託送供給等約款変更届出書

2026年９月11日

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款変更届出書

契託制第５号
2026年９月11日

経済産業大臣　赤澤　亮正　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　今　村　　弘

電気事業法第18条第５項の規定により，次のとおり託送供給等約款を変更したので届け出ます。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	2026年11月１日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

2026年11月１日 実施

九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託 送 供 給 等 約 款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ - 1

1　適　　用 …… Ⅰ - 1

2　託送供給等約款の届出および変更 …… Ⅰ - 2

3　定　　義 …… Ⅰ - 2

4　代表契約者の選任 …… Ⅰ - 9

5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ - 10

6　単位および端数処理 …… Ⅰ - 10

7　実 施 細 目 …… Ⅰ - 11

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ - 1

8　契 約 の 要 件 …… Ⅱ - 1

9　検討および契約の申込み …… Ⅱ - 7

10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ - 18

11　託送供給等の開始 …… Ⅱ - 19

12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ - 20

13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ - 20

14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ - 22

15　供給および契約の単位 …… Ⅱ - 25

16　承 諾 の 限 界 …… Ⅱ - 30

17　契約書の作成 …… Ⅱ - 31

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ - 1

18　料　　金 …… Ⅲ - 1

19　接続送電サービス …… Ⅲ - 3

20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ - 38

21　予備送電サービス　……………………………………　Ⅲ - 51
22　系統連系受電サービス　…………………………………　Ⅲ - 53
23　発電量調整受電計画差対応電力　……………………　Ⅲ - 58
24　接続対象計画差対応電力　………………………………　Ⅲ - 60
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力　………………　Ⅲ - 61
26　給電指令時補給電力　……………………………………　Ⅲ - 62

Ⅳ　料金の算定および支払い　…………………………………　Ⅳ - 1
27　料金の適用開始の時期　…………………………………　Ⅳ - 1
28　検　　針　　日　……………………………………　Ⅳ - 1
29　料金の算定期間　……………………………………　Ⅳ - 3
30　計　　　　　量　……………………………………　Ⅳ - 4
31　電力および電力量の算定　………………………………　Ⅳ - 7
32　損　　失　　率　……………………………………　Ⅳ - 34
33　料 金 の 算 定　……………………………………　Ⅳ - 35
34　支払義務の発生および支払期日　……………………　Ⅳ - 40
35　料金その他の支払方法　…………………………………　Ⅳ - 43
36　保　　証　　金　……………………………………　Ⅳ - 47
37　連　帯　責　任　……………………………………　Ⅳ - 49

Ⅴ　供　　　　　給　…………………………………………　Ⅴ - 1
38　託送供給等の実施　……………………………………　Ⅴ - 1
39　給電指令の実施等　……………………………………　Ⅴ - 5
40　適正契約の保持等　……………………………………　Ⅴ - 9
41　契 約 超 過 金　……………………………………　Ⅴ - 9
42　力 率 の 保 持　……………………………………　Ⅴ - 14
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　………　Ⅴ - 15
44　託送供給等にともなう協力　……………………………　Ⅴ - 16

45　託送供給等の停止 ····· Ⅴ－17
46　託送供給等の停止の解除 ····· Ⅴ－19
47　託送供給等の停止期間中の料金 ····· Ⅴ－19
48　違　　約　　金 ····· Ⅴ－19
49　損害賠償の免責 ····· Ⅴ－20
50　設 備 の 賠 償 ····· Ⅴ－21

Ⅵ　契約の変更および終了 ····· Ⅵ－1
51　契 約 の 変 更 ····· Ⅵ－1
52　名 義 の 変 更 ····· Ⅵ－4
53　契 約 の 廃 止 ····· Ⅵ－5
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 ····· Ⅵ－7
55　解　　約　　等 ····· Ⅵ－14
56　契約消滅後の債権債務関係 ····· Ⅵ－17

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 ····· Ⅶ－1
57　受電地点，供給地点および施設 ····· Ⅶ－1
58　架 空 引 込 線 ····· Ⅶ－3
59　地 中 引 込 線 ····· Ⅶ－4
60　連接引込線等 ····· Ⅶ－6
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ····· Ⅶ－7
62　引込線の接続 ····· Ⅶ－7
63　計量器等の取付け ····· Ⅶ－8
64　通信設備の施設 ····· Ⅶ－9
65　専用供給設備 ····· Ⅶ－10
66　電流制限器等の取付け ····· Ⅶ－12

Ⅷ　**工事費の負担** ····· Ⅷ - 1
67　受電地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 1
68　受電用計量器等の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7
69　会社間連系設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7
70　供給地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7
71　工事費負担金の申受けおよび精算 ····· Ⅷ - 19
72　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等の
　　費用の申受け ····· Ⅷ - 22
73　臨時工事費 ····· Ⅷ - 23
74　工事費負担金契約書の作成 ····· Ⅷ - 24

Ⅸ　**保　　安** ····· Ⅸ - 1
75　保安の責任 ····· Ⅸ - 1
76　保安等に対する発電者および需要者の協力 ····· Ⅸ - 1
77　調　　査 ····· Ⅸ - 2
78　調査等の委託 ····· Ⅸ - 2
79　調査に対する需要者の協力 ····· Ⅸ - 3
80　検査または工事の受託 ····· Ⅸ - 3
81　自家用電気工作物 ····· Ⅸ - 3

附　　則 ····· 附則 - 1
別　　表 ····· 別表 - 1

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，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。

⑴　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（福岡県，佐賀県，長崎県，大分県，熊本県，宮崎県，鹿児島県をいいます。）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，当社以外の一般送配電事業，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。

⑵　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，一般送配電事業，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で，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　託送供給等約款の届出および変更

⑴　この約款は，電気事業法第18条第５項の規定にもとづき，経済産業大臣に届け出たものです。

⑵　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。

⑴　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，一般送配電事業者，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。

⑵　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。

⑶　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。

⑷　発　　電　　者

小売電気事業，一般送配電事業，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。

⑸　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。

⑹　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

⑺　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

⑻　特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

⑼　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。

⑽　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。

⑾　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。

⑿　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。

⒀　会 社 間 連 系 点

当社以外の一般送配電事業者または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。

⒁　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。

⒂　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。

⒃　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。

⒄　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。

⒅　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。

⒆　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。

⑶⓪　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。

⑶①　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。

⑶②　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。

⑶③　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。

⑶④　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。

⑶⑤　契　約　電　流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

⑶⑥　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶⑦　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たします。）をいいます。

⑶8　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。

⑶9　最大連系電力等

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の最大値をいいます。

⑷0　最大需要電力等

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の最大値をいいます。

⑷1　契約使用期間

契約上使用できる期間をいいます。

⑷2　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑵0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）⑵1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。

⑷3　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑵2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）⑵3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。

⑷4　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）⑵4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）㉕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。

㊺ 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。

㊻ 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。

㊼ 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

㊽ 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

㊾ 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。

㊿ 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。

(51) 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。

(52) 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等について，当

社から行なう指令をいいます。

⑸3　昼　間　時　間

毎日午前８時から午後10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，４月30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。

⑸4　夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

⑸5　貿　易　統　計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

⑸6　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，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。

⑴　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。

⑵　契約容量の単位は，１キロ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。

⑶　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）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡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）⑵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。

⑷　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。

⑸　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。

⑹　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

⑴　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，一般送配電事業，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，一般送配電事業，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たがい，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上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。

⑴　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。

⑵　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。

⑶　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。

ヌ　契約者が，１需要場所において，分割供給（複数の小売電気事業者が，１需要場所において，１引込みを通じて行なうそれぞれの電気事業法第２条第１項第１号に定める小売供給をいいます。ただし，一方の小売電気事業者が需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気のみを供給する場合の小売供給を除きます。）を行なうための接続供給（以下「分割接続供給」

といいます。）を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

⑴　当該需要場所が，高圧または特別高圧で電気の供給を受ける需要場所であること。

⑵　当該需要場所において分割接続供給を受ける契約者は，２契約者に限ること。

⑶　双方の契約者および需要者が，当該需要場所において，当社が分割接続供給を行なう旨の承諾をすること。

⑷　双方の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分割接続供給の実施に必要な契約者および需要者の情報を他の一方の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

⑵　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たがい，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上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。

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。

ヘ　発電契約者が，原則として，18（料金）⑶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）⑷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）⑶ロの場合を除き，18（料金）⑶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。

ル　発電契約者が，原則として，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾した日から２月以内に，当該契約の申込みに係る発電設備等（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〔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。〕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等を除きます。）を設置する用地についての使用権原を証する文書を提出すること。

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，ヘ，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。

⑶　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たがい，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）⑶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。

⑷　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。

⑴　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

㈡　㈠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。

㈢　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。

㈣　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。

㈤　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）⑶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。

ヘ　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，需要抑制契約者は，15（供給および契約の単位）⑵イ㈠または㈡により分割接続供給を受ける契約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につ

いて需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，他の一方の契約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についてもあわせて需要抑制量調整供給契約を締結すること。

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。ただし，託送供給の申込み，発電量調整供給の申込みまたは需要抑制量調整供給の申込みの内容に変更が生じる場合は，原則として，変更前の申込みは取消しがなされたものとし，あらためて当社に申込みをしていただきます。

⑴　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，一般送配電事業，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となる当社以外の一般送配電事業者または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

なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。

(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となる当社以外の一般送配電事業者または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　予備送電サービスの希望の有無

h　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

⑴　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。

⑵　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，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，検討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もなう連系予約（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，検討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。

⑵　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，工事の要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。また，分割接続供給を希望される場合は，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，申込みをしていただきます。

(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（分割接続供給を希望される場合は，１需要場所において使用できる最大電力〔キロワット〕といたします。），契約電流または契約容量

(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，契約電力，契約電流または契約容量については，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，工事の要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。

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈢　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。

⑷　契約の申込み

契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢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）⑴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）⑵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）⑵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）⑷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写し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写し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）⑴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，⑴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関する法律〔以下「海洋再エネ整備法」といいます。〕第16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）⑷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

⑴　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

㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧

㈢　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

㈣　契約電力（分割接続供給を希望される場合は，申込みをされる契約者に係る契約電力といたします。），契約電流または契約容量

㈤　契約受電電力

㈥　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（分割接続供給を希望される場合は，申込みをされる契約者に係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といたします。）

㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

㈧　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

㈨　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

㈩　連　絡　体　制

㈠㈠　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間（分割接続供給を希望される場合は，申込みをされる契約者に係る臨時接続送電サービスの契約使用期間といたします。）

㈠㈡　分割接続供給を希望される場合，次の事項（あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，申込みをしていただきます。）

a　15（供給および契約の単位）⑵イまたはロのうち希望される分割接続供給の形態

b　15（供給および契約の単位）⑵イにより当社が分割接続供給を行なう場合，それぞれの契約者への分割接続供給の形態

c　15（供給および契約の単位）⑵イ㈠により当社が分割接続供給を行なう場合，契約者があらかじめ定めた30分ごとの電力量（以

下「通告電力量」といいます。）を当社に通知する契約者

d　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合，それぞれの契約者へ分割接続供給する時間帯（以下「供給時間帯」といいます。）および分割接続供給に係る料金その他の調整先となる契約者

e　分割接続供給に係る料金その他の調整に使用する，１供給地点につき，１接続送電サービス，１臨時接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の契約電力

f　分割接続供給に係る料金その他の調整に使用する，１供給地点につき，１接続送電サービス，１臨時接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，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

⑴　契約者の名称

⑵　連絡体制

⑶　当社が小売電気事業，一般送配電事業，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当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

⑷　振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

⑴　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

㈫　連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの㈠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。

⑸　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，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，⑷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連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）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連系線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ととのった日から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。

⑹　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）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連系線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ととのった日から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。

⑺　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）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連系線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ととのった日から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。

⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が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場合は，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，契約者，発電契約者，発電者および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，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。

10　契約の成立および契約期間

⑴　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。

⑵　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もしく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。

㈧　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

⑴　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。

⑵　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

⑴　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

⑵　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。

⑶　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。）および予備送電サービス契約電力に応じて，次のとおりといたします。

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 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

予備送電サービス契約電力	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 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

⑷　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といたします。

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とき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。

⑸　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，⑶または⑷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。

⑹　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

⑴　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。

⑴　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。

⑵　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。

⑶　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，⑵に準ずるものといたします。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⑴に準ずるものといたします。

⑵　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，⑴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。

⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵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。

⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶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，⑴，⑵または⑶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。

⑴　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。

⑵　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当でなく，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

⑴　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，㈠および㈡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（㈠および㈡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への場合は，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（ロまたはへの場合は，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

㈠　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とき。

(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 (2)イまたはロにより当社が分割接続供給を行なう場合

ト 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。

また，当社は，分割接続供給の場合，１需要場所につき，２契約者にそれぞれ１接続供給契約を適用し，原則として２接続送電サービスまたは２臨時接続送電サービスを適用のうえ，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって次のいずれかの形態で分割接続供給を行ないます。

イ　当社が，１需要場所において，あらかじめ定めた量の電気の供給を行なう契約者（以下「非需要追随供給者」といいます。）およびそれ以外の電気の供給を行なう契約者（以下「需要追随供給者」といいます。）に分割接続供給を行なう形態

なお，非需要追随供給者への分割接続供給は，次のいずれかの方法で行ないます。

⑴　当社が，通告電力量に応じて分割接続供給を行なう方法

⑵　当社が，すべての時間帯において，一定の電力量（原則として，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈡ａ，ロまたは20〔臨時接続送電サービス〕⑵ロの非需要追随供給者に係る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の値を２で除した値をいいます。以下「ベース電力量」といいます。）で分割接続供給を行なう方法

ロ　当社が，１需要場所において，供給時間帯ごとに，それぞれの契約者に分割接続供給を行なう形態

⑶　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，同一の一般送配電事業者また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といたします。）および１供給地点（当社

以外の一般送配電事業者または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。

⑷　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（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）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，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の調整に関する契約（以下「調整力契約」といいます。）を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整電源」といいます。）に該当す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負荷設備であって，別途，調整力契約を締結する設備（極短周期成分に対応する周波数制御用の調整機能のみを提供する場合を除きます。以下「調整負荷」といいます。）のうち，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を除きます。）の算定上必要な計量器とは別に，調整機能を提供するために取り付けた計量器が設置されている発電場所内または需要場所内の計量点（以下「機器点」といいます。）で計量する値を用いて調整力契約に係る電力量（以下「調整電力量」といいます。）の算定を行な

う調整負荷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，高圧または特別高圧で受電する場合の機器点で計量する値を用いて調整電力量の算定を行なう調整電源以外の調整電源（以下「高圧以上受電点調整電源」といいます。）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（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等に限ります。）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〕）⑸または⑹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〕）⑸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といたします。

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といたします。

⑸　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（ただし，需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。また，分割接続供給の場合は，当該需要場所に係る接続供給契約といたします。）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調整負荷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といたします。

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といたします。

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。

⑴　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）⑴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。ただし，分割接続供給の場合は，33（料金の算定）⑾，⑿または⒀にもとづき料金の調整を行ないます。）のうち，㈠，㈡，㈢，㈣，㈤または㈥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。

㈠　検　　針　　日

㈡　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）㉗の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

㈢　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，応当日

(ﾆ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，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。）

(ﾎ) 31（電力および電力量の算定）(31)の場合，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

(ﾍ) 当社が分割接続供給を行なう供給地点において，いずれかの契約者に係る接続供給契約が消滅した場合，消滅日（特別の事情があり，その接続供給契約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。）

(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)または(ﾊ)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) 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。）

(ﾊ) 31（電力および電力量の算定）(31)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。

⑷　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

⑴　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。

⑵　接続送電サービス契約電力等

電灯定額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，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力を定めます。

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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）が500キロワット未満となるとき。

⑷　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利用される場合は，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利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利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，契約者が電灯または小型機器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は，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもと

づき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を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) 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の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（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を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。

(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 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。

(ﾍ) 分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，次のとおりといたします。

ａ 15（供給および契約の単位）(2)イにより当社が分割接続供給を行なう場合

非需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，双方の契約者と当社との協議によって定め，需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）(19)ロ(ｲ)または(ﾛ)で定める最大需要電力等を用いて，イ(ｲ)に準じて定めます。

b　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）⑲ロ(ハ)で定める最大需要電力等を用いて，イ(イ)に準じて定めます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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

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利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から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。

また，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。

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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給の供給分につき，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し，分割接続供給の場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故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は，原則として，次のとおりといたします。

⑴　15（供給および契約の単位）⑵イにより当社が分割接続供給を行なう場合

当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，需要追随供給者へ行なうものといたします。この場合，需要追随供給者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，需要追随供給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。

⑵　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，双方の契約者へ行なうものといたします。この場合，双方の契約者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，それぞれの契約者と当社との協議によって定めた値（双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，同じ値といたします。）を加えたものといたします。

また，当該不足電力の補給以外の供給分についてイ⑴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，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。

⑶　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。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス料金を算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑴　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　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	４５円３８銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	９０円７５銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１８１円４９銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２７２円２４銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４５３円７３銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	４５３円７３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といたします。）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	１３５円５２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	２７１円０５銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	１３５円５２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，(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) (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は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り，(2)イ(ロ)ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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。

ⅰ　⑵イ⑴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	３９８円３７銭

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。

ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	２８４円２４銭

ただし，⑵イ⑴ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	１４２円１２銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	４２６円３６銭

⑹　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８０銭

⑻　電灯時間帯別接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

⑴ａ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　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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。

ⅰ　⑵イ⑴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	３９８円３７銭

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。

ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	２８４円２４銭

ただし，⑵イ⑵ａにより接続送電サービス契約電流を定め

る場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	１４２円１２銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	４２６円３６銭

⑹　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１８銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	７円３９銭

㈡　電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

㈠ 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　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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	１４円３３銭

㈱　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。

⒜　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。

⒝　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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）

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，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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)ヘ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)ヘによって算定され

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。

⑷ 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。

ⅰ　⑵イ⑴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	７７０円９１銭

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。

ⅱ　⑵イ⑵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	５１１円６４銭

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。

⑸ 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	５円５３銭

⑹ 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。

㈥　動力時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

㈤ａ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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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。

ⅰ　⑵イ⑴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	７７０円９１銭

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。

ⅱ　⑵イ⑵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	５１１円６４銭

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。

⑹　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８０銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	５円２６銭

⑹　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	１８円１７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

⑷　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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。

なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限

り，半額といたします。

また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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	７４０円５２銭

⑹　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	２円５７銭

⑵　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ａ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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。

なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者

が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。

また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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	７４０円５２銭

⑹ 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	２円７６銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	２円３９銭

⑺ 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

⑴ 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ための接続供給の場合で，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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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	１４円７２銭

ハ　特別高圧で供給する場合

⑷　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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力

といたします。）に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合

の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。

なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。

また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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	５８４円６４銭

⑹ 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	１円２４銭

⑵　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ 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，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。

なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。

また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を

使用し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使用は，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	５８４円６４銭

⑹　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	１円３１銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	１円１８銭

⑺　特別高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ａ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ための接続供給の場合で，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，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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	１０円８２銭

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，次のとおりといたします。

⑺　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10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）によって算定された値といたします。

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。

⑻　分割接続供給の場合は，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの供給地点ごとの力率を，⑺に準じて算定いたします。ま

た，それぞれの契約者に係る接続送電サービスの力率は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の力率と同一の値といたします。ただし，その供給地点において，いずれかの契約者がまったく電気を使用しない場合，当該契約者に係る接続送電サービスのその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾊ) 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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給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，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。

(ヘ) 33（料金の算定）(11)にもとづき料金の調整を行なうための，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの種別を定めた後１年に満たないときの取扱いは，(ロ)および(ハ)に準ずるものといたします。

(4) １年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ととの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（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×ロのピークシフト電力

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	６２９円４４銭
	特別高圧で供給する場合	４９６円９５銭

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，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）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，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によって定めます。

また，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　１年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。

20　臨時接続送電サービス

⑴　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，反復使用するものには適用いたしません。

⑵　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額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流，臨時接続送電サービス契約容量または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。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

イ　低圧で供給する場合

⑷　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

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

⑷ 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

⑸ 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

⑷ 臨時接続送電サービス契約容量は，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。）に次の係数を乗じてえた値といたします。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。

最初の６キロボルトアンペアにつき	９５パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	８５パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	７５パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	６５パーセント

⑸ 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容量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容量は，⑷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（契約電力および契約容量の算定方法）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) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 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（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(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

b　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，ａ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（契約電力および契約容量の算定方法）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

需要場所におけ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臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）を定めます。

なお，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。

(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，次により算定いたします。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス料金を算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑴　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日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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０３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０４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０４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	８０円４３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	８０円４３銭

⑵ 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。

⒜ 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

⒝ 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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ(ﾛ)ｃ⒜ⅱ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。

⒝　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）⑶イ(ﾛ)ｃ⒝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。

⑹　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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	１１０円８７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。

㈡　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。

⑷　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⑷ⅱ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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）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，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）⑴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）⑴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）⑴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）⑶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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，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）⑶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。

⑴　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送

電サービス契約電力といたします。）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，臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

(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）⑶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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，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）⑶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）⑶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。

⑷　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）⑷は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

⑴　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および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（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合

⑵　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（需要者の発電設備の検査，補修または事故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行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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の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。

⑶　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，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，常時利用される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の損失補正率で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	１４２円９２銭
	特別高圧で供給する場合	７５円４２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	１７８円４６銭
	特別高圧で供給する場合	１１９円８６銭

⑷　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）⑶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。

⑸　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，１受電地点または１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。

ホ　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，予備電線路の利用を希望される場合は，原則として，それぞれの契約者が適用している接続送電サービスごとに予備送電サービスを適用するものとし，それぞれの契約者に係る予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。また，この場合は，33（料金の算定）⒀にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用したときの予備送電サービス料金をあわせて算定するものとし，当該予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

⑴　適　用　範　囲

小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，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。

⑵　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，発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシ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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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シ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。

(ﾛ)　(ｲ) 以外の場合

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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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。

㈠　臨時接続送電サービス契約電力（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）１キロワット

㈡　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

㈢　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

㈣　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キロボルトアンペア

ただし，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の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

㈤　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（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。〕に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用したときの接続供給課金対象電力といたします。）１キロワット

⑶　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	９８円５６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	２６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。

⑴　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〕⑴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〕⑴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。

㈡　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。

㈠　受電電圧が標準電圧100,000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）⑴の割引区分Ａ－１の場合	４４円３３銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－２の場合	９円６９銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）⑴の割引区分Ａ－３の場合	４円８４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	４４円３３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	１９円３７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	９円６９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	４５円６８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	１９円９８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。

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）⑸または⑹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。

⑵　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

⑴　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。

⑵　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⑷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。

⑷　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

⑴　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。

⑵　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㈠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。

㈠　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

⑴　適　　用

39（給電指令の実施等）⑷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。

⑵　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

㈠　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。

㈡　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㈠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。

㈠　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㈠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。

㈠　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

㈠　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。

㈡　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㈠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。

㈠　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

⑴　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）⑷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）㉒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。

⑵　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）⑸または⑹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）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）⑵ホの場合で，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）⑸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るものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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

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。

⑴　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，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，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の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。

⑵　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。

⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴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に検針を行なうことがあります。

⑷　当社は，次の場合には，⑴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

⑸　⑶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。

⑹　⑷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。

⑺　⑷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

⑴　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　高圧または特別高圧で供給する場合で，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計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置〔以下「記録型等計量器」といいます。〕に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは，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）⑵⑺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。

⑵　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　高圧または特別高圧で受電する場合で，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等計量器に記録される日をいいます。）をお知らせしたときは，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。

⑶　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（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

⑴　当社は，次の場合を除き，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等計量器により受

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等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。

イ　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。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。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。

ロ　分割接続供給の場合の30分ごとの供給地点で計量された電力量は，次により仕訳いたします。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，仕訳後の電力量を供給地点で計量された電力量とみなします。

(ｲ)　15（供給および契約の単位）(2)イ(ｲ)により当社が分割接続供給を行なう場合

a　供給地点で計量された電力量が通告電力量を下回る場合

原則として，非需要追随供給者に係る電力量は，供給地点で計量された電力量とし，需要追随供給者に係る電力量は，零といたします。

b　供給地点で計量された電力量が通告電力量と一致または上回る

場合

非需要追随供給者に係る電力量は，通告電力量とし，需要追随供給者に係る電力量は，次の式によります。

需要追随供給者に係る電力量

＝供給地点で計量された電力量－通告電力量

(ﾛ) 15（供給および契約の単位）(2)イ(ﾛ)により当社が分割接続供給を行なう場合

a 供給地点で計量された電力量がベース電力量を下回る場合

原則として，非需要追随供給者に係る電力量は，供給地点で計量された電力量とし，需要追随供給者に係る電力量は，零といたします。

b 供給地点で計量された電力量がベース電力量と一致または上回る場合

非需要追随供給者に係る電力量は，ベース電力量とし，需要追随供給者に係る電力量は，次の式によります。

需要追随供給者に係る電力量

＝供給地点で計量された電力量－ベース電力量

(ﾊ) 15（供給および契約の単位）(2)ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

それぞれの契約者の供給時間帯によって仕訳いたします。

ただし，33（料金の算定）(11)または(12)にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，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た場合の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を算定するときには，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，仕訳前の電力量を供給地点で計量された電力量といたします。

(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。

⑶　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

⑴　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。

⑵　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　発電場所が高圧以上受電点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　イ以外の場合，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。

⑶　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，⑷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。

⑷　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　発電場所が高圧以上受電点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）⑴のとおりといたします。

ロ　イ以外の場合，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）⑴のとおりといたします。

⑸　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹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。

⑹　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

⑺　接続供給電力

接続供給電力は，⑻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。

⑻　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の損失補正率で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（契約者が供給地点を消滅させる場合は，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（契約者が供給地点を消滅させる場合は，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）⑶イ㈠および㈡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ものといたします。

⑼　接 続 対 象 電 力

接続対象電力は，⑽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。

⑽　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超える場合は，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場合

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

(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場合

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

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

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場合

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場合

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場合

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。

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

(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）⑵のとおりといたします。

⒀　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⒁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。

⒁　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

⑴　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

需要抑制量調整受電電力量＝０

⑵　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）⑶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な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〕⑴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　最大連系電力等

最大連系電力等は，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合

発電量調整受電電力の最大値といたします。

ロ　高圧または特別高圧で受電する場合

30分ごとの連系電力の最大値であって，記録型等計量器により計量される値といたします。

⑲　最大需要電力等

最大需要電力等は，次のとおりといたします。

イ　低圧で供給する場合

接続供給電力の最大値といたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型等計量器により計量される値といたします。

なお，当社が分割接続供給を行なう供給地点における，それぞれの契約者に係る最大需要電力等は，次のとおりといたします。

(ｲ)　15（供給および契約の単位）(2)イ(ｲ)により当社が分割接続供給を行なう場合

非需要追随供給者に係る最大需要電力等および需要追随供給者に係る最大需要電力等は，それぞれの契約者に係る接続供給電力の最大値といたします。

(ﾛ)　15（供給および契約の単位）(2)イ(ﾛ)により当社が分割接続供給を行なう場合

a　当該供給地点における最大需要電力等が非需要追随供給者に係る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一致または上回る場合

非需要追随供給者に係る最大需要電力等は，当該契約者に係る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し，需要追随供給者に係る最大需要電力等は，当該供給地点における最大需要電力等から，非需要追随供給者に係る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差し引いた値といたします。

b　当該供給地点における最大需要電力等が非需要追随供給者に係る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下回る場合

非需要追随供給者に係る最大需要電力等は，当該供給地点における最大需要電力等とし，需要追随供給者に係る最大需要電力等は，零といたします。

(ハ) 15（供給および契約の単位）(2)ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

それぞれの契約者に係る最大需要電力等は，それぞれの契約者に係る接続供給電力の最大値といたします。

(20) 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 発電場所が高圧以上受電点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，高圧以上受電点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。

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

ロ イ以外の場合は，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。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（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，発電量調整受電電力量は，(2)ロにかかわらず，30分ごとに，次のａ，ｂおよびｃ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－発電量調整受電電力量

a　同一の発電バランシンググループに，低圧で受電する場合の機器点で計量する値を用いて調整電力量の算定を行なう調整電源以外の調整電源（以下「低圧受電点調整電源」といいます。）に該当する発電場所，または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点で計量する値を用いて調整電力量の算定を行なう調整電源もしくは調整負荷（以下「機器点調整設備」といいます。）に該当する発電場所を含み，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所を含まない場合

発電量調整受電電力量

＝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。）

－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低圧受電点調整電源の発電または放電に係る調整にもとづき算定された調整電力量（以下「発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量」といいます。）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行なった高圧または特別高圧で受電または供給する場合の機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整にもとづき発電量調整受電電力量から差し引くよう仕訳された調整電力量（以下「発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量」といいます。）

b　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所および高圧または特別高圧で受電または供給する

地点において機器点調整設備に該当する発電場所を含まず，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所を含む場合

⒜　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。）が，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低圧で受電または供給する場合の発電場所および当該発電場所と同一の場所である需要場所に含まれる機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整にもとづき算定された調整電力量（以下「発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量」といいます。）と一致または上回る場合

発電量調整受電電力量

＝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。）

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

⒝　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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合

発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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。）を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電電力量

＝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。）

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

c　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所，または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所を含み，かつ，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所を含む場合

⒜　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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合

発電量調整受電電力量

＝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。）

－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

⒝　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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合

発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電電力量

＝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。）

－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

⑵ 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，⑵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。ただし，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，高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。

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－発電量調整受電電力量

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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

⑹　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，⑵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。ただし，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，高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。

ａ　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵ホによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

⒝　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）⑵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）⑵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）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－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）⑵イ，ロ，ハ

またはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵への出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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

⒝　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）⑵への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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量

－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）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ト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

⒜　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）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵ト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

⒝　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）⑵への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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵ト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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d　39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⑷　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵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，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

⑸　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）⑵へ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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）⑵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，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

⒝　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）⑵へ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）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力

量とし，39（給電指令の実施等）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹　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）⑵へによる出力抑制対象電力量に39（給電指令の実施等）⑵ホ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）⑵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）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑵1　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。

イ　発電場所が高圧以上受電点調整電源に該当する場合で，⑵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⑷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，高圧以上受電点調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵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。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合で，⑵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⑷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，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（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，発電量調整受電電力量は，⑵ロにかかわらず，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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，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，⑵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，⑳ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

㉒　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，調整電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑽にかかわらず，30分ごとに⑽によって算定された値に，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低圧で供給する場合の機器点で計量する値を用いて調整電力量の算定を行なう調整負荷以外の調整負荷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調整電力

量（以下「接続供給に係る低圧受電点調整電力量」といいます。），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低圧で供給する場合の発電場所と同一の場所である需要場所以外の需要場所に含まれる機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された調整電力量（以下「接続供給に係る低圧機器点調整電力量」といいます。），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高圧または特別高圧で供給する場合の機器点で計量する値を用いて調整電力量の算定を行なう調整負荷以外の調整負荷（以下「高圧以上受電点調整負荷」といいます。）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調整電力量（以下「接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量」といいます。），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高圧または特別高圧で受電または供給する場合の機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整にもとづきその30分ごとに接続対象電力量に加えるよう仕訳された調整電力量（以下「接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量」といいます。）ならびに次のイおよびロを加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

イ　⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑳ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から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。）を差し引いた値

ロ　⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑳ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係

る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から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。）を差し引いた値

⑵3　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，調整電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑽にかかわらず，30分ごとに⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次のイおよびロを加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

イ　⑵0ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵0ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から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。）を差し引いた値

ロ　⑵0ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵0ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から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。）を差し引いた値

⑵④　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。

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電力量－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

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(32\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}\ -\text{ベースライン}$$

⑵⑤　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，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。

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

⑯ 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。

⑰ 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（分割接続供給の場合は，双方の契約者と当社との協議といたします。）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。

⑱ 28（検針日）⑵または⑷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（分割接続供給の場合は，双方の契約者と当社との協議といたします。）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。

⑲ 15（供給および契約の単位）⑴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。

⑶⓪　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（分割接続供給の場合は，双方の契約者と当社との協議といたします。）によって定めます。

⑶①　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（分割接続供給の場合は，双方の契約者と当社との協議といたします。）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）⑶を基準として定め，その値を，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	８．６パーセント
高圧で供給する場合	３．２パーセント
特別高圧で供給する場合	１．３パーセント

33 料 金 の 算 定

⑴ 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，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，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）⑴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）⑴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）⑵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）⑵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。

リ　分割接続供給を開始し，または解消したとき。

⑵　当社は，⑴ロからリまでの場合は，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

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

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

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

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

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

ただし，⑴ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

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

といたします。

⑶　⑴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，⑴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。

⑷　⑴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，⑴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。

⑸　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⑵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。

⑹　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）⑵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⑵イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸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。

⑺　29（料金の算定期間）⑴ロまたは29（料金の算定期間）⑵ロの場合は，⑵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，供給側計量期間または受電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，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⑵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，⑸に準ずるものといたします。この場合，⑸にいう検針日は，計量日といたします。

⑻　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⑵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。

⑼　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，⑵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。

⑽　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，⑵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。

⑾　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計と，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金との間に差が生ずるときは，次のとおり接続送電サービス料金の調整を行ないます。

イ　15（供給および契約の単位）⑵イにより当社が分割接続供給を行なう場合

⑴　それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計額が，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金を上回る場合は，その差額を非需要追随供給者に係る接続送電サービス料金から差し引きます。

⑵　それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計額が，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金を下回る場合は，その差額を非需要追随供給者に係る接続送電サービス料金に加算いたします。

ロ　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

⑴　それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計額が，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金を上回る場合は，その差額をあらかじめ定めた契約者に係る接続送電サービス料金から差し引きます。

⑵　それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計額が，１供

給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金を下回る場合は，その差額をあらかじめ定めた契約者に係る接続送電サービス料金に加算いたします。

⑿　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス料金の合計と，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービス料金との間に差が生ずるときは，⑾に準じて臨時接続送電サービス料金の調整を行ないます。

⒀　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，予備送電サービスをあわせて適用し，それぞれの契約者に係る予備送電サービス料金の合計と，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用した場合の予備送電サービス料金との間に差が生ずるときは，⑾に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。

34　支払義務の発生および支払期日

⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

⑵　系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）⑶ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

⑶　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，31（電力および電力量の算定）㉛の場合で，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。）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。

⑷　⑴の日程等別料金，⑵の系統連系受電サービス料金または⑶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）⑴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，再生，会社更生，特別清算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

⑸　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷イからヘ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⑷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⑷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。

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が⑷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，⑷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。

⑹　当社は，⑶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

⑴　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。

⑵　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。

⑶　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。

なお，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。

また，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。

⑴　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

⑵　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。

⑶　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。

⑴　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

⑵　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。

⑷　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。

⑸　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等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

⑴　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には，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。

⑴　料金の支払いの延滞があった場合

⑵　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）㉒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）㉒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）⑶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。

⑶　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。

⑵　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。

⑶　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。

⑷　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，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といたします。

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施

⑴　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　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。

㈡　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　15（供給および契約の単位）⑵イ㈠により当社が分割接続供給を行なう場合，９（検討および契約の申込み）⑷イ㈦ｃの契約者は，分割接続供給の実施に先だち，通告電力量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。

なお，通知の期限はあらかじめ双方の契約者と当社との協議によって定めます。

また，当社は，契約者が通知した通告電力量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。

ニ　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。

ホ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてニ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。

ヘ　契約者がロもしくはホで通知した計画またはハで通知した通告電力量を変更する必要が生じた場合には，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。

ト　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。

チ　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76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑵　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生じた場合には，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。

⑶　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　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。

ヘ　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，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。

ト　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。

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76（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑷　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。

⑴　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。

⑵　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　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。

ヘ　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，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。

ト　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。

39　給電指令の実施等

⑴　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）⑶トにかかわらず，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。

⑵　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。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいたします。

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　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合，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。

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，当社の供給区域における最上位電圧から二階級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。

ヘ　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，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（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。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，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。

⑷　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が中止された場合（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と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。

⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，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，発電場所が高圧以上受電点調整電源に該当する場合（高圧以上受電

点調整電源に故障等が発生した場合を除きます。）は適用いたしません。

⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，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，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，発電場所が高圧以上受電点調整電源に該当する場合（高圧以上受電点調整電源に故障等が発生した場合を除きます。）は適用いたしません。

⑺　当社は，⑵または⑶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，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。

⑻　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。

⑼　当社は，⑵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

⑴　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。

⑵　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。

⑶　当社は，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，31（電力および電力量の算定）⑳イもしくは㉑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）⑳ロもしくは㉑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）㉔もしくは㉕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のベースラインもしくは分割接続供給における通告電力量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

⑴　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（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。

