写

託送供給等約款変更届出書

令和８年９月 11 日

北海道電力ネットワーク株式会社

写

託 送 供 給 等 約 款 変 更 届 出 書

北 ネ 企 第 14 号
令和８年９月 11 日

経済産業大臣　赤 澤　亮 正　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細 野　一 広

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	令和８年 11 月１日

別 紙

託 送 供 給 等 約 款

令和８年11月１日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の届出および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契 約 の 要 件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 13
10　契約の成立および契約期間 …… 20
11　託送供給等の開始 …… 21
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 22
13　電気方式，電圧および周波数 …… 22
14　発電場所および需要場所 …… 24
15　供給および契約の単位 …… 26
16　承 諾 の 限 界 …… 29
17　契 約 書 の 作 成 …… 30

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 31
19　接続送電サービス …… 32
20　臨時接続送電サービス …… 57
21　予備送電サービス …… 66
22　系統連系受電サービス …… 68
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 72
24　接続対象計画差対応電力 …… 73
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 74

26　給電指令時補給電力 …… 75

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期 …… 77
28　検　　針　　日 …… 77
29　料金の算定期間 …… 78
30　計　　量 …… 79
31　電力および電力量の算定 …… 81
32　損　　失　　率 …… 103
33　料 金 の 算 定 …… 103
34　支払義務の発生および支払期日 …… 107
35　料金その他の支払方法 …… 109
36　保　　証　　金 …… 113
37　連　帯　責　任 …… 115

Ⅴ　供　　給

38　託送供給等の実施 …… 116
39　給電指令の実施等 …… 119
40　適正契約の保持等 …… 121
41　契 約 超 過 金 …… 122
42　力 率 の 保 持 …… 125
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 …… 125
44　託送供給等にともなう協力 …… 126
45　託送供給等の停止 …… 127
46　託送供給等の停止の解除 …… 128
47　託送供給等の停止期間中の料金 …… 128
48　違　　約　　金 …… 128
49　損害賠償の免責 …… 129
50　設 備 の 賠 償 …… 129

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更 …… 131
52　名 義 の 変 更 …… 134

53　契 約 の 廃 止 …… 134
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 …… 136
55　解　　約　　等 …… 140
56　契約消滅後の債権債務関係 …… 142

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 …… 143
58　架 空 引 込 線 …… 144
59　地 中 引 込 線 …… 145
60　連 接 引 込 線 等 …… 146
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 147
62　引 込 線 の 接 続 …… 147
63　計量器等の取付け …… 147
64　通信設備等の施設 …… 148
65　専 用 供 給 設 備 …… 149
66　電流制限器等の取付け …… 150

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 …… 151
68　受電用計量器等の工事費負担金 …… 154
69　会社間連系設備の工事費負担金 …… 155
70　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 155
71　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 162
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 … 164
73　臨 時 工 事 費 …… 165
74　工事費等に関する契約書の作成 …… 166

Ⅸ　保　　安

75　保 安 の 責 任 …… 167
76　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 167
77　調　　査 …… 167
78　調 査 等 の 委 託 …… 168
79　調査に対する需要者の協力 …… 168

80　検査または工事の受託 …… 168
81　自家用電気工作物 …… 169

附　　則 …… 170

別　　表 …… 227

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。

(1)　託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）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。

(2)　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，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

(1)　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。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1)　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，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。

(2)　発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3)　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4)　発　電　者

小売電気事業，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。

(5)　需　要　者

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

(6)　低　　圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7)　高　　圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8)　特 別 高 圧

標準電圧 30,000 ボルト以上の電圧をいいます。

(9)　受 電 地 点

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

(10)　発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

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。

(14)　中 継 振 替

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

(15)　地 内 振 替

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

(16)　発電量調整受電電力

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

(17)　発電量調整受電電力量

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

(18)　発電量調整受電計画電力

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

(19)　発電量調整受電計画電力量

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

⑵0　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。

⑵1　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。

⑵2　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。

⑵3　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。

⑵4　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。

⑵5　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。

⑵6　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。

⑵7　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。

⑵8　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。

⑵9　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　発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）⑳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）㉑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。

⑷②　需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）㉒に定める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）㉓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。

⑷3　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）⑵5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。

⑷4　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。

⑷5　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。

⑷6　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷7　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷8　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。

⑷9　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。

⑸0　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。

⑸1　給 電 指 令

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

⑸2　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。

⑸3　夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

⑸4　貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(55) 離島平均燃料価格算定期間

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

4 代表契約者の選任

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

5 託送供給等に関する取扱い

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

6 単位および端数処理

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

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端

数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(2)　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。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

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

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

(4)　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。

(5)　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。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実　施　細　目

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

なお，当社は，必要に応じて，需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

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

イ　小売電気事業，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的に適当と認められる方法によって連系すること。

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

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

ト　需要者が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。

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

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

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

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〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の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。

(ｲ)　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。

(ﾛ)　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。

(ﾊ)　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。

(ﾆ)　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。

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

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

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

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電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）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息お

よび契約超過金を，34（支払義務の発生および支払期日）(4)に定める期日までの間，当社に代わり，発電者から受領し，当社があらかじめ定める支払いに関する期日までに当社へ引き渡す業務を受託すること。

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

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

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

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

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。

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

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

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

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電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）(3)に定める発電者に係る料金，延滞利息および契約超過金の支払い業務を発電契約者に委託すること。

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

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

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

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

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

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

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

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

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

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

(ホ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

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

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

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

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

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）(2)イ(イ)または(ロ)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。

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

(1)　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，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

(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 発電量調整供給の開始希望日

ﾊ 検討期間および検討料

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

(ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，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。

(2)　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の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。

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

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

(4)　契約の申込み

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

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

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

金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に関する法律〔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）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

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

(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ニ)　契約電力（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

(ホ)　契約受電電力

(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別（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。）

(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

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

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

(ヌ)　料金の支払方法

(ル)　連絡体制

(ヲ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間（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使用期間といたします。）

(ワ)　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）(2)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）(2)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)(2)イ(イ)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）(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 接続送電サービスを適用した場合の接続送電サービス契約電力および接続送電サービスの種別

f　臨時接続送電サービスを希望される場合は，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 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および臨時接続送電サービスの種別

g　予備送電サービスを希望される場合は，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 予備送電サービスを適用したときの予備送電サービス契約電力および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

(イ)　契約者の名称

(ロ)　連絡体制

(ハ)　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

(ニ)　振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

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

(ロ)　契約受電電力および同時最大受電電力

(ハ)　発電量調整受電計画電力

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

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

(ヘ)　料金の支払方法

(ト)　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(イ)　需要抑制契約者の名称

(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力

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

(ニ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値

(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

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

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

(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル)　料金の支払方法

(ヲ)　連絡体制

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

(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく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。

(6) 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。

(7) 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。

10 契約の成立および契約期間

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

(2)　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

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

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

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

ロ　発電量調整供給の場合

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

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

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

ハ　振替供給または需要抑制量調整供給の場合

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

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

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

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

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

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

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　30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧　60,000ボルト

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

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

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。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電

圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

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

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

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

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

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(イ)　居住用の建物の場合

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

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ)　居住用以外の建物の場合

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

(ハ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。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(イ)に準ずるものといたします。

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

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

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

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

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

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

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

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

ホ　特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，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

(1)　当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力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，(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合またはへの場合は，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

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

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

(ハ)　高圧臨時接続送電サービス

(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス

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

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

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

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

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。

(イ)　当社が，通告電力量に応じて分割接続供給を行なう方法

(ロ)　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〕(2)イ(ヘ) a，ロまたは 20〔臨時接続送電サービス〕(2)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

(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の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。

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

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

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。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（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。

(1) 契約者に係る料金

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

ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。ただし，分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(12)，(13)または(14)にもとづき料金の調整を行ないます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)，(ヘ)または(ト)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(27)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

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

(ニ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

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

(ヘ) 31（電力および電力量の算定）(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

(ト) 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)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。

(イ)　検 針 日

(ロ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

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

(ニ)　31（電力および電力量の算定）(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。

(4)　需要抑制契約者に係る料金

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

19　接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

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

(2)　接続送電サービス契約電力等

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）(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。

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

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

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

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

送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が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。）または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器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）(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使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

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

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

また，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときは，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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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。

(3)　接続送電サービス料金

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

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）(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

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200

ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

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

(a)　電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	51 円 91 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	103 円 82 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	207 円 64 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	311 円 45 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	519 円 10 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	259 円 55 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	155 円 05 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	310 円 09 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	155 円 05 銭

e その他

(a) 当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

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

(a)　基本料金

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

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	477 円 40 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

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	381円70銭

ただし，(2)イ(ロ) a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	190円85銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	572円55銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	8円24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)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。

(a) 基本料金

基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を

使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

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	477 円 40 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

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	381 円 70 銭

ただし，(2)イ(ロ) a 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	190 円 85 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	572 円 55 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

1 キロワット時につき	8 円 56 銭

ⅱ　夜間時間

1 キロワット時につき	7 円 88 銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

1 キロワット時につき	16 円 06 銭

(ホ)　動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。

(b)　1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，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)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

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

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	1,006 円 50 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(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	603 円 90 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。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	4 円 46 銭

(c)　その他

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

d　その他

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

(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

(a)　基本料金

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

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	1,006円50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(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	603円90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。

(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	4円62銭

ii 夜間時間

1キロワット時につき	4円26銭

(c) その他

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

d その他

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

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適用範囲

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

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボル

トもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

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

1 キロワット時につき	20 円 96 銭

d　その他

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

ロ　高圧で供給する場合

(イ)　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力（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）(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。

(a) 基本料金

基本料金は，１ 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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,(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	1,108円80銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	2円28銭

(ロ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

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

c 接続送電サービス料金

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

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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,(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	1,108円80銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

1キロワット時につき	2円39銭

ⅱ 夜間時間

1キロワット時につき	2円16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整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	20 円 45 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

（イ）　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力（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 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 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)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。

(a) 基本料金

基本料金は，１ 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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,(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	628 円 10 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	1 円 02 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 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 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。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	628円10銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

1キロワット時につき	1円07銭

ⅱ 夜間時間

1キロワット時につき	0円96銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する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 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 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）(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。

1 キロワット時につき	11 円 32 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。

(イ) 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。

(ロ) 分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(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，いずれかの契約者に係る接続送電サービスにおいて，まったく電気を使用しない場合は，当該接続送電サービスについては，その 1 月の力率を 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〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

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

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

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

(ニ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止

の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ホ)　当社は，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）(12)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	942 円 70 銭
	特別高圧で供給する場合	533 円 50 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）(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

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

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）(13)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

(イ)　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

(a)　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。

(b)　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または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器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

(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

(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

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

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに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，次の各項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）(13)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

(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	4 円 60 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	9 円 21 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	9 円 21 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	92 円 07 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	92 円 07 銭

(ロ) 電灯臨時接続送電サービス

a 適用範囲

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

(a) 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。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

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

c 臨時接続送電サービス料金

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

(a) 基本料金

基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)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。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	9円06銭

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

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

b 供給電気方式および供給電圧

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

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	102円91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。

(ニ)　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　臨時接続送電サービス料金

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

(a)　基本料金

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

(b)　電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	5円35銭

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

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。

1 キロワット時につき	2 円 73 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力（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 30,000 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	標準電圧 60,000 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）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。

1 キロワット時につき	1 円 23 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，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ の 他

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

(4)　そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

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

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点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（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事

情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるとき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。

(3)　予備送電サービス料金

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

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，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に修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	136円40銭
	特別高圧で供給する場合	133円10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	159円50銭
	特別高圧で供給する場合	167円20銭

(4)　力率割引および割増し

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

(5)　そ　の　他

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

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

ます。

ハ　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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロ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）(14)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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロに準ずるものといたします。

22　系統連系受電サービス

(1)　適 用 範 囲

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。

(2)　系統連系受電課金対象電力

各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バラン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。

(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。

(ハ)　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

(ニ)　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。

(ホ)　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

(3)　系統連系受電サービス料金

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

イ　基 本 料 金

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

系統連系受電課金対象電力 1 キロワットにつき	137 円 50 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	0 円 43 銭

ハ　系統設備効率化割引

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

(ｲ)　適　　用

a　系統設備効率化割引Ａ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

b　系統設備効率化割引Ｂ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

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

a　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

（a） 受電電圧が標準電圧 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	73 円 70 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	12 円 65 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	6 円 33 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	73 円 70 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	25 円 30 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	12 円 65 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	53 円 90 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 50 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）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

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

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

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

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

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

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

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

(ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

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

24　接続対象計画差対応電力

(1)　適　　用

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

(2)　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

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

(ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金

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

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条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(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

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

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

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

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

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

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

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

26　給電指令時補給電力

(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

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

ロ　給電指令時補給電力料金

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

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(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。

(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

39（給電指令の実施等）(5)または(6)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）(2)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）(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。

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

なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，受電地点における検針日と供給地点における検針日は，原則として同一の日といたします。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

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

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

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

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

ロ　その他特別の事情がある場合

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

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

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

29　料金の算定期間

(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

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

ロ　当社があらかじめ契約者に計量日（接続供給の場合，電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「供給側計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または 31（電力および電力量の算定）(27)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2)　系統連系受電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「受電側検針期間」といい

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

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

(3)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

30 計　　量

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

なお，電力量の仕訳を行なう場合は，次のとおりといたします。

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。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電

地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

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）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。

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

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

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

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電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で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

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

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電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）(1)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）(1)のとおりといたします。

(5)　接続受電電力

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

(6)　接続受電電力量

接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7)　接続供給電力

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

(8)　接続供給電力量

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

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

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続

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

(9)　接続対象電力

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

(10)　接続対象電力量

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

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

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

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

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

a　1 ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

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

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

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

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とき。

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

b　1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

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

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
－ 需要抑制量調整受電計画電力量

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

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

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

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

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

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

(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）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

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

(14) 需要抑制量調整受電電力量

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

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

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

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0

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

需要抑制量調整受電電力量

＝ 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

＝ ベースライン

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

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

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

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

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

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行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〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。

(18) 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等といたします。

(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等といたします。

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

(a)　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

(b)　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

(a)　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

(b)　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

(ロ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。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，(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 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

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

c 39（給電指令の実施等）(2)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）(2)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。

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

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

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

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

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

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)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）(2)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）(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)へによる出力抑制対象電力量（39〔給電指令の実施等〕(2)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)へによる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）(2)への場合の給電指令等および39（給電指令の実施等）(2)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

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

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

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

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，

39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

(21) 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，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，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，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，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，(2)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）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)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，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(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，(10)にかかわらず，30 分ごとに(10)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

(23)　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，(10)にかかわらず，30 分ごとに(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　(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

(24)　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

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

－ ベースライン

(25)　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）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量，最大連系電力等または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議（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）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。

⑳ 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。

㉑ 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）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.9 パーセント
高圧で供給する場合	4.7 パーセント
特別高圧で供給する場合	2.0 パーセント

33 料 金 の 算 定

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

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

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

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

ニ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，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) (1)イの場合で供給側検針期間の日数がその供給側検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

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

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

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

リ　分割接続供給を開始し，または解消したとき。

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

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

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

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

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

といたします。

ロ　ピークシフト割引額または系統設備効率化割引額を日割りする場合

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

ただし，(1)ホ，ヘ，トまたはチに該当する場合は，

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

といたします。

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

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

(4)　(1)ハの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には発電契約者が受電地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

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

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

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

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

(6)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(27)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう供給側検針期間の日数は，(5)に準ずるものといたします。この場合，(5)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

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

(8)　29（料金の算定期間）(2)ロの場合は，(2)イおよびロにいう受電側検針期間の日数は，

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

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

イ　供給地点または受電地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点または受電地点を消滅させる場合

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

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

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

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

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

(12)　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，原則として，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）(2)イにより当社が分割接続供給を行なう場合

(イ)　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。

(ロ) 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）(2)ロにより当社が分割接続供給を行なう場合

(イ) 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。

(ロ) 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。

(13) 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，(12)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。

(14) 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，(12)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

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める供給側料金算定日に発生いたします。

(2) 系統連系受電サービス料金の支払義務は，18（料金）(3)ロに定める受電側料金算定日に発生いたします。

(3) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 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 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(4)　(1)の日程等別料金，(2)の系統連系受電サービス料金または(3)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　55（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

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

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者に通知した場合

(5)　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が(4)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

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

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

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

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

35　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関等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，料金の支払いを当社が指定した金融機関等を通じて行なわれる場合は，次によります。

(イ)　契約者が指定する口座から当社の口座へ毎月継続して料金を振り替える方法を希望される場合は，当社が指定した様式によりあらかじめ当社に申し出ていただきます。

(ロ)　契約者が料金を当社が指定した金融機関等を通じて払い込みにより支払われる場合には，当社が指定した方法によっていただきます。

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。

また，工事費負担金その他の支払いを当社が指定した金融機関等を通じて行なわれる場合は，払い込みにより，当社が指定した方法で支払っていただき，これにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　契約者が料金をイ(イ)または(ロ)により支払われる場合は，次のときに当社に対する支払いがなされたものといたします。

(イ)　イ(イ)により支払われる場合は，料金が契約者の指定する口座から引き落とされたとき。

(ロ)　イ(ロ)により支払われる場合は，料金がその金融機関等に払い込まれたとき。

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。ただし，料金をイ(イ)により支払われる場合で，当社の都合により料金が支払期日を経過して契約者が指定する口座から引き落とされたときは，この限りではありません。

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。

なお，契約者の料金をイ(イ)により支払われる場合は，当社の都合により，支払義務の発生した順序とならないことがあります。

(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関等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，料金の支払いを当社が指定した金融機関等を通じて行なわれる場合は，次によります。

(イ)　発電契約者が指定する口座から当社の口座へ毎月継続して料金を振り替える方法を希望される場合は，当社が指定した様式によりあらかじめ当社に申し出ていただきます。

(ロ)　発電契約者が料金を当社が指定した金融機関等を通じて払い込みにより支払われる場合には，当社が指定した方法によっていただきます。

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。

また，工事費負担金その他の支払いを当社が指定した金融機関等を通じて行なわれる場合は，払い込みにより，当社が指定した方法で支払っていただき，これにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　発電契約者が料金をイ(イ)または(ロ)により支払われる場合は，次のときに当社に対する支払いがなされたものといたします。

(イ)　イ(イ)により支払われる場合は，料金が発電契約者の指定する口座から引き落とされたとき。

(ロ)　イ(ロ)により支払われる場合は，料金がその金融機関等に払い込まれたとき。

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。ただし，料金をイ(イ)により支払われる場合で，当社の都合により料金が支払期日を経過して発電契約者が指定する口座から引き落とされたときは，この限りではありません。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3)　発電者の料金その他の支払方法は，次によります。

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

なお，引き渡しにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　次の場合には，発電者の料金について，当社が指定した金融機関等を通じて払い込み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，原則として，発電者の負担といたします。

(イ)　発電者が料金を支払期日までに発電契約者に支払われない場合

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

(ハ)　その他当社が必要と認めた場合

ハ　発電者の料金について，支払いは，次のときになされたものといたします。

(イ)　イの場合，発電者から発電契約者に支払われたとき。

(ロ)　ロの当社が指定した金融機関等を通じた払い込みによる場合，発電者がその金融機関等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等を通じて払い込み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，原則として，発電者の負担といたします。

(4)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については，毎月，当社が指定した金融機関等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，料金の支払いを当社が指定した金融機関等を通じて行なわれる場合は，次によります。

(イ)　需要抑制契約者が指定する口座から当社の口座へ毎月継続して料金を振り替える方法を希望される場合は，当社が指定した様式によりあらかじめ当社に申し出ていただきます。

(ロ)　需要抑制契約者が料金を当社が指定した金融機関等を通じて払い込みにより支払われる場合には，当社が指定した方法によっていただきます。

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　需要抑制契約者が料金をイ(イ)または(ロ)により支払われる場合は，次のときに当社に対する支払いがなされたものといたします。

(イ)　イ(イ)により支払われる場合は，料金が需要抑制契約者の指定する口座から引き落とされたとき。

(ロ)　イ(ロ)により支払われる場合は，料金がその金融機関等に払い込まれたとき。

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。ただし，料金をイ(イ)により支払われる場合で，当社の都合により料金が支払期日を経過して需要抑制契約者が指定する口座から引き落とされたときは，この限りではありません。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(5)　当社の料金の支払方法は，次によります。

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

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

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

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

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

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

36 保　証　金

(1)　契約者の場合は，次によります。

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

(イ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ロ)　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(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）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

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

ハ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

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

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

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

(2)　発電契約者の場合は，次によります。

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

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

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

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

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

(3)　発電者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電者，新たに受電地点を設定される発電者または同時最大受電電力を増加される発電者から，系統連系受電サービスの開始もしくは再開に先だって，または系統連系受電サービス継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

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

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

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

(4)　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に

先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

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

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

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

37 連 帯 責 任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

V 供　　給

38 託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ 電力量については，次のとおりにしていただきます。

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

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

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

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

ニ 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，9 (検討および契約の申込み) (4)イ(ワ) c 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。

ホ 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。

ヘ 契約者がロもしくはホで通知した計画またはニ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）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2)　振替供給の場合

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

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，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。

(3)　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

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

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

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

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

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

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を

行なうことがあります。

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

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへ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。

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）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4)　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(イ)　需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不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　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへ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。

39　給電指令の実施等

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

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

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

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

ハ　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，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合

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

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

(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へ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。

(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することに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。

(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，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。

(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)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。

(7)　当社は，(2)または(3)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。

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

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

40　適正契約の保持等

(1)　当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合には，その契約受電電力または同時最大受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3)　当社は，31（電力および電力量の算定）(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

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

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

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当社のサービスを利用された場合は，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）(12)，(13)または(14)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）(12)，(13)または(14)に準じて契約超過金の調整を行ないます。

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

なお，この場合，契約超過受電電力は，次によって受電地点ごとに，発電バラン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)　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。

(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

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

(イ)　同時最大受電電力が発電設備等に係る供給地点の接続送電サービス契約電力（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。

(ハ)　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

(ニ)　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。

(ホ)　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

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

イ　契約者の場合

契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が供給側料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，供給側料金算定日が直後の日程等別料金

といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

ロ　発電者の場合

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

42　力 率 の 保 持

(1)　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

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

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

(2)　高圧または特別高圧で供給する場合

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

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

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

なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議（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。

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

(2) 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

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 45（託送供給等の停止），53（契約の廃止）または 55（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約および系統連系受電契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に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

(1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

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

45　託送供給等の停止

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

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

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

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

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

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

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

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

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

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

ヘ　44（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

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

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

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

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力または同時最大受電電力をこえる場合

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

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

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

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

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

46　託送供給等の停止の解除

45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

47　託送供給等の停止期間中の料金

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

48　違　　約　　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の3倍に相当する金額を，違約金として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）(2)ロ，ハまたはニの場合

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

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

49　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，39（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

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

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

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

50　設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合

は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1)　修理可能の場合

修理費

(2)　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

51　契 約 の 変 更

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

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

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

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

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

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

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等，契約受電電力または同時最大受電電力を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

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（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　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，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）もしくは64（通信設備等の施設）の実費または66（電流制限器等の取付け）の実費相当額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，当該実費または当該実費相当額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。

(5)　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）(4)イ(ワ)ａ，ｂおよびｄの事項の変更はできないものといたします。

(6)　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）(2)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。

(7)　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。

(8)　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(1)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

(イ)　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。

(ロ)　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

(イ)　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(ロ)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。

(ロ)　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。

(ハ)　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(ロ)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）(1)リに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

53 契 約 の 廃 止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，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。

(2)　当社の供給設備を継続して利用または反復して利用されることが想定されるにもかかわらず，発電契約者または発電者から，発電設備等の検査，補修，休止等の理由により発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止の申出がある場合は，正当な理由がない限り，(1)にかかわらず，発電量調整供給契約または系統連系受電契約の廃止はできないものといたします。

(3)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約は，55（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または系統連系受電契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(4)　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するときは，あらかじめ双方の契約者で協議のうえ，(1)に準じて接続供給契約の廃止を申し出ていただきます。

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）(1)に準じて接続供給契約を変更していただきます。

(5)　発電量調整供給契約または系統連系受電契約の場合で，発電量調整供給契約または系統連系受電契約を締結している発電場所と同一の場所である需要場所において締結している接続供給契約（発電設備等に係る供給地点の接続供給契約に限ります。）が廃止されたときは，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。

(6)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，

当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

54　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。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

(イ)　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。

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。

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。

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。

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。

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。

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。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。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新た

に設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，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。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。

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。

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。

(a)　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。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。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

(b)　契約者が，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。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。

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。

(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）(12)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）(14)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〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ロ) 発電契約者が契約受電電力，同時最大受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，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から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が1年以上になる場合には，1年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

55 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，系統連系受電契約を解約した場合には，当該発電場所に係る発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　45（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(イ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ロ) 発電契約者と当社が，発電者の料金，延滞利息および契約超過金の支払いに関する期日をあらかじめ定めた場合で，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。

(ハ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。），系統連系受電契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ニ)　料金以外の債務を支払われない場合

(ホ)　当社と締結する他の契約（既に消滅しているものを含みます。）にもとづく料金等の金銭債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者，発電者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不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）(1)に準じて接続供給契約を変更していただきます。

(3)　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。

(4)　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。

(5)　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。

(6)　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(1)によって解約されたときは，発電契約者または発電者からの申出がない場合であっても，当社は，当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行ないます。

この場合，当社が当該発電場所に係る発電量調整供給を終了させるための処置を行なった日に発電量調整供給契約および系統連系受電契約は変更され，または消滅するものといたします。

56　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約，系統連系受電契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅷ　受電方法および供給方法ならびに工事

57　受電地点，供給地点および施設

(1)　受 電 地 点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし,発電者の電気設備が当社の供給設備と電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，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(イ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ロ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ハ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ニ)　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ホ)　その他特別の事情がある場合

(2)　供 給 地 点

イ　接続供給の場合

(イ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ロ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

ｃ　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

ｄ　59（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

ｅ　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。

58　架空引込線

(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設して

いただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

59　地 中 引 込 線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調

整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所

ロ　建物の 3 階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で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

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

60　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，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供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への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

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

63　計量器等の取付け

(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則とし

て，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付け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。

(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

64　通信設備等の施設

(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として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。

(2)　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。

(3) 給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。

イ 発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，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て施設いたします。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 需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

