で、その1月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を2倍した値が10以上のとき、または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で、その1月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。</u> <u>(イ) 22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上、10キロワットを同時最大受電電力とみなします。</u> <u>(ロ) 発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力が10キロワット未満の場合は、次のとおりといたします。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	a 41（契約超過金）(2)イ(イ)またはロ(イ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 b 41（契約超過金）(2)イ(ロ)またはロ(ロ)における契約超過受電電力の算定上，10キロワットを接続送電サービス契約電力とみなします。 (4) 契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備または再生可能エネルギー特別措置法第2条の2第1項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備において，イに定める適用範囲に該当する場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ 適用範囲 原則として，令和6年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備に適用いたします。 ロ 系統連系受電サービス料金等 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。 なお，発電場所において，イ以外の発電設備等（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）が混在する場合またはイの発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 は ，(イ)，(ロ)または(ハ)により，イ以外の部分に係る系統連系受電課金対象電力，系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量または契約超過受電電力を定め，系統連系受電サービス料金および契約超過金を申し受けます。 (イ) 系統連系受電課金対象電力 a イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，あん分に必要となる発電出力は，契約者または発電契約者から当社へ通知していただきます。 b イの発電設備が，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合 系統連系受電課金対象電力は，同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値から，発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし，差し引いた値が零を下回る場合の系統連系受電課金対象電力は，零といたします。 なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を

現（令和 5 年 12 月 27 日実施）	新（令和 6 年 4 月 1 日実施）
	<u>契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。</u> <u>ただし、認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は、附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として、契約者、発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。</u> <u>(ロ) 発電量調整受電電力量</u> <u>a イの発電設備が、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備の場合</u> <u>イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または</u> <u>附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハもし</u> <u>くは(8)イに準じて算定いたします。</u> <u>b イの発電設備が、再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等</u> <u>により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備の場合</u> <u>イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について、30（計量）(1)ただし書または</u> <u>附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(7)ハに</u> <u>準じて算定いたします。ただし、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は、発電量</u> <u>調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を</u> <u>乗じてえた値を差し引いた値にもとづき、算定いたします。</u> <u>なお、バイオマス比率は、算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知して</u> <u>いただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書</u> <u>を発電契約者または発電者から提出していただきます。</u> <u>(ハ) 契約超過受電電力</u> <u>a イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合</u> <u>(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上</u> <u>回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適</u> <u>用されている場合</u> <u>契約超過受電電力は、その 1 月の最大連系電力等が発電出力等の比であん分して</u> <u>えた値から同時最大受電電力を発電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値</u> <u>といたします。</u> <u>(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下</u> <u>回る場合</u> <u>契約超過受電電力は、その 1 月の最大連系電力等が発電出力等の比であん分して</u> <u>えた値から発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力を発</u> <u>電出力等の比であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた</u> <u>値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</u> <u>b イの発電設備が、化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合</u> <u>(a) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を上</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>回る場合または発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合</u> <u>契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から同時最大受電電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。</u> <u>(b) 同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力を下回る場合</u> <u>契約超過受電電力は、その1月の最大連系電力等を認定バイオマス比率であん分してえた値から発電設備等に係る供給地点のその1月の接続送電サービス契約電力を認定バイオマス比率であん分してえた値を差し引いた値といたします。ただし、差し引いた値が零を下回る場合は、契約超過金を申し受けません。</u> <u>(5) 揚水発電設備等が設置された受電地点において、揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合、当該発電量調整供給に係る電気の電力量については、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし、発電設備（当社が特定契約を締結する発電設備を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合は、次のとおりといたします。</u> <u>イ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当する場合</u> <u>22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および41（契約超過金）(2)に定める契約超過金を申し受けません。</u> <u>ロ 発電設備が(4)イに定める適用範囲に該当しない場合</u> <u>発電契約者または発電者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって系統連系受電サービスに係る発電量調整受電電力量を算定し、22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けます。</u> <u>(6) 発電設備等に係る供給地点において当社との電気の需給契約を締結している場合は、次のとおりといたします。</u> <u>イ 18（料金）(3)ロにおいて、当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。</u> <u>ロ 22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上、次のとおりといたします。</u> <u>(イ) 当社との電気の需給契約において、定額電灯または公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。</u> <u>(ロ) 当社との電気の需給契約において、公衆街路灯A（契約負荷設備の総容量が400ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合、公衆街路灯Aの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱いいます。</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）				
	<u>(ハ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし、当社との電気の需給契約（(イ)または(ロ)の場合を除きます。）における契約負荷設備の総容量を電灯標準接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量、電灯時間帯別接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量、電灯従量接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量または電灯臨時接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量とみなします。</u> <u>ハ 39（給電指令の実施等）(6)において、当社との電気の需給契約を結んだ者を需要者とみなします。</u> <u>ホ 53（契約の廃止）(4)または55（解約等）(5)において、当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。</u> <u>(7) 令和6年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は、別表2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間、ロまたはハといたします。</u> <u>イ 近接性評価地域</u> <u>次の地域を近接性評価地域といたします。</u> <table><tr><th data-bbox="1587 955 1804 997"><u>都道府県</u></th><th data-bbox="1804 955 2617 997"><u>市町村</u></th></tr><tr><td data-bbox="1587 997 1804 1123"><u>沖縄県</u></td><td data-bbox="1804 997 2617 1123"><u>那覇市、宜野湾市、浦添市、糸満市、沖縄市、豊見城市、読谷村、嘉手納町、北谷町、北中城村、西原町、与那原町、南風原町、八重瀬町</u></td></tr></table> <u>ロ 受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合の系統設備効率化割引単価</u> <u>22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2およびB－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2およびB－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。</u> <u>ハ 受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価</u> <u>22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず、22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分A－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。</u> <u>16 令和7年3月31日までの給電指令の実施等についての特別措置</u> <u>この約款実施の日から令和7年3月31日までの期間における需要者の電気の使用または予備送電サービスの使用を制限または中止した場合の料金については、39（給電指令の実施等）(8)または(9)</u>	<u>都道府県</u>	<u>市町村</u>	<u>沖縄県</u>	<u>那覇市、宜野湾市、浦添市、糸満市、沖縄市、豊見城市、読谷村、嘉手納町、北谷町、北中城村、西原町、与那原町、南風原町、八重瀬町</u>
<u>都道府県</u>	<u>市町村</u>				
<u>沖縄県</u>	<u>那覇市、宜野湾市、浦添市、糸満市、沖縄市、豊見城市、読谷村、嘉手納町、北谷町、北中城村、西原町、与那原町、南風原町、八重瀬町</u>				

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>にかかわらず、次のとおりといたします。</u> <u>(1) 当社は、39（給電指令の実施等）(2)イ、ロ、へまたは(3)によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。</u> <u>イ 低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。</u> <u>(イ) 割引の対象</u> <u>電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。</u> <u>(ロ) 割引率</u> <u>1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。</u> <u>(ハ) 制限または中止延べ日数の計算</u> <u>延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を1日として計算いたします。</u> <u>ロ 高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合</u> <u>(イ) 割引の対象</u> <u>当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ロ、ニ、ホまたはへの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。</u> <u>(ロ) 割引率</u> <u>1月中の制限し、または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。</u> <u>(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算</u> <u>延べ時間数は、1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、1時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨てます。</u> <u>なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。</u> <u>(算式)</u> <u>a 接続供給電力を制限した場合</u> <u>$H' = H \times (D - d) / D$</u> <u>$H' = \text{修正時間}$</u>

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>H　＝　制限時間</u> <u>D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力</u> <u>d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値</u> <u>b　接続供給電力量を制限した場合</u> <u>H'　＝H×（A－B）／A</u> <u>H'　＝　修正時間</u> <u>H　＝　制限時間</u> <u>A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量</u> <u>B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量</u> <u>c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。</u> <u>(2)　(1)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。</u> <u>なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。</u> <u>(3)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(1)および(2)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。</u> 17　料金についての切替措置 <u>令和6年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。</u> <u>なお，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の電力量料金は，料金の算定期間における令和6年4月1日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。</u>
別　　　　　表 ~~2—近接性評価地域および近接性評価割引額の算定—~~ ~~(1) 近接性評価地域~~ ~~次の地域を近接性評価地域といたします。~~	別　　　　　表

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）												
<table><tr><th>都道府県</th><th>市町村</th></tr><tr><td>沖縄県</td><td>那覇市、~~宜野湾市~~、~~浦添市~~、~~糸満市~~、~~沖縄市~~、~~豊見城市~~、~~読谷村~~、~~嘉手納町~~、~~北谷町~~、~~北中城村~~、~~西原町~~、~~与那原町~~、~~南風原町~~、~~八重瀬町~~</td></tr></table> なお、~~近接性評価地域および近接性評価割引単価については、原則として、国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にもとれない見直しを行なうものいたします。~~ ~~(2) 近接性評価割引額の算定~~ ~~イ 近接性評価割引単価~~ ~~近接性評価割引単価は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。~~ <table><tr><td rowspan="3">1キロワット時につき</td><td>受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合</td><td>44 銭</td></tr><tr><td>受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 60,000 ボルト以下の場合</td><td>35 銭</td></tr><tr><td>受電電圧が標準電圧 60,000 ボルトをこえる場合</td><td>18 銭</td></tr></table> ~~ロ 近接性評価割引電力量~~ ~~(イ) 近接性評価割引電力量は、次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし、近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。~~ ~~a 発電バランシンググループごとの電力量は、30分ごとに次の算式により算定いたします。~~ 当社が近接性評価対象 発電設備から受電した 近接性評価割引単価の 区分ごとの電力量 × ~~当該発電バランシンググループに係る発電 契約者から調達する電力量の計画値~~ ~~当該発電バランシンググループに係る発電 契約者が販売する電力量の計画値の合計値~~ ~~b 発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が、当該発電バランシンググループの 発電量調整受電計画電力量を上回る場合、当該発電バランシンググループに係る a の電力量 の算定上、その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区 分ごとの電力量は、次の算式により算定された値といたします。~~ 当社が近接性評価対象発電 設備から受電した近接性評 —× ~~当該発電バランシンググループ の発電量調整受電計画電力量~~		都道府県	市町村	沖縄県	那覇市、 ~~宜野湾市~~ 、 ~~浦添市~~ 、 ~~糸満市~~ 、 ~~沖縄市~~ 、 ~~豊見城市~~ 、 ~~読谷村~~ 、 ~~嘉手納町~~ 、 ~~北谷町~~ 、 ~~北中城村~~ 、 ~~西原町~~ 、 ~~与那原町~~ 、 ~~南風原町~~ 、 ~~八重瀬町~~	1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	44 銭	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 60,000 ボルト以下の場合	35 銭	受電電圧が標準電圧 60,000 ボルトをこえる場合	18 銭		
都道府県	市町村													
沖縄県	那覇市、 ~~宜野湾市~~ 、 ~~浦添市~~ 、 ~~糸満市~~ 、 ~~沖縄市~~ 、 ~~豊見城市~~ 、 ~~読谷村~~ 、 ~~嘉手納町~~ 、 ~~北谷町~~ 、 ~~北中城村~~ 、 ~~西原町~~ 、 ~~与那原町~~ 、 ~~南風原町~~ 、 ~~八重瀬町~~													
1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	44 銭												
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 60,000 ボルト以下の場合	35 銭												
	受電電圧が標準電圧 60,000 ボルトをこえる場合	18 銭												

現（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
価割引単価の区分ごとの電 力量の実績値 ~~(ロ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合、その30分の近接性評価割引単 価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)にかかわらず、次の算式により算定された値と いたします。~~ ~~(イ)によって近接性評価割引 電力量として算定された値~~ ~~—×—~~ 接続対象計画電力量 契約者が調達する電力量 ~~(ハ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は、その30分の近接性評価割引単価の区 分ごとの近接性評価割引電力量は、(イ)および(ロ)にかかわらず、次の算式により算定された値 といたします。~~ ~~(イ)および(ロ)によって近接性評価 割引電力量として算定された値~~ ~~—×—~~ 接続対象電力量 接続対象計画電力量 ~~ハ 近接性評価割引額~~ 近接性評価割引額は、近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のそ の1月（毎月1日から当該月の末日までといたします。）の合計値に(2)イに定める単価を適用し て算定された金額の合計といたします。		<u>2 系統設備効率化割引の対象変電所等</u> <u>(1) 系統設備効率化割引の対象変電所等</u> <u>次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。</u>	

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）												
	<table><tr><th>割引区分</th><th>割引対象変電所等</th></tr><tr><td><u>A-1</u></td><td><u>友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所</u></td></tr><tr><td><u>A-2</u></td><td><u>西原変電所</u></td></tr><tr><td><u>A-3</u></td><td><u>＝</u></td></tr><tr><td><u>B-1</u></td><td><u>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</u></td></tr><tr><td><u>B-2</u></td><td><u>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</u></td></tr></table> <u>なお，系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については，原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。</u> <u>(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用</u> <u>イ (1)の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。</u> <u>なお，連系変電所等については，原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし，当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものいたします。</u> <u>また，令和6年3月31日までに発電量調整供給契約を締結している発電場所については，原則</u>	割引区分	割引対象変電所等	<u>A-1</u>	<u>友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所</u>	<u>A-2</u>	<u>西原変電所</u>	<u>A-3</u>	<u>＝</u>	<u>B-1</u>	<u>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</u>	<u>B-2</u>	<u>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</u>
割引区分	割引対象変電所等												
<u>A-1</u>	<u>友寄変電所，西那覇変電所，北那覇変電所，牧港第一変電所</u>												
<u>A-2</u>	<u>西原変電所</u>												
<u>A-3</u>	<u>＝</u>												
<u>B-1</u>	<u>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</u>												
<u>B-2</u>	<u>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</u>												

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）																										
	<u>としてこの約款の実施期日までに当社が選定し、発電者にお知らせした連系変電所等により適用いたします。</u> <u>ロ（1）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても、（1）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものいたします。</u> <u>ハ（1）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても、（1）の割引区分は、イにより適用するものいたします。ただし、適用される22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものいたします。</u> <u>ニ 令和6年4月1日以降、受電地点を新たに設定する発電場所（発電設備等を新たに使用する場 合に限ります。）または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について、発電 量調整供給の開始または変更以降、（1）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統 設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は、その次の （1）に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの 間1回に限り、次のとおりいたします。ただし、適用される22（ 系統連系受電サービス）(3) ハ(ロ) の系統設備効率化割引単価は見直し後のものいたします。</u> <table><tr><th><u>見直し前の割引区分</u></th><th><u>見直し後の割引区分</u></th><th><u>適用される割引区分</u></th></tr><tr><td><u>A－1</u></td><td><u>A－1, A－2, A－3または割引対象外</u></td><td><u>A－1</u></td></tr><tr><td rowspan="2"><u>A－2</u></td><td><u>A－1</u></td><td><u>A－1</u></td></tr><tr><td><u>A－2, A－3 または割引対象外</u></td><td><u>A－2</u></td></tr><tr><td rowspan="3"><u>A－3</u></td><td><u>A－1</u></td><td><u>A－1</u></td></tr><tr><td><u>A－2</u></td><td><u>A－2</u></td></tr><tr><td><u>A－3または割引対象外</u></td><td><u>A－3</u></td></tr><tr><td><u>B－1</u></td><td><u>B－1, B－2 または割引対象外</u></td><td><u>B－1</u></td></tr><tr><td rowspan="2"><u>B－2</u></td><td><u>B－1</u></td><td><u>B－1</u></td></tr><tr><td><u>B－2または割引対象外</u></td><td><u>B－2</u></td></tr></table>	<u>見直し前の割引区分</u>	<u>見直し後の割引区分</u>	<u>適用される割引区分</u>	<u>A－1</u>	<u>A－1, A－2, A－3または割引対象外</u>	<u>A－1</u>	<u>A－2</u>	<u>A－1</u>	<u>A－1</u>	<u>A－2, A－3 または割引対象外</u>	<u>A－2</u>	<u>A－3</u>	<u>A－1</u>	<u>A－1</u>	<u>A－2</u>	<u>A－2</u>	<u>A－3または割引対象外</u>	<u>A－3</u>	<u>B－1</u>	<u>B－1, B－2 または割引対象外</u>	<u>B－1</u>	<u>B－2</u>	<u>B－1</u>	<u>B－1</u>	<u>B－2または割引対象外</u>	<u>B－2</u>
<u>見直し前の割引区分</u>	<u>見直し後の割引区分</u>	<u>適用される割引区分</u>																									
<u>A－1</u>	<u>A－1, A－2, A－3または割引対象外</u>	<u>A－1</u>																									
<u>A－2</u>	<u>A－1</u>	<u>A－1</u>																									
	<u>A－2, A－3 または割引対象外</u>	<u>A－2</u>																									
<u>A－3</u>	<u>A－1</u>	<u>A－1</u>																									
	<u>A－2</u>	<u>A－2</u>																									
	<u>A－3または割引対象外</u>	<u>A－3</u>																									
<u>B－1</u>	<u>B－1, B－2 または割引対象外</u>	<u>B－1</u>																									
<u>B－2</u>	<u>B－1</u>	<u>B－1</u>																									
	<u>B－2または割引対象外</u>	<u>B－2</u>																									