また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，いずれかの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は，それぞれの契約者に係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における契約超過金とあわせて，33（料金の算定）⑾，⑿または⒀にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービス，１臨時接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用したときの契約超過金を算定し，それぞれの契約者に係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における契約超過金の合計と，１供給地点につき，１接続送電サービス，１臨時接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合における契約超過金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）⑾，⑿または⒀に準じて契約超過金の調整を行ないます。

⑵　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，

発電バランシンググループごとに定めます。

イ　発電場所が１発電バランシンググループに属している場合

⑴　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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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。

⑵　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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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

⑴　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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）
１キロワット

(ﾛ) 接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流
10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

㈠　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量
１キロボルトアンペア

㈡　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キロボルトアンペア

ただし，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の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

㈢　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（揚水発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用したときの接続供給課金対象電力といたします。）１キロワット

⑶　契約超過金の支払期日，支払方法等については，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。

なお，契約超過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，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。

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。

なお，契約超過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，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（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。）を申し受けます。

42 力 率 の 保 持

⑴ 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。

⑵ 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，軽負荷時には進相用コンデンサの開放により，進み力率とならないようにしていただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

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（分割接続供給の場合は，双方の契約者と当社との協議といたします。）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。

⑴　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

⑵　76（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

⑶　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

⑷　計量器の検針または計量値の確認

⑸　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

⑹　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係る保安の確認に必要な業務

44　託送供給等にともなう協力

⑴　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

⑵　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気的に接続して使用される場合は，⑴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

⑴　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，当社の電線路または引込線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

⑵　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供給設備を使用，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（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

⑶　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（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

⑷　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。

⑸　⑴から⑷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

⑴　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，違約金として接続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）⑵ロ，ハまたはニの場合

⑵　⑴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。

⑶　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月以内で当社が決定した期間といたします。

49　損害賠償の免責

⑴　11（託送供給等の開始）⑴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を開始できなかった場合には，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。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑵　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，または中止した場合には，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。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑶　契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）⑻による措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。

⑷　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。

⑸　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）⑴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。

⑹　当社は，その他の事故によって契約者，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。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

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。

⑴　修理可能の場合

修　理　費

⑵　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費の合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51 契 約 の 変 更

⑴ 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。

⑵ 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⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

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っ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（記録型等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っ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（記録型等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。

⑶　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，当社の供給設備を同一条件で継続して利用されること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ときは，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。

⑷　契約者または発電契約者からの申込みがあり，かつ，当社が，71（工事費負担金の申受けおよび精算）の工事費負担金，73（臨時工事費）の臨時工事費または62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備の施設）もしくは66（電流制限器等の取付け）の実費の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，契約者または発電契約者が当該工事費負担金，当該臨時工事費または当該実費をあらかじめ定めた支払いに関する期日を経過してなお支払われないときには，当社は，原則として，当該申込みの承諾を取り消します。この場合，当社が受け付けた当該申込みは取消しがなされたものといたします。

⑸　分割接続供給の場合で，いずれかの契約者に係る接続供給契約の内容に変更が生ずるときは，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，すみや

かに当社に変更を申し出ていただきます。

なお，分割接続供給に係る接続供給契約の開始または変更後１年に満たない場合，９（検討および契約の申込み）⑷イ⑺ａ，ｂおよびｄの事項の変更はできないものといたします。

⑹ 発電契約者から発電量調整供給契約の申込みがある場合で，発電契約者が８（契約の要件）⑵ルを欠くに至ったときには，当社は，当該申込みの承諾を取り消します。この場合，当社が受け付けた当該申込みは取消しがなされたものといたします。

⑺ 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。

⑻ 混雑緩和希望者提起による系統増強プロセス（以下「混雑緩和プロセス」といいます。）により供給設備の変更を希望される場合で，発電契約者が発電量調整供給契約を変更するときの⑴による発電量調整供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ 事前照会の申込み

⑴ 発電契約者は，混雑緩和プロセスの概要検討（以下「概要検討」といいます。）の申込みに先だち，当社所定の様式により，混雑緩和プロセスの事前照会（以下「事前照会」といいます。）の申込みをしていただきます。

⑵ 当社は，原則として事前照会の申込みから２月以内に検討結果をお知らせいたします。

ロ 概要検討の申込み

㈠　発電契約者は，混雑緩和プロセス開始の申込みに先だち，当社所定の様式により，イ㈡の検討結果をお知らせした日から２月以内に概要検討の申込みをしていただきます。

㈡　当社は，原則として概要検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

㈢　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，概要検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。

ハ　混雑緩和プロセス開始の申込み

発電契約者が混雑緩和プロセス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混雑緩和プロセスに関する保証金（以下「混雑緩和プロセスに関する保証金」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，混雑緩和プロセスに関する保証金をお支払いいただき，ロ㈡の検討結果をお知らせした日から１月以内に混雑緩和プロセス開始の申込みをしていただきます。

なお，発電契約者が追加混雑緩和希望者の募集が開始された混雑緩和プロセスへ参加を希望される場合で，混雑緩和プロセスに関する保証金を要するときは，混雑緩和プロセスに関する保証金をお支払いいただき，募集開始日から２月以内に応募をしていただきます。

また，混雑緩和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，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結していただきます。

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で，当社が承諾したときには，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当該系統連系受電契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴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

⑴ 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される場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合，発電者が系統連系受電契約を廃止しようとされ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される場合は，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。

⑵ 当社の供給設備を継続して利用されること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，⑴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。

⑶　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。

⑷　分割接続供給の場合で，いずれかの契約者に係る接続供給契約を廃止しようとされるときは，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，⑴に準じて接続供給契約の廃止を通知していただきます。

なお，一方の契約者に係る接続供給契約が廃止された場合，当社は，原則として，他の一方の契約者へ当該供給地点におけるすべての電気について接続供給を行なうことといたします。この場合，当該供給地点においてすべての電気について接続供給を受ける契約者は，51（契約の変更）⑴に準じて接続供給契約を変更していただきます。

⑸　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。

⑹ 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

⑴ 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。ただし，分割接続供給の場合は，供給地点に係る接続供給契約ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

⑷ 低圧で供給する場合

a 契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，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，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，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。

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，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，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，73（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精算いたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，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される場合は，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，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，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。

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，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（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精算いたします。

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。

(ﾛ)　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。

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。

また，当社は，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，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で供給する場合で，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を除きます。）について，73（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精算いたします。

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される場合は，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。

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。

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，73（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精算いたします。

c　分割接続供給の場合は，ａおよびｂにかかわらず，次のとおりといたします。

⒜　契約者が，１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の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，それまでの期間の双方の契約者に係る接続送電サービス料金または予備

送電サービス料金および１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合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。

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。

また，当社は，契約者が，１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の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，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で供給する場合で，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を除きます。）について，73（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，双方の契約者と当社との協議によって，一方または双方の契約者と精算いたします。

⑹ 契約者が，１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の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される場合は，それまでの期間の双方の契約者に係る接続送電サービス料金または予備送電サービス料金および１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合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。

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。

また，当社の供給設備のうち，１供給地点につき，１接続送電サービスまたは１予備送電サービスを適用した場合の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，73（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，双方の契約者と当社との協議によって，一方または双方の契約者と精算いたします。

(c) (a)または(b)で料金の精算を行なう場合で，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計と，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）(11)に準じて接続送電サービス料金の調整を行ない，それぞれの契約者に係る予備送電サービス料金の合計と，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用した場合の予備送電サービス料金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）(13)に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。

(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，補修または事故により生じた不足電力の補給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

減少しようとされる場合は，㈠または㈡に準ずるものといたします。この場合，㈠または㈡にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定された日は，需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし，接続送電サービス契約電力を増加された日は，需要場所における受電設備の総容量等を増加された日とし，接続送電サービス契約電力を減少される日は，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる日といたします。

ロ　発電量調整供給の場合

㈠　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で，新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには，当社は，撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）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。

㈡　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される場合は，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（諸掛りを含みます。）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。

⑵　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，⑴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⑴に準じて精算を行ないます。

⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。

55 解　　約　　等

⑴　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

⑷　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

⑺　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，発電契約者が当該料金，当該延滞利息または当該契約超過金を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。

⑻　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適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) 分割接続供給の場合で，一方の契約者に係る接続供給契約が(1)によって解約されたときは，当社は，原則として，他の一方の契約者へ当該供給地点におけるすべての電気について接続供給を行なうことといたします。この場合，当該供給地点においてすべての電気について接続供給を

受ける契約者は，51（契約の変更）⑴に準じて接続供給契約を変更していただきます。

⑶　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。

⑷　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。

⑸　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。

⑹　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。また，分割接続供給の場合は，当該供給地点に係るすべての接続供給契約といたします。）が⑴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

⑴　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電気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，当社の電線路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。

⑷　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

⑸　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

⑹　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。

⑺　59（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合

⑻　その他特別の事情がある場合

⑵　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

⑷　供給地点は，当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との

接続点といたします。

⑵　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路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）⑷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。

⑶　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。

⑷　付帯設備（⑶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使用できるものといたします。

⑸　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，⑴または⑵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

⑴　当社の電線路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。

⑵　引込線取付点は，当社の電線路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。

⑶　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。

⑷　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使用できるものといたします。

⑸　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

⑴　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適当と認められる場合で，当社の電線路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。

⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路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

⑶　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使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

⑷　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，⑴に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵，⑷または70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵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　連接引込線等

⑴　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（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電線路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。

⑵　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連接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

当社の電線路または引込線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変更工事（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費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

⑴　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，変成器箱および変成器の２次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）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，次のとおりといたします。ただし，記録型等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　接続供給電力量および最大需要電力等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68（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。

⑵　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，あらかじめ鍵の提出等

解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

⑶　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，⑴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，当社が無償で使用できるものといたします。

⑷　当社は，記録型等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，当社が無償で使用できるものといたします。

⑸　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する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

⑹　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，その付属装置および区分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　通信設備の施設

⑴　給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

⑵　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。

⑶　給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。

イ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，68（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。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお，給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし，山間地，離島等の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

⑸　⑷の接続点から当社側の通信設備は，原則として当社の所有とし，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。

⑹　契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

65　専用供給設備

⑴　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67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金

を，供給地点への供給設備については70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵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（託送供給等にともなう協力）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

⑵　⑴の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）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の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）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圧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。

⑶　⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑷　⑴および⑵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。

⑸　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，⑴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

66　電流制限器等の取付け

⑴　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑵　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

⑶　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

67　受電地点への供給設備の工事費負担金

⑴　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，別冊に定める標準設計基準による設計（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いいます。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。

⑵　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。

⑷　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，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑸　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）⑵によるものといたします。

⑹　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。）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ⑹ａ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	１，３２０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）⑵によるものといたします。

⑶　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（通信設備の施設）によって実費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　混雑緩和プロセスにより供給設備を変更する場合は，イにかかわらず，その工事費のうち，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にもとづき算定した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。

ハ　44（託送供給等にともなう協力）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。

⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合また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，⑵イ(ｲ)，(ﾛ)および⑶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（⑵イ(ﾊ)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。

⑸　工事費の算定

⑴，⑵，⑶および⑷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。

(ｲ)　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，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）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。

(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。

(ﾊ)　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路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。

(ﾆ)　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障

を及ぼす行為を行なわ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。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，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。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

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，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）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　⑵イ㈠の場合，施設後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。

ヘ　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。

⑹　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。

⑺　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，⑴，⑵または⑷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，⑵の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

⑴　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，その工事に要した費用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。

⑵　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給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用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。

69　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（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）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。

70　供給地点への供給設備の工事費負担金

⑴　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

⑷　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。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）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。

⑷　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，⑷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。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

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

⑷　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	５５０円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	１１０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。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

⑹　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	６７１円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	５３９円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	３３０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。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

⑹　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，⑹にかかわらず，次の算式によって算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術上，経済

上必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

$$\text{工事費相当額}\times\text{工事こう長}\times\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

⑹の工事費単価×{100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×(利用回線数－１)}

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

なお，下位の供給電圧から標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の供給電圧に変更される場合の当社負担額は，変更後の接続送電サービス契約電力に上表の単価を乗じてえた金額といたします。

⑺　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，施設後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。

⑻　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は，当該申込みを１申込みとみなして算定いたします。

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。この場合で，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給するときの供給地点ごとの共用部分の工事費は，原則として接続送電サービス契約電力の比であん分した金額といたします。

ハ　19（接続送電サービス）⑵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⑴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。

⑴　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。

⑵　供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑶　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。

⑴　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

⑵　契　約　電　力

⑶　契　約　電　流

⑷　契　約　容　量

なお，19（接続送電サービス）⑵イ⑴によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流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。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イ⑴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〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ⑴に準じて値を定める場合を含みます。）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。

⑵　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。

⑷　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，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とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

b　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

c　その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑸　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額

a　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

b　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。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，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

⑹　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）⑵によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）⑵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）⑵によるものといたします。

⑶ 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），64（通信設備の施設）または66（電流制限器等の取付け）によって実費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。

⑷ 工事費の算定

⑵および⑶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，標準設計工事費といたします。

⑴ 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，諸経費，補

償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）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。

(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。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路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。

(ﾆ) 架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわ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。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。

(ﾄ) 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，73（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。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標

準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ　⑵イ(ｲ)または(ﾛ)ａの場合で，その工事費を⑴イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または⑴ロ(ｲ)ａに定める工事費単価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⑴イ(ｲ)または⑴ロ(ｲ)ａ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，施設後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，⑴ロ(ｲ)ａに準じて算定いたします。

ヘ　⑵ロの場合（特別高圧で供給する場合は，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルトで当社が供給するときに限ります。）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

⑴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工事費を算定いたします。

(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同一支持物に同時に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（ハおよびへの場合を除きます。）は，イおよびロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5) 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。

(6) 分割接続供給の場合の工事費負担金は，(1)，(2)，(3)，(4)または(5)に準じて算定し，双方の契約者と当社との協議のうえ，一方または双方の契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の算定上，１供給地点

につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス契約電力を接続送電サービス契約電力とみなします。

71　工事費負担金の申受けおよび精算

⑴　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，特別高圧で需要場所に電気を供給する場合は，原則として，当該供給に係る申込みを当社が承諾した日から３月以内に工事費負担金を契約者から申し受けます。

また，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合または51（契約の変更）⑻ハにもとづき混雑緩和プロセスに関する保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金または混雑緩和プロセスに関する保証金を工事費負担金に充当いたします。

⑵　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　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑴　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

⑵　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　67（受電地点への供給設備の工事費負担金），68（受電用計量器等の工事費負担金），69（会社間連系設備の工事費負担金），70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴イ⑴に定める超過こう長１メートル当たりの金額または70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑴ａに定める工事費単価および70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑵にも

とづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑶にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑴　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

⑵　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

⑶　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施設後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施設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。

⑷　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ⑷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施設後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設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。

⑸　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施設後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を施設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。

⑹　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70（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴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。

72　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等の費用の申受け

⑴　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，調達した資材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。

また，分割接続供給の場合は，要した費用の実費を双方の契約者と当社との協議のうえ，一方または双方の契約者から申し受けます。

⑵　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，調達した資材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。

⑶　混雑緩和プロセスにともなう供給設備の変更を中止される場合等の費用の申受け

混雑緩和プロセスにともない供給設備の一部または全部を変更した後，発電契約者または発電者の都合によって供給設備の変更を中止される場合等は，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混雑緩和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混雑緩和プロセスに関する保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，混雑緩和プロセスに関する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，調達した資材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。

73　臨 時 工 事 費

⑴　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。

⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，70（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。

⑶　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。

⑷　分割接続供給の場合の臨時工事費は，⑴，⑵または⑶に準じて算定し，双方の契約者と当社との協議のうえ，一方または双方の契約者から申し受けます。

⑸　臨時工事費の精算は，71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

74　工事費負担金契約書の作成

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，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。

なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。

Ⅸ　保　　安

75　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。

76　保安等に対する発電者および需要者の協力

⑴　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

⑵　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，⑴に準じて，適当な処置をいたします。

⑶　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（発電設備等を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，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，すみやかにその内容を当社に

通知していただきます。これらの場合において，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。

⑷　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。

77　調　　査

⑴　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。

⑵　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

⑶　当社は，⑴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等により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

⑴　当社は，77（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。

⑵　当社は，⑴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。

79　調査に対する需要者の協力

⑴　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。

⑵　当社は，77（調査）⑴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。

80　検査または工事の受託

⑴　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。

⑵　⑴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。

⑶　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。

⑷　⑶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。

81　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。

⑴　77（調　　査）

⑵　78（調 査 等 の 委 託）

⑶　79（調査に対する需要者の協力）

⑷　80（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，2026年11月１日から実施いたします。

２　受電電圧および供給電圧についての特別措置

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，本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合，料金その他の供給条件は，高圧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

⑴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。

⑴　適　用　範　囲

イ　揚水発電設備等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，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，⑴および⑵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，

⑴および⑵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。

⑴　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），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

⑵　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た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。

⑵　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）⑶イ⑵ｃ，⑶ｃ，⑷ｃ，⑹ｃ，⑺ｃ，⑼ｃ，ロ⑴ｃ，⑵ｃ，⑶ｃ，ハ⑴ｃ，⑵ｃもしくは⑶ｃまたは20（臨時接続送電サービス）⑶イ⑵ｃ，⑷ｃ，ロ⑶もしくはハ⑶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⑴または⑵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，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量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）⑷ロにかかわらず，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

⑴　接続供給課金対象電力

ａ　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，次の式により算定された値といたします。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

ただし，算定された値が接続送電サービス契約電力を上回る場合は，接続送電サービス契約電力を接続供給課金対象電力といたします。

ｂ　ａにおいて，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

また，ａにおいて，接続供給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。

⑻　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

⑼　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流10アンペア

ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。

⑽　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペア

⑵　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。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年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），揚水最大電力等およびその他最大電力等，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適当と認められる場合には，すみやかに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，調整力契約を締結する設備が設置された需要場所（高圧以上受電点調整負荷が設置された需要場所に限ります。）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）⑿，⑿および⑿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，調整力契約を締結する設備が設置された需要場所（高圧以上受電点調整負荷が設置された需要場所に限ります。）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，調整力契約を締結する設備が設置された需要場所（高圧以上受電点調整負荷が設置された需要場所に限ります。）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）⑻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

＝接続対象電力量－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，調整力契約を締結する設備が設置された需要場所（高圧以上受電点調整負荷が設置された需要場所に限ります。）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）⑻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

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑷　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，⑴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，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，⑴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。

⑸　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損失補正率によって修正したものといたします。

⑹　分割接続供給の場合の取扱い

イ　この特別措置の適用を希望される場合は，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，当社へ申し出ていただきます。

ロ　この特別措置は，それぞれの契約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に適用するものとし，それぞれの契約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の取扱いは，⑴および⑵に準ずるものといたします。また，この場合は，33（料金の算定）⑾または⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，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たときの接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスにおいてもこの特別措置を適用するものとし，当該接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの取扱いは，⑴および⑵に準ずるものといたします。

なお，揚水等損失率は，あらかじめ１年ごとに双方の契約者と当社との協議により供給地点ごとに定め，それぞれの契約者に係る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および１供給地点につき，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た場合の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にあたり，同一の値を使用するものといたします。

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）

⑴　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再生可能エネルギー発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る再生可能エネルギー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再生可能エネルギー発電設備は，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。

⑵　⑴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。）の申込みに先だち，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。

⑶　⑴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）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。

⑷　⑴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。

⑸　⑴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2016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１項第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）⑵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）⑵にかかわらず，18（料金）⑵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）⑵イ㈠およびロ㈠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）⑵イ㈠およびロ㈠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）⑵イ㈡およびロ㈡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）⑵イ㈡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）⑵ロ㈡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）⑵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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑸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るものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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）⑵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）⑵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。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料 金 の 算 定）

㈠　34（支払義務の発生および支払期日）

㈡　35（料金その他の支払方法）

㈢　36（保　　証　　金）

㈣　48（違　　約　　金）

㈤　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。

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生じた場合には，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。

⑹　⑴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（⑸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）⑵にかかわらず，18（料金）⑵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。

⑴　29（料金の算定期間）

⑵　33（料 金 の 算 定）

⑶　34（支払義務の発生および支払期日）

⑷　35（料金その他の支払方法）

⑺　⑴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。

⑴　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

⑵　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）⑴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）⑴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等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等計量器により，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等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等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）⑶ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされ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。

⑻　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（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得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）⑶ホ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。

⑼　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

⑴　系統連系受電サービス料金

イ　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の基本料金は，22（系統連系受電サービス）⑶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	ロ⑷に定める離島	９２円０４銭
	ロ⑸に定める離島	９１円９８銭

ロ　離　　島

⑷　特別高圧系統のある離島

対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島

⑸　特別高圧系統のない離島

小呂島，上甑島，中甑島，下甑島，竹島，硫黄島，黒島，口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島

⑵　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）⑵イ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，26（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵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	５０円５２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。

⑶　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）⑵ロ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）⑵ロ(ﾊ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵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	１７円７９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パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

⑴　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「記録型等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月のうち記録型等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）⑵イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量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，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，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，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量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）⑵イ⑷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）⑵イ⑷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。

⑵　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等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　発電場所が高圧以上受電点調整電源に該当する場合の特別措置

⑴　１発電場所において，高圧以上受電点調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の高圧以上受電点調整電源のうち，一部の高圧以上受電点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）⑳イおよび㉑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）⑵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。

⑵　１発電場所において，高圧以上受電点調整電源に該当する発電設備等と高圧以上受電点調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，高圧以上受電点調整電源に該当する発電設備等と高圧以上受電点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もしくは放電を制限し，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１項第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）⑵にかかわらず，発電契約者のお求めに応じ，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１項第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　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

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であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑹ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

11　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の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

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で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，72（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等の費用の申受け）⑵ただし書にかかわらず，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。

12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

⑴　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）⑵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４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ) その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，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，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾊ) 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) 15（供給および契約の単位）(2)ロによって当社が分割接続供給を行なう場合で，この特別措置の適用を希望され，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ときは，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，(ｲ)および(ﾛ)に準じて，申込みおよび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）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，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。

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）⑶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）⑶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。

⑵　１年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）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間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年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間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

との協議がととの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）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から⑴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。

⑴　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）⑷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）⑷イにいうロのピークシフト電力は，⑵のピークシフト電力といたします。

⑵　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，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（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）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）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，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によって定めます。

また，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。

⑶　１年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）⑷の取扱いの適用後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〕⑷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。

㈡　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）⑷ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）⑷ハに定める適用後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ととの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）⑶によって算定された金額から㈠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。

㈠　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）⑷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）⑷イにいうロのピークシフト電力は，㈡のピークシフト電力といたします。

㈡　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，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行する負荷設備の容量（キロワット）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，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によって定めます。

また，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。

⑹　１年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。

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）⑵ロまたはイ⑹もしくはロ⑹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行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等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，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によって定めます。

また，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　海洋再エネ整備法に係る特別措置

海洋再エネ整備法第10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）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，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。

14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，26（給電指令時補給電力）⑵ニ，31（電力および電力量の算定）⑳ロおよび㉑ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

15　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（高圧以上受電点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。

⑴　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，次のとおりとしていただきます。

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くことがあります。

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。

⑵　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）⑷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⑴および⑵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。

⑴　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。）

⑵　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。

⑶　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（高圧以上受電点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。

⑷　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。

⑴　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）⑸もしくは⑹また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ないときに適用いたします。

⑵　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

⑷　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⑸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。

⑹　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⑹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。

⑷　適　　用

39（給電指令の実施等）⑷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。

⑸　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

⒜　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⑸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。

⒝　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⒞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。

⒞　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

⒜　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⑸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。

⒝　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。

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，⑸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。

⑾　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）⑸もしくは⑹また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，⑸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）⑵ホの場合で，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）⑸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るものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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。

⑸　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）⑶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）⑷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）⑴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）⑾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）⑿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）⑵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）⒂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。

ヘ　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）⑶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な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〕⑴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）⑳ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶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。

⑴　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。ただし，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，発電量調整受電電力量は，30分ごとに，次のａ，ｂおよびｃ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－発電量調整受電電力量

ａ　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まない場合

発電量調整受電電力量

＝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（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。）

－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量

b　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）および高圧または特別高圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まず，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合

(a)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合

発電量調整受電電力量

＝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（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。）

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

(b)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合

発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電電力量

＝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（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。）

－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

c　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，かつ，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合

(a)　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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合

発電量調整受電電力量

＝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（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。）

－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および
発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量
－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

(b) 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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合

発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電電力量
＝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（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。）
－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および
発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量
－発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量

⑵　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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。

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－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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，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。

⑹　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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。

a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⑻　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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

⑹　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）⑵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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－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）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指

令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

⒝　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）⑵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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量

－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）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵ト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

⑻　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）⑵への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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵ト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

⑼　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）⑵への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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵ト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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－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）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵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，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

⒝　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）⑵へ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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

⒜　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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）⑵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，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

⑹　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）⑵へ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）⑵へ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）⑵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。）を加えた値を下回る場合

39（給電指令の実施等）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹　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）⑵へ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）⑵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。）を加えた値と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）⑵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）⑵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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵イ，ロ，ハまたはト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

－39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－39（給電指令の実施等）⑵へ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

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）㉑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，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，発電量調整受電電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，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。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

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）⑵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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または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）⑽にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の⑷および⑸を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

⑷　31（電力および電力量の算定）⑳ロ⑷における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ⑷ｂ⑹に該当する場合またはチ⑷における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ⑷ｂ⑹に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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

（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。）を差し引いた値

(ﾛ)　31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値

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）(23)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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または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）(10)にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）(10)によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の(ｲ)および(ﾛ)を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(ｲ)　31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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（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。）を差し引いた値

(ﾛ)　31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(20)ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合

発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値

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）(24)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。

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電力量－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

＝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）㉕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。

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

⑹ 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。

⑺ 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）⑴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）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵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。

⑻　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〕）⑴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再生可能エネルギー発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る再生可能エネルギー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再生可能エネルギー発電設備は，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2016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１項第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。

⑴　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〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，⑷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。

⑷　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〕）⑸ホにかかわらず，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。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（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。

㈠　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〕）㈤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。

㈡　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，㈠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〕）⑹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。

⑼　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，⑷イ(ロ)ａ(c)，⑷ロ(ロ)ａ(c)，⑷ハ(ロ)ａ(c)または⑷ニ(イ)ｄもしくは⑷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	５０円５２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，⑷イ(ロ)ｂ(c)，⑷ロ(ロ)ｂ(c)または⑷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	１７円７９銭

⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなし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，⑷ニ(ﾛ)ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

⑾　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。

16　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

⑴　当社は，39（給電指令の実施等）⑵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）⑼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。

⑵　当社は，39（給電指令の実施等）⑵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）⑼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等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。

⑶　当社は，39（給電指令の実施等）⑵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等に対してＮ－１電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）⑼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等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。

17　系統連系受電サービス等についての特別措置

⑴　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）⑵ロおよび

ハならびに41（契約超過金）⑵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）⑵ロおよび41（契約超過金）⑵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⑷に該当する場合，22（系統連系受電サービス）⑶イの基本料金および22（系統連系受電サービス）⑶ハ⑷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⑷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

⑴　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

⑵　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

⑷　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。

⑶　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，⑴イ㈠または ロ〔⑴イ㈠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等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）⑶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）⑵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等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。

㈠　22（系統連系受電サービス）⑵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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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等において，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，2024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等に適用いたします。

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再生可能エネルギー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等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 イの発電設備等が，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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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 イの発電設備等が，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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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〕）⑻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。

⑼　発電量調整受電電力量

a　イの発電設備等が，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）⑴イ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〕）⑺ハもしくは⑻イに準じて算定いたします。

b　イの発電設備等が，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等の場合

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）⑴イ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〕）⑺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。

(ﾊ) 契約超過受電電力

a イの発電設備等が，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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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　イの発電設備等が，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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用した場合のその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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）⑶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再生可能エネルギー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で，発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当しないときは，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）⑶ロに定める電力量料金を申し受けます。また，発電設備（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を除きます。）に揚水発電設備等が併設されている場合で，発電設備が⑷イに定める適用範囲に該当し，かつ，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等が設置された受電地点に係る需要場所に接続供給され揚水または蓄電された電気を当該需要場所以外の需要場所に託送供給されるために発電または放電するときは，揚水発電設備等に係る系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力を⑷ロ(イ)ａおよび⑷ロ(ハ)ａに準じて定め，⑷にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶イに定める基本料金から22（系統連系受電サービス）⑶ハ(ハ)に定める系統設備効率化割引額を差し引いた金額および41（契約超過金）⑵に定める契約超過金を申し受けます。

⑹　発電設備等に係る供給地点において電気最終保障供給約款または離島等供給約款にもとづく電気の需給契約（以下「当社との電気の需給契約」といいます。）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）⑶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）⑵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）⑵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。

⑷　当社との電気の需給契約において，定額電灯，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。）または農事用電灯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。

⑸　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。

⑹　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における契約電流を接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流とみなし，当社との電気の需給契約における契約容量を接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量とみなし，当社との電気の需給契約における臨時電灯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とみなします。

ハ　53（契約の廃止）⑸または55（解約等）⑹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。

⑺　2024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）⑴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。

	市町村
福岡県	福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市， 柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市， 筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市， 古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町， 篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町， 芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町， 桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町， 川崎町，福智町，吉富町
佐賀県	佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町， 基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町
長崎県	長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町， 川棚町，佐々町
大分県	別府市，津久見市
熊本県	熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町， 長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町
宮崎県	宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町
鹿児島県	鹿児島市

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）⑶ハ⑵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）⑶ハ⑵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）⑶ハ⑵にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ⑵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）⑶ハ⑵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）⑶ハ⑵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）⑶ハ㈡にかかわらず，22（系統連系受電サービス）⑶ハ㈡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。

18　災害救助法が適用された場合等の特別措置

当社供給区域において災害が発生し，原則として災害発生日から１年以内に，当社供給区域内の地域が災害救助法第２条第３項に定める災害発生市町村または本部所管区域市町村の区域（以下「災害救助法適用地域」といいます。）として公示された場合，または当該災害が激甚災害に対処するための特別の財政援助等に関する法律第２条第１項に定める激甚災害として指定され当社供給区域内の地域がその対象地域となった場合で，災害救助法の公示日または激甚災害の指定日が属する月から６月後の月の末日までに，当該災害により被害を受けた需要者（原則として災害救助法適用地域または激甚災害の対象地域の需要者に限ります。）の供給地点に係る託送供給について当該需要者に対して電気の供給を行なう契約者からこの特別措置の適用の申出があるとき（当社が分割接続供給を行なう供給地点においては，双方の契約者から申出がある場合に限ります。）または当該災害により被害を受けた発電者（原則として災害救助法適用地域または激甚災害の対象地域の発電者に限ります。）の受電地点に係る発電量調整供給について当該発電者もしくは当該発電量調整供給に係る発電契約者からこの特別措置の適用の申出があるときの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。

なお，当社は，需要者または発電者の被害状況を確認するため，必要に応じてり災証明書の提示を求める等の措置を講ずることがあります。

⑴　災害により被害を受けた需要者の供給地点に係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について，

災害発生日が属する月の前月の料金（支払期日が災害発生日以降となるものに限ります。），および災害発生日が属する月からその翌々月までの料金の供給側料金算定日を，18（料金）⑴にかかわらず，それぞれ１月延期いたします。

⑵　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，災害により被害を受けたときから引き続きまったく電気を使用しない場合には，災害発生日が属する月から６月後の月の末日までの間は，料金の算定期間ごとに次の割引を行ない料金を算定いたします。

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）⑴イ，ロ，ニ，ホ，ヘまたはリの場合は，まったく電気を使用しない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

ハに定める割引日数１日ごとに４パーセントといたします。

ハ　割　引　日　数

割引日数は，各月の料金の算定期間における，災害により被害を受けたときから引き続きまったく電気を使用しない期間の日数とし，30分ごとの接続供給電力量等にもとづき当社との協議によって定めます。

⑶　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，災害により被害を受けたときから引き続きまったく予備送電サービスを使用しない場合には，災害発生日が属する月から６月後の月の末日までの間は，料金の算定期間ごとに⑵に準じて割引を行ない予備送電サービス料金を算定い

たします。

⑷　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，災害により被害を受けたときから引き続きまったく電気を使用しないで，契約者が当該供給地点に係る接続供給を廃止された後，契約者が新たに当該供給地点に係る接続供給の申込みを行なった場合で，その申込みが災害発生日が属する月の６月後の月の末日までに行なわれ，かつ，その申込みが災害により被害を受けたときの当該供給地点に係る接続送電サービス契約電力等をこえないとき（分割接続供給の場合は，その申込みにもとづく１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス契約電力等が，災害により被害を受けたときの１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス契約電力等をこえないときに限ります。）は，70（供給地点への供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費負担金を申し受けません。

⑸　契約者が，災害により被害を受けた需要者の供給地点において，再建等のため，20（臨時接続送電サービス）の申込みを行なった場合で，その申込みが災害発生日が属する月の６月後の月の末日までに行なわれたときは，73（臨時工事費）にかかわらず，その臨時工事費を申し受けません。

⑹　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，電気設備が災害のため復旧まで一時使用不能となった場合，18（料金）⑴にかかわらず，災害発生日が属する月から６月後の月の末日までの間は，その使用不能設備に相当する接続送電サービスの基本料金，臨時接続送電サービスの基本料金および予備送電サービス料金の割引を行ない料金を算定いたします。

⑺　契約者が，災害により被害を受けた需要者の供給地点において，再建等のため，引込線，計量器，その付属装置，区分装置，通信設備および電流制限器等の取付位置の変更の申込みを災害発生日が属する月の６月

後の月の末日までに行なった場合で，その供給方法が災害により被害を受けたときの供給方法と同一であるときは，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備の施設）および66（電流制限器等の取付け）にかかわらず，原則として，その初回の工事に要した実費を申し受けません。

⑻　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，当社が分割接続供給を行なう場合で，⑵または⑹によって割引を行ない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を算定するときは，⑼または⑽による料金の調整を行なうために，１供給地点につき，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た場合の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を，⑵または⑹に準じて割引を行ない算定いたします。

⑼　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，当社が分割接続供給を行ない，かつ，⑵または⑹によって割引を行ない接続送電サービス料金を算定する場合で，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金の合計と，⑻によって算定された１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス料金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）⑾に準じて接続送電サービス料金の調整を行ないます。

⑽　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，当社が分割接続供給を行ない，かつ，⑵または⑹によって割引を行ない臨時接続送電サービス料金を算定する場合で，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス料金の合計と，⑻によって算定された１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービス料金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）⑿に準じて，臨時接続送電サービス料金の調整を行ないます。

⑾　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，当社が分割接続供給を行なう場合で，⑶または⑹によって割引を行ない予備送電サービ

ス料金を算定するときは，⑿による料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用した場合の予備送電サービス料金を，⑶または⑹に準じて割引を行ない算定いたします。

⑿　災害により被害を受けた需要者の供給地点において，当社が分割接続供給を行ない，かつ，予備送電サービスをあわせて適用し，⑶または⑹によって割引を行ない予備送電サービス料金を算定する場合で，それぞれの契約者に係る予備送電サービス料金の合計と，⑾によって算定された１供給地点につき，１予備送電サービスを適用した場合の予備送電サービス料金との間に差が生ずるときは，33（料金の算定）⒀に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。

⒀　災害により被害を受けた発電者の受電地点に係る系統連系受電サービス料金について，災害発生日が属する月の前月の料金（支払期日が災害発生日以降となるものに限ります。），および災害発生日が属する月からその翌々月までの料金の支払期日を，34（支払義務の発生および支払期日）にかかわらず，それぞれ１月延期いたします。

⒁　災害により被害を受けた発電者の受電地点において，災害により被害を受けたときから引き続き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，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。）には，災害発生日が属する月から６月後の月の末日までの間は，料金の算定期間ごとに次の割引を行ない料金を算定いたします。

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）⑴イ，ハ，ニ，トまたはチの場合は，まったく電気を発電または放電しない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

ハに定める割引日数１日ごとに４パーセントといたします。

ハ　割　引　日　数

割引日数は，各月の料金の算定期間における，災害により被害を受けたときから引き続きまったく電気を発電または放電しない期間の日数とし，30分ごとの発電量調整受電電力量等にもとづき当社との協議によって定めます。

⑮　災害により被害を受けた発電者の受電地点において，発電設備等が災害のため復旧まで一時運転不能となった場合，18（料金）⑶にかかわらず，災害発生日が属する月から６月後の月の末日までの間は，その運転不能設備に相当する系統連系受電サービスの基本料金の割引を行ない料金を算定いたします。