(4) 情報伝送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，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，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，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。

65 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ 44（託送供給等にともなう協力）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

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の

事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

66　電流制限器等の取付け

(1)　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。

(2)　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。

(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

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

(1)　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。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。

(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事

業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力 1 キロワットにつき	3,410 円 00 銭

ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け）または 64（通信設備等の施設）によって実費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。

(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(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。

(5)　工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，

標準設計工事費といたします。

(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。

(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) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（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) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備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，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノ

ンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

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。

(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

68　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受け

ます。

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

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長1メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長1メートルにつき	27,170円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　2以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から2以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値

といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

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

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

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	363 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお，標準電圧 30,000 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，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表 14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

また，標準電圧 30,000 ボルトまたは 60,000 ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額といたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 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 30,000 ボルトまたは 60,000 ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額といたします。

(c)　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，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に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。

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 30,000 ボルトまたは 60,000 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。

(ロ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

(ハ) 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 30,000 ボルトまたは 60,000 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) (2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(イ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ロ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ハ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス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

(ﾛ)　契約電力

(ﾊ)　契約電流

(ﾆ)　契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における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）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ロ)　65（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，65（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，62（引込線の接続），63（計量器等の取付け），64（通信設備等の施設）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。

(4)　工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，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。

(イ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した

貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備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。

(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，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。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(イ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合（特別高圧で供給する場合は，標準電圧 30,000 ボルトまたは 60,000 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

(1)イ(イ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ロ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(イ) a および(ロ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(イ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(イ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(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供給地点への供給設備の工事費負担金は，(1)，(2)，(3)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

(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受

けます。

なお，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）(4)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）(8)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。

(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が 5 パーセントをこえる場合

(ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　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）(2)（70〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が 5 パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ロ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使

用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4)　当社は，67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（74〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

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

(1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

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。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

(3) 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

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去す

る場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，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。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 分割接続供給の場合の臨時工事費は，(1)または(3)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。

(5) 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）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

74 工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

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

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

77 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

(1)　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。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の

軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

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。

(1)　77（調査）

(2)　78（調査等の委託）

(3)　79（調査に対する需要者の協力）

(4)　80（検査または工事の受託）

附　　則

1　実　施　期　日

この約款は，令和 8 年 11 月 1 日から実施いたします。

2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルト，交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1)　適 用 範 囲

イ　揚水発電設備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や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），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。）

(ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等

接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にし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。

(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c，(ハ) c，(ニ) c，(ホ) c，(ヘ) c，(ト) c，ロ(イ) c，(ロ) c，(ハ) c，ハ(イ) c，(ロ) c もしくは(ハ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ) c，(ニ) c，ロ(ハ)もしくはハ(ハ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(イ)または(ロ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，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）(4)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

(イ)　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，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。

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。

(a)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット

(b)　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。

(c)　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

(ﾛ)　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

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ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不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）(12)，(22)および(23)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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

(6) 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，(1)および(2)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）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，(1)および(2)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〕

(1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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。

(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，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。

(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備

から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であ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）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定

したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)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）(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。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　29（料金の算定期間）

(ロ)　33（料金の算定）

(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　35（料金その他の支払方法）

(ホ)　36（保証金）

(ヘ)　48（違約金）

(ト)　55（解約等）

ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，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。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　29（料金の算定期間）

(ロ)　33（料金の算定）

(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　35（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所について 1 系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために

取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようと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。

(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により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）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。

5　離島についての特別措置

(1)　系統連系受電サービス料金

電気事業法第 2 条第 1 項第 8 号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における

系統連系受電サービスの基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。

系統連系受電課金対象電力1キロワットにつき	127円60銭

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	67円24銭

(3)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	24円65銭

6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は,計量された発電量調整受電電力量,接続供給電力量,最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量

その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，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）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

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

(1)　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）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　1 発電場所において，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）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 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　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置

の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(イ)　軽負荷期（毎年4月1日から6月30日，9月1日から10月31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）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)

ロ(イ) c (a), (ロ) c (a), ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(イ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1 年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午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が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）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ)　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）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。

(ハ) 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）(4)の取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ニ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)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）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により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）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。

(ハ) 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）(2)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(ロ)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）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。

11 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）(1)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。

12　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）(2)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令和5年1月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和5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）(2)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。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（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。

(1)　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

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。

(2)　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

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

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

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

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

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（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。

(4)　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)もしくは(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ないときに適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用

してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条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。

(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，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

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

(ロ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

39（給電指令の実施等）(5)もしくは(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

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，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）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行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〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。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）(2)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

(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）(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。

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

（a）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39

（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

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

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)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）(2)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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)へによる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）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)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

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

(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,39(給電指令の実施等)(2)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）(2)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）(2)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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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)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）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

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

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

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

(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)ホによる出力抑制対象電力量
－ 39（給電指令の実施等）(2)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）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしく

は配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)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）(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，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）(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）(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

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

－ 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

(6)　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7)　解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 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)　発電量調整供給に係る料金は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バラ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。

(ﾊ)　当社は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 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）(2)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，(4)ニ(ロ)ｄ，(5)チおよび(5)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。

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14 Ｎ－1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等で

あって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。

(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。

15　系統連系受電サービス等についての特別措置

(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。

なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。

また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電して

いる電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合

(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。

発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比

ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。

当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 4 条の 2 第 2 項第 9 号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。）

なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。

また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。

ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(2)　(1)の場合で，特定契約または一時調達契約等に係る電力受給に関する契約における金銭債務が当該契約における金銭債務の支払期日を経過してなお支払われず，当該契約を解約したときは，受電地点において同一計量する発電量調整供給に係る発電契約者ま

たは発電者からの申出がない場合であっても，系統連系受電契約は消滅するものとし，また，すべての発電契約者の発電量調整供給契約を変更していただくものといたします。

なお，この場合には，当社は，その旨を発電契約者または発電者に通知いたします。

また，発電契約者と同一の者である発電者の場合は，当該発電契約者との発電量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

(3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が 10 キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10 キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット未満のとき。

22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。

ロ　低圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を 2 倍した値が 10 以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その 1 月の受電地点で記録型計量器により計量された 30 分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が 10 キロワット以上のとき。

(ｲ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10 キロワットを同時最大受電電力とみなします。

(ﾛ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力（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，令和6年3月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第9条第4項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第7条にもとづいて落札された発電設備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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。

(ロ) 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）(1)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〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。

b イの発電設備等が，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）(1)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〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。

なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。

(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）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する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(4)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）(3)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(4)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(4)ロ(イ) a および(4)ロ(ハ) a に準じて定め，(4)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)イに定める基本料金から 22（系統連系受電サービス）(3)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）(2)に定める契約超過金を申し受けます。

(6)　発電設備等に係る供給地点において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）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。

ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。

(ｲ) 当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。

(ﾛ) 当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。

(ﾊ) 当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約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）(5)または 55（解約等）(6)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。

(7) 令和 6 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表 2（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。

イ 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

振興局	対象となる市町村
石狩振興局	石狩市，恵庭市，江別市，北広島市，札幌市，千歳市
渡島総合振興局	七飯町，函館市，北斗市
後志総合振興局	岩内町，小樽市，倶知安町，余市町
空知総合振興局	赤平市，岩見沢市，滝川市，南幌町，美唄市，妹背牛町
上川総合振興局	旭川市
オホーツク総合振興局	網走市，北見市
胆振総合振興局	登別市
十勝総合振興局	音更町，帯広市
釧路総合振興局	釧路市，釧路町
根室振興局	根室市

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）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 およびＢ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2 を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

16　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。

(1)　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）(1)にかかわらず，それぞれ1月延期いたします。

(2)　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）(1)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。

(3)　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(2)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。

(4)　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。

(5)　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。

(6)　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）(1)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。

(7)　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（通信設備等の施設）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または実費相当額を申し受けません。

(8)　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，(2)または(6)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，(9)または(10)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，(2)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。

(9)　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，(2)または(6)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，(8)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)(12)に準じて接続送電サービス料金の調整を行ないます。

(10)　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，(2)または(6)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，(8)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）(13)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。

(11)　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，(3)または(6)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，(12)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，(3)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。

(12)　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，(3)または(6)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，(11)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）(14)に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。

(13)　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。

(14)　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）(1)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）(3)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。

17　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，令和8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）(1)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令和8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。

18　料金についての切替措置

令和8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令和8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

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器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　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100\ \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100\ \text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　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。

(2)　(1)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

(1)　系統設備効率化割引の対象変電所等

次の変電所等を系統設備効率化割引の対象変電所等といたします。

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ａ－1	渡島総合振興局	大野変電所，北七飯変電所，北斗変換所
Ａ－2	石狩振興局	恵庭変電所，北江別変電所，篠路変電所，苗穂変電所，西札幌変電所，西当別変電所，西野変電所，南九条変電所，南札幌変電所
	渡島総合振興局	上八雲開閉所，知内開閉所

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ａ－3	後志総合振興局	西小樽変電所，西双葉開閉所，双葉開閉所
	空知総合振興局	西滝川変電所，西奈井江開閉所
	上川総合振興局	旭川嵐山開閉所，旭川変電所，西旭川変電所
	胆振総合振興局	追分開閉所，苫小牧変電所，苫東厚真発電所，西伊達変電所，西室蘭開閉所，南早来変電所，室蘭変電所
Ｂ－1	石狩振興局	厚別変電所，大通変電所，大谷地変電所，北口変電所，北郷変電所，北三条変電所，札幌中央変電所，白石変電所，新琴似変電所，薄野変電所，桑園変電所，月寒変電所，豊平変電所，苗穂変電所，東美園変電所，幌北変電所，本町変電所，円山変電所，美香保変電所，美園変電所，南九条変電所，南札幌変電所，南三条変電所，元町変電所，元村変電所，山鼻変電所
	上川総合振興局	秋月変電所，旭川中央変電所，栄町変電所，新星変電所，近文変電所，忠和変電所
Ｂ－2	石狩振興局	美しが丘変電所，大麻変電所，上江別変電所，川沿変電所，恵南変電所，琴似変電所，尻苗変電所，澄川変電所，樽川変電所，千歳変電所，手稲変電所，砥山変電所，屯田変電所，西岡変電所，錦橋変電所，西札幌変電所，西野三条変電所，二十四軒変電所，野幌変電所，浜益変電所，平岡変電所，藤野変電所，前田変電所，真駒内変電所，宮の沢変電所，藻岩変電所，山の手変電所
	渡島総合振興局	相沼内変電所，石川変電所，磯谷川第二変電所，落部変電所，柏木変電所，鹿部変電所，東雲変電所，清水川変電所，末広変電所，中の橋変電所，七重浜変電所，函館変電所，東山変電所，福島変電所，八雲変電所，湯川変電所
	檜山振興局	厚沢部変電所，今金変電所，ピリカ変電所
	後志総合振興局	色内変電所，岩内変電所，小樽変電所，茅沼変電所，寒別変電所，倶知安変電所，国富変電所，昆布変電所，新光変電所，銭函変電所，富岡変電所，ニセコ変電所，比羅夫変電所，古平変電所，山田変電所，蘭越変電所，留産変電所

割引区分	振興局	割引対象変電所等
Ｂ－2	空知総合振興局	芦別変電所，岩見沢変電所，北村変電所，新十津川変電所，砂川変電所，滝川変電所，多度志変電所，奈井江変電所，西滝川変電所，二の坂変電所，沼田変電所，東岩見沢変電所，美唄変電所，深川変電所，南大夕張変電所，南清水沢変電所，南町変電所，美流渡変電所，茂尻変電所，妹背牛変電所，文珠変電所，夕張変電所，由仁変電所
	上川総合振興局	旭川変電所，安足間変電所，雨竜変電所，江卸変電所，金山変電所，上士別変電所，上富良野変電所，神居変電所，北の峰変電所，剣淵変電所，咲来変電所，三条変電所，鹿越変電所，士別変電所，占冠変電所，新旭川変電所，東光変電所，中川変電所，永山変電所，七条変電所，名寄変電所，美瑛変電所，東川変電所，富良野変電所，幌加内変電所，山部変電所
	留萌振興局	天塩変電所，羽幌変電所，増毛変電所，留萌変電所
	宗谷総合振興局	歌登変電所，枝幸変電所，声問変電所，猿払変電所，小頓別変電所，豊富変電所，浜頓別変電所，幌延変電所，曲渕変電所，稚内西変電所，稚内変電所
	オホーツク総合振興局	宇登呂変電所，興部変電所，北見変電所，清見変電所，潮見変電所，田端変電所
	胆振総合振興局	明野変電所，大岸変電所，祝津変電所，壮瞥変電所，伊達変電所，洞爺変電所，苫小牧中央変電所，苫小牧変電所，登別青葉変電所，東町変電所，幌別変電所，御崎変電所，緑町変電所，室蘭中央変電所，室蘭変電所，鷲別変電所
	日高振興局	厚賀変電所，浦河変電所，静内変電所，東静内変電所，平取変電所，三石変電所
	十勝総合振興局	帯広中央変電所，帯広変電所，広陽変電所，新得変電所，南郷変電所，西帯広変電所
	釧路総合振興局	愛国変電所，橋北変電所，釧路中央変電所，釧路変電所，湖畔変電所，星が浦変電所
	根室振興局	峰浜変電所，羅臼変電所

なお,系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価については,原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし,当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

(2) 系統設備効率化割引の割引区分の適用

イ (1)の割引区分は,10(契約の成立および契約期間)(1)により系統連系受電契約が成立したときの連系変電所等により適用いたします。

なお,連系変電所等については,原則として令和10年4月1日に見直しを行なうものとし,当該見直し後は原則として5年ごとに見直しを行なうものといたします。

ロ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に利用する変電所等に変更があった場合であっても,(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間に適用される割引区分は継続されるものといたします。

ハ (1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直し後に発電量調整供給を開始した場合であっても,(1)の割引区分は,イにより適用するものといたします。ただし,適用される22(系統連系受電サービス)(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

ニ 令和6年4月1日以降,受電地点を新たに設定する発電場所(発電設備等を新たに使用する場合に限ります。)または同一地点で発電設備等のすべての変更を行なう発電場所について,発電量調整供給の開始または変更以降,(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しを行なった場合における見直し後に適用する割引区分は,その次の(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間1回に限り,次のとおりといたします。ただし,適用される22(系統連系受電サービス)(3)ハ(ロ)の系統設備効率化割引単価は見直し後のものといたします。

見直し前の割引区分	見直し後の割引区分	適用される割引区分
Ａ－1	Ａ－1，Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－1
Ａ－2	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2，Ａ－3 または割引対象外	Ａ－2
Ａ－3	Ａ－1	Ａ－1
	Ａ－2	Ａ－2
	Ａ－3 または割引対象外	Ａ－3
Ｂ－1	Ｂ－1，Ｂ－2 または割引対象外	Ｂ－1
Ｂ－2	Ｂ－1	Ｂ－1
	Ｂ－2 または割引対象外	Ｂ－2

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)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。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

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

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　　力 （ワット）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
35 以下	—	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　3 相誘導電動機

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

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が 2 以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（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

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝ 最大定格1次入力（キロボルトアンペア）× 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（キロボルトアンペア）× 70パーセント

(5) そ の 他

イ (1)，(2)，(3)および(4)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

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ 離島平均燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ A × α

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

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，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。

(ｲ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾊ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

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。

(ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は,翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は,(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ハ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(イ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

(イ)　定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ)　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2)　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの 1 灯につき	4 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	9 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	1 銭 8 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	2 銭 5 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	4 銭 3 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	2 銭 1 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	1 銭 3 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	2 銭 5 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	1 銭 3 厘

(ロ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	0 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 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	7 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	7 厘

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

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	8 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	1厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

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

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。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パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(イ)　住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。

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

(2)　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が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，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。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2)　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画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，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画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)　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。

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

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

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。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	50 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。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，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。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

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

(ﾛ)　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，63（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

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

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

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 rowspan="2">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ごと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ごと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ごと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ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">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>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ごと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ごと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ごと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ごと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="3">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，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注 4）計画外作業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ごと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ごと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ごと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ごと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。

(1)　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 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

ハ　水 銀 灯

出　　力 （ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ 取付容量 （マイクロファラッド）	使用電圧 100 ボルト	50	75	75	100
	使用電圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3 相誘導電動機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電 動 機	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	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	2 極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
取付容量	4 極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
(マイクロファラッド)	6 極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，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。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済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。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず

技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2)　高圧または低圧電線路

イ　一 般 基 準

(ｲ)　電圧降下の限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧 / 区　域	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市　街　地	300	6	20
そ　の　他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ﾛ)　経 過 地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ)　電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a　架空電線路の施設が法令上認められない場合

b　技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c　既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ　架空電線路

(ｲ)　電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧または低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

高圧または低圧架空電線路の支持物は,鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ) 径　　間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	30　～　60

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保するため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

装柱 / 施設地域	低　圧 （メートル）	高　圧 （メートル）	高低圧併架 （メートル）
市　街　地	10　12	13　15	13　15
そ　の　他	10　12	13　15	13　15

(ホ) が い し

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

使用箇所 / 電　圧		引 通 箇 所	引 留 箇 所
低圧	本　線	がいしレスラック	
	引込線	ＤＶグリップ	
高　　圧		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし ポリマーがいし

(ﾍ)　装　　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ﾄ)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

開閉器の容量（アンペア）	
300	600

(ﾁ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

(b)　低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類／種別	銅線		アルミ線
	単線 (導体径　ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)
低圧絶縁電線	4　5	38　60	32　58　95
低圧引込用絶縁電線	2.6　3.2	14　22　38　60 100	―
高圧絶縁電線	5	38　60　125	32　58　95　200

(リ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。

なお，3相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5　10　20　30　50　75　100

(ヌ)　特殊地域の施設

a　塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c　雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ハ　地中電線路

(イ)　電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は,原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

(ロ)　地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

(ハ)　ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，

特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

(b)　低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類／種別	銅線（導体断面積　平方ミリメートル）	アルミ線（導体断面積　平方ミリメートル）
低圧ケーブル	14　22　38　60　100　150　200　250	―
高圧ケーブル	38　60　100　150　200　250　325　400	100　150　250　325　400　500

(ニ)　地上設置機器の施設

使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。

機器名	使用目的
多回路配電塔	高圧幹線の連系，変圧器塔への供給
変圧器塔	低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給
低圧引込分岐装置	低圧のお客さまへの供給

(3)　特別高圧電線路

イ　一般基準

(イ)　電圧降下の限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公　称　電　圧 （キロボルト）	電圧降下の限度 （キロボルト）
22	2
33	3
66	6

(ロ)　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。

(ハ)　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。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，その他の方法によります。

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　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。

c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。

(ロ)　支 持 物

a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。

b　95平方ミリメートル鋼心アルミより線1回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。

c　公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ)　径　　間

特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施 設 地 域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

250 ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚　損　区　分		A	B	C	D	E
塩分付着密度 （ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公　　称 電　　圧 （キロボルト）	22 33 66	2 3 5	2 3 5	2 3 6	3 3 7	3 4 9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ)　装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公　　称 電　　圧 （キロボルト）	標準がいし 個　　数 （個）	標準絶縁 間　　隔 （ミリメートル）	最小絶縁 間　　隔 （ミリメートル）	ジャンパーと 腕金との間隔 （ミリメートル）
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ)　電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食

のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積 (平方ミリメートル)	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬アルミ	アルミ覆鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ロ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積 (平方ミリメートル)	アルミ線公称断面積 (平方ミリメートル)
60　80　100　150	95　120

(ト)　地上高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ロ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，8 メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合

(チ)　架空地線

a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。

(a)　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合

(b)　腐食のおそれがある場合

(c)　その他特別の事情がある場合

なお,その太さは,電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。

公称断面積 (平方ミリメートル)	より線構成 素線数／素線径 (ミリメートル)
70	7／3.5
90	7／4.0

c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。

(リ)　電力線搬送用ラインドラップの施設

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ラインドラップを分岐側に施設いたします。

(ヌ)　そ の 他

a　(ロ)cにより施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。

b　(ロ)cにより施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。

ハ　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，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。

a　重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。

b　当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。

(ロ)　ケーブルの種類および太さ

a　ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧（キロボルト）	公称断面積（平方ミリメートル）
22・33	60　100　150　200　250
66	80　100　150　200　250　325　400

(ハ)　避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

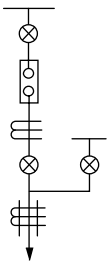
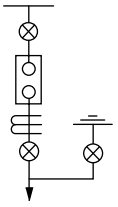
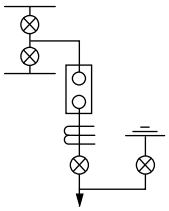
(4)　変 電 設 備

イ　一 般 基 準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結 線 法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区　分		結　線　法	機　器　名	台　数	備　考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　台 2　台 2　台 1　台 1　式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　台 3　台 2　台 1　台 1　式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は1台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1　台 2　台 3　台 1　式	1台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	2重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1　台 3　台 3　台 1　式	1台は接地装置付

（凡　例）

しゃ断器	断　路　器	接地装置	変　流　器	零相変流器

ハ　しゃ断器

(ｲ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　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，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　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，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配 電 盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線保護継電器を取り付けます。

(5)　保安通信設備

イ　保安通信用電話設備

(イ)　一般基準

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として1回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は，当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共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，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケ

ーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないことといたします。

(b) 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c) 伝送容量は，必要最小限といたします。

(ハ) 地中通信線路

a 通信線路の施設

地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。

b 通信線の種類

(ロ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。

c 搬送端局装置

(ロ) c に準じます。

(ニ) 光ファイバ複合架空地線

a 通信線路の施設

光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3) ロ(チ)に準じます。

b 通信線の種類

架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。

なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c 搬送端局装置

(a) 搬送端局装置を設置することといたします。

(b) 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c) 伝送容量は，必要最小限といたします。

(ホ) 電力線搬送

a 結合方式

電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。

なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を使用いたします。

b 搬送端局装置

(a) 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(b) 伝送容量は，必要最小限といたします。

ロ　電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は,系統保護用設備等を施設するものとし,イの基準を準用いたします。

ハ　保 安 装 置

保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。

15　スポットネットワーク方式の工事費の算式

70（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(イ)a(c)の工事費の算定は，次の算式によります。

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

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

70(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)ロ(イ)a(b)の工事費単価 ×｛ 100パーセント ＋ 20パーセント ×（利用回線数 － 1)｝

託送供給等約款別冊

系 統 連 系 技 術 要 件

令和８年11月１日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1

2　適用の範囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2

5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2

6　力　　率 …… 3

7　高　調　波 …… 3

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4

10　不要解列の防止 …… 4

11　保護装置の設置 …… 7

12　保護装置の設置場所 …… 8

13　解列箇所 …… 8

14　保護リレーの設置相数 …… 9

15　発電機運転制御装置の付加 …… 9

16　接地方式 …… 9

17　直流流出防止変圧器の設置 …… 9

18　電圧変動 …… 10

19　短絡容量 …… 12

20　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12

21　発電設備等の種類 …… 12

22　サイバーセキュリティ対策 …… 12

23　発電機諸元 …… 13

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

24　力　　率 …… 15

25　保護装置等の設置 …… 15

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

26　電　気　方　式 …… 16
27　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 16
28　力　　率 …… 17
29　高　　調　　波 …… 17
30　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 17
31　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 18
32　不要解列の防止 …… 18
33　保護装置の設置 …… 20
34　保護装置の設置場所 …… 22
35　解　列　箇　所 …… 22
36　保護リレーの設置相数 …… 22
37　自動負荷制限 …… 22
38　線路無電圧確認装置の設置 …… 23
39　発電機運転制御装置の付加 …… 23
40　接　地　方　式 …… 24
41　直流流出防止変圧器の設置 …… 24
42　電　圧　変　動 …… 24
43　短　絡　容　量 …… 26
44　発電機定数・諸元 …… 27
45　昇圧用変圧器 …… 29
46　連　絡　体　制 …… 30
47　バンク逆潮流の制限 …… 30
48　サイバーセキュリティ対策 …… 30

Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

49　電　気　方　式 …… 31
50　力　　率 …… 31
51　高　　調　　波 …… 31
52　電圧変動対策 …… 32
53　保護装置等の設置 …… 32
54　サイバーセキュリティ対策 …… 33

Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

55　電　気　方　式 …… 34
56　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 34
57　力　　率 …… 35
58　高　　調　　波 …… 35
59　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 35
60　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 36
61　不要解列の防止 …… 36
62　保護装置の設置 …… 38
63　再 閉 路 方 式 …… 42
64　保護装置の設置場所 …… 42
65　解　列　箇　所 …… 42
66　保護リレーの設置相数 …… 43
67　自動負荷制限および発電抑制 …… 43
68　線路無電圧確認装置の設置 …… 44
69　発電機運転制御装置の付加 …… 44
70　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 48
71　直流流出防止変圧器の設置 …… 49
72　電　圧　変　動 …… 49
73　出　力　変　動 …… 50
74　短絡電流および地絡電流対策 …… 51
75　発電機定数・諸元 …… 51
76　昇圧用変圧器 …… 56
77　連　絡　体　制 …… 57
78　電気現象記録装置 …… 59
79　サイバーセキュリティ対策 …… 59

Ⅳ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

80　電　気　方　式 …… 59
81　力　　率 …… 59
82　高　　調　　波 …… 59
83　電圧フリッカ …… 61
84　電 圧 不 平 衡 …… 61

85　電圧変動対策 …… 61
86　保　護　協　調 …… 61
87　保護装置の設置 …… 62
88　連　絡　体　制 …… 62
89　サイバーセキュリティ対策 …… 63

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）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

2　適 用 の 範 囲

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。ただし，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。

なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。

また，33kV スポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。

3　協　　議

この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，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　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

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・三相 3 線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮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

(1)　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は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

ロ　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz 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は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

(2)　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＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島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%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うえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%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%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，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発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，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%以下，バイオマス発電設備については多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。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 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

10　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

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，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。

