託 送 供 給 等 約 款 認 可 申 請 書

２０２２年１２月２７日

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款 認 可 申 請 書

本 営 発 第 18号

2022年12月27日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 1 番 地

中部電力パワーグリッド株式会社

代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清 水　隆 一

電気事業法第18条第１項の規定により、別紙託送供給等約款の案のとおり託送供給等約款の認可を受けたいので申請します。

別　紙

託　送　供　給　等　約　款

２０２３年４月１日実施

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 1

1　適　　用 1

2　約款の認可および変更 2

3　定　　義 3

4　代表契約者の選任 10

5　託送供給等に係る取扱い 10

6　単位および端数処理 11

7　そ　の　他 12

Ⅱ　契約の申込み 13

8　契約の要件 13

9　検討および契約の申込み 17

10　契約の成立および契約期間 27

11　託送供給等の開始 28

12　託送供給等の準備に対する協力 29

13　電気方式，電圧および周波数 29

14　発電場所および需要場所 32

15　契約および託送供給等の単位 35

16　承諾の限界 39

17　契約書の作成 40

Ⅲ　サービスおよび料金 41
18　サ ー ビ ス 41
19　料　　金 41
20　接続送電サービス 44
21　臨時接続送電サービス 75
22　振替送電サービス 86
23　予備送電サービス 86
24　発電量調整受電計画差対応電力 89
25　接続対象計画差対応電力 90
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力 92
27　給電指令時補給電力 93

Ⅳ　料金の算定および支払い 95
28　料金の適用開始の時期 95
29　検　針　日 95
30　料金の算定期間 97
31　計　　量 98
32　電力および電力量の算定 98
33　損　失　率 114
34　料金の算定 115
35　支払義務の発生および支払期日 119
36　料金その他の支払方法 121
37　保　証　金 124
38　連 帯 責 任 127

Ⅴ　供　　給 128
39　託送供給等の実施 128

40　受電および供給の中止 132
41　給電指令の実施等 132
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 .. 133
43　適正契約の保持等 138
44　契約超過金 139
45　力率の保持 140
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 141
47　託送供給等にともなう技術要件等 142
48　託送供給等の停止 142
49　託送供給等の停止の解除 144
50　託送供給停止期間中の料金 145
51　違　約　金 145
52　損害賠償の免責 145
53　設備の賠償 147

Ⅵ　契約の変更および終了 148
54　契約の変更 148
55　名義の変更 149
56　契約の廃止 150
57　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 151
58　解　約　等 156
59　契約消滅後の債権債務関係 158

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事 159
60　受電地点，供給地点および施設 159
61　架空引込線 161

62　地中引込線 163
63　連接引込線等 165
64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 166
65　引込線の接続 166
66　計量器等の取付け 166
67　専用供給設備 168
68　電流制限器の取付け 170

Ⅷ　工事費の負担 171
69　工事費の負担方法 171
70　受電地点への供給設備の工事費負担金 174
71　受電用計量器等の工事費負担金 179
72　会社間連系設備の工事費負担金 180
73　一般供給設備の工事費負担金 180
74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 184
75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 186
76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 187
77　工事費負担金の申受けおよび精算 190
78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される
　　場合の費用の申受け 193
79　臨時工事費 194
80　工事費負担金契約等の締結 195

Ⅸ　保　　安 196
81　保安の責任 196
82　保安等に対する発電者および需要者の協力等 196
83　調　　査 197

84　調査等の委託 198
85　調査に対する需要者の協力 198
86　検査または工事の受託 198
87　自家用電気工作物 199

附　　則

別　　表

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（愛知県，岐阜県〔一部を除きます。〕，三重県〔一部を除きます。〕，静岡県〔富士川以西〕および長野県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定

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

(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　約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，

この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，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20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受電地点

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

(10) 発電場所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社が維持および運用する供給設備と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，当社が受電地点において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

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

⑱ 発電量調整受電計画電力

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

⑲ 発電量調整受電計画電力量

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

⑳ 接続受電電力

接続供給の場合で，当社が受電地点において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

当社が受電地点において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

当社が供給地点において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

当社が供給地点において契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，当社が受電地点において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