なお，この場合，その運転不能設備に相当する系統連系受電サービスの系統設備効率化割引は適用いたしません。

19　工事費負担金の支払いに関する期日についての経過措置

特別高圧で需要場所に電気を供給する場合で，2026年10月１日より前に当該供給に係る申込みを当社が承諾しており，かつ，この約款実施の際現に契約者が71（工事費負担金の申受けおよび精算）の工事費負担金を支払われていないときは，71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑴なお書にかかわらず，当社は，原則として，工事費負担金契約書に定める支払いに関する期日または2026年12月31日のいずれか遅い日までに工事費負担金を契約者から申し受けます。

20　料金についての切替措置

2026年11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，臨時接続送電サービス料金または系統連系受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2026年11月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量または発電量調整受電電力量により算定いたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

⑴　契約設備電力は，原則として，電流制限器等または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流制限器等による場合

入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）＝制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）または電流制限器等の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）×100ﾎﾞﾙﾄ×$\frac{1}{1,000}$

ロ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

⑵　⑴によりがたい場合は，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。

２　系統設備効率化割引の対象変電所等

⑴　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	槻田系統開閉所，西谷変電所，北九州変電所， 到津変電所，上津役変電所，住吉変電所，赤坂変電所， 久留米変電所，南福岡変電所，古賀変電所， 東福岡変電所，長崎変電所，諫早変電所
Ａ－２	門司変電所，若松変電所，西福岡変電所，脊振変電所， 三池変電所，筑豊変電所，山家変電所，伊都変電所， 中央変電所，木佐木変電所，苅田変電所， 南苅田系統開閉所，北佐賀変電所，鳥栖変電所， 武雄変電所，東佐世保変電所，北熊本変電所
Ａ－３	東豊前変電所，豊前変電所，唐津変電所， 西九州変電所，西佐世保変電所，北長崎変電所， 南熊本変電所，緑川変電所，弓削変電所， 中九州変電所，熊本変電所
Ｂ－１	砂津変電所，堺町変電所，三郎丸変電所，小倉変電所， 旦過変電所，徳力変電所，横代変電所，前田変電所， 黒崎変電所，穴生変電所，上津役変電所，藤田変電所， 香椎変電所，箱崎変電所，多の津変電所， アイランドシティ変電所，前松原変電所，東浜変電所， 中洲変電所，板付変電所，土居町変電所，住吉変電所， 簑島変電所，竹下変電所，西春変電所，千代変電所， 堅粕変電所，古門戸変電所，須崎変電所，天神変電所， 大濠変電所，那の川変電所，今泉変電所， 渡辺通変電所，荒戸変電所，中尾変電所， 西福岡変電所，井尻変電所，野間変電所，姪浜変電所， 七隈変電所，長尾変電所，福陵変電所，西新変電所， 重留変電所，京町変電所，千本杉変電所， 久留米変電所，東町変電所，原古賀変電所， 原田変電所，白木原変電所，太宰府変電所， 篠栗変電所，志免変電所，亀山変電所，東福岡変電所， 長者原変電所，神辺変電所，丸山変電所， 宮ノ下変電所，新地変電所，厳原変電所， 佐須奈発電所，芦辺発電所，郷ノ浦変電所， 大分変電所，上野変電所，金池変電所，寒田変電所， 大江変電所，銀座橋変電所，慶徳変電所， 保田窪変電所，神水変電所，江津変電所，御領変電所， 新住用川発電所，名瀬発電所，中種子変電所， 古仁屋変電所

割引区分	割引対象変電所等
Ｂ－２	錦町変電所，大里変電所，めかり変電所，原町変電所， 洞海変電所，東畑変電所，戸畑変電所，大門変電所， 金鶏町変電所，港町変電所，井堀変電所， 三萩野変電所，曽根変電所，貫変電所，香月変電所， 折尾変電所，浅川変電所，塩屋変電所，和白変電所， 箱崎浜変電所，壱岐変電所，今宿変電所，浜田変電所， 嘉穂変電所，大渕変電所，通谷変電所，二日市変電所， 上白水変電所，平田台変電所，古賀変電所， 久保変電所，新宮変電所，若久変電所，神野変電所， 大財変電所，高木瀬変電所，松原変電所，鍋島変電所， 元石変電所，銭座変電所，賑橋変電所，浦上変電所， 富士見変電所，花丘変電所，矢上変電所，大野変電所， 大久保変電所，佐世保変電所，熊野変電所， 日宇変電所，諫早変電所，豊玉発電所，久賀変電所， 長与変電所，川棚変電所，小値賀変電所， 阿瀬津変電所，奈良尾変電所，王子変電所， 鶴崎変電所，中島変電所，日岡変電所，岡川変電所， 寿町変電所，別府変電所，田の湯変電所，石垣変電所， 下筌変電所，大山変電所，臼杵変電所，津久見変電所， 大岳変電所，日吉変電所，新町変電所，坪井変電所， 花畑変電所，健軍変電所，池田変電所，近見変電所， 弓削変電所，八代変電所，田迎変電所，清水変電所， 青葉変電所，旭変電所，恒富変電所，城山変電所， 田上変電所，鹿児島変電所，清滝変電所，名山変電所， 谷山変電所，鴨池変電所，永田変電所，天文館変電所， 紫原変電所，新種子島発電所，竜郷変電所

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2028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といたします。

⑵　系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ　⑴の割引区分は，10（契約の成立および契約期間）⑴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2028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といたします。

ロ　⑴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，⑴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　⑴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，⑴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）⑶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　2024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，⑴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⑴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）⑶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　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イ(ｲ)ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　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

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

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。

⑵　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

契約主開閉器の定格電流(ｱﾝﾍﾟｱ)×電圧(ﾎﾞﾙﾄ)×1.732×$\frac{1}{1,000}$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　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　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		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　スリームラインランプ

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

⑵　誘　導　電　動　機

イ　単相誘導電動機

⑴　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。

⑵　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（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入　　力（ﾜｯﾄ）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
３５以下	――	１６０	出力（ﾜｯﾄ） ×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
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

換算容量（入力〔キロワット〕）
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

⑶　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）（ミリアンペア）	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ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過 30ミリアンペア以下	1．5
		30ミリアンペア超過 50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過 100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過 200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	7．5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１０
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	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ミリアンペア以下	9．5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１６
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	１１
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１９．５
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75マイクロファラッド以下		1
	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		2
	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		3

⑷　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

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

⑸　そ　　の　　他

イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適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

⑴　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。

離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

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

Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

γ＝0.0000

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，１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は，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。

⑴　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

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島基準燃料価格}-\text{離島平均燃料価格})\times\frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

㈺　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

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島平均燃料価格}-\text{離島基準燃料価格})\times\frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

㈻　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。

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格}-\text{離島基準燃料価格})\times\frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

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係る電気に適用いたします。

㈠　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，㈺，㈻および㈬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) 記録型等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，㈠にいう検針日は，応当日といたします。

㈡　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，㈠に準ずるものといたします。この場合，㈠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

㈠　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。

㈡　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。

⑵　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

㈠　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	１銭３厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	５銭２厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	７銭７厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	１２銭９厘
	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	１２銭９厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	３銭９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	７銭７厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	３銭９厘

⑵　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	１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	２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	２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	２銭１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	２銭１厘

⑶　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。

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	２銭２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	３厘

⑶　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，⑴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，１トン当たりの平均液化天然ガス価格，１トン当たりの平均石炭価格および⑴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

⑴　平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。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。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	１００	1.0061	1.0345	７０
0.1005	0.1752	９９	1.0346	1.0636	６９
0.1753	0.2279	９８	1.0637	1.0931	６８
0.2280	0.2718	９７	1.0932	1.1231	６７
0.2719	0.3106	９６	1.1232	1.1536	６６
0.3107	0.3461	９５	1.1537	1.1848	６５
0.3462	0.3793	９４	1.1849	1.2166	６４
0.3794	0.4108	９３	1.2167	1.2490	６３
0.4109	0.4409	９２	1.2491	1.2822	６２
0.4410	0.4701	９１	1.2823	1.3161	６１
0.4702	0.4984	９０	1.3162	1.3508	６０
0.4985	0.5261	８９	1.3509	1.3864	５９
0.5262	0.5533	８８	1.3865	1.4229	５８
0.5534	0.5801	８７	1.4230	1.4603	５７
0.5802	0.6066	８６	1.4604	1.4988	５６
0.6067	0.6329	８５	1.4989	1.5384	５５
0.6330	0.6590	８４	1.5385	1.5792	５４
0.6591	0.6850	８３	1.5793	1.6211	５３
0.6851	0.7110	８２	1.6212	1.6644	５２
0.7111	0.7370	８１	1.6645	1.7091	５１
0.7371	0.7630	８０	1.7092	1.7554	５０
0.7631	0.7892	７９	1.7555	1.8031	４９
0.7893	0.8154	７８	1.8032	1.8526	４８
0.8155	0.8419	７７	1.8527	1.9039	４７
0.8420	0.8685	７６	1.9040	1.9571	４６
0.8686	0.8954	７５	1.9572	2.0124	４５
0.8955	0.9225	７４	2.0125	2.0700	４４
0.9226	0.9500	７３	2.0701	2.1299	４３
0.9501	0.9778	７２	2.1300	2.1923	４２
0.9779	1.0060	７１	2.1924	2.2576	４１

無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)	無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	４０	5.0299	5.3121	１９
2.3259	2.3972	３９	5.3122	5.6261	１８
2.3973	2.4721	３８	5.6262	5.9775	１７
2.4722	2.5507	３７	5.9776	6.3736	１６
2.5508	2.6334	３６	6.3737	6.8237	１５
2.6335	2.7206	３５	6.8238	7.3396	１４
2.7207	2.8126	３４	7.3397	7.9373	１３
2.8127	2.9099	３３	7.9374	8.6380	１２
2.9100	3.0130	３２	8.6381	9.4712	１１
3.0131	3.1225	３１	9.4713	10.4787	１０
3.1226	3.2390	３０	10.4788	11.7221	９
3.2391	3.3633	２９	11.7222	13.2958	８
3.3634	3.4962	２８	13.2959	15.3521	７
3.4963	3.6389	２７	15.3522	18.1543	６
3.6390	3.7919	２６	18.1544	22.1997	５
3.7920	3.9572	２５	22.1998	28.5539	４
3.9573	4.1362	２４	28.5540	39.9875	３
4.1363	4.3305	２３	39.9876	66.6667	２
4.3306	4.5424	２２	66.6668	199.9975	１
4.5425	4.7744	２１	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	２０			

なお，平均力率は，次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

⑵ 有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。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パーセントの損失補正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

⑴　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の⑵によって算定した値を加えたものといたします。

⑵　差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は，次によって算定された値を，契約負荷設備の総容量といたします。

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ボルトアンペア

ロ　イ以外の場合

1差込口につき　100ボルトアンペア

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

⑴　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不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

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。）

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は，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

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バﾗﾝｼﾝｸﾞｸﾞﾙｰﾌﾟごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

⑵　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が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約

定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

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。）

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は，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。

⑶　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が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

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。）

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

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(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。）を上回る場合

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。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた

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。

⑴　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）⑴イ，ロ，ニまたはホの場合は，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			契約灯個数×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。

⑵　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，契約電流または契約容量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それぞれの契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　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

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

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。

(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)に準ずるものといたします。

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。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">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</td></tr>
<tr><td colspan="2">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。)</td><td colspan="3">―</td></tr>
</table>

（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。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

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。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">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</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">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</td><td>―</td><td colspan="3">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="4">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（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）計画外作業およ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。

（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。

（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

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。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌々日
計画</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>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</td><td>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</td><td>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</td><td colspan="3">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</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（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。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

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。

⑴　照明用電気機器

イ　け　い　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 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
１００	１０ １５ ２０ ３０ ４０	３．５ ４．５ ５．５ ９ １４
２００	４０ ６０ ８０ １００	３．５ ４．５ ５．５ ７

ロ　ネ オ ン 管 灯

２　次　電　圧（ﾎﾞﾙﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
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（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	１００ﾎﾞﾙﾄ	２００ﾎﾞﾙﾄ
４０以下	２０	４．５
６０以下	３０	７
８０以下	４０	９
１００以下	５０	９
１２５以下	５０	９
２００以下	７５	１１
２５０以下	７５	１５
３００以下	１００	２０
４００以下	１５０	３０
７００以下	２５０	５０
１，０００以下	３５０	７５

⑵　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	50	75	75	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	20	30	30	40

⑵　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（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	２極		－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	４極		－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	６極		－	－	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(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)		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。

⑶　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(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	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(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	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。

⑷　そ　の　他

⑴，⑵および⑶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。

託送供給等約款別冊
標準設計基準

2026年11月１日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　標準設計基準

目　　次

１　目　　的　……　1

２　単　位　等　……　1

３　低圧または高圧電線路　……　2

４　特別高圧電線路　……　9

５　高圧変電設備　……　16

６　特別高圧変電設備　……　17

７　電力保安通信設備　……　19

1　目　　的

⑴　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

この基準に定めのない事項については，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術上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。

⑵　地形上その他周囲の状況から，この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，⑴にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし，その設計を標準設計といたします。

⑶　材料および機器の規格は，日本産業規格，電力用規格等の規格に準じます。

2　単　　位　　等

単位等は次の記号で表示いたします。

単　　位　　等	記　　号
ボルト	Ｖ
キロボルト	ｋＶ
アンペア	Ａ
キロメートル	ｋｍ
メートル	ｍ
ミリメートル	㎜
平方ミリメートル	mm^2
ミリグラム	㎎
パーセント	％

3　低圧または高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。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変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

公　称　電　圧（Ｖ）	低　圧		高　圧
	１００	２００	６，６００
電圧降下許容限度（Ｖ）	６	２０	６００

ロ　経　過　地　等

低圧または高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

低圧または高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路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適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　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

㈠　低圧または高圧架空電線路の支持物は，原則としてコンクリート柱または複合柱といたします。

なお，当社は，法令にしたがって，また，その地域に施設されている供給設備の状況を考慮して，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

㈡　低圧または高圧架空電線路の支持物にコンクリート柱または複合柱を使用することが技術上，経済上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　標　準　径　間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は，次によります。ただし，地理的条件，土地の状況等により標準径間で電線路を構築できない場合は，これ以外の径間で施設する場合があります。

施設地域	標準径間（m）
市　街　地	４０
そ　の　他	５０

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，次によります。ただし，土地の状況上やむをえない場合，道路を横断する電線路を支持する場合，樹木，建造物，他の電線路等の工作物との離隔距離をとる場合，当該支持物に変圧器を取り付ける場合等は，この長さ以外のものを用いることがあります。

施 設 地 域	低圧（m）	高圧（m）	低高圧併架(m)
市　　街　　地	9	１０	１２
そ　　の　　他	9	9	１０

ホ　装　　柱

⑴　低圧架空電線路の装柱は垂直配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合および低圧単独線路については水平配列とすることがあります。

⑵　高圧架空電線路の装柱は水平配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合は垂直配列とすることがあります。

⑶　水平配列をする場合のアームは軽量腕金，垂直配列をする場合のアームは，低圧架空電線路はラック金物等，高圧架空電線路は高圧直付金物等を使用いたします。

ヘ　支線および支柱

低圧または高圧架空電線路の支持物強度の一部を分担するため，支線および支柱を施設いたします。ただし，支線には，土地の状況により，支線柱を使用することがあります。

ト　が　　い　　し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，次によります。

		通　　り　　用	引　　留　　用
低圧	低　圧　線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
	引　込　線	低圧ピンがいし，低圧引留がいし，ＤＶがいし等	
高　圧　線		高圧中実がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付通りがいし	高圧耐張がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付引留がいし

チ　電線の種類および太さ

⑴　低圧または高圧架空電線および高圧架空引込線には，アルミ線を

使用し，また，低圧引込線には硬銅線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

(ﾛ) 低圧または高圧架空電線および架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧架空電線の中性線等の感電のおそれがない箇所および，高圧架空電線の海峡横断箇所等の人が容易に立ち入らない長径間箇所においては，裸電線を使用することがあります。

(ﾊ) 電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度を考慮して，かつ，法令上の制限にしたがって，適用する電線の種類および最低電線サイズは第１表によるものとし，適用する電線サイズは第２表から選定いたします。

（第１表）

	絶縁電線		裸アルミ線
	アルミ線	硬銅線	
低　圧　電　線	25mm^{2}以上	――	――
高　圧　電　線	25mm^{2}以上	――	120mm^{2}以上
低圧架空引込線	――	2.6mm以上	――
高圧架空引込線	25mm^{2}以上	――	――

（第２表）

電線種類および太さ		連続許容電流（A）					裸電線
		ＯＣ電線	ＯＥ電線	ＯＷ電線	ＤＶ電線		
					導体２	導体３	
硬銅線	2.6mm	－	－	－	３８	３４	－
	3.2〃	－	－	－	５０	４４	－
	14mm^2	－	－	－	７０	６２	－
	22〃	－	－	－	９２	８０	－
	38〃	－	－	１５３	１３０	１１３	－
	60〃	－	－	２０６	１７４	１５２	－
	100〃	－	－	２８３	２３８	２０９	－
アルミ線	25〃	－	１０７	９０	－	－	１３５
	58〃	－	１７７	１４５	－	－	２２５
	120〃	－	２７１	２２０	－	－	４００
	200〃	４７３	－	－	－	－	５４０
	400〃	７２３	－	－	－	－	８５０

リ　柱上変圧器の種類と容量

⑴　柱上変圧器の種類

柱上変圧器の種類は，単相変圧器または一体形変圧器とし，既設供給設備の状況等を考慮して，技術上，経済上最も適当なものを選定いたします。

⑵　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から，技術上，経済上必要最小のものを選定いたします。

区　　分	変 圧 器 容 量 （ｋＶＡ）
単　　相	10，20，30，50，100
一　体　形	20＋10，30＋20，50＋30，100＋50

ヌ　電力用変圧器の結線

３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台または一体形変圧器（単相変圧器２台を内蔵）１台を用いてＶ結線により使用いたします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合は，単相変圧器３台を用いてΔ結線により使用いたします。

ル　変圧器の１次側開閉器

変圧器の１次側には保護用として，カットアウトを取り付けます。

ヲ　線路用区分開閉器の取付け

高圧架空電線路の保守上必要な箇所には，開閉器を施設いたします。

ワ　耐　雷　施　設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な施設を設置いたします。

カ　特殊地域の施設

塩害，じん害，ガス害等の発生のおそれがある地域，または地盤軟弱，強風地域に施設する架空電線路には，塩害，じん害，ガス害，地盤軟弱，強風等に耐える構造のものを使用いたします。

ヨ　低圧または高圧架空引込線のこう長

低圧または高圧架空引込線のこう長は，50ｍ以下といたします。ただし，低圧架空引込線のこう長は途中に支持物がある場合は，60ｍ以下といたします。

タ　引込直付金物および引込用アームの取付け

引込直付金物および引込用アームの取付けは，次によります。

⑴　引込線がある箇所は，引込直付金物を使用いたします。

なお，低圧ラック金物および変圧器が施設されている場合は，それぞれの下部に取り付けます。

(ﾛ) 次の場合は，引込直付金物にかえて引込用アームを使用いたします。

a 昇降柱経路が確保できない場合

b ＯＷ引込線がある場合

c 引込柱の同一箇所からの引込線数が３を超過する場合

d 引込幹線と分岐用電線の圧縮接続箇所が多く，引込幹線の縁廻りが過大となって輻輳する場合

(3) 地 中 電 線 路

イ 電線路の施設

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

(ｲ) 直 接 埋 設 式

重量車両が通ることがなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

(ﾛ) 暗 き ょ 式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一の場所に施設する場合

ロ ケーブルの選定

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，原則として次の中から必要最小のものを選定いたします。

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より，施設条件等を考慮して算定いたします。

種　　類		太さ（㎟）
架橋ポリエチレンケーブル	銅導体	14，22，38，60，100，325，725

ハ　工　事　方　法

技術上，経済上最も適当な方法により行ないます。

ニ　開閉器塔，変圧器塔の施設

⑷　地中電線路の保守上必要な箇所には，開閉器塔を施設いたします。

⑸　変圧器を地上に施設する必要がある場合には，変圧器塔を施設いたします。

4　特別高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。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変電所の引出口までといたします。

公　称　電　圧（V）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（V）	2,000	6,000	10,000

ロ　経　過　地　等

特別高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路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適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　他の特別高圧架空電線路と併架する場合の電線架設順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

⑶　特別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

⑴　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔といたします。ただし，短期間で撤去される場合または関連系統との協調上，鉄塔とすることが妥当でない場合は，鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

⑵　22kＶの特別高圧架空電線路を高圧架空電線路方式で施設する場合（以下「高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路」といいます。）には，原則としてコンクリート柱を使用いたします。

ハ　支持物の設計

特別高圧架空電線路の支持物の設計は，法令で定める電気設備に関する技術基準によるほか，原則として電気学会電気規格調査会標準規格によります。

ニ　標　準　径　間

⑴　特別高圧架空電線路の標準径間は，次によります。

支持物種類	標準径間（m）
鉄　　塔	２００～３００
そ　の　他	１００～１５０

㈡　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の標準径間は，次によります。

施設地域	標準径間（m）
市　街　地	４０
そ　の　他	５０

ホ　装　　柱

㈠　装柱は経過地，保守の条件等を勘案し，経済的な設計を行ないます。

㈡　下記ト㈠の塩じん害汚損地域区分Ｃ，ＤまたはＥに該当する場合において，がいしを増結するときは，特殊装柱といたします。

㈢　絶縁間隔は，次によります。ただし，がいし装置にアークホーンを取り付ける場合は，アークホーンの性能の面から次の数値を修正して用いることがあります。

電　　圧（ｋＶ）	２２	６６	１１０
所要がいし個数（コ）	２(注)	６	９または10
標準間隔（㎜）	３５０	７４０	１，１００
最小間隔（㎜）	３００	４００	７００
ジャンパー線と腕金との間隔（㎜）	４００	８９０	１，３２０

（注）　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の所要がいし個数は１コといたします。

ヘ　鉄塔および鉄柱の基礎

コンクリート基礎といたします。

ト　が　　い　　し

㈠　特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250㎜標準懸垂がいしとし，所要がいし連結個数はホ㈢によります。ただし，塩じん

害等により汚損する箇所には，塩害対策専門委員会送変電分科会の推奨値および九州における汚損実績を勘案し，次のとおり標準がいし増結，スモッグがいし等を採用いたします。

塩じん害に対する最低必要がいし連結数

汚損地域区分		A	B	C	D	E （海岸のごく近傍）
想定附着等価塩分量 mg/下面（中心部を除く）		50	100	200	400	海水のしぶきを対象とし３％塩水，0.3㎜/分水平分を想定
海岸よりの概略距離範囲	台風に対し	50 km程度以上	10～50 km程度	３～10 km程度	０～３ km程度	海岸の地形構造により０～0.3kmまたは０～0.5km
	季節風に対し	10 km程度以上	３～10 km程度	１～３ km程度	０～１ km程度	海岸の地形構造により０～0.3km
工場地域に対して発煙源よりの距離			工場地域周辺等比較的軽度の煙じん害地域	工場地域の中心		
標準懸垂がいし個数	110kV	9	9	9	※ 9	※ 10
	66kV	6	6	6	6	※ 6
	22kV以下	2	2	2	2	3

（注）１　※印はスモッグがいし

２　区分は場所により大幅に異なるので概略の目安を示します。

(ﾛ)　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路に使用するがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしといたします。

チ　電線の種類および太さ

(ｲ)　電線の種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，径間長，着雪，経過地等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さの電線を使用することがあります。

電線種類	公称断面積（㎟）
アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）	160，240，410，610
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）	160，240，410，610

⑵　電線の許容電流

電線の許容電流は，次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （ Ａ ）
アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）	１６０	４６７
	２４０	６０８
	４１０	８４６
	６１０	１，０５９
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）	１６０	７２５
	２４０	９５４
	４１０	１，３４９
	６１０	１，７０６

⑶　高圧架空電線路方式の22ｋＶの架空電線路の電線は，アルミ絶縁電線といたします。また，電線の太さは次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （ Ａ ）
アルミ絶縁電線	２００	４７３

リ　架空地線の施設

⑴　鉄塔および鉄柱には，原則として70㎟以上のアルミ覆鋼より線１条の架空地線を施設いたします。ただし，電磁誘導障害または著しい腐食のおそれのある箇所等には，他の電線を使用することがあります。

また，支持物の接地抵抗が高い箇所には，逆閃絡を防止するために，接地棒および埋設地線を施設いたします。

⑵　高圧架空電線路方式の22ｋＶの架空電線路には，原則として25

㎜^{2}以上の鋼心アルミより線１条の架空地線を施設いたします。

ヌ　架空電線の地表上の高さ

⑷　特別高圧架空電線の最低地上高は，次によります。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いたします。

電 線 地 表 上 の 高 さ

公称電圧（kV）	地表上の高さ（m）
２２	6
６６	7
１１０	7

⑸　高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の電線の最低地上高は，次によります。

電 線 地 表 上 の 高 さ

施 設 地 域	地表上の高さ（m）
市　街　地	8
そ　の　他	6

ル　ブロッキングコイルの施設

電力線搬送を行なっている線路から分岐する場合，搬送への障害が考えられるときは，その分岐点に必要な定格のブロッキングコイルを施設いたします。

ヲ　アークホーンおよびアーマロッドの施設

経過地の状況により，アークホーンおよびアーマロッドを施設いたします。

⑶ 地 中 電 線 路

イ　電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式または暗きょ式といたします。ただし，変電所，工場構内等において施設が容易で，かつ，維持上問題がない場所に施設する場合は，直接埋設式とすることがあります。

ロ　ケーブルの選定

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，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。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

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より，施設条件等を考慮して算定いたします。

ケーブルの種類および太さ

電　圧		心　数	導　体　の　太　さ　（㎟）
22kV	CV	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		単心3個より	100，250，325
66kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	80，100，150，200，250，325，400，500
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	80，100，150，200，250，325，400
110kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	150，200，250，325，400
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	150，200，250，325

ハ　避雷器の施設

ケーブルと架空電線との接続箇所には，ケーブル条長が短い場合に，保護装置として避雷器を施設することがあります。

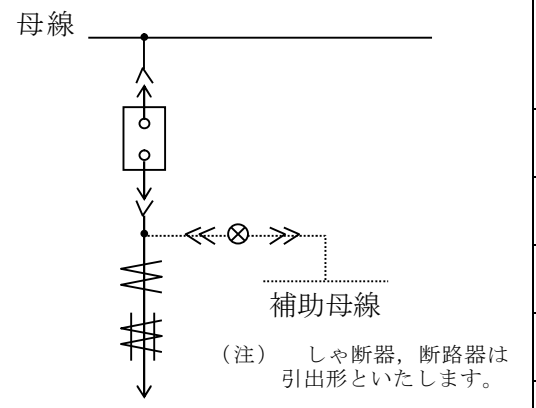
5　高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

高圧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。

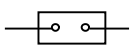
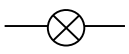
⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取　付　数	
	単母線	補助母線付
しゃ断器	1　台	1　台
断　路　器	――	1　組
変　流　器	2　台	2　台
零相変流器	1　台	1　台
配　電　盤	1　面	1　面

（注）　点線部分は，補助母線付の場合

凡例	しゃ断器	断　路　器	変流器	零相変流器
				

⑶　し　や　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている

系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸　変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹　配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡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等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

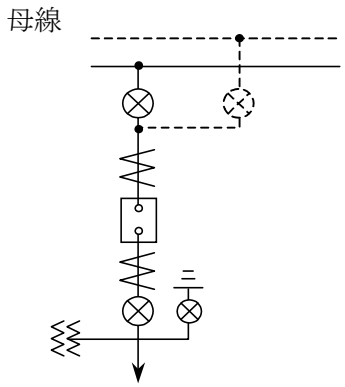
６　特別高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

特別高圧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。

⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取付数	
	単母線	2重母線
しゃ断器	1 台	1 台
断路器	2 組	3 組
変流器	6 台	6 台
計器用変圧器	1 台	1 台
配電盤	1 面	1 面

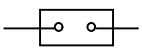
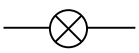
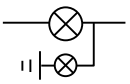
（注）1　点線部分は，2重母線の場合

2　接地装置については線路側に1台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。

3　変流器については用途および制御回路の構成によって，設置位置の変更もしくは台数の増減または零相変流器の設置をすることがあります。

4　しゃ断器において引出方式を使用する場合には，しゃ断器の両端の断路器を省略いたします。

5　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置する場合があります。

凡例	しゃ断器	断路器	接地装置付断路器	変流器	計器用変圧器
					

⑶　し　や　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じて，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に

応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸ 変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹ 計 器 用 変 圧 器

計器用変圧器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑺ 配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡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等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

7　電力保安通信設備

⑴ 一　般　基　準

イ　電力保安通信用電話設備の施設

㈠ 電力保安通信用電話設備は，法令等の定めるところにより原則として施設いたします。

㈡ 回線数は，原則として１回線といたします。

ロ　通　信　方　式

電力保安通信用電話設備は，光ファイバ内蔵型架空地線（ＯＰＧＷ），架空電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），地中電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），通信線搬送，光搬送またはマイクロ波多重無線による電話設備のうち，技術上，経済上最も適当なものを使用いたします。

ハ　経　　過　　地

経過地は，地理的条件ならびに保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるように選定いたします。

ニ　電　　話　　機

電話機は，自動式電話または共電式電話を標準として使用いたします。

⑵　架空電話線路

イ　電話線路の施設

架空電話線路は，使用電圧が35,000Ｖ以下の架空電線路への添架または他の架空電話線路への併架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，独立電話線路を施設いたします。

ロ　電話線の種類

架空電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑶　地中電話線路

イ　施　設　方　法

地中電話線は，原則として管路式または暗きょ式によります。

ロ　ケーブルの種類

地中電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑷　通信線搬送

送受信装置の伝送方式は，周波数分割方式または時分割方式といたします。

⑸　光　　搬　　送

送受信装置の伝送方式は，時分割方式といたします。

⑹　マイクロ波多重無線

イ　空 中 線 施 設

(ｲ)　空中線は，十分な強度のある鉄塔または鉄柱等の支持物により支持いたします。

(ﾛ)　給電線は，導波管を使用いたします。

ロ　送 受 信 装 置

(ｲ)　使用する周波数帯は，6.5ギガヘルツ帯，7.5ギガヘルツ帯または12ギガヘルツ帯といたします。

(ﾛ)　変調方式は，原則として，４相位相変調方式とし，電力用規格の装置を使用いたします。

(7)　電話設備以外の保安通信設備

保安通信用電話設備以外の通信設備（給電情報伝送装置，保護用信号端局装置等）の施設については，本基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

2026年11月１日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1

1　目　　的 …… 1

2　適用の範囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧系統連系 …… 3

Ⅱ－1　発電設備等の連系要件 …… 3

4　電　気　方　式 …… 3

5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 3

6　力　　率 …… 4

7　高　調　波 …… 4

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 6

10　不要解列の防止 …… 6

11　保護装置の設置場所 …… 11

12　保護リレーの設置相数 …… 11

13　保護装置の設置 …… 12

14　解　列　箇　所 …… 13

15　発電機運転制御装置の付加 …… 13

16　接　地　方　式 …… 14

17　直流流出防止変圧器の設置 …… 14

18　電　圧　変　動 …… 14

19　短　絡　容　量 …… 16

20　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 16

21　発電設備等の種類 …… 17

22 発電機諸元 …… 17
23 フリッカ …… 18
24 サイバーセキュリティ対策 …… 19
Ⅱ－２ 需要設備の連系要件 …… 20
25 電気方式 …… 20
26 力率 …… 20
27 高調波 …… 20
28 フリッカ …… 20

Ⅲ 高圧系統連系 …… 21
Ⅲ－１ 発電設備等の連系要件 …… 21
29 電気方式 …… 21
30 運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 21
31 力率 …… 22
32 高調波 …… 22
33 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 22
34 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 23
35 不要解列の防止 …… 24
36 保護装置の設置場所 …… 28
37 保護リレーの設置相数 …… 28
38 保護装置の設置 …… 29
39 解列箇所 …… 30
40 発電機運転制御装置の付加 …… 31
41 自動負荷制限 …… 31
42 線路無電圧確認装置の設置 …… 32
43 接地方式 …… 33
44 直流流出防止変圧器の設置 …… 33
45 電圧変動 …… 33
46 短絡容量 …… 35

47　発電機定数・諸元 …… 36
48　昇圧用変圧器 …… 37
49　連絡体制 …… 37
50　バンク逆潮流の制限 …… 38
51　フリッカ …… 39
52　サイバーセキュリティ対策 …… 40
Ⅲ－２　需要設備の連系要件 …… 42
53　電気方式 …… 42
54　力率 …… 42
55　保護装置の設置 …… 42
56　高調波 …… 42
57　フリッカ …… 44
58　電圧変動 …… 44
59　サイバーセキュリティ対策 …… 44

Ⅳ　特別高圧系統連系 …… 45
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件 …… 45
60　電気方式 …… 45
61　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 45
62　力率 …… 46
63　高調波 …… 46
64　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 46
65　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 47
66　不要解列の防止 …… 48
67　保護装置の設置 …… 50
68　再閉路方式 …… 54
69　保護装置の設置場所 …… 54
70　解列箇所 …… 54
71　保護リレーの設置相数 …… 55

72　自動負荷制限・発電抑制 …… 55
73　線路無電圧確認装置の設置 …… 56
74　発電機運転制御装置の付加 …… 57
75　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施 …… 62
76　直流流出防止変圧器の設置 …… 62
77　電　圧　変　動 …… 62
78　出力変動対策 …… 64
79　短絡・地絡電流対策 …… 66
80　発電機定数・諸元 …… 66
81　昇圧用変圧器 …… 69
82　連　絡　体　制 …… 70
83　電気現象記録装置 …… 71
84　サイバーセキュリティ対策 …… 72
Ⅳ－２　需要設備の連系要件 …… 73
85　電　気　方　式 …… 73
86　力　　率 …… 73
87　保護装置の設置 …… 73
88　線路無電圧確認装置の設置 …… 73
89　連　絡　体　制 …… 74
90　高　　調　　波 …… 74
91　フ　リ　ッ　カ …… 76
92　電　圧　変　動 …… 76
93　サイバーセキュリティ対策 …… 77

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニ，⑵ハまたは⑶ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。

２　適 用 の 範 囲

⑴　この系統連系技術要件は，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。）ならびに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。

なお，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，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が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術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，この系統連系技術要件を適用いたします。

⑵　この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。

３　協　　議

この系統連系技術要件は，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，この系統連系技術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　低圧系統連系

Ⅱ－１　発電設備等の連系要件

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・３相３線式）と同一としていただきます。

⑴　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

⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等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または発電設備等を解列する対策を行なう場合

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ　運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは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，事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等

の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，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。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備は，ロの限りではありません。

⑵　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，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＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，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するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント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，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセント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パーセント，各次電流歪率３パーセント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，27（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

⑴　逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池の場合

当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

⑵　逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およ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〔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。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または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きます。）の場合

発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，その最低出力を発電端の定格出力に対して，火力発電設備（混焼バイオマス発電設備を含みます。）については多くとも30パーセント以下，バイオマス発電設備（混焼バイオマス発電設備を除きます。）については多くとも50パーセント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。ただし，停止による対応も可能といたします。

⑶　⑴および⑵の場合，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内容を協議させていただきます。また，実証設備の実証期間中の扱いについては，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただき，実証期間終了後は，再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10キロワット以上の設備には，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，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10　不要解列の防止

⑴　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なうために次の考え方にもとづき，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，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，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　上位系統事故時等の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。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設

備等の一斉解列，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，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	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パーセント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パーセント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パーセント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。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

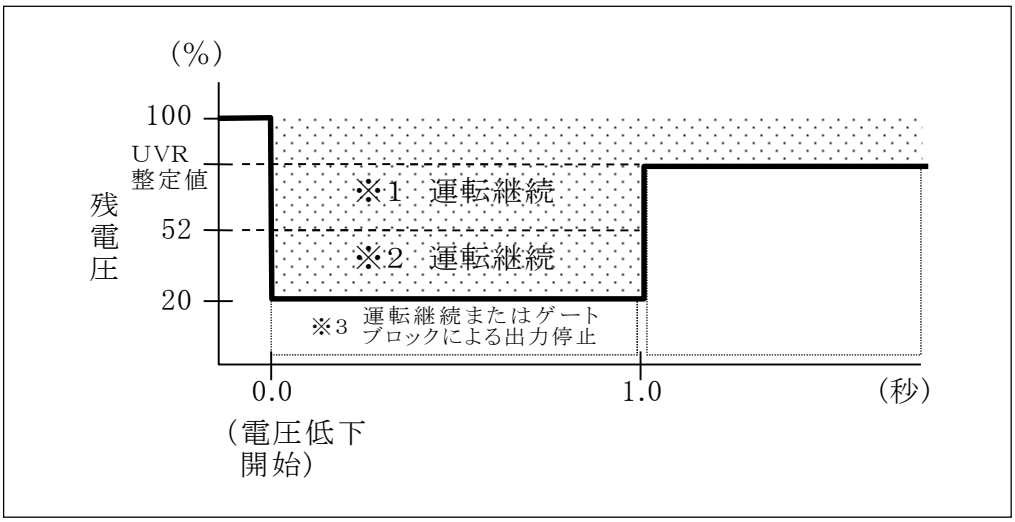
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	ガスエンジン	単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力2ｷﾛﾜｯﾄ以上10ｷﾛﾜｯﾄ未満※				
	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パーセント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パーセント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パーセント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。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		燃料電池＋蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ＋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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
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				
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ				
	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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