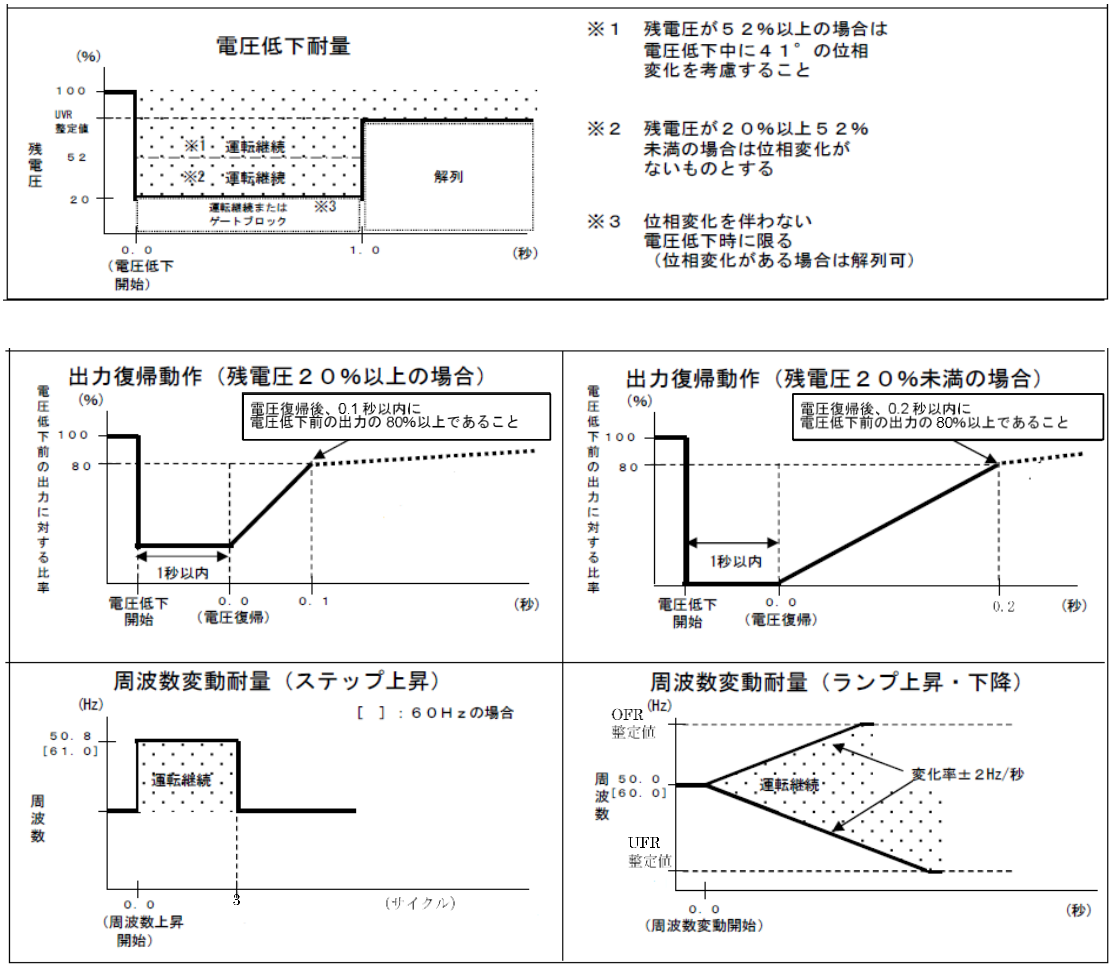
表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

※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）を除く

<table>
<tr><th colspan="3" rowspan="2">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th>周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th>残電圧 20%以上
（運転継続）</th><th>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</th><th>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</th><th>50Hz 系統</th></tr>
<tr><td rowspan="2">単相</td><td rowspan="2">複数直流入力システム</td><td>太陽光
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，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。）</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，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。）</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池
＋蓄電池

ガスエンジン＋蓄電池</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%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%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%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td>風力</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%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%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%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列す

るための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー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，これにより代用できるものといたします。

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。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，25（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　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と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

12　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

13　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所 2 箇所

(2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

14　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2)　不足電圧リレー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，三相 3 線式については 3 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1 相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。

ロ　不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

15　発電機運転制御装置の付加

周波数調整のための出力低下防止機能として，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 48.5Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 48.5Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%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や，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。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

18 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値(標準電圧100Vに対しては101±6V,標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があります。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します。ただし，系統側の電圧が電圧上限値に近い場合，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場合は，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します。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ときは，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。

イ 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%～100%〔1%刻み〕）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。

ロ 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値 95%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%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値を指定する場合には，力率値を変更すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有する

ものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこ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%をこ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や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3)　電圧フリッカ対策

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や出力変動，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，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化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，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や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，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

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や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。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

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遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

20 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等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遮断器を設置していただきます。

21 発電設備等の種類

逆潮流ありの連系とすることができる発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない場合でも，逆変換装置を用いた連系の場合と同等の単独運転検出および解列ができ，他の需要家へ影響を及ぼすおそれがない場合に限り，逆潮流ありの連系とすることができます。

22 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。

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すみやかな異常の除去，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。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名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。

23　発 電 機 諸 元

当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，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ーの有無
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。

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

24　力　　率

(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については 90%以上，その他の供給地点については 85%以上に保持していただきます。

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

なお,進相用コンデンサは,託送供給等約款別表 13(進相用コンデンサ取付容量基準)を基準として取り付けていただきます。

25　保護装置等の設置

(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷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

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

26　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

27　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数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は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

ロ　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz 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は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

(2)　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＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島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。

28 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

29 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%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，51（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

30 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（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発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，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%以下，バイオマス発電設備については多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。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。

31　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

32　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，53（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常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，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

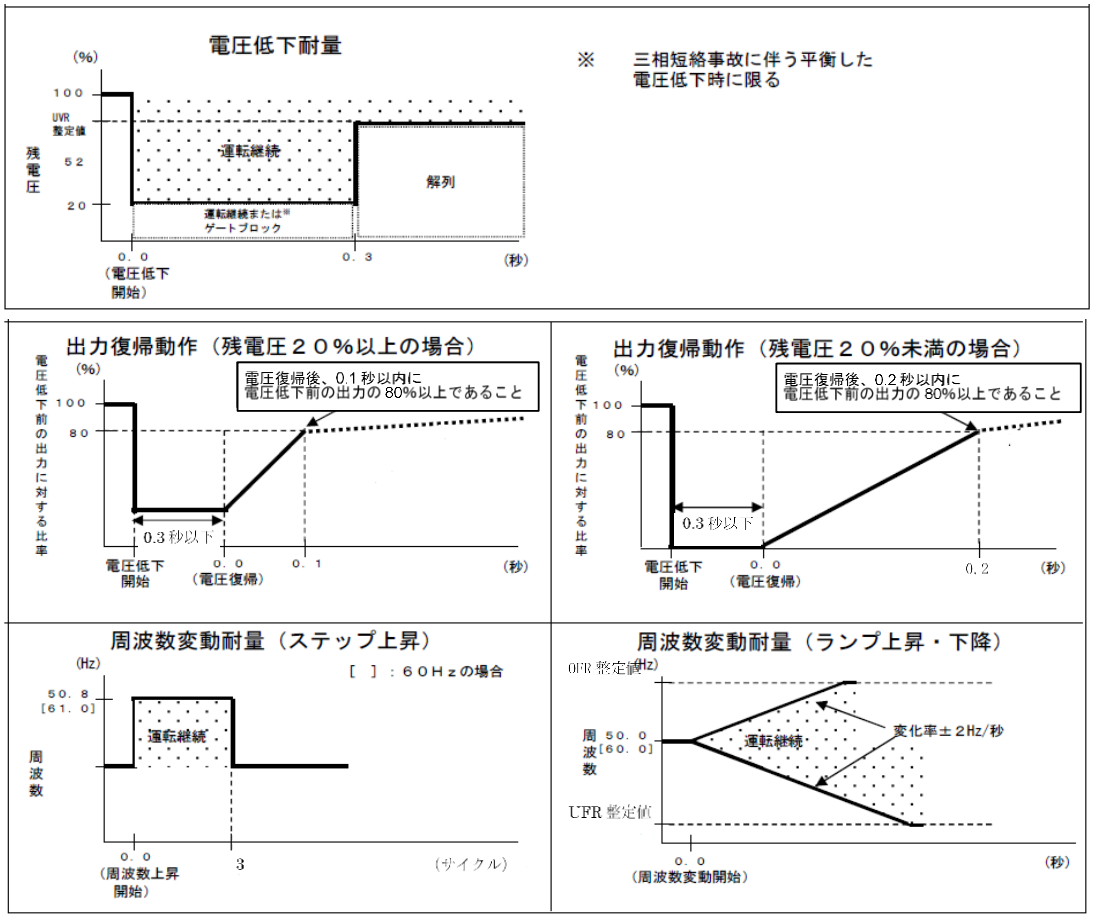
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅲ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

<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%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単
相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">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%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%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%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</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%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，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%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%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</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%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%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%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</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%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%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%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

※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く



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

33　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機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。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略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出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合で，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，その出力容量が10kW以下のとき。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，53（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　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，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1方式以上を含みます。）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，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

(6)　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にて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それぞれ1方式以上を含みます。）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，系統連系規程によるものといたします。

34 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

35 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電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遮断装置として適用することはできません。

36 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

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

(3) 短絡方向リレーは3相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，2相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは3相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，1相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは2相設置とすること。

37 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある

場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

38　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用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

(2)　転送遮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，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）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，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮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場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

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るものといたします。

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 系列目を兼用できるものといたします。

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 系列目を兼用できるものといたします。

39　発電機運転制御装置の付加

周波数調整のための出力低下防止機能として，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 48.5Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 48.5Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%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や，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。

40 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。

41 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。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

42 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値(標準電圧100Vに対しては101±6V,標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行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や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する，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するが，高圧配電線等の系統状況により個別に力率値を指定する場合には，力率値を変更すること。

この自動電圧調整の手段としては,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 方式等から選択すること。

(イ) 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。

(ﾛ) 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。

(ﾊ) 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は，有効電力を減ずることで電圧上昇を抑制するとともに受電点の力率を所定力率に調整する。

(ﾆ) PCS の力率一定制御（80%～100%〔1%刻み〕，進相または遅相運転）または SVC の制御等により，受電点の力率を所定力率に調整する。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ 同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）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%をこ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%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

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

ト 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこ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。

(3) 電圧フリッカ対策

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や出力変動，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，

次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化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，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や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，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。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や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，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合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，能動信号の変動量や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。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

43 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

44　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また,当社の求めに応じて,表Ⅲ－2(当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元)の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，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ーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

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。

45 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

46 連 絡 体 制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ 停電時においても通話可能なものであること。

ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

47 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側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，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。

48 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，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの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。

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すみやかな異常の除去，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。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ－2 需要設備の連系に必要な技術要件

49 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（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

50 力 率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

51 高 調 波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1) 対象となる需要者

イ 設置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，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

ロ イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

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の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ 高調波流出電流は，高調波発生機器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。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，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。

表Ⅲ－3 1kW あたりの高調波流出電流上限値 （単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

52 電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

53 保護装置等の設置

(1) 需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷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

54　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　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

55　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

56　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下

ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上

周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz までは連続して運転が可能なものとしていただきます。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2秒以上)。

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正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＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島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。

57 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%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，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

58 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%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，82（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

59 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（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発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，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%以下，バイオマス発電設備については多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。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。

60　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

61　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて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，86（保護協調）および 87（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常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場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

<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%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

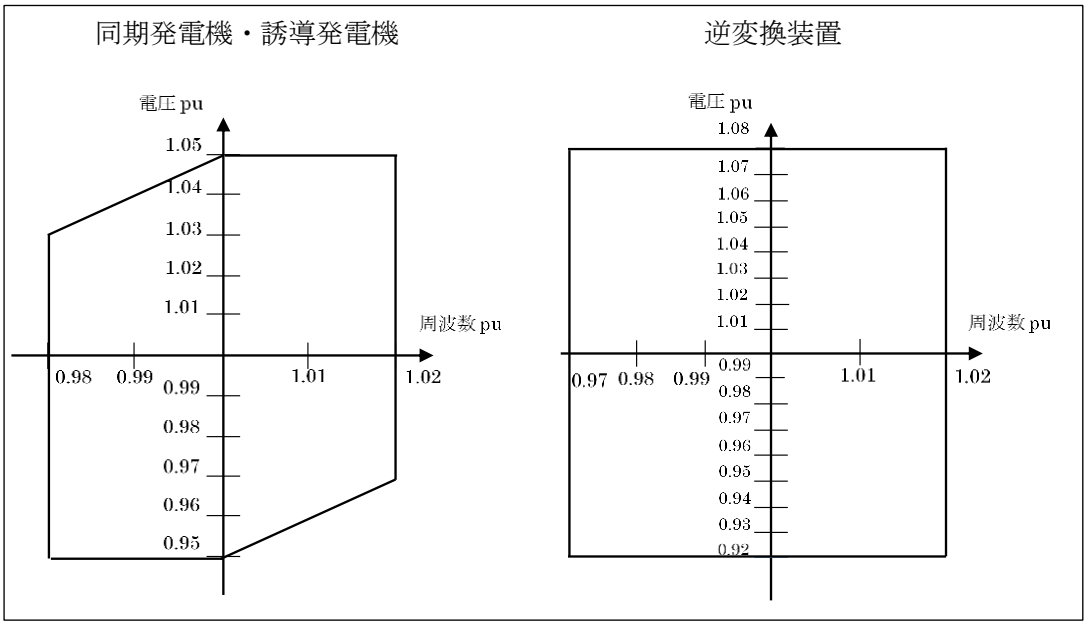
なお，運転を継続する周波数の範囲については 56（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）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。

また，これをこ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。

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



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，56（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

62　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレー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できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお,必要に応じ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。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備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。ただし，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すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用する

ことができます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じ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。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，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。

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

(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遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー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%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，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遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧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

発電設備等をすみ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。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

イ　母 線 事 故

構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため，母線保護リレー等を設置していただきます。

ロ　変圧器事故

変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため，変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

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，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7)　そ　の　他

受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。

なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">連系設備</th><th rowspan="2">電圧階級
(kV)</th><th rowspan="2">保護種別</th><th rowspan="2">系列数</th><th colspan="2">系統連系希望者側</th><th colspan="2">当 社 電 気 所 側</th></tr>
<tr><th>短　絡</th><th>地　絡</th><th>短　絡</th><th>地　絡</th></tr>
<tr><td rowspan="6">1回線</td><td rowspan="2">専用引出
※1</td><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>66</td><td>主保護</td><td>1</td><td>短絡方向リレー
(距離リレー※2)</td><td>地絡過電圧リレー</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td></tr>
<tr><td rowspan="4">分岐
※1</td><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">方向比較リレー(受信専用)</td><td colspan="2">方向比較付距離リレー</td></tr>
<tr><td>66</td><td>主保護</td><td>1</td><td>短絡方向リレー
(距離リレー※2)</td><td rowspan="2">地絡過電圧リレー</td><td>距離リレー</td><td rowspan="2">地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td></tr>
<tr><td>33</td><td>主保護</td><td>1</td><td>過電流リレー</td><td>過電流リレー</td></tr>
<tr><td rowspan="8">2回線</td><td rowspan="4">専用引出
※1</td><td rowspan="2">275
※3</td><td>主保護</td><td rowspan="2">2</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">187</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">方向比較付距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">66</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">回線選択リレー
(PCM 電流差動リレー※4)</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="4">分岐
※1</td><td rowspan="2">187
※3</td><td>主保護</td><td rowspan="2">2</td><td colspan="2">PCM 電流差動リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td colspan="2">距離リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td rowspan="2">66</td><td>主保護</td><td rowspan="2">1</td><td colspan="2">回線選択リレー
(PCM 電流差動リレー※4)</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
<tr><td>後備保護</td><td>距離リレー</td><td>地絡方向リレー,
地絡過電圧リレー</td><td colspan="2">同　左</td></tr>
</table>

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM 電流差動リレー／距離リレー）2 系列といたします。
※4　PCM 電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

63 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。

なお,受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275，187	1回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1 線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66，33kV の項参照）
	2回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行 2 回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66，33kV の項参照）
66，33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

64 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

65 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電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遮断装置として適用することはできません。

66　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー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。

(2)　過電圧リレー，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1相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは2相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

67　自動負荷制限および発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また,系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合,または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制もしくは発電遮断または発電増出力（揚水遮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。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる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。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持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 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

68　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することといたします。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，遮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。

なお，2 系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

(1)　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

(2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

(3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

69　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備，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，次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。）

(イ)　ガバナフリー（GF）運転機能

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〔GF〕運転）する機能を具備す

ること。

(ロ) LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

(ハ) 周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hz をこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

(ニ) EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

(ホ) 出力低下防止機能

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60MW未満のコージェネレーションを除きます。）は，周波数48.5Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数48.5Hz以下については，1Hz低下するごとに5%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や，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。

なお，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な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く。〕の性能）に示す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。

表Ⅳ－4　具体的な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く。）の性能

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

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下，「GT および GTCC」といいます。）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%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は別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理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。停止により対応する発電設備の場合は，この限りではない。

※5　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。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。
※8　59（需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制）による。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC 指令値および LFC 指令値等）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／除外等）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）

(イ)　ガバナフリー（GF）運転機能

水車の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〔GF〕運転）する機能を具備すること。

(ロ)　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

(ハ)　周波数変動補償機能

標準周波数から当社が指定する閾値をこえた場合，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る。

(ニ)　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－5（具体的な揚水発電設備〔発電方向〕の性能）に示す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。

表Ⅳ－5　具体的な揚水発電設備（発電方向）の性能

	発電機定格出力	10MW 以上
機能・仕様等	GF 調定率	5%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%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%／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%／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%／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 指令値および LFC 指令値等）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／除外等）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

イ　187kV 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 110kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

70　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用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。

71　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。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

72　電　圧　変　動

(1)　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%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。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

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　二次励磁制御巻線形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%程度をこ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%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正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や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(イ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ロ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等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。

［対策要否の判定基準例］

受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

(3)　そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

73 出　力　変　動

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1)　太陽光発電設備の場合

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。

(2)　風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。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，表Ⅳ－6（具体的な太陽光発電設備または風力発電の性能）の範囲で当社から指定する値とします。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。

表Ⅳ－6（具体的な太陽光発電設備または風力発電の性能）

	定格出力合計	2MW 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％
	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%到達にて出力変化の完了とする）
	不感帯	±0.1Hz 以下
	リザーブ量 （出力変化幅）※	0～10％（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。

74　短絡電流および地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は,短絡電流および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。

75　発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，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。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－7（標準的な火力発電機の

定数）に示す項目といたします。

表Ⅳ－7　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　(Xd’)	21　～　34　(%) ※（不飽和値）
直軸初期過渡リアクタンス（Xd”）	14　～　28　(%) ※（不飽和値）
直軸同期リアクタンス　(Xd)	150　～　230　(%) ※
直軸開路時定数　(Tdo’)	5.0　～　10.0　(sec)
直軸初期開路時定数　(Tdo”)	0.03　～　0.10　(sec)
単位慣性定数　(2H)	7　～　20　(kW･sec／kVA)

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－8（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－8　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス

電源種	設　備	諸　元
共　通	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（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　力	発電プラント 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（kW/(m^3/s)）

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ーの有無
		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

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。

76 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，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。

77 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備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，33kV 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 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(イ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン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，表Ⅳ－9（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。

表Ⅳ－9　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テ レ メ ー タ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力または太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力または太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

78　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

79　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,電気事業法にもとづき,電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの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。

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すみやかな異常の除去，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。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件

80　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（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

81　力　　率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

82　高　調　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑

制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置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，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

(イ)　22kV または 33kV の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 300kVA をこえる場合

(ロ)　66kV 以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA をこえる場合

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

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の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器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。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－10（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は,(2)の高調波流出電流が,(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には,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。

表Ⅳ－10　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.20	0.14	0.09	0.08	0.06	0.05	0.04	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

83　電圧フリッカ

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として 1 時間分の ΔV_{10} 値（1 分データ）の 4 番目最大値が 0.45V 以下となるようにしていただきます。

84　電圧不平衡

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では,電圧不平衡により逆相電流が発生し,過熱する場合があるため，電圧不平衡率が 3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

85　電圧変動対策

受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施していただきます。

86　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，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。

(1)　構内設備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，構内設備を当該系統から遮断すること。

(2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。

(3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。

87　保護装置の設置

(1)　構内設備故障対策

構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。

なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。

また，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

(2)　系統側事故対策

常時2回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。

なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。

88　連　絡　体　制

(1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要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，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合で，

かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。

イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

(2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－11（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。

なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。

表Ⅳ－11　系統運用上必要な情報

情報種別	情報内容※1
スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2
テ　レ　メ　ー　タ	供給地点の有効電力

※1　表中に記載されていないものについては別途協議

※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。

89　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

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

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，令和８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うとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
令和８年10月１日実施	令和８年11月１日実施
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道電力ネットワーク株式会社

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 13
10　契約の成立および契約期間 …… 20
11　託送供給等の開始 …… 21
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 22
13　電気方式，電圧および周波数 …… 22
14　発電場所および需要場所 …… 24
15　供給および契約の単位 …… 26
16　承　諾　の　限　界 …… 29
17　契　約　書　の　作　成 …… 30

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 31
19　接続送電サービス …… 32
20　臨時接続送電サービス …… 57
21　予備送電サービス …… 66
22　系統連系受電サービス …… 68
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 72
24　接続対象計画差対応電力 …… 73
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 74
26　給電指令時補給電力 …… 75

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の届出および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 13
10　契約の成立および契約期間 …… 20
11　託送供給等の開始 …… 21
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 22
13　電気方式，電圧および周波数 …… 22
14　発電場所および需要場所 …… 24
15　供給および契約の単位 …… 26
16　承　諾　の　限　界 …… 29
17　契　約　書　の　作　成 …… 30

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 31
19　接続送電サービス …… 32
20　臨時接続送電サービス …… 57
21　予備送電サービス …… 66
22　系統連系受電サービス …… 68
23　発電量調整受電計画差対応電力 …… 72
24　接続対象計画差対応電力 …… 73
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 74
26　給電指令時補給電力 …… 75

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
27　料金の適用開始の時期 …… 77	27　料金の適用開始の時期 …… 77
28　検　針　日 …… 77	28　検　針　日 …… 77
29　料金の算定期間 …… 78	29　料金の算定期間 …… 78
30　計　量 …… 79	30　計　量 …… 79
31　電力および電力量の算定 …… 81	31　電力および電力量の算定 …… 81
32　損　失　率 …… 103	32　損　失　率 …… 103
33　料金の算定 …… 103	33　料金の算定 …… 103
34　支払義務の発生および支払期日 …… 107	34　支払義務の発生および支払期日 …… 107
35　料金その他の支払方法 …… 109	35　料金その他の支払方法 …… 109
36　保　証　金 …… 113	36　保　証　金 …… 113
37　連帯責任 …… 115	37　連帯責任 …… 115
Ⅴ　供　給	**Ⅴ　供　給**
38　託送供給等の実施 …… 116	38　託送供給等の実施 …… 116
39　給電指令の実施等 …… 119	39　給電指令の実施等 …… 119
40　適正契約の保持等 …… 121	40　適正契約の保持等 …… 121
41　契約超過金 …… 122	41　契約超過金 …… 122
42　力率の保持 …… 125	42　力率の保持 …… 125
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 …… 125	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 …… 125
44　託送供給等にともなう協力 …… 126	44　託送供給等にともなう協力 …… 126
45　託送供給等の停止 …… 127	45　託送供給等の停止 …… 127
46　託送供給等の停止の解除 …… 128	46　託送供給等の停止の解除 …… 128
47　託送供給等の停止期間中の料金 …… 128	47　託送供給等の停止期間中の料金 …… 128
48　違　約　金 …… 128	48　違　約　金 …… 128
49　損害賠償の免責 …… 129	49　損害賠償の免責 …… 129
50　設備の賠償 …… 129	50　設備の賠償 …… 129
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
51　契約の変更 …… 131	51　契約の変更 …… 131
52　名義の変更 …… 134	52　名義の変更 …… 134
53　契約の廃止 …… 134	53　契約の廃止 …… 134
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 …… 136	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 …… 136
55　解　約　等 …… 140	55　解　約　等 …… 140
56　契約消滅後の債権債務関係 …… 142	56　契約消滅後の債権債務関係 …… 142

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**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 …… 143	57　受電地点，供給地点および施設 …… 143
58　架 空 引 込 線 …… 144	58　架 空 引 込 線 …… 144
59　地 中 引 込 線 …… 145	59　地 中 引 込 線 …… 145
60　連接引込線等 …… 146	60　連接引込線等 …… 146
61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 147	61　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 147
62　引込線の接続 …… 147	62　引込線の接続 …… 147
63　計量器等の取付け …… 147	63　計量器等の取付け …… 147
64　通信設備等の施設 …… 148	64　通信設備等の施設 …… 148
65　専用供給設備 …… 149	65　専用供給設備 …… 149
66　電流制限器等の取付け …… 150	66　電流制限器等の取付け …… 150
Ⅷ　工事費の負担	**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 …… 151	67　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 151
68　受電用計量器等の工事費負担金 …… 154	68　受電用計量器等の工事費負担金 …… 154
69　会社間連系設備の工事費負担金 …… 155	69　会社間連系設備の工事費負担金 …… 155
70　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 155	70　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 155
71　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 162	71　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 162
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 … 164	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 … 164
73　臨 時 工 事 費 …… 165	73　臨 時 工 事 費 …… 165
74　工事費等に関する契約書の作成 …… 166	74　工事費等に関する契約書の作成 …… 166
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
75　保 安 の 責 任 …… 167	75　保 安 の 責 任 …… 167
76　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 167	76　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 167
77　調　　査 …… 167	77　調　　査 …… 167
78　調査等の委託 …… 168	78　調査等の委託 …… 168
79　調査に対する需要者の協力 …… 168	79　調査に対する需要者の協力 …… 168
80　検査または工事の受託 …… 168	80　検査または工事の受託 …… 168
81　自家用電気工作物 …… 169	81　自家用電気工作物 …… 169
附　　則 …… 170	**附　　則** …… 170
別　　表 …… 229	**別　　表** …… 227