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
6 平均力率の算定 (1) （略） (2) 有効電力量および無効電力量の計量については、29（計量）に準ずるものいたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものいたします。 8 発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い (1) （略） (2) （略） (3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ 需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には、当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。 ロ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合	6 平均力率の算定 (1) （略） (2) 有効電力量および無効電力量の計量については、30（計量）に準ずるものいたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、30（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものいたします。 8 発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い (1) （略） (2) （略） (3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ 需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には、当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。 ロ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の(イ)または(ロ)に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの31（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

現（令和5年12月27日実施）			
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値			
(㍑) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合			
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値			
9 電力量の協定			
電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。			
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量			
イ 接続供給電力量の算定式			
その1月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、32（料金の算定）(1)イ、ロ、 △ または ＝ の場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。			
電灯 定額 接続 送電 サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス		契約灯个数×40キロワット時	
動力臨時定額接続送電サービス		契約電力×200時間	
ロ 月別使用時間			

新（令和6年4月1日実施）			
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値			
(㍑) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合			
販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値			
9 電力量の協定			
電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。			
(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量			
イ 接続供給電力量の算定式			
その1月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、33（料金の算定）(1)イ、ロ、 三 、 ホ または へ の場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。			
電灯 定額 接続 送電 サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス		契約灯个数×40キロワット時	
動力臨時定額接続送電サービス		契約電力×200時間	
ロ 月別使用時間			

現（令和5年12月27日実施）						
月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。						
計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし、閏年となる場合における3月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ 過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ 取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお、この場合の計量器の取付けは、6²（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ 公差をこえる誤差により修正する場合

 新（令和6年4月1日実施） | | | | | | || 月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。 | | | | | | | | 計算月 | 1月 | 2月 | 3月 | 4月 | 5月 | 6月 | | 月別使用時間 | 472 | 469 | 401 | 410 | 362 | 342 | | 計算月 | 7月 | 8月 | 9月 | 10月 | 11月 | 12月 | | 月別使用時間 | 312 | 326 | 348 | 368 | 416 | 435 | ただし、閏年となる場合における3月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。 (2) 従量制供給の場合の接続供給電力量 イ 過去の接続供給電力量による場合 次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。 (イ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合 $$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$ (ロ) 前3月間の接続供給電力量による場合 $$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$ ロ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ 取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$ ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお、この場合の計量器の取付けは、6³（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ 公差をこえる誤差により修正する場合 |

現（令和5年12月27日実施）						新（令和6年4月1日実施）									
計量電力量						計量電力量									
100 パーセント+（±誤差率）						100 パーセント+（±誤差率）									
なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。						なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。									
(イ) 契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月						(イ) 契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月									
(ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月						(ロ) 当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月									
(3)（略）						(3)（略）									
						<u>(4) 発電量調整受電電力量の協定については、(2)および(3)に準ずるものといたします。</u>									
10 需要計画・調達計画・販売計画						10 需要計画・調達計画・販売計画									
需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。						需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。									
対象期間		年間計画 （第1年度、 第2年度）		月間計画 （翌月、 翌々月）		週間計画 （翌週、 翌々週）		翌日計画		当日計画					
通知の期限		毎年 10月31日		毎月1日		毎週水曜日 午前10時		毎日 午前12時		30分ごとの実 需給の開始時 刻の1時間前					
通知 の 内 容	需要 想定値	各月の平日および休 日の接続対象電力の 最大値および最小値		各週の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値		電力広域的運営 推進機関が指定 する時刻の日ご との接続対象電 力		30分ごとの接続対象電力量							
	需要想定値に 対する調達計 画・販売計画	各月の平日および休 日の接続対象電力の 最大値および最小値 に対する発電契約 者、契約者または需 要抑制契約者毎の調 達分および販売分の 計画値		各週の平日およ び休日の接続対 象電力の最大値 および最小値に 対する発電契約 者、契約者または 需要抑制契約者 毎の調達分およ び販売分の計画 値		電力広域的運営 推進機関が指定 する時刻の日ご との接続対象電 力に対する発電 契約者、契約者ま たは需要抑制契 約者毎の調達分 および販売分の 計画値		30分ごとの接続対象電力量に対 する発電契約者、契約者または需 要抑制契約者毎の調達分および販 売分の計画値						30分ごとの接続対象電 力量	
		供給力未調達分の計画値 （自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）						—							
(注1) 需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。						(注1) 需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。									
(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。						(注2) 年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。									
(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。						(注3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。									

現（令和5年12月27日実施）							新（令和6年4月1日実施）							
11 発電計画・調達計画・販売計画							11 発電計画・調達計画・販売計画							
発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。							発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。							
対象期間		年間計画 （第1年度、 第2年度）	月間計画 （翌月、 翌々月）	週間計画 （翌週、 翌々週）	翌日計画	当日計画	対象期間		年間計画 （第1年度、 第2年度）	月間計画 （翌月、 翌々月）	週間計画 （翌週、 翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前	通知の期限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前10時	毎日 午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量		通知の内容	発電計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力	30分ごとの発電量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値			調達計画・販売計画	各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	週間計画と同一の時刻の発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	発電設備等の停止計画	作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目		—	—			発電設備等の停止計画	作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目		—	—	—	
		—	—	計画外作業		—			—	計画外作業		計画作業の変更分		
（注1）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。							（注1）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。							
（注2）年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。							（注2）年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。							
（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。							（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。							
（注4）計画外作業及び計画作業の変更分については、発生の都度、速やかに提出していただきます。							（注4）計画外作業及び計画作業の変更分については、発生のつど、すみやかに提出していただきます。							

現（令和5年12月27日実施）						
（注5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。						
12 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン						
需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。						
対象期間		年間計画 （第1年度, 第2年度）	月間計画 （翌月, 翌々月）	週間計画 （翌週, 翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	毎日 午前12時	30分ごとの 実需給の開 始時刻の1 時間前
通知 の 内 容	需要 抑制 計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	30分ごとの値

新（令和6年4月1日実施）							
（注5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。							
12 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン							
需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。							
対象期間		年間計画 （第1年度, 第2年度）	月間計画 （翌月, 翌々月）	週間計画 （翌週, 翌々週）	<u>翌々日計画</u>	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10月31日	毎月1日	毎週水曜日 午前10時	<u>毎日 午前10時</u>	毎日 午前12時	30分ごとの 実需給の開 始時刻の1 時間前
通知 の 内 容	需要 抑制 計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	<u>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力</u>	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	<u>週間計画と同一の時刻の需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</u>	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	—	—	—	—	<u>二</u>	—

（注1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただく						

（注1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただく						

現（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
きます。 （注2）年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。 （注3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。	きます。 （注2）年度とは、4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。 （注3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

[託送供給等約款 別冊 系統連系技術要件]

旧（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
系統連系技術要件 「託送供給等約款別冊」 （低 圧 版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社		系統連系技術要件 「託送供給等約款別冊」 （低 圧 版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
目次	目次
I 総 則 1	I 総 則 1
1 目 的 1	1 目 的 1
2 適 用 の 範 囲 1	2 適 用 の 範 囲 1
3 協 議 1	3 協 議 1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2	II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2
4 電 気 方 式 2	4 電 気 方 式 2
5 運転可能周波数 2	5 運転可能周波数 2
6 力 率 3	6 力 率 3
7 高 調 波 3	7 高 調 波 3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3	8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4	9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4
10 不要解列の防止 4	10 不要解列の防止 4
11 保護装置の設置場所 7	11 保護装置の設置場所 7
12 保護リレーの設置相数 7	12 保護リレーの設置相数 7
13 保護装置の設置 8	13 保護装置の設置 8
14 解 列 箇 所 9	14 解 列 箇 所 9
15 接 地 方 式 10	15 接 地 方 式 9
16 直流流出防止変圧器の設置 10	16 直流流出防止変圧器の設置 10
17 電 圧 変 動 10	17 電 圧 変 動 10
18 短 絡 容 量 12	18 短 絡 容 量 12
19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 12	19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 12
20 発電設備等の種類 13	20 発電設備等の種類 12
21 サイバーセキュリティ対策 13	21 サイバーセキュリティ対策 13
22 発 電 機 諸 元 13	22 発 電 機 諸 元 13
III 需要設備の接続に必要な技術要件 15	III 需要設備の接続に必要な技術要件 15
23 力 率 の 保 持 15	23 力 率 の 保 持 15
24 保護装置の設置 15	24 保護装置の設置 15

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 5 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒） ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備~~及び交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は、この限りではありません。 20 発電設備等の種類 ~~連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。~~ 21 サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリ	Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 5 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒） ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備<u>については</u>、この限りではありません。 20 発電設備等の種類 <u>逆潮流有りの連系とすることができる発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない場合でも、逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出及び解列ができ、他の需要家へ影響を及ぼすおそれが無い場合に限り、逆潮流有りの連系とすることができます。</u> 21 サイバーセキュリティ対策 <u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。</u> <u>上記以外の発電設備等については</u>、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略）	のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略）

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （高 圧 版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （高 圧 版） 令和~~5~~年~~12~~月~~27~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
目次	目次
I 総 則 1	I 総 則 1
1 目 的 1	1 目 的 1
2 適 用 の 範 囲 1	2 適 用 の 範 囲 1
3 協 議 1	3 協 議 1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2	II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2
4 電 気 方 式 2	4 電 気 方 式 2
5 運転可能周波数 2	5 運転可能周波数 2
6 力 率 2	6 力 率 2
7 高 調 波 3	7 高 調 波 3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3	8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4	9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4
10 不要解列の防止 4	10 不要解列の防止 4
11 保護装置の設置場所 6	11 保護装置の設置場所 6
12 保護リレーの設置相数 6	12 保護リレーの設置相数 6
13 保護装置の設置 7	13 保護装置の設置 7
14 解 列 箇 所 9	14 解 列 箇 所 9
15 自 動 負 荷 制 限 9	15 自 動 負 荷 制 限 9
16 線路無電圧確認装置の設置 9	16 線路無電圧確認装置の設置 9
17 接 地 方 式 10	17 接 地 方 式 10
18 直流流出防止変圧器の設置 10	18 直流流出防止変圧器の設置 10
19 電 圧 変 動 11	19 電 圧 変 動 11
20 出力変動対策 13	20 出力変動対策 13
21 短 絡 容 量 14	21 短 絡 容 量 14
22 発電機定数・諸元 14	22 発電機定数・諸元 14
23 昇圧用変圧器 16	23 昇圧用変圧器 16
24 連 絡 体 制 17	24 連 絡 体 制 17
25 バンク逆潮流の制限 18	25 バンク逆潮流の制限 18
26 サイバーセキュリティ対策 18	26 サイバーセキュリティ対策 18
27 そ の 他 19	27 そ の 他 19
III 需要設備の接続に必要な技術要件 20	III 需要設備の接続に必要な技術要件 20
28 高 調 波 20	28 高 調 波 20
29 電圧フリッカ・電圧変動 21	29 電圧フリッカ・電圧変動 21
30 瞬時電圧低下 22	30 瞬時電圧低下 22
31 電 圧 不 平 衡 22	31 電 圧 不 平 衡 22

旧（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
32	保護協調の目的	32	保護協調の目的
33	保護装置の設置	33	保護装置の設置
34	保護装置の設置場所	34	保護装置の設置場所
35	保護リレーの設置相数	35	保護リレーの設置相数
36	遮断箇所	36	遮断箇所
		37	サイバーセキュリティ対策

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 5 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒） ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備~~及び交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービン~~は、この限りではありません。 13 保護装置の設置 (1)（略） (2)（略） (3)（略） (4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出~~装置~~（能動的方式1方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ 連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。	Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 5 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下 運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下 なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：2秒） ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備~~については~~、この限りではありません。 13 保護装置の設置 (1)（略） (2)（略） (3)（略） (4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出~~機能~~（能動的方式1方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ 連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ 頻繁な不要解列を生じさせないこと。

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
ハ 能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 (5) （略） 26 サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略） Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 29 電圧フリッカ・電圧変動 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。	ハ 能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 (5) （略） 26 サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 <u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは，「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。</u> 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略） Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 29 電圧フリッカ・電圧変動 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。<u>また，受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電</u>

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
	<u>圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。</u> <u>37 サイバーセキュリティ対策</u> <u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。</u>

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （特別高压版） 令和5年12月27日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （特別高压版） 令和6年4月1日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

旧（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
目次		目次	
I 総 則 1		I 総 則 1	
1 目 的 1		1 目 的 1	
2 適 用 の 範 囲 1		2 適 用 の 範 囲 1	
3 協 議 1		3 協 議 1	
II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2		II 発電設備等の接続に必要な技術要件 2	
4 電 気 方 式 2		4 電 気 方 式 2	
5 運転可能周波数・並列時許容周波数 2		5 運転可能周波数・並列時許容周波数 2	
6 力 率 3		6 力 率 3	
7 高 調 波 3		7 高 調 波 3	
8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3		8 需給バランス制約による発電出力の抑制 3	
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4		9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 4	
10 不要解列の防止 4		10 不要解列の防止 4	
11 保護装置の設置 7		11 保護装置の設置 7	
12 再 閉 路 方 式 10		12 再 閉 路 方 式 11	
13 保護装置の設置場所 11		13 保護装置の設置場所 11	
14 解 列 箇 所 11		14 解 列 箇 所 11	
15 保護リレーの設置相数 14		15 保護リレーの設置相数 12	
16 自動負荷制限・発電抑制 12		16 自動負荷制限・発電抑制 12	
17 線路無電圧確認装置の設置 12		17 線路無電圧確認装置の設置 13	
18 発電機運転制御装置の付加 13		18 発電機運転制御装置の付加 13	
19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 16		19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 16	
20 直流流出防止変圧器の設置 17		20 直流流出防止変圧器の設置 17	
21 電 圧 変 動 17		21 電 圧 変 動 17	
22 出力変動対策 19		22 出力変動対策 19	
23 短絡・地絡電流対策 20		23 短絡・地絡電流対策 20	
24 発電機定数・諸元 20		24 発電機定数・諸元 20	
25 昇圧用変圧器 24		25 昇圧用変圧器 24	
26 連 絡 体 制 24		26 連 絡 体 制 24	
27 電気現象記録装置 26		27 電気現象記録装置 26	
28 サイバーセキュリティ対策 27		28 サイバーセキュリティ対策 27	
III 需要設備の接続に必要な技術要件 28		III 需要設備の接続に必要な技術要件 28	
29 供 給 電 圧 28		29 供 給 電 圧 28	
30 進相用コンデンサの運用 28		30 進相用コンデンサの運用 28	
31 高 調 波 28		31 高 調 波 28	