※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（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

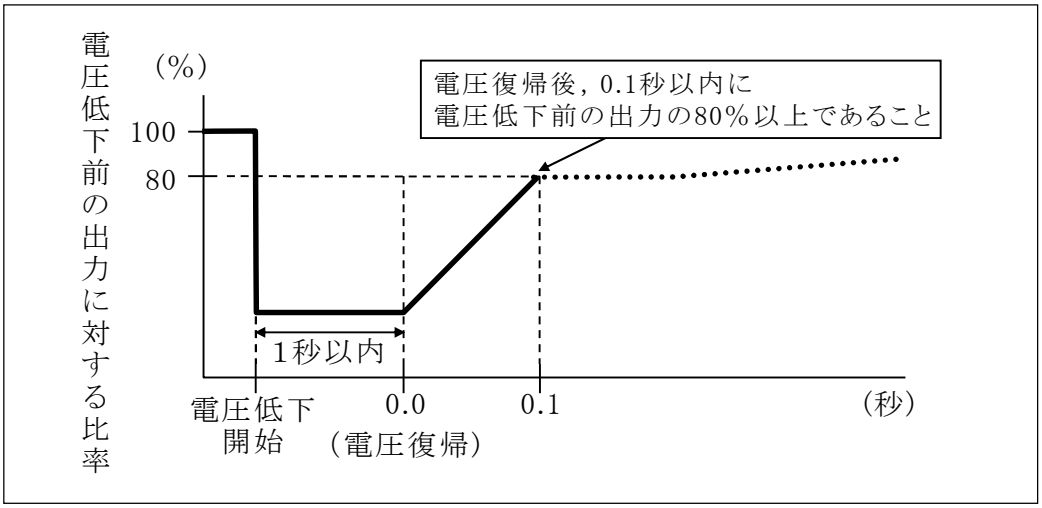


※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。

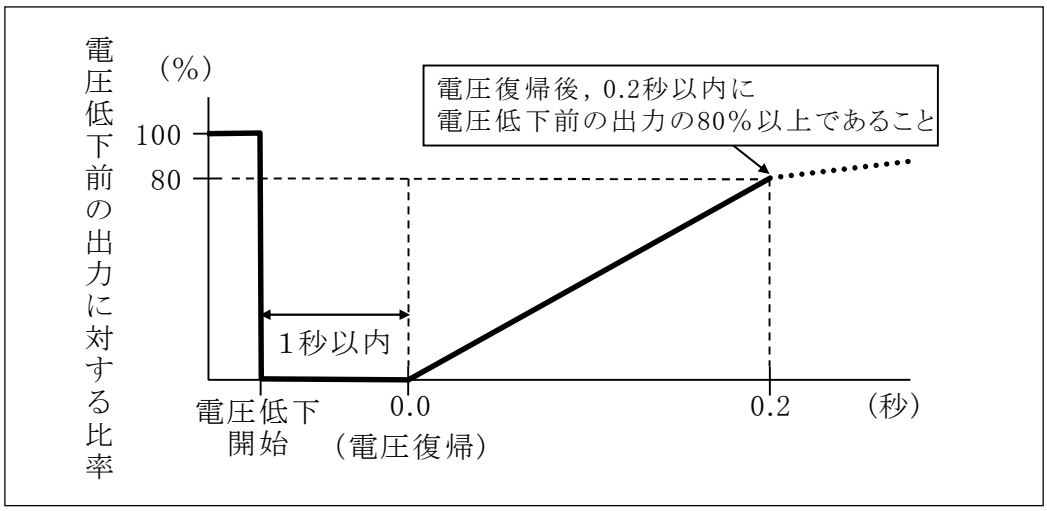
※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。

※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。（位相変化がある場合は解列可）

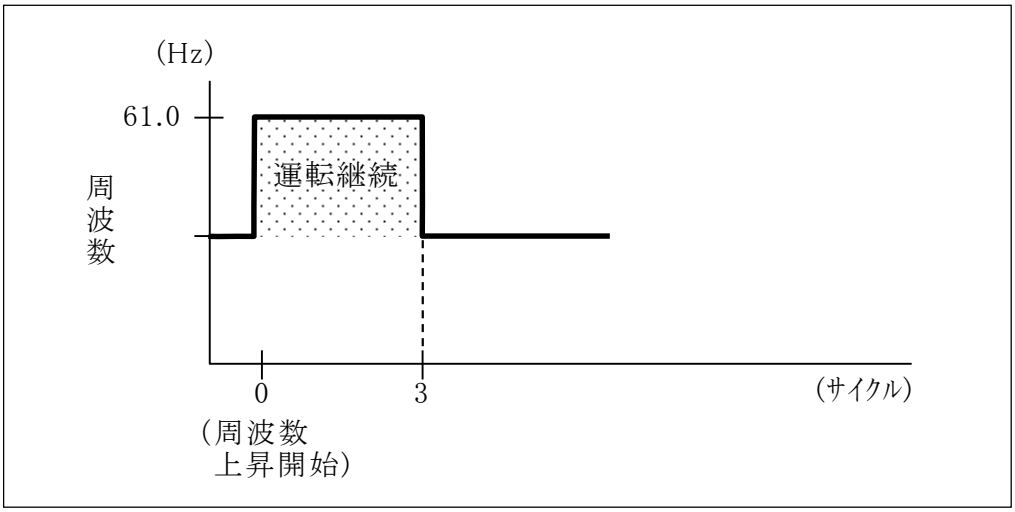
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



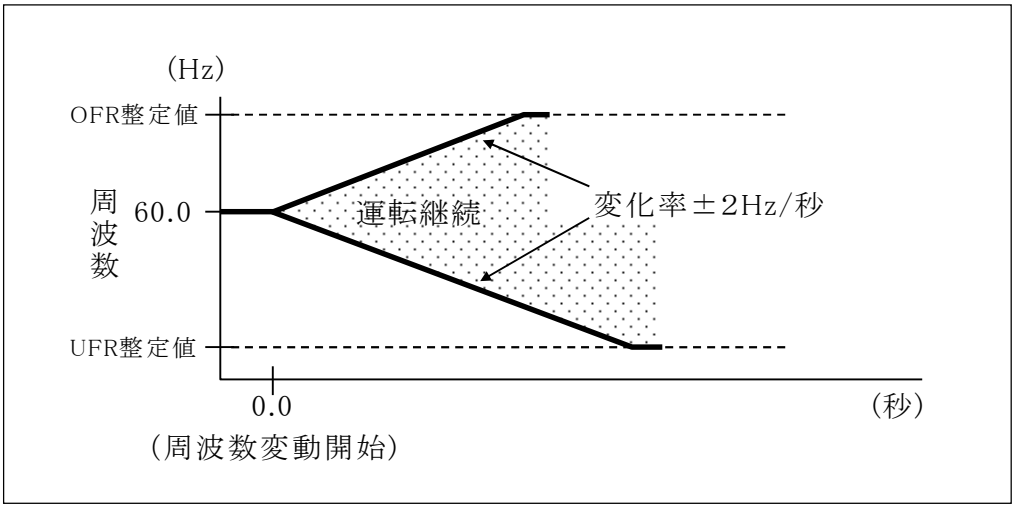
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



11　保護装置の設置場所

保護装置は，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。

⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３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。

⑵　不足電圧リレーおよ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，３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。

⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。

⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

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，３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，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできることといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３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

⑴　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，次により保護装置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。

⑵　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また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，これにより代用することができます。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機また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。

⑶　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。

⑷　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，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式および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。

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。

イ　連系する系統のインピーダンス，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。

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。

⑴　機械的な開閉箇所２箇所

⑵　機械的な解列箇所１箇所および逆変換装置のゲートブロック

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

15　発電機運転制御装置の付加

火力発電設備およびコージェネレーション（ガスタービン・ガスエンジンを採用したコージェネレーションを除きます。）は，周波数58.8ヘルツまでの場合は，発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合は，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，ま

たは一度出力低下しても回復する機能もしくは装置を具備していただきます。

なお，周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

16 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。

17 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。この場合，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。

なお，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。

⑴ 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。

⑵ 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。

18 電 圧 変 動

⑴ 常時電圧変動対策

イ 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持していただきます。

なお，電圧規制点は構内負荷機器への影響を考慮し，原則として受

電点といたします。ただし，系統側の電圧が電圧上限値に近い場合で，発電設備等からの逆潮流の制限により発電電力量が低下するときは，当該発電設備等設置者以外の低圧需要家への供給電圧が適正値を逸脱するおそれがないことを条件として，電圧規制点を引込柱といたします。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能また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なっていただきます。

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ないます。

また，発電設備等のパワーコンディショナーは逆潮流による電圧上昇を抑制する対策として，次に示す対策を行なっていただきます。

⑴　発電設備等のパワーコンディショナーに，適正電圧範囲内で常に一定の力率（80パーセントから100パーセントの範囲〔１パーセント刻みといたします。〕）で進相運転を行なう機能（力率一定制御）を有するものを用いること。

⑵　太陽光発電設備（複数直流入力の発電設備を含みます。）については，現時点における標準的な力率95パーセントに設定すること。ただし，連系点の潮流が順潮流状態の時は，力率を100パーセントに制御してもよい。

なお，高圧配電線等の系統状況により個別に力率を指定する場合には，力率を変更すること。

⑵　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パーセント以内とし，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パーセント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。

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パーセント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なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

19　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しゃ断器のしゃ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。

20　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式で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，発電設備等およ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しゃ断器を設置していただきます。

21　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，または逆潮流がある場合で，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがないときに限ります。

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。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，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，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

また，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 フ リ ッ カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（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には，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

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」といいます。）の設置，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，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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等）は，発生する電圧フリッカの電圧変動周期にかかわらず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等の対策を行なうこと。

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また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ない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

24　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および小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，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。

なお，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，影響範囲の局限化等を行な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。

⑴　外部ネットワークその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。

⑵　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。

⑶　発電者と当社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じる必要があるため，発電設備に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名およ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。

Ⅱ－２　　需要設備の連系要件

25　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。

26　力　　率

⑴　需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については85パーセント以上に保持していただきます。

⑵　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。

27　高　調　波

系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。

28　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

Ⅲ　高圧系統連系

Ⅲ－１　発電設備等の連系要件

29 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３相３線式）と同一としていただきます。

30 運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴ 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは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，ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，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。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

ハ 逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備は，ロの限りではありません。

⑵　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，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＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，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。

31　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パーセント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，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

32　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パーセント，各次電流歪率３パーセント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，56（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

33　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

⑴　逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池の場合

当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから

100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

⑵　逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およ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に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または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きます。）の場合

発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，その最低出力を発電端の定格出力に対して，火力発電設備（混焼バイオマス発電設備を含みます。）については多くとも30パーセント以下，バイオマス発電設備（混焼バイオマス発電設備を除きます。）については多くとも50パーセント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。ただし，停止による対応も可能といたします。

⑶　⑴および⑵の場合，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内容を協議させていただきます。また，実証設備の実証期間中の扱いについては，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただき，実証期間終了後は，再協議させていただきます。

34　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，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

35　不要解列の防止

⑴　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なうために次の考え方にもとづき，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，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，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　上位系統事故時等の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。

⑵　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，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，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

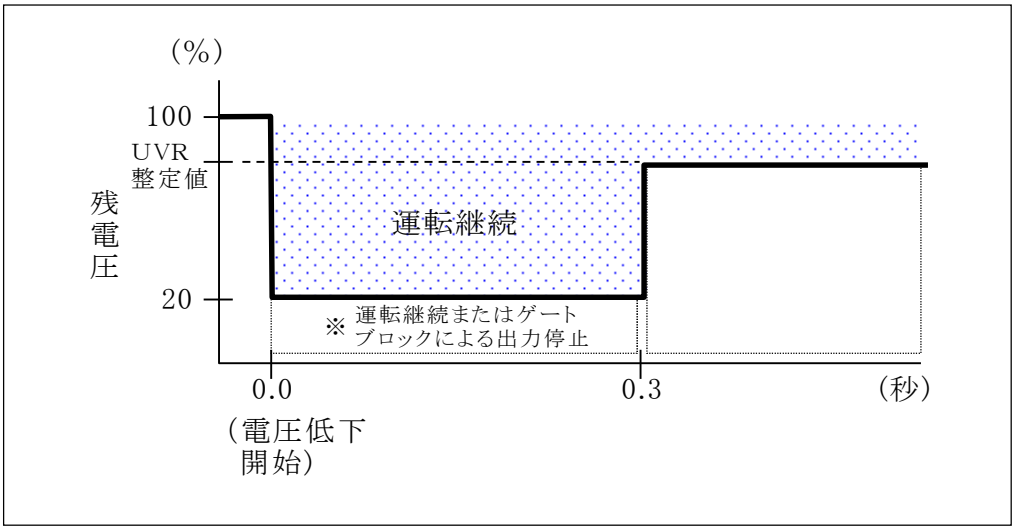
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</td><td>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光
風力
蓄電池
燃料電池
ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td><td>低圧単相に準ずる</td><td>低圧単相に準ずる</td><td>低圧単相に準ずる</td><td>低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td rowspan="4">三相</td><td>太陽光</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・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パーセント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。）</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・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パーセント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。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・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パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

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パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・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パーセント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パーセント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パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

※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。

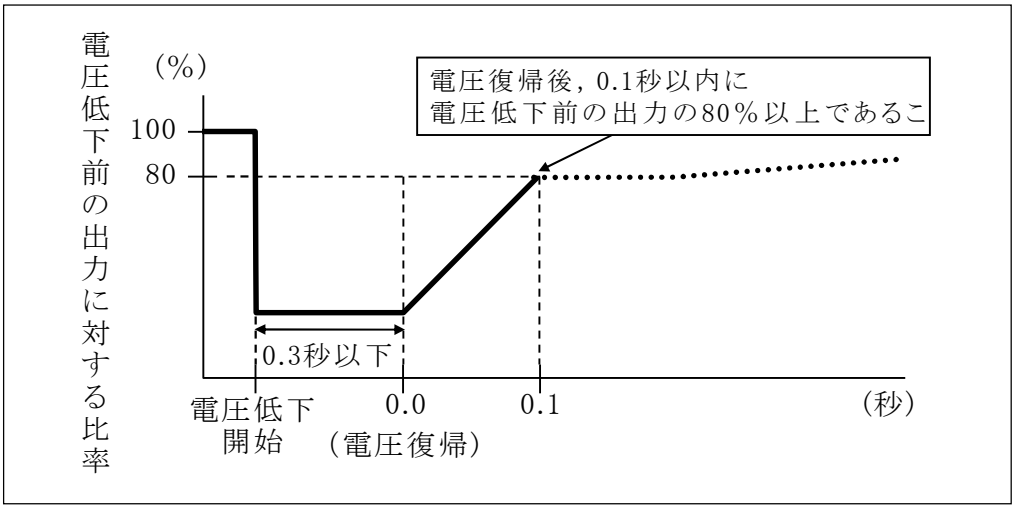
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

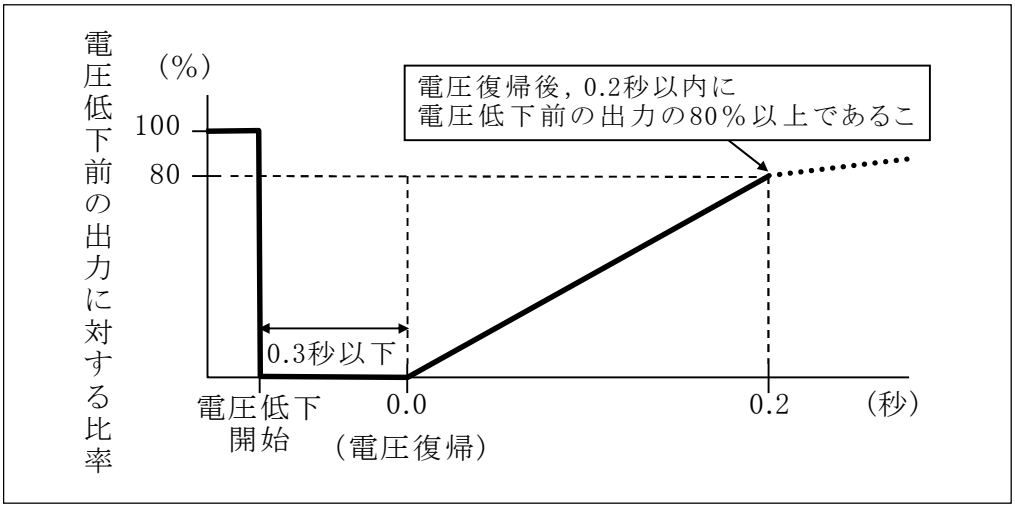


※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

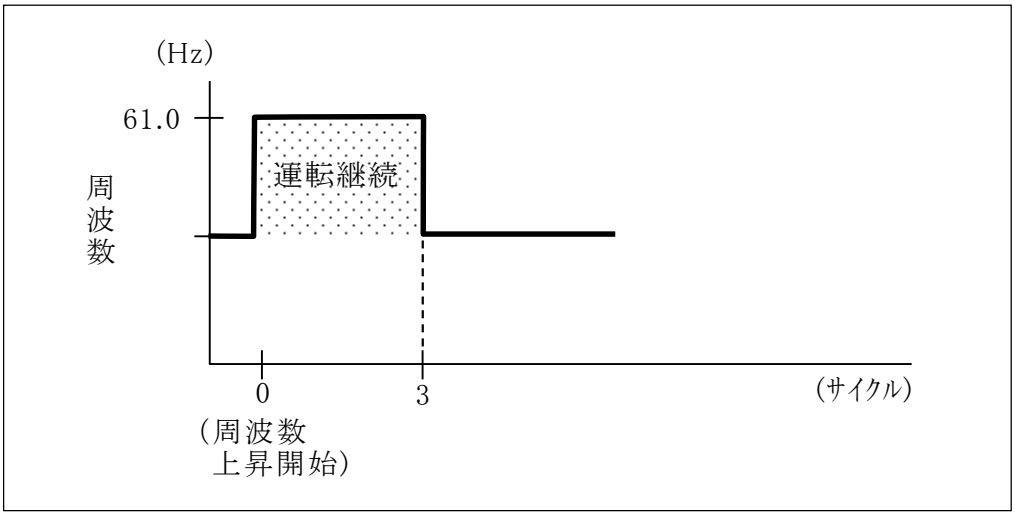
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



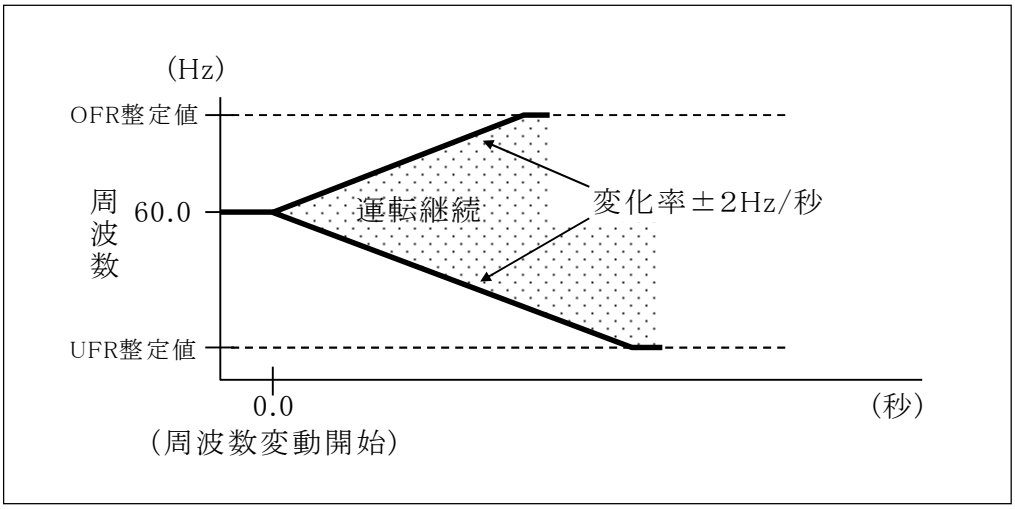
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



36　保護装置の設置場所

保護装置は，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。

37　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。

⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

⑶　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場合は，２相設置とすることができることといたします。

⑷　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ことといたします。

⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。

38　保護装置の設置

⑴　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，次に示す保護装置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していただきます。

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していただきます。

⑵　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，二次励磁発電機およ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。

⑶　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できるものといたします。

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知できる場合

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とき。

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10キロワット以下のとき。

⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，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および不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ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方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーは省略できるものといたします。

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。

イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状態等を考慮し，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。

⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

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（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含むものに限ります。）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。

39　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。

⑴　受電用しゃ断器

⑵　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

⑷　母線連絡用しゃ断器

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，電気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しゃ断装置として適用することはできません。

40　発電機運転制御装置の付加

火力発電設備およびコージェネレーション（ガスタービン・ガスエンジンを採用したコージェネレーションを除きます。）は，周波数58.8ヘルツまでの場合は，発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合は，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，または一度出力低下しても回復する機能もしくは装置を具備していただきます。

なお，周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

41　自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

42　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。

⑴　専用線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

⑵　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑶　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ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置およ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，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑸　逆潮流がない場合で，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，しゃ断器およ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とき。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することができます。

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ます。

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系列目を兼用できます。

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系列目を兼用できます。

43 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。

44 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。この場合，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。

なお，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。

⑴ 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。

⑵ 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。

45 電 圧 変 動

⑴ 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値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）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，逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

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，専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限し，または適正な電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する自動負荷遮断装置を設置すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。また，受電点および発電端の力率は，協議により決定することとし，高圧配電線等の系統状況により個別に力率を指定する場合には，力率を変更すること。

なお，自動電圧調整の手段は，逆潮流電力の大きさや発電設備等の形式により，以下の４方式などから選択すること。

⑴　発電設備等を一定の遅相で運転して，一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサ（一般には開放）で受電点の力率を所定力率に調整する。

⑵　発電設備等を一定の進相で運転して，一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサで受電点の力率を所定力率に調整する。

⑶　一定値以上の逆潮流が発生するときに，力率改善用コンデンサを一定値まで減じ，かつ発電設備等の無効電力出力を制御して受電点の力率を所定力率に調整する。ただし，発電設備等の無効電力出力が限界値となる場合には，有効電力を減ずることで電圧上昇の抑制をするとともに受電点の力率を所定力率に調整すること。

⑷　パワーコンディショナーの進相または遅相運転による力率一定制御（80パーセントから100パーセントの範囲〔１パーセント刻みといたします。〕）またはＳＶＣの制御などにより，受電点の力率を所定力率に調整する。

⑵　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パーセント以内

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パーセント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なうこと。

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パーセント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または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。

46　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しゃ断器のしゃ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。

47　発電機定数・諸元

⑴　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。

⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

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，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，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

電源種	設備	諸元
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
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，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

また，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。

48 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策，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。

49 連絡体制

発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故およ

び系統側の事故等により，連系用しゃ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，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，発電設備等を系統連系する需要者または契約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のいずれかを用いることができます。

⑴　専用保安通信用電話設備

⑵　電気通信事業者の専用回線電話

⑶　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，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

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，その旨が保安規程上明記されていること。

50　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，電力品質面およ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・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，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

51 フ リ ッ カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（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には，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

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，ＳＶＣの設置，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，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

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，系統および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ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。

なお，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，発電設備等の連系量増加等によって，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，能動信号の変動量および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また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ない範囲で，能動信号の変動量，正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときについては，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

52　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。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，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。

なお，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，影響範囲の局限化等を行な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。

⑴　外部ネットワークその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。

⑵　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。

⑶　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－２　　需要設備の連系要件

53　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

54　力　　率

⑴　供給地点の力率は，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。

⑵　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。

55　保護装置の設置

発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

56　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，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で，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，この項において「等価容量」といいます。）が

50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。

なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新増設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。

⑵　対象者においては，系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごと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，高調波の次数ごと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　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。

⑶　系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力１キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において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。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

57 フ リ ッ カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

58 電 圧 変 動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

59 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および小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，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。

Ⅳ　特別高圧系統連系

Ⅳ－１　発電設備等の連系要件

60 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３相３線式）と同一としていただきます。

61 運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴ 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは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57.0ヘルツとし，検出時限を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。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒以上といたします。

⑵ 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，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＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，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。

62 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。

なお，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パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

また，逆潮流がない場合は，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力率85パーセント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。

63 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パーセント，各次電流歪率３パーセント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，90（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

64 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

⑴ 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池の場合

当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置または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。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

⑵　逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およ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に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または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きます。）の場合

発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，その最低出力を発電端の定格出力に対して，火力発電設備（混焼バイオマス発電設備を含みます。）については多くとも30パーセント以下，バイオマス発電設備（混焼バイオマス発電設備を除きます。）については多くとも50パーセント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。ただし，停止による対応も可能といたします。

⑶　⑴および⑵の場合，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内容を協議させていただきます。また，実証設備の実証期間中の扱いについては，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただき，実証期間終了後は，再協議させていただきます。

65　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，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

66　不要解列の防止

⑴　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・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもと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，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，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ります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等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ときには，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しゃ断を回避できる時限で行なうこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，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，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

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パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
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	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				

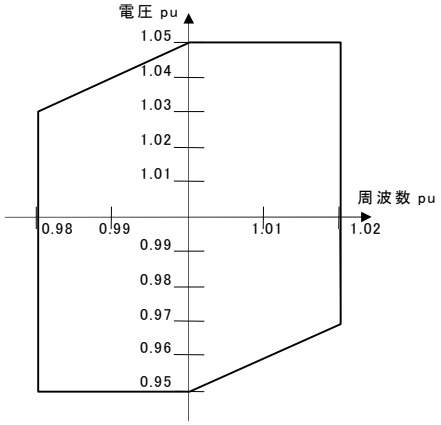
⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，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，以下の端子電圧およ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なわないものとしていただきます。

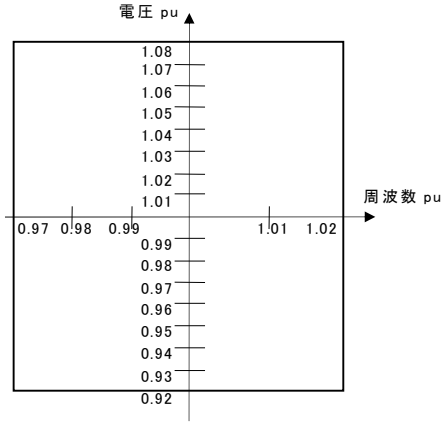
なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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，61（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

67　保護装置の設置

⑴　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およ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。

⑵　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。

⑺　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。

なお，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していただきます。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機また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していただきます。

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ことといたします。

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。

なお，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，電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

ハ　保護装置の系列数

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場合があります。

(ｲ)　保護装置の二系列化

(ﾛ)　後備保護との組合せ

(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，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。この場合，周波数上昇リレーおよ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パーセント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。ただし，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および周波数低下リレーに加えて転送しゃ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，電圧およ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，周波数上昇リレーおよ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。

⑷　事故波及防止対策

系統事故等による発電設備等の脱調，周波数異常，設備過負荷，電圧異常等を防止するため，必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。

イ　系統安定化装置

ロ　脱調分離リレー

ハ　周波数リレー

ニ　過負荷保護リレー

ホ　不足電圧リレー

ヘ　転送しゃ断装置

⑸　構内設備事故対策

構内設備事故対策として，発電者，需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑹　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および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，連系点および同一電圧階級設備の遮断器ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

イ　遮　　断　　器

２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）

２サイクル以内

なお，上記を基本として，中性点直接接地系統以外を含めて，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。

68 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ときは，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。

69 保護装置の設置場所

保護装置は，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。

70 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。

⑴ 受電用しゃ断器

⑵ 発電設備等出力端しゃ断器

⑶ 発電設備等連絡用しゃ断器

⑷ 母線連絡用しゃ断器

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，電気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しゃ断装置として適用することはできません。

ただし，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。

71　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。

⑴　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およ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。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

⑶　不足電力リレーは２相設置とすること。

⑷　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および地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

72　自動負荷制限・発電抑制

⑴　自動負荷制限・発電抑制

イ　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，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なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線，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，周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制もしくは発電しゃ断，または発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。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　出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，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，イは適用いたしません。

⑵　Ｎ　－　１　電　制

あらかじめ当社が指定した送配電線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施設する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を施設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およ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電制装置の施設を求めることがあります。この場合，発電者は，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の施設その他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

73　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。

なお，22,000ボルトの系統に連系する場合は，必要に応じて設置いたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，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，しゃ断器およ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は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化することができます。

⑴　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ます。

⑵　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系列目を兼用できます。

⑶　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系列目を兼用できます。

74　発電機運転制御装置の付加

⑴　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

⑵　周波数調整のための機能

火力発電設備，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きます。）および揚水発電設備（発電方向）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　火力発電設備およ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きます。）

⑷　ガバナフリー運転

タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）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。

⑸　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。

⑹　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，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。

㈡ 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。

㈢ 出力低下防止機能

火力発電設備およびコージェネレーション（ガスタービン・ガスエンジンを採用した60,000キロワット未満のコージェネレーションを除きます。）は，周波数58.8ヘルツまでの場合は，発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合は，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，または一度出力低下しても回復する機能もしくは装置を具備すること。

なお，周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）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。

また，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。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なうことがあります。

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（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※7 GF制御応答性	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/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※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/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※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	30パーセント以下※8 DSS 機能具備※5	30パーセント以下※8

※１　GTおよび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５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等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または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）処理等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。ただし，停止により対応をする発電設備の場合は，この限りではありません。

※５　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８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きます。

※７　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。

※８　64（需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制）によります。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，LFC増/減指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ〕，

EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

ロ　揚水発電設備（発電方向）

㈠　ガバナフリー運転

水車の調速機（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。

㈡　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。

㈢　周波数変動補償機能

標準周波数から当社が指定する閾値を超えた場合，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。ただし，同等の機能を有する場合は省略することができます。

㈣　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。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。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なうことがあります。

	発電機定格出力	10,000キロワット以上
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下
	GF幅	最低～定格出力
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内に変化量を完了 （定格出力の５パーセント到達にて出力変化の完了とする）※1，※2
	LFC幅	最低～定格出力※1
	LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	10秒以内に出力変化開始※2，※3
	EDC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	10秒以内に出力変化開始※2，※3
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）

※１　水路系の影響により制約が発生する場合は別途協議。

※２　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。

※３　慣性モーメントが大きい発電機は個別協議。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，EDC・LFC運転指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，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。

⑶　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力（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。

⑷　電圧調整のための機能

イ　220,000ボルト以上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110,000ボルト以下の発電者の発電機でも，必要により，

イと同じ機能を具備していただくことがあります。

75　中性点接地装置の付加および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およ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。

⑴　110,000ボルト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。

⑵　220,000ボルト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。

76　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。この場合，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。

なお，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。

⑴　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。

⑵　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。

77　電　圧　変　動

⑴　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±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，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。

なお，22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正値は，その系統に連系されている低圧の需要において101±６ボルトまたは202±20ボルトといたします。

⑵　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±２パーセント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。

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±２パーセント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していただきます。

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値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）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ていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動または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または適正値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または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

⑷　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，ＳＶＣの設置，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。

⑸　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等を設置すること。

⑶　そ　　の　　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

78　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。

⑴　太陽光発電設備の場合

発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，系統周波数が上昇または低下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，自動的に出力変化すること。

⑵ 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パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については，対策を別途協議することといたします。

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なうこと。

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なうこと。

ハ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，系統周波数が上昇または低下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出力変化すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次の範囲で当社から指定する値といたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議させていただきます。

	定格出力合計	10,000キロワット以上
		太陽光発電設備または風力発電設備
機能・仕様等	調定率	２～５パーセント
	制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内に変化量を完了 （出力変化量の50パーセント到達にて出力変化の完了とする）
	不感帯	±0.2ヘルツ以下
	リザーブ量 （出力変化幅）※	０～10パーセント（定格出力基準）

※ リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として，発電出力の抑制時に使用可能なこと。

79　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ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。

80　発電機定数・諸元

⑴　連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，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。

⑵　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，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	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（タップ電圧ごと，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
		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

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（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）
		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（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，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	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/{立方メートル/秒}）

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，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
		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
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
太陽光	発電プラント制御装置	発電機・制御モデル，モデルの各種定数
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
		発電機・制御モデル，モデルの各種定数
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。

81 昇圧用変圧器

連系系統および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，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

82 連 絡 体 制

⑴ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ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，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約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，22,000ボルト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，一般加入電話または携帯電話

⑴ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約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いたします。）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。

⑵ 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。

⑶ 停電時においても通話可能なものであること。

㈡　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，その旨が保安規程上明記されていること。

⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に，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およ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	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（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台ごとに設置していただきます。

※２　電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※３　ナセルで計測する風向・風速

※４　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いたします。）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

83　電気現象記録装置

発電機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，電力等の計測値を連続的に記録し，当社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を含みます。）を設置していただくことがあります。

84　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。ただし，自家用電気工作物（発電事業の用に供するものおよび小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，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。

なお，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，影響範囲の局限化等を行な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。

⑴　外部ネットワークその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。

⑵　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。

⑶　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。

Ⅳ－２　　需要設備の連系要件

85　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

86　力　　率

⑴　供給地点の力率は，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。

⑵　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。

87　保護装置の設置

⑴　発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑵　連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

88　線路無電圧確認装置の設置

73（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

89 連　絡　体　制

⑴　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，22,000ボルトの系統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ものといたします。

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

㈠　発電者，需要者または契約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，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

㈡　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。

㈢　停電時においても通話可能なものであること。

⑵　当社との間に，系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態，有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン，テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。

90 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，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象となる発電者，需要者または契約者

イ　対象となる発電者，需要者または契約者は，次のいずれかに該当する発電者，需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。

⑷　22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

⑸　66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

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ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，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。

⑵　高調波流出電流の算出

対象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，高調波発生機器ごと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，高調波の次数ごと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。

⑶　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

調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，⑵の高調波流出電流が，⑶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。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

91　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

92　電　圧　変　動

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施していただきます。

93　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および小規模事業用電気工作物を除きます。）に係る遠隔監視システムおよび制御システムは，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 22 条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対比表

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

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

変更を必要とする理由

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１表）	収入の見通し総括表
様式第２	（第１表）	第１区分費用明細表
	（第２表）	第２区分費用明細表
	（第３表）	第３区分費用明細表
	（第４表）	離島等供給に係る費用明細表
	（第５表）	離島等供給に係る収益明細表
	（第６表）	制御不能費用明細表
	（第７表）	事後検証費用明細表
	（第８表）	次世代投資費用明細表
	（第９表）	事業報酬明細表
	（第10表）	追加事業報酬明細表
	（第11表）	追加事業報酬対象額明細表
	（第12表）	控除収益明細表

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

様式第３	７部門整理表
様式第４	送配電関連費整理表
様式第５	送配電関連費明細表
様式第５の２	発電側比率整理表
様式第５の３	送配電関連固定費整理表
様式第６	送配電関連需要明細表
様式第７	送配電関連費発電及び三需要種別計算表
様式第７の２	発電側託送供給料金割引額設定表
様式第８	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

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，2026年９月４日に電気事業法第17条の２第４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して料金を変更するべく，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５項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を届け出る次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

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，電気事業法第17条の２第４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して料金を変更することを踏まえ，必要となる変更を行ないました。

託 送 供 給 等 約 款　新 旧 対 比 表

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款 **2026年10月１日 実施** **九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社**	**託 送 供 給 等 約 款** **2026年~~10~~11月１日 実施** **九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社**

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

託　送　供　給　等　約　款
目　　次

Ⅰ　総　　則 ····· Ⅰ - 1
1　適　　用 ····· Ⅰ - 1
2　託送供給等約款の認可および変更 ····· Ⅰ - 2
3　定　　義 ····· Ⅰ - 2
4　代表契約者の選任 ····· Ⅰ - 9
5　託送供給等に関する取扱い ····· Ⅰ - 10
6　単位および端数処理 ····· Ⅰ - 10
7　実　施　細　目 ····· Ⅰ - 11