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
Ⅰ 総 則	**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。 (1) 託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ 接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）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。 (2) 電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ 発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，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。	**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。 (1) 託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ 接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）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。 (2) 電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ 発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，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。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
２　託送供給等約款の認可および変更	**２　託送供給等約款の届出および変更**
(1)　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。	(1)　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。
(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。	(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。
３　定　　義	**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。	次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，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。	(1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，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。
(2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。	(2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。
(3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。	(3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。
(4)　発　電　者 小売電気事業，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。	(4)　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。
(5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。	(5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。
(6)　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。	(6)　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。
(7)　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。	(7)　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。
(8)　特別高圧 標準電圧30,000ボルト以上の電圧をいいます。	(8)　特別高圧 標準電圧30,000ボルト以上の電圧をいいます。
(9)　受電地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。	(9)　受電地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。
(10)　発電場所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。	(10)　発電場所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。
(11)　供給地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。	(11)　供給地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。
(12)　需要場所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。	(12)　需要場所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。
(13)　会社間連系点 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。	(13)　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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(14) 中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(14) 中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(15) 地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。	(15) 地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。
(16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	(16) 発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。
(17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17) 発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18) 発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19) 発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20) 接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(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。	(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。	(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。	(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。	(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。	(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。	(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。	(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。	(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。	(29) 需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(30) 需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。
(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35)　契 約 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。	(35)　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。
(36)　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。	(36)　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。
(37)　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。	(37)　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。
(38)　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。	(38)　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。
(39)　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。	(39)　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。
(40)　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。	(40)　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。
(41)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)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）(21)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。	(41)　発電バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(20)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）(21)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。
(42)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める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）(23)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。	(42)　需要バランシンググループ 31（電力および電力量の算定）(22)に定める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）(23)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。
(43)　需要抑制バランシンググループ	(43)　需要抑制バランシンググループ

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
31（電力および電力量の算定）(24)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。	31（電力および電力量の算定）(24)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。
(44) 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。	(44) 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。
(45) 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。	(45) 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。
(46) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(46) 動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(47) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(47) 契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(48) 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。	(48) 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。
(49) 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。	(49) 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。
(50) 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。	(50) 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。
(51) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。	(51) 給 電 指 令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。
(52) 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。	(52) 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。
(53) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。	(53) 夜 間 時 間 昼間時間以外の時間をいいます。
(54) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。	(54) 貿 易 統 計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。
(55) 離島平均燃料価格算定期間	(55) 離島平均燃料価格算定期間

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。
4　代表契約者の選任 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	**4　代表契約者の選任** 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
5　託送供給等に関する取扱い 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。	**5　託送供給等に関する取扱い** 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。
6　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2)　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。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。	**6　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 (2)　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。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，同時最大受電電力，最大連系電力等，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。	(4)　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。
(5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。	(5)　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。
(6)　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。	(6)　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。	**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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
Ⅲ 料　　金	**Ⅲ 料　　金**
18 料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。ただし，分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(12)，(13)または(14)にもとづき料金の調整を行ないます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)，(ヘ)または(ト)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (イ) 検 針 日 (ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(27)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ) 31（電力および電力量の算定）(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 (ト) 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)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (イ) 検 針 日	**18 料　　金** 料金は，次のとおりといたします。 (1) 契約者に係る料金 イ 契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ 日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。ただし，分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(12)，(13)または(14)にもとづき料金の調整を行ないます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)，(ヘ)または(ト)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「供給側料金算定日」といいます。）を合計して算定いたします。 (イ) 検 針 日 (ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(27)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ) 31（電力および電力量の算定）(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 (ト) 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)，(ハ)または(ニ)に定める日（以下「受電側料金算定日」といいます。）に算定いたします。 (イ) 検 針 日

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ﾛ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日	(ﾛ)　28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日
(ﾊ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）	(ﾊ)　発電契約者が受電地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その受電地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）
(ﾆ)　31（電力および電力量の算定）(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。	(ﾆ)　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。
(4)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(4)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス	**19　接続送電サービス**
(1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。	(1)　適 用 範 囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。
(2)　接続送電サービス契約電力等 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）(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。	(2)　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）(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。	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。
(ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	(ｲ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。
a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	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。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
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。
(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。	(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
(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。	(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。）または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(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。）または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器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。	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。	(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。	(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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(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。	(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。	(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。	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）(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。	b　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使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。 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。	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使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。 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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 なお，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 また，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときは，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 なお，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，51（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。 また，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときは，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	(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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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。	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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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	(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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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。	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，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，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。
(3)　接続送電サービス料金	(3)　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき ２ 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき ２ 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
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）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。	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）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	イ　低圧で供給する場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス	(イ)　電灯定額接続送電サービス
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，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。	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	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。	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	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。	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	d　接続送電サービス料金

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）

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

(a) 電灯料金

i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	44 円 43 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	88 円 87 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	177 円 73 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	266 円 60 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	444 円 33 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	222 円 17 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	132 円 72 銭

変更後（令和８年11月１日実施）

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

(a) 電灯料金

i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	51 円 91 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	103 円 82 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	207 円 64 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	311 円 45 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	519 円 10 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	259 円 55 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	155 円 05 銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）		変更後（令和８年11月１日実施）	
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	265円43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	310円09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	132円72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	155円05銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
e　その他	e　その他
(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。	(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。
(b)　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。	(b)　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	(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　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。	(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。	(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。	(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。	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	c　接続送電サービス料金

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	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	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　295円90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　477円40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　(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	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
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　236円50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　381円70銭
ただし，(2)イ(ロ)ａ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，(2)イ(ロ)ａ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　118円25銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　190円85銭
接続送電サービス契約電流15アンペア　354円75銭	接続送電サービス契約電流15アンペア　572円55銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	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　8円24銭	１キロワット時につき　8円24銭
(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス	(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス
ａ　適用範囲	ａ　適用範囲

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(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。	(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	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）(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。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	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	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　295円90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　477円40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　(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	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
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　236円50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　381円70銭
ただし，(2)イ(ﾛ) a 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，(2)イ(ﾛ) a 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　118円25銭	接続送電サービス契約電流５アンペア　190円85銭
接続送電サービス契約電流15アンペア　354円75銭	接続送電サービス契約電流15アンペア　572円55銭

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
（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　8 円 56 銭	1 キロワット時につき　8 円 56 銭
ⅱ 夜間時間	ⅱ 夜間時間
1 キロワット時につき　7 円 88 銭	1 キロワット時につき　7 円 88 銭
(ニ) 電灯従量接続送電サービス a 適用範囲 (ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。 c 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。	(ニ) 電灯従量接続送電サービス a 適用範囲 (ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。 c 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　13 円 09 銭	1 キロワット時につき　16 円 06 銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ホ)　動力標準接続送電サービス	(ホ)　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。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。
(b)　1需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，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)　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	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　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）(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。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	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	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　664円40銭	接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　1,006円50銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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(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　(2)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　398円20銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　603円90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。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	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。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　4円46銭	１キロワット時につき　4円46銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
（c） その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ヘ) 動力時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 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　664円40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(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　398円20銭	(c) その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 (ヘ) 動力時間帯別接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a) 基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 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　1,006円50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(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　603円90銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。
（b） 電力量料金	（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。	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	i 昼間時間
1キロワット時につき　4円62銭	1キロワット時につき　4円62銭
ii 夜間時間	ii 夜間時間
1キロワット時につき　4円26銭	1キロワット時につき　4円26銭
（c） その他	（c） その他
接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	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	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。	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	(ト) 動力従量接続送電サービス
a 適用範囲	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。	(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	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 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，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。	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　15円35銭	1キロワット時につき　20円96銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ　高圧で供給する場合 (イ)　高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力（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）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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。	d　その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ　高圧で供給する場合 (イ)　高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力（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）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　842円60銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　1,108円80銭
(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　2円28銭	１キロワット時につき　2円28銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス	(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	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。	(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	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。	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	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。	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	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，半額といたします。	なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　842円60銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　1,108円80銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
（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39銭	1キロワット時につき　2円39銭
ⅱ 夜間時間	ⅱ 夜間時間
1キロワット時につき　2円16銭	1キロワット時につき　2円16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。	(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整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき　16円09銭	1キロワット時につき　20円45銭

<table>
<tr><th>変更前（令和８年10月１日実施）</th><th>変更後（令和８年11月１日実施）</th></tr>
<tr><td>
ハ　特別高圧で供給する場合
（イ）　特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲
接続送電サービス契約電力（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。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧60,000ボルト</td></tr>
</table>
</td><td>
ハ　特別高圧で供給する場合
（イ）　特別高圧標準接続送電サービス
a　適用範囲
接続送電サービス契約電力（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。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧60,000ボルト</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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)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。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	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)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。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　515円90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　628円10銭
(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　1円02銭	１キロワット時につき　1円02銭

<table>
<tr><th>変更前（令和８年10月１日実施）</th><th>変更後（令和８年11月１日実施）</th></tr>
<tr><td>
（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。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧60,000ボルト</td></tr>
</table>
</td><td>
（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。
<table>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満</td><td>標準電圧30,000ボルト</td></tr>
<tr><td>接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上</td><td>標準電圧60,000ボルト</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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)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。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	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)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。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（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）(12)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，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，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，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。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）(12)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供給分に相当する基本料金は，双方の契約者に係る接続送電サービスにおいて，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに限り，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（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　515円90銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　628円10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　1円07銭	１キロワット時につき　1円07銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）

ii　夜間時間

1キロワット時につき	0円96銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する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30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧60,000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）(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。

1キロワット時につき	9円48銭

ii　夜間時間

1キロワット時につき	0円96銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する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30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧60,000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）(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。

1キロワット時につき	11円32銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。 (イ)　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。 (ロ)　分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(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，いずれかの契約者に係る接続送電サービスにおいて，まったく電気を使用しない場合は，当該接続送電サービスについては，その１月の力率を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〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ の 他 (イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後 １ 年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。 (ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後 １年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	ニ　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。 (イ)　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。 (ロ)　分割接続供給の場合は，33（料金の算定）(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，いずれかの契約者に係る接続送電サービスにおいて，まったく電気を使用しない場合は，当該接続送電サービスについては，その１月の力率を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〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。 ホ　そ の 他 (イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後 １ 年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。 (ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後 １年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

<table>
<tr><th>変更前（令和８年10月１日実施）</th><th>変更後（令和８年11月１日実施）</th></tr>
<tr><td>㈡　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
㈢　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。
㈣　33（料金の算定）⑿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，㈡および㈢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
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>716円10銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>438円90銭</td></tr></table></td><td>㈡　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
㈢　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。
㈣　33（料金の算定）⑿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，㈡および㈢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
<table><tr><td rowspan="2">ピークシフト電力
１キロワットにつき</td><td>高圧で供給する場合</td><td>942円70銭</td></tr><tr><td>特別高圧で供給する場合</td><td>533円50銭</td></tr></table></td></tr>
</table>

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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）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。	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）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。

変更前（令和８年10月１日実施）

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

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）(13)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

(イ)　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

(ａ)　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。

(ｂ)　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または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器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

(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

変更後（令和８年11月１日実施）

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

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）(13)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

(イ)　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

(ａ)　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。

(ｂ)　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または電流を制限する計量器を取り付けます。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，電流制限器等または電流を制限する計量器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

(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

<table>
<tr><th>変更前（令和８年 10 月１日実施）</th><th>変更後（令和８年 11 月１日実施）</th></tr>
<tr><td>

（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

<table>
<tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の 2 台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr>
<tr><td>次の 2 台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr>
<tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr>
</table>

（b） (a)によってえた値の合計のうち

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

</td><td>

（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

<table>
<tr><td rowspan="3">最大の入力のものから</td><td>最初の 2 台の入力につき</td><td>100 パーセント</td></tr>
<tr><td>次の 2 台の入力につき</td><td>95 パーセント</td></tr>
<tr><td>上記以外のものの入力につき</td><td>90 パーセント</td></tr>
</table>

（b） (a)によってえた値の合計のうち

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

</td></tr>
</table>

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
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。	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 需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに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。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合 需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに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，次の各項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）(13)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。	(3)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。 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）(13)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	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	(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。	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。	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	c　臨時接続送電サービス料金

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）

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94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	7円88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	7円88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	78円77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	78円77銭

変更後（令和８年11月１日実施）

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	4円60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	9円21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	9円21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	92円07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	92円07銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ロ)　電灯臨時接続送電サービス	(ロ)　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。
(a)　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。	(a)　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。
(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。	(b)　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）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ(a)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）(3)イ(ロ)ｃ(a)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。
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	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　9円06銭	１キロワット時につき　9円06銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき　80円26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　102円91銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
d　その他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。 (ニ)　動力臨時接続送電サービス a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)ｃ(a)ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　5円35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。 (ニ)　動力臨時接続送電サービス a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 (a)　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)ｃ(a)ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 (b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。 １キロワット時につき　5円35銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。 １キロワット時につき　2円73銭	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）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 a　基本料金 基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。 １キロワット時につき　2円73銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (イ)　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力（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。	ハ　特別高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。 (イ)　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力（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30,000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 ／ 標準電圧60,000ボルト	臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 ／ 標準電圧30,000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 ／ 標準電圧60,000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)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。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。 １キロワット時につき ／ １円23銭	(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)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。 a　基本料金 基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。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）(13)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，双方の契約者に係る臨時接続送電サービスにおいて，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いたします。 １キロワット時につき ／ １円23銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ　そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (4)　そ　の　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。 ホ　そ の 他 臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 (4)　そ　の　他 イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。 ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。 ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点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（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるとき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。

(3)　予備送電サービス料金

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

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，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に修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	103 円 40 銭
	特別高圧で供給する場合	110 円 00 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	121 円 00 銭

変更後（令和８年11月１日実施）

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点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（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるとき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。

(3)　予備送電サービス料金

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

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，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に修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	136 円 40 銭
	特別高圧で供給する場合	133 円 10 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	159 円 50 銭

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
<table><tr><td></td><td>特別高圧で供給する場合</td><td>138円60銭</td></tr></table>	<table><tr><td></td><td>特別高圧で供給する場合</td><td>167円20銭</td></tr></table>
(4)　力率割引および割増し 力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として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。	(4)　力率割引および割増し 力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
(5)　そ　の　他 イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。 ハ　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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロ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）(14)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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロに準ずるものといたします。	(5)　そ　の　他 イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。 ハ　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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロ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）(14)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，(1)，(2)，(3)，(4)，(5)イおよび(5)ロに準ずるものといたします。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
22　系統連系受電サービス	**22　系統連系受電サービス**
(1)　適 用 範 囲	(1)　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。
(2)　系統連系受電課金対象電力	(2)　系統連系受電課金対象電力
各月の系統連系受電課金対象電力は，次によって受電地点ごとに，発電バラン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
(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。	(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)　(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	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。	(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。	(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。	ハ　イおよびロにおいて，系統連系受電課金対象電力の算定上，次のものについても接続送電サービス契約電力１キロワットとみなします。
(イ)　臨時接続送電サービス契約電力（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	(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。	(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。
(ハ)　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	(ハ)　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

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
(ニ)　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。	(ニ)　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。
(ホ)　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	(ホ)　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
(3)　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。	(3)　系統連系受電サービス料金 系統連系受電サービス料金は，受電地点ごとに，発電バランシンググループごとに算定された基本料金および電力量料金の合計から系統設備効率化割引額を差し引いたものといたします。
イ　基 本 料 金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく発電または放電しない場合（他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合等は，その １ 月のすべての発電量調整供給等に係る発電量調整受電電力量等が零であるときに限ります。）の基本料金は，半額といたします。	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　110 円 00 銭	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　137 円 50 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。	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　0 円 35 銭	１キロワット時につき　0 円 43 銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）

ハ　系統設備効率化割引

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

(ｲ)　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

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

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

（a）　受電電圧が標準電圧 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	59 円 40 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	9 円 90 銭
	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－3 の場合	4 円 95 銭

（b）　(a)以外の場合

変更後（令和８年11月１日実施）

ハ　系統設備効率化割引

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

(ｲ)　適　　用

ａ　系統設備効率化割引Ａ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

ｂ　系統設備効率化割引Ｂ

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

なお，連系変電所等は，あらかじめ発電者にお知らせいたします。

(ﾛ)　系統設備効率化割引単価

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

ａ　系統設備効率化割引Ａ単価

系統設備効率化割引Ａに係る単価とし，１月につき次のとおりといたします。

（a）　受電電圧が標準電圧 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	73 円 70 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	12 円 65 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	6 円 33 銭

（b）　(a)以外の場合

変更前（令和８年10月１日実施）

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	59円40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80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90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	42円90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	13円20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。

変更後（令和８年11月１日実施）

	連系変電所等	単　　価
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき	別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)の割引区分Ａ－１の場合	73円70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	25円30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	12円65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	53円90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50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。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
23　発電量調整受電計画差対応電力 (1)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条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。	**23　発電量調整受電計画差対応電力** (1)　適　　用 発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　発電量調整受電計画差対応電力 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
24　接続対象計画差対応電力 (1)　適　　用 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　接続対象計画差対応電力 イ　接続対象計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条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。	**24　接続対象計画差対応電力** (1)　適　　用 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2)　接続対象計画差対応電力 イ　接続対象計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条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。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
25　需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	**25　需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (イ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条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。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
26　給電指令時補給電力 (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）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。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(5)または(6)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）(2)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）(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。	**26　給電指令時補給電力** (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）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。 (2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 39（給電指令の実施等）(5)または(6)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）(2)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）(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。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，令和８年10月１日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，令和８年11月１日から実施いたします。
２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，交流単相２線式標準電圧6,000ボルトまたは交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは交流単相２線式標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。	**２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置** 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，交流単相２線式標準電圧6,000ボルトまたは交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは交流単相２線式標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。
３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備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や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），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。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にし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。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金	**３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備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や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），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。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にし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。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，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）(4)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 (ｲ)　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，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。 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。 (a)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (b)　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。 (c)　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 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 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	接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，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）(4)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 (ｲ)　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，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。 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。 (a)　臨時接続送電サービス契約電力１キロワット (b)　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。 (c)　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 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不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。	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ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不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。	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）(12)，(22)および(23)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	(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）(12)，(22)および(23)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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	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）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，63（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。 (5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(6)　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，(1)および(2)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）(12)または(13)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，(1)および(2)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。	(6)　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，(1)および(2)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）(12)または(13)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，(1)および(2)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〕 (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，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。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	**4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，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。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，51（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

「託送供給等約款（令和8年11月1日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和8年10月1日実施）	変更後（令和8年11月1日実施）
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第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。	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第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）(2)イは，適用いたしません。	イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)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）(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。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，39（給電指令の実施等）(2)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）(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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	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。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(イ)　29（料金の算定期間）	(イ)　29（料金の算定期間）
(ロ)　33（料金の算定）	(ロ)　33（料金の算定）
(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）	(ハ)　34（支払義務の発生および支払期日）
(ニ)　35（料金その他の支払方法）	(ニ)　35（料金その他の支払方法）
(ホ)　36（保証金）	(ホ)　36（保証金）
(ヘ)　48（違約金）	(ヘ)　48（違約金）
(ト)　55（解約等）	(ト)　55（解約等）
ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，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。	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。	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。	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。	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。	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。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。 ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ)　29（料金の算定期間） (ロ)　33（料金の算定） (ハ)　34（支払義務の発生および支払期日） (ニ)　35（料金その他の支払方法）	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。 ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (イ)　29（料金の算定期間） (ロ)　33（料金の算定） (ハ)　34（支払義務の発生および支払期日） (ニ)　35（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　計　　量	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所について１系統連系受電サービスを適用（当社が特定契約を締結している場合〔発電契約者が発電者との間で電力受給に関する契約を締結している場合を除きます。〕を除きます。）し，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　計　　量

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようと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。	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。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により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。	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）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	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。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者および発電者の場合に準ずるものといたします。
5　離島についての特別措置	**5　離島についての特別措置**
(1)　系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービスの基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。	(1)　系統連系受電サービス料金 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における系統連系受電サービスの基本料金は，22（系統連系受電サービス）(3)イにかかわらず，次のとおりといたします。
系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　102 円 30 銭	系統連系受電課金対象電力１キロワットにつき　127 円 60 銭

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。	(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。
1 キロワット時につき　61 円 90 銭	1 キロワット時につき　67 円 24 銭
(3)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。	(3)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。
1 キロワット時につき　24 円 65 銭	1 キロワット時につき　24 円 65 銭

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	**6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い** 発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量，最大連系電力等および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 (1)　低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。 イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，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）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。 (2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	**7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置** (1)　低圧で供給する場合で，30 分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。 イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量 ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，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）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。 (2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
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	**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**
(1)　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）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	(1)　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）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
(2)　１発電場所において，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。	(2)　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〕	**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）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 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。	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）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 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　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適 用 範 囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日，9 月 1 日から 10 月 31 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	(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適 用 範 囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年 4 月 1 日から 6 月 30 日，9 月 1 日から 10 月 31 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

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(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	(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。）	(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	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。	(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。	(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)　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）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)に準じて算定いたします。	ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)，(ロ)ｃ(a)，ハ(イ)ｃ(a)または(ロ)ｃ(a)に準じて算定いたします。
ホ　そ の 他	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。	(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。	(ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2)　１年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	(2)　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

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年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午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が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）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　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）(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。 (ﾊ)　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）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)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）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力	イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年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午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が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）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　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）(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。 (ﾊ)　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）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)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）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	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）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。	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）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。	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。
㈠ 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。	㈠ 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。	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）(2)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(ロ)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。	ハ 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロまたはイ(ロ)もしくはロ(ロ)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）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。	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）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。	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。
11 海洋再エネ整備法に係る特別措置	**11 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）(1)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。	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）(1)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。
12 給電指令時補給電力料金に係る特別措置	**12 給電指令時補給電力料金に係る特別措置**

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
39（給電指令の実施等）(2)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令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５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）(2)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。	39（給電指令の実施等）(2)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令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５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）(2)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。
13　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（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。	**13　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（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。
(1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 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。 (2)　契約の要件	(1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 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。 (2)　契約の要件

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ)　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ)　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ)　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。
(3)　供給および契約の単位	(3)　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	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。	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。	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。	なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4)　料　　金	(4)　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。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
発電バランシンググループにおいて，39（給電指令の実施等）(5)もしくは(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）(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ないときに適用いたします。
(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力	(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力
a 発電量調整受電計画差対応補給電力	a 発電量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適用範囲	(a) 適用範囲
30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(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。	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	b 発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a) 適用範囲	(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。	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	(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。	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	(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。	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	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。	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	(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。	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	(ロ) 接続対象計画差対応電力

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
a　接続対象計画差対応補給電力	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。	（a）　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
（b）　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	（b）　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
（c）　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	（c）　接続対象計画差対応補給電力料金単価 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	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。	（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。	（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。	（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。	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。	(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	(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　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。	（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	（b）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	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	（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。	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
（a） 適用範囲	（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。	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	（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。	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	（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。	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	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。	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	（ｲ） 契約者に係る給電指令時補給電力料金
a 適用範囲	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。	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	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。	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	c 給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。
d 給電指令時補給電力料金単価	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。	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。
（ﾛ） 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	（ﾛ） 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	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。	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。	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。	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。	(5)　電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，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。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，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	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）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	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〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	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〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	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(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。	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(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
(ｲ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。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）(2)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。	(ｲ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。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）(2)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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
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	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	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	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	(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	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。	(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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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	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	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	(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	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。	(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	発電量調整受電電力量

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
＝ 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	＝ 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
(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。	(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	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。	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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。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。 a　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および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。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。 a　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および39（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(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	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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	(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)へによる出力抑制対象電力量 － 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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)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 (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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)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 (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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)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）(2)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）(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)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	c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，39（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 39（給電指令の実施等）(2)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 (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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)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 (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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)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）(2)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）(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)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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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	39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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，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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)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）(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)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）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(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)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）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 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)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）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，39（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，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）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，39（給電指令の実施等）(2)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）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 39（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，39（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，39（給電指令の実施等）(2)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）(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)ホによる出力抑制対象電力量 － 39（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
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）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)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）(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，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	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）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，39（給電指令の実施等）(2)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）(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，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	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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）(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）(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	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）(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）(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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(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	(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	(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。	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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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 ＋｛接続供給電力量 × 1／（1 － 損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)）｝ － ベースライン	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 ＋｛接続供給電力量 × 1／（1 － 損失率(32〔損失率〕に定める損失率といたします。)）｝ － 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
(6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。 (7)　解　約　等	(6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。 (7)　解　約　等

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，40（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，55（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	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。
(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る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平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第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平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第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)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(ロ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バラ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。	(ロ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バラ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。
(ハ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ハ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。	(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	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)　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）(2)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，(4)ニ(ロ)ｄ，(5)チおよび(5)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。	(9)　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）(2)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，(4)ニ(ロ)ｄ，(5)チおよび(5)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。
(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
14　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置	**14　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置**
(1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	(1)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。
(2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。	(2)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。
(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。	(3)　当社は，39（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，39（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備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。
15　系統連系受電サービス等についての特別措置	**15　系統連系受電サービス等についての特別措置**
(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。	(1)　発電場所が，次のいずれかに該当する場合，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力は，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよびハならびに 41（契約超過金）(2)ロおよびハに準じて定めます。 なお，系統連系受電課金対象電力および契約超過受電電力の算定上，次に定める比を，22（系統連系受電サービス）(2)ロおよび 41（契約超過金）(2)ロに定める契約受電電力の比とみなします。 また，発電場所がイ(ハ)に該当する場合，22（系統連系受電サービス）(3)イの基本料金および 22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ハ)の系統設備効率化割引額の算定上，まったく発電または放電しない場合とは，1 月においてイ(ハ)における当社が無償で受電している電気以外の電気をまったく発電または放電しない場合をいいます。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合	イ　発電設備が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備以外の場合
(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比	(イ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の特定契約等が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の特定契約等に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比
(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比	(ロ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約および発電者と当社との間の一時調達契約が締結されている場合 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電者と当社との間の一時調達契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比
(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比	(ハ)　発電契約者と発電者との間の電力受給に関する契約が締結され，かつ，当該発電場所が発電量調整供給契約に属さないこととなった場合または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合で，接続された電気を当社が無償で受電しているとき。 発電契約者と当社との間の発電量調整供給契約に定める契約受電電力と発電量調整供給契約に属さないこととなった場合の直前の当該発電量調整供給契約に定める契約受電電力または発電者と当社との間の特定契約等が消滅した場合の直前の当該契約に係る電力受給に関する契約に定める契約受電電力の比
ロ　イ(イ)，(ロ)または(ハ)に該当する場合で，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備のとき。 当該バイオマス発電設備の再生可能エネルギー特別措置法施行規則第４条の２第２項第９号イに定めるバイオマス比率（以下「認定バイオマス比率」といいます。） なお，認定バイオマス比率は，発電量調整供給契約の申込みに際して発電契約者から当社に通知していただきます。 また，認定バイオマス比率を変更する場合は，すみやかに変更後の認定バイオマス比率を発電契約者から当社に通知していただきます。 ただし，認定バイオマス比率を用いることが困難な場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。	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。	(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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	(3)　発電場所における発電出力（発電設備等の定格発電出力〔太陽光発電設備の場合は，太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力とし，パワーコンディショナーを複数台設置している場合は，各系列における太陽電池の合計出力とパワーコンディショナーの出力のいずれか小さい方の出力を合計した値といたします。〕をいいます。また，複数の発電設備等を使用する発電場所の場合は，当該複数の発電設備等の定格発電出力の合計値といたします。）または同時最大受電電力が10キロワット未満（発電場所が，(1)イ(ハ)またはロ〔(1)イ(ハ)に該当する場合に限ります。〕に該当する場合は，当社が無償で受電している電気以外の電気を発電または放電している発電設備等に係る発電出力または同時最大受電電力が 10キロワット未満のときといたします。）の場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。	イ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10未満のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット未満のとき。 22（系統連系受電サービス）(3)に定める系統連系受電サービス料金および 41（契約超過金）(2)に定める契約超過金は申し受けません。
ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 (イ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ロ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力（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。	ロ　低圧で受電する場合で，その１月の受電地点で計量された30分ごとの発電量調整受電電力量の最大値を２倍した値が10以上のとき，または高圧もしくは特別高圧で受電する場合で，その１月の受電地点で記録型計量器により計量された30分ごとの連系電力（最小位までといたします。）の最大値が10キロワット以上のとき。 (イ)　22（系統連系受電サービス）(2)イまたはロにおける系統連系受電課金対象電力の算定上，10キロワットを同時最大受電電力とみなします。 (ロ)　発電設備等に係る供給地点において電灯定額接続送電サービスが適用されている場合または発電設備等に係る供給地点のその 1 月の接続送電サービス契約電力（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，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備等に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等	(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，令和６年３月31日までに再生可能エネルギー特別措置法第９条第４項に定める認定を受け，または，再生可能エネルギー特別措置法第７条にもとづいて落札された発電設備等に適用いたします。 ロ　系統連系受電サービス料金等