旧（令和5年12月27日実施）		新（令和6年4月1日実施）	
32	電圧フリッカ・電圧変動 …………… 30	32	電圧フリッカ・電圧変動 …………… 30
33	瞬時電圧低下 …………… 30	33	瞬時電圧低下 …………… 30
34	電圧不平衡 …………… 31	34	電圧不平衡 …………… 31
35	保護協調の目的 …………… 31	35	保護協調の目的 …………… 31
36	保護装置の設置 …………… 31	36	保護装置の設置 …………… 31
37	保護装置の設置場所 …………… 32	37	保護装置の設置場所 …………… 32
38	保護リレーの設置相数 …………… 32	38	保護リレーの設置相数 …………… 32
39	遮断箇所 …………… 32	39	遮断箇所 …………… 32
40	再閉路方式 …………… 32	40	再閉路方式 …………… 32
41	連絡体制及び系統連系上必要な情報 …………… 32	41	連絡体制及び系統連系上必要な情報 …………… 33
		42	サイバーセキュリティ対策 …………… 34

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 21 電 圧 変 動 (1) （略） (2) （略） (3) そ の 他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、~~他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。~~ 28 サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法に基づき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。	Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。 21 電 圧 変 動 (1) （略） (2) （略） (3) そ の 他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、<u>系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。</u> 28 サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法に基づき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 <u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。</u> 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。

旧（令和5年12月27日実施）	新（令和6年4月1日実施）
Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合、もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。 なお、電気方式につきましては、「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 32 電圧フリッカ・電圧変動 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など、系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は、負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を、需要者において設置していただきます。	Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合、もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。 なお、電気方式につきましては、「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。 32 電圧フリッカ・電圧変動 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など、系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は、負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を、需要者において設置していただきます。<u>また、受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。</u> 42 サイバーセキュリティ対策 <u>自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。</u>

以 上

3 電気事業法施行規則第17条の4第1項の
規定により提出した書類の写し

様式第 15 の 3（第 17 条の 4 関係）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

2023 年 9 月 29 日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

沖縄県浦添市牧港五丁目 2 番 1 号
沖縄電力株式会社
代表取締役副社長 横田 哲
副社長執行役員

次のとおり収入の見通しの変更の承認を受けたいので、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙のとおりであります。
変 更 年 月 日	2024 年 4 月 1 日

電気事業法施行規則第 17 条の 4 の規定に基づく添付書類

- 1 変更を必要とする理由
- 2 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の規定に基づいて作成した書類

1 変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

2022 年度のインバランス収支について、第 1 規制期間における収入の見通しの承認時点では実績が確定していなかったことにより収入の見通しに織り込むことができなかった費用について実績が確定したことに加えて、直近で承認を受けた託送供給等に係る収入の見通しの算定時における事後検証費用の想定値と規制期間における実績値に乖離が生じると見込まれることなどを踏まえ、託送供給等に係る収入の見通しを変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第 17 条の 2 第 4 項の規定にもとづき、ここに託送供給等に係る収入の見通しの変更を申請する次第であります。

- 2 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
関する省令の規定に基づいて作成した書類

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

(単位：千円)

		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
第1区	役員給与	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
	給料手当	5,536,038	5,574,239	5,549,602	5,531,056	5,490,640	27,681,575	5,536,315	
	給料手当振替額（貸方）	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	▲表示で記載
	退職給与※1	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	
	厚生費	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072	
	委託検針費	130,630	130,984	-	-	-	261,614	52,323	
	委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	
	雑給	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
	（人件費計）	(7,087,243)	(7,147,243)	(7,007,252)	(7,004,454)	(6,974,352)	(35,220,544)	(7,044,109)	
	修繕費※2	290,790	303,772	298,070	287,194	298,198	1,478,024	295,605	
	研究費	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	
	消耗品費	276,451	272,851	258,444	279,360	264,752	1,351,858	270,372	
	損害保険料	14,602	14,283	14,130	14,460	13,987	71,462	14,292	
	養成費	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	
	建設分担関連費振替額（貸方）	△ 10,203	△ 13,209	△ 17,358	△ 6,958	△ 10,625	△ 58,353	△ 11,671	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 15,822	△ 16,141	△ 14,832	△ 14,717	△ 14,608	△ 76,120	△ 15,224	▲表示で記載
	委託費※3	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751	
	普及開発関係費	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846	
	諸費※4	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574	
	電気事業雑収益※5	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	第1区分費用計	13,228,302	12,972,009	12,872,894	12,920,520	12,851,447	64,845,172	12,969,034	
第2区	修繕費※6	4,250,787	4,167,656	4,102,543	4,107,642	4,077,925	20,706,553	4,141,311	
	委託費※7	691,884	662,571	491,998	600,418	474,057	2,920,928	584,186	
	諸費※8	-	-	-	-	-	-	-	
	減価償却費※9	320,771	1,187,053	1,857,037	2,483,972	3,004,137	8,852,970	1,770,594	
	固定資産税※10	-	48,735	180,592	282,899	415,938	928,164	185,633	
	第2区分費用計	5,263,442	6,066,015	6,632,170	7,474,931	7,972,057	33,408,615	6,681,723	
次世代投資費用		744,055	821,014	1,284,288	2,574,338	2,642,498	8,066,193	1,613,239	

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

			2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
第3区分費用計	修繕費 ※11		2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	
	委託費 ※12		-	-	-	-	-	-	-	
	固定資産除却費		2,094,691	1,683,520	1,428,322	1,200,839	1,253,101	7,660,473	1,532,095	
	貸借料 ※13		1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	
	託送料 ※14		-	-	-	-	-	-	-	
	共有設備費等分担額		-	-	-	-	-	-	-	
	共有設備費等分担額（貸方）		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	他社購入送電費		-	-	-	-	-	-	-	
	地帯間購入送電費		-	-	-	-	-	-	-	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15		55,815	55,773	55,092	54,313	54,194	275,187	55,037	
	需給調整市場手数料 ※16		-	-	-	-	-	-	-	
	電力費振替勘定（貸方）		△ 2,067	△ 214	△ 214	△ 214	△ 214	△ 2,923	△ 585	▲表示で記載
	開発費		-	-	-	-	-	-	-	
	株式交付費		-	-	-	-	-	-	-	
	社債発行費		18,932	18,933	18,933	18,933	18,935	94,666	18,933	
	開発費償却		-	-	-	-	-	-	-	
	株式交付費償却		-	-	-	-	-	-	-	
	社債発行費償却		-	-	-	-	-	-	-	
	廃炉等負担金		-	-	-	-	-	-	-	
	離島等供給に係る費用 ※17		26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
	離島等供給に係る収益 ※18		△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載
	自社アンシラリーサービス費		36,976	33,368	31,409	31,410	28,563	161,726	32,345	
	3区分費用計		20,359,118	20,489,782	19,888,614	20,494,511	19,507,026	100,739,051	20,147,810	
控除収益計	地帯間販売送電料		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	地帯間販売電源料		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	他社販売送電料		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	他社販売電源料		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	託送収益 ※19		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	事業者間精算収益		-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20		△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249	▲表示で記載
	預金利息		△ 0	△ 0	△ 0	△ 0	△ 0	△ 0	△ 0	▲表示で記載
除収益計		△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249		

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

(単位：千円)

		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
制	減価償却費 ※21	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	
	退職給与金 ※22	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	23,344	23,594	23,095	22,597	-	92,630	18,526	
	賃借料 ※23	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	
	諸費 ※24	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642	
	貸倒損	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759	貸方場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	-	-	-	-	-	-	-	
	インバランス収支過不足額 ※25	135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額 866,191千円を含めている
	電源開発促進税	2,954,372	2,963,589	2,980,957	2,997,402	3,022,734	14,919,054	2,983,811	
	事業税	986,587	986,587	986,587	986,587	986,589	4,932,937	986,587	
	雑税	43,740	43,740	43,740	43,740	43,740	218,700	43,740	
	法人税等	392,919	392,919	392,919	392,919	392,917	1,964,593	392,919	
	賠償負担金相当金	-	-	-	-	-	-	-	
	廃炉円滑化負担金相当金	-	-	-	-	-	-	-	
	固定資産税 ※26	1,658,815	1,660,060	1,569,642	1,493,884	1,450,110	7,832,511	1,566,502	
	調整力の確保に要する費用 ※27	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	貸方場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※28	-	-	-	-	-	-	-	
	制御不能費用計	16,782,564	16,444,795	15,917,936	15,531,154	15,167,360	79,843,809	15,968,762	
事	託送料 ※29	-	-	-	-	-	-	-	
	補償費	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	
	事業者間精算費	-	-	-	-	-	-	-	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	
	調整力の確保に要する費用 ※31	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	2023年度分について、直近で承認 を受けた収入の見通しの算定時に おける想定値と公募結果との差額 129,449千円を反映している
	発電抑制に要する費用 ※32	-	-	-	-	-	-	-	
	事後検証費用	7,114,636	10,178,909	8,934,158	9,684,290	8,455,676	44,367,669	8,873,534	
	事業報酬	3,526,371	3,728,790	3,837,411	4,010,127	4,091,838	19,194,537	3,838,907	
追加事業報酬		-	-	-	-	-	-	-	
収入の見通し計		66,109,372	69,928,481	68,507,874	71,767,479	70,015,595	346,328,801	69,265,760	

様式第1（第3条から第11条まで関係）

第1表

収入の見通し総括表

(単位：千円)

	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
	5ヶ年計	5ヶ年平均						

(記載注意)

- ※1：第6条に規定するものを除く。
- ※2：発電設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。
- ※3：第4条及び第5条に規定するものを除く。
- ※4：第4条及び第6条に規定するものを除く。
- ※5：会計規則附則第4項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。
- ※6：取替修繕費及び修繕費であって配電設備及び業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
- ※7：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
- ※8：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
- ※9：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外のものに限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※10：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外のものに限る。）に対する税額に限る。
- ※11：第3条及び第4条に規定するものを除く。
- ※12：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。
- ※13：第6条に規定するものを除く。
- ※14：第7条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。
- ※15：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。
- ※16：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。
- ※17：送配電等業務に係る費用及び第9条に規定するものを除く。
- ※18：送配電等業務に係る収益を除く。
- ※19：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
- ※20：第3条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
- ※21：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※22：規制期間初年度の前々年度3月31日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
- ※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
- ※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
- ※25：電気事業託送供給等収支計算規則第2条第1項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
- ※26：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
- ※27：法第28条の4第1項第5号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。
- ※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
- ※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
- ※30：災害等扶助交付金を含む。
- ※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第5条及び第6条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第2条第5項に規定する認定発電設備（同条第3項第1号に掲げる太陽光及び同項第2号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
- ※32：送配電線1回線、変圧器1台又は発電機1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第 2（第 3 条から第 1 1 条まで関係）

第 1 表
第 1 区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度 （実績）	2018年度 （実績）	2019年度 （実績）	2020年度 （実績）	2021年度 （実績）	参照期間		2023年度 （想定）	2024年度 （想定）	2025年度 （想定）	2026年度 （想定）	2027年度 （想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
役員給与与	165,575	170,716	159,631	171,639	171,165	838,726	167,745	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
給料手当	5,394,765	5,657,403	5,596,038	5,907,973	6,081,872	28,638,051	5,727,610	5,536,038	5,574,239	5,549,602	5,531,056	5,490,640	27,681,575	5,536,315	
給料手当振替額（貸方）	△ 176,120	△ 175,255	△ 160,823	△ 225,248	△ 255,016	△ 992,462	△ 198,492	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	▲表示で記載
退職給与与金※1	462,737	467,161	473,452	497,753	507,335	2,408,438	481,688	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	
厚生費	855,588	879,049	889,976	936,464	979,783	4,540,860	908,172	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072	
委託検査針費	544,460	534,293	521,233	275,238	237,446	2,112,670	422,534	130,630	130,984	-	-	-	261,614	52,323	
委託集金費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
雑給	152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
修繕費※2	381,814	370,065	419,710	312,556	318,603	1,802,748	360,550	290,790	303,772	298,070	287,194	298,198	1,478,024	295,605	
研究費	211,214	178,201	165,934	166,450	170,230	892,029	178,406	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	
消耗品費	246,422	299,373	327,585	308,809	215,644	1,397,833	279,567	276,451	272,851	258,444	279,360	264,752	1,351,858	270,372	
損害保険料	16,904	17,934	17,335	17,273	16,234	85,680	17,136	14,602	14,283	14,130	14,460	13,987	71,462	14,292	
養成費	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646	
建設分担関連費振替額（貸方）	-	-	△ 2,613	△ 1,081	△ 4,549	△ 8,243	△ 1,649	△ 10,203	△ 13,209	△ 17,358	△ 6,958	△ 10,625	△ 58,353	△ 11,671	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 14,149	△ 14,654	△ 15,300	△ 18,315	△ 16,040	△ 78,458	△ 15,692	△ 15,822	△ 16,141	△ 14,832	△ 14,717	△ 14,608	△ 76,120	△ 15,224	▲表示で記載
委託費※3	3,984,779	4,199,853	4,167,538	4,310,977	4,390,133	21,053,280	4,210,656	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751	
普及開発関係費	23,385	22,631	25,951	18,773	17,954	108,694	21,739	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846	
諸費※4	563,875	549,374	604,762	520,136	610,662	2,848,809	569,762	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574	
電気事業雑収益※5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
第 1 区分費用計	12,849,814	13,334,546	13,362,465	13,370,590	13,652,561	66,569,976	13,313,995	13,228,302	12,972,009	12,872,894	12,920,520	12,851,447	64,845,172	12,969,034	

（記載注意）

※1：第 6 条に規定するものを除く。

※2：発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備の巡視及び点検に係る費用に限る。

※3：第 4 条及び第 5 条に規定するものを除く。

※4：第 4 条及び第 6 条に規定するものを除く。

※5：会計規則附則第 4 項に規定する吸収分割会社又は吸収分割承継会社との間における役務の提供に係る取引収益のうち、主に人件費、消耗品費、委託費及び諸費の請求に係る収益に限る。

《項目別明細表》

(1) 第3条第3項関係

[役員給与]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
社内取締役報酬		127,769	132,255	119,616	129,997	127,899	637,536	127,507	88,568	88,568	88,568	88,568	88,568	442,840	88,568	
社外取締役報酬		6,552	6,584	8,211	8,992	9,343	39,682	7,936	6,312	6,312	6,311	6,311	6,311	31,557	6,311	
社内監査役報酬		24,702	25,293	25,235	25,906	26,916	128,052	25,610	18,183	18,183	18,183	18,183	18,183	90,915	18,183	
社外監査役報酬		6,552	6,584	6,569	6,744	7,007	33,456	6,691	4,733	4,733	4,733	4,733	4,733	23,665	4,733	
合計		165,575	170,716	159,631	171,639	171,165	838,726	167,745	117,796	117,796	117,795	117,795	117,795	588,977	117,795	
社内取締役	役員数(人)	6	6	5	4	5	26	5	4	4	4	4	4	20	4	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	21,294	22,042	23,923	32,499	25,579	125,337	25,067	22,142	22,142	22,142	22,142	22,142	110,710	22,142	
社外取締役	役員数(人)	2	2	2	1	2	9	2	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	3,276	3,292	4,105	8,992	4,671	24,336	4,867	3,156	3,156	3,156	3,156	3,156	15,780	3,156	
社内監査役	役員数(人)	1	1	1	1	1	5	1	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	24,702	25,293	25,235	25,906	26,916	128,052	25,610	18,183	18,183	18,183	18,183	18,183	90,915	18,183	
社外監査役	役員数(人)	2	2	2	1	2	9	2	2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額(千円/人)	3,276	3,292	3,284	6,744	3,503	20,099	4,020	2,367	2,367	2,367	2,367	2,367	11,835	2,367	