Ⅱ　契約の申込み ····· Ⅱ - 1
8　契　約　の　要　件 ····· Ⅱ - 1
9　検討および契約の申込み ····· Ⅱ - 7
10　契約の成立および契約期間 ····· Ⅱ - 18
11　託送供給等の開始 ····· Ⅱ - 19
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ····· Ⅱ - 20
13　電気方式，電圧および周波数 ····· Ⅱ - 20
14　発電場所および需要場所 ····· Ⅱ - 22
15　供給および契約の単位 ····· Ⅱ - 25
16　承　諾　の　限　界 ····· Ⅱ - 30
17　契　約　書　の　作　成 ····· Ⅱ - 31

Ⅲ　料　　金 ····· Ⅲ - 1
18　料　　金 ····· Ⅲ - 1
19　接続送電サービス ····· Ⅲ - 3
20　臨時接続送電サービス ····· Ⅲ - 38
21　予備送電サービス ····· Ⅲ - 51
22　系統連系受電サービス ····· Ⅲ - 53
23　発電量調整受電計画差対応電力 ····· Ⅲ - 58
24　接続対象計画差対応電力 ····· Ⅲ - 60
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ····· Ⅲ - 61
26　給電指令時補給電力 ····· Ⅲ - 62

Ⅰ　総　　則 ····· Ⅰ - 1
1　適　　用 ····· Ⅰ - 1
2　託送供給等約款の~~認可~~届出および変更 ····· Ⅰ - 2
3　定　　義 ····· Ⅰ - 2
4　代表契約者の選任 ····· Ⅰ - 9
5　託送供給等に関する取扱い ····· Ⅰ - 10
6　単位および端数処理 ····· Ⅰ - 10
7　実　施　細　目 ····· Ⅰ - 11

Ⅱ　契約の申込み ····· Ⅱ - 1
8　契　約　の　要　件 ····· Ⅱ - 1
9　検討および契約の申込み ····· Ⅱ - 7
10　契約の成立および契約期間 ····· Ⅱ - 18
11　託送供給等の開始 ····· Ⅱ - 19
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ····· Ⅱ - 20
13　電気方式，電圧および周波数 ····· Ⅱ - 20
14　発電場所および需要場所 ····· Ⅱ - 22
15　供給および契約の単位 ····· Ⅱ - 25
16　承　諾　の　限　界 ····· Ⅱ - 30
17　契　約　書　の　作　成 ····· Ⅱ - 31

Ⅲ　料　　金 ····· Ⅲ - 1
18　料　　金 ····· Ⅲ - 1
19　接続送電サービス ····· Ⅲ - 3
20　臨時接続送電サービス ····· Ⅲ - 38
21　予備送電サービス ····· Ⅲ - 51
22　系統連系受電サービス ····· Ⅲ - 53
23　発電量調整受電計画差対応電力 ····· Ⅲ - 58
24　接続対象計画差対応電力 ····· Ⅲ - 60
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ····· Ⅲ - 61
26　給電指令時補給電力 ····· Ⅲ - 62

現　行（2026年10月１日実施）		変　更　後（2026年11月１日実施予定）	
Ⅳ　料金の算定および支払い	Ⅳ - 1	**Ⅳ　料金の算定および支払い**	Ⅳ - 1
27　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1	27　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1
28　検　針　日	Ⅳ - 1	28　検　針　日	Ⅳ - 1
29　料金の算定期間	Ⅳ - 3	29　料金の算定期間	Ⅳ - 3
30　計　量	Ⅳ - 4	30　計　量	Ⅳ - 4
31　電力および電力量の算定	Ⅳ - 7	31　電力および電力量の算定	Ⅳ - 7
32　損　失　率	Ⅳ - 34	32　損　失　率	Ⅳ - 34
33　料金の算定	Ⅳ - 35	33　料金の算定	Ⅳ - 35
34　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - 40	34　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - 40
35　料金その他の支払方法	Ⅳ - 43	35　料金その他の支払方法	Ⅳ - 43
36　保　証　金	Ⅳ - 47	36　保　証　金	Ⅳ - 47
37　連帯責任	Ⅳ - 49	37　連帯責任	Ⅳ - 49
Ⅴ　供　給	Ⅴ - 1	**Ⅴ　供　給**	Ⅴ - 1
38　託送供給等の実施	Ⅴ - 1	38　託送供給等の実施	Ⅴ - 1
39　給電指令の実施等	Ⅴ - 5	39　給電指令の実施等	Ⅴ - 5
40　適正契約の保持等	Ⅴ - 9	40　適正契約の保持等	Ⅴ - 9
41　契約超過金	Ⅴ - 9	41　契約超過金	Ⅴ - 9
42　力率の保持	Ⅴ - 14	42　力率の保持	Ⅴ - 14
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	Ⅴ - 15	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	Ⅴ - 15
44　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - 16	44　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - 16
45　託送供給等の停止	Ⅴ - 17	45　託送供給等の停止	Ⅴ - 17
46　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - 19	46　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - 19
47　託送供給等の停止期間中の料金	Ⅴ - 19	47　託送供給等の停止期間中の料金	Ⅴ - 19
48　違　約　金	Ⅴ - 19	48　違　約　金	Ⅴ - 19
49　損害賠償の免責	Ⅴ - 20	49　損害賠償の免責	Ⅴ - 20
50　設備の賠償	Ⅴ - 21	50　設備の賠償	Ⅴ - 21
Ⅵ　契約の変更および終了	Ⅵ - 1	**Ⅵ　契約の変更および終了**	Ⅵ - 1
51　契約の変更	Ⅵ - 1	51　契約の変更	Ⅵ - 1
52　名義の変更	Ⅵ - 4	52　名義の変更	Ⅵ - 4
53　契約の廃止	Ⅵ - 5	53　契約の廃止	Ⅵ - 5
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	Ⅵ - 7	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	Ⅵ - 7
55　解　約　等	Ⅵ - 14	55　解　約　等	Ⅵ - 14
56　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - 17	56　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - 17

現　行（2026年10月１日実施）		変　更　後（2026年11月１日実施予定）	
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	Ⅶ - 1	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**	Ⅶ - 1
57　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1	57　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1
58　架空引込線	Ⅶ - 3	58　架空引込線	Ⅶ - 3
59　地中引込線	Ⅶ - 4	59　地中引込線	Ⅶ - 4
60　連接引込線等	Ⅶ - 6	60　連接引込線等	Ⅶ - 6
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7	61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7
62　引込線の接続	Ⅶ - 7	62　引込線の接続	Ⅶ - 7
63　計量器等の取付け	Ⅶ - 8	63　計量器等の取付け	Ⅶ - 8
64　通信設備の施設	Ⅶ - 9	64　通信設備の施設	Ⅶ - 9
65　専用供給設備	Ⅶ - 10	65　専用供給設備	Ⅶ - 10
66　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12	66　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12
Ⅷ　工事費の負担	Ⅷ - 1	**Ⅷ　工事費の負担**	Ⅷ - 1
67　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1	67　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1
68　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 7	68　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 7
69　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	69　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
70　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	70　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
71　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - 19	71　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - 19
72　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等の費用の申受け	Ⅷ - 22	72　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等の費用の申受け	Ⅷ - 22
73　臨時工事費	Ⅷ - 23	73　臨時工事費	Ⅷ - 23
74　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 24	74　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 24
Ⅸ　保　　安	Ⅸ - 1	**Ⅸ　保　　安**	Ⅸ - 1
75　保安の責任	Ⅸ - 1	75　保安の責任	Ⅸ - 1
76　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1	76　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1
77　調　　査	Ⅸ - 2	77　調　　査	Ⅸ - 2
78　調査等の委託	Ⅸ - 2	78　調査等の委託	Ⅸ - 2
79　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3	79　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3
80　検査または工事の受託	Ⅸ - 3	80　検査または工事の受託	Ⅸ - 3
81　自家用電気工作物	Ⅸ - 3	81　自家用電気工作物	Ⅸ - 3
附　　則	附則 - 1	**附　　則**	附則 - 1
別　　表	別表 - 1	**別　　表**	別表 - 1

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
２　託送供給等約款の認可および変更 ⑴　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。 ⑵　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。	**２　託送供給等約款の認可~~１~~届出および変更** ⑴　この約款は，電気事業法第18条第~~１~~５項の規定にもとづき，経済産業大臣~~の認可を受けた~~に届け出たものです。 ⑵　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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
19　接続送電サービス ⑴　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。 ⑵　接続送電サービス契約電力等 電灯定額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，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力を定めます。 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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）が500キロワット未満となるとき。 ⑴　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利用される場合は，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利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利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。	**19　接続送電サービス** ⑴　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。 ⑵　接続送電サービス契約電力等 電灯定額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，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。 なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力を定めます。 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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）が500キロワット未満となるとき。 ⑴　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利用される場合は，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利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利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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。
㈡　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器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は，㈠にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	㈡　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器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は，㈠にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a　接続送電サービス契約電流	a　接続送電サービス契約電流
㈠　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	㈠　接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
㈡　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。	㈡　当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。
b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。	b　接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。
㈠　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の接続送電サービス契約電力は，㈠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（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を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。	㈠　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の接続送電サービス契約電力は，㈠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（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を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。
㈡　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈡または㈠を適用いたしません。また，㈡または㈠の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。	㈡　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈡または㈠を適用いたしません。また，㈡または㈠の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。
㈢　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。	㈢　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。
㈣　分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，次のとおりといたします。	㈣　分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，次のとおりといたします。
a　15（供給および契約の単位）⑵イにより当社が分割接続供給を行なう場合 非需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，双方の契約者と当社との協議によって定め，需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）⑲ロ㈠または㈡で定める最大需要電力等を用いて，イ㈠に準じて定めます。	a　15（供給および契約の単位）⑵イにより当社が分割接続供給を行なう場合 非需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，双方の契約者と当社との協議によって定め，需要追随供給者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）⑲ロ㈠または㈡で定める最大需要電力等を用いて，イ㈠に準じて定めます。
b　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合 それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）⑲ロ㈢で定める最大需要電力等を用いて，イ㈠に準じて定めます。	b　15（供給および契約の単位）⑵ロにより当社が分割接続供給を行なう場合 それぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，31（電力および電力量の算定）⑲ロ㈢で定める最大需要電力等を用いて，イ㈠に準じて定めます。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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 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利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から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。	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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 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利用される場合等で，接続供給の開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
また，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。	また，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。
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。	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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給の供給分につき，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し，分割接続供給の場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故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は，原則として，次のとおりといたします。	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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給の供給分につき，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し，分割接続供給の場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故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は，原則として，次のとおりといたします。
(イ)　15（供給および契約の単位）(2)イにより当社が分割接続供給を行なう場合 当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，需要追随供給者へ行なうものといたします。この場合，需要追随供給者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，需要追随供給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。	(イ)　15（供給および契約の単位）(2)イにより当社が分割接続供給を行なう場合 当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，需要追随供給者へ行なうものといたします。この場合，需要追随供給者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，需要追随供給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)　15（供給および契約の単位）(2)ロにより当社が分割接続供給を行なう場合 当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，双方の契約者へ行なうものといたします。この場合，双方の契約者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，それぞれの契約者と当社との協議によって定めた値（双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，同じ値といたします。）を加えたものといたします。 また，当該不足電力の補給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，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	(ロ)　15（供給および契約の単位）(2)ロにより当社が分割接続供給を行なう場合 当該不足電力の補給にあてるための電気の供給は，双方の契約者へ行なうものといたします。この場合，双方の契約者に係る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，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，それぞれの契約者と当社との協議によって定めた値（双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，同じ値といたします。）を加えたものといたします。 また，当該不足電力の補給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，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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
録を契約者から提出していただきます。 ⑶　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。 なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス料金を算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 ⑴　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　灯　料　金	録を契約者から提出していただきます。 ⑶　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。 なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス料金を算定いたします。 イ　低圧で供給する場合 ⑴　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　灯　料　金

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

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	３９円０９銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	７８円１９銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１５６円３７銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２３４円５５銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	３９０円９３銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	３９０円９３銭

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	~~３９円０９銭~~ ４５円３８銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	~~７８円１９銭~~ ９０円７５銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	~~１５６円３７銭~~ １８１円４９銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	~~２３４円５５銭~~ ２７２円２４銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	~~３９０円９３銭~~ ４５３円７３銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	~~３９０円９３銭~~ ４５３円７３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を適用いたします。

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といたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

(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といたします。）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	１１６円７７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	２３３円５３銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	１１６円７７銭

50ボルトアンペアまでの１機器につき	~~１１６円７７銭~~ １３５円５２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	~~２３３円５３銭~~ ２７１円０５銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	~~１１６円７７銭~~ １３５円５２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，

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，

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
㈡ａ㈽，㈠ａまたは㈡ａ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。	㈡ａ㈽，㈠ａまたは㈡ａ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。
㈡　電灯標準接続送電サービス	㈡　電灯標準接続送電サービス
ａ　適　用　範　囲	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。	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。
㈠　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合は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り，⑵イ㈡ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	㈠　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合は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り，⑵イ㈡ｂにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
㈡　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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	㈡　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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
㈢　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。	㈢　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，㈠および㈢に該当し，かつ，㈡の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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。	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，㈠および㈢に該当し，かつ，㈡の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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	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。	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　接続送電サービス料金	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）⑴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）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。
⑻　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。	⑻　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。
ｉ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合	ｉ　⑵イ⑷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　２２７円３８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~２２７円３８銭~~ ３９８円３７銭
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。	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。
ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　１６２円２４銭	接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき　~~１６２円２４銭~~ ２８４円２４銭
ただし，⑵イ⑵ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，⑵イ⑵ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流５アンペア　８１円１３銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　~~８１円１３銭~~ １４２円１２銭
接続送電サービス契約電流15アンペア　２４３円３６銭	接続送電サービス契約電流15アンペア　~~２４３円３６銭~~ ４２６円３６銭
⑹　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。	⑹　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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

１キロワット時につき	７円８７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　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。

(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	２２７円３８銭

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。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

１キロワット時につき	~~７円８７銭~~ ７円８０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　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。

(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	~~２２７円３８銭~~ ３９８円３７銭

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。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	１６２円２４銭

ただし，⑵イ㈡ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	２４３円３６銭

㈥　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２６銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	７円４４銭

㈢　電灯従量接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

㈡ａ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　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

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	~~１６２円２４銭~~ ２８４円２４銭

ただし，⑵イ㈡ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	~~８１円１３銭~~ １４２円１２銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	~~２４３円３６銭~~ ４２６円３６銭

㈥　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２６銭~~ ８円１８銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	~~７円４４銭~~ ７円３９銭

㈢　電灯従量接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

㈡ａ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　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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。	整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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５９銭	１キロワット時につき　~~１１円５９銭~~ １４円３３銭
㈱　動力標準接続送電サービス	㈱　動力標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	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。	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。
⑷　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。	⑷　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。
⑹　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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	⑹　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，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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。	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，⑷に該当し，かつ，⑹の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）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	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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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。 ｉ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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。 ｉ　⑵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　５７１円４４銭	~~５７１円４４銭~~ ７７０円９１銭
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。 ⅱ　⑵イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	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。 ⅱ　⑵イ(ﾊ)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　３７９円２６銭	~~３７９円２６銭~~ ５１１円６４銭
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。 ⒝　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。	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。 ⒝　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　5円５８銭	~~5円５８銭~~ 5円５３銭

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
㈥　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。 ㈦　動力時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈱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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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。 ｉ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合	㈥　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。 ㈦　動力時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈱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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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。 ｉ　⑵イ⑷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　５７１円４４銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~５７１円４４銭~~ ７７０円９１銭
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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
の場合の基本料金の半額といたします。 ii　⑵イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合	の場合の基本料金の半額といたします。 ii　⑵イ㈠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　３７９円２６銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~３７９円２６銭~~ ５１１円６４銭
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。	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。
㈡　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	㈡　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８４銭	１キロワット時につき　~~5円８４銭~~ 5円８０銭
ii　夜 間 時 間	ii　夜 間 時 間
１キロワット時につき　5円２９銭	１キロワット時につき　~~5円２９銭~~ 5円２６銭
㈢　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。	㈢　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。
㈣　動力従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ 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	㈣　動力従量接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ 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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　１４円９５銭	~~１４円９５銭~~ １８円１７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。	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	ロ　高圧で供給する場合
⑴　高圧標準接続送電サービス	⑴　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（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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。	a　適　用　範　囲 接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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。	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）⑴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）⑴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）⑴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	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）⑴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）⑴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）⑴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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴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）⑴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）⑴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。	とし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴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）⑴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）⑴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。
⑻　基　本　料　金	⑻　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。	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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。
なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。	なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。
また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，前月におけるものとみなします。	また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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　５５３円２８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~５５３円２８銭~~ ７４０円５２銭
⑼　電　力　量　料　金	⑼　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。	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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
１キロワット時につき　２円６１銭	~~２円６１銭~~ ２円５７銭
㈣　高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ａ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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割	㈣　高圧時間帯別接続送電サービス a　適　用　範　囲 ㈠ａ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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）(ii)にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 　また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，前月におけるものとみなします。	接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）(ii)にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 　また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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　５５３円２８銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　~~５５３円２８銭~~ ７４０円５２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	(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　２円７９銭	１キロワット時につき　~~２円７９銭~~ ２円７６銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
１キロワット時につき　２円４０銭	１キロワット時につき　~~２円４０銭~~ ２円３９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ための接続供給の場合で，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	(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ための接続供給の場合で，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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。	整）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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６８銭	１キロワット時につき　~~１１円６８銭~~ １４円７２銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
⑷　特別高圧標準接続送電サービス	⑷　特別高圧標準接続送電サービス
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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。	接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）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	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，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧　20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧　60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト
c　接続送電サービス料金	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）⑴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）⑴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）⑴へによっ	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）⑴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）⑴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）⑴へによっ

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑴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）⑴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）⑴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。	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）⑴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）⑴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）⑴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。
⑷　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，前月におけるものとみなします。	⑷　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（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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　４８２円０５銭	~~４８２円０５銭~~ ５８４円６４銭
⑸　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。	⑸　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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

１キロワット時につき	１円２７銭

１キロワット時につき	~~１円２７銭~~ １円２４銭

(ﾛ)　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，接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

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。

(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，まったく電気を使用しない場合（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，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）(11)にもとづき料金の調整を行なうために算定

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，前月におけるものとみなします。	する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないとき（予備送電サービスによって電気を使用したときを除きます。）に限り，半額といたします。 なお，⑵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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。ただし，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスにおける当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，双方の契約者が需要者の発電設備の検査，補修または事故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限り，半額といたします。 また，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期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用し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使用は，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　４８２円０５銭	~~４８２円０５銭~~ ５８４円６４銭
⑹　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	⑹　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　１円３４銭	~~１円３４銭~~ １円３１銭
ⅱ　夜　間　時　間	ⅱ　夜　間　時　間
１キロワット時につき　１円２１銭	~~１円２１銭~~ １円１８銭
㈠　特別高圧従量接続送電サービス ａ　適　用　範　囲	㈠　特別高圧従量接続送電サービス ａ　適　用　範　囲

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
㈠ａ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ための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	㈠ａ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ための接続供給の場合で，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，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	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，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧 20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満　標準電圧 20,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満　標準電圧 60,000ボルト 接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上　標準電圧100,000ボルト
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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　９円１６銭	１キロワット時につき　~~９円１６銭~~ １０円８２銭
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，次のとおりといたします。 ㈠　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10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）によって算定された値といたします。 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。 ㈡　分割接続供給の場合は，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調	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，次のとおりといたします。 ㈠　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10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）によって算定された値といたします。 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。 ㈡　分割接続供給の場合は，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの供給地点ごとの力率を，(ｲ)に準じて算定いたします。また，それぞれの契約者に係る接続送電サービスの力率は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の力率と同一の値といたします。ただし，その供給地点において，いずれかの契約者がまったく電気を使用しない場合，当該契約者に係る接続送電サービスのその１月の力率は，85パーセントとみなします。	整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときの供給地点ごとの力率を，(ｲ)に準じて算定いたします。また，それぞれの契約者に係る接続送電サービスの力率は，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の力率と同一の値といたします。ただし，その供給地点において，いずれかの契約者がまったく電気を使用しない場合，当該契約者に係る接続送電サービスのその１月の力率は，85パーセントとみなします。
(ﾊ)　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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給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。	(ﾊ)　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，当該不足電力の補給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，当該不足電力の補給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	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。	(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。	(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。	(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	(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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。
㈱　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。	㈱　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。
㈿　33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうための，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの種別を定めた後１年に満たないときの取扱いは，㈰および㈵に準ずるものといたします。	㈿　33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうための，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービスの種別を定めた後１年に満たないときの取扱いは，㈰および㈵に準ずるものといたします。
⑷　１年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	⑷　１年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ととの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，⑶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。	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ととの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，⑶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	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（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（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×ロのピークシフト電力	ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力
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　４７０円２８銭	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　~~４７０円２８銭~~ ６２９円４４銭
ピークシフト電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　４０９円７５銭	ピークシフト電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　~~４０９円７５銭~~ ４９６円９５銭
ロ　ピークシフト電力	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，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）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。	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）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，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によっ	なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係るピークシフト電力とあわせて，33（料金の算定）⑾にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１接続送電サービスを適用したときのピークシフト電力を，あらかじめ双方の契約者と当社との協議によっ

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
て定めます。 　また，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　１年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。	て定めます。 　また，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　１年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。
20　臨時接続送電サービス ⑴　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，反復使用するものには適用いたしません。 ⑵　臨時接続送電サービス契約電力等 　電灯臨時定額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流，臨時接続送電サービス契約容量または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。 　なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 イ　低圧で供給する場合 　⑺　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 　　次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。 　　ａ　臨時接続送電サービス契約電流 　　⑷　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 　　⑸　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り	**20　臨時接続送電サービス** ⑴　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，反復使用するものには適用いたしません。 ⑵　臨時接続送電サービス契約電力等 　電灯臨時定額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流，臨時接続送電サービス契約容量または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。 　なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 イ　低圧で供給する場合 　⑺　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 　　次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。 　　ａ　臨時接続送電サービス契約電流 　　⑷　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。 　　⑸　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
付けないことがあります。 b　臨時接続送電サービス契約容量 (a)　臨時接続送電サービス契約容量は，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。）に次の係数を乗じてえた値といたします。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。	付けないことがあります。 b　臨時接続送電サービス契約容量 (a)　臨時接続送電サービス契約容量は，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。）に次の係数を乗じてえた値といたします。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。
最初の６キロボルトアンペアにつき　９５パーセント 次の14キロボルトアンペアにつき　８５パーセント 次の30キロボルトアンペアにつき　７５パーセント 50キロボルトアンペアをこえる部分につき　６５パーセント	最初の６キロボルトアンペアにつき　９５パーセント 次の14キロボルトアンペアにつき　８５パーセント 次の30キロボルトアンペアにつき　７５パーセント 50キロボルトアンペアをこえる部分につき　６５パーセント
(b)　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容量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容量は，(a)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（契約電力および契約容量の算定方法）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。	(b)　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容量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容量は，(a)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（契約電力および契約容量の算定方法）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)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 a　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（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。 (a)　契約負荷設備のうち	(ロ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合 次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。 a　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（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。 (a)　契約負荷設備のうち

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

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

⑹　⑷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

b　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，ａ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（契約電力および契約容量の算定方法）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

需要場所におけ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臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）を定めます。

なお，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　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，次により算定いたします。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した

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

⑹　⑷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

b　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，ａ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（契約電力および契約容量の算定方法）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

需要場所におけ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臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）を定めます。

なお，分割接続供給の場合におけるそれぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス契約電力は，それぞれの契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　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，次により算定いたします。

なお，分割接続供給の場合は，それぞれの契約者に係る臨時接続送電サービス料金とあわせて，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
ときの臨時接続送電サービス料金を算定いたします。 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日につき次のとおりといたします。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。	ときの臨時接続送電サービス料金を算定いたします。 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日につき次のとおりといたします。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　３円４７銭	総容量が50ボルトアンペアまでの場合　~~３円４７銭~~ ４円０３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　６円９３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　~~６円９３銭~~ ８円０４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　６円９３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　~~６円９３銭~~ ８円０４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　６９円３４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　~~６９円３４銭~~ ８０円４３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　６９円３４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　~~６９円３４銭~~ ８０円４３銭

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
㈡　電灯臨時接続送電サービス	㈡　電灯臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲	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。	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。
⒜　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	⒜　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
⒝　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。	⒝　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	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。	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	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。
⒜　基　本　料　金	⒜　基　本　料　金
基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ⒜ⅱ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。	基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ⒜ⅱ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。
⒝　電　力　量　料　金	⒝　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）⑶イ㈡ｃ⒝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。	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）⑶イ㈡ｃ⒝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。
㈢　動力臨時定額接続送電サービス	㈢　動力臨時定額接続送電サービス
a　適　用　範　囲	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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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	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。	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	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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　９３円８６銭	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　~~９３円８６銭~~ １１０円８７銭
d　そ　の　他	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。	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。
㈡　動力臨時接続送電サービス	㈡　動力臨時接続送電サービス
a　適　用　範　囲	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。	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	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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⒜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。 ⒝　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）⑶イ㈱ｃ⒝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。 ⑴　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）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。 ⑵　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。 ⑶　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。	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。 ⒜　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⒜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。 ⒝　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）⑶イ㈱ｃ⒝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。 ⑴　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）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。 ⑵　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。 ⑶　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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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。	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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑶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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，半額といたします。	a　基　本　料　金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，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）⑶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。	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）⑶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。	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。
⑴　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）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。	⑴　適　用　範　囲 臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）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。
⑵　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，臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。	⑵　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，臨時接続送電サービス契約電力（分割接続供給の場合は，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）に応じて次のとおりといたします。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

⑹　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑶ハ⑴ｃ⑷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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，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）⑶ハ⑴ｃ⑵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）⑶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契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

⑹　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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑴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）⑶ハ⑴ｃ⑷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。また，当社が分割接続供給を行なう供給地点において，33（料金の算定）⑿にもとづき料金の調整を行なうために算定する，１供給地点につき，１臨時接続送電サービスを適用した場合の臨時接続送電サービスの基本料金は，双方の契約者がまったく電気を使用しないときに限り，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）⑶ハ⑴ｃ⑵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）⑶ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。
⑷　そ　の　他	⑷　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。	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。	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）⑷は，適用いたしません。	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）⑷は，適用いたしません。
21　予備送電サービス	**21　予備送電サービス**
⑴　適　用　範　囲	⑴　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および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。	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および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	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	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	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（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合	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（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合
⑵　予備送電サービス契約電力	⑵　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（需要者の発電設備の検査，補修または事故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行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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の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。	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（需要者の発電設備の検査，補修または事故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行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）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の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。
⑶　予備送電サービス料金	⑶　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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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，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，常時利用される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の損失補正率で修正したものといたします。 イ　予備送電サービスＡ	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，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，常時利用される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の損失補正率で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　８４円６６銭 予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　６７円００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　~~８４円６６銭~~ １４２円９２銭 予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　~~６７円００銭~~ ７５円４２銭
ロ　予備送電サービスＢ	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　１０９円００銭 予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　１０７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　~~１０９円００銭~~ １７８円４６銭 予備送電サービス契約電力１キロワットにつき　特別高圧で供給する場合　~~１０７円５０銭~~ １１９円８６銭
⑷　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）⑶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。	⑷　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）⑶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。
⑸　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，１受電地点または１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。 ホ　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，予備電線路の利用を希望される場合は，原則として，それぞれの契約者が適用している接続送電サービスごとに予備送電サービスを適用するものとし，それ	⑸　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，１受電地点または１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。 ホ　当社が分割接続供給を行なう供給地点において，予備電線路の利用を希望される場合は，原則として，それぞれの契約者が適用している接続送電サービスごとに予備送電サービスを適用するものとし，それ

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
ぞれの契約者に係る予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。また，この場合は，33（料金の算定）⒀にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用したときの予備送電サービス料金をあわせて算定するものとし，当該予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。	ぞれの契約者に係る予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。また，この場合は，33（料金の算定）⒀にもとづき料金の調整を行なうために，１供給地点につき，１予備送電サービスを適用したときの予備送電サービス料金をあわせて算定するものとし，当該予備送電サービスの取扱いは，⑴，⑵，⑶，⑷，⑸イ，⑸ロ，⑸ハおよび⑸ニに準ずるものといたします。
22　系統連系受電サービス	**22　系統連系受電サービス**
⑴　適　用　範　囲	⑴　適　用　範　囲
小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，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。	小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，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。
⑵　系統連系受電課金対象電力	⑵　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，発電バランシンググループごとに定めます。	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。
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	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
⑴　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	⑴　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。	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。
⑵　⑴以外の場合	⑵　⑴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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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。	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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電サービス契約電力といたします。）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シンググループに属している場合	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
⑴　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	⑴　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。	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。
⑵　⑴以外の場合	⑵　⑴以外の場合
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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電	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（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスを適用したときのその１月の接続送電

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
サービス契約電力といたします。）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。	サービス契約電力といたします。）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。	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。
㈠　臨時接続送電サービス契約電力（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）　１キロワット	㈠　臨時接続送電サービス契約電力（発電設備等に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１臨時接続送電サービスを適用したときの臨時接続送電サービス契約電力といたします。）　１キロワット
㈡　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流　10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。	㈡　接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約電流　10アンペア ただし，接続送電サービス契約電流が５アンペアの場合は，0.5キロワットとみなし，15アンペアの場合は，1.5キロワットとみなします。
㈢　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量　１キロボルトアンペア	㈢　接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約容量　１キロボルトアンペア
㈣　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キロボルトアンペア ただし，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の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	㈣　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キロボルトアンペア ただし，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の端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。
㈤　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（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。〕に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用したときの接続供給課金対象電力といたします。）１キロワット	㈤　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（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。〕に係る供給地点において当社が分割接続供給を行なう場合は，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用したときの接続供給課金対象電力といたします。）１キロワット
⑶　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。	⑶　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。	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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　８５円１０銭	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　~~８５円１０銭~~ ９８円５６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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
１キロワット時につき　２３銭	１キロワット時につき　~~２３銭~~ ２６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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

(a)　受電電圧が標準電圧100,000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	３８円５６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	７円９３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	３円９７銭

(a)　受電電圧が標準電圧100,000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	~~３８円５６銭~~ ４４円３３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	~~７円９３銭~~ ９円６９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	~~３円９７銭~~ ４円８４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	３８円５６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	１５円８６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	７円９３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	~~３８円５６銭~~ ４４円３３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	~~１５円８６銭~~ １９円３７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	~~７円９３銭~~ ９円６９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。

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	３９円７４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	１６円３６銭

	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	~~３９円７４銭~~ ４５円６８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	~~１６円３６銭~~ １９円９８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。

(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。

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

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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
とし，その端数は，切り捨てます。	とし，その端数は，切り捨てます。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，2026年10月１日から実施いたします。

５　離島についての特別措置

⑴　系統連系受電サービス料金

イ　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の基本料金は，22（系統連系受電サービス）⑶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	ロ⑴に定める離島	７９円５７銭
	ロ⑵に定める離島	７９円５３銭

ロ　離　　島

⑴　特別高圧系統のある離島

対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島

⑵　特別高圧系統のない離島

小呂島，上甑島，中甑島，下甑島，竹島，硫黄島，黒島，口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島

⑵　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）⑵イ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，26（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵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	４５円６０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

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，2026年~~10~~11月１日から実施いたします。

５　離島についての特別措置

⑴　系統連系受電サービス料金

イ　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の基本料金は，22（系統連系受電サービス）⑶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	ロ⑴に定める離島	~~７９円５７銭~~ ９２円０４銭
	ロ⑵に定める離島	~~７９円５３銭~~ ９１円９８銭

ロ　離　　島

⑴　特別高圧系統のある離島

対馬島，海栗島，泊島，赤島，沖ノ島，島山島，壱岐島，若宮島，原島，長島，大島，種子島，奄美大島，加計呂麻島，与路島，請島，馬毛島

⑵　特別高圧系統のない離島

小呂島，上甑島，中甑島，下甑島，竹島，硫黄島，黒島，口之島，中之島，平島，諏訪之瀬島，悪石島，小宝島，宝島，屋久島，口永良部島，喜界島，徳之島，沖永良部島，与論島

⑵　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）⑵イ(ﾊ)，24（接続対象計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ(ﾊ)，26（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵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	~~４５円６０銭~~ ５０円５２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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
ます。 ⑶　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）⑵ロ㈠，24（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。	ます。 ⑶　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）⑵ロ㈠，24（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠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　１７円７９銭	１キロワット時につき　１７円７９銭
15　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（高圧以上受電点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。 ⑴　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，次のとおりとしていただきます。 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	**15　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（高圧以上受電点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。 ⑴　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，次のとおりとしていただきます。 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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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くことがあります。	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くことがあります。
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。	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。
⑵　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）⑷イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	⑵　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）⑷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㈠および㈡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。 ㈠　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。） ㈡　需要抑制の実施頻度および時期	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㈠および㈡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。 ㈠　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。） ㈡　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。	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。	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。	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。	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。
⑶　供給および契約の単位	⑶　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。	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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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（高圧以上受電点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。	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（高圧以上受電点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。	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。
⑷　料　　金	⑷　料　　金
イ　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。	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。
㈠　適　　用	㈠　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）⑸もしくは⑹また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ないときに適用いたします。	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）⑸もしくは⑹また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ないときに適用いたします。
㈡　発電量調整受電計画差対応電力	㈡　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　発電量調整受電計画差対応補給電力
ⓐ　適　用　範　囲	ⓐ　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⑸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。	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⑸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。
ⓑ　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
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⑹の発電量調整受電計画差	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⑹の発電量調整受電計画差

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
⑹　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。	⑹　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	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
⑻　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⑸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。	⑻　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⑸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。
⑼　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⑹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。	⑼　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⑹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。
⑽　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。	⑽　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。
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。	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。
⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金	⑴　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）⑷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。	a　適　用　範　囲 39（給電指令の実施等）⑷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。	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，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	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，⑸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	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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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(6)また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)ホの場合で，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るものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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	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(6)また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)ホの場合で，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るものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑷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）⑴のとおりといたします。	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）⑷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）⑴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）⑾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。	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）⑾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）⑿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）⑵のとおりといたします。	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）⑿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）⑵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）⒂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。	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）⒂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。
ヘ　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）⒃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	ヘ　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）⒃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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
い）⑶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な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〕⑴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）⑳ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶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。 ⑴　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。ただし，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，発電量調整受電電力量は，30分ごとに，次のａ，ｂおよびｃ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－発電量調整受電電力量 ａ　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まない場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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	い）⑶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な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〕⑴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）⑳ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶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。 ⑴　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。ただし，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，発電量調整受電電力量は，30分ごとに，次のａ，ｂおよびｃ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－発電量調整受電電力量 ａ　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まない場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
の合計といたします。） －発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 b　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）および高圧または特別高圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まず，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合 (a)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (b)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合 発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 c　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みま	の合計といたします。） －発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 b　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）および高圧または特別高圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含まず，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合 (a)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (b)　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（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。）が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合 発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 c　同一の発電バランシンググループに，低圧受電点調整電源に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みま

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
す。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，かつ，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合 (a)　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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (b)　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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合 発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電電力量 ＝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（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。）	す。），または高圧もしくは特別高圧で受電もしくは供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含み，かつ，低圧で受電または供給する地点において機器点調整設備に該当する発電場所（配電事業者の約款に定める発電場所を含みます。）を含む場合 (a)　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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量と一致または上回る場合 発電量調整受電電力量 ＝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（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。） －発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (b)　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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値が，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量を下回る場合 発電量調整受電電力量から差し引く発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値を上限とし，発電量調整受電電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電電力量 ＝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（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。）

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および 発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(2)ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。 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－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)ホの場合で，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)への場合で，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	－発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量および 発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量 －発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量 (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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）(2)ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。 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－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)ホの場合で，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)への場合で，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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。	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。ただし，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，当社または配電事業者が高圧または特別高圧で受電または供給する地点における機器点調整設備の発電もしくは放電または使用に係る調整を行なった場合，31（電力および電力量の算定）⑵ロにかかわらず，その発電量調整受電電力量は，当該受電地点で計量された電力量から当該受電地点における発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。
a　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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
⑻　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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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	⑻　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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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
⑹　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）⑵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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量	⑹　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）⑵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）⑵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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
－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）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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 ⒜　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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 ⒝　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）⑵へ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵への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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －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）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等	－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）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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 ⒜　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）⑵へ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはト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 ⒝　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）⑵へ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵への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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －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）⑵への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
により，同時に出力の抑制を実施した場合	により，同時に出力の抑制を実施した場合
⒜　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）⑵ヘ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵ト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	⒜　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）⑵ヘ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵ト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
⒝　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）⑵ヘ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵ヘ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）⑵ト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 －39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	⒝　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）⑵ヘ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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵ヘ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）⑵ト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 －39（給電指令の実施等）⑵ヘによる出力抑制対象電力量 －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）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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	d　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）⑵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
⒜　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）⑵ヘ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵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，零といたしま	⒜　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）⑵ヘ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）⑵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し，39（給電指令の実施等）⑵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，零といたしま