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ロ) 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）(1)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〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b イの発電設備等が，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	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〕）(8)イに定める当該バイオマス発電設備のバイオマス比率等を基準として，契約者，発電契約者または発電者と当社との協議によって定めた比率といたします。 (ロ) 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）(1)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〕）(7)ハもしくは(8)イに準じて算定いたします。 b イの発電設備等が，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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)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〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。	イ以外の発電設備等に係る発電量調整受電電力量について，30（計量）(1)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〕）(7)ハに準じて算定いたします。ただし，化石燃料を混焼するバイオマス発電設備の場合は，発電量調整受電電力量から発電量調整受電電力量に当該バイオマス発電設備のバイオマス比率を乗じてえた値を差し引いた値にもとづき，算定いたします。
なお，バイオマス比率は，算定後すみやかに発電契約者または発電者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を発電契約者または発電者から提出していただきます。	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	(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 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	(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。	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	(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。	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	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	(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。	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	(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

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
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。	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）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する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(4)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）(3)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(4)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(4)ロ(イ) a および(4)ロ(ハ) a に準じて定め，(4)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)イに定める基本料金から 22（系統連系受電サービス）(3)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）(2)に定める契約超過金を申し受けます。	(5)　揚水発電設備等が設置された受電地点において，揚水発電設備等により発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場合，当該発電量調整供給に係る電気の電力量については，22（系統連系受電サービス）(3)ロに定める電力量料金を申し受けません。ただし，発電設備（当社が特定契約を締結する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(4)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）(3)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(4)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(4)ロ(イ) a および(4)ロ(ハ) a に準じて定め，(4)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)イに定める基本料金から 22（系統連系受電サービス）(3)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）(2)に定める契約超過金を申し受けます。
(6)　発電設備等に係る供給地点において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）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (イ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ロ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ハ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約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。	(6)　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）(3)ロにおいて，当社との電気の需給契約における料金の支払義務発生日を供給側料金算定日とみなします。 ロ　22（系統連系受電サービス）(2)における系統連系受電課金対象電力または 41（契約超過金）(2)における契約超過受電電力の算定上，次のとおりといたします。 (イ)　当社との電気の需給契約において，定額電灯または公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア未満の場合に限ります。）が適用されている場合を電灯定額接続送電サービスが適用されている場合とみなします。 (ロ)　当社との電気の需給契約において，公衆街路灯Ａ（契約負荷設備の総容量が 400 ボルトアンペア以上の場合に限ります。）が適用されている場合，公衆街路灯Ａの契約負荷設備の総容量を電灯臨時定額接続送電サービスにおける契約負荷設備の総容量に準じて取り扱います。 (ハ)　当社との電気の需給契約における契約電力を接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力とみなし，当社との電気の需給契約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。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
ハ　53（契約の廃止）(5)または55（解約等）(6)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7)　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。	ハ　53（契約の廃止）(5)または55（解約等）(6)において，当社との電気の需給契約を接続供給契約とみなします。 (7)　令和６年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，イに定める近接性評価地域に立地している発電場所における系統設備効率化割引単価は，別表２（系統設備効率化割引の対象変電所等）(1)に定める系統設備効率化割引の対象変電所等および系統設備効率化割引単価の見直しまでの間，ロまたはハといたします。 イ　近接性評価地域 次の地域を近接性評価地域といたします。

変更前（令和８年10月１日実施）

振興局	対象となる市町村
石狩振興局	石狩市，恵庭市，江別市，北広島市，札幌市，千歳市
渡島総合振興局	七飯町，函館市，北斗市
後志総合振興局	岩内町，小樽市，倶知安町，余市町
空知総合振興局	赤平市，岩見沢市，滝川市，南幌町，美唄市，妹背牛町
上川総合振興局	旭川市
オホーツク総合振興局	網走市，北見市
胆振総合振興局	登別市
十勝総合振興局	音更町，帯広市
釧路総合振興局	釧路市，釧路町
根室振興局	根室市

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）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2およびＢ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2およびＢ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

変更後（令和８年11月１日実施）

振興局	対象となる市町村
石狩振興局	石狩市，恵庭市，江別市，北広島市，札幌市，千歳市
渡島総合振興局	七飯町，函館市，北斗市
後志総合振興局	岩内町，小樽市，倶知安町，余市町
空知総合振興局	赤平市，岩見沢市，滝川市，南幌町，美唄市，妹背牛町
上川総合振興局	旭川市
オホーツク総合振興局	網走市，北見市
胆振総合振興局	登別市
十勝総合振興局	音更町，帯広市
釧路総合振興局	釧路市，釧路町
根室振興局	根室市

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）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2およびＢ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2およびＢ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

ハ　受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえる場合の系統設備効率化割引単価

22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)によって算定された系統設備効率化割引単価が，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価を下回る場合の系統設備効率化割引単価は，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)にかかわらず，22（系統連系受電サービス）(3)ハ(ロ)の割引区分Ａ－2を適用した場合に算定される系統設備効率化割引単価といたします。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
16　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。 (1)　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）(1)にかかわらず，それぞれ１月延期いたします。 (2)　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）(1)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。 (3)　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(2)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。	**16　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。 (1)　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）(1)にかかわらず，それぞれ１月延期いたします。 (2)　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）(1)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。 (3)　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(2)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。

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
(4)　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。	(4)　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。
(5)　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。	(5)　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。
(6)　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）(1)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。	(6)　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）(1)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。
(7)　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（通信設備等の施設）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または実費相当額を申し受けません。	(7)　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（通信設備等の施設）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または実費相当額を申し受けません。
(8)　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，(2)または(6)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，(9)または(10)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，(2)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。	(8)　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，(2)または(6)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，(9)または(10)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，(2)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。
(9)　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，(2)または(6)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，(8)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）(12)に準じて接続送電サービス料金の調整を行ないます。	(9)　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，(2)または(6)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，(8)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）(12)に準じて接続送電サービス料金の調整を行ないます。
(10)　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，(2)または(6)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，(8)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）(13)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。	(10)　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，(2)または(6)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，(8)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）(13)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。

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
(11)　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，(3)または(6)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，(12)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，(3)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。	(11)　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，(3)または(6)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，(12)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，(3)または(6)に準じて割引を行ない算定いたします。
(12)　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，(3)または(6)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，(11)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）(14)に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。	(12)　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，(3)または(6)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，(11)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）(14)に準じて予備送電サービス料金の調整を行ないます。
(13)　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。	(13)　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。
(14)　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）(1)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。	(14)　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）(1)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）(3)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。	(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）(3)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。

「託送供給等約款（令和８年11月１日実施）」 新 旧 対 比 表

変更前（令和８年10月１日実施）	変更後（令和８年11月１日実施）
17　料金その他の支払方法にかかわる取扱い 契約者，発電契約者および需要抑制契約者の料金その他の支払方法については，当分の間，35（料金その他の支払方法）(1)，(2)および(4)にかかわらず，次のとおりといたします。 なお，この取扱いを終了する場合は，当社は，あらかじめその旨を契約者，発電契約者および需要抑制契約者にお知らせいたします。 (1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関等を通じて払い込み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等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等に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関等を通じて払い込み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等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等に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (3)　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等を通じて払い込み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等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等に払い込まれたときになされたものといたします。	

変更前（令和８年 10 月１日実施）	変更後（令和８年 11 月１日実施）
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。	
18　**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）(1)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。	17　**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，令和８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）(1)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令和８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。 18　**料金についての切替措置** 令和８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令和８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 系統連系技術要件（令和 8 年 11 月 1 日実施） 」 新 旧 対 比 表

変更前（令和 8 年 10 月 1 日実施）	変更後（令和 8 年 11 月 1 日実施）
託送供給等約款別冊 系 統 連 系 技 術 要 件 令和 8 年 10 月 1 日実施 北海道電力ネットワーク株式会社	託送供給等約款別冊 系 統 連 系 技 術 要 件 令和 8 年 11 月 1 日実施 北海道電力ネットワーク株式会社

以　上

３．電気事業法施行規則第 17 条の４第１項の規定により
提出した書類の写し

写

託送供給等に係る収入の見通しの変更承認申請書

北 ネ 企 第 11 号
令和 8 年 7 月 10 日

経済産業大臣　赤澤　亮正　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細 野　一 広

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	令和８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、2026～2027 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。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、当社は、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		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
	役員給与	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
	給料手当	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,461	▲ 2,782,301	▲ 556,460	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	
	厚生費	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	
	委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	
	（人件費計）	(26,911,375)	(26,490,661)	(25,975,335)	(25,408,942)	(25,010,249)	(129,796,562)	(25,959,312)	
	修繕費 ※2	3,911,337	3,949,744	3,946,368	3,465,043	3,833,399	19,105,891	3,821,178	
	研究費	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	
	消耗品費	536,474	536,474	536,474	536,474	536,474	2,682,370	536,474	
	損害保険料	25,483	25,483	25,483	25,483	25,483	127,415	25,483	
	養成費	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,914	▲ 279,566	▲ 55,913	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 927	▲ 4,639	▲ 928	▲表示で記載
	委託費 ※3	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	
	普及開発関係費	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	
	諸費 ※4	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 342,334	▲ 78,095	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 565,074	▲ 113,015	▲表示で記載
第１区分費用計		52,801,689	49,620,564	49,413,000	48,485,967	48,763,651	249,084,871	49,816,974	
	修繕費 ※6	20,855,654	20,119,052	20,537,892	21,596,824	21,650,515	104,759,937	20,951,987	
	委託費 ※7	2,246,745	2,673,197	555,057	711,904	304,287	6,491,190	1,298,238	
	諸費 ※8	5,973	18,305	2,851	－	－	27,129	5,426	
	減価償却費 ※9	1,004,717	3,180,745	5,099,139	6,867,751	8,399,306	24,551,658	4,910,332	
	固定資産税 ※10	－	385,282	870,262	1,308,728	1,789,248	4,353,520	870,704	
第２区分費用計		24,113,089	26,376,581	27,065,201	30,485,207	32,143,356	140,183,434	28,036,687	

		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	
次世代投資費用		4,046,925	4,589,019	3,925,258	10,717,800	8,088,878	31,367,880	6,273,576	
	修繕費 ※11	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	
	委託費 ※12	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	
	固定資産除却費	7,124,095	8,376,549	9,562,732	7,835,664	7,339,172	40,238,212	8,047,642	
	賃借料 ※13	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	
	託送料 ※14	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	
	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	1,265,181	1,258,824	1,252,466	1,246,108	1,239,751	6,262,330	1,252,466	
	需給調整市場手数料 ※16	14,425	14,425	14,425	14,425	14,425	72,125	14,425	
	電力費振替勘定（貸方）	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 77,705	▲ 15,541	▲表示で記載
	開発費	－	－	－	－	－	－	－	
	株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
	社債発行費	120,018	120,018	120,018	120,018	120,017	600,089	120,018	
	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	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲表示で記載
第3区分費用計		30,938,028	32,450,383	33,286,965	31,298,305	30,612,213	158,585,894	31,717,179	

		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	
	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	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
	預金利息	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 1,085	▲ 217	▲表示で記載
控除収益計		▲ 6,580,180	▲ 6,480,388	▲ 6,425,121	▲ 6,425,121	▲ 6,640,742	▲ 32,551,552	▲ 6,510,310	

		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	
	減価償却費 ※21	27,079,792	26,399,188	24,460,264	22,474,138	20,559,009	120,972,391	24,194,478	
	退職給与金 ※22	996,113	848,904	127,580	572,318	－	2,544,915	508,983	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	438,642	▲ 193,042	－	－	－	245,600	49,120	
	賃借料 ※23	3,623,975	3,784,665	2,887,890	2,887,890	2,887,890	16,072,310	3,214,462	
	諸費 ※24	573,078	583,820	513,945	514,314	514,529	2,699,686	539,937	
	貸倒損	－	－	90,847	90,847	90,848	272,542	54,508	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	821,386	774,978	189,168	189,168	189,168	2,163,868	432,774	
	インバランス収支過不足額 ※25	2,811,502	2,029,090	3,501,390	3,501,390	3,501,390	15,344,762	3,068,952	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	10,524,426	10,561,488	10,837,875	10,833,000	10,852,125	53,608,914	10,721,783	
	事業税	1,947,108	1,897,131	2,288,237	2,362,541	2,311,680	10,806,697	2,161,339	
	雑税	215,923	226,537	170,205	170,205	170,205	953,075	190,615	
	法人税等	1,038,027	1,096,846	440,086	440,086	440,086	3,455,131	691,026	
	賠償負担金相当金	1,223,614	1,213,237	1,250,746	1,250,746	1,250,746	6,189,089	1,237,818	
	廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	
	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	7,061,693	6,825,270	6,407,004	6,016,984	5,634,243	31,945,194	6,389,039	
	調整力の確保に要する費用 ※28	3,455,821	4,121,504	2,934,441	3,141,621	5,195,730	18,849,117	3,769,823	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	－	－	－	15,216,683	18,510,403	33,727,086	6,745,417	貸方の場合は▲表示で記載
制	御不能費用計	61,811,100	60,169,616	56,099,678	69,661,931	72,108,052	319,850,377	63,970,075	

		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	
	託送料 ※30	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	
	補償費	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	
	事業者間精算費	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※31	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	
	調整力の確保に要する費用 ※32	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	貸方の場合は▲表示で記載
	発電抑制に要する費用 ※33	740	1,120	1,860	2,230	2,970	8,920	1,784	
事後検証費用		26,571,563	24,476,310	27,765,401	24,749,085	24,539,615	128,101,974	25,620,395	
事業報酬		9,686,044	9,929,141	10,181,422	14,872,334	18,118,848	62,787,789	12,557,558	
追加事業報酬		416,209	418,363	435,457	642,428	986,821	2,899,278	579,856	
収入の見通し計		203,804,467	201,549,589	201,747,261	224,487,936	228,720,692	1,060,309,945	212,061,989	

（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（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（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電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：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。）、その発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電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（前二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	263,989	260,340	243,429	105,079	114,899	987,736	197,547	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
給料手当	25,540,285	26,128,529	25,965,062	21,660,285	21,703,650	120,997,811	24,199,562	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
給料手当振替額（貸方）	▲ 616,033	▲ 639,006	▲ 642,953	▲ 452,568	▲ 429,121	▲ 2,779,681	▲ 555,936	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,460	▲ 556,461	▲ 2,782,301	▲ 556,460	▲表示で記載
退職給与金 ※1	2,265,341	1,926,065	1,903,964	1,774,582	1,697,778	9,567,730	1,913,546	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	
厚生費	4,556,647	4,763,593	4,849,448	4,087,302	4,077,250	22,334,240	4,466,848	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	919,229	734,234	797,516	818,753	862,101	4,131,833	826,367	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	
修繕費 ※2	4,324,545	3,938,851	4,319,579	3,122,653	3,364,366	19,069,994	3,813,999	3,911,337	3,949,744	3,946,368	3,465,043	3,833,399	19,105,891	3,821,178	
研究費	319,282	254,327	395,334	620,238	638,565	2,227,746	445,549	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	
消耗品費	599,377	569,081	630,928	453,200	411,633	2,664,219	532,844	536,474	536,474	536,474	536,474	536,474	2,682,370	536,474	
損害保険料	27,402	22,252	24,162	29,072	24,322	127,210	25,442	25,483	25,483	25,483	25,483	25,483	127,415	25,483	
養成費	281,429	184,561	193,463	185,715	158,076	1,003,244	200,649	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 108,538	▲ 102,914	▲ 68,223	－	－	▲ 279,675	▲ 55,935	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,913	▲ 55,914	▲ 279,566	▲ 55,913	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 634	▲ 729	▲ 1,253	▲ 1,209	▲ 858	▲ 4,683	▲ 937	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 928	▲ 927	▲ 4,639	▲ 928	▲表示で記載
委託費 ※3	13,401,358	13,174,322	13,745,153	10,649,808	10,306,198	61,276,839	12,255,368	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	
普及開発関係費	95	81	98	3,852	4,406	8,532	1,706	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	
諸費 ※4	5,197,454	4,798,706	5,161,161	9,045,147	8,562,562	32,765,030	6,553,006	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	▲ 385,103	▲ 383,004	▲ 768,107	▲ 153,621	▲ 342,334	▲ 78,095	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 48,215	▲ 565,074	▲ 113,015	▲表示で記載
第１区分費用計	56,971,228	56,012,293	57,516,868	51,716,806	51,112,823	273,330,018	54,666,004	52,801,689	49,620,564	49,413,000	48,485,967	48,763,651	249,084,871	49,816,974	

（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		212,409	204,587	186,554	89,770	94,209	787,529	157,506	79,880	79,880	79,880	79,879	79,879	399,398	79,880	
社外取締役報酬		9,444	9,628	9,639	－	－	28,711	5,742	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		27,970	31,681	32,776	15,309	20,690	128,426	25,685	19,970	19,970	19,970	19,970	19,970	99,850	19,970	
社外監査役報酬		14,166	14,444	14,460	－	－	43,070	8,614	－	－	－	－	－	－	－	
合計		263,989	260,340	243,429	105,079	114,899	987,736	197,547	99,850	99,850	99,850	99,849	99,849	499,248	99,850	
社内取締役	役員数（人）	7	7	6	4	4	28	6	4	4	4	4	4	20	4	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	29,126	30,032	30,088	22,443	23,552	135,241	27,048	19,970	19,970	19,970	19,970	19,970	99,850	19,970	
社外取締役	役員数（人）	1	1	1	－	－	4	1	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	7,770	7,773	7,773	－	－	23,316	4,663	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	1	1	1	3	3	10	2	3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	23,012	25,578	26,431	5,103	6,897	87,021	17,404	6,657	6,657	6,657	6,657	6,657	33,283	6,657	
社外監査役	役員数（人）	2	2	2	－	－	6	1	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	7,770	7,774	7,774	－	－	23,318	4,664	－	－	－	－	－	－	－	

［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	16,406,494	16,564,729	16,442,862	13,350,148	13,166,343	75,930,576	15,186,115	12,729,614	12,531,275	12,321,643	12,075,273	11,915,249	61,573,054	12,314,611	
基準外賃金	3,992,328	4,185,923	3,891,081	3,320,724	3,411,222	18,801,278	3,760,256	3,295,073	3,242,813	3,186,884	3,121,650	3,078,956	15,925,376	3,185,075	
諸給与金	6,080,243	6,334,357	6,413,164	5,376,185	5,490,657	29,694,606	5,938,921	5,316,773	5,236,495	5,153,560	5,054,706	4,991,401	25,752,935	5,150,587	
控除口（貸方）	▲ 938,780	▲ 956,480	▲ 782,045	▲ 386,772	▲ 364,572	▲ 3,428,649	▲ 685,730	▲ 324,365	▲ 212,681	▲ 211,506	▲ 203,190	▲ 202,286	▲ 1,154,028	▲ 230,806	
附帯事業振替額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	25,540,285	26,128,529	25,965,062	21,660,285	21,703,650	120,997,811	24,199,562	21,017,095	20,797,902	20,450,581	20,048,439	19,783,320	102,097,337	20,419,467	
平均経費人員（人）	3,424	3,494	3,447	2,908	2,863	16,136	3,227	2,782	2,743	2,705	2,658	2,629	13,517	2,703	
平均基準賃金（千円/月）	399	395	398	383	383	1,958	392	381	381	380	379	378	1,898	380	

［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	▲ 1,326,532	▲ 1,450,218	▲ 1,253,082	▲ 1,055,804	▲ 924,552	▲ 6,010,188	▲ 1,202,038	▲ 1,619,317	▲ 1,783,343	▲ 1,690,437	▲ 1,641,792	▲ 1,681,672	▲ 8,416,561	▲ 1,683,312	
実払額	2,075,509	1,847,294	1,637,798	1,606,467	1,402,477	8,569,545	1,713,909	1,903,352	1,965,129	1,790,339	1,673,599	1,642,235	8,974,654	1,794,931	
年金保険料	1,516,364	1,528,989	1,519,248	1,223,919	1,219,853	7,008,373	1,401,675	1,186,185	1,176,263	1,159,631	1,139,506	1,126,813	5,788,398	1,157,680	
合計	2,265,341	1,926,065	1,903,964	1,774,582	1,697,778	9,567,730	1,913,546	1,470,220	1,358,049	1,259,533	1,171,313	1,087,376	6,346,491	1,269,298	

［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	1,139,977	1,184,454	1,201,058	1,000,639	1,001,675	5,527,803	1,105,561	986,135	975,897	959,611	940,760	928,327	4,790,730	958,146	
	介護保険料	117,511	127,374	138,225	128,999	130,868	642,977	128,595	128,835	127,498	125,370	122,907	121,283	625,893	125,179	
	労災保険料	50,885	53,690	52,267	45,522	48,098	250,462	50,092	47,352	46,861	46,078	45,173	44,576	230,040	46,008	
	雇用保険料	149,265	155,909	157,458	132,413	132,960	728,005	145,601	185,438	183,512	180,450	176,905	174,568	900,873	180,175	
	厚生年金保険料	2,132,522	2,225,012	2,259,186	1,921,660	1,933,443	10,471,823	2,094,365	1,903,432	1,883,668	1,852,239	1,815,852	1,791,855	9,247,046	1,849,409	
	労災補償費	188	134	990	1,044	820	3,176	635	793	785	772	756	746	3,852	770	
	健康診断費	25,088	31,090	32,754	25,471	24,980	139,383	27,877	24,156	23,905	23,506	23,045	22,740	117,352	23,470	
	子ども・子育て拠出金	53,765	70,554	83,974	75,615	76,067	359,975	71,995	74,893	74,115	72,878	71,446	70,502	363,834	72,767	
	その他	1,986	9,098	2,778	10,305	6,433	30,600	6,120	6,222	6,158	6,055	5,935	5,857	30,227	6,045	
	計	3,671,187	3,857,315	3,928,690	3,341,668	3,355,344	18,154,204	3,630,841	3,357,256	3,322,399	3,266,959	3,202,779	3,160,454	16,309,847	3,261,969	
一般厚生費	安全管理費	12,967	9,936	9,205	4,034	7,322	43,464	8,693	7,115	7,016	6,918	6,798	6,723	34,570	6,914	
	衛生管理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	福利事業費	40,766	42,496	42,644	36,151	35,597	197,654	39,531	34,590	34,111	33,632	33,049	32,688	168,070	33,614	
	厚生施設運営費	455,777	473,579	480,524	425,705	377,760	2,213,345	442,669	367,088	361,940	356,928	350,734	346,908	1,783,598	356,720	
	文化体育費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	慶弔費	17,608	15,586	25,486	9,984	15,142	83,806	16,761	14,714	14,508	14,307	14,058	13,905	71,492	14,298	
	その他	358,342	364,681	362,899	269,760	286,085	1,641,767	328,353	278,000	274,100	270,306	265,602	262,706	1,350,714	270,143	
	計	885,460	906,278	920,758	745,634	721,906	4,180,036	836,007	701,507	691,675	682,091	670,241	662,930	3,408,444	681,689	
合計		4,556,647	4,763,593	4,849,448	4,087,302	4,077,250	22,334,240	4,466,848	4,058,763	4,014,074	3,949,050	3,873,020	3,823,384	19,718,291	3,943,658	

［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	531,252	355,568	387,180	391,442	406,407	2,071,849	414,370	366,212	321,553	317,087	317,087	317,087	1,639,026	327,805	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	531,252	355,568	387,180	391,442	406,407	2,071,849	414,370	366,212	321,553	317,087	317,087	317,087	1,639,026	327,805	
嘱託員平均人員（人）		51	41	39	76	91	298	60	82	72	71	71	71	367	73	
臨時用給		326,377	296,966	351,384	418,823	446,613	1,840,163	368,033	446,613	446,612	446,613	446,613	446,613	2,233,064	446,613	
その他		61,600	81,700	58,952	8,488	9,081	219,821	43,964	9,082	9,081	9,081	9,081	9,081	45,406	9,081	
合計		919,229	734,234	797,516	818,753	862,101	4,131,833	826,367	821,907	777,246	772,781	772,781	772,781	3,917,496	783,499	