[給料手当]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
基準賃金		3,578,924	3,676,348	3,740,032	3,894,404	4,070,357	18,960,065	3,792,013	3,732,674	3,764,785	3,754,972	3,745,686	3,720,073	18,718,190	3,743,638	
基準外賃金		485,741	637,197	547,993	600,067	626,935	2,897,933	579,587	532,677	537,245	535,814	534,521	530,835	2,671,092	534,218	
諸給与金		1,612,242	1,659,221	1,671,814	1,759,863	1,799,121	8,502,261	1,700,452	1,623,665	1,625,114	1,610,494	1,601,573	1,588,497	8,049,343	1,609,869	
控除口(貸方)		△ 282,142	△ 315,363	△ 363,801	△ 346,361	△ 414,541	△ 1,722,208	△ 344,442	△ 352,978	△ 352,905	△ 351,678	△ 350,724	△ 348,765	△ 1,757,050	△ 351,410	
給料手当振替額(貸方)		△ 176,120	△ 175,255	△ 160,823	△ 225,248	△ 255,016	△ 992,462	△ 198,492	△ 220,252	△ 221,771	△ 220,791	△ 220,053	△ 218,446	△ 1,101,313	△ 220,263	附帯事業振替額込み
(何)														0	0	
合計		5,218,645	5,482,148	5,435,215	5,682,725	5,826,856	27,645,589	5,529,118	5,315,786	5,352,468	5,328,811	5,311,003	5,272,194	26,580,262	5,316,052	
平均経費人員(人)		704	713	713	735	755	3,620	724	736	734	731	727	727	3,655	731	
平均基準賃金(千円/月)		423	429	437	441	449	2,179	436	423	427	428	429	426	2,133	427	

[退職給与金]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
引当金増加額		228,667	228,078	190,549	△ 402,422	△ 230,286	14,586	2,917	△ 227,292	93,556	70,012	83,239	75,670	95,185	19,037	
実払額		35,803	37,448	77,425	116,965	111,771	379,412	75,882	97,113	94,575	123,823	116,101	127,023	558,635	111,727	
年金保険料		198,267	201,635	205,478	783,210	625,850	2,014,440	402,888	549,112	236,219	234,899	235,852	237,656	1,493,738	298,748	
														0		
合計		462,737	467,161	473,452	497,753	507,335	2,408,438	481,688	418,933	424,350	428,734	435,192	440,349	2,147,558	429,512	

《項目別明細表》

(1) 第3条第3項関係

[厚生費]		(単位：千円)															
		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
法定厚生費	健康保険料	288,086	294,557	298,061	311,313	326,879	1,518,896	303,779	300,620	302,597	301,269	300,245	298,062	1,502,793	300,559		
	介護保険料	21,768	26,804	29,767	32,283	38,597	149,219	29,844	38,461	39,365	39,842	40,343	40,693	198,704	39,741		
	労災保険料	13,529	12,779	12,230	13,360	14,588	66,486	13,297	13,758	13,844	13,782	13,743	13,645	68,772	13,754		
	雇用保険料	32,725	34,218	34,080	35,842	37,231	174,096	34,819	33,833	34,058	33,910	33,794	33,547	169,142	33,828		
	厚生年金保険料	412,222	420,079	423,022	445,623	468,089	2,169,035	433,807	416,530	419,263	417,425	416,012	412,978	2,082,208	416,442		
	労災補償費	-	362	14	17	-	393	79	36	36	36	36	36	180	36		
	健康診断費	16,696	17,517	18,079	18,368	20,224	90,884	18,177	18,449	18,468	18,389	18,291	18,207	91,804	18,361		
	子ども・子育て拠出金	10,395	13,314	15,729	17,537	18,416	75,391	15,078	16,385	16,498	16,426	16,370	16,254	81,933	16,387		
	(何)													-			
	その他	△ 12,446	△ 13,538	△ 15,113	△ 14,740	△ 20,002	△ 75,839	△ 15,168	△ 17,788	△ 17,694	△ 17,609	△ 17,522	△ 17,426	△ 88,039	△ 17,608		
計	782,975	806,092	815,869	859,603	904,022	4,168,561	833,712	820,284	826,435	823,470	821,312	815,996	4,107,497	821,499			
一般厚生費	厚生施設運営費	5,506	4,373	5,247	3,963	3,429	22,518	4,504	4,494	4,471	4,445	4,423	4,403	22,236	4,447		
	文化体育費	1,271	1,078	1,113	743	386	4,591	918	2,636	2,618	2,608	2,600	2,583	13,045	2,609		
	慶弔費	2,148	2,202	2,379	5,335	2,052	14,116	2,823	2,064	2,069	2,052	2,037	2,024	10,246	2,049		
	(何)																
	その他	63,688	65,304	65,368	66,820	69,894	331,074	66,215	63,923	63,977	63,553	63,164	62,718	317,335	63,467		
計	72,613	72,957	74,107	76,861	75,761	372,299	74,460	73,117	73,135	72,658	72,224	71,728	362,862	72,572			
合計	855,588	879,049	889,976	936,464	979,783	4,540,860	908,172	893,401	899,570	896,128	893,536	887,724	4,470,359	894,072			

[雑給]

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均	
嘱託給	嘱託	107,316	108,264	103,483	108,736	136,331	564,130	112,826	127,324	126,676	126,017	125,388	124,744	630,149	126,030	
	その他	45,075	40,994	37,464	45,370	58,956	227,859	45,572	83,373	95,399	109,767	121,540	131,546	541,625	108,325	
	計	152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	
嘱託員平均人員（人）		37	34	34	33	38	176	35	54	58	62	68	70	312	62	
臨時用給		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
（何）														-		
その他		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計		152,391	149,258	140,947	154,106	195,287	791,989	158,398	210,697	222,075	235,784	246,928	256,290	1,171,774	234,355	

《項目別明細表》

(1) 第3条第3項関係

[研究費]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
社内研究費	送電関係	11,634	3,131	3,306	3,068	762	21,901	4,380	4,338	4,311	4,458	4,338	4,381	21,826	4,365	
	変電関係	26	26	22	15	51	140	28	18	19	20	18	19	94	19	
	配電関係	6,583	2,368	191	443	7,943	17,528	3,506	1,967	1,955	2,022	1,967	1,987	9,898	1,980	
	(何)															
	(何)															
	その他	2,678	1,199	8,405	11,168	14,921	38,371	7,674	4,813	4,782	4,946	4,813	4,861	24,215	4,843	
計		20,921	6,724	11,924	14,694	23,677	77,940	15,588	11,136	11,067	11,446	11,136	11,248	56,033	11,207	
委託研究費	送電関係	5,512	4,482	4,173	3,418	304	17,889	3,578	3,609	3,587	3,709	3,609	3,645	18,159	3,632	
	変電関係	13	37	27	17	21	115	23	19	19	20	20	20	98	20	
	配電関係	3,118	3,391	242	493	3,172	10,416	2,083	1,486	1,478	1,528	1,487	1,501	7,480	1,496	
	電中研分担金	180,381	161,849	138,959	135,390	137,095	753,674	150,735	126,526	125,759	130,057	126,536	127,801	636,679	127,336	
	(何)															
	その他	1,269	1,718	10,609	12,438	5,961	31,995	6,399	7,994	7,946	8,218	7,993	8,074	40,225	8,045	
計		190,293	171,477	154,010	151,756	146,553	814,089	162,818	139,634	138,789	143,532	139,645	141,041	702,641	140,528	
合計		211,214	178,201	165,934	166,450	170,230	892,029	178,406	150,770	149,856	154,978	150,781	152,289	758,674	151,735	

《項目別明細表》

(1) 第3条第3項関係

〔養成費〕															(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
研修施設運営費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
その他	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646		
合計	36,174	29,144	31,109	17,087	15,818	129,332	25,866	34,109	33,678	33,697	33,390	33,356	168,230	33,646		

〔委託費〕															(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
配電費 故障修理委託業務	485,119	544,289	561,081	560,911	560,944	2,712,344	542,469	468,911	440,447	438,180	435,987	433,746	2,217,271	443,454		
配電費 一般用電気工作物調査	329,410	336,192	343,773	361,480	403,604	1,774,459	354,892	342,707	321,904	320,247	318,644	317,006	1,620,508	324,102		
配電費 スマートメーター関連	192,273	170,783	172,412	192,187	164,250	891,905	178,381	324,674	152,263	151,479	174,003	149,946	952,365	190,473		
配電費 配電保守業務	130,274	145,863	123,442	100,516	95,116	595,211	119,042	188,347	176,914	176,004	175,122	174,222	890,609	178,122		
そ の 他	2,847,703	3,002,726	2,966,830	3,095,883	3,166,219	15,079,361	3,015,872	3,287,427	3,163,127	3,239,939	3,249,922	3,227,585	16,168,000	3,233,600		
合計	3,984,779	4,199,853	4,167,538	4,310,977	4,390,133	21,053,280	4,210,656	4,612,066	4,254,655	4,325,849	4,353,678	4,302,505	21,848,753	4,369,751		

【普及開発関係費】															(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
停電周知費用	7,067	8,004	7,648	7,072	6,998	36,789	7,358	6,718	6,684	6,649	6,616	6,582	33,249	6,650		
(何)																
その他	16,318	14,627	18,303	11,701	10,956	71,905	14,381	20,447	20,303	20,178	19,969	20,086	100,983	20,197		
合計	23,385	22,631	25,951	18,773	17,954	108,694	21,739	27,165	26,987	26,827	26,585	26,668	134,232	26,846		

〔諸費〕																(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考		
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均			
通信運搬費	193,711	233,950	256,760	302,892	333,680	1,320,993	264,199	335,127	384,034	384,394	396,524	414,315	1,914,394	382,879			
旅費	130,947	146,662	146,547	53,963	57,445	535,564	107,113	120,850	121,972	119,330	119,064	119,822	601,038	120,208			
団体費	5,315	5,825	5,939	6,917	5,740	29,736	5,947	6,113	6,083	6,051	6,021	5,991	30,259	6,052			
諸手数料	92,654	115,859	120,410	151,461	184,126	664,510	132,902	155,974	161,133	155,390	153,142	162,082	787,721	157,544			
その他	141,248	47,078	75,106	4,903	29,671	298,006	59,601	143,067	124,812	120,672	117,542	108,363	614,456	122,891			
合計	563,875	549,374	604,762	520,136	610,662	2,848,809	569,762	761,131	798,034	785,837	792,293	810,573	3,947,868	789,574			

第2表
第2区分費用明細表

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
連 系 線 ・ 基 幹 系 統	減 価 償 却 費 ※1	-	-	-	-	-	-	-	21,569	104,341	249,028	319,292	351,928	1,046,158	209,232	
	固 定 資 産 税 ※2	-	-	-	-	-	-	-	-	7,748	20,636	38,815	42,862	110,061	22,012	
	計	-	-	-	-	-	-	-	21,569	112,089	269,664	358,107	394,790	1,156,219	231,244	
ロ ー カ ル 系 統	減 価 償 却 費 ※3	-	-	-	-	-	-	-	155,684	500,158	702,329	910,226	1,073,246	3,341,643	668,329	
	固 定 資 産 税 ※4	-	-	-	-	-	-	-	-	22,428	59,024	97,857	185,613	364,922	72,984	
	計	-	-	-	-	-	-	-	155,684	522,586	761,353	1,008,083	1,258,859	3,706,565	741,313	
配 電 系 統	修 繕 費 ※5	4,309,463	4,025,124	3,830,224	3,883,018	4,382,194	20,430,023	4,086,005	4,250,787	4,167,656	4,102,543	4,107,642	4,077,925	20,706,553	4,141,311	
	減 価 償 却 費 ※6	-	-	-	-	-	-	-	115,202	407,498	609,058	818,954	1,035,479	2,986,191	597,238	
	固 定 資 産 税 ※7	-	-	-	-	-	-	-	-	16,921	84,045	126,391	163,795	391,152	78,230	
計		4,309,463	4,025,124	3,830,224	3,883,018	4,382,194	20,430,023	4,086,005	4,365,989	4,592,075	4,795,646	5,052,987	5,277,199	24,083,896	4,816,779	
そ の 他 投 資	修 繕 費 ※8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	委 託 費 ※9	292,968	589,735	265,415	508,351	532,105	2,188,574	437,715	691,884	662,571	491,998	600,418	474,057	2,920,928	584,186	
	諸 費 ※10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	減 価 償 却 費 ※11	-	-	-	-	-	-	-	28,316	175,056	296,622	435,500	543,484	1,478,978	295,796	
	固 定 資 産 税 ※12	-	-	-	-	-	-	-	-	1,638	16,887	19,836	23,668	62,029	12,406	
	計	292,968	589,735	265,415	508,351	532,105	2,188,574	437,715	720,200	839,265	805,507	1,055,754	1,041,209	4,461,935	892,387	
第 2 区 分 費 用 計		4,602,431	4,614,859	4,095,639	4,391,369	4,914,299	22,618,597	4,523,719	5,263,442	6,066,015	6,632,170	7,474,931	7,972,057	33,408,615	6,681,723	

(記載注意)

- ※1：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※2：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（連系線及び基幹系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
- ※3：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※4：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（ローカル系統に係る発電等設備、送電設備及び変電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
- ※5：取替修繕費であって配電設備に係るもの及び修繕費であって配電設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
- ※6：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
- ※7：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（配電設備のうち、第4条第6項に規定するもの以外に限る。）に対する税額に限る。
- ※8：取替修繕費であって業務設備に係るもの及び修繕費であって業務設備の建設及び撤去に付随して発生するものに限る。
- ※9：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良の委託に係る費用に限る。
- ※10：一般送配電事業等の用に供するシステムの開発及び改良に係る費用に限る。
- ※11：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する減価償却費に限る。
- ※12：規制期間において新たに貸借対照表に計上される固定資産（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、一般送配電事業等の用に供する建物及びシステム等を含み、離島等供給に係る発電等設備を除く。）に対する税額に限る。

《項目別明細表》

(1) 第4条第3項から第5項まで関係

[設備投資(竣工額)]

(単位：千円)