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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)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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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，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 －39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，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)ヘ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)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し，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはト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)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，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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め	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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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)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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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，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 －39（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，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)ヘ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)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し，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはト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)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，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，39（給電指令の実施等）(2)ヘ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)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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）⑵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。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量	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）⑵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。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
⑹　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）⑵へ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）⑵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。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵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）⑵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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量	⑹　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）⑵へ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）⑵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。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）⑵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）⑵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）⑵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，39（給電指令の実施等）⑵へ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）⑵イ，ロ，ハまたはト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 －39（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －39（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
－発電量調整受電電力量	－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，31（電力および電力量の算定）⑵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，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，発電量調整受電電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，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。	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）⑵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，発電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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合，発電量調整受電電力量は，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（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。）から発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を差し引いた値といたします。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）⑵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）⑵ホの場合で，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）⑵への場合で，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。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量	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）	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）

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
㉒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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または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）⑽にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の(ｲ)および(ﾛ)を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 (ｲ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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（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。）を差し引いた値 (ﾛ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値 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）㉓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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合	㉒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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または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）⑽にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の(ｲ)および(ﾛ)を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝接続対象電力量－接続対象計画電力量 (ｲ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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（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。）を差し引いた値 (ﾛ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値 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）㉓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電源（高圧以上受電点調整電源を除きます。）の発電もしくは放電または調整負荷の使用に係る調整を行なった場合

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
は，31（電力および電力量の算定）⑽にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の(ｲ)および(ﾛ)を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 (ｲ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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（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。）を差し引いた値 (ﾛ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値 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）㉔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	は，31（電力および電力量の算定）⑽にかかわらず，30分ごとに31（電力および電力量の算定）⑽によって算定された値に，接続供給に係る低圧受電点調整電力量，接続供給に係る低圧機器点調整電力量，接続供給に係る高圧以上受電点調整電力量，接続供給に係る高圧以上機器点調整電力量ならびに次の(ｲ)および(ﾛ)を加えた値を，その30分ごとの接続対象電力量といたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝接続対象計画電力量－接続対象電力量 (ｲ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｂ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量から受電地点（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（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。）を差し引いた値 (ﾛ)　31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）⑳ロ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合またはチ(ｲ)における発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，チ(ｲ)ｃ(b)に該当する場合 発電量調整供給に係る低圧受電点調整電力量，発電量調整供給に係る低圧機器点調整電力量および発電量調整供給に係る高圧以上機器点調整電力量を合計した値から受電地点（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（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。）を差し引いた値 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）㉔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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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補給電力量 ＝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 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 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)}\}}-\text{ベースライン}$	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補給電力量 ＝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 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 ＝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）㉕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。 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	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）㉕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。 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
⑹　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	⑹　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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。
⑺　解　　約　　等	⑺　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）⑴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。	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）⑴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）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑷ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵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。	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。	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。	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。
⑻　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）	⑻　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〕）⑴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再生可能エネルギー発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る再生可能エネルギー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再生可能エネルギー発電設備は，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。	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〕）⑴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再生可能エネルギー発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る再生可能エネルギー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再生可能エネルギー発電設備は，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。

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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2016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１項第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。	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2016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１項第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。
㈠　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〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，㈡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。	㈠　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〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，㈡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。
㈡　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〕）⑸ホにかかわらず，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。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（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。	㈡　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〕）⑸ホにかかわらず，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。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（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。
㈢　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〕）⑸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。	㈢　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〕）⑸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。
㈣　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	㈣　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

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
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。	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。	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	(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	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。	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　４５円６０銭	１キロワット時につき　~~４５円６０銭~~ ５０円５２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。	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	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。	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　１７円７９銭	１キロワット時につき　１７円７９銭

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなし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，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 ⑾　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。	⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 39（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなし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，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 ⑾　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。
19　工事費負担金の支払いに関する期日についての経過措置 特別高圧で需要場所に電気を供給する場合で，この約款実施の際現に当該供給に係る申込みを当社が承諾しており，かつ，契約者が71（工事費負担金の申受けおよび精算）の工事費負担金を支払われていないときは，71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑴なお書にかかわらず，当社は，原則として，工事費負担金契約書に定める支払いに関する期日またはこの約款実施の日から３月以内の日のいずれか遅い日までに工事費負担金を契約者から申し受けます。	**19　工事費負担金の支払いに関する期日についての経過措置** 特別高圧で需要場所に電気を供給する場合で，~~この約款実施の際現に~~2026年10月１日より前に当該供給に係る申込みを当社が承諾しており，かつ，この約款実施の際現に契約者が71（工事費負担金の申受けおよび精算）の工事費負担金を支払われていないときは，71（工事費負担金の申受けおよび精算）⑴なお書にかかわらず，当社は，原則として，工事費負担金契約書に定める支払いに関する期日または~~この約款実施の日から３月以内の日~~2026年12月31日のいずれか遅い日までに工事費負担金を契約者から申し受けます。
	20　料金についての切替措置 2026年11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，臨時接続送電サービス料金または系統連系受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2026年11月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量または発電量調整受電電力量により算定いたします。

託送供給等約款別冊標準設計基準　新旧対比表

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
託送供給等約款別冊 標準設計基準 2026年10月１日 実施 九州電力送配電株式会社	託送供給等約款別冊 標準設計基準 2026年~~10~~11月１日 実施 九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊系統連系技術要件　新旧対比表

現　行（2026年10月１日実施）	変　更　後（2026年11月１日実施予定）
託送供給等約款別冊 **系統連系技術要件** **2026年10月１日 実施** **九州電力送配電株式会社**	**託送供給等約款別冊** **系統連系技術要件** **2026年~~10~~11月１日 実施** **九州電力送配電株式会社**

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

写

別　冊

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請補正書

2026 年 7 月 21 日

九州電力送配電株式会社

（1） 補正後の託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

（2） 補正箇所（正誤表）

（１）補正後の託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

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

企 総 託 第 1 号
2026 年 7 月 10 日

経済産業大臣　赤澤　亮正　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番 82 号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　今村 弘

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	2026 年 11 月 1 日

別　紙

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

電力・ガス取引監視等委員会第 70 回料金制度専門会合（2025 年 10 月 22 日開催）および第 72 回料金制度専門会合（2025 年 12 月 16 日開催）において、労務費単価や物価等の上昇の取扱いおよび事業報酬における金利上昇の取扱いが議論され、2026 年度、2027 年度の 2 年間を対象に、第 1 規制期間における物価等の上昇に対応するため、収入の見通しに関する制度の見直しが行われました。

当社は、物価等の上昇傾向が続く中、施工力やサプライチェーンを維持し、安定供給を維持するためには、制度措置された物価等の変動影響を期中で料金に反映することが必要であり、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。なお、2023～2024 年度の制御不能費用の実績および 2025～2027 年度の容量拠出金、ブラックスタート電源確保費用、予備電源制度に係る電源入札拠出金の見通しが確定したことにより、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想定値と規制期間における実績値に乖離が生じる見込みであり、合わせて収入の見通しへ反映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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	役員給与	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
	給料手当	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 660,009	▲ 678,984	▲ 671,038	▲ 666,742	▲ 663,647	▲ 3,340,420	▲ 668,084	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
	厚生費	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
	委託検針費	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
	（人件費計）	(40,319,983)	(40,709,752)	(39,884,838)	(40,087,706)	(39,950,589)	(200,952,868)	(40,190,574)	
	修繕費 ※2	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
	研究費	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
	消耗品費	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
	損害保険料	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
	養成費	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 443,231	▲ 319,174	▲ 416,790	▲ 422,822	▲ 446,204	▲ 2,048,221	▲ 409,644	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 3,618	▲ 3,747	▲ 3,871	▲ 3,521	▲ 3,488	▲ 18,245	▲ 3,649	▲表示で記載
	委託費 ※3	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	
	普及開発関係費	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
	諸費 ※4	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 536,879	▲ 528,509	▲ 438,157	▲ 435,932	▲ 433,708	▲ 2,373,185	▲ 474,637	▲表示で記載
第１区分費用計		122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	
	修繕費 ※6	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
	委託費 ※7	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
	諸費 ※8	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
	減価償却費 ※9	2,959,626	9,338,951	14,994,720	20,618,296	26,114,593	74,026,186	14,805,237	
	固定資産税 ※10	－	1,251,377	2,751,608	4,231,779	5,252,927	13,487,691	2,697,538	
第２区分費用計		57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813	
次世代投資費用		5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	
	修繕費 ※11	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
	委託費 ※12	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
	固定資産除却費	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
	賃借料 ※13	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
	託送料 ※14	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
	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	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
	需給調整市場手数料 ※16	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	
	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	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
	自社アンシラリーサービス費	349,703	763,073	973,179	76,440	－	2,162,395	432,479	
第３区分費用計		94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	
	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	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
	預金利息	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
控除収益計		▲ 17,324,001	▲ 17,121,280	▲ 17,514,787	▲ 17,115,761	▲ 17,150,206	▲ 86,226,035	▲ 17,245,207	

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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	減価償却費 ※21	72,842,613	71,144,065	67,403,076	64,773,728	57,944,226	334,107,708	66,821,542	
	退職給与金 ※22	996,374	248,625	▲ 1,772,462	▲ 86,984	－	▲ 614,447	▲ 122,889	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	270,299	2,566,424	850,665	849,165	－	4,536,553	907,311	
	賃借料 ※23	10,866,938	11,013,670	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,832,279	10,766,456	
	諸費 ※24	1,664,214	1,714,616	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,670,569	1,534,114	
	貸倒損	－	3,904	41,107	41,107	41,107	127,225	25,445	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	▲ 53,390	▲ 189,626	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 446,302	▲ 89,260	
	インバランス収支過不足額 ※25	11,848,009	9,726,837	4,404,021	4,404,021	4,404,022	34,786,910	6,957,382	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	30,434,183	31,685,089	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,977,772	30,795,554	
	事業税	5,605,690	5,504,755	6,344,579	6,470,009	6,447,533	30,372,566	6,074,513	
	雑税	319,678	315,861	314,312	314,312	314,313	1,578,476	315,695	
	法人税等	5,917,757	5,857,075	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,242,649	6,048,530	
	賠償負担金相当金	5,986,985	6,267,504	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,537,065	6,107,413	
	廃炉円滑化負担金相当金	6,228,702	6,520,306	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,404,392	6,080,878	
	系統整備回収金	－	－	－	－	－	－	－	
	託送回収金相当金	－	－	－	－	－	－	－	
	系統整備負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	
	特定系統整備準備金引当	－	－	－	－	－	－	－	
	特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
	系統整備負担金相当収益	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
	託送収益 ※26	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
	固定資産税 ※27	21,821,755	20,968,078	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,427,202	20,085,440	
	調整力の確保に要する費用 ※28	▲ 4,579,167	13,338,114	15,572,766	13,475,039	14,752,721	52,559,473	10,511,895	貸方の場合は▲表示で記載
	再給電に要する費用 ※29	－	－	－	－	－	－	－	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	36,474,222	46,899,712	83,373,934	16,674,787	貸方の場合は▲表示で記載
制御不能費用計		170,170,640	186,685,297	174,477,401	206,481,974	209,658,712	947,474,024	189,494,805	
	託送料 ※30	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
	補償費	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
	事業者間精算費	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※31	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
	調整力の確保に要する費用 ※32	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	貸方の場合は▲表示で記載
	発電抑制に要する費用 ※33	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事後検証費用		31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	
事業報酬		26,994,639	27,545,870	27,967,895	40,452,526	47,339,183	170,300,113	34,060,023	
追加事業報酬		67,727	62,467	57,638	75,923	79,946	343,701	68,740	
収入の見通し計		490,332,641	508,650,180	507,426,048	556,538,355	573,008,538	2,635,955,762	527,191,152	

（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。
※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（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、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（発電等設備、送電設備、変電設備及び配電設備のうち、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、託送回収金の回収に係る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離島等供給に係る収益を除く。
※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：託送回収金の回収に係る収益に限る。
※27：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。
※28：法第２８条の４０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。
※29：一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並びに調整電源等以外の電源の出力の抑制により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※30：地域間連系設備の増強等に係る費用に限る。
※31：災害等扶助交付金を含む。
※32：一般送配電事業者が、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。
※33：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１１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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
給料手当	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
給料手当振替額（貸方）	▲ 763,959	▲ 692,302	▲ 1,086,144	▲ 1,048,026	▲ 987,925	▲ 4,578,356	▲ 915,671	▲ 660,009	▲ 678,984	▲ 671,038	▲ 666,742	▲ 663,647	▲ 3,340,420	▲ 668,084	▲表示で記載
退職給与金 ※1	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	
厚生費	10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	
委託検針費	4,098,951	3,354,741	3,013,928	2,623,449	2,106,306	15,197,375	3,039,475	1,199,288	832,682	811,789	807,668	803,547	4,454,974	890,995	
委託集金費	831,226	826,667	768,380	－	－	2,426,273	485,255	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	
修繕費 ※2	4,000,519	3,562,434	3,517,108	3,739,209	3,542,917	18,362,187	3,672,437	3,553,183	3,568,130	3,450,780	3,422,863	3,405,890	17,400,846	3,480,169	
研究費	1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	
消耗品費	1,455,985	1,388,449	1,397,075	1,446,860	1,504,395	7,192,764	1,438,553	876,815	893,577	871,215	876,391	867,270	4,385,268	877,054	
損害保険料	2,439	2,386	5,802	28,063	27,284	65,974	13,195	5,525	5,973	5,943	6,394	6,359	30,194	6,039	
養成費	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 637,228	▲ 627,972	▲ 928,791	▲ 198,997	▲ 178,916	▲ 2,571,904	▲ 514,381	▲ 443,231	▲ 319,174	▲ 416,790	▲ 422,822	▲ 446,204	▲ 2,048,221	▲ 409,644	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 65,638	▲ 96,382	▲ 95,609	▲ 4,745	▲ 1,199	▲ 263,573	▲ 52,715	▲ 3,618	▲ 3,747	▲ 3,871	▲ 3,521	▲ 3,488	▲ 18,245	▲ 3,649	▲表示で記載
委託費 ※3	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	
普及開発関係費	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
諸費 ※4	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	▲ 785,503	▲ 799,613	▲ 1,585,116	▲ 317,023	▲ 536,879	▲ 528,509	▲ 438,157	▲ 435,932	▲ 433,708	▲ 2,373,185	▲ 474,637	▲表示で記載
第１区分費用計	113,618,784	114,423,129	110,498,187	129,532,292	130,195,876	598,268,268	119,653,654	122,082,938	118,191,986	115,904,210	113,520,233	112,583,498	582,282,865	116,456,573	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		345,753	407,116	345,501	137,240	150,254	1,385,864	277,173	74,366	73,993	73,619	73,245	72,871	368,094	73,619	
社内取締役	役員数（人）	8	7	7	3	3	28	6	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	1	1	1	－	－	3	1	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	2	1	2	1	1	7	1	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	1	1	8	2	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	32,492,275	33,580,860	32,958,526	27,508,726	27,181,938	153,722,325	30,744,465	19,435,709	19,315,200	19,104,503	18,968,229	18,871,893	95,695,534	19,139,107	
基準外賃金	6,366,575	6,057,100	5,315,890	5,047,470	4,623,694	27,410,729	5,482,146	3,321,243	3,297,599	3,257,585	3,234,045	3,217,621	16,328,093	3,265,619	
諸給与金	15,043,140	15,162,316	14,651,525	13,086,474	13,201,962	71,145,417	14,229,083	8,157,216	9,172,470	9,053,454	9,012,484	8,980,058	44,375,682	8,875,136	
控除口（貸方）	▲ 2,617,676	▲ 2,683,350	▲ 2,701,593	▲ 744,260	▲ 617,266	▲ 9,364,145	▲ 1,872,829	▲ 591,660	▲ 589,693	▲ 586,514	▲ 583,497	▲ 580,534	▲ 2,931,898	▲ 586,380	
附帯事業振替額	－	－	－	▲ 5,496	▲ 1,565	▲ 7,061	▲ 1,412	－	－	－	－	－	－	－	
合計	51,284,314	52,116,926	50,224,348	44,892,914	44,388,763	242,907,265	48,581,453	30,322,508	31,195,576	30,829,028	30,631,261	30,489,038	153,467,411	30,693,482	
平均経費人員（人）	6,414	6,457	6,351	5,348	5,345	29,915	5,983	3,929	3,916	3,892	3,884	3,884	19,505	3,901	
平均基準賃金（千円/月）	422	433	432	429	424	2,140	428	412	411	409	407	405	2,044	409	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	3,454,129	4,596,431	4,564,629	3,165,113	2,792,129	18,572,431	3,714,486	2,665,328	2,584,862	2,166,968	2,562,686	2,539,352	12,519,196	2,503,839	
実払額	82,659	109,801	147,254	110,231	111,304	561,249	112,250	106,650	104,257	88,185	105,185	104,867	509,144	101,829	
年金保険料	166,556	190,367	100,493	802,235	825,645	2,085,296	417,059	▲ 232,980	▲ 191,705	▲ 129,797	▲ 94,232	▲ 30,048	▲ 678,762	▲ 135,752	
合計	3,703,344	4,896,599	4,812,376	4,077,579	3,729,078	21,218,976	4,243,795	2,538,998	2,497,414	2,125,356	2,573,639	2,614,171	12,349,578	2,469,916	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	2,884,900	2,788,799	2,636,504	2,343,696	2,331,839	12,985,738	2,597,148	1,657,820	1,644,267	1,626,130	1,614,446	1,606,208	8,148,871	1,629,774	
	介護保険料	273,824	292,335	309,828	320,990	322,197	1,519,174	303,835	219,886	218,089	215,684	214,133	213,040	1,080,832	216,166	
	労災保険料	117,877	107,986	103,968	114,740	152,761	597,332	119,466	96,857	96,066	95,006	94,323	93,842	476,094	95,219	
	雇用保険料	334,552	303,685	339,900	266,306	273,693	1,518,136	303,627	192,432	190,860	188,754	187,398	186,442	945,886	189,177	
	厚生年金保険料	4,452,844	4,421,252	4,279,859	3,927,636	3,936,482	21,018,073	4,203,615	2,804,659	2,781,731	2,751,050	2,731,285	2,717,349	13,786,074	2,757,215	
	労災補償費	81	69	84	22	217	473	95	115	115	114	114	113	571	114	
	健康診断費	136,189	135,826	134,885	148,738	147,741	703,379	140,676	102,654	101,785	100,622	99,896	99,386	504,343	100,869	
	子ども・子育て拠出金	115,725	140,407	161,975	155,404	154,880	728,391	145,678	110,348	109,445	108,238	107,460	106,912	542,403	108,481	
	その他	▲ 13,347	▲ 17,110	▲ 15,817	▲ 1,624	▲ 228	▲ 48,126	▲ 9,625	▲ 191	▲ 189	▲ 188	▲ 186	▲ 185	▲ 939	▲ 188	
	計	8,302,645	8,173,249	7,951,186	7,275,908	7,319,582	39,022,570	7,804,514	5,184,580	5,142,169	5,085,410	5,048,869	5,023,107	25,484,135	5,096,827	
一般厚生費	安全管理費	26,690	37,787	25,838	30,029	35,156	155,500	31,100	23,016	22,821	22,560	22,397	22,282	113,076	22,615	
	衛生管理費	63,425	61,639	71,341	76,026	80,462	352,893	70,579	55,249	54,780	54,153	53,762	53,488	271,432	54,286	
	福利事業費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	厚生施設運営費	499,602	505,937	490,761	511,203	512,185	2,519,688	503,938	361,310	358,247	354,143	351,582	349,788	1,775,070	355,014	
	文化体育費	－	12,065	8,792	2,954	2,218	26,029	5,206	18,236	18,081	17,873	17,745	17,655	89,590	17,918	
	慶弔費	7,025	12,474	10,793	12,684	8,620	51,596	10,319	7,524	7,460	7,375	7,321	7,283	36,963	7,393	
	その他	1,217,488	1,252,951	1,209,321	1,069,246	1,239,323	5,988,329	1,197,666	780,462	773,844	764,980	759,449	755,575	3,834,310	766,862	
	計	1,814,230	1,882,853	1,816,846	1,702,142	1,877,964	9,094,035	1,818,807	1,245,797	1,235,233	1,221,084	1,212,256	1,206,071	6,120,441	1,224,088	
合計		10,116,875	10,056,102	9,768,032	8,978,050	9,197,546	48,116,605	9,623,321	6,430,377	6,377,402	6,306,494	6,261,125	6,229,178	31,604,576	6,320,915	

［雑給］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	一般嘱託	78,289	68,549	100,637	13,367	13,206	274,048	54,810	12,986	12,920	12,854	12,789	12,724	64,273	12,855	
	その他	794	320	270	－	－	1,384	277	－	－	－	－	－	－	－	
	計	79,083	68,869	100,907	13,367	13,206	275,432	55,086	12,986	12,920	12,854	12,789	12,724	64,273	12,855	
嘱託員平均人員（人）		14	11	11	2	2	40	8	2	2	2	2	2	10	2	
臨時用給		2,385	3,203	2,009	1,271	1,030	9,898	1,980	868	864	859	855	851	4,297	859	
その他		145,893	185,665	210,039	196,493	309,493	1,047,583	209,517	400,601	397,885	395,877	393,866	391,856	1,980,085	396,017	
合計		227,361	257,737	312,955	211,131	323,729	1,332,913	266,583	414,455	411,669	409,590	407,510	405,431	2,048,655	409,731	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	各部門に関する研究	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
	計	148,419	157,047	186,141	29,165	33,523	554,295	110,859	75,955	94,935	127,553	155,608	164,433	618,484	123,697	
委託研究費	電力中央研究所分担金	785,202	913,580	880,383	736,629	728,301	4,044,095	808,819	679,296	675,132	672,714	670,921	667,713	3,365,776	673,155	
	送電に関する研究	28,005	37,518	66,361	69,755	41,420	243,059	48,612	54,765	44,766	44,534	44,308	44,083	232,456	46,491	
	配電に関する研究	208,986	284,660	109,247	154,457	136,666	894,016	178,803	67,450	71,235	75,577	103,876	88,309	406,447	81,289	
	販売に関する研究	26,082	34,169	49,777	8,948	78,711	197,687	39,537	89,009	87,962	87,536	88,069	87,638	440,214	88,043	
	その他	126,402	162,023	117,303	137,639	65,911	609,278	121,856	87,666	82,802	81,594	81,376	85,513	418,951	83,790	
	計	1,174,677	1,431,950	1,223,071	1,107,428	1,051,009	5,988,135	1,197,627	978,186	961,897	961,955	988,550	973,256	4,863,844	972,769	
合計		1,323,096	1,588,997	1,409,212	1,136,593	1,084,532	6,542,430	1,308,486	1,054,141	1,056,832	1,089,508	1,144,158	1,137,689	5,482,328	1,096,466	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	55,792	64,008	65,522	44,562	59,692	289,576	57,915	70,656	98,638	97,994	97,798	97,343	462,429	92,486	
その他	177,706	232,958	162,487	73,671	106,649	753,471	150,694	207,562	221,094	218,279	223,143	215,644	1,085,722	217,144	
合計	233,498	296,966	228,009	118,233	166,341	1,043,047	208,609	278,218	319,732	316,273	320,941	312,987	1,548,151	309,630	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電関係委託費	5,118,264	5,142,368	4,777,744	4,636,903	4,585,104	24,260,383	4,852,077	4,710,860	4,569,751	4,733,077	4,701,028	4,660,482	23,375,198	4,675,040	
変電関係委託費	5,769,349	6,097,039	5,757,457	6,073,854	6,062,431	29,760,130	5,952,026	5,865,030	5,725,609	5,665,567	5,608,702	5,555,175	28,420,083	5,684,017	
配電関係委託費	6,066,898	6,610,603	6,469,427	6,762,711	6,654,281	32,563,920	6,512,784	19,613,879	19,523,992	18,734,327	17,987,866	17,609,177	93,469,241	18,693,848	
販売関係委託費	1,657,203	2,652,668	4,142,699	8,182,367	7,490,705	24,125,642	4,825,128	8,755,987	8,989,994	9,453,707	8,797,122	8,681,989	44,678,799	8,935,760	
一般管理関係委託費	6,292,605	6,472,458	5,726,721	27,946,879	27,590,935	74,029,598	14,805,920	28,507,769	24,216,794	23,007,615	22,198,046	22,056,959	119,987,183	23,997,437	
合計	24,904,319	26,975,136	26,874,048	53,602,714	52,383,456	184,739,673	36,947,935	67,453,525	63,026,140	61,594,293	59,292,764	58,563,782	309,930,504	61,986,101	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	
合計	9,633	10,092	8,172	72,733	79,016	179,646	35,929	88,992	88,452	87,948	87,511	87,506	440,409	88,082	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信運搬費	6,024,478	6,345,721	6,344,187	4,290,653	4,506,544	27,511,583	5,502,317	6,375,565	6,523,161	6,798,792	6,730,319	6,757,134	33,184,971	6,636,994	
旅費	1,255,119	1,261,253	1,235,762	1,019,540	1,000,939	5,772,613	1,154,523	1,190,792	1,180,795	1,185,009	1,173,948	1,166,476	5,897,020	1,179,404	
団体費	45,427	48,276	2,496	－	41,030	137,229	27,446	46,412	46,175	45,942	45,680	45,364	229,573	45,915	
その他	5,223,272	2,444,187	2,341,340	5,194,602	7,931,399	23,134,800	4,626,960	1,823,515	1,624,697	1,432,487	1,193,833	1,165,852	7,240,384	1,448,077	
合計	12,548,296	10,099,437	9,923,785	10,504,795	13,479,912	56,556,225	11,311,245	9,436,284	9,374,828	9,462,230	9,143,780	9,134,826	46,551,948	9,310,390	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
連系線・基幹系統	減価償却費 ※1	－	－	－	－	－	－	－	473,415	1,375,654	2,735,745	4,125,898	5,291,589	14,002,301	2,800,460	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	306,236	677,338	1,326,666	1,596,708	3,906,948	781,390	
	計	－	－	－	－	－	－	－	473,415	1,681,890	3,413,083	5,452,564	6,888,297	17,909,249	3,581,850	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	576,540	1,856,029	2,977,202	4,159,863	5,433,553	15,003,187	3,000,637	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	419,485	922,682	1,272,159	1,591,883	4,206,209	841,242	
	計	－	－	－	－	－	－	－	576,540	2,275,514	3,899,884	5,432,022	7,025,436	19,209,396	3,841,879	
配電系統	修繕費 ※5	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	41,973,495	41,247,819	39,175,012	37,063,322	36,610,155	196,069,803	39,213,961	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	546,834	1,638,241	2,727,044	3,813,197	4,900,856	13,626,172	2,725,234	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	418,294	818,311	1,202,624	1,570,030	4,009,259	801,852	
	計	32,932,034	35,762,926	33,354,482	38,330,670	38,178,255	178,558,367	35,711,673	42,520,329	43,304,354	42,720,367	42,079,143	43,081,041	213,705,234	42,741,047	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	12,137,730	7,917,857	5,984,463	4,728,312	5,360,493	36,128,855	7,225,771	
	諸費 ※10	－	－	－	－	－	－	－	1,365	1,346	1,327	1,308	1,183	6,529	1,306	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	1,362,837	4,469,027	6,554,729	8,519,338	10,488,595	31,394,526	6,278,905	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	107,362	333,277	430,330	494,306	1,365,275	273,055	
	計	6,233,455	9,510,955	6,833,162	8,970,599	7,036,545	38,584,716	7,716,943	13,501,932	12,495,592	12,873,796	13,679,288	16,344,577	68,895,185	13,779,037	
第２区分費用計		39,165,489	45,273,881	40,187,644	47,301,269	45,214,800	217,143,083	43,428,617	57,072,216	59,757,350	62,907,130	66,643,017	73,339,351	319,719,064	63,943,813	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
拡充投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	690,267	94,790	465,480	1,707,013	1,231,025	4,188,575	837,715	8,533,006	－	21,460,376	893,268	6,656,278	37,542,928	7,508,586	
		変電設備	17,973	61,917	1,583,092	2,255,932	3,829,894	7,748,808	1,549,762	3,050,173	4,480,617	5,004,405	－	7,848,447	20,383,642	4,076,728	
		計	708,240	156,707	2,048,572	3,962,945	5,060,919	11,937,383	2,387,477	11,583,179	4,480,617	26,464,781	893,268	14,504,725	57,926,570	11,585,314	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	4,724,164	8,121,875	6,516,722	12,986,312	13,201,008	45,550,081	9,110,016	13,991,296	17,308,694	5,924,461	12,833,605	9,424,585	59,482,641	11,896,528	
		変電設備	1,931,428	3,131,867	5,163,948	4,727,309	3,258,448	18,213,000	3,642,600	3,728,356	4,310,435	2,373,611	3,128,565	3,792,765	17,333,732	3,466,746	
		計	6,655,592	11,253,742	11,680,670	17,713,621	16,459,456	63,763,081	12,752,616	17,719,652	21,619,129	8,298,072	15,962,170	13,217,350	76,816,373	15,363,275	
	配電系統		39,174,357	35,684,136	36,042,658	37,538,755	35,491,392	183,931,298	36,786,260	35,024,256	33,856,403	33,452,654	32,816,390	32,741,336	167,891,039	33,578,208	
	拡充投資計		46,538,189	47,094,585	49,771,900	59,215,321	57,011,767	259,631,762	51,926,352	64,327,087	59,956,149	68,215,507	49,671,828	60,463,411	302,633,982	60,526,796	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	4,682,413	8,018,599	9,510,737	10,700,329	6,943,198	39,855,276	7,971,055	14,123,028	14,696,724	18,585,000	16,377,756	16,458,411	80,240,919	16,048,184	
		変電設備	1,983,963	4,186,853	4,888,065	4,100,072	4,337,920	19,496,873	3,899,375	6,210,287	5,003,019	7,854,995	10,554,912	12,012,609	41,635,822	8,327,164	
		計	6,666,376	12,205,452	14,398,802	14,800,401	11,281,118	59,352,149	11,870,430	20,333,315	19,699,743	26,439,995	26,932,668	28,471,020	121,876,741	24,375,348	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	11,180,411	8,199,402	7,751,418	6,771,773	8,253,894	42,156,898	8,431,380	11,755,526	10,846,646	6,698,086	9,514,684	11,438,153	50,253,095	10,050,619	
		変電設備	8,294,626	9,740,329	8,402,658	7,755,023	12,456,258	46,648,894	9,329,779	10,881,945	8,845,323	11,031,803	11,532,196	10,653,348	52,944,615	10,588,923	
		計	19,475,037	17,939,731	16,154,076	14,526,796	20,710,152	88,805,792	17,761,158	22,637,471	19,691,969	17,729,889	21,046,880	22,091,501	103,197,710	20,639,542	
	配電系統		36,585,113	37,217,981	33,136,094	35,696,106	34,589,979	177,225,273	35,445,055	39,389,327	39,463,387	37,378,346	35,551,320	35,584,089	187,366,469	37,473,294	
	更新投資計		62,726,526	67,363,164	63,688,972	65,023,303	66,581,249	325,383,214	65,076,643	82,360,113	78,855,099	81,548,230	83,530,868	86,146,610	412,440,920	82,488,184	
合計			109,264,715	114,457,749	113,460,872	124,238,624	123,593,016	585,014,976	117,002,995	146,687,200	138,811,248	149,763,737	133,202,696	146,610,021	715,074,902	143,014,980	
修繕費振替額（配電）			▲ 38,874,482	▲ 40,790,251	▲ 38,317,939	▲ 43,271,433	▲ 42,730,181	▲ 203,984,286	▲ 40,796,857	▲ 44,773,126	▲ 44,189,406	▲ 41,776,299	▲ 39,551,444	▲ 39,197,220	▲ 209,487,495	▲ 41,897,499	▲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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	5,046,367	9,743,197	8,402,567	7,324,673	7,827,141	38,343,945	7,668,789	7,046,604	10,181,099	5,437,200	5,625,200	11,274,064	39,564,167	7,912,833	
システム開発及び改良	954,351	937,792	1,223,966	9,480,027	3,720,372	16,316,508	3,263,302	5,485,465	9,415,970	6,966,863	7,321,755	7,341,864	36,531,917	7,306,383	
建物関連工事	251,683	467,044	120,256	497,041	270,269	1,606,293	321,259	1,019,690	1,181,720	509,819	560,086	678,059	3,949,374	789,875	
系統・給電設備工事	1,264,044	1,773,280	829,417	1,150,191	3,115,764	8,132,696	1,626,539	8,936,758	3,403,367	3,015,657	1,543,128	1,709,707	18,608,617	3,721,723	
備品取得	846,483	787,445	787,320	343,484	809,105	3,573,837	714,767	890,811	887,552	860,119	875,275	823,063	4,336,820	867,364	
リース資産取得	672,136	836,191	487,166	2,073,638	382,052	4,451,183	890,237	139,300	138,600	137,900	137,200	136,500	689,500	137,900	
用地権利設定※1	1,009,986	928,679	602,406	323,911	529,934	3,394,916	678,983	125,045	124,416	123,788	123,160	122,531	618,940	123,788	
その他	101,015	65,810	79,189	86,146	71,618	403,778	80,756	93,901	93,429	92,957	92,486	92,014	464,787	92,957	
合計	10,146,065	15,539,438	12,532,287	21,279,111	16,726,255	76,223,156	15,244,631	23,737,574	25,426,153	17,144,303	16,278,290	22,177,802	104,764,122	20,952,824	
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	1,212,687	4,805,799	5,812,874	1,311,395	2,515,107	15,657,862	3,131,572	7,026,980	10,727,375	6,549,040	3,485,192	7,581,059	35,369,646	7,073,929	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
修繕費 ※1	24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	
委託費 ※2	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	
固定資産除却費	12,749,864	11,861,370	11,541,991	12,357,675	15,100,457	63,611,357	12,722,271	18,671,906	17,540,651	19,499,483	19,515,115	18,072,290	93,299,445	18,659,889	
賃借料 ※3	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	
託送料 ※4	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	
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	533,870	－	－	－	－	533,870	106,774	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	15	4	106	221	2	348	70	－	－	－	－	－	－	－	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	553,576	653,018	599,064	165,111	278,849	2,249,618	449,924	220,940	219,829	218,719	217,609	216,499	1,093,596	218,719	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	79,196	79,196	15,839	137,058	303,444	303,444	303,444	303,444	1,350,834	270,167	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 42,237	▲ 98,148	▲ 151,039	▲ 963	▲ 1,234	▲ 293,621	▲ 58,724	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 881	▲ 4,405	▲ 881	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	27,388	－	－	27,388	5,478	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	401,596	465,870	531,071	75,726	－	1,474,263	294,853	－	－	－	－	－	－	－	
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	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載
自社アンシラリーサービス費	－	－	－	360,917	678,814	1,039,731	207,946	349,703	763,073	973,179	76,440	－	2,162,395	432,479	
第３区分費用計	67,130,105	76,054,344	64,973,429	70,294,656	81,932,775	360,385,309	72,077,062	94,486,632	93,023,226	95,268,126	92,561,495	92,189,342	467,528,821	93,505,764	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
発電等設備		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
送電設備	設備取替・補修	2,400,243	2,758,774	1,845,090	2,567,568	2,702,213	12,273,888	2,454,778	2,462,352	2,576,579	2,308,137	2,296,420	2,284,704	11,928,192	2,385,638	
	塗装	2,723,000	4,435,000	2,090,998	3,724,494	3,521,963	16,495,455	3,299,091	5,531,873	5,504,074	5,476,276	5,448,478	5,420,679	27,381,380	5,476,276	
	保安対策	1,264,692	1,546,121	1,352,143	1,800,313	1,931,109	7,894,378	1,578,876	1,538,872	1,532,672	1,540,672	1,532,851	1,525,031	7,670,098	1,534,020	
	第三者要請対応	32,351	39,228	25,738	70,885	19,183	187,385	37,477	36,783	36,598	36,413	36,229	36,044	182,067	36,413	
	その他	983,882	1,083,003	815,497	1,076,972	992,284	4,951,638	990,328	994,310	1,028,568	921,967	902,031	890,453	4,737,329	947,466	
	計	7,404,168	9,862,126	6,129,466	9,240,232	9,166,752	41,802,744	8,360,549	10,564,190	10,678,491	10,283,465	10,216,009	10,156,911	51,899,066	10,379,813	
変電設備	設備取替・補修	1,159,444	1,918,296	1,461,324	2,213,150	1,942,287	8,694,501	1,738,900	1,850,124	1,840,827	1,831,530	1,822,233	1,812,935	9,157,649	1,831,530	
	塗装	101,084	124,077	24,623	176,081	197,633	623,498	124,700	120,110	119,507	118,903	118,300	117,698	594,518	118,904	
	保安対策	887,099	1,554,158	595,766	1,117,146	948,836	5,103,005	1,020,601	1,610,486	1,602,393	1,594,300	1,586,207	1,578,116	7,971,502	1,594,300	
	第三者要請対応	31,493	32,365	17,843	15,558	8,732	105,991	21,198	27,010	18,196	18,104	19,910	17,921	101,141	20,228	
	その他	1,093,513	1,261,858	1,081,773	1,130,400	1,317,436	5,884,980	1,176,996	1,662,195	1,656,693	1,647,466	1,658,973	1,666,906	8,292,233	1,658,447	
	計	3,272,633	4,890,754	3,181,329	4,652,335	4,414,924	20,411,975	4,082,395	5,269,925	5,237,616	5,210,303	5,205,623	5,193,576	26,117,043	5,223,409	
配電設備	第三者要請対応	4,250,513	4,036,175	3,790,173	3,873,310	4,321,732	20,271,903	4,054,381	3,136,999	3,121,235	3,105,472	3,089,708	3,073,944	15,527,358	3,105,472	
	その他	6,888,404	8,373,435	7,334,798	7,409,239	9,976,948	39,982,824	7,996,565	9,218,977	9,292,404	9,280,754	8,513,381	8,389,698	44,695,214	8,939,043	
	計	11,138,917	12,409,610	11,124,971	11,282,549	14,298,680	60,254,727	12,050,945	12,355,976	12,413,639	12,386,226	11,603,089	11,463,642	60,222,572	12,044,514	
業務設備	第三者要請対応	394,095	374,328	435,344	409,827	395,878	2,009,472	401,894	395,736	393,139	390,341	387,654	385,411	1,952,281	390,456	
	その他	2,420,967	2,497,865	2,327,113	2,370,812	2,269,993	11,886,750	2,377,350	2,578,651	2,400,803	2,194,493	2,034,872	1,972,973	11,181,792	2,236,358	
	計	2,815,062	2,872,193	2,762,457	2,780,639	2,665,871	13,896,222	2,779,244	2,974,387	2,793,942	2,584,834	2,422,526	2,358,384	13,134,073	2,626,815	
合計		24,630,780	30,034,683	23,198,223	27,955,755	30,546,227	136,365,668	27,273,134	31,164,478	31,123,688	30,464,828	29,447,247	29,172,513	151,372,754	30,274,551	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
送電設備	2,927,502	3,545,075	2,821,743	3,199,634	3,782,246	16,276,200	3,255,240	4,002,464	3,793,700	3,912,557	3,930,224	3,910,171	19,549,116	3,909,823	
変電設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
配電設備	3,124,000	3,446,000	1,888,224	1,897,506	2,200,497	12,556,227	2,511,245	2,181,033	2,170,073	2,159,113	2,148,153	2,137,192	10,795,564	2,159,113	
業務設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	6,051,502	6,991,075	4,709,967	5,097,140	5,982,743	28,832,427	5,766,485	6,183,497	5,963,773	6,071,670	6,078,377	6,047,363	30,344,680	6,068,936	