［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	SMネットワーク活用実証試験	－	－	－	5,450	62,440	67,890	13,578	－	－	－	－	－	－	－	
	カイゼンプロジェクト費用	－	－	－	3,936	13,659	17,595	3,519	13,458	13,440	13,456	13,456	13,456	67,266	13,453	
	その他	52,407	39,956	77,783	14,088	24,479	208,713	41,743	30,069	26,100	33,168	33,168	33,168	155,673	31,135	
	計	52,407	39,956	77,783	23,474	100,578	294,198	58,840	43,527	39,540	46,624	46,624	46,624	222,939	44,588	
委託研究費	電中研分担金	229,957	178,247	274,588	254,649	238,052	1,175,493	235,099	235,098	235,098	235,098	235,098	235,098	1,175,490	235,098	
	研究および産業財産権業務委託	－	－	－	336,799	284,041	620,840	124,168	304,879	304,879	304,879	304,879	304,879	1,524,395	304,879	
	その他	36,918	36,124	42,963	5,316	15,894	137,215	27,443	12,008	11,414	8,524	8,524	8,524	48,994	9,799	
	計	266,875	214,371	317,551	596,764	537,987	1,933,548	386,710	551,985	551,391	548,501	548,501	548,501	2,748,879	549,776	
合計		319,282	254,327	395,334	620,238	638,565	2,227,746	445,549	595,512	590,931	595,125	595,125	595,125	2,971,818	594,364	

［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	45,478	39,736	38,637	49,240	49,763	222,854	44,571	44,697	44,697	44,697	44,697	44,697	223,485	44,697	
その他	235,951	144,825	154,826	136,475	108,313	780,390	156,078	156,603	156,603	156,603	156,603	156,604	783,016	156,603	
合計	281,429	184,561	193,463	185,715	158,076	1,003,244	200,649	201,300	201,300	201,300	201,300	201,301	1,006,501	201,300	

［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
料金業務関連委託	4,295,025	4,249,920	3,806,836	3,711,708	3,632,617	19,696,106	3,939,221	3,204,320	735,988	737,531	737,776	737,641	6,153,256	1,230,651	
情報通信業務委託	2,185,908	2,173,104	3,074,255	491,278	445,034	8,369,579	1,673,916	532,097	451,154	461,168	517,463	494,573	2,456,455	491,291	
管理間接業務委託	－	－	－	1,505,237	1,299,081	2,804,318	560,864	1,181,337	1,168,364	1,170,466	1,170,634	1,170,504	5,861,305	1,172,261	
一般電気工作物調査委託	978,102	969,978	978,583	984,174	992,784	4,903,621	980,724	929,300	918,762	920,598	920,810	920,735	4,610,205	922,041	
計測器関連業務	463,876	432,628	411,563	414,972	404,938	2,127,977	425,595	396,063	402,841	412,525	412,452	412,501	2,036,382	407,276	
配電用地管理	333,367	323,710	335,416	316,031	302,874	1,611,398	322,280	283,453	302,557	325,421	325,738	325,555	1,562,724	312,545	
その他	5,145,080	5,024,982	5,138,500	3,226,408	3,228,870	21,763,840	4,352,768	3,669,251	3,641,137	3,998,834	3,986,168	4,288,545	19,583,935	3,916,787	
合計	13,401,358	13,174,322	13,745,153	10,649,808	10,306,198	61,276,839	12,255,368	10,195,821	7,620,803	8,026,543	8,071,041	8,350,054	42,264,262	8,452,852	

［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	－	6	－	2,740	3,293	6,039	1,208	1,200	1,200	1,200	1,199	1,199	5,998	1,200	
その他	95	75	98	1,112	1,113	2,493	499	497	497	497	497	497	2,485	497	
合計	95	81	98	3,852	4,406	8,532	1,706	1,697	1,697	1,697	1,696	1,696	8,483	1,697	

［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	1,665,299	1,797,969	1,869,123	991,578	891,717	7,215,686	1,443,137	1,445,738	1,445,640	1,445,658	1,445,670	1,445,659	7,228,365	1,445,673	
旅費	891,372	827,280	777,478	693,186	446,048	3,635,364	727,073	728,319	728,270	728,279	728,274	728,256	3,641,398	728,280	
団体費	28,505	29,326	29,881	26,368	26,368	140,448	28,090	26,804	26,781	26,783	26,782	26,782	133,932	26,786	
情報通信業務委託	1,118,170	833,516	1,021,543	6,485,393	6,224,919	15,683,541	3,136,708	7,049,099	6,516,098	6,434,137	6,540,162	6,552,440	33,091,936	6,618,387	
その他	1,494,108	1,310,615	1,463,136	848,622	973,510	6,089,991	1,217,998	1,571,905	1,621,618	1,574,874	1,545,031	1,561,789	7,875,217	1,575,043	
合計	5,197,454	4,798,706	5,161,161	9,045,147	8,562,562	32,765,030	6,553,006	10,821,865	10,338,407	10,209,731	10,285,919	10,314,926	51,970,848	10,394,170	

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	－	－	－	－	－	－	－	84,605	229,649	451,644	746,113	1,095,458	2,607,469	521,494	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	50,448	99,186	180,150	261,601	591,385	118,277	
	計	－	－	－	－	－	－	－	84,605	280,097	550,830	926,263	1,357,059	3,198,854	639,771	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	355,213	1,050,672	1,826,571	2,624,584	3,254,171	9,111,211	1,822,242	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	200,644	414,340	601,712	838,671	2,055,367	411,073	
	計	－	－	－	－	－	－	－	355,213	1,251,316	2,240,911	3,226,296	4,092,842	11,166,578	2,233,316	
配電系統	修繕費 ※5	23,728,701	21,268,931	20,929,905	19,365,079	18,847,650	104,140,266	20,828,053	20,855,654	20,119,052	20,537,892	21,596,824	21,650,515	104,759,937	20,951,987	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	255,500	768,146	1,218,831	1,646,608	2,079,307	5,968,392	1,193,678	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	112,585	291,560	449,273	599,598	1,453,016	290,603	
	計	23,728,701	21,268,931	20,929,905	19,365,079	18,847,650	104,140,266	20,828,053	21,111,154	20,999,783	22,048,283	23,692,705	24,329,420	112,181,345	22,436,269	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	1,258,795	158,008	1,060,391	384,600	1,175,292	4,037,086	807,417	2,246,745	2,673,197	555,057	711,904	304,287	6,491,190	1,298,238	
	諸費 ※10	－	－	－	－	－	－	－	5,973	18,305	2,851	－	－	27,129	5,426	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	309,399	1,132,278	1,602,093	1,850,446	1,970,370	6,864,586	1,372,917	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	21,605	65,176	77,593	89,378	253,752	50,750	
	計	1,258,795	158,008	1,060,391	384,600	1,175,292	4,037,086	807,417	2,562,117	3,845,385	2,225,177	2,639,943	2,364,035	13,636,657	2,727,331	
第２区分費用計		24,987,496	21,426,939	21,990,296	19,749,679	20,022,942	108,177,352	21,635,470	24,113,089	26,376,581	27,065,201	30,485,207	32,143,356	140,183,434	28,036,687	

（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	7,304,912	28,667,559	849,170	78,967	60,816	36,961,424	7,392,285	137,225	710,861	255,087	296,892	10,213,415	11,613,480	2,322,696	
		変電設備	4,898,017	18,280,438	2,824,626	10,206	－	26,013,287	5,202,657	862,212	103,919	2,323,660	2,819,526	23,547,164	29,656,481	5,931,296	
		計	12,202,929	46,947,997	3,673,796	89,173	60,816	62,974,711	12,594,942	999,437	814,780	2,578,747	3,116,418	33,760,579	41,269,961	8,253,992	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	1,962,532	3,475,359	4,015,609	2,249,893	1,064,535	12,767,928	2,553,586	590,886	1,047,437	2,632,224	2,430,565	1,073,908	7,775,020	1,555,004	
		変電設備	939,218	2,174,299	2,639,578	1,258,237	5,856,412	12,867,744	2,573,549	966,066	2,253,274	1,125,398	59,807	471,344	4,875,889	975,178	
		計	2,901,750	5,649,658	6,655,187	3,508,130	6,920,947	25,635,672	5,127,134	1,556,952	3,300,711	3,757,622	2,490,372	1,545,252	12,650,909	2,530,182	
	配電系統		13,340,912	14,723,308	14,840,934	12,651,250	12,001,732	67,558,136	13,511,627	15,826,182	14,662,456	13,122,524	13,278,282	12,775,195	69,664,639	13,932,928	
	拡充投資計		28,445,591	67,320,963	25,169,917	16,248,553	18,983,495	156,168,519	31,233,704	18,382,571	18,777,947	19,458,893	18,885,072	48,081,026	123,585,509	24,717,102	
更新投資	連系線・基幹系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	410,405	603,484	1,657,699	963,797	778,870	4,414,255	882,851	1,843,953	1,918,187	3,278,454	1,003,385	1,284,102	9,328,081	1,865,616	
		変電設備	1,250,073	1,166,174	546,219	569,848	1,538,135	5,070,449	1,014,090	925,664	1,958,723	1,683,046	2,756,917	2,815,836	10,140,186	2,028,037	
		計	1,660,478	1,769,658	2,203,918	1,533,645	2,317,005	9,484,704	1,896,941	2,769,617	3,876,910	4,961,500	3,760,302	4,099,938	19,468,267	3,893,653	
	ローカル系統	発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
		送電設備	4,512,541	5,327,078	3,229,643	3,959,821	4,643,639	21,672,722	4,334,544	10,148,190	8,222,708	7,331,898	13,759,820	7,791,123	47,253,739	9,450,748	
		変電設備	3,711,287	1,697,509	3,765,282	3,892,269	2,866,717	15,933,064	3,186,613	7,048,461	7,033,367	7,023,775	4,819,730	2,622,911	28,548,244	5,709,649	
		計	8,223,828	7,024,587	6,994,925	7,852,090	7,510,356	37,605,786	7,521,157	17,196,651	15,256,075	14,355,673	18,579,550	10,414,034	75,801,983	15,160,397	
	配電系統		22,675,251	21,354,287	20,979,982	19,129,961	19,052,131	103,191,612	20,638,322	20,516,837	20,461,557	20,316,474	21,904,180	22,637,202	105,836,250	21,167,250	
	更新投資計		32,559,557	30,148,532	30,178,825	28,515,696	28,879,492	150,282,102	30,056,420	40,483,105	39,594,542	39,633,647	44,244,032	37,151,174	201,106,500	40,221,300	
合計			61,005,148	97,469,495	55,348,742	44,764,249	47,862,987	306,450,621	61,290,124	58,865,676	58,372,489	59,092,540	63,129,104	85,232,200	324,692,009	64,938,402	
修繕費振替額（配電）			▲ 23,728,702	▲ 21,268,931	▲ 20,929,905	▲ 19,365,079	▲ 18,847,650	▲ 104,140,267	▲ 20,828,053	▲ 20,855,654	▲ 20,119,052	▲ 20,537,892	▲ 21,596,824	▲ 21,650,515	▲ 104,759,937	▲ 20,951,987	▲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	1,393,092	1,384,757	628,020	491,097	287,780	4,184,746	836,949	445,760	1,116,720	1,891,792	1,056,850	803,497	5,314,619	1,062,924	
システム開発及び改良	333,164	210,924	1,536,835	783,584	1,147,080	4,011,587	802,317	1,952,188	1,181,690	938,705	72,520	3,900	4,149,003	829,801	
建物関連工事	1,677,494	6,015,053	916,430	1,435,725	1,057,783	11,102,485	2,220,497	2,472,126	1,822,307	1,775,074	1,392,450	6,239,115	13,701,072	2,740,214	
系統・給電設備工事	2,613,028	1,237,190	357,299	675,473	538,901	5,421,891	1,084,378	3,507,375	811,800	912,110	68,600	325,650	5,625,535	1,125,107	
備品取得	102,985	65,550	134,220	62,139	46,589	411,483	82,297	71,303	67,829	65,995	71,048	47,775	323,950	64,790	
リース資産取得	398,633	304,370	62,992	－	－	765,995	153,199	12,935	－	－	－	－	12,935	2,587	
用地権利設定※1	127,644	177,907	121,109	140,522	108,320	675,502	135,100	133,681	145,938	352,090	142,181	258,422	1,032,312	206,462	
その他	149,429	1,337,667	758,237	29,944	23,409	2,298,686	459,737	13,930	48,510	43,340	70,560	52,650	228,990	45,798	
合計	6,795,469	10,733,418	4,515,142	3,618,484	3,209,862	28,872,375	5,774,475	8,609,298	5,194,794	5,979,106	2,874,209	7,731,009	30,388,416	6,077,683	
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	99,798	65,511	349,145	50,327	362,749	927,530	185,506	378,100	136,620	313,230	49,980	132,600	1,010,530	202,106	

（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	11,760,591	11,098,992	12,827,611	10,105,962	9,996,676	55,789,832	11,157,966	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	
委託費 ※2	3,348,946	3,154,649	3,588,590	2,987,013	3,205,440	16,284,638	3,256,928	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	
固定資産除却費	5,892,165	4,866,462	7,287,887	5,047,093	5,044,874	28,138,481	5,627,696	7,124,095	8,376,549	9,562,732	7,835,664	7,339,172	40,238,212	8,047,642	
賃借料 ※3	4,051,096	3,622,478	3,665,037	2,209,448	2,444,765	15,992,824	3,198,565	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	
託送料 ※4	1,581,735	1,621,335	1,599,777	1,618,490	2,108,621	8,529,958	1,705,992	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	953,456	1,083,245	1,279,305	1,101,906	1,289,161	5,707,073	1,141,415	1,265,181	1,258,824	1,252,466	1,246,108	1,239,751	6,262,330	1,252,466	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	14,424	14,424	2,885	14,425	14,425	14,425	14,425	14,425	72,125	14,425	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 21,627	▲ 48,682	▲ 8,420	▲ 119	▲ 409	▲ 79,257	▲ 15,851	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 15,541	▲ 77,705	▲ 15,541	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	92,704	－	－	－	92,704	18,541	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	272,915	201,196	82,294	35,278	8,866	600,549	120,110	120,018	120,018	120,018	120,018	120,017	600,089	120,018	
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	2,768,409	2,942,901	2,861,390	2,338,260	2,790,757	13,701,717	2,740,343	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 1,082,907	▲ 1,149,814	▲ 1,103,721	▲ 970,703	▲ 1,052,666	▲ 5,359,811	▲ 1,071,962	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲表示で記載
第３区分費用計	29,524,779	27,485,466	32,079,750	24,472,628	25,850,509	139,413,132	27,882,626	30,938,028	32,450,383	33,286,965	31,298,305	30,612,213	158,585,894	31,717,179	

（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	1,690,724	1,286,133	2,124,427	892,572	1,166,095	7,159,951	1,431,990	2,255,614	1,980,994	1,900,591	1,876,270	1,794,895	9,808,364	1,961,673	
	塗装	664,583	269,783	654,355	316,164	402,824	2,307,709	461,542	984,643	961,963	930,191	955,767	915,896	4,748,460	949,692	
	保安対策	187,254	305,640	379,077	292,837	361,169	1,525,977	305,195	430,436	502,315	500,774	527,484	559,351	2,520,360	504,072	
	第三者要請対応	2,757	－	－	－	－	2,757	551	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	37,304	41,128	61,211	12,358	13,989	165,990	33,198	5,455	2,664	6,083	3,605	6,610	24,417	4,883	
	計	2,582,622	1,902,684	3,219,070	1,513,931	1,944,077	11,162,384	2,232,477	3,676,148	3,447,936	3,337,639	3,363,126	3,276,752	17,101,601	3,420,320	
変電設備	設備取替・補修	1,035,462	737,132	912,491	435,591	309,841	3,430,517	686,103	453,587	461,492	409,631	382,333	474,760	2,181,803	436,361	
	塗装	136,396	125,061	126,494	33,909	41,393	463,253	92,651	54,268	91,362	56,899	135,131	116,709	454,369	90,874	
	保安対策	301,265	286,139	264,481	661,565	644,805	2,158,255	431,651	563,091	643,939	775,772	577,786	461,375	3,021,963	604,393	
	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	104,280	227,596	258,123	23,991	219,740	833,730	166,746	182,187	296,090	366,154	157,169	195,462	1,197,062	239,412	
	計	1,577,403	1,375,928	1,561,589	1,155,056	1,215,779	6,885,755	1,377,151	1,253,133	1,492,883	1,608,456	1,252,419	1,248,306	6,855,197	1,371,039	
配電設備	第三者要請対応	219,482	277,422	293,821	334,133	363,923	1,488,781	297,756	234,308	233,131	231,954	230,776	229,600	1,159,769	231,954	
	その他	6,067,262	6,372,682	6,144,154	5,934,432	5,343,115	29,861,645	5,972,329	5,805,369	5,870,393	5,918,265	5,862,528	5,835,860	29,292,415	5,858,483	
	計	6,286,744	6,650,104	6,437,975	6,268,565	5,707,038	31,350,426	6,270,085	6,039,677	6,103,524	6,150,219	6,093,304	6,065,460	30,452,184	6,090,437	
業務設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	1,313,822	1,170,276	1,608,977	1,168,410	1,129,782	6,391,267	1,278,253	1,363,998	1,269,684	1,263,900	1,375,135	1,445,470	6,718,187	1,343,637	
	計	1,313,822	1,170,276	1,608,977	1,168,410	1,129,782	6,391,267	1,278,253	1,363,998	1,269,684	1,263,900	1,375,135	1,445,470	6,718,187	1,343,637	
合計		11,760,591	11,098,992	12,827,611	10,105,962	9,996,676	55,789,832	11,157,966	12,332,956	12,314,027	12,360,214	12,083,984	12,035,988	61,127,169	12,225,434	

［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	1,966,505	1,929,782	2,150,892	1,921,695	1,954,606	9,923,480	1,984,696	1,883,804	1,875,674	1,609,959	1,601,786	1,593,614	8,564,837	1,712,967	
変電設備	－	504	－	－	－	504	101	－	－	－	－	－	－	－	
配電設備	1,375,866	1,217,242	1,430,138	1,054,118	1,239,967	6,317,331	1,263,466	1,340,937	1,404,386	1,397,293	1,390,201	1,383,108	6,915,925	1,383,185	
業務設備	6,575	7,121	7,560	11,200	10,867	43,323	8,665	5,413	4,516	4,494	4,471	4,448	23,342	4,668	
合計	3,348,946	3,154,649	3,588,590	2,987,013	3,205,440	16,284,638	3,256,928	3,230,154	3,284,576	3,011,746	2,996,458	2,981,170	15,504,104	3,100,821	

［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	220,765	122,293	113,586	105,476	142,827	704,947	140,989	137,131	549,976	169,908	124,270	268,268	1,249,553	249,911	
	除却費用	1,293,040	788,069	3,203,442	875,283	1,050,350	7,210,184	1,442,037	1,550,490	2,041,004	2,763,435	2,410,944	2,128,570	10,894,443	2,178,889	
変電設備	除却損	294,644	213,985	124,006	347,738	81,932	1,062,305	212,461	174,223	267,354	219,318	307,462	177,428	1,145,785	229,157	
	除却費用	828,732	640,572	722,649	634,547	908,205	3,734,705	746,941	1,279,864	1,619,113	2,369,109	1,234,140	1,080,811	7,583,037	1,516,607	
配電設備	除却損	917,177	733,885	728,744	719,721	689,345	3,788,872	757,774	808,805	845,312	816,873	795,061	773,825	4,039,876	807,975	
	除却費用	2,118,606	2,159,941	2,206,387	2,189,689	2,080,885	10,755,508	2,151,102	2,884,549	2,608,304	2,877,017	2,718,130	2,771,306	13,859,306	2,771,861	
業務設備	除却損	113,466	161,228	40,588	63,765	8,673	387,720	77,544	158,692	196,295	28,484	19,786	7,520	410,777	82,155	
	除却費用	105,735	46,489	148,485	110,874	82,657	494,240	98,848	130,341	249,191	318,588	225,871	131,444	1,055,435	211,087	
合計	除却損	1,546,052	1,231,391	1,006,924	1,236,700	922,777	5,943,844	1,188,769	1,278,851	1,858,937	1,234,583	1,246,579	1,227,041	6,845,991	1,369,198	
	除却費用	4,346,113	3,635,071	6,280,963	3,810,393	4,122,097	22,194,637	4,438,927	5,845,244	6,517,612	8,328,149	6,589,085	6,112,131	33,392,221	6,678,444	

［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	1,137,711	1,521,884	1,524,141	1,133,942	1,279,741	6,597,419	1,319,484	1,467,176	1,459,816	1,452,442	1,445,069	1,437,697	7,262,200	1,452,440	
機械賃借料	795,203	1,091,272	1,022,704	19,402	16,575	2,945,156	589,031	17,853	18,302	17,717	17,627	17,537	89,036	17,807	
車両リース料	206,061	289,500	305,091	306,898	371,368	1,478,918	295,784	481,015	598,717	595,693	592,670	589,646	2,857,741	571,548	
その他	1,912,121	719,822	813,101	749,206	777,081	4,971,331	994,266	790,449	786,514	782,541	778,569	774,596	3,912,669	782,534	
合計	4,051,096	3,622,478	3,665,037	2,209,448	2,444,765	15,992,824	3,198,565	2,756,493	2,863,349	2,848,393	2,833,935	2,819,476	14,121,646	2,824,329	

［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	
連系設備等	1,577,833	1,577,833	1,577,833	1,577,833	1,729,258	8,040,590	1,608,118	1,581,013	1,581,013	1,581,013	1,581,013	1,581,013	7,905,065	1,581,013	
広域需給調整融通振替料金	－	－	－	9,413	342,394	351,807	70,361	342,394	342,394	342,394	342,394	342,394	1,711,970	342,394	
その他	3,902	43,502	21,944	31,244	36,969	137,561	27,512	36,969	36,969	36,969	36,969	36,969	184,845	36,969	
合計	1,581,735	1,621,335	1,599,777	1,618,490	2,108,621	8,529,958	1,705,992	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	1,960,376	9,801,880	1,960,376	

第４表

離島等供給に係る費用明細表

（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	
役員給与	1,013	877	816	157	173	3,036	607	150	150	150	151	151	752	150	
給料手当	91,391	80,966	81,699	36,669	31,770	322,495	64,499	30,694	30,375	29,866	29,279	28,892	149,106	29,821	
給料手当振替額（貸方）	▲ 971	▲ 828	▲ 975	▲ 57	▲ 39	▲ 2,870	▲ 574	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 51	▲ 50	▲ 254	▲ 51	▲表示で記載
退職給与金	4,843	6,478	12,243	4,367	2,809	30,740	6,148	3,211	2,820	2,089	2,625	1,637	12,382	2,476	
厚生費	18,668	15,740	15,694	7,899	6,842	64,843	12,969	6,693	6,620	6,513	6,387	6,305	32,518	6,504	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	2,693	2,439	2,478	1,757	1,651	11,018	2,204	1,574	1,489	1,480	1,480	1,480	7,503	1,501	
燃料費	980,786	1,088,149	1,048,453	786,506	1,125,153	5,029,047	1,005,809	2,038,319	2,038,319	2,004,072	2,004,072	1,969,825	10,054,607	2,010,921	
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
消耗品費	8,211	6,443	5,890	676	557	21,777	4,355	726	726	726	726	726	3,630	726	
修繕費	486,953	471,652	449,571	390,619	392,471	2,191,266	438,253	509,708	693,501	599,363	697,814	574,164	3,074,550	614,910	
水利使用料	729	719	719	714	714	3,595	719	719	719	719	719	719	3,595	719	
補償費	84,937	98,612	1,129	11	430	185,119	37,024	359	359	359	359	360	1,796	359	
賃借料	972	1,175	1,184	1,150	1,116	5,597	1,119	2,272	2,298	2,293	2,285	2,279	11,427	2,285	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	378,799	368,389	379,738	322,719	323,140	1,772,785	354,557	437,506	416,966	379,507	376,323	390,634	2,000,936	400,187	
損害保険料	110	55	37	－	－	202	40	－	－	－	－	－	－	－	
普及開発関係費	4	4	3	55	61	127	25	34	34	34	35	35	172	34	
養成費	1,659	1,175	1,084	278	238	4,434	887	236	236	236	236	235	1,179	236	
研究費	3,386	2,934	3,185	208	214	9,927	1,985	886	879	885	885	885	4,420	884	
諸費	29,168	21,228	21,551	17,297	15,907	105,151	21,030	23,578	23,270	22,805	22,879	23,118	115,650	23,130	
貸倒損	105	▲ 5,427	－	66	739	▲ 4,517	▲ 903	270	270	270	270	269	1,349	270	
減価償却費	216,633	195,060	147,636	154,468	165,749	879,546	175,909	234,537	242,692	246,064	251,057	252,275	1,226,625	245,325	
固定資産税	24,442	22,432	20,608	23,904	20,793	112,179	22,436	30,406	32,343	30,959	32,637	31,136	157,481	31,496	
雑税	1,091	1,737	2,357	105	9	5,299	1,060	3,680	3,680	3,679	3,679	3,679	18,397	3,679	
固定資産除却費	5,422	2,514	53,958	9,343	53,664	124,901	24,980	62,938	14,144	55,652	4,246	21,425	158,405	31,681	
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	427,011	560,035	612,423	579,273	646,585	2,825,327	565,065	72,491	72,491	72,491	72,491	72,491	362,455	72,491	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 498	▲ 462	▲ 303	－	－	▲ 1,263	▲ 253	▲ 275	▲ 275	▲ 275	▲ 275	▲ 274	▲ 1,374	▲ 275	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲ 7	▲ 4	▲ 7	▲ 17	▲ 12	▲ 47	▲ 9	▲ 18	▲ 18	▲ 18	▲ 18	▲ 19	▲ 91	▲ 18	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	255	－	－	－	255	51	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	859	554	219	93	23	1,748	350	442	442	442	442	443	2,211	442	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