			2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
			5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均											
拡 充 投 資	連 系 線 ・ 基 幹 系 統	送 電 設 備	4,843,245	766	8,354	-	-	4,852,365	970,473	-	-	-	-	-	-	-	
		変 電 設 備	773,203	7,526	-	-	2,197,789	2,978,518	595,704	308,066	-	-	-	-	308,066	61,613	
		計	5,616,448	8,292	8,354	-	2,197,789	7,830,883	1,566,177	308,066	-	-	-	-	308,066	61,613	
	ロ ー カ ル 系 統	送 電 設 備	184,813	4,081,117	2,103,154	2,875,893	2,945,483	12,190,460	2,438,092	3,505,984	3,215,649	1,203,798	1,607,928	234,490	9,767,849	1,953,570	
		変 電 設 備	100,557	1,040,255	1,735,130	1,411,126	2,392,089	6,679,157	1,335,831	2,936,856	314,114	283,020	993,601	438,030	4,965,621	993,124	
		計	285,370	5,121,372	3,838,284	4,287,019	5,337,572	18,869,617	3,773,923	6,442,840	3,529,763	1,486,818	2,601,529	672,520	14,733,470	2,946,694	
	配 電 系 統		5,581,610	5,753,357	4,877,829	5,379,371	5,688,945	27,281,112	5,456,222	5,909,383	4,719,906	4,692,510	4,933,658	4,979,755	25,235,212	5,047,042	
拡 充 投 資 計		11,483,428	10,883,021	8,724,467	9,666,390	13,224,306	53,981,612	10,796,322	12,660,289	8,249,669	6,179,328	7,535,187	5,652,275	40,276,748	8,055,350		
更 新 投 資	連 系 線 ・ 基 幹 系 統	送 電 設 備	400,150	414,571	498,491	44,580	304,785	1,662,577	332,515	573,163	297,840	1,827,140	522,302	513,183	3,733,628	746,726	
		変 電 設 備	197,897	120,008	365,473	291,230	199,483	1,174,091	234,818	389,074	3,292,706	724,335	401,266	321,178	5,128,559	1,025,712	
		計	598,047	534,579	863,964	335,810	504,268	2,836,668	567,334	962,237	3,590,546	2,551,475	923,568	834,361	8,862,187	1,772,437	
	ロ ー カ ル 系 統	送 電 設 備	674,381	837,834	373,019	3,710,981	1,364,580	6,960,795	1,392,159	1,238,196	1,466,937	647,754	8,204,443	980,632	12,537,962	2,507,592	
		変 電 設 備	577,135	573,518	484,620	2,189,311	1,807,120	5,631,704	1,126,341	3,173,255	624,164	1,685,269	1,657,118	1,144,985	8,284,791	1,656,958	
		計	1,251,516	1,411,352	857,639	5,900,292	3,171,700	12,592,499	2,518,500	4,411,451	2,091,101	2,333,023	9,861,561	2,125,617	20,822,753	4,164,551	
	配 電 系 統		4,769,276	4,666,534	3,946,512	4,599,484	5,018,775	23,000,581	4,600,116	5,862,001	4,860,972	4,980,053	4,871,935	4,722,160	25,297,121	5,059,424	
更 新 投 資 計		6,618,839	6,612,465	5,668,115	10,835,586	8,694,743	38,429,748	7,685,950	11,235,689	10,542,619	9,864,551	15,657,064	7,682,138	54,982,061	10,996,412		
合 計		18,102,267	17,495,486	14,392,582	20,501,976	21,919,049	92,411,360	18,482,272	23,895,978	18,792,288	16,043,879	23,192,251	13,334,413	95,258,809	19,051,762		
修 繕 費 振 替 額 (配 電)		△ 4,309,463	△ 4,025,124	△ 3,830,224	△ 3,883,018	△ 4,382,194	△ 20,430,023	△ 4,086,005	△ 4,250,787	△ 4,167,656	△ 4,102,543	△ 4,107,642	△ 4,077,925	△ 20,706,553	△ 4,141,311	▲表示で記載	

《項目別明細表》

(1) 第4条第8項関係

[その他の投資に係る設備投資（竣工額）]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
通 信 工 事	408,869	189,931	141,883	259,546	375,682	1,375,911	275,182	390,849	277,417	262,789	270,933	198,738	1,400,726	280,145	
シ ス テ ム 開 発 及 び 改 良	20,929	174,649	155,735	963,962	290,869	1,606,144	321,229	-	83,973	-	-	-	83,973	16,795	
建 物 関 連 工 事	420,283	238,743	380,636	1,127,050	1,320,511	3,487,223	697,445	987,509	485,338	398,242	729,601	275,277	2,875,967	575,193	
系 統 ・ 給 電 設 備 工 事	493,117	45,459	3,151	1,235,159	17,550	1,794,436	358,887	29,888	514,098	29,889	448,791	7,333	1,029,999	206,000	
備 品 取 得	87,567	102,422	187,609	176,838	218,362	772,798	154,560	202,810	138,581	57,582	142,481	198,132	739,586	147,917	
リ ー ス 資 産 取 得	80,711	121,567	135,363	457,087	80,644	875,372	175,074	26,905	84,012	301,804	90,802	-	503,523	100,705	
用 地 権 利 設 定※1	150,113	376,251	181,446	478,976	285,036	1,471,822	294,364	-	2,761	-	-	-	2,761	552	
そ の 他	203,590	34,161	64,397	31,050	51,669	384,867	76,973	236,928	70,424	91,775	103,954	-	503,081	100,616	
合 計	1,865,179	1,283,183	1,250,220	4,729,668	2,640,323	11,768,573	2,353,715	1,874,889	1,656,604	1,142,081	1,786,562	679,480	7,139,616	1,427,923	
修 繕 費 振 替 額 (通 信)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
(参考) 離島等供給に係る設備投資	993,782	792,688	447,912	261,607	7,931,743	10,427,732	2,085,546	4,058,684	1,892,972	262,344	9,861,064	6,971,912	23,046,976	4,609,395	

(記載注意)

※1 規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第3表

第3区分費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
修繕費 ※1	2,893,099	2,473,903	2,705,435	2,731,838	2,556,203	13,360,478	2,672,096	2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	
委託費 ※2	2,770	2,200	-	-	2,400	7,370	1,474	-	-	-	-	-	-	-	
固定資産除却費	1,074,686	944,409	1,121,029	1,200,219	1,601,827	5,942,170	1,188,434	2,094,691	1,683,520	1,428,322	1,200,839	1,253,101	7,660,473	1,532,095	
貸借料 ※3	1,412,488	1,432,665	1,512,464	1,443,701	1,485,538	7,286,856	1,457,371	1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	
託送料 ※4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
共有設備費等分担額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
共有設備費等分担額（貸方）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社購入送電費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
地帯間購入送電費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	46,042	50,467	39,606	40,756	45,056	221,927	44,385	55,815	55,773	55,092	54,313	54,194	275,187	55,037	
需給調整市場手数料 ※6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
電力費振替勘定（貸方）	△ 181	△ 192	△ 229	△ 212	△ 284	△ 1,098	△ 220	△ 2,067	△ 214	△ 214	△ 214	△ 214	△ 2,923	△ 585	▲表示で記載
開発費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費	20,458	21,193	21,646	22,166	29,624	115,087	23,017	18,932	18,933	18,933	18,933	18,935	94,666	18,933	
開発費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
株式交付費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社債発行費償却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
廃炉等負担金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
離島等供給に係る費用 ※7	16,696,549	17,834,563	16,885,112	14,183,378	19,364,357	84,963,959	16,992,792	26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
離島等供給に係る収益 ※8	△ 9,263,780	△ 9,891,918	△ 9,899,515	△ 8,823,256	△ 10,326,613	△ 48,205,082	△ 9,641,016	△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	-	-	-	-	26,763	26,763	5,353	36,976	33,368	31,409	31,410	28,563	161,726	32,345	
第3区分費用計	12,882,131	12,867,290	12,385,548	10,798,590	14,784,871	63,718,430	12,743,686	20,359,118	20,489,782	19,888,614	20,494,511	19,507,026	100,739,051	20,147,810	

（記載注意）

※1：第3条及び第4条に規定するものを除く。

※2：支障木の伐採の委託に係る費用に限る。

※3：第6条に規定するものを除く。

※4：第7条に規定するもの及び電源線に係る費用を除く。

※5：一般送配電事業等を行うために当該一般送配電事業者が使用する電気に係る費用のことをいう。

※6：需給調整市場における取引に係る売買手数料をいう。

※7：送配電等業務に係る費用及び第9条に規定するものを除く。

※8：送配電等業務に係る収益を除く。

《項目別明細表》

(1) 第5条第3項関係

[修繕費]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	185,666	178,919	257,022	211,293	262,570	1,095,470	219,094	224,130	242,315	229,739	224,004	226,503	1,146,691	229,338	
	塗装	148,091	79,986	82,976	102,983	72,590	486,626	97,325	119,912	121,906	98,403	98,266	110,979	549,466	109,893	
	保安対策	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	第三者要請対応	4,656	3,491	3,246	1,568	688	13,649	2,730	1,995	1,985	1,975	1,965	1,955	9,875	1,975	
	その他	132,029	115,693	135,906	120,641	128,368	632,637	126,527	141,624	140,753	157,673	139,489	159,566	739,105	147,821	
	計	470,442	378,089	479,150	436,485	464,216	2,228,382	445,676	487,661	506,959	487,790	463,724	499,003	2,445,137	489,027	
変電設備	設備取替・補修	152,959	143,620	123,305	164,593	131,276	715,753	143,151	151,223	150,060	148,773	149,993	150,700	750,749	150,150	
	塗装	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	保安対策	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	第三者要請対応	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	その他	16,587	20,339	23,763	20,754	22,295	103,738	20,748	23,609	23,491	23,372	23,253	23,135	116,860	23,372	
	計	169,546	163,959	147,068	185,347	153,571	819,491	163,898	174,832	173,551	172,145	173,246	173,835	867,609	173,522	
配電設備	第三者要請対応	278,081	271,731	297,979	293,963	273,128	1,414,882	282,976	223,161	222,039	220,918	219,796	218,675	1,104,589	220,918	
	その他	1,859,366	1,548,900	1,640,201	1,720,913	1,574,063	8,343,443	1,668,689	1,802,061	1,748,844	1,740,023	1,758,728	1,722,338	8,771,994	1,754,399	
	計	2,137,447	1,820,631	1,938,180	2,014,876	1,847,191	9,758,325	1,951,665	2,025,222	1,970,883	1,960,941	1,978,524	1,941,013	9,876,583	1,975,317	
業務設備	第三者要請対応	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	その他	115,664	111,224	141,037	95,130	91,225	554,280	110,856	89,065	190,689	91,212	102,328	92,867	566,161	113,232	
	計	115,664	111,224	141,037	95,130	91,225	554,280	110,856	89,065	190,689	91,212	102,328	92,867	566,161	113,232	
合計		2,893,099	2,473,903	2,705,435	2,731,838	2,556,203	13,360,478	2,672,096	2,776,780	2,842,082	2,712,088	2,717,822	2,706,718	13,755,490	2,751,098	

[委託費]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
変電設備		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
配電設備		2,770	2,200	-	-	2,400	7,370	1,474	-	-	-	-	-	-	-	
業務設備		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計		2,770	2,200	-	-	2,400	7,370	1,474	-	-	-	-	-	-	-	

〔固定資産除却費〕

(単位：千円)

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	215,201	228,554	93,152	92,269	165,410	794,586	158,917	206,858	241,540	274,062	178,452	227,759	1,128,671	225,734	
	除却費用	172,658	△ 34,029	245,796	220,968	396,957	1,002,350	200,470	259,579	301,576	340,454	220,556	280,062	1,402,227	280,445	
変電設備	除却損	71,426	69,614	67,193	74,166	264,572	546,971	109,394	280,355	197,984	73,501	94,060	67,510	713,410	142,682	
	除却費用	119,346	159,170	220,954	237,063	320,244	1,056,777	211,355	666,954	375,804	138,811	176,737	126,203	1,484,509	296,902	
配電設備	除却損	194,596	181,413	167,412	149,667	159,956	853,044	170,609	252,725	199,691	224,291	188,529	185,826	1,051,062	210,212	
	除却費用	261,842	289,416	279,612	272,894	287,904	1,391,668	278,334	410,691	322,877	360,821	301,751	295,908	1,692,048	338,410	
業務設備	除却損	27,763	7,820	6,983	112,853	3,033	158,452	31,690	7,159	18,036	6,730	16,786	28,849	77,560	15,512	
	除却費用	11,854	42,451	39,927	40,339	3,751	138,322	27,664	10,370	26,012	9,652	23,968	40,984	110,986	22,197	
合計	除却損	508,986	487,401	334,740	428,955	592,971	2,353,053	470,611	747,097	657,251	578,584	477,827	509,944	2,970,703	594,141	
	除却費用	565,700	457,008	786,289	771,264	1,008,856	3,589,117	717,823	1,347,594	1,026,269	849,738	723,012	743,157	4,689,770	937,954	

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
借地借家料	1,071,180	1,089,894	1,166,214	1,195,183	1,277,871	5,800,342	1,160,068	1,618,888	1,609,316	1,600,148	1,600,797	1,590,976	8,020,125	1,604,025	
機械賃借料	178,848	176,037	178,278	49,011	3,477	585,651	117,130	3,869	3,850	3,830	3,811	3,791	19,151	3,830	
車両リース料	119,840	118,116	109,462	126,901	126,941	601,260	120,252	134,736	134,058	133,380	132,708	132,028	666,910	133,382	
その他	42,620	48,618	58,510	72,606	77,249	299,603	59,921	162,435	160,992	160,809	158,003	154,927	797,166	159,433	
合計	1,412,488	1,432,665	1,512,464	1,443,701	1,485,538	7,286,856	1,457,371	1,919,928	1,908,216	1,898,167	1,895,319	1,881,722	9,503,352	1,900,670	

(単位：千円)

[illegible]