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

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

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

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

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

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）をいいます。この場合，契約電力とは，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）をいい，交流単相２線式標準電圧100ボルトに換算した値といたします。この場合，契約電流とは，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）をいいます。この場合，契約容量とは，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

契約上使用できる受電地点ごとの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）をいい，この値は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。

⑶8 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいい，高圧または特別

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

(39) 発電バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）(22)イもしくはロ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32（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 契約使用期間

契約上サービスを受けることができる期間をいいます。

(43) 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。

⑷④ 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。

⑷⑤ 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷⑥ 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷⑦ 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。

⑷⑧ 定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定める検査をいいます。

⑷⑨ 定期補修

定期的に一定期間を限り行なわれる補修をいいます。

⑸⓪ 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。

⑸① 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) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

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，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(1) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもって応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(2) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(1)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(1)に定める代表契約者に対し行ないます。

５　託送供給等に係る取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，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内容については，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うえで必要となる目的以外には使用いたしません。

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，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，20（接続送電サービス）(2)イまたは21（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，20（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) 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　そ　の　他

この約款に記載のない事項については，この約款の趣旨に則り，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者または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を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

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

ロ　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　需要者が，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(ｲ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ﾛ) 別冊に定める技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）

(ﾊ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

ニ　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。

ホ　契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定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を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ﾊ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(2) 契約者が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　契約者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ハ　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　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための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) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電

者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ハ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(3) 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，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(イ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ロ) 系統連系技術要件

(ハ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

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　発電契約者は，発電者にこの約款における発電者に係る規定を遵守させること。

ヘ　発電者がこの約款における発電者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

(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31（計量）(2)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合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，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。

(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，(4)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。ただし，接続供給契約または振替供給契約の場合は，受電地点が会社間連系点の場合に限ります。また，発電量調整供給契約の場合

は，発電者から電気を受電する場合に限ります。

(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み内容

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　当社が振替供給する電気の供給地点

c　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み内容

d　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

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　受電地点における受電電圧および予備送電サービスの希望の有無

d　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

e　発電量調整受電電力の最大値および最小値

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) 検討期間

当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(ﾛ) 検 討 料

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，他の発電契約者に対して送電系統の容量を確保したこと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，(4)の申込みに先だって，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，供給設備の新たな施設または変更に係る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みます。）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っていただきます。）

をあわせて提出していただくことがあります。

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

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 契約電力，契約電流または契約容量

(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，契約電流および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，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者に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，(4)の申込みに先だって，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，供給設備の変更に係る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みます。）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っていただきます。）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，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を需要抑制契約者にお知らせいたします。

(4) 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需要抑制量調整供給契約の申込み

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，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。），８（契約の要件）(3)への発電者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）または８（契約の要件）(4)へ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承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守する

ことおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合には，８（契約の要件）(1)チまたは(2)ニ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，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合

は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

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

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 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および接続送電サービスの種別

(ﾎ) 臨時接続送電サービスを希望される場合は，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および臨時接続送電サービスの種別ならびにその使用期間

(ﾍ) 予備送電サービスを希望される場合は，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

(ﾄ) 契約受電電力

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) ８（契約の要件）(1)ロの実施方法

(ﾇ) 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

(ﾙ) 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

(ｦ) 連絡体制

なお，負荷設備，契約電力，契約電流および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) 連絡体制

(ﾛ) 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み内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約受電電力

(ﾛ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力

(ﾊ) 発電量調整受電計画電力

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

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

(ﾍ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電

計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⒁イまたはロ

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

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

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⒁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の申込みについて，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整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，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（当社所定の様式によっていただきます。）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整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，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（当社所定の様式によっていただきます。）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整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，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（当社所定の様式によっていただきます。）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，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，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) 臨時接続送電サービスの契約期間は，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　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。また，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合で，契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，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。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，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接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定め，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制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，あらかじめ定めた接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制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，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定めて接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。

12　託送供給等の準備に対する協力

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し，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（サービスおよび料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧および供給電圧は，次のとおりといたします。

イ　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に応じて次のとおりといたします。ただし，発電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，当該標準電圧より上位または下位の電圧で受電することがあります。

契 約 受 電 電 力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ
	2,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
	10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
	50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