	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	
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	－	－	－	－	－	－	9,068	9,068	9,067	9,067	9,067	45,337	9,067	
離島等供給に係る費用計	2,768,409	2,942,901	2,861,390	2,338,260	2,790,757	13,701,717	2,740,343	3,470,153	3,593,547	3,469,377	3,519,800	3,391,887	17,444,764	3,488,953	
（参考）事業報酬	－	－	－	－	－	－	－	46,460	47,626	48,836	71,343	86,916	301,181	60,236	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（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	
電灯料	▲ 521,059	▲ 546,484	▲ 524,280	▲ 473,988	▲ 508,351	▲ 2,574,162	▲ 514,832	▲ 590,507	▲ 590,073	▲ 567,626	▲ 567,262	▲ 544,928	▲ 2,860,396	▲ 572,079	▲表示で記載
電力料	▲ 561,848	▲ 603,330	▲ 579,441	▲ 496,715	▲ 544,315	▲ 2,785,649	▲ 557,130	▲ 729,775	▲ 729,694	▲ 729,615	▲ 729,660	▲ 729,580	▲ 3,648,324	▲ 729,665	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 1,082,907	▲ 1,149,814	▲ 1,103,721	▲ 970,703	▲ 1,052,666	▲ 5,359,811	▲ 1,071,962	▲ 1,320,282	▲ 1,319,767	▲ 1,297,241	▲ 1,296,922	▲ 1,274,508	▲ 6,508,720	▲ 1,301,744	▲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	31,456,368	31,870,130	26,506,805	27,266,841	25,510,513	142,610,657	28,522,131	27,079,792	26,399,188	24,460,264	22,474,138	20,559,009	120,972,391	24,194,478	
退職給与金 ※2	▲ 1,004,409	▲ 4,867	1,746,328	1,133,022	167,648	2,037,722	407,544	996,113	848,904	127,580	572,318	－	2,544,915	508,983	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	8,611	2,325,633	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	1,523,849	304,770	438,642	▲ 193,042	－	－	－	245,600	49,120	
賃借料 ※3	1,857,002	2,660,433	2,806,246	3,565,373	3,552,237	14,441,291	2,888,258	3,623,975	3,784,665	2,887,890	2,887,890	2,887,890	16,072,310	3,214,462	
諸費 ※4	106,284	118,968	169,295	361,629	420,784	1,176,960	235,392	573,078	583,820	513,945	514,314	514,529	2,699,686	539,937	
貸倒損	▲ 19,489	55,289	－	10,617	413,686	460,103	92,021	－	－	90,847	90,847	90,848	272,542	54,508	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	835,920	591,841	725,783	428,154	189,168	2,770,866	554,173	821,386	774,978	189,168	189,168	189,168	2,163,868	432,774	
インバランス収支過不足額 ※5	▲ 2,861,413	▲ 226,850	1,608,109	4,477,447	▲ 5,314,579	▲ 2,317,286	▲ 463,457	2,811,502	2,029,090	3,501,390	3,501,390	3,501,390	15,344,762	3,068,952	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	11,128,222	10,944,796	11,049,697	10,736,716	10,812,414	54,671,845	10,934,369	10,524,426	10,561,488	10,837,875	10,833,000	10,852,125	53,608,914	10,721,783	
事業税	2,090,294	2,161,181	1,928,500	1,901,109	1,812,721	9,893,805	1,978,761	1,947,108	1,897,131	2,288,237	2,362,541	2,311,680	10,806,697	2,161,339	
雑税	182,205	121,077	106,066	233,910	220,863	864,121	172,824	215,923	226,537	170,205	170,205	170,205	953,075	190,615	
法人税等	－	－	－	432,657	465,649	898,306	179,661	1,038,027	1,096,846	440,086	440,086	440,086	3,455,131	691,026	
賠償負担金相当金	－	－	－	658,113	1,231,426	1,889,539	377,908	1,223,614	1,213,237	1,250,746	1,250,746	1,250,746	6,189,089	1,237,818	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
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	6,756,791	6,818,571	6,796,832	7,057,124	7,052,436	34,481,754	6,896,351	7,061,693	6,825,270	6,407,004	6,016,984	5,634,243	31,945,194	6,389,039	
調整力の確保に要する費用 ※8	144,180	265,180	350,219	125,815	178,913	1,064,307	212,861	3,455,821	4,121,504	2,934,441	3,141,621	5,195,730	18,849,117	3,769,823	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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	15,216,683	18,510,403	33,727,086	6,745,417	貸方の場合は▲表示で記載
制御不能費用計	50,680,566	57,701,382	53,538,288	57,978,586	46,569,017	266,467,839	53,293,568	61,811,100	60,169,616	56,099,678	69,661,931	72,108,052	319,850,377	63,970,075	

（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	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	
発電等設備	－	－	－	－	－	－	－	95,226	95,226	－	－	－	190,452	38,090	
送電設備	10,293,974	10,245,723	9,372,170	9,600,987	8,776,343	48,289,197	9,657,839	9,401,954	9,260,297	7,990,199	7,448,154	6,812,143	40,912,747	8,182,549	
変電設備	6,946,506	7,135,196	6,163,273	6,572,287	6,232,770	33,050,032	6,610,006	6,764,136	6,592,412	6,706,324	6,158,177	5,775,007	31,996,056	6,399,211	
配電設備	11,129,268	11,305,904	7,534,706	7,781,101	7,676,706	45,427,685	9,085,537	8,180,093	7,986,668	7,778,416	7,313,758	6,898,965	38,157,900	7,631,580	
業務設備	3,086,620	3,183,307	3,436,656	3,312,466	2,824,694	15,843,743	3,168,749	2,638,383	2,464,585	1,985,325	1,554,049	1,072,894	9,715,236	1,943,047	
合計	31,456,368	31,870,130	26,506,805	27,266,841	25,510,513	142,610,657	28,522,131	27,079,792	26,399,188	24,460,264	22,474,138	20,559,009	120,972,391	24,194,478	

（2）第６条第３項第２号関係

［退職給与金］

（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	
数理計算上の差異（2016年度以前発生分）	▲ 1,004,409	70,192	1,647,760	664,661	144,023	1,522,227	304,445	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	▲ 75,059	▲ 75,144	▲ 64,994	▲ 64,992	▲ 280,189	▲ 56,038	－	－	－	－	－	－	－	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	173,712	147,207	147,208	468,127	93,625	147,208	－	－	－	－	147,208	29,442	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	386,148	386,148	772,296	154,459	386,148	386,148	－	－	－	772,296	154,459	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	▲ 444,739	▲ 444,739	▲ 88,948	▲ 444,738	▲ 444,738	▲ 444,739	－	－	▲ 1,334,215	▲ 266,843	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	572,318	572,318	572,319	572,318	－	2,289,273	457,855	貸方の場合は▲表示で記載
数理計算上の差異（2022年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	335,177	335,176	－	－	－	670,353	134,071	貸方の場合は▲表示で記載
合計	▲ 1,004,409	▲ 4,867	1,746,328	1,133,022	167,648	2,037,722	407,544	996,113	848,904	127,580	572,318	－	2,544,915	508,983	

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	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	
分析（採油含む）	－	－	－	－	－	－	－	58,316	16,486	－	－	－	74,802	14,960	
運搬・処理	8,611	3,347,800	－	－	－	3,356,411	671,282	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	▲ 1,022,167	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	▲ 1,832,562	▲ 366,512	380,326	▲ 209,528	－	－	－	170,798	34,160	
合計	8,611	2,325,633	▲ 255,592	▲ 409,941	▲ 144,862	1,523,849	304,770	438,642	▲ 193,042	－	－	－	245,600	49,120	

［賃借料］

（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	
道路占用料	512,780	740,896	731,393	919,768	935,924	3,840,761	768,152	1,011,512	1,109,423	768,054	768,054	768,054	4,425,097	885,019	
水面使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
線路使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
電柱敷地料	886,112	1,221,738	1,189,822	1,428,241	1,427,368	6,153,281	1,230,656	1,391,088	1,399,934	1,230,499	1,230,499	1,230,499	6,482,519	1,296,504	
線下補償料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
河敷料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
占用関係借地料	458,110	697,799	885,031	1,217,364	1,188,945	4,447,249	889,450	1,221,375	1,275,308	889,337	889,337	889,337	5,164,694	1,032,939	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,857,002	2,660,433	2,806,246	3,565,373	3,552,237	14,441,291	2,888,258	3,623,975	3,784,665	2,887,890	2,887,890	2,887,890	16,072,310	3,214,462	

［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
受益者負担金	432	222	504	414	479	2,051	410	－	1,340	411	411	411	2,573	515	
推進機関の会費（特別会費を含む）	105,852	118,746	168,791	361,215	385,586	1,140,190	228,038	361,136	368,723	299,351	299,351	299,351	1,627,912	325,582	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	34,719	34,719	6,944	211,942	213,757	214,183	214,552	214,767	1,069,201	213,840	
合計	106,284	118,968	169,295	361,629	420,784	1,176,960	235,392	573,078	583,820	513,945	514,314	514,529	2,699,686	539,937	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 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
貸倒損引当額	▲ 21,933	▲ 44,737	▲ 611	10,523	411,180	354,422	70,884	▲ 2,773,675	▲ 29,988	71,733	71,733	71,734	▲ 2,588,463	▲ 517,693	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	2,444	100,026	611	94	2,506	105,681	21,136	2,773,675	29,988	19,114	19,114	19,114	2,861,005	572,201	
合計	▲ 19,489	55,289	－	10,617	413,686	460,103	92,021	－	－	90,847	90,847	90,848	272,542	54,508	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 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
振替損失電力量（千kWh）	77,616	49,429	54,350	37,629	14,693	233,717	46,743	47,146	43,904	14,693	14,693	14,693	135,129	27,026	
振替損失調整額	835,920	591,841	725,783	428,154	189,168	2,770,866	554,173	821,386	774,978	189,168	189,168	189,168	2,163,868	432,774	

［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）	▲ 1,471,636

（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
インバランス収支過不足額	▲ 2,861,413	▲ 226,850	1,608,109	4,477,447	▲ 5,314,579	▲ 2,317,286	▲ 463,457	2,517,174	▲ 1,472,299	－	－	－	1,044,875	208,975	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								294,328	3,501,389	3,501,390	3,501,390	3,501,390	14,299,887	2,859,977	貸方の場合は▲表示で記載
合計								2,811,502	2,029,090	3,501,390	3,501,390	3,501,390	15,344,762	3,068,952	

（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。）	－	－	－	－	－	－	－	－	4,225,832	2,507,659	3,565,865	5,621,669	15,921,025	3,184,205	
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	3,943	3,734	63,758	60,591	59,773	191,799	38,360	53,638	3,045	327,061	22,718	21,023	427,485	85,497	
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	142,446	262,848	286,461	86,361	129,300	907,416	181,483	6,700,735	543,660	675,982	129,300	129,300	8,178,977	1,635,795	
最終保障供給に係る利益又は損失	▲ 2,209	▲ 1,402	－	▲ 21,137	▲ 10,160	▲ 34,908	▲ 6,982	▲ 3,298,552	▲ 651,033	▲ 576,261	▲ 576,262	▲ 576,262	▲ 5,678,370	▲ 1,135,674	貸方の場合は▲表示で記載
合計	144,180	265,180	350,219	125,815	178,913	1,064,307	212,861	3,455,821	4,121,504	2,934,441	3,141,621	5,195,730	18,849,117	3,769,823	

（５）第６条第３項第１０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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	5,963,774	7,558,366	13,522,140	2,704,428	貸方の場合は▲表示で記載
第２区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,991,090	5,216,293	9,207,383	1,841,477	貸方の場合は▲表示で記載
第３区分費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,609,383	4,446,928	8,056,311	1,611,262	貸方の場合は▲表示で記載
次世代投資費用に係る額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,652,436	1,288,816	2,941,252	588,250	貸方の場合は▲表示で記載
合計	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	15,216,683	18,510,403	33,727,086	6,745,417	

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	4,492,383	4,500,542	4,432,380	4,339,206	4,595,849	22,360,360	4,472,072	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	
補償費	295,116	264,376	349,526	243,800	281,913	1,434,731	286,946	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	
事業者間精算費	474,340	343,124	790,464	464,910	205,184	2,278,022	455,604	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	2,135,333	427,067	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	
調整力の確保に要する費用 ※3	10,103,912	10,873,629	14,092,266	28,152,531	24,227,009	87,449,347	17,489,869	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	740	1,120	1,860	2,230	2,970	8,920	1,784	
事後検証費用計	15,459,226	17,844,888	19,678,803	33,260,200	29,414,676	115,657,793	23,131,559	26,571,563	24,476,310	27,765,401	24,749,085	24,539,615	128,101,974	25,620,395	

（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
周波数変換設備	6,063	6,017	5,325	31,349	330,647	379,401	75,880	243,726	243,726	204,210	204,210	169,829	1,065,701	213,140	
連系設備	4,486,320	4,494,525	4,427,055	4,307,857	4,265,202	21,980,959	4,396,192	4,302,592	4,302,729	4,313,316	4,323,648	4,396,616	21,638,901	4,327,780	
合計	4,492,383	4,500,542	4,432,380	4,339,206	4,595,849	22,360,360	4,472,072	4,546,318	4,546,455	4,517,526	4,527,858	4,566,445	22,704,602	4,540,920	

［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）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,124,408	864,584	2,045,410	1,065,858	300,463	5,400,723	1,080,145	300,463	300,463	300,463	300,463	300,463	1,502,315	300,463	
	電力量料金	404,787	311,251	736,348	383,709	108,167	1,944,262	388,852	108,167	108,167	108,167	108,167	108,167	540,835	108,167	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	286,219	153,450	72,109	122,343	102,573	736,694	147,339	102,573	102,573	102,573	102,573	102,573	512,865	102,573	
	電力量料金	54,382	29,156	13,701	23,246	19,489	139,974	27,995	19,489	19,489	19,489	19,489	19,489	97,445	19,489	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	8,132	1,635	32,530	40,324	51,748	134,369	26,874	51,748	51,748	51,748	51,748	51,748	258,740	51,748	
	電力量料金	8,540	1,716	34,157	42,340	54,335	141,088	28,218	54,335	54,335	54,335	54,335	54,335	271,675	54,335	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	4	59	1,919	6,508	5,604	14,094	2,819	5,604	5,604	5,604	5,604	5,604	28,020	5,604	
	電力量料金	1	16	546	2,061	2,178	4,802	960	2,178	2,178	2,178	2,178	2,178	10,890	2,178	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	8,200	1,390	10,233	25,982	38,817	84,622	16,924	38,817	38,817	38,817	38,817	38,817	194,085	38,817	
	電力量料金	1,907	320	2,353	5,976	8,928	19,484	3,897	8,928	8,928	8,928	8,928	8,928	44,640	8,928	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	3,653	641	4,078	8,718	11,866	28,956	5,791	11,866	11,866	11,866	11,866	11,866	59,330	11,866	
	電力量料金	1,095	192	1,223	2,615	3,559	8,684	1,737	3,559	3,559	3,559	3,559	3,559	17,795	3,559	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	3,608	420	1,671	5,334	8,666	19,699	3,940	8,666	8,666	8,666	8,666	8,666	43,330	8,666	
	電力量料金	2,722	319	1,270	3,922	6,587	14,820	2,964	6,587	6,587	6,587	6,587	6,587	32,935	6,587	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	3,236	552	3,093	3,719	6,932	17,532	3,506	6,932	6,932	6,932	6,932	6,932	34,660	6,932	
	電力量料金	906	154	866	1,041	1,941	4,908	982	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	9,705	1,941	
合計	電力量（千kWh）	1,437,460	1,022,731	2,171,043	1,278,786	526,669	6,436,689	1,287,338	526,669	526,669	526,669	526,669	526,669	2,633,345	526,669	
	電力量料金	474,340	343,124	790,464	464,910	205,184	2,278,022	455,604	205,184	205,184	205,184	205,184	205,184	1,025,920	205,184	

（２）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（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	
定期的補償費	3,671	3,546	3,881	4	5	11,107	2,221	2,698	2,698	2,698	2,698	2,698	13,490	2,698	
臨時的補償費	209,408	216,691	258,171	175,999	240,356	1,100,625	220,125	248,307	248,307	248,307	248,307	248,306	1,241,534	248,307	
損害賠償費	82,037	44,139	87,474	67,797	41,552	322,999	64,600	72,606	72,606	72,606	72,606	72,606	363,030	72,606	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	295,116	264,376	349,526	243,800	281,913	1,434,731	286,946	323,611	323,611	323,611	323,611	323,610	1,618,054	323,611	

（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	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	
委託費	－	13,200	－	－	－	13,200	2,640	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	93,475	1,642,273	14,167	59,753	104,721	1,914,389	382,878	335,302	335,302	335,302	335,302	335,302	1,676,510	335,302	
固定資産除却費	－	207,744	－	－	－	207,744	41,549	－	－	－	－	－	－	－	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 670,600	▲ 134,120	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	2,135,333	427,067	201,182	201,182	201,182	201,182	201,182	1,005,910	201,182	

［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	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	参照期間		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	10ヶ年計	10ヶ年平均	
委託費	－	－	－	－	－			－	13,200	－	－	－	13,200	1,320	
修繕費	－	493,956	135,885	－	808,786			93,475	1,642,273	14,167	59,753	104,721	3,353,016	335,302	
固定資産除却費	－	－	－	－	－			－	207,744	－	－	－	207,744	20,774	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
その他	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計	－	493,956	135,885	－	808,786			93,475	1,863,217	14,167	59,753	104,721	3,573,960	357,396	

（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	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	
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	8,957,914	8,252,733	7,822,933	20,205,808	17,004,195	62,243,583	12,448,717	12,253,374	－	－	－	－	12,253,374	2,450,675	
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	835,556	1,310,901	5,790,001	7,319,155	6,587,743	21,843,356	4,368,671	4,672,987	－	－	－	－	4,672,987	934,597	
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	－	－	－	－	－	－	－	4,164,599	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	84,608,639	16,921,728	
その他	310,442	1,309,995	479,332	627,568	635,071	3,362,408	672,482	203,568	－	－	－	－	203,568	40,714	
合計	10,103,912	10,873,629	14,092,266	28,152,531	24,227,009	87,449,347	17,489,869	21,294,528	19,198,758	22,516,038	19,489,020	19,240,224	101,738,568	20,347,714	

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 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
減価償却費	19,728	113,986	57,124	78,398	220,813	490,049	98,010	472,435	607,630	806,601	1,759,758	2,266,816	5,913,240	1,182,648	
固定資産税	－	－	6,778	5,531	6,192	18,501	3,700	30,607	40,229	54,146	67,943	84,019	276,944	55,389	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	－	－	52,920	155,027	116,812	324,759	64,952	1,452,995	1,531,785	579,034	3,246,789	818,892	7,629,495	1,525,899	
諸費	－	－	－	－	75,516	75,516	15,103	656,656	828,036	1,003,708	2,450,791	914,809	5,854,000	1,170,800	
その他	－	－	158	11,936	33,616	45,710	9,142	1,434,232	1,581,339	1,481,769	3,192,519	4,004,342	11,694,201	2,338,840	
次世代投資費用計	19,728	113,986	116,980	250,892	452,949	954,535	190,907	4,046,925	4,589,019	3,925,258	10,717,800	8,088,878	31,367,880	6,273,576	

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	610,186,950	623,051,946	634,707,404	634,234,795	675,653,421	3,177,834,516	635,566,903	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	13,890,320	28,124,561	42,014,881	8,402,976	
	計	610,186,950	623,051,946	634,707,404	648,125,115	703,777,982	3,219,849,397	643,969,879	
建設中の資産	以下を除く	12,293,401	15,832,808	21,207,281	23,956,510	16,596,003	89,886,003	17,977,201	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	－	－	－	－	－	－	－	
	計	12,293,401	15,832,808	21,207,281	23,956,510	16,596,003	89,886,003	17,977,201	
特定投資		3,054,649	2,817,414	2,599,612	2,400,227	2,216,665	13,088,567	2,617,713	
運転資本	営業資本	16,886,879	16,886,124	16,860,247	17,065,025	16,530,265	84,228,540	16,845,708	
	貯蔵品	3,314,402	3,354,416	3,386,931	3,422,017	3,454,832	16,932,598	3,386,520	
	計	20,201,281	20,240,540	20,247,178	20,487,042	19,985,097	101,161,138	20,232,228	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース		645,736,281	661,942,708	678,761,475	694,968,894	742,575,747	3,423,985,105	684,797,021	
報酬率		1.50%	1.50%	1.50%	2.14%	2.44%	1.82%	1.82%	
事業報酬計		9,686,044	9,929,141	10,181,422	14,872,334	18,118,848	62,787,789	12,557,558	

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	416,209	418,363	435,457	642,428	986,821	2,899,278	579,856	
追加事業報酬計	416,209	418,363	435,457	642,428	986,821	2,899,278	579,856	

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
特定固定資産	以下を除く	新北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	50,201,920	47,547,719	44,892,038	42,257,630	39,700,897	224,600,204	44,920,041	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	〃	〃	－	－	－	－	－	－	－	
	計	〃	〃	50,201,920	47,547,719	44,892,038	42,257,630	39,700,897	224,600,204	44,920,041	
特定固定資産	以下を除く	新々北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	－	－	－	33,799	24,989,412	25,023,211	5,004,642	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	〃	〃	－	－	－	5,949	5,519,752	5,525,701	1,105,140	
	計	〃	〃	－	－	－	39,748	30,509,164	30,548,912	6,109,782	
建設中の資産	以下を除く	新々北本連系設備	北斗変換所～今別変換所	2,237,961	5,416,568	10,569,299	15,342,439	8,460,201	42,026,468	8,405,294	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	〃	〃	－	－	－	－	－	－	－	
	計	〃	〃	2,237,961	5,416,568	10,569,299	15,342,439	8,460,201	42,026,468	8,405,294	
特定投資	以下を除く	東京中部間直流連系設備	飛騨変換所～信濃変換所	3,054,649	2,817,414	2,599,612	2,400,227	2,216,665	13,088,567	2,617,713	
	物価等の変動に伴う費用の増減額	〃	〃	－	－	－	－	－	－	－	
	計	〃	〃	3,054,649	2,817,414	2,599,612	2,400,227	2,216,665	13,088,567	2,617,713	
合計				55,494,530	55,781,701	58,060,949	60,040,044	80,886,927	310,264,151	62,052,830	

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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲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	647,321	340,720	417,240	676,610	277,601	2,359,492	471,898	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 104,212	▲ 40,597	▲ 72,716	▲ 279,405	▲ 1,371,987	▲ 1,868,917	▲ 373,783	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 2,014,036	▲ 1,933,906	▲ 2,018,613	▲ 4,913,354	▲ 5,646,936	▲ 16,526,845	▲ 3,305,369	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
預金利息	▲ 507	▲ 367	▲ 210	－	－	▲ 1,084	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 217	▲ 1,085	▲ 217	▲表示で記載
控除収益計	▲ 1,471,434	▲ 1,634,150	▲ 1,674,299	▲ 4,516,149	▲ 6,741,322	▲ 16,037,354	▲ 3,207,471	▲ 6,580,180	▲ 6,480,388	▲ 6,425,121	▲ 6,425,121	▲ 6,640,742	▲ 32,551,552	▲ 6,510,310	

（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
全国融通振替料金	▲ 1,250	▲ 662	▲ 26	▲ 12,218	▲ 5,384	▲ 19,540	▲ 3,908	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 5,384	▲ 26,920	▲ 5,384	▲表示で記載
広域需給調整振替料金	－	－	－	▲ 5,719	▲ 69,653	▲ 75,372	▲ 15,074	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 69,653	▲ 348,265	▲ 69,653	▲表示で記載
その他託送収益	648,571	341,382	417,266	694,547	352,638	2,454,404	490,881	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 43,578	▲ 217,890	▲ 43,578	▲表示で記載
合計	647,321	340,720	417,240	676,610	277,601	2,359,492	471,898	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 118,615	▲ 593,075	▲ 118,615	▲表示で記載