［固定資産除却費］

（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	
発電等設備	除却損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	除却費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
送電設備	除却損	2,306,545	1,585,109	1,205,470	1,458,825	1,488,606	8,044,555	1,608,911	2,430,382	2,353,122	2,095,719	2,087,740	1,666,405	10,633,368	2,126,674	
	除却費用	5,800,641	5,363,588	4,967,881	5,275,754	7,017,396	28,425,260	5,685,052	8,484,154	7,766,337	9,270,769	9,523,898	8,780,432	43,825,590	8,765,118	
変電設備	除却損	405,732	371,372	420,253	483,917	1,462,982	3,144,256	628,851	571,294	495,884	1,162,882	706,840	446,167	3,383,067	676,613	
	除却費用	790,874	1,213,352	1,452,199	1,317,494	1,435,245	6,209,164	1,241,833	1,807,264	1,719,221	2,027,838	2,172,173	2,280,508	10,007,004	2,001,401	
配電設備	除却損	939,726	923,936	914,574	1,027,263	804,992	4,610,491	922,098	1,300,691	1,290,372	1,446,839	1,491,780	1,471,672	7,001,354	1,400,271	
	除却費用	1,781,677	1,699,581	1,921,619	1,997,425	2,047,182	9,447,484	1,889,497	2,759,875	2,869,392	2,855,012	2,808,654	2,785,571	14,078,504	2,815,701	
業務設備	除却損	344,989	245,980	275,959	392,754	313,576	1,573,258	314,652	674,209	563,504	276,699	365,431	254,582	2,134,425	426,885	
	除却費用	379,680	458,452	384,036	404,243	530,478	2,156,889	431,378	644,037	482,819	363,725	358,599	386,953	2,236,133	447,227	
合計	除却損	3,996,992	3,126,397	2,816,256	3,362,759	4,070,156	17,372,560	3,474,512	4,976,576	4,702,882	4,982,139	4,651,791	3,838,826	23,152,214	4,630,443	
	除却費用	8,752,872	8,734,973	8,725,735	8,994,916	11,030,301	46,238,797	9,247,759	13,695,330	12,837,769	14,517,344	14,863,324	14,233,464	70,147,231	14,029,446	

［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	
借地借家料	5,848,367	6,039,050	6,065,204	7,750,576	7,756,800	33,459,997	6,691,999	7,707,160	7,645,654	7,580,579	7,531,809	7,492,679	37,957,881	7,591,576	
機械賃借料	1,352,964	1,405,207	1,222,610	375,315	390,931	4,747,027	949,405	293,929	224,439	173,393	190,844	161,343	1,043,948	208,790	
車両リース料	1,098,573	1,035,657	1,029,482	1,039,046	1,111,278	5,314,036	1,062,807	1,238,259	1,243,055	1,233,212	1,263,875	1,331,560	6,309,961	1,261,992	
その他	776,989	863,712	849,815	1,099,823	912,971	4,503,310	900,662	980,849	915,910	706,344	700,368	696,731	4,000,202	800,040	
合計	9,076,893	9,343,626	9,167,111	10,264,760	10,171,980	48,024,370	9,604,874	10,220,197	10,029,058	9,693,528	9,686,896	9,682,313	49,311,992	9,862,398	

［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	
合計	2,542,737	3,201,799	3,206,061	3,343,964	3,389,508	15,684,069	3,136,814	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	3,243,900	16,219,500	3,243,900	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	11,499	13,291	11,270	4,376	4,846	45,282	9,056	3,116	3,101	3,085	3,069	3,053	15,424	3,085	
給料手当	1,772,524	1,760,243	1,640,163	1,548,881	1,521,076	8,242,887	1,648,577	1,688,284	1,679,800	1,671,316	1,662,833	1,654,348	8,356,581	1,671,316	
給料手当振替額（貸方）	▲ 8,098	▲ 6,726	▲ 5,228	▲ 9,125	▲ 12,861	▲ 42,038	▲ 8,408	▲ 36,554	▲ 36,371	▲ 36,187	▲ 36,003	▲ 35,818	▲ 180,933	▲ 36,187	▲表示で記載
退職給与金	214,774	291,111	319,301	217,574	103,254	1,146,014	229,203	106,126	105,110	98,589	104,475	104,011	518,311	103,662	
厚生費	357,196	355,234	341,191	316,823	326,040	1,696,484	339,297	347,738	345,990	344,243	342,495	340,749	1,721,215	344,243	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	69,564	70,556	66,255	100,084	90,963	397,422	79,484	106,261	109,410	110,689	108,305	107,752	542,417	108,483	
雑給	8,052	9,276	13,315	12,407	19,203	62,253	12,451	22,409	22,297	22,184	22,072	21,958	110,920	22,184	
燃料費	11,060,321	13,071,438	12,160,306	8,593,348	13,244,962	58,130,375	11,626,075	19,593,744	19,236,806	19,138,050	19,012,674	18,941,825	95,923,099	19,184,620	
廃棄物処理費	26,021	34,614	61,947	65,488	92,898	280,968	56,194	62,164	60,913	60,442	59,758	57,758	301,035	60,207	
消耗品費	366,141	346,740	341,247	365,224	386,516	1,805,868	361,174	349,968	348,210	346,451	344,692	342,936	1,732,257	346,451	
修繕費	4,069,710	3,767,861	3,338,378	4,773,026	4,782,060	20,731,035	4,146,207	5,307,784	5,092,621	4,855,959	4,782,075	4,816,776	24,855,215	4,971,043	
水利使用料	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	4,994	24,970	4,994	
補償費	1,304	1,138	1,023	34	－	3,499	700	53	53	53	53	54	266	53	
賃借料	83,427	90,850	94,950	289,842	300,720	859,789	171,958	320,686	319,120	317,554	315,987	314,420	1,587,767	317,553	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	1,294,649	1,884,846	1,412,384	2,508,007	2,275,020	9,374,906	1,874,981	3,012,654	2,997,618	2,982,589	2,967,572	2,952,017	14,912,450	2,982,490	
損害保険料	5,816	2,644	2,718	12,176	11,827	35,181	7,036	41,745	41,535	41,326	41,116	40,908	206,630	41,326	
普及開発関係費	1,652	1,562	1,211	2,722	3,078	10,225	2,045	7,315	7,278	7,242	7,205	7,166	36,206	7,241	
養成費	17,044	15,200	10,663	8,014	9,049	59,970	11,994	18,179	18,087	17,996	17,905	17,811	89,978	17,996	
研究費	33,008	27,681	39,607	1,332	11,680	113,308	22,662	55,800	55,519	55,239	54,958	54,680	276,196	55,239	
諸費	245,873	244,866	255,699	288,464	320,212	1,355,114	271,023	524,178	521,967	519,758	517,572	514,898	2,598,373	519,675	
貸倒損	4,036	4,361	2,416	7,169	－	17,982	3,596	816	816	816	816	816	4,080	816	
減価償却費	1,815,411	2,158,761	2,538,075	1,778,384	1,912,335	10,202,966	2,040,593	2,348,774	2,670,076	3,072,158	3,326,502	3,826,946	15,244,456	3,048,891	
固定資産税	246,869	238,548	276,952	309,103	300,917	1,372,389	274,478	329,157	377,969	467,017	512,140	523,474	2,209,757	441,951	
雑税	9,196	9,238	9,969	14,877	2,353	45,633	9,127	9,850	9,850	9,850	9,850	9,849	49,249	9,850	
固定資産除却費	64,997	282,472	127,823	137,923	342,019	955,234	191,047	1,124,439	483,641	1,286,826	347,896	1,306,025	4,548,827	909,765	
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	549,338	824,026	852,789	912,233	2,287,680	5,426,066	1,085,213	2,973,901	3,256,786	3,232,260	3,227,546	3,220,904	15,911,397	3,182,279	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	1,064	1,043	2,107	421	3,247	4,026	4,305	4,384	4,496	20,458	4,092	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 16,863	▲ 16,635	▲ 25,126	▲ 5,386	▲ 4,808	▲ 68,818	▲ 13,764	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,539	▲ 11,540	▲ 57,696	▲ 11,539	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 5,527	▲ 6,628	▲ 6,702	▲ 279	▲ 87	▲ 19,223	▲ 3,845	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 331	▲ 330	▲ 1,654	▲ 331	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	392	－	－	392	78	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	4,578	5,687	7,599	1,116	－	18,980	3,796	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	578,225	710,932	684,532	286,277	－	2,259,966	451,993	540,243	540,243	540,243	540,243	540,243	2,701,215	540,243	
離島等供給に係る費用計	22,885,731	26,198,181	24,580,113	22,546,172	28,336,989	124,547,186	24,909,437	38,855,201	38,265,595	39,163,177	38,291,314	39,683,179	194,258,466	38,851,693	
（参考）事業報酬	454,700	454,700	454,700	454,700	454,700	2,273,500	454,700	702,832	702,832	702,832	1,053,451	1,329,392	4,491,339	898,268	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
電灯料	▲ 6,116,601	▲ 6,207,520	▲ 6,112,280	▲ 5,880,261	▲ 6,328,366	▲ 30,645,028	▲ 6,129,006	▲ 6,881,165	▲ 6,813,246	▲ 6,757,042	▲ 6,712,399	▲ 6,666,732	▲ 33,830,584	▲ 6,766,117	▲表示で記載
電力料	▲ 6,137,621	▲ 6,389,614	▲ 6,324,347	▲ 5,991,561	▲ 6,302,390	▲ 31,145,533	▲ 6,229,107	▲ 7,678,202	▲ 7,615,658	▲ 7,605,879	▲ 7,585,567	▲ 7,564,546	▲ 38,049,852	▲ 7,609,970	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 12,254,222	▲ 12,597,134	▲ 12,436,627	▲ 11,871,822	▲ 12,630,756	▲ 61,790,561	▲ 12,358,112	▲ 14,559,367	▲ 14,428,904	▲ 14,362,921	▲ 14,297,966	▲ 14,231,278	▲ 71,880,436	▲ 14,376,087	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（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	
減価償却費 ※1	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,842,613	71,144,065	67,403,076	64,773,728	57,944,226	334,107,708	66,821,542	
退職給与金 ※2	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	996,374	248,625	▲ 1,772,462	▲ 86,984	－	▲ 614,447	▲ 122,889	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	270,299	2,566,424	850,665	849,165	－	4,536,553	907,311	
賃借料 ※3	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,866,938	11,013,670	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,832,279	10,766,456	
諸費 ※4	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,664,214	1,714,616	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,670,569	1,534,114	
貸倒損	40	8,191	19,691	2,335,271	－	2,363,193	472,639	－	3,904	41,107	41,107	41,107	127,225	25,445	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 53,390	▲ 189,626	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 446,302	▲ 89,260	
インバランス収支過不足額 ※5	－	－	－	－	－	－	－	11,848,009	9,726,837	4,404,021	4,404,021	4,404,022	34,786,910	6,957,382	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	32,081,491	31,391,503	30,546,716	30,360,953	31,208,687	155,589,350	31,117,870	30,434,183	31,685,089	30,663,750	30,592,500	30,602,250	153,977,772	30,795,554	
事業税	4,941,537	4,843,460	4,684,591	5,125,277	5,050,937	24,645,802	4,929,160	5,605,690	5,504,755	6,344,579	6,470,009	6,447,533	30,372,566	6,074,513	
雑税	297,809	275,655	270,570	321,243	409,900	1,575,177	315,035	319,678	315,861	314,312	314,312	314,313	1,578,476	315,695	
法人税等	6,010,894	3,335,396	7,211,113	8,122,415	4,983,672	29,663,490	5,932,698	5,917,757	5,857,075	6,155,939	6,155,939	6,155,939	30,242,649	6,048,530	
賠償負担金相当金	－	－	－	2,672,046	5,786,574	8,458,620	1,691,724	5,986,985	6,267,504	6,094,192	6,094,192	6,094,192	30,537,065	6,107,413	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	641,006	3,513,403	4,154,409	830,882	6,228,702	6,520,306	6,238,252	5,708,566	5,708,566	30,404,392	6,080,878	
系統整備回収金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
託送回収金相当金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
系統整備負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
特定系統整備準備金引当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
系統整備負担金相当収益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
託送収益 ※6	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
固定資産税 ※7	19,993,240	19,799,109	19,609,308	19,646,973	19,840,425	98,889,055	19,777,811	21,821,755	20,968,078	20,152,398	19,202,192	18,282,779	100,427,202	20,085,440	
調整力の確保に要する費用 ※8	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 4,579,167	13,338,114	15,572,766	13,475,039	14,752,721	52,559,473	10,511,895	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※9	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	36,474,222	46,899,712	83,373,934	16,674,787	貸方の場合は▲表示で記載
制御不能費用計	162,294,102	155,770,190	161,256,825	160,181,368	141,501,142	781,003,627	156,200,725	170,170,640	186,685,297	174,477,401	206,481,974	209,658,712	947,474,024	189,494,805	

（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：託送回収金の回収に係る収益に限る。

※7：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。

※8：法第２８条の４０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。

※9：一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並びに調整電源等以外の電源の出力の抑制により、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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
送電設備	37,064,296	36,125,879	35,231,925	27,163,637	27,784,966	163,370,703	32,674,141	31,309,196	31,095,726	30,378,741	29,944,789	27,153,098	149,881,550	29,976,310	
変電設備	19,156,570	18,019,234	17,878,851	14,061,945	14,469,239	83,585,839	16,717,168	15,481,866	15,095,731	14,528,477	14,274,152	12,873,101	72,253,327	14,450,665	
配電設備	22,777,016	22,750,556	22,664,043	14,681,426	15,550,641	98,423,682	19,684,736	15,966,943	15,425,593	14,646,723	14,086,280	13,159,683	73,285,222	14,657,044	
業務設備	8,749,408	8,839,869	9,544,412	8,255,373	9,966,032	45,355,094	9,071,019	10,084,608	9,527,015	7,849,135	6,468,507	4,758,344	38,687,609	7,737,522	
合計	87,747,290	85,735,538	85,319,231	64,162,381	67,770,878	390,735,318	78,147,064	72,842,613	71,144,065	67,403,076	64,773,728	57,944,226	334,107,708	66,821,542	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	1,916,143	2,782,926	3,874,445	1,184,532	▲ 40,168	9,717,878	1,943,576	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	－	－	▲ 479,242	▲ 479,073	▲ 958,315	▲ 191,663	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	－	751,027	750,762	1,501,789	300,358	743,354	－	－	－	－	743,354	148,671	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	1,287,878	1,287,422	2,575,300	515,060	1,274,720	1,252,599	－	－	－	2,527,319	505,464	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	▲ 2,048,517	▲ 2,048,517	▲ 409,703	▲ 2,028,305	▲ 1,993,107	▲ 1,699,669	－	－	▲ 5,721,081	▲ 1,144,216	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	▲ 86,868	▲ 85,360	▲ 72,793	▲ 86,984	－	▲ 332,005	▲ 66,401	
数理計算上の差異（2022年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	1,093,473	1,074,493	－	－	－	2,167,966	433,593	
合計	1,916,143	2,782,926	3,874,445	2,744,195	▲ 529,574	10,788,135	2,157,627	996,374	248,625	▲ 1,772,462	▲ 86,984	－	▲ 614,447	▲ 122,889	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
分析（採油含む）	－	－	－	－	－	－	－	－	1,341,900	－	－	－	1,341,900	268,380	
運搬・処理	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	270,299	1,224,524	850,665	849,165	－	3,194,653	638,931	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	407,616	▲ 642,065	1,194,589	1,061,146	913,727	2,935,013	587,003	270,299	2,566,424	850,665	849,165	－	4,536,553	907,311	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
道路占用料	2,202,746	1,983,656	2,009,657	2,080,084	2,043,641	10,319,784	2,063,957	2,180,827	2,273,712	2,063,918	2,063,918	2,063,918	10,646,293	2,129,259	
水面使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
線路使用料	1,547,403	1,555,794	1,562,753	1,572,824	1,578,600	7,817,374	1,563,475	1,588,102	1,598,925	1,563,448	1,563,448	1,563,448	7,877,371	1,575,474	
電柱敷地料	6,545,368	6,580,771	6,626,450	6,703,720	6,748,733	33,205,042	6,641,008	6,727,463	6,761,723	6,640,897	6,640,896	6,640,895	33,411,874	6,682,375	
線下補償料	166,989	172,559	183,498	177,349	175,370	875,765	175,153	163,774	167,454	175,150	175,150	175,150	856,678	171,336	
河敷料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
占用関係借地料	205,179	201,156	206,585	210,197	212,622	1,035,739	207,148	206,772	211,856	207,145	207,145	207,145	1,040,063	208,013	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	10,667,685	10,493,936	10,588,943	10,744,174	10,758,966	53,253,704	10,650,741	10,866,938	11,013,670	10,650,558	10,650,557	10,650,556	53,832,279	10,766,456	

［諸費］

（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	
受益者負担金	59,457	49,671	47,618	36,044	54,046	246,836	49,367	87,675	108,457	49,362	49,362	49,362	344,218	68,844	
推進機関の会費（特別会費を含む）	562,157	587,134	324,888	794,117	838,728	3,107,024	621,405	993,802	1,017,102	804,270	803,750	802,283	4,421,207	884,241	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	94,043	94,043	18,809	582,737	589,057	578,378	578,059	576,913	2,905,144	581,029	
合計	621,614	636,805	372,506	830,161	986,817	3,447,903	689,581	1,664,214	1,714,616	1,432,010	1,431,171	1,428,558	7,670,569	1,534,114	

［貸倒損］

（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	
貸倒損引当額	▲ 3	▲ 3,350	▲ 11,189	2,331,672	▲ 29,609	2,287,521	457,504	260,354	90,343	23,474	23,474	23,474	421,119	84,224	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	43	11,541	30,880	3,599	29,609	75,672	15,134	▲ 260,354	▲ 86,439	17,633	17,633	17,633	▲ 293,894	▲ 58,779	
合計	40	8,191	19,691	2,335,271	－	2,363,193	472,639	－	3,904	41,107	41,107	41,107	127,225	25,445	

［振替損失調整額］

（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	
振替損失電力量（千kWh）	▲ 35,012	▲ 19,343	▲ 2,228	▲ 9,865	▲ 11,821	▲ 78,269	▲ 15,654	▲ 12,530	▲ 21,507	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 11,821	▲ 69,500	▲ 13,900	
振替損失調整額	▲ 230,426	▲ 128,999	▲ 11,192	▲ 34,712	▲ 67,762	▲ 473,091	▲ 94,618	▲ 53,390	▲ 189,626	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 67,762	▲ 446,302	▲ 89,260	

［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）	4,012,020

（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	
インバランス収支過不足額	▲ 2,200,367	▲ 2,800,801	▲ 2,453,694	11,333,223	▲ 9,208,410	▲ 5,330,049	▲ 1,066,010	7,443,988	5,322,816	－	－	－	12,766,804	2,553,361	貸方の場合は▲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								4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,021	4,404,022	22,020,106	4,404,021	貸方の場合は▲表示で記載
合計								11,848,009	9,726,837	4,404,021	4,404,021	4,404,022	34,786,910	6,957,382	

（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。）	－	－	－	－	－	－	－	－	12,906,516	7,687,535	11,018,728	14,891,795	46,504,574	9,300,915	
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	10,230	10,230	10,230	9,359	10,309	50,358	10,072	10,318	1,107,463	8,040,155	2,611,235	15,845	11,785,016	2,357,003	
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	29,306	29,306	18,593	53,169	53,091	183,465	36,693	1,135	947	53,091	53,091	53,091	161,355	32,271	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	－	1,185	53,088	19,502	73,775	14,755	▲ 4,590,620	▲ 676,812	▲ 208,015	▲ 208,015	▲ 208,010	▲ 5,891,472	▲ 1,178,294	貸方の場合は▲表示で記載
合計	39,536	39,536	30,008	115,616	82,902	307,598	61,520	▲ 4,579,167	13,338,114	15,572,766	13,475,039	14,752,721	52,559,473	10,511,895	

（５）第６条第３項第１２号関係

［物価等の変動に伴う費用の増減額］

（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	
第１区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	13,962,989	17,450,442	31,413,431	6,282,686	貸方の場合は▲表示で記載
第２区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9,114,752	12,294,580	21,409,332	4,281,866	貸方の場合は▲表示で記載
第３区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,232,985	12,964,195	23,197,180	4,639,436	貸方の場合は▲表示で記載
次世代投資費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,163,496	4,190,495	7,353,991	1,470,798	貸方の場合は▲表示で記載
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	36,474,222	46,899,712	83,373,934	16,674,787	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
託送料 ※1	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
補償費	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
事業者間精算費	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
調整力の確保に要する費用 ※3	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事後検証費用計	26,825,346	17,281,011	16,649,518	25,096,936	20,229,976	106,082,787	21,216,557	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	30,449	30,034	30,255	108,724	993,937	1,193,399	238,680	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	2,168	193	857	4,373	7,218	14,809	2,962	7,218	7,218	7,218	7,218	7,218	36,090	7,218	
	電力量料金	3,360	300	1,313	5,826	6,073	16,872	3,374	6,073	6,073	6,073	6,073	6,073	30,365	6,073	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	7,594	2,869	10,466	12,839	18,129	51,897	10,379	18,129	18,129	18,129	18,129	18,129	90,645	18,129	
	電力量料金	2,734	1,033	3,768	4,622	6,526	18,683	3,737	6,526	6,526	6,526	6,526	6,526	32,630	6,526	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	13,906	10,568	13,955	41,908	48,608	128,945	25,789	48,608	48,608	48,608	48,608	48,608	243,040	48,608	
	電力量料金	16,966	12,893	17,025	51,128	59,301	157,313	31,463	59,301	59,301	59,301	59,301	59,301	296,505	59,301	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	31,027	24,017	60,956	86,771	85,394	288,165	57,633	85,394	85,394	85,394	85,394	85,394	426,970	85,394	
	電力量料金	5,113	4,078	10,260	14,587	13,997	48,035	9,607	13,997	13,997	13,997	13,997	13,997	69,985	13,997	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	1,045	7,331	17,042	12,415	12,353	50,186	10,037	12,353	12,353	12,353	12,353	12,353	61,765	12,353	
	電力量料金	292	2,053	4,772	3,476	3,459	14,052	2,810	3,459	3,459	3,459	3,459	3,459	17,295	3,459	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	66,385	118,215	81,943	99,781	100,502	466,826	93,365	100,502	100,502	100,502	100,502	100,502	502,510	100,502	
	電力量料金	15,268	27,466	18,847	22,950	23,115	107,646	21,529	23,115	23,115	23,115	23,115	23,115	115,575	23,115	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,821,381	907,581	109,057	238,201	329,246	3,405,466	681,093	329,246	329,246	329,246	329,246	329,246	1,646,230	329,246	
	電力量料金	546,414	272,274	32,717	71,460	98,774	1,021,639	204,328	98,774	98,774	98,774	98,774	98,774	493,870	98,774	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	920,905	335,273	17,489	14,944	8,920	1,297,531	259,506	8,921	8,921	8,921	8,921	8,921	44,605	8,921	
	電力量料金	699,857	254,807	13,283	11,358	6,770	986,075	197,215	6,770	6,770	6,770	6,770	6,770	33,850	6,770	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	電力量（千kWh）	2,864,411	1,406,047	311,765	511,232	610,370	5,703,825	1,140,765	610,371	610,371	610,371	610,371	610,371	3,051,855	610,371	
	電力量料金	1,290,004	574,904	101,985	185,407	218,015	2,370,315	474,063	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	483	497	469	14	377	1,840	368	369	369	369	369	369	1,845	369	
臨時的補償費	692,863	669,632	605,258	598,651	576,410	3,142,814	628,563	629,068	629,068	629,068	629,068	629,068	3,145,340	629,068	
損害賠償費	154,964	201,364	199,294	199,075	106,633	861,330	172,266	172,407	172,407	172,407	172,407	172,406	862,034	172,407	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	848,310	871,493	805,021	797,740	683,420	4,005,984	801,197	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	7,534,211	1,506,842	1,749,623	1,749,565	1,749,487	1,749,419	1,749,394	8,747,488	1,749,498	
固定資産除却費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	5,783,296	1,156,659	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	

［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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 10ヶ年計	参照期間 10ヶ年平均	備考
委託費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	116,899	17,600,330	1,760,033	
固定資産除却費	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 175,092	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,027,655	581,606	707,506	2,369,047	5,380,305			1,663,427	2,105,871	889,902	2,758,112	▲ 1,634,016	15,849,415	1,584,942	

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
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	19,622,573	12,102,071	13,251,547	17,817,351	16,084,054	78,877,596	15,775,519	17,766,479	－	－	－	－	17,766,479	3,553,296	
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	2,874,674	1,478,697	815,582	2,360,893	2,831,236	10,361,082	2,072,216	2,133,898	－	－	－	－	2,133,898	426,780	
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	－	－	－	－	－	－	－	8,158,445	28,130,478	32,625,503	28,790,966	28,653,542	126,358,934	25,271,787	
その他	495,909	117,941	755,226	1,068,709	1,053,330	3,491,115	698,223	614,287	614,287	614,287	614,287	614,287	3,071,435	614,287	
合計	22,993,156	13,698,709	14,822,355	21,246,953	19,968,620	92,729,793	18,545,959	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	

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	6,387	18,986	28,992	64,943	179,377	298,685	59,737	757,947	1,131,502	1,706,306	2,752,421	2,979,207	9,327,383	1,865,477	
固定資産税	－	1,210	2,098	3,684	13,128	20,120	4,024	57,505	78,733	111,071	187,640	255,405	690,354	138,071	
研究費	16,470	24,370	18,500	27,050	91,449	177,839	35,568	405,122	357,672	459,339	255,681	305,681	1,783,495	356,699	
委託費	15,300	13,800	13,800	16,800	44,800	104,500	20,900	3,404,894	5,642,118	4,909,807	5,905,982	4,381,333	24,244,134	4,848,827	
諸費	－	－	4,661	6,739	29,110	40,510	8,102	451,098	872,753	1,267,944	1,500,222	1,890,457	5,982,474	1,196,495	
修繕費	3,829	－	33,074	96,996	121,041	254,940	50,988	210,338	464,697	3,363,701	10,985,903	12,793,234	27,817,873	5,563,575	
消耗品費	－	－	－	－	－	－	－	320	287,644	409,000	9,211	320	706,495	141,299	
賃借料	－	－	－	－	－	－	－	401	102,051	148,266	137,623	171,526	559,867	111,973	
次世代投資費用計	41,986	58,366	101,125	216,212	478,905	896,594	179,319	5,287,625	8,937,170	12,375,434	21,734,683	22,777,163	71,112,075	14,222,415	

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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	以下を除く	1,691,477,032	1,727,733,678	1,758,112,675	1,749,287,319	1,777,779,408	8,704,390,112	1,740,878,022	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	37,175,098	59,116,074	96,291,172	19,258,234	
	計	1,691,477,032	1,727,733,678	1,758,112,675	1,786,462,417	1,836,895,482	8,800,681,284	1,760,136,257	
建設中の資産	以下を除く	46,693,323	46,852,565	44,944,905	43,154,417	43,109,568	224,754,778	44,950,956	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	－	－	－	－	
	計	46,693,323	46,852,565	44,944,905	43,154,417	43,109,568	224,754,778	44,950,956	
特定投資		9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
運転資本	営業資本	36,690,374	37,622,472	37,803,257	37,498,969	37,334,811	186,949,883	37,389,977	
	貯蔵品	15,751,645	15,853,724	15,980,464	16,093,531	16,237,614	79,916,978	15,983,396	
	計	52,442,019	53,476,196	53,783,721	53,592,500	53,572,425	266,866,861	53,373,372	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		1,799,642,621	1,836,391,363	1,864,526,351	1,890,304,956	1,940,130,446	9,330,995,737	1,866,199,147	
報酬率		1.50%	1.50%	1.50%	2.14%	2.44%	1.82%	1.82%	
事業報酬計		26,994,639	27,545,870	27,967,895	40,452,526	47,339,183	170,300,113	34,060,023	

第１０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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	67,727	62,467	57,638	75,923	79,946	343,701	68,740	
追加事業報酬計	67,727	62,467	57,638	75,923	79,946	343,701	68,740	

第１１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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定投資	以下を除く	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	－	－	－	－	－	－	－	
	計	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	
建設中の資産	以下を除く			－	－	－	－	－	－	－	
	物価等の変動に伴う費用の増減額			－	－	－	－	－	－	－	
	計			－	－	－	－	－	－	－	
合計				9,030,247	8,328,924	7,685,050	7,095,622	6,552,971	38,692,814	7,738,563	

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	－	－	▲ 2	－	－	▲ 2	－	－	－	－	－	－	－	－	▲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	▲ 1,403,205	▲ 1,523,514	▲ 1,352,473	▲ 974,929	▲ 167,518	▲ 5,421,639	▲ 1,084,328	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 4,707,355	▲ 4,737,723	▲ 4,491,918	▲ 4,393,814	▲ 4,759,922	▲ 23,090,732	▲ 4,618,146	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 4,387,279	▲ 4,373,436	▲ 4,425,370	▲ 13,361,033	▲ 11,763,682	▲ 38,310,800	▲ 7,662,160	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
預金利息	▲ 1,166	▲ 429	▲ 396	－	－	▲ 1,991	▲ 398	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
控除収益計	▲ 10,499,005	▲ 10,635,102	▲ 10,270,159	▲ 18,729,776	▲ 16,691,122	▲ 66,825,164	▲ 13,365,033	▲ 17,324,001	▲ 17,121,280	▲ 17,514,787	▲ 17,115,761	▲ 17,150,206	▲ 86,226,035	▲ 17,245,207	

（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。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
合計	▲ 1,403,205	▲ 1,523,514	▲ 1,352,473	▲ 974,929	▲ 167,518	▲ 5,421,639	▲ 1,084,328	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 140,449	▲ 702,245	▲ 140,449	

［事業者間精算収益］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 3,236	▲ 553	▲ 3,094	▲ 3,719	▲ 6,933	▲ 17,535	▲ 3,507	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 6,933	▲ 34,665	▲ 6,933	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 906	▲ 155	▲ 866	▲ 1,041	▲ 1,941	▲ 4,909	▲ 982	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 1,941	▲ 9,705	▲ 1,941	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 7,451	▲ 2,995	▲ 4,038	▲ 15,303	▲ 23,533	▲ 53,320	▲ 10,664	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 23,533	▲ 117,665	▲ 23,533	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,086	▲ 839	▲ 1,131	▲ 4,285	▲ 6,589	▲ 14,930	▲ 2,986	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 6,589	▲ 32,945	▲ 6,589	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 799,360	▲ 1,265,458	▲ 918,880	▲ 571,862	▲ 526,041	▲ 4,081,601	▲ 816,320	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 526,041	▲ 2,630,205	▲ 526,041	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 223,821	▲ 354,328	▲ 257,287	▲ 160,121	▲ 147,291	▲ 1,142,848	▲ 228,570	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 147,291	▲ 736,455	▲ 147,291	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 250,324	▲ 861,388	▲ 884,802	▲ 1,499,738	▲ 2,558,199	▲ 6,054,451	▲ 1,210,890	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 2,558,199	▲ 12,790,995	▲ 2,558,199	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 70,091	▲ 241,189	▲ 247,744	▲ 419,927	▲ 716,296	▲ 1,695,247	▲ 339,049	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 716,296	▲ 3,581,480	▲ 716,296	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 46,438	▲ 264,903	▲ 82,741	▲ 73,312	▲ 69,155	▲ 536,549	▲ 107,310	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 69,155	▲ 345,775	▲ 69,155	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 13,003	▲ 74,173	▲ 23,168	▲ 20,527	▲ 19,363	▲ 150,234	▲ 30,047	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 19,363	▲ 96,815	▲ 19,363	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 2,807,953	▲ 2,398,522	▲ 3,692,140	▲ 8,104,502	▲ 9,136,481	▲ 26,139,598	▲ 5,227,920	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 9,136,481	▲ 45,682,405	▲ 9,136,481	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 786,227	▲ 671,753	▲ 1,033,799	▲ 2,269,261	▲ 2,558,215	▲ 7,319,255	▲ 1,463,851	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 2,558,215	▲ 12,791,075	▲ 2,558,215	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 9,819,067	▲ 10,507,002	▲ 10,434,337	▲ 5,357,742	▲ 4,653,053	▲ 40,771,201	▲ 8,154,240	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 4,653,053	▲ 23,265,265	▲ 4,653,053	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,749,339	▲ 2,942,053	▲ 2,921,614	▲ 1,500,168	▲ 1,302,855	▲ 11,416,029	▲ 2,283,206	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 1,302,855	▲ 6,514,275	▲ 1,302,855	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 3,078,152	▲ 1,618,694	▲ 22,533	▲ 66,014	▲ 26,326	▲ 4,811,719	▲ 962,344	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 26,326	▲ 131,630	▲ 26,326	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 861,882	▲ 453,233	▲ 6,309	▲ 18,484	▲ 7,372	▲ 1,347,280	▲ 269,456	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 7,372	▲ 36,860	▲ 7,372	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 16,811,981	▲ 16,919,515	▲ 16,042,565	▲ 15,692,192	▲ 16,999,721	▲ 82,465,974	▲ 16,493,195	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 16,999,721	▲ 84,998,605	▲ 16,999,721	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,707,355	▲ 4,737,723	▲ 4,491,918	▲ 4,393,814	▲ 4,759,922	▲ 23,090,732	▲ 4,618,146	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 4,759,922	▲ 23,799,610	▲ 4,759,922	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 1,319	▲ 378	▲ 615	▲ 623	▲ 667	▲ 3,602	▲ 720	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 645	▲ 3,225	▲ 645	▲表示で記載
違約金	▲ 13	▲ 124	－	－	▲ 2	▲ 139	▲ 28	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 1	▲ 5	▲ 1	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	▲ 1,894	▲ 1,106	▲ 1,157	▲ 5,252	▲ 4,240	▲ 13,649	▲ 2,730	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 4,746	▲ 23,730	▲ 4,746	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 7,824	▲ 6,322	▲ 4,200	▲ 34,957	▲ 38,048	▲ 91,351	▲ 18,270	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 82,074	▲ 410,370	▲ 82,074	▲表示で記載
広告料	▲ 2,090	▲ 1,953	▲ 1,875	▲ 7,627	▲ 7,258	▲ 20,803	▲ 4,161	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 7,443	▲ 37,215	▲ 7,443	▲表示で記載
供給雑収	▲ 62,477	▲ 65,307	▲ 71,562	▲ 1,762,269	▲ 821,805	▲ 2,783,420	▲ 556,684	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 1,292,037	▲ 6,460,185	▲ 1,292,037	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	▲ 4,311,662	▲ 4,298,246	▲ 4,345,961	▲ 11,550,305	▲ 10,891,662	▲ 35,397,836	▲ 7,079,567	▲ 11,036,684	▲ 10,833,963	▲ 11,227,470	▲ 10,828,444	▲ 10,862,889	▲ 54,789,450	▲ 10,957,890	▲表示で記載
合計	▲ 4,387,279	▲ 4,373,436	▲ 4,425,370	▲ 13,361,033	▲ 11,763,682	▲ 38,310,800	▲ 7,662,160	▲ 12,423,630	▲ 12,220,909	▲ 12,614,416	▲ 12,215,390	▲ 12,249,835	▲ 61,724,180	▲ 12,344,836	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 1,300,054	▲ 1,274,192	▲ 1,235,348	▲ 5,150,707	▲ 5,103,140	▲ 14,063,441	▲ 2,812,688	▲ 5,245,142	▲ 5,302,069	▲ 5,359,741	▲ 5,418,169	▲ 5,477,367	▲ 26,802,488	▲ 5,360,498	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 1,750,915	▲ 1,750,915	▲ 350,183	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 717,097	▲ 3,585,485	▲ 717,097	▲表示で記載