第4表

離島等供給に係る費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
役 員 給 与	26,148	26,956	25,155	26,603	26,695	131,557	26,311	17,382	17,294	17,206	17,118	17,031	86,031	17,206	
給 料 手 当 振 替 額 (貸 方)	884,400	903,850	912,874	943,690	948,071	4,592,885	918,577	852,241	858,164	854,499	851,559	845,379	4,261,842	852,368	
給 料 手 当 振 替 額 (貸 方)	△ 3,601	△ 7,486	△ 7,377	△ 7,241	△ 7,062	△ 32,767	△ 6,553	△ 7,541	△ 7,593	△ 7,561	△ 7,534	△ 7,481	△ 37,710	△ 7,542	▲表示で記載
退 職 給 与 金	78,985	78,537	94,161	104,363	63,815	419,861	83,972	56,232	59,423	61,586	63,496	64,871	305,608	61,122	
厚 生 費	139,994	142,824	144,120	152,582	154,874	734,394	146,879	137,528	138,491	137,968	137,555	136,681	688,223	137,645	
委 託 検 針 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
委 託 集 金 費	9,409	11,989	9,730	30,236	31,518	92,882	18,576	34,748	36,273	-	-	-	71,021	14,204	
雑 給	109,481	105,820	104,659	102,628	102,119	524,707	104,941	105,069	105,654	106,452	107,010	107,408	531,593	106,319	
燃 料 費	9,751,341	10,799,026	9,941,693	7,341,810	11,230,665	49,064,535	9,812,907	16,702,627	17,110,604	17,386,901	17,827,648	16,702,223	85,730,003	17,146,001	
廃 棄 物 処 理 費	42,449	40,634	44,400	59,784	43,356	230,623	46,125	70,349	65,775	65,089	64,679	63,897	329,789	65,958	
消 耗 品 費	216,579	227,135	234,885	219,665	231,498	1,129,762	225,952	246,429	243,242	230,420	249,125	236,113	1,205,329	241,066	
修 繕 費	2,542,417	2,398,851	2,426,224	2,196,386	2,242,717	11,806,595	2,361,319	2,967,010	2,791,420	2,441,628	2,519,360	2,040,379	12,759,797	2,551,959	
水 利 使 用 料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
補 償 費	5,120	-	-	-	12	5,132	1,026	5	5	4	4	4	22	4	
貸 借 料	115,389	117,499	118,813	106,448	101,487	559,636	111,927	103,347	102,731	102,201	102,052	101,336	511,667	102,333	
託 送 料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
事 業 者 問 精 算 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
委 託 費	571,194	620,337	561,848	670,614	672,752	3,096,745	619,349	657,961	642,584	652,952	657,461	649,460	3,260,418	652,084	
損 害 保 険 料	1,809	1,754	1,497	1,801	1,600	8,461	1,692	2,540	2,485	2,458	2,515	2,433	12,431	2,486	
普 及 開 発 関 係 費	7,814	7,992	8,707	5,430	6,032	35,975	7,195	7,599	7,550	7,506	7,439	7,461	37,555	7,511	
養 成 費	5,726	5,306	5,988	3,976	2,978	23,974	4,795	5,026	4,964	4,966	4,921	4,915	24,792	4,958	
研 究 費	2,263	4,379	8,632	11,056	15,235	41,565	8,313	5,035	5,005	5,168	5,032	4,922	25,162	5,032	
諸 費	87,724	82,163	85,675	83,217	82,000	420,779	84,156	71,614	75,096	73,955	74,559	76,284	371,508	74,302	
貸 倒 損	6,459	8,195	2,427	5,466	10,193	32,740	6,548	6,891	6,891	6,890	6,890	6,891	34,453	6,891	
減 価 償 却 費	1,546,828	1,497,952	1,372,774	1,248,735	1,879,579	7,545,868	1,509,174	1,519,415	1,666,577	1,690,679	2,103,004	2,499,402	9,479,077	1,895,815	
固 定 資 産 税	77,467	103,614	104,996	97,520	119,992	503,589	100,718	106,015	119,403	137,953	137,246	163,700	664,317	132,863	
雑 税	5,907	6,625	6,777	6,936	7,034	33,279	6,656	6,260	6,260	6,260	6,260	6,260	31,300	6,260	
固 定 資 産 除 却 費	32,601	70,552	47,649	72,503	47,714	271,019	54,204	516,579	652,637	481,445	316,726	592,181	2,559,568	511,914	
共 有 設 備 費 等 分 担 額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
共 有 設 備 費 等 分 担 額 (貸 方)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他 社 購 入 電 源 費	435,063	582,899	631,904	700,938	1,350,190	3,700,994	740,199	2,352,136	2,473,289	2,615,330	2,758,247	2,815,282	13,014,284	2,602,857	
他 社 購 入 送 電 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
地 帯 間 購 入 送 電 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
非 化 石 証 書 購 入 費	-	-	81	1,471	2,270	3,822	764	7,065	7,485	7,469	7,438	7,408	36,865	7,373	
建 設 分 担 関 連 費 振 替 額 (貸 方)	-	-	△ 310	△ 128	△ 543	△ 981	△ 196	△ 1,193	△ 1,553	△ 2,051	△ 826	△ 1,269	△ 6,892	△ 1,378	▲表示で記載
附 帯 事 業 営 業 費 用 分 担 関 連 費 振 替 額 (貸 方)	△ 4,049	△ 4,432	△ 4,393	△ 4,528	△ 4,647	△ 22,049	△ 4,410	△ 5,458	△ 5,596	△ 5,169	△ 5,155	△ 5,144	△ 26,522	△ 5,304	▲表示で記載
開 発 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
株 式 交 付 費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社 債 発 行 費	1,632	1,592	1,523	1,417	2,213	8,377	1,675	2,237	2,237	2,237	2,238	2,238	11,187	2,237	
開 発 費 償 却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
株 式 交 付 費 償 却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
社 債 発 行 費 償 却	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
法 人 税 等	-	-	-	-	-	-	-	136,905	136,905	136,905	136,905	136,907	684,527	136,905	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
離 島 等 供 給 に 係 る 費 用 計	16,696,549	17,834,563	16,885,112	14,183,378	19,364,357	84,963,959	16,992,792	26,682,053	27,323,702	27,221,346	28,152,972	27,277,172	136,657,245	27,331,449	
(参 考) 電 気 事 業 報 酬	-	-	-	-	-	-	-	333,914	360,928	370,371	455,376	503,857	2,024,446	404,889	

第5表
離島等供給に係る収益明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
電 灯 料	△ 4,253,162	△ 4,421,557	△ 4,459,810	△ 4,091,651	△ 4,777,958	△ 22,004,138	△ 4,400,828	△ 5,735,677	△ 5,773,714	△ 5,827,085	△ 5,880,189	△ 5,949,246	△ 29,165,911	△ 5,833,182	▲表示で記載
電 力 料	△ 5,010,618	△ 5,470,361	△ 5,439,705	△ 4,731,605	△ 5,548,655	△ 26,200,944	△ 5,240,189	△ 7,488,313	△ 7,601,884	△ 7,649,444	△ 7,696,694	△ 7,763,919	△ 38,200,254	△ 7,640,051	▲表示で記載
離 島 等 供 給 に 係 る 収 益 計	△ 9,263,780	△ 9,891,918	△ 9,899,515	△ 8,823,256	△ 10,326,613	△ 48,205,082	△ 9,641,016	△ 13,223,990	△ 13,375,598	△ 13,476,529	△ 13,576,883	△ 13,713,165	△ 67,366,165	△ 13,473,233	▲表示で記載

第6表
制御不能費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費 ※1	10,355,082	10,487,533	10,508,861	10,870,355	11,784,630	54,006,461	10,801,292	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	
退職給与金 ※2	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	62,022	29,384	64,270	△ 3,503	23,296	175,469	35,094	23,344	23,594	23,095	22,597	-	92,630	18,526	
貸借料 ※3	1,225,482	1,220,000	1,262,491	1,254,591	1,326,879	6,289,443	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	
諸費 ※4	47,782	50,044	66,938	81,931	100,566	347,261	69,452	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642	
貸倒損	708	1,036	476	2,435	6,630	11,285	2,257	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
インバランス収支過不足額 ※5	256,997	314,636	288,280	△ 887,786	△ 148,354	△ 176,227	△ 35,245	135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方の場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額866,191千円を含めている
電源開発促進税	2,953,998	2,865,286	2,909,410	2,894,862	2,921,029	14,544,585	2,908,917	2,954,372	2,963,589	2,980,957	2,997,402	3,022,734	14,919,054	2,983,811	
事業税	607,250	631,208	645,117	606,538	711,396	3,201,509	640,302	986,587	986,587	986,587	986,587	986,589	4,932,937	986,587	
雑税	47,497	42,883	42,391	42,548	41,399	216,718	43,344	43,740	43,740	43,740	43,740	43,740	218,700	43,740	
法人税等	553,476	423,352	819,736	322,730	-	2,119,294	423,859	392,919	392,919	392,919	392,919	392,917	1,964,593	392,919	
賠償負担金相当金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
廃炉円滑化負担金相当金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
固定資産税 ※6	1,454,551	1,464,803	1,467,232	1,484,832	1,523,706	7,395,124	1,479,025	1,658,815	1,660,060	1,569,642	1,493,884	1,450,110	7,832,511	1,566,502	
調整力の確保に要する費用 ※7	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
制御不能費用計	17,628,460	17,581,756	18,219,161	16,870,836	18,220,067	88,520,280	17,704,056	16,782,564	16,444,795	15,917,936	15,531,154	15,167,360	79,843,809	15,968,762	

(記載注意)

※1：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度3月31日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第2条第1項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度3月31日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第28条の4第1項第5号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）、その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用、電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用及び最終保障供給に係る利益又は損失をいう。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

《項目別明細表》

(1) 第6条第3項第1号関係
〔減価償却費〕

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	3,673,005	3,757,400	3,698,855	3,721,601	3,868,721	18,719,582	3,743,916	3,161,990	3,106,314	3,066,951	3,016,677	2,961,273	15,313,205	3,062,641	
変電設備	2,596,333	2,528,955	2,521,601	2,619,196	2,899,927	13,166,012	2,633,202	2,330,135	2,250,997	2,189,027	2,143,224	2,091,363	11,004,746	2,200,949	
配電設備	3,684,667	3,727,876	3,853,246	3,934,454	3,994,617	19,194,860	3,838,972	2,776,833	2,604,436	2,495,384	2,397,601	2,250,329	12,524,583	2,504,917	
業務設備	401,077	473,302	435,159	595,104	1,021,365	2,926,007	585,201	712,245	677,947	427,844	286,809	235,240	2,340,085	468,017	
合計	10,355,082	10,487,533	10,508,861	10,870,355	11,784,630	54,006,461	10,801,292	8,981,203	8,639,694	8,179,206	7,844,311	7,538,205	41,182,619	8,236,524	

(2) 第6条第3項第2号関係
〔退職給与金〕

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
数理計算上の差異	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	5年定率法 (36.9%)
合計	37,409	30,215	124,062	175,575	△ 98,172	269,089	53,818	△ 22,686	△ 14,315	△ 9,033	△ 5,700	△ 3,597	△ 55,331	△ 11,066	

数理計算上の差異の償却年数 (年)	5

(3) 第6条第3項第3号関係
〔ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用〕

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
分析 (採油含む)	23,581	20,266	26,040	18,034	21,660	109,581	21,916	21,988	22,238	21,739	21,241	-	87,206	17,441	
運搬・処理	38,441	9,118	38,230	△ 21,537	1,636	65,888	13,178	1,356	1,356	1,356	1,356	-	5,424	1,085	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	62,022	29,384	64,270	△ 3,503	23,296	175,469	35,094	23,344	23,594	23,095	22,597	-	92,630	18,526	

〔賃借料〕 (単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
道路占用料	180,414	185,500	197,589	199,040	219,903	982,446	196,489	196,489	196,489	196,489	196,489	196,489	982,445	196,489	
水面使用料	4,019	4,037	4,087	4,131	4,349	20,623	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	4,125	20,625	4,125	
線路使用料	63,397	57,109	71,216	37,091	58,631	287,444	57,489	57,489	57,489	57,489	57,489	57,489	287,445	57,489	
電柱敷地料	272,111	267,296	269,589	274,802	302,070	1,385,868	277,174	277,174	277,174	277,174	277,174	277,174	1,385,870	277,174	
線下補償料	705,541	706,058	720,010	739,527	741,926	3,613,062	722,612	722,612	722,612	722,612	722,612	722,612	3,613,060	722,612	
河敷料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
占用関係借地料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	1,225,482	1,220,000	1,262,491	1,254,591	1,326,879	6,289,443	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	1,257,889	6,289,445	1,257,889	

〔諸費〕															(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
受益者負担金	382	133	131	－	－	646	129	129	129	129	129	129	645	129		
推進機関の会費（特別会費を含む）	47,400	49,911	66,807	81,931	91,399	337,448	67,490	71,167	71,167	71,167	71,167	71,167	355,810	71,162		
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	9,167	9,167	1,833	57,570	57,595	58,401	58,855	59,311	291,732	58,346		
合計	47,782	50,044	66,938	81,931	100,566	347,261	69,452	128,866	128,891	129,697	130,151	130,607	648,212	129,642		

〔貸倒損〕															(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考	
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均		
貸倒引当額	117	170	△ 423	△ 37	1,901	1,728	346	126	126	126	126	126	630	126	貸方場合は▲表示で記載	
貸倒損発生額	591	866	899	2,472	4,729	9,557	1,911	3,632	3,632	3,632	3,634	3,634	18,164	3,633		
合計	708	1,036	476	2,435	6,630	11,285	2,257	3,758	3,758	3,758	3,760	3,760	18,794	3,759		

〔振替損失調整額〕														(単位：千円)	
	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
振替損失電力量（千kWh）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
振替損失調整額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

〔インバランス収支過不足額〕	
参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	△ 188,469

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
インバランス収支過不足額	256,997	314,636	288,280	△ 887,786	△ 148,354	△ 176,227	△ 35,245	-	-	-	-	-	-	-	貸方場合は▲表示で記載
「参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額」に係る回収・還元調整額								135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	・貸方場合は▲表示で記載 ・規制期間には2022年度の収支額866,191千円を含めている
合計								135,544	135,544	135,544	135,545	135,545	677,722	135,544	

(4) 第6条第3項第8号関係

[調整力の確保に要する費用]

(単位：千円)

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	(実績)	5ヶ年計	5ヶ年平均	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	(想定)	5ヶ年計	5ヶ年平均	
法第二十八条の四十第一項第五号に規定する推進機関の業務に応じて供給能力を確保するために要する費用（将来の一定期間における需要に対する供給力が不足することが明らかになった後に推進機関が実施する入札等に係る費用を除く。）	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
その発電等設備以外の発電等設備の発電又は放電に係る電気を受電することなく発電し、又は放電することができる発電等設備等の調達に係る費用	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	
電気の電圧の値の維持の用に供するための発電等設備等の調達に係る費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
最終保障供給に係る利益又は損失	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	貸方場合は▲表示で記載
合計	26,206	21,376	19,897	25,728	27,062	120,269	24,054	238,213	222,845	223,935	228,069	208,861	1,121,923	224,385	

第7表
事後検証費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
託送料 ※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
補償費	60,840	17,201	7,008	3,685	74,586	163,320	32,664	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	
事業者間精算費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	1,417,452	283,490	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	
調整力の確保に要する費用 ※3	4,181,064	4,395,783	3,902,301	6,708,749	6,294,519	25,482,416	5,096,483	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	申請には、2023年度分について、直近で承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と公募結果との差額129,449千円を反映している
発電抑制に要する費用 ※4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
事後検証費用計	4,444,577	5,145,765	4,228,559	6,964,286	6,280,001	27,063,188	5,412,638	7,114,636	10,178,909	8,934,158	9,684,290	8,455,676	44,367,669	8,873,534	

(記載注意)

※1：連系線の増強等に係る費用に限る。

※2：災害等扶助交付金を含む。

※3：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第5条及び第6条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。

※4：送配電線1回線、変圧器1台又は発電機1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

《項目別明細表》

(1) 第7条第3項第1号関係

[託送料]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(何)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

[事業者間精算費]

(単位：千円)

		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
北海道電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
東北電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
東京電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
中部電力パワーグリッド	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
北陸電力送配電	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
関西電力送配電	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
中国電力ネットワーク	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
四国電力送配電	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
九州電力送配電	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	電力量 (千kWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	電力量料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

(2) 第7条第3項第2号関係

[補償費]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
定期的補償費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
臨時的補償費	37,351	-	-	-	5,832	43,183	8,637	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	5,830	1,166	
損害賠償費	23,489	17,201	7,008	3,685	68,754	120,137	24,027	10,906	10,906	10,906	10,906	10,908	54,532	10,906	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	60,840	17,201	7,008	3,685	74,586	163,320	32,664	12,072	12,072	12,072	12,072	12,074	60,362	12,072	

(3) 第7条第3項第3号関係

[震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
委託費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
修繕費	202,673	732,781	319,250	251,852	130,187	1,636,743	327,349	327,349	327,349	327,349	327,349	327,349	1,636,745	327,349	
固定資産除却費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
災害等扶助交付金	-	-	-	-	△ 219,291	△ 219,291	△ 43,858	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 130,940	△ 654,700	△ 130,940	▲表示で記載
(何)															
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	1,417,452	283,490	196,409	196,409	196,409	196,409	196,409	982,045	196,409	

[震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用]過去10年間の実績額

(単位：千円)

	2012年度 (実績)	2013年度 (実績)	2014年度 (実績)	2015年度 (実績)	2016年度 (実績)	参照期間		2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						10ヶ年計	10ヶ年平均	
委託費	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	
修繕費	630,297	103,015	320,056	297,751	109,364			202,673	732,781	319,250	251,852	130,187	3,097,226	309,723	
固定資産除却費	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	
災害等扶助交付金	-	-	-	-	-			-	-	-	-	△ 219,291	△ 219,291	△ 21,929	▲表示で記載
(何)															
その他	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	
合計	630,297	103,015	320,056	297,751	109,364			202,673	732,781	319,250	251,852	△ 89,104	2,877,935	287,794	

(4) 第7条第3項第4号関係

[調整力の確保に要する費用]