［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）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	電力量料金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 41,067	▲ 20,061	▲ 2,794	▲ 17,355	▲ 114,222	▲ 195,499	▲ 39,100	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 114,222	▲ 571,110	▲ 114,222	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 11,499	▲ 5,617	▲ 782	▲ 4,859	▲ 31,982	▲ 54,739	▲ 10,948	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 31,982	▲ 159,910	▲ 31,982	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 182,820	▲ 77,127	▲ 233,661	▲ 802,506	▲ 2,218,874	▲ 3,514,988	▲ 702,998	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 2,218,874	▲ 11,094,370	▲ 2,218,874	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 51,190	▲ 21,596	▲ 65,426	▲ 224,702	▲ 1,244,796	▲ 1,607,710	▲ 321,542	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 1,244,796	▲ 6,223,980	▲ 1,244,796	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 5,844	▲ 5,803	▲ 1,342	▲ 14,263	▲ 56,015	▲ 83,267	▲ 16,653	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 56,015	▲ 280,075	▲ 56,015	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 9,058	▲ 8,995	▲ 2,048	▲ 18,923	▲ 51,987	▲ 91,011	▲ 18,202	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 51,987	▲ 259,935	▲ 51,987	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 563	▲ 78	▲ 228	▲ 2,255	▲ 3,908	▲ 7,032	▲ 1,406	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 3,908	▲ 19,540	▲ 3,908	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 873	▲ 122	▲ 351	▲ 3,327	▲ 3,482	▲ 8,155	▲ 1,631	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 3,482	▲ 17,410	▲ 3,482	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 12,699	▲ 2,375	▲ 465	▲ 10,241	▲ 17,622	▲ 43,402	▲ 8,680	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 17,622	▲ 88,110	▲ 17,622	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 19,684	▲ 3,680	▲ 696	▲ 13,320	▲ 17,355	▲ 54,735	▲ 10,947	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 17,355	▲ 86,775	▲ 17,355	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 4,800	▲ 156	▲ 520	▲ 3,353	▲ 10,782	▲ 19,611	▲ 3,922	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 10,782	▲ 53,910	▲ 10,782	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 7,440	▲ 242	▲ 796	▲ 4,878	▲ 10,207	▲ 23,563	▲ 4,713	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 10,207	▲ 51,035	▲ 10,207	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 715	▲ 29	▲ 922	▲ 2,515	▲ 6,069	▲ 10,250	▲ 2,050	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 6,069	▲ 30,345	▲ 6,069	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,108	▲ 46	▲ 1,303	▲ 3,571	▲ 6,106	▲ 12,134	▲ 2,427	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 6,106	▲ 30,530	▲ 6,106	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 2,167	▲ 193	▲ 857	▲ 4,373	▲ 7,218	▲ 14,808	▲ 2,962	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 7,218	▲ 36,090	▲ 7,218	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 3,360	▲ 299	▲ 1,314	▲ 5,825	▲ 6,072	▲ 16,870	▲ 3,374	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 6,072	▲ 30,360	▲ 6,072	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 250,675	▲ 105,822	▲ 240,789	▲ 856,861	▲ 2,434,710	▲ 3,888,857	▲ 777,771	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 2,434,710	▲ 12,173,550	▲ 2,434,710	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 104,212	▲ 40,597	▲ 72,716	▲ 279,405	▲ 1,371,987	▲ 1,868,917	▲ 373,783	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 1,371,987	▲ 6,859,935	▲ 1,371,987	▲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	▲ 30,393	▲ 27,922	▲ 25,507	▲ 14	▲ 446	▲ 84,282	▲ 16,856	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
違約金	▲ 694	▲ 407	－	－	－	▲ 1,101	▲ 220	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	▲ 11,880	▲ 12,585	▲ 12,895	－	－	▲ 37,360	▲ 7,472	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 3	▲ 120	▲ 5,765	▲ 4	▲ 7	▲ 5,899	▲ 1,180	▲ 31	▲ 29	▲ 22	▲ 22	▲ 22	▲ 126	▲ 25	▲表示で記載
広告料	▲ 2,054	▲ 2,022	▲ 3,563	▲ 10,413	▲ 9,883	▲ 27,935	▲ 5,587	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 9,883	▲ 49,415	▲ 9,883	▲表示で記載
供給雑収	▲ 117,195	▲ 77,302	▲ 83,840	▲ 84,994	▲ 78,743	▲ 442,074	▲ 88,415	▲ 97,221	▲ 97,221	▲ 73,121	▲ 73,121	▲ 73,121	▲ 413,805	▲ 82,761	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲ 111,086	▲ 111,086	▲ 22,217	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	▲ 1,851,817	▲ 1,813,548	▲ 1,887,043	▲ 4,817,929	▲ 5,557,857	▲ 15,928,194	▲ 3,185,639	▲ 4,982,226	▲ 4,882,436	▲ 4,851,276	▲ 4,851,276	▲ 4,955,811	▲ 24,523,025	▲ 4,904,605	▲表示で記載
合計	▲ 2,014,036	▲ 1,933,906	▲ 2,018,613	▲ 4,913,354	▲ 5,646,936	▲ 16,526,845	▲ 3,305,369	▲ 5,089,361	▲ 4,989,569	▲ 4,934,302	▲ 4,934,302	▲ 5,149,923	▲ 25,097,457	▲ 5,019,491	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 606,168	▲ 617,398	▲ 592,853	▲ 1,901,469	▲ 1,921,199	▲ 5,639,087	▲ 1,127,817	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 1,926,107	▲ 9,630,535	▲ 1,926,107	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	－	－	－	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 134,120	▲ 670,600	▲ 134,120	▲表示で記載

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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	126,851	－	126,851
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	25,664,617	23,464,892	2,199,725
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲648,732	▲648,535	▲197
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,215,209	－	2,215,209
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,778,691	3,977,259	801,432
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	580,643	254,572	326,071
燃料費	－	－	－	10,054,607	10,054,607	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	53	53	－	－	－	－	487,277	375,148	112,129
修繕費	250,687	250,687	－	3,037,217	3,037,217	－	－	－	－	25,696,989	24,760,360	936,629
水利使用料	3,794	3,794	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	893,428	892,939	489
賃借料	1,524	1,524	－	3,872	3,872	－	－	－	－	8,486,413	6,775,894	1,710,519
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	33,051,466	33,051,466	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920	1,025,920	－
委託費	－	－	－	1,389,660	1,384,229	5,431	－	－	－	15,171,963	12,809,709	2,362,254
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
普及開発関係費	3	－	3	169	－	169	－	－	－	2,295	－	2,295
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	265,131	－	265,131
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	44,929	－	44,929
諸費	－	－	－	9,816	9,816	－	－	－	－	12,860,675	4,799,829	8,060,846
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	10,261	10,261	－	137,844	137,844	－	－	－	－	9,457,896	9,313,142	144,754
雑税	255	118	137	7,686	3,538	4,148	－	－	－	154,269	70,995	83,274
減価償却費	37,070	37,070	－	1,190,016	1,190,016	－	－	－	－	49,411,497	47,686,690	1,724,807
固定資産除却費	2,635	2,635	－	160,808	160,808	－	－	－	－	12,798,986	12,673,591	125,395
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲110	－	▲110	▲1,340	－	▲1,340	▲3,440	－	▲3,440	▲100,347	－	▲100,347
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲2	－	▲2	▲88	－	▲88	－	－	－	▲1,193	－	▲1,193
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	146	－	146	2,187	－	2,187	1,431	－	1,431	179,426	－	179,426
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,261	－	1,261	64,945	－	64,945	35	－	35	879,916	－	879,916
電気事業報酬	13,930	－	13,930	269,157	－	269,157	7,706	－	7,706	17,772,925	－	17,772,925
合計	321,454	306,089	15,365	16,326,609	15,982,000	344,609	5,732	－	5,732	221,257,140	181,283,871	39,973,269

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７ 部 門 整 理 表 （ 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	101,422	－	101,422	183,654	－	183,654	115,873	－	115,873	527,800	0.0	100.0	0.0
給料手当	20,709,332	18,950,577	1,758,755	38,466,211	35,281,488	3,184,723	22,946,735	20,937,383	2,009,352	107,786,895	91.5	8.5	0.0
給料手当振替額（貸方）	▲332,023	▲331,865	▲158	▲1,917,420	▲1,917,134	▲286	▲39,090	▲38,910	▲180	▲2,937,265	100.0	0.0	0.0
退職給与金	1,771,135	－	1,771,135	3,207,139	－	3,207,139	2,023,496	－	2,023,496	9,216,979	0.0	100.0	0.0
厚生費	3,885,020	3,244,248	640,772	7,153,311	5,993,013	1,160,298	5,004,556	4,272,484	732,072	20,821,578	84.0	16.0	0.0
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	457,580	196,875	260,705	1,946,560	1,474,479	472,081	1,155,460	857,608	297,852	4,140,243	67.2	32.8	0.0
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,054,607	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	787,014	697,363	89,651	1,152,255	989,915	162,340	554,268	451,843	102,425	2,980,867	84.3	15.7	0.0
修繕費	16,345,979	15,569,383	776,596	164,863,843	162,475,911	2,387,932	3,236,314	－	3,236,314	213,431,029	97.5	2.5	0.0
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,794	100.0	0.0	0.0
補償費	134,502	134,429	73	338,696	338,511	185	262,244	262,101	143	1,628,870	99.9	0.0	0.1
賃借料	3,106,135	1,875,516	1,230,619	17,788,287	15,258,885	2,529,402	1,605,379	－	1,605,379	30,991,610	77.2	22.8	0.0
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	33,051,466	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920	100.0	0.0	0.0
委託費	3,483,683	1,525,046	1,958,637	43,469,088	36,787,047	6,682,041	14,790,624	8,166,568	6,624,056	78,305,018	82.6	0.0	17.4
損害保険料	134,499	53,149	81,350	－	－	－	－	－	－	134,499	39.5	0.0	60.5
普及開発関係費	1,352	－	1,352	4,420	－	4,420	897	－	897	9,136	0.0	0.0	100.0
養成費	212,471	－	212,471	401,724	－	401,724	184,381	－	184,381	1,063,707	32.9	67.1	0.0
研究費	21,050	－	21,050	2,364,680	－	2,364,680	711,270	－	711,270	3,141,929	4.0	0.0	96.0
諸費	9,169,661	2,724,740	6,444,921	25,097,978	13,336,108	11,761,870	17,108,619	8,722,414	8,386,205	64,246,749	47.8	0.0	52.2
貸倒損	－	－	－	－	－	－	273,966	273,966	－	273,966	100.0	0.0	0.0
固定資産税	6,672,372	6,538,902	133,470	18,349,848	17,849,600	500,248	2,292,101	1,302,032	990,069	36,920,322	97.2	2.8	0.0
雑税	727,678	334,872	392,806	54,266	24,974	29,292	32,351	14,888	17,463	976,505	46.0	0.0	54.0
減価償却費	40,464,964	38,874,604	1,590,360	51,476,557	45,515,872	5,960,685	11,797,133	－	11,797,133	154,377,237	92.0	8.0	0.0
固定資産除却費	9,225,103	9,109,483	115,620	19,113,106	18,679,759	433,347	857,661	－	857,661	42,158,299	97.9	2.1	0.0
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲66,486	－	▲66,486	▲120,220	－	▲120,220	▲4,617	－	▲4,617	▲296,560	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲946	▲243	▲703	▲2,298	－	▲2,298	▲466	－	▲466	▲4,993	4.9	0.0	95.1
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	120,425	－	120,425	319,851	－	319,851	12,322	－	12,322	635,788	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	518,407	－	518,407	1,694,641	－	1,694,641	343,783	－	343,783	3,502,988	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	12,703,665	－	12,703,665	30,716,213	－	30,716,213	1,178,152	－	1,178,152	62,661,748	96.8	0.0	3.2
合計	130,353,994	99,497,079	30,856,915	426,122,390	352,088,428	74,033,962	86,443,412	45,222,377	41,221,035	880,830,731	87.7	5.9	6.4

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。

２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。

２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。

３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第４（第10条関係）

送 配 電 関 連 費 整 理 表 （ 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	－	－	－	－		126,851	59,028	42,394
給料手当	－	－	－	－		25,664,617	12,052,831	8,656,501
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲648,732	▲193,237	▲138,786
退職給与金	－	－	－	－		2,215,209	1,030,801	740,334
厚生費	－	－	－	－		4,778,691	2,261,082	1,623,938
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－
雑給	－	－	－	－		580,643	266,312	191,268
燃料費	10,054,607	－	10,054,607	－		－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－
消耗品費	53	－	53	－		487,277	458,042	328,972
修繕費	3,287,904	250,687	3,037,217	－		25,696,989	10,873,509	5,472,470
水利使用料	3,794	3,794	－	－		－	－	－
補償費	－	－	－	－		893,428	15,742	118,760
賃借料	5,396	1,524	3,872	－		8,486,413	1,611,557	1,494,578
託送料	－	－	－	－		33,051,466	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		1,025,920	－	－
委託費	1,389,660	－	1,389,660	－		15,171,963	2,317,381	1,166,302
損害保険料	－	－	－	－		－	74,662	59,837
普及開発関係費	172	3	169	－		2,295	787	565
養成費	－	－	－	－		265,131	123,658	88,813
研究費	－	－	－	－		44,929	12,251	8,799
諸費	9,816	－	9,816	－		12,860,675	5,336,743	3,832,918
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－
固定資産税	148,105	10,261	137,844	－		9,457,896	3,703,900	2,968,472
雑税	7,941	255	7,686	－		154,269	423,509	304,169
減価償却費	1,227,086	37,070	1,190,016	－		49,411,497	22,462,506	18,002,458
固定資産除却費	163,443	2,635	160,808	－		12,798,986	5,120,947	4,104,156
共有設備費等分担額	－	－	－	－		－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	203,568	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	382,608	－	－	382,608	141,321,403	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－				
建設分担関連費振替額（貸方）	▲4,890	▲110	▲1,340	▲3,440		▲100,347	▲38,695	▲27,791
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲90	▲2	▲88	－		▲1,193	▲551	▲395
開発費	－	－	－	－		－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費	3,764	146	2,187	1,431		179,426	66,849	53,576
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－
法人税等	66,241	1,261	64,945	35		879,916	287,773	230,634
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）	－	－	－	－		－	－	－
系統整備負担金相当収益	－	－	－	－		－	－	－
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	－	－	－	－		－	－	－
電気事業報酬	290,793	13,930	269,157	7,706		17,772,925	7,051,931	5,651,734
自社アンシラリーサービス費					1,283,345			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	17,036,403	321,454	16,326,609	388,340	142,808,316	221,257,140	75,379,318	54,974,676

（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	51,763	113,144	102,654	5,938	26,028	527,800	24.0	25.5	50.5
給料手当	10,841,629	23,697,951	20,543,164	1,175,753	5,154,449	107,786,895	23.8	24.9	51.3
給料手当振替額（貸方）	▲540,421	▲1,181,269	▲224,037	▲2,003	▲8,780	▲2,937,265	22.1	8.0	69.9
退職給与金	903,926	1,975,828	1,792,669	103,681	454,531	9,216,979	24.0	25.5	50.5
厚生費	2,016,147	4,406,954	4,354,184	256,425	1,124,157	20,821,578	23.0	27.5	49.5
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	548,634	1,199,221	1,035,414	59,204	259,547	4,140,243	14.0	32.7	53.3
燃料費	－	－	－	－	－	10,054,607	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	324,761	709,871	518,987	28,400	124,504	2,980,867	16.3	22.5	61.2
修繕費	31,134,144	68,053,929	66,609,958	1,959,879	342,247	213,431,029	44.8	8.7	46.5
水利使用料	－	－	－	－	－	3,794	100.0	0.0	0.0
補償費	95,461	208,661	224,474	13,437	58,907	1,628,870	54.8	0.0	45.2
賃借料	5,013,595	10,958,864	3,068,601	38,241	314,365	30,991,610	29.6	11.0	59.4
託送料	－	－	－	－	－	33,051,466	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－	－	1,025,920	100.0	0.0	0.0
委託費	8,162,365	17,841,537	30,617,098	352,671	1,286,041	78,305,018	52.9	0.0	47.1
損害保険料	－	－	－	－	－	134,499	0.0	100.0	0.0
普及開発関係費	1,246	2,723	451	－	897	9,136	36.8	4.9	58.3
養成費	113,225	247,491	174,524	9,448	41,417	1,063,707	24.9	21.2	53.9
研究費	666,481	1,456,813	735,804	63,484	153,368	3,141,929	2.3	0.0	97.7
諸費	5,618,461	12,280,996	19,447,494	781,185	4,078,461	64,246,749	31.0	0.0	69.0
貸倒損	－	－	273,966	－	－	273,966	100.0	0.0	0.0
固定資産税	5,080,001	11,104,015	3,249,635	747,723	460,575	36,920,322	28.0	28.2	43.8
雑税	15,295	33,432	32,057	1,083	4,750	976,505	17.8	0.0	82.2
減価償却費	14,250,851	31,149,928	8,183,101	8,794,695	895,115	154,377,237	38.5	32.1	29.4
固定資産除却費	5,291,302	11,565,884	2,409,104	639,378	65,099	42,158,299	32.3	27.8	39.9
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	203,568	100.0	0.0	0.0
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	141,704,011	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費						－			
建設分担関連費振替額（貸方）	▲33,884	▲74,064	▲12,272	▲4,617	－	▲296,560	37.0	22.4	40.6
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲648	▲1,415	▲572	▲24	▲105	▲4,993	25.7	0.0	74.3
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	88,548	193,551	37,752	12,322	－	635,788	30.8	18.9	50.3
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	469,147	1,025,476	448,963	17,615	77,223	3,502,988	27.0	0.0	73.0
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）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
系統整備負担金相当収益	－	－	－	－	－	－	－	－	－
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
電気事業報酬	8,503,525	18,587,254	3,708,919	1,068,770	25,897	62,661,748	30.5	0.0	69.5
自社アンシラリーサービス費						1,283,345			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	98,615,554	215,556,775	167,332,092	16,122,688	14,938,693	1,024,021,655	48.0	12.8	39.2

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。

3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送 配 電 関 連 費 明 細 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		
	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	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－				126,851	126,851	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－				25,664,617	25,664,617	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				▲648,732	▲648,732	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－				2,215,209	2,215,209	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				4,778,691	4,778,691	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－				580,643	580,643	－
燃料費	－	－	－	10,054,607	－	10,054,607	－	－	－				－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
消耗品費	－	－	－	53	53	－	－	－	－				487,277	487,277	－
修繕費	250,687	250,687	－	3,037,217	3,037,217	－	－	－	－				25,696,989	25,696,989	－
水利使用料	3,794	3,794	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				893,428	893,428	－
賃借料	1,524	1,524	－	3,872	3,872	－	－	－	－				8,486,413	8,486,413	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				33,051,466	31,244,311	1,807,155
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				1,025,920	－	1,025,920
委託費	－	－	－	1,389,660	1,389,660	－	－	－	－				15,171,963	15,171,963	－
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
普及開発関係費	3	3	－	169	169	－	－	－	－				2,295	2,295	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				265,131	265,131	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				44,929	44,929	－
諸費	－	－	－	9,816	9,816	－	－	－	－				12,860,675	12,860,675	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
固定資産税	10,261	10,261	－	137,844	137,844	－	－	－	－				9,457,896	9,457,896	－
雑税	255	255	－	7,686	7,686	－	－	－	－				154,269	154,269	－
減価償却費	37,070	37,070	－	1,190,016	1,190,016	－	－	－	－				49,411,497	49,411,497	－
固定資産除却費	2,635	2,635	－	160,808	160,808	－	－	－	－				12,798,986	12,798,986	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	203,568	203,568	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	382,608	－	382,608	141,321,403	112,744,658	28,576,745	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲110	▲110	－	▲1,340	▲1,340	－	▲3,440	▲3,440	－				▲100,347	▲100,347	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲2	▲2	－	▲88	▲88	－	－	－	－				▲1,193	▲1,193	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
社債発行費	146	146	－	2,187	2,187	－	1,431	1,431	－				179,426	179,426	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
法人税等	1,261	1,261	－	64,945	64,945	－	35	35	－				879,916	879,916	－
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）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
系統整備負担金相当収益	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－				－	－	－
電気事業報酬	13,930	13,930	－	269,157	269,157	－	7,706	7,706	－				17,772,925	17,772,925	－
自社アンシラリーサービス費										1,283,345	1,283,345	－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	321,454	321,454	－	16,326,609	6,272,002	10,054,607	388,340	5,732	382,608	142,808,316	114,231,571	28,576,745	221,257,140	218,424,065	2,833,075

（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）

	受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			低圧配電費			高圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変		
役員給与	59,028	59,028	－	42,394	42,394	－	51,763	51,763	－	113,144	113,144	－	5,938	5,938	－	102,654	501,772
給料手当	12,052,831	12,052,831	－	8,656,501	8,656,501	－	10,841,629	10,841,629	－	23,697,951	23,697,951	－	1,175,753	1,175,753	－	20,543,164	102,632,446
給料手当振替額（貸方）	▲193,237	▲193,237	－	▲138,786	▲138,786	－	▲540,421	▲540,421	－	▲1,181,269	▲1,181,269	－	▲2,003	▲2,003	－	▲224,037	▲2,928,485
退職給与金	1,030,801	1,030,801	－	740,334	740,334	－	903,926	903,926	－	1,975,828	1,975,828	－	103,681	103,681	－	1,792,669	8,762,448
厚生費	2,261,082	2,261,082	－	1,623,938	1,623,938	－	2,016,147	2,016,147	－	4,406,954	4,406,954	－	256,425	256,425	－	4,354,184	19,697,421
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	266,312	266,312	－	191,268	191,268	－	548,634	548,634	－	1,199,221	1,199,221	－	59,204	59,204	－	1,035,414	3,880,696
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,054,607
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	458,042	458,042	－	328,972	328,972	－	324,761	324,761	－	709,871	709,871	－	28,400	28,400	－	518,987	2,856,363
修繕費	10,873,509	10,873,509	－	5,472,470	5,472,470	－	31,134,144	31,134,144	－	68,053,929	68,053,929	－	1,959,879	1,959,879	－	66,609,958	213,088,782
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,794
補償費	15,742	15,742	－	118,760	118,760	－	95,461	95,461	－	208,661	208,661	－	13,437	13,437	－	224,474	1,569,963
賃借料	1,611,557	1,611,557	－	1,494,578	1,494,578	－	5,013,595	5,013,595	－	10,958,864	10,958,864	－	38,241	38,241	－	3,068,601	30,677,245
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	33,051,466
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	1,025,920
委託費	2,317,381	2,317,381	－	1,166,302	1,166,302	－	8,162,365	8,162,365	－	17,841,537	17,841,537	－	352,671	352,671	－	30,617,098	77,018,977
損害保険料	74,662	74,662	－	59,837	59,837	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	134,499
普及開発関係費	787	787	－	565	565	－	1,246	1,246	－	2,723	2,723	－	－	－	－	451	8,239
養成費	123,658	123,658	－	88,813	88,813	－	113,225	113,225	－	247,491	247,491	－	9,448	9,448	－	174,524	1,022,290
研究費	12,251	12,251	－	8,799	8,799	－	666,481	666,481	－	1,456,813	1,456,813	－	63,484	63,484	－	735,804	2,988,561
諸費	5,336,743	5,336,743	－	3,832,918	3,832,918	－	5,618,461	5,618,461	－	12,280,996	12,280,996	－	781,185	781,185	－	19,447,494	60,168,288
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	273,966	273,966
固定資産税	3,703,900	3,703,900	－	2,968,472	2,968,472	－	5,080,001	5,080,001	－	11,104,015	11,104,015	－	747,723	747,723	－	3,249,635	36,459,747
雑税	423,509	423,509	－	304,169	304,169	－	15,295	15,295	－	33,432	33,432	－	1,083	1,083	－	32,057	971,755
減価償却費	22,462,506	22,462,506	－	18,002,458	18,002,458	－	14,250,851	14,250,851	－	31,149,928	31,149,928	－	8,794,695	8,794,695	－	8,183,101	153,482,122
固定資産除却費	5,120,947	5,120,947	－	4,104,156	4,104,156	－	5,291,302	5,291,302	－	11,565,884	11,565,884	－	639,378	639,378	－	2,409,104	42,093,200
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	203,568
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	141,704,011
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲38,695	▲38,695	－	▲27,791	▲27,791	－	▲33,884	▲33,884	－	▲74,064	▲74,064	－	▲4,617	▲4,617	－	▲12,272	▲296,560
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	▲551	▲551	－	▲395	▲395	－	▲648	▲648	－	▲1,415	▲1,415	－	▲24	▲24	－	▲572	▲4,888
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	66,849	66,849	－	53,576	53,576	－	88,548	88,548	－	193,551	193,551	－	12,322	12,322	－	37,752	635,788
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	287,773	287,773	－	230,634	230,634	－	469,147	469,147	－	1,025,476	1,025,476	－	17,615	17,615	－	448,963	3,425,765
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）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
系統整備負担金相当収益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
託送収益（託送回収金の回収に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
電気事業報酬	7,051,931	7,051,931	－	5,651,734	5,651,734	－	8,503,525	8,503,525	－	18,587,254	18,587,254	－	1,068,770	1,068,770	－	3,708,919	62,635,851
自社アンシラリーサービス費																	1,283,345
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	75,379,318	75,379,318	－	54,974,676	54,974,676	－	98,615,554	98,615,554	－	215,556,775	215,556,775	－	16,122,688	16,122,688	－	167,332,092	1,009,082,962

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５の２（第11条の２関係）

発 電 側 比 率 整 理 表

発電側の延契約電力		需要側の延契約電力	発電側比率
①（10^3kW）	②（10^3kW）	（10^3kW）	（％）
90,908	127,912	240,233	24.7

（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
43,722,731	15,084,578	174,701,334	60,294,740	506,100,452

（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	534	－	513	534	3,905	4,190	3,827
高圧需要	2,534	54,871	2,313	2,534	13,269	498,907	12,646
低圧需要	2,809	168,029	1,424	1,989	13,355	48,346,267	12,299
合計	5,877	222,900	4,250	5,057	30,529	48,849,364	28,772

（注）上記はいずれも、2025年10月１日に実施した第30条の２の規定による送配電関連需要の変動を理由とした料金変動後の期間における年平均値。
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 17,823百万kWh、高圧需要 62,503百万kWh、低圧需要 60,358百万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	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加	計	固有	追加
需要側	特別高圧需要	34,074,705	35,538,191	▲1,463,486	11,667,090	4,962,530	6,704,560 ＜724,855＞	2,287,737	2,248,324	39,413	48,029,532	42,749,045	5,280,487
需要側	高圧需要	255,480,001	258,132,402	▲2,652,401	42,717,659	18,329,831	24,387,828 ＜2,714,228＞	7,147,677	7,057,979	89,698	305,345,337	283,520,212	21,825,125
需要側	低圧需要	448,429,775	447,425,933	1,003,842	42,451,830	18,554,674	23,897,156 ＜2,750,006＞	157,246,162	158,025,789	▲779,627	648,127,767	624,006,396	24,121,371
発電側		58,807,309	58,807,309	－							58,807,309	58,807,309	－

（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金として第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。

（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218,391千円、高圧需要分が742,056千円、低圧需要分が746,802千円。

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 （ １ ）

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			計の半額	割引額（円/kW・月）		
				減価償却費	電気事業報酬			割引額の半額（円/kW・月）	割引額の四半の額（円/kW・月）
34,111,594	17,055,797	58.00	11,686,130	8,633,116	3,053,014	5,843,065	20.00	10.00	5.00

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。

（注）上記の割引額は、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：67.00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：23.00円/kW・月、割引額の半額：11.50円/kW・月、割引額の四半の額：5.75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：49.00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：15.00円/kW・月

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 （ ２ ）

単位（千円、10^3kW）

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			計の半額	割引額（円/kW・月）
				減価償却費	電気事業報酬		
24,695,715	12,347,858	42.00	7,693,143	5,602,522	2,090,621	3,846,572	13.00

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。
（注）上記の割引額は、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：67.00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：23.00円/kW・月、割引額の半額：11.50円/kW・月、割引額の四半の額：5.75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：49.00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：15.00円/kW・月

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	34,074,705	11,667,090	2,287,737	48,029,532	17,823	2.69	51,735,726
	高圧需要	255,480,001	42,717,659	7,147,677	305,345,337	62,503	4.89	306,236,075
	低圧需要	448,429,775	42,451,830	157,246,162	648,127,767	60,358	10.74	642,803,604
発電側		58,807,309			58,807,309	86,374	0.68	59,527,682

（記載注意）
様式第３の注１及び２と同様とすること。

（注）上記の三需要種別ごとの単価は、いずれも2023年度から2027年度の送配電関連需要種別原価等と販売電力量をもとに、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：　3.06円/kWh
高圧需要：　5.51円/kWh
低圧需要：　12.12円/kWh
発電側：　0.79円/kWh