（２）補正箇所（正誤表）

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書 正誤表

修正箇所	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

正

：修正箇所

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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	～ 中略 ～								
	再給電に要する費用※29	-	-	-	-	-	-	-	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	-	-	-	36,474,222	46,899,712	83,373,934	16,674,787	貸方の場合は▲表示で記載
制	御不能費用計	170,170,640	186,685,297	174,477,401	208,481,974	209,658,712	947,474,024	189,494,805	
	託送料※30	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
	補償費	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
	事業者間精算費	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用※31	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
	調整力の確保に要する費用※32	28,673,108	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	貸方の場合は▲表示で記載
	発電抑制に要する費用※33	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事	後検証費用	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	
事	業報酬	28,994,639	27,545,870	27,967,895	40,452,526	47,339,183	170,300,113	34,060,023	
追	加事業報酬	67,727	62,467	57,638	75,923	79,946	343,701	68,740	
収	入の見通し計	490,332,641	508,650,180	507,426,048	558,538,355	573,008,538	2,635,955,782	527,191,152	

誤

：修正箇所

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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
	～ 中略 ～								
	再給電に要する費用※29	-	-	-	-	-	-	-	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	-	-	-	36,474,222	46,900,006	83,374,228	16,674,846	貸方の場合は▲表示で記載
制	御不能費用計	170,170,640	186,685,297	174,477,401	206,481,974	209,659,006	947,474,318	189,494,864	
	託送料※30	737,131	737,542	655,642	689,661	832,155	3,652,131	730,426	
	補償費	801,844	801,844	801,844	801,844	801,843	4,009,219	801,844	
	事業者間精算費	218,015	218,015	218,015	218,015	218,015	1,090,075	218,015	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用※31	1,032,526	1,032,468	1,032,390	1,032,322	1,032,297	5,162,003	1,032,401	
	調整力の確保に要する費用※32	28,673,109	28,744,765	33,239,790	29,405,253	29,267,829	149,330,746	29,866,149	貸方の場合は▲表示で記載
	発電抑制に要する費用※33	31,600	33,460	35,320	37,170	39,410	176,960	35,392	
事	後検証費用	31,494,225	31,568,094	35,983,001	32,184,265	32,191,549	163,421,134	32,684,227	
事	業報酬	26,994,639	27,545,870	27,967,895	40,452,526	47,339,183	170,300,113	34,060,023	
追	加事業報酬	67,727	62,467	57,638	75,923	79,946	343,701	68,740	
収	入の見通し計	490,332,641	508,650,180	507,426,048	556,538,355	573,008,832	2,635,956,056	527,191,211	

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書 正誤表

修正箇所	様式第２（第３条から第１１条まで関係） 第６表　制御不能費用明細表

正

：修正箇所

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
～ 中略 ～															
物価等の変動に伴う費用の増減額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,474,222	48,886,712	83,373,934	16,674,787	貸方の場合は▲表示で記載
制御不能費用計	182,594,105	155,770,190	161,356,815	160,181,388	141,501,142	781,003,827	156,200,765	170,170,640	186,886,187	174,477,401	208,481,074	209,656,712	947,474,024	189,494,805	

（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、鉄塔使用料、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。
※8：託送回収金の回収に係る収益に限る。
※7：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。
※8：法第２８条の４０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故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書に係る費用、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書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並びに調整電源等以外の電源の出力の抑制により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

誤

：修正箇所

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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
～ 中略 ～															
物価等の変動に伴う費用の増減額	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,474,222	48,900,000	83,374,228	16,674,846	貸方の場合は▲表示で記載
制御不能費用計	182,594,105	155,770,190	161,356,815	160,181,388	141,501,142	781,003,827	156,200,765	170,170,640	186,886,187	174,477,401	208,481,074	209,650,000	947,474,318	189,494,864	

（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、鉄塔使用料、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。
※8：託送回収金の回収に係る収益に限る。
※7：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。
※8：法第２８条の４０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故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書に係る費用、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書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。
※9：一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並びに調整電源等以外の電源の出力の抑制により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書 正誤表

修正箇所	様式第２（第３条から第１１条まで関係）第６表 制御不能費用明細表　　≪項目別明細表≫　（５）第６条第３項第１２号関係［物価等の変動に伴う費用の増減額］

正

：修正箇所

（５）第６条第３項第１２号関係
［物価等の変動に伴う費用の増減額］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
第１区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	13,962,989	17,450,442	31,413,431	6,282,686	貸方の場合は▲表示で記載
第２区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9,114,752	12,294,580	21,409,332	4,281,866	貸方の場合は▲表示で記載
第３区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,232,985	12,964,195	23,197,180	4,639,436	貸方の場合は▲表示で記載
次世代投資費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,163,496	4,190,495	7,353,991	1,470,798	貸方の場合は▲表示で記載
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	36,474,222	46,899,712	83,373,934	16,674,787	

誤

：修正箇所

（５）第６条第３項第１２号関係
［物価等の変動に伴う費用の増減額］

（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 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	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 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
第１区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	13,962,989	17,450,442	31,413,431	6,282,686	貸方の場合は▲表示で記載
第２区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	9,114,752	12,294,580	21,409,332	4,281,866	貸方の場合は▲表示で記載
第３区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,232,985	12,964,195	23,197,180	4,639,436	貸方の場合は▲表示で記載
次世代投資費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,163,496	4,190,789	7,354,285	1,470,857	貸方の場合は▲表示で記載
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	36,474,222	46,900,006	83,374,228	16,674,846	

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

様式第3　（第８条関係）

７部門整理表（１）

（単位：千円）

	水力発電費			火力発電費			新エネルギー等発電等費			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	12,407	0	12,407	0	0	0	41,141	0	41,141
給料手当	0	0	0	6,950,606	6,046,639	903,967	0	0	0	23,010,196	20,027,628	2,982,568
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 150,496	▲ 130,919	▲ 19,577	0	0	0	▲ 500,843	▲ 435,927	▲ 64,916
退職給与金	0	0	0	496,632	0	496,632	0	0	0	1,655,667	0	1,655,667
厚生費	0	0	0	1,431,522	1,245,401	186,121	0	0	0	4,736,522	4,122,549	613,973
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	91,641	80,258	11,383	0	0	0	307,793	267,938	39,855
燃料費	0	0	0	95,923,099	95,923,099	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	317,337	317,337	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,769,173	1,746,237	22,936	0	0	0	263,185	182,691	80,494
修繕費	475,760	475,760	0	25,555,153	25,259,946	295,207	26,528	26,528	0	67,379,939	65,592,081	1,787,858
水利使用料	26,358	26,358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,176,256	3,008,465	167,791
賃借料	8,461	7,903	558	1,574,830	112,596	1,462,234	5	5	0	15,625,570	7,230,259	8,395,311
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,773,435	20,773,435	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	1,090,075	0
委託費	370,802	252,373	118,429	8,893,090	5,583,547	3,309,543	16,622	11,346	5,276	69,504,989	45,423,443	24,081,546
損害保険料	0	0	0	218,808	70,675	148,133	0	0	0	0	0	0
普及開発関係費	339	0	339	36,736	0	36,736	12	0	12	114,316	0	114,316
養成費	0	0	0	87,673	0	87,673	0	0	0	152,351	0	152,351
研究費	0	0	0	570,901	0	570,901	0	0	0	1,162,439	0	1,162,439
諸費	3,483	3,483	0	2,118,240	741,544	1,376,696	0	0	0	6,102,733	1,499,008	4,603,725
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	105,677	105,677	0	2,158,896	2,158,896	0	45,191	45,191	0	41,814,624	41,814,624	0
雑税	2,026	1,203	823	25,860	15,354	10,506	0	0	0	316,107	184,610	131,497
減価償却費	451,313	451,313	0	14,539,200	14,539,200	0	78,917	78,917	0	167,150,464	167,150,464	0
固定資産除却費	39,024	39,024	0	4,669,777	4,669,777	0	0	0	0	56,991,365	56,991,365	0
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)	▲ 1,835	0	▲ 1,835	▲ 59,258	0	▲ 59,258	▲ 65	0	▲ 65	▲ 893,756	0	▲ 893,756
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 15	0	▲ 15	▲ 1,646	0	▲ 1,646	0	0	0	▲ 5,049	0	▲ 5,049
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	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,254	0	23,254	2,524,114	0	2,524,114	674	0	674	7,989,583	0	7,989,583
電気事業報酬	152,445	0	152,445	4,100,579	0	4,100,579	4,874	0	4,874	67,069,900	0	67,069,900
合計	1,657,092	1,363,094	293,998	173,854,874	158,379,587	15,475,287	172,758	161,987	10,771	555,029,002	434,922,708	120,106,294

（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」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（２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	27,736	0	27,736	231,495	0	231,495	91,894	0	91,894	404,673	3%	97%	0%
給料手当	15,404,993	13,394,272	2,010,721	81,153,180	64,370,440	16,782,740	44,259,415	37,597,258	6,662,157	170,778,390	3%	97%	0%
給料手当振替額(貸方)	▲ 335,307	▲ 291,543	▲ 43,764	▲ 1,766,388	▲ 1,401,111	▲ 365,277	▲ 963,174	▲ 818,172	▲ 145,002	▲ 3,716,208	3%	97%	0%
退職給与金	1,109,829	0	1,109,829	6,461,821	0	6,461,821	3,280,219	0	3,280,219	13,004,168	65%	35%	0%
厚生費	3,171,032	2,757,118	413,914	16,705,648	13,250,855	3,454,793	9,111,651	7,740,219	1,371,432	35,156,375	3%	97%	0%
委託検針費	0	0	0	4,678,867	4,678,867	0	0	0	0	4,678,867	0%	0%	0%
委託集金費	0	0	0	0	0	0	572,440	572,440	0	572,440	0%	0%	0%
雑給	205,571	178,702	26,869	1,083,100	858,835	224,265	590,554	501,528	89,026	2,278,659	3%	97%	0%
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099	0%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317,337	0%	0%	0%
消耗品費	339,955	285,689	54,266	3,468,322	3,015,389	452,933	1,322,852	1,143,054	179,798	7,163,487	3%	97%	0%
修繕費	35,757,525	33,955,845	1,801,680	321,367,604	313,261,024	8,106,580	2,420,523	0	2,420,523	452,983,032	2%	98%	0%
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,358	0%	0%	0%
補償費	90	85	5	1,003,660	950,640	53,020	6,454	6,114	340	4,186,460	0%	0%	100%
賃借料	9,932,007	2,032,067	7,899,940	72,115,478	54,277,993	17,837,485	8,877,531	783,107	8,094,424	108,133,882	4%	89%	7%
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,773,435	0%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075	0%	0%	0%
委託費	46,867,387	30,918,823	15,948,564	222,443,017	143,814,106	78,628,911	93,952,562	60,431,465	33,521,097	442,048,469	3%	12%	85%
損害保険料	3,700	1,229	2,471	27,486	9,132	18,354	0	0	0	249,994	83%	0%	17%
普及開発関係費	55,114	0	55,114	225,618	0	225,618	70,804	28,797	42,007	502,939	7%	0%	93%
養成費	185,432	0	185,432	1,162,807	0	1,162,807	142,818	0	142,818	1,731,081	65%	35%	0%
研究費	1,302,906	0	1,302,906	2,706,752	0	2,706,752	2,243,884	0	2,243,884	7,986,882	22%	0%	78%
諸費	4,461,842	1,358,206	3,103,636	35,979,291	10,074,372	25,904,919	19,910,326	9,626,980	10,283,346	68,575,915	3%	0%	97%
貸倒損	0	0	0	0	0	0	131,532	131,532	0	131,532	0%	0%	0%
固定資産税	17,868,578	17,868,578	0	55,753,351	50,979,582	4,773,769	768,251	0	768,251	118,514,568	0%	100%	0%
雑税	661,176	386,134	275,042	172,801	100,918	71,883	452,493	264,261	188,232	1,630,463	1%	0%	99%
減価償却費	87,057,596	87,057,596	0	158,823,338	89,315,740	69,507,598	11,185,987	0	11,185,987	439,286,815	0%	100%	0%
固定資産除却費	14,010,727	14,010,727	0	25,784,874	21,857,086	3,927,788	632,106	0	632,106	102,127,873	0%	100%	0%
共有設備費等分担額	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%
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 527,098	0	▲ 527,098	▲ 724,020	0	▲ 724,020	▲ 24,262	0	▲ 24,262	▲ 2,230,294	3%	97%	0%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 2,434	0	▲ 2,434	▲ 9,966	0	▲ 9,966	▲ 1,855	0	▲ 1,855	▲ 20,965	8%	0%	92%
開発費	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%
株式交付費	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%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	3,851,913	0	3,851,913	15,768,584	0	15,768,584	2,935,930	0	2,935,930	33,094,052	8%	0%	92%
電気事業報酬	26,177,650	0	26,177,650	70,809,647	0	70,809,647	1,985,018	0	1,985,018	170,300,113	94%	2%	4%
合計	267,587,920	203,913,528	63,674,392	1,095,426,367	769,413,868	326,012,499	203,955,953	118,008,583	85,947,370	2,297,683,966	30%	33%	37%

様式第4　（第10条関係）

送配電関連費整理表（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等費分				
役員給与	12,407	0	12,407	0		41,141	18,455	9,281
給料手当	6,950,606	0	6,950,606	0		23,010,196	10,250,066	5,154,927
給料手当振替額(貸方)	▲ 150,496	0	▲ 150,496	0		▲ 500,843	▲ 223,104	▲ 112,203
退職給与金	496,632	0	496,632	0		1,655,667	738,450	371,379
厚生費	1,431,522	0	1,431,522	0		4,736,522	2,109,919	1,061,113
委託検針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	91,641	0	91,641	0		307,793	136,781	68,790
燃料費	95,923,099	0	95,923,099	0		0	0	0
廃棄物処理費	317,337	0	317,337	0		0	0	0
消耗品費	1,769,173	0	1,769,173	0		263,185	226,197	113,758
修繕費	26,057,441	475,760	25,555,153	26,528		67,379,939	25,857,339	9,900,186
水利使用料	26,358	26,358	0	0		0	0	0
補償費	0	0	0	0		3,176,256	16	74
賃借料	1,583,296	8,461	1,574,830	5		15,625,570	7,182,132	2,749,875
託送料	0	0	0	0		20,773,435	0	0
事業者間精算費	0	0	0	0		1,090,075	0	0
委託費	9,280,514	370,802	8,893,090	16,622		69,504,989	33,891,214	12,976,173
損害保険料	218,808	0	218,808	0		0	644	3,056
普及開発関係費	37,087	339	36,736	12		114,316	36,671	18,443
養成費	87,673	0	87,673	0		152,351	123,381	62,051
研究費	570,901	0	570,901	0		1,162,439	866,918	435,988
諸費	2,121,723	3,483	2,118,240	0		6,102,733	2,968,789	1,493,053
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	2,309,764	105,677	2,158,896	45,191		41,814,624	10,459,730	7,408,848
雑税	27,886	2,026	25,860	0		316,107	439,929	221,247
減価償却費	15,069,430	451,313	14,539,200	78,917		167,150,464	50,960,905	36,096,691
固定資産除却費	4,708,801	39,024	4,669,777	0		56,991,365	8,201,459	5,809,268
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	16,807,625	311,138	0	16,496,487	235,146,609	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	21,694	0		21,694				
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 61,158	▲ 1,835	▲ 59,258	▲ 65		▲ 893,756	▲ 350,717	▲ 176,381
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,661	▲ 15	▲ 1,646	0		▲ 5,049	▲ 1,620	▲ 814
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	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	2,548,042	23,254	2,524,114	674		7,989,583	2,562,959	1,288,954
系統整備回収金	0	0	0	0		0	0	0
託送回収金相当金	0	0	0	0		0	0	0
系統整備負担金相当金	0	0	0	0		0	0	0
特定系統整備準備金引当	0	0	0	0		0	0	0
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	0	0	0	0		0	0	0
系統整備負担金相当収益	0	0	0	0		0	0	0
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	0	0	0	0		0	0	0
電気事業報酬	4,257,898	152,445	4,100,579	4,874		67,069,900	17,417,902	8,759,748
自社アンシラリーサービス費					2,626,088			
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	192,514,043	1,968,230	173,854,874	16,690,939	237,772,697	555,029,002	173,874,415	93,713,505

（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（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	68,003	124,950	79,234	42,785	8,417	404,673	14%	22%	64%
給料手当	23,839,404	43,802,583	33,111,588	20,603,907	4,055,113	170,778,390	19%	25%	57%
給料手当振替額(貸方)	▲ 518,891	▲ 953,411	▲ 720,586	▲ 448,443	▲ 88,231	▲ 3,716,208	19%	25%	57%
退職給与金	1,898,212	3,487,780	2,528,241	1,527,358	300,449	13,004,168	17%	24%	58%
厚生費	4,907,419	9,016,906	6,816,457	4,241,688	834,829	35,156,375	19%	25%	57%
委託検針費	0	0	4,678,867	0	0	4,678,867	0%	0%	100%
委託集金費	0	0	572,440	0	0	572,440	100%	0%	0%
雑給	318,170	584,605	441,826	274,956	54,097	2,278,659	19%	25%	57%
燃料費	0	0	0	0	0	95,923,099	100%	0%	0%
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	317,337	100%	0%	0%
消耗品費	810,947	1,490,035	1,728,578	590,113	171,501	7,163,487	30%	17%	53%
修繕費	60,442,250	111,056,750	151,086,939	1,004,497	197,691	452,983,032	21%	8%	71%
水利使用料	0	0	0	0	0	26,358	100%	0%	0%
補償費	353,725	649,935	2,856	3,005	593	4,186,460	76%	0%	24%
賃借料	25,415,633	46,698,752	2,285,735	5,599,924	992,965	108,133,882	16%	8%	76%
託送料	0	0	0	0	0	20,773,435	100%	0%	0%
事業者間精算費	0	0	0	0	0	1,090,075	100%	0%	0%
委託費	57,337,038	105,351,225	104,157,547	26,810,848	22,738,921	442,048,469	27%	0%	73%
損害保険料	9,687	17,799	0	0	0	249,994	88%	0%	12%
普及開発関係費	66,277	121,778	37,563	0	70,804	502,939	44%	0%	56%
養成費	341,584	627,627	256,836	66,497	13,081	1,731,081	14%	8%	78%
研究費	795,130	1,460,975	1,240,249	1,291,829	162,453	7,986,882	28%	0%	72%
諸費	10,566,877	19,415,607	14,392,944	9,383,966	2,130,223	68,575,915	24%	0%	76%
貸倒損	0	0	0	0	131,532	131,532	101%	-1%	0%
固定資産税	17,685,189	32,494,814	6,275,288	0	66,311	118,514,568	37%	16%	47%
雑税	50,762	93,269	229,069	210,769	41,425	1,630,463	23%	0%	77%
減価償却費	50,353,486	92,519,628	26,176,140	0	960,071	439,286,815	42%	22%	36%
固定資産除却費	8,181,069	15,031,919	3,149,170	0	54,822	102,127,873	60%	14%	25%
共有設備費等分担額	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%
地帯間購入電源費	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%
他社購入電源費	0	0	0	0	0	251,954,234	100%	0%	0%
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
非化石証書購入費						21,694			
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 255,170	▲ 468,850	▲ 10,527	▲ 11,592	▲ 2,143	▲ 2,230,294	43%	24%	34%
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,512	▲ 6,454	▲ 821	▲ 863	▲ 171	▲ 20,965	32%	0%	68%
開発費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
株式交付費	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%
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
法人税等	5,003,083	9,192,679	2,872,444	1,367,521	268,787	33,094,052	32%	0%	68%
系統整備回収金	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
託送回収金相当金	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
系統整備負担金相当金	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
特定系統整備準備金引当	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
系統整備負担金相当収益	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	0	0	0	0	0	0	0%	0%	0%
電気事業報酬	22,466,607	41,280,203	7,941,517	924,611	181,727	170,300,113	42%	0%	58%
自社アンシラリーサービス費						2,626,088			
地帯間販売電源料	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%
他社販売電源料	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%
合計	290,132,979	533,091,104	369,329,594	73,483,376	33,345,267	2,552,285,982	41%	9%	50%

様式第5　（第11条関係）

送配電関連費明細表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費								
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電等費分		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	0	0	0	12,407	12,407	0	0	0	0
給料手当	0	0	0	6,950,606	6,950,606	0	0	0	0
給料手当振替額(貸方)	0	0	0	▲ 150,496	▲ 150,496	0	0	0	0
退職給与金	0	0	0	496,632	496,632	0	0	0	0
厚生費	0	0	0	1,431,522	1,431,522	0	0	0	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	91,641	91,641	0	0	0	0
燃料費	0	0	0	95,923,099	0	95,923,099	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	317,337	0	317,337	0	0	0
消耗品費	0	0	0	1,769,173	1,769,173	0	0	0	0
修繕費	475,760	475,760	0	25,555,153	25,555,153	0	26,528	26,528	0
水利使用料	26,358	26,358	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
賃借料	8,461	8,461	0	1,574,830	1,574,830	0	5	5	0
託送料	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
委託費	370,802	370,802	0	8,893,090	8,893,090	0	16,622	16,622	0
損害保険料	0	0	0	218,808	218,808	0	0	0	0
普及開発関係費	339	339	0	36,736	36,736	0	12	12	0
養成費	0	0	0	87,673	87,673	0	0	0	0
研究費	0	0	0	570,901	570,901	0	0	0	0
諸費	3,483	3,483	0	2,118,240	2,118,240	0	0	0	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	105,677	105,677	0	2,158,896	2,158,896	0	45,191	45,191	0
雑税	2,026	2,026	0	25,860	25,860	0	0	0	0
減価償却費	451,313	451,313	0	14,539,200	14,539,200	0	78,917	78,917	0
固定資産除却費	39,024	39,024	0	4,669,777	4,669,777	0	0	0	0
共有設備費等分担額	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
地帯間購入電源費	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
他社購入電源費	311,138	50,669	260,469	0	0	0	16,496,487	0	16,496,487
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	21,694	0	21,694
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 1,835	▲ 1,835	0	▲ 59,258	▲ 59,258	0	▲ 65	▲ 65	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 15	▲ 15	0	▲ 1,646	▲ 1,646	0	0	0	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	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
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	23,254	23,254	0	2,524,114	2,524,114	0	674	674	0
系統整備回収金	0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送回収金相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備金引当	0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当収益	0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	0	0	0	0	0	0	0	0	0
電気事業報酬	152,445	152,445	0	4,100,579	4,100,579	0	4,874	4,874	0
自社アンシラリーサービス費								0	0
地帯間販売電源料	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
他社販売電源料	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
合計	1,968,230	1,707,761	260,469	173,854,874	77,614,438	96,240,436	16,690,939	172,758	16,518,181

（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条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位：千円）

	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		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与				41,141	41,141	0	18,455	18,455	0	9,281	9,281	0
給料手当				23,010,196	23,010,196	0	10,250,066	10,250,066	0	5,154,927	5,154,927	0
給料手当振替額(貸方)				▲ 500,843	▲ 500,843	0	▲ 223,104	▲ 223,104	0	▲ 112,203	▲ 112,203	0
退職給与金				1,655,667	1,655,667	0	738,450	738,450	0	371,379	371,379	0
厚生費				4,736,522	4,736,522	0	2,109,919	2,109,919	0	1,061,113	1,061,113	0
委託検針費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給				307,793	307,793	0	136,781	136,781	0	68,790	68,790	0
燃料費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費				263,185	263,185	0	226,197	226,197	0	113,758	113,758	0
修繕費				67,379,939	67,379,939	0	25,857,339	25,857,339	0	9,900,186	9,900,186	0
水利使用料				0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費				3,176,256	3,176,256	0	16	16	0	74	74	0
賃借料				15,625,570	15,625,570	0	7,182,132	7,182,132	0	2,749,875	2,749,875	0
託送料				20,773,435	19,645,895	1,127,540	0	0	0	0	0	0
事業者間精算費				1,090,075	0	1,090,075	0	0	0	0	0	0
委託費				69,504,989	69,504,989	0	33,891,214	33,891,214	0	12,976,173	12,976,173	0
損害保険料				0	0	0	644	644	0	3,056	3,056	0
普及開発関係費				114,316	114,316	0	36,671	36,671	0	18,443	18,443	0
養成費				152,351	152,351	0	123,381	123,381	0	62,051	62,051	0
研究費				1,162,439	1,162,439	0	866,918	866,918	0	435,988	435,988	0
諸費				6,102,733	6,102,733	0	2,968,789	2,968,789	0	1,493,053	1,493,053	0
貸倒損				0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税				41,814,624	41,814,624	0	10,459,730	10,459,730	0	7,408,848	7,408,848	0
雑税				316,107	316,107	0	439,929	439,929	0	221,247	221,247	0
減価償却費				167,150,464	167,150,464	0	50,960,905	50,960,905	0	36,096,691	36,096,691	0
固定資産除却費				56,991,365	56,991,365	0	8,201,459	8,201,459	0	5,809,268	5,809,268	0
共有設備費等分担額				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
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	235,146,609	205,647,793	29,498,816	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
非化石証書購入費	0	0	0									
建設分担関連費振替額(貸方)				▲ 893,756	▲ 893,756	0	▲ 350,717	▲ 350,717	0	▲ 176,381	▲ 176,381	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)				▲ 5,049	▲ 5,049	0	▲ 1,620	▲ 1,620	0	▲ 814	▲ 814	0
開発費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費				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
社債発行費				0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却				0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等				7,989,583	7,989,583	0	2,562,959	2,562,959	0	1,288,954	1,288,954	0
系統整備回収金				0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送回収金相当金				0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当金				0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備金引当				0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）				0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当収益				0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）				0	0	0	0	0	0	0	0	0
電気事業報酬				67,069,900	67,069,900	0	17,417,902	17,417,902	0	8,759,748	8,759,748	0
自社アンシラリーサービス費	2,626,088	2,617,782	8,306									
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	237,772,697	208,265,575	29,507,122	555,029,002	552,811,387	2,217,615	173,874,415	173,874,415	0	93,713,505	93,713,505	0

様式第5　（第11条関係）

送配電関連費明細表（３）

（単位：千円）

	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		
役員給与	68,003	68,003	0	124,950	124,950	0	42,785	42,785	0	79,234	396,256
給料手当	23,839,404	23,839,404	0	43,802,583	43,802,583	0	20,603,907	20,603,907	0	33,111,588	166,723,277
給料手当振替額(貸方)	▲ 518,891	▲ 518,891	0	▲ 953,411	▲ 953,411	0	▲ 448,443	▲ 448,443	0	▲ 720,586	▲ 3,627,977
退職給与金	1,898,212	1,898,212	0	3,487,780	3,487,780	0	1,527,358	1,527,358	0	2,528,241	12,703,719
厚生費	4,907,419	4,907,419	0	9,016,906	9,016,906	0	4,241,688	4,241,688	0	6,816,457	34,321,546
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,678,867	4,678,867
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	572,440	572,440
雑給	318,170	318,170	0	584,605	584,605	0	274,956	274,956	0	441,826	2,224,562
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95,923,099
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	317,337
消耗品費	810,947	810,947	0	1,490,035	1,490,035	0	590,113	590,113	0	1,728,578	6,991,986
修繕費	60,442,250	60,442,250	0	111,056,750	111,056,750	0	1,004,497	1,004,497	0	151,086,939	452,785,341
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,358
補償費	353,725	353,725	0	649,935	649,935	0	3,005	3,005	0	2,856	4,185,867
賃借料	25,415,633	25,415,633	0	46,698,752	46,698,752	0	5,599,924	5,599,924	0	2,285,735	107,140,917
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,773,435
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,090,075
委託費	57,337,038	57,337,038	0	105,351,225	105,351,225	0	26,810,848	26,810,848	0	104,157,547	419,309,548
損害保険料	9,687	9,687	0	17,799	17,799	0	0	0	0	0	249,994
普及開発関係費	66,277	66,277	0	121,778	121,778	0	0	0	0	37,563	432,135
養成費	341,584	341,584	0	627,627	627,627	0	66,497	66,497	0	256,836	1,718,000
研究費	795,130	795,130	0	1,460,975	1,460,975	0	1,291,829	1,291,829	0	1,240,249	7,824,429
諸費	10,566,877	10,566,877	0	19,415,607	19,415,607	0	9,383,966	9,383,966	0	14,392,944	66,445,692
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	17,685,189	17,685,189	0	32,494,814	32,494,814	0	0	0	0	6,275,288	118,448,257
雑税	50,762	50,762	0	93,269	93,269	0	210,769	210,769	0	229,069	1,589,038
減価償却費	50,353,486	50,353,486	0	92,519,628	92,519,628	0	0	0	0	26,176,140	438,326,744
固定資産除却費	8,181,069	8,181,069	0	15,031,919	15,031,919	0	0	0	0	3,149,170	102,073,051
共有設備費等分担額	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
地帯間購入電源費	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
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	251,954,234
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費											21,694
建設分担関連費振替額(貸方)	▲ 255,170	▲ 255,170	0	▲ 468,850	▲ 468,850	0	▲ 11,592	▲ 11,592	0	▲ 10,527	▲ 2,228,151
附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方)	▲ 3,512	▲ 3,512	0	▲ 6,454	▲ 6,454	0	▲ 863	▲ 863	0	▲ 821	▲ 20,794
開発費	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
株式交付費	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
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	5,003,083	5,003,083	0	9,192,679	9,192,679	0	1,367,521	1,367,521	0	2,872,444	32,825,265
系統整備回収金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送回収金相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備金引当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
特定系統整備準備引当金取崩し（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
系統整備負担金相当収益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
電気事業報酬	22,466,607	22,466,607	0	41,280,203	41,280,203	0	924,611	924,611	0	7,941,517	170,118,386
自社アンシラリーサービス費											2,626,088
地帯間販売電源料	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
他社販売電源料	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
合計	290,132,979	290,132,979	0	533,091,104	533,091,104	0	73,483,376	73,483,376	0	369,329,594	2,518,940,715

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	発電側比率
①（１０^{3}kW）	②（１０^{3}kW）	（１０^{3}kW）	（%）
245,660	393,275	598,004	24.8%

（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。

様式第5の3　（第11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
111,034,265	34,835,514	441,777,122	139,038,901	1,278,181,496

（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 (10^3kW)	延契約電力 (10^3kW)	尖頭時責任電力 (10^3kW)		発受電等量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　期	冬　期			
特別高圧需要	3,015	—	2,903	2,317	20,901	11,312	20,629
高圧需要	6,895	128,189	6,895	4,420	30,115	1,025,643	29,182
低圧需要	6,469	501,006	5,534	7,847	34,769	112,599,058	31,918
合計	16,379	629,195	15,332	14,584	85,785	113,636,013	81,729

（注）　上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお，販売電力量について，規制期間の合計値は，特別高圧需要103,147百万kWh，高圧需要145,909百万kWh，低圧需要159,591百万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	169,166,562	185,093,110	▲ 15,926,548	80,464,166	35,265,964	45,198,202 〈14,848,021〉	4,012,174	3,944,065	68,109	253,642,902	224,303,139	29,339,763
需要側	高圧需要	522,752,560	551,720,235	▲ 28,967,675	114,914,094	50,812,609	64,101,485 〈21,393,620〉	15,544,440	15,282,095	262,345	653,211,094	617,814,939	35,396,155
需要側	低圧需要	1,097,890,086	1,122,184,174	▲ 24,294,088	129,322,883	58,665,250	70,657,633 〈24,699,816〉	356,019,018	350,103,434	5,915,584	1,583,231,987	1,530,952,858	52,279,129
発電側		145,869,779	145,869,779	0							145,869,779	145,869,779	0

（注）　総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち，2026年11月１日から2028年3月31日までの期間における金額は，特別高圧需要分が4,073,869千円，高圧需要分が5,869,790千円，低圧需要分が6,776,915千円。

（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，10^3kW）

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			発電側送配電関連原価等における基幹系統分のうち						
	当該基幹系統分のうち，半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）	割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
71,833,148	35,916,574	37.25	29,991,259	21,372,540	8,618,719	14,995,630	15.55	7.78	3.89

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			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				
	当該特別高圧系統分の半額	割引額（円/kW・月）	計	減価償却費	電気事業報酬	計の半額	割引額（円/kW・月）
74,036,631	37,018,316	38.39	30,922,420	22,031,239	8,891,181	15,461,210	16.04

（注）　上記の割引額は，いずれも2024年度から2027年度の発電側送配電関連原価等をもとに算定している。
なお，2026年11月１日から2028年３月31日までの発電側送配電関連原価等に料金収入の変動分相当を加えた額をもとに算定した割引額は以下のとおり。
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において，発電側送配電関連原価等のうちの基幹系統分の半額をもとに算定した割引額：40.30円/kW・月
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において，発電側送配電関連原価等における基幹系統分の減価償却費及び電気事業報酬の計の半額をもとに算定した割引額：17.61円/kW・月，割引額の半額：8.81円/kW・月，割引額の四半の額：4.40円/kW・月
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において，発電側送配電関連原価等のうちの特別高圧系統分の半額をもとに算定した割引額：41.53円/kW・月
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において，発電側送配電関連原価等における特別高圧系統分の減価償却費及び電気事業報酬の計の半額をもとに算定した割引額：18.16円/kW・月

（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条関係）

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	販売電力量又は発受電等量（10^6kWh）	単価（円/kWh）	想定料金収入
需要側	特別高圧需要	169,166,562	80,464,166	4,012,174	253,642,902	103,147	2.46	252,718,822
需要側	高圧需要	522,752,560	114,914,094	15,544,440	653,211,094	145,909	4.48	645,664,917
需要側	低圧需要	1,097,890,086	129,322,883	356,019,018	1,583,231,987	159,591	9.92	1,594,717,775
発電側		145,869,779			145,869,779	321,632	0.45	142,792,863

（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，上記の発電側の単価は，2024年度から2027年度の発電側送配電関連原価等と発受電等量をもとに，それぞれ算定している。

なお，2026年11月１日から2028年３月31日までの送配電関連需要種別原価等又は発電側送配電関連原価等に料金収入の変動分相当を加えた額と販売電力量又は発受電等量をもとに算定した三需要種別ごと及び発電側の単価は以下のとおり。

特別高圧需要：2.53円/kWh

高圧需要：4.79円/kWh

低圧需要：10.89円/kWh

発電側：0.49円/kWh

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。