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
一般送配電事業者が、電気の周波数の値の維持及びインバランスを調整するための指令をすることができる調整電源等を公募により調達するのに要する費用	3,443,850	3,776,079	3,600,268	4,291,335	4,096,306	19,207,838	3,841,568	3,606,327	5,658,866	5,296,348	5,495,462	4,904,990	24,961,993	4,992,399	2023年度分について、直近で承認を受けた収入の見通しの算定時における想定値と公募結果との差額129,449千円を反映している
一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用	737,214	619,704	302,033	2,417,414	2,198,213	6,274,578	1,254,916	3,299,828	4,311,562	3,429,329	3,980,347	3,342,203	18,363,269	3,672,654	
一般送配電事業者が、調整電源等を帯給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
合計	4,181,064	4,395,783	3,902,301	6,708,749	6,294,519	25,482,416	5,096,483	6,906,155	9,970,428	8,725,677	9,475,809	8,247,193	43,325,262	8,665,052	

第 8 表

次世代投資費用明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
減価償却費	2,363	2,187	3,201	4,227	29,387	41,365	8,273	45,712	222,224	353,960	915,635	971,213	2,508,744	501,749	
固定資産税	106	98	90	159	148	601	120	2,193	1,623	5,707	11,127	23,348	43,998	8,800	
研究費	6,468	4,100	1,337	1,392	2,083	15,380	3,076	7,784	7,784	7,784	7,784	2,336	33,472	6,694	
委託費	-	-	-	-	-	-	-	256,159	102,627	43,649	199,040	200,611	802,086	160,417	
諸費	-	-	-	-	-	-	-	46,037	76,192	105,740	106,898	110,173	445,040	89,008	
消耗品費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,696	36,738	72,434	14,487	
固定資産除却費	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
修繕費	-	-	-	-	-	-	-	386,170	410,564	767,448	1,298,158	1,298,079	4,160,419	832,084	
(何)															
その他	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
次世代投資計	8,937	6,385	4,628	5,778	31,618	57,346	11,469	744,055	821,014	1,284,288	2,574,338	2,642,498	8,066,193	1,613,239	

第9表
事業報酬明細表

(単位：千円)

		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考					
							5ヶ年計	5ヶ年平均						
特	定	固	定	資	産	222,869,391	236,218,056	241,537,618	253,500,301	257,825,155	1,211,950,521	242,390,104		
建	設	中	の	資	産	9,316,233	9,442,949	11,404,568	10,726,389	12,153,042	53,043,181	10,608,636		
特		定	投	資		-	-	-	-	-	-	-		
運 転 資 本	営	業	資	本		4,678,532	4,631,303	4,540,914	4,699,360	4,523,181	23,073,290	4,614,658		
	貯		蔵	品		2,633,623	2,700,094	2,750,662	2,822,176	2,694,210	13,600,765	2,720,153		
	計					7,312,155	7,331,397	7,291,576	7,521,536	7,217,391	36,674,055	7,334,811		
繰	延	償	却	資	産	-	-	-	-	-	-	-		
レ	ー	ト	ベ	ー	ス	計	235,091,402	248,586,025	255,827,385	267,341,849	272,789,211	1,279,635,872	255,927,174	レートベースより任意積立金の一部（△22,031,885千円）を控除している
報			酬		率	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%		
事	業		報	酬	計	3,526,371	3,728,790	3,837,411	4,010,127	4,091,838	19,194,537	3,838,907		

第 1 0 表

追加事業報酬明細表

(単位：千円)

	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追 加 事 業 報 酬 額	-	-	-	-	-	-	-	
追 加 事 業 報 酬 計	-	-	-	-	-	-	-	

第 1 1 表

追加事業報酬対象額明細表

(単位：千円)

	設備名称	区間	2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特 定 固 定 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
特 定 固 定 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
特 定 固 定 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
建 設 中 の 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
建 設 中 の 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
建 設 中 の 資 産	(何)	(何)	-	-	-	-	-	-	-	
合 計			-	-	-	-	-	-	-	

第12表
控除収益明細表

(単位：千円)

	2017年度 (実績)	2018年度 (実績)	2019年度 (実績)	2020年度 (実績)	2021年度 (実績)	参照期間		2023年度 (想定)	2024年度 (想定)	2025年度 (想定)	2026年度 (想定)	2027年度 (想定)	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
地帯間販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
地帯間販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社販売送電料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
他社販売電源料	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
託送収益※1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
事業者間精算収益	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	▲表示で記載
電気事業雑収益※2	△ 676,135	△ 905,952	△ 698,084	△ 1,192,592	△ 909,609	△ 4,382,372	△ 876,474	△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	-827,249	▲表示で記載
預金利息	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	△0	▲表示で記載
控除収益計	△ 676,135	△ 905,952	△ 698,084	△ 1,192,592	△ 909,609	△ 4,382,372	△ 876,474	△ 909,116	△ 772,833	△ 859,597	△ 922,392	△ 672,307	△ 4,136,245	△ 827,249	

(記載注意)

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第3条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

4 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則の 規定に基づいて作成した書類

7部門整理表（その1）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電費			送電費		
	計	固 有	一 般	計	固 有	一 般	計	固 有	一 般	計	固 有	一 般
役員給与	0	0	0	66,178	0	66,178	0	0	0	67,278	0	67,278
給料手当	0	0	0	3,324,119	2,481,078	843,041	0	0	0	3,156,932	2,299,875	857,057
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	-32,857	-24,725	-8,132	0	0	0	-244,474	-236,207	-8,267
退職給与金	0	0	0	235,084	0	235,084	0	0	0	238,992	0	238,992
厚生費	0	0	0	536,789	400,379	136,410	0	0	0	509,820	371,142	138,678
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	478,714	410,562	68,152	0	0	0	95,157	25,872	69,285
燃料費	0	0	0	85,730,003	85,730,003	0	0	0	0	0	0	0
減価償却費	0	0	0	329,789	329,789	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,151,978	1,076,076	75,902	624	624	0	136,947	29,372	107,575
修繕費	0	0	0	12,448,338	12,442,320	6,018	302,400	302,400	0	2,483,525	2,462,907	20,618
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	16	0	16	0	0	0	150	150	0
貸借料	0	0	0	177,817	79,869	97,948	1,113	1,113	0	6,449,045	5,090,395	1,358,650
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	0	0	0	2,348,737	2,061,030	287,707	103,006	103,006	0	1,593,997	1,144,019	449,978
損害保険料	0	0	0	11,200	9,673	1,527	1,231	1,231	0	35,773	33,952	1,821
普及開発関係費	0	0	0	35,238	0	35,238	0	0	0	22,972	0	22,972
養成費	0	0	0	20,960	0	20,960	0	0	0	22,003	0	22,003
研究費	0	0	0	22,214	0	22,214	0	0	0	515,149	0	515,149
諸費	0	0	0	281,928	127,702	154,226	2,841	2,841	0	681,601	163,880	517,721
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	0	0	0	639,915	633,447	6,468	19,042	19,042	0	2,595,784	2,583,585	12,199
雑税	0	0	0	12,255	2,499	9,756	113	113	0	9,321	2,986	6,335
減価償却費	0	0	0	9,258,570	9,199,662	58,908	682,291	682,291	0	17,635,252	17,524,143	111,109
固定資産除却費	0	0	0	2,425,250	2,424,066	1,184	133,336	133,336	0	2,533,132	2,530,898	2,234
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-6,620	0	-6,620	-238	0	-238	-20,899	0	-20,899
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-26,041	0	-26,041	0	0	0	-16,975	0	-16,975
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	10,798	0	10,798	389	0	389	34,089	0	34,089
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	0	0	0	672,108	0	672,108	0	0	0	438,112	0	438,112
電気事業報酬	0	0	0	1,980,394	0	1,980,394	17,286	0	17,286	5,043,197	0	5,043,197
合計	0	0	0	122,132,874	117,383,430	4,749,444	1,263,434	1,245,997	17,437	44,015,880	34,026,969	9,988,911

（記載注意）

- 1 固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。
- 2 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
- 注 1 該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
- 2 記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
- 3 火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第3（第8条関係）

7部門整理表（その2）

	変電費			配電費			販売費			合 計	(単位：千円) 帰属方法別 (%)			
	計	固 有		計	固 有		計	固 有			計	直 課	活動 帰属 基準	配 賦 基 準
		一 般	一 般		一 般	一 般								
役員給与	69,485	0	69,485	270,226	0	270,226	201,841	0	201,841	675,008	0.0	100.0	0.0	
給料手当	3,256,923	2,371,747	885,176	12,671,863	9,229,446	3,442,417	9,533,580	6,962,323	2,571,257	31,943,417	73.1	26.9	0.0	
給料手当振替額（貸方）	-159,405	-150,867	-8,538	-652,948	-619,742	-33,206	-49,339	-24,536	-24,803	-1,139,023	92.7	7.3	0.0	
退職給与金	246,833	0	246,833	959,925	0	959,925	717,001	0	717,001	2,397,835	0.0	100.0	0.0	
厚生費	525,969	382,741	143,228	2,046,411	1,489,403	557,008	1,539,593	1,123,545	416,048	5,158,582	73.0	27.0	0.0	
委託検針費	0	0	0	261,614	261,614	0	0	0	0	261,614	100.0	0.0	0.0	
委託集金費	0	0	0	0	0	0	71,021	71,021	0	71,021	100.0	0.0	0.0	
雑給	111,358	39,799	71,559	480,530	202,242	278,288	537,608	329,745	207,863	1,703,367	59.2	40.8	0.0	
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,730,003	100.0	0.0	0.0	
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329,789	100.0	0.0	0.0	
消耗品費	137,709	26,607	111,102	889,510	457,438	432,072	588,040	265,311	322,729	2,904,808	63.9	36.1	0.0	
修繕費	2,334,390	2,326,307	8,083	36,588,545	36,381,856	206,689	339,830	0	339,830	54,497,028	99.3	0.0	0.7	
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
補償費	0	0	0	60,046	60,045	1	172	172	0	60,384	100.0	0.0	0.0	
貸借料	1,250,521	509,312	741,209	6,879,862	2,407,036	4,472,826	1,546,106	0	1,546,106	16,304,464	49.7	0.0	50.3	
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
委託費	1,213,461	851,422	362,039	15,159,267	11,094,079	4,065,188	8,506,347	7,145,187	1,361,160	28,924,815	77.9	0.0	22.1	
損害保険料	14,033	13,318	715	21,656	20,554	1,102	0	0	0	83,893	93.8	0.0	6.2	
普及開発関係費	15,887	0	15,887	92,148	0	92,148	5,542	3,418	2,124	171,787	21.8	0.0	78.2	
養成費	22,724	0	22,724	88,379	0	88,379	38,956	0	38,956	193,022	0.0	0.0	100.0	
研究費	1,896	0	1,896	248,078	0	248,078	29,971	0	29,971	817,308	0.0	0.0	100.0	
諸費	215,030	47,807	167,223	2,482,761	1,540,673	942,088	1,748,467	1,461,789	286,678	5,412,628	73.8	0.0	26.2	
貸倒損	0	0	0	0	0	0	53,247	53,247	0	53,247	100.0	0.0	0.0	
固定資産税	1,564,460	1,559,678	4,782	4,501,707	4,379,416	122,291	148,082	0	148,082	9,468,990	97.7	0.0	2.3	
雑税	21,628	6,922	14,706	14,208	4,549	9,659	192,475	82,026	110,449	250,000	39.6	0.0	60.4	
減価償却費	13,593,176	13,549,623	43,553	18,375,119	17,261,303	1,113,816	2,195,575	0	2,195,575	61,739,983	96.8	0.0	3.2	
固定資産除却費	2,198,795	2,197,919	876	2,765,507	2,743,110	22,397	164,021	0	164,021	10,220,041	99.6	0.0	0.4	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
建設分担関連費振替額（貸方）	-14,116	0	-14,116	-23,024	0	-23,024	-348	0	-348	-65,245	0.0	100.0	0.0	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-11,740	0	-11,740	-42,994	0	-42,994	-4,892	0	-4,892	-102,642	0.0	0.0	100.0	
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
社債発行費	23,024	0	23,024	37,553	0	37,553	0	0	0	105,853	0.0	100.0	0.0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	
法人税等	303,006	0	303,006	1,109,637	0	1,109,637	126,257	0	126,257	2,649,120	0.0	0.0	100.0	
電気事業報酬	3,786,812	0	3,786,812	7,979,626	0	7,979,626	387,222	0	387,222	19,194,537	100.0	0.0	0.0	
合	30,721,859	23,732,335	6,989,524	113,265,212	86,913,022	26,352,190	28,616,375	17,473,248	11,143,127	340,015,634	89.1	4.3	6.6	

（記載注意）

- 1 固有の欄には第8条第2項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第8条第3項又は第5項で整理された金額を記載すること。
- 2 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
- 注 1 該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
- 2 記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
- 3 火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第4（第10条関係）

送配電関連費整理表（その1）

（単位：千円）

	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	配電用変電 サービス費
		水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等 発電費分				
役員給与	66,178	0	66,178	0		67,278	18,377	51,108
給料手当	3,324,119	0	3,324,119	0		3,156,932	861,391	2,395,532
給料手当振替額（貸方）	-32,857	0	-32,857	0		-244,474	-42,159	-117,246
退職給与金	235,084	0	235,084	0		238,992	65,282	181,551
厚生年金費	536,789	0	536,789	0		509,820	139,108	386,861
委託検査針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	478,714	0	478,714	0		95,157	29,452	81,906
燃料費	85,730,003	0	85,730,003	0		0	0	0
廃棄物処理費	329,789	0	329,789	0		0	0	0
消耗品費	1,152,602	0	1,151,978	624		136,947	36,421	101,288
修繕雑用費	12,750,738	0	12,448,338	302,400		2,483,525	1,100,221	1,234,169
水利使用料	0	0	0	0		0	0	0
補償費	16	0	16	0		150	0	0
賃借料	178,930	0	177,817	1,113		6,449,045	589,383	661,138
託送料	0	0	0	0		0	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0		0	0	0
委託託費	2,451,743	0	2,348,737	103,006		1,593,997	571,916	641,545
損害保険料	12,431	0	11,200	1,231		35,773	1,002	13,031
普及開発関係費	35,238	0	35,238	0		22,972	4,202	11,685
養成費	20,960	0	20,960	0		22,003	6,010	16,714
研究費	22,214	0	22,214	0		515,149	501	1,395
諸費	284,769	0	281,928	2,841		681,601	56,871	158,159
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	658,957	0	639,915	19,042		2,595,784	413,768	1,150,692
雑税	12,368	0	12,255	113		9,321	5,720	15,908
減価償却費	9,940,861	0	9,258,570	682,291		17,635,252	3,595,123	9,998,053
固定資産除却費	2,558,586	0	2,425,250	133,336		2,533,132	581,537	1,617,258
共有設備費等分担額	0	0	0	0		0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0		0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	13,014,284	0	0	13,014,284	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	36,865	0		36,865				
建設分担関連費振替額（貸方）	-6,858	0	-6,620	-238		-20,899	-3,733	-10,383
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-26,041	0	-26,041	0		-16,975	-3,105	-8,635
開発費	0	0	0	0		0	0	0
開発費償却	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費	11,187	0	10,798	389		34,089	6,089	16,935
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	672,108	0	672,108	0		438,112	80,139	222,867
電気事業報酬	1,997,680	0	1,980,394	17,286		5,043,197	984,838	2,801,974
自社アンシラリーサービス費					44,892,338			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	136,447,457	0	122,132,874	14,314,583	44,892,338	44,015,880	9,098,354	21,623,505

（記載注意）

- 1 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
- 2 自社アンシラリーサービス費の欄には、第8条第1項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
- 3 その他は、様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第4（第10条関係）

送配電関連費整理表（その2）

							(単位：千円)		
	低圧配電費	高圧配電費	需要家費	給電費	一般販売費	合 計	帰属方法別（％）		
							直課	活動 帰属 基準	配賦 基準
役員給与	37,841	159,370	170,957	82,723	21,176	675,008	2.9	57.6	39.5
給料手当振替額（貸方）	1,774,492	7,473,434	8,050,056	3,907,247	1,000,214	31,943,417	17.9	43.0	39.1
退職給与金	-91,435	-385,086	-200,369	-20,221	-5,176	-1,139,023	23.3	20.9	55.8
厚生年金費	134,422	566,131	607,293	293,856	75,224	2,397,835	2.9	57.6	39.5
委託検査針費	286,567	1,206,904	1,300,019	630,988	161,526	5,158,582	17.9	43.0	39.1
委託集金費	0	0	261,614	0	0	261,614	100.0	0.0	0.0
雑	0	0	71,021	0	0	71,021	100.0	0.0	0.0
燃料費	67,291	283,400	390,710	220,334	56,403	1,703,367	28.7	44.2	27.1
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	85,730,003	100.0	0.0	0.0
消耗品費	0	0	0	0	0	329,789	100.0	0.0	0.0
修繕費	124,562	524,602	479,757	286,724	61,905	2,904,808	43.5	29.4	27.1
水利使用料	4,522,375	19,046,390	13,072,344	281,566	5,700	54,497,028	52.2	4.5	43.3
補償費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
貸借料	11,522	48,524	29	137	6	60,384	0.4	0.0	99.6
託送材料	1,320,108	5,559,754	1,156,542	244,639	144,925	16,304,464	33.8	7.4	58.8
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
委託問精算費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
損害保険料	1,668,560	7,027,290	12,339,145	2,342,035	288,584	28,924,815	45.7	0.0	54.3
普及開発関係費	4,155	17,501	0	0	0	83,893	53.5	0.0	46.5
養成費	12,904	54,346	24,898	0	5,542	171,787	3.2	0.0	96.8
研究費	12,376	52,123	42,783	15,966	4,087	193,022	2.0	30.6	67.4
諸費	47,601	200,477	14,543	12,283	3,145	817,308	0.4	0.0	99.6
貸倒損	347,671	1,464,248	1,070,779	760,315	588,315	5,412,628	31.9	12.4	55.7
固定資産税	0	0	0	0	53,247	53,247	100.0	0.0	0.0
雑税	785,425	3,307,887	439,495	113,610	3,372	9,468,990	35.1	21.5	43.4
減価償却費	1,990	8,379	97,237	78,884	20,193	250,000	9.8	0.0	90.2
固定資産除却費	3,205,956	13,502,172	1,950,246	1,881,606	30,714	61,739,983	47.0	25.7	27.3
共有設備費等分担額	482,505	2,032,115	256,583	157,708	617	10,220,041	51.3	24.1	24.6
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	13,014,284	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
非化石証書購入費						36,865			
建設分担関連費振替額（貸方）	-4,017	-16,918	-2,258	-143	-36	-65,245	0.0	67.4	32.6
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-6,021	-25,356	-13,991	-2,005	-513	-102,642	0.5	0.0	99.5
開発費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
社債発行費	6,552	27,594	3,407	0	0	105,853	0.0	64.5	35.5
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
法人税等	155,387	654,426	361,090	51,745	13,246	2,649,120	0.5	0.0	99.5
電気事業報酬	1,385,478	5,835,067	893,218	222,575	30,510	19,194,537	100.0	0.0	0.0
自社アンシラリーサービス費						44,892,338			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
合 計	16,294,267	68,624,774	42,837,148	11,562,472	2,562,926	397,959,121	64.9	11.0	24.1

（記載注意）

1 帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第2において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2 自社アンシラリーサービス費の欄には、第8条第1項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3 その他は、様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5（第11条関連）

送配電関連費明細表（その1）

（単位：千円）

	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		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分			計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変										
役員給与	0	0	0	66,178	66,178	0	0	0	0				67,278	67,278	0	18,377	18,377	0	
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	3,324,119	3,324,119	0	0	0	0				3,156,932	3,156,932	0	861,391	861,391	0	
退職給付金	0	0	0	-32,857	-32,857	0	0	0	0				-244,474	-244,474	0	-42,159	-42,159	0	
厚生費	0	0	0	235,084	235,084	0	0	0	0				238,992	238,992	0	65,282	65,282	0	
委託検針費	0	0	0	536,789	536,789	0	0	0	0				509,820	509,820	0	139,108	139,108	0	
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
雑料給	0	0	0	478,714	478,714	0	0	0	0				95,157	95,157	0	29,452	29,452	0	
燃料費	0	0	0	85,730,003	0	85,730,003	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
廃棄物処理費	0	0	0	329,789	0	329,789	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
消耗品費	0	0	0	1,151,978	575,989	575,989	624	312	312				136,947	68,474	68,473	36,421	18,211	18,210	
修繕費	0	0	0	12,448,338	12,448,338	0	302,400	302,400	0				2,483,525	2,483,525	0	1,100,221	1,100,221	0	
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
補償費	0	0	0	16	16	0	0	0	0				150	150	0	0	0	0	
貸借料	0	0	0	177,817	177,817	0	1,113	1,113	0				6,449,045	6,449,045	0	589,383	589,383	0	
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
委託費	0	0	0	2,348,737	2,348,737	0	103,006	103,006	0				1,593,997	1,593,997	0	571,916	571,916	0	
損害保険料	0	0	0	11,200	11,200	0	1,231	1,231	0				35,773	35,773	0	1,002	1,002	0	
普及関係費	0	0	0	35,238	35,238	0	0	0	0				22,972	22,972	0	4,202	4,202	0	
養成費	0	0	0	20,960	20,960	0	0	0	0				22,003	22,003	0	6,010	6,010	0	
研究費	0	0	0	22,214	22,214	0	0	0	0				515,149	515,149	0	501	501	0	
諸費	0	0	0	281,928	281,928	0	2,841	2,841	0				681,601	681,601	0	56,871	56,871	0	
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
固定資産税	0	0	0	639,915	639,915	0	19,042	19,042	0				2,595,784	2,595,784	0	413,768	413,768	0	
雑税	0	0	0	12,255	12,255	0	113	113	0				9,321	9,321	0	5,720	5,720	0	
減価償却費	0	0	0	9,258,570	9,258,570	0	682,291	682,291	0				17,635,252	17,635,252	0	3,595,123	3,595,123	0	
固定資産除却費	0	0	0	2,425,250	2,425,250	0	133,336	133,336	0				2,533,132	2,533,132	0	581,537	581,537	0	
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	13,014,284	0	13,014,284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
非化石証書購入費	0	0	0				36,865	0	36,865										
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-6,620	-6,620	0	-238	-238	0				-20,899	-20,899	0	-3,733	-3,733	0	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	-26,041	-26,041	0	0	0	0				-16,975	-16,975	0	-3,105	-3,105	0	
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
社債発行費	0	0	0	10,798	10,798	0	389	389	0				34,089	34,089	0	6,089	6,089	0	
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	
法人税等	0	0	0	672,108	672,108	0	0	0	0				438,112	438,112	0	80,139	80,139	0	
電気事業報酬	0	0	0	1,980,394	1,980,394	0	17,286	17,286	0				5,043,197	5,043,197	0	984,838	984,838	0	
自社アンシラリーサービス費										44,892,338	26,529,069	18,363,269							
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
合計	0	0	0	122,132,874	35,497,093	86,635,781	14,314,583	1,263,122	13,051,461	44,892,338	26,529,069	18,363,269	44,015,880	43,947,407	68,473	9,098,354	9,080,144	18,210	

（記載注意）

様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5（第11条関連）

送配電関連費明細表（その2）

（単位：千円）

				配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要 家 費	合 計
				計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	51,108	51,108	0	37,841	37,841	0	159,370	159,370	0	82,723	82,723	0	170,957	653,832			
給料手当	2,395,532	2,395,532	0	1,774,492	1,774,492	0	7,473,434	7,473,434	0	3,907,247	3,907,247	0	8,050,056	30,943,203			
給料手当振替額（貸方）	-117,246	-117,246	0	-91,435	-91,435	0	-385,086	-385,086	0	-20,221	-20,221	0	-200,369	-1,133,847			
退職給与金	181,551	181,551	0	134,422	134,422	0	566,131	566,131	0	293,856	293,856	0	607,293	2,322,611			
厚生年金費	386,861	386,861	0	286,567	286,567	0	1,206,904	1,206,904	0	630,988	630,988	0	1,300,019	4,997,056			
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	261,614	261,614			
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71,021	71,021			
雑料給	81,906	81,906	0	67,291	67,291	0	283,400	283,400	0	220,334	220,334	0	390,710	1,646,964			
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,730,003			
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329,789			
消耗品費	101,288	50,644	50,644	124,562	62,281	62,281	524,602	262,301	262,301	286,724	143,362	143,362	479,757	2,842,903			
修繕費	1,234,169	1,234,169	0	4,522,375	4,522,375	0	19,046,390	19,046,390	0	281,566	281,566	0	13,072,344	54,491,328			
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
補償費	0	0	0	11,522	11,522	0	48,524	48,524	0	137	137	0	29	60,378			
貸借料	661,138	661,138	0	1,320,108	1,320,108	0	5,559,754	5,559,754	0	244,639	244,639	0	1,156,542	16,159,539			
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託費	641,545	641,545	0	1,668,560	1,668,560	0	7,027,290	7,027,290	0	2,342,035	2,342,035	0	12,339,145	28,636,231			
損害保険料	13,031	13,031	0	4,155	4,155	0	17,501	17,501	0	0	0	0	0	83,893			
普及開発関係費	11,685	11,685	0	12,904	12,904	0	54,346	54,346	0	0	0	0	24,898	166,245			
養成費	16,714	16,714	0	12,376	12,376	0	52,123	52,123	0	15,966	15,966	0	42,783	188,935			
研究費	1,395	1,395	0	47,601	47,601	0	200,477	200,477	0	12,283	12,283	0	14,543	814,163			
諸費	158,159	158,159	0	347,671	347,671	0	1,464,248	1,464,248	0	760,215	760,215	0	1,070,779	4,824,313			
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
固定資産税	1,150,692	1,150,692	0	785,425	785,425	0	3,307,887	3,307,887	0	113,610	113,610	0	439,495	9,465,618			
減価償却税	15,908	15,908	0	1,990	1,990	0	8,379	8,379	0	78,884	78,884	0	97,237	229,807			
雑価償却費	9,998,053	9,998,053	0	3,205,956	3,205,956	0	13,502,172	13,502,172	0	1,881,606	1,881,606	0	1,950,246	61,709,269			
固定資産除却費	1,617,258	1,617,258	0	482,505	482,505	0	2,032,115	2,032,115	0	157,708	157,708	0	256,583	10,219,424			
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,014,284			
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
非化石証書購入費														36,865			
建設分担関連費振替額（貸方）	-10,383	-10,383	0	-4,017	-4,017	0	-16,918	-16,918	0	-143	-143	0	-2,258	-65,209			
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-8,635	-8,635	0	-6,021	-6,021	0	-25,356	-25,356	0	-2,005	-2,005	0	-13,991	-102,129			
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
社債発行費	16,935	16,935	0	6,552	6,552	0	27,594	27,594	0	0	0	0	3,407	105,853			
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
法人税等	222,867	222,867	0	155,387	155,387	0	654,426	654,426	0	51,745	51,745	0	361,090	2,635,874			
電気事業報酬	2,801,974	2,801,974	0	1,385,478	1,385,478	0	5,835,067	5,835,067	0	222,575	222,575	0	893,218	19,164,027			
自社アンシラリーサービス費														44,892,338			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
合	計	21,623,505	21,572,861	50,644	16,294,267	16,231,986	62,281	68,624,774	68,362,473	262,301	11,562,472	11,419,110	143,362	42,837,148	395,396,195		

（記載注意）

様式第3の注1から3までと同様とすること。

様式第5の2（第11条の2関係）

発電側比率整理表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力 (10 ³ kW)	発電側比率 (%)
① (10 ³ kW)	② (10 ³ kW)		
24,300	28,228	60,113	27.5%

（記載注意）
1 発電側の延契約電力①に関しては、第11条の2第1項第1号の規定により算定された値から同項第2号及び第3号の規定により算定された値を合計して得た値を差し引いた値を、同②に関しては、同項第1号の規定により算定された値から同項第3号の規定により算定された値を差し引いた値を記載すること。
2 需要側の延契約電力に関しては、第11条の2第1項第4号の値を記載すること。

（注）上記の発電側の延契約電力は2024年度から2027年度、需要側の延契約電力は2023年度から2027年度における各年度の平均値。

様式第 5 の 3 （第 1 1 条の 3 関係）

送配電関連固定費整理表

(単位 千円)

発電側送配電関連固定費		需要側送配電関連固定費		
総送電費	受電用変電サービス費	総送電費	受電用変電サービス費	その他
9,670,891	1,992,583	34,276,516	7,087,561	180,875,714

(記載注意)

- 1 様式第 3 の注 1 及び 2 と同様とすること。
- 2 その他に関しては、需要側送配電関連固定費のうち、総送電費及び受電用変電サービス費以外の合計した値を記載すること。

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。

様式第7（第24条関係）

送配電関連費発電及び三需要種別計算表

（単位：千円）

需 要 種 別 等			固定費			可変費			需要家費			合 計		
			計			計			計			計		
				固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
需 要 側	特 別 高 圧 需 要		9, 404, 768	16, 586, 757	-7, 181, 989	19, 767, 919	20, 855, 227	-1, 087, 308	106, 554	104, 815	1, 739	29, 279, 241	37, 546, 799	-8, 267, 558
	高 圧 需 要		53, 583, 951	69, 703, 858	-16, 119, 907	40, 457, 831	42, 780, 663	-2, 322, 832	711, 256	699, 666	11, 590	94, 753, 038	113, 184, 187	-18, 431, 149
	低 圧 需 要		116, 128, 344	135, 949, 176	-19, 820, 832	51, 775, 692	55, 019, 892	-3, 244, 200	42, 729, 012	42, 032, 667	696, 345	210, 633, 048	233, 001, 735	-22, 368, 687
	発電側		11, 663, 474	11, 663, 474	0							11, 663, 474	11, 663, 474	0

（記載注意）

- 1 需要側の固有の欄には第13条第2項で整理された固有固定費、固有可変費及び固有需要家費を、追加の欄には、第23条で整理された総追加固定費、総追加可変費及び総追加需要家費を記載すること。
固定費に係る発電側の固有の欄には第11条の3第1項で抽出された発電側送配電関連固定費を、追加の欄には、第22条の2第2項で整理された追加発電側送配電関連固定費を記載すること。
- 2 特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要の＜＞内には、賠償負担金相当金、廃炉円滑化負担金相当として第15条第2項で整理された追加可変費を内数として記載すること。
- 3 その他は、様式第3の注2と同様とすること。

様式第7の2(第25条関係)

発電側託送供給料金割引額設定表

単位(千円、10kW)

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								
発電側送配電関連原価等のうち、基幹系統分	当該基幹系統分のうち、半額	割引額 (円/kW・月)	発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち					
			計			計の半額	割引額 (円/kW・月)	割引額の半額 (円/kW・月)
				減価償却費	電気事業報酬			
2,848,464	1,424,232	15.004	1,469,910	1,143,034	326,876	734,955	7.743	3.872
			割引額の四半の額 (円/kW・月)					
			1.936					

特別高圧系統の設備投資の効率化に資するものである場合							
発電側送配電関連原価等のうち、特別高圧系統分	当該特別高圧系統分の半額	割引額 (円/kW・月)	発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分のうち				
			計			計の半額	割引額 (円/kW・月)
				減価償却費	電気事業報酬		
8,815,010	4,407,505	46.433	4,520,689	3,521,060	999,629	2,260,345	23.813

(記載注意)
様式第3の注1及び2と同様とすること。

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：千円）

需 要 種 別 等			固定費	可変費	需要家費	合計	販売電力量又は発電電等量 (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。