ロ　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（サービスおよび料金）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。

なお，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，当該標準電圧より上位または下位の電圧で供給することがあります。

契 約 設 備 電 力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ

また，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。

(4) 周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。ただし，振替供給の場合で，東京電力パワーグリッド株式会社との会社間連系点を供給地点とするときには，周波数変換設備を使用して標準周波数50ヘルツで供給いたします。

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１構内をなすものまたは(2)に該当するものを除きます。）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，46（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，46（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　契約および託送供給等の単位

(1) 接続供給の場合，当社は，契約者の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き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していただきます。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こととし，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。

(2) 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。）につき１振替供給契約を結びます。

(3) 当社は，次の場合を除き，１需要場所につき，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，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって接続供給を行ない，１発電場所につき，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契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

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

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

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

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

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

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

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　23（予備送電サービス）をあわせて契約する場合

ホ　60（受電地点，供給地点および施設）(5)の場合

ヘ　73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ) c の方式による供給の場合

ト　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。

チ　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

(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。

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

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。

ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則５（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５（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（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。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

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

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32（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，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契

約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，原則として接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始前に，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給に関する必要な事項について，接続供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），振替供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），発電量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）または需要抑制量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

Ⅲ　サービスおよび料金

18　サ ー ビ ス

(1) 契約者が当社から接続供給を受ける場合は，20（接続送電サービス）または21（臨時接続送電サービス）にあわせて，25（接続対象計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(2) 契約者が当社から振替供給を受ける場合は，22（振替送電サービス）を契約していただきます。

(3) 発電契約者が当社から発電量調整供給を受ける場合は，24（発電量調整受電計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(4) 需要抑制契約者が当社から需要抑制量調整供給を受ける場合は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）を契約していただきます。

(5) 契約者または発電契約者は，希望により，(1)または(3)にあわせて，23（予備送電サービス）を契約することができます。

19　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，25（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27（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，20（接続送電サービス）(3)によって算定された接続送電サービス料金，21（臨時接続送電サービス）(3)によって算定された臨時接続送電サービス料金および23（予備送電サービス）(3)によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または32（電力および電力量の算定）(25)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) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ) 32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合，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

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性

評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準

じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，24（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27（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) 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，26（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。

20　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ための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，供給地点ごとに，次によって定めます。

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

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

ａ　新たに接続送電サービスを利用する場合は，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。

b　需要場所において使用され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　需要場所において使用され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って定めた値といたします。ただし，減少された日以降その12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大

きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

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

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

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定して

いただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 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，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，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。

(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，54（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ﾛ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，１年間を通じての最大の負荷，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って定めます。

なお，新たに接続送電サービスを利用する場合等で，適当と認められるときは，接続供給開始の日から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。

ハ　イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めている供給地点における最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，当該供給地点の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，それまでの間の当該供給地点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の供給を行なう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，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に当該不足電力分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値を加えたものといたします。

なお，当該不足電力分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所において使用される負荷設備または受電設備を変更されるときは，54（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　接続送電サービスの利用に先だって需要者が同一の需要場所で他の接続供給契約または接続供給契約以外の契約（以下「他契約」といいます。）により電気の供給を受けていた場合は，接続送電サービス契約電力の決定上，当該他契約による電気の供給は接続送電サービスを利用していたものとみなします。

(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。

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。

(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	39円49銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	78円97銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	157円94銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	236円91銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	394円85銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	394円85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	117円79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	235円57銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	235円57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ための接続供給契約の場合に限ります。）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。

(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，まったく接続送電サービスを利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	214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(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	137円50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	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25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38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。

(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，まったく接続送電サービスを利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	214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(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	137円50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	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25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93銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	7円74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ための接続供給契約の場合で，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。

１キロワット時につき	11円90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。

(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，まったく接続送電サービスを利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	550円00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	412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。

(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	6円68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には，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。

(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，まったく接続送電サービスを利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	550円00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	412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。

(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	7円13銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	6円19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には，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ための接続供給契約の場合で，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。

１キロワット時につき	15円70銭

d　そ の 他

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

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

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。

(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，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

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，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を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における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使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50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74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。

(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，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

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，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を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における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使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50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99銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	2円48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契約の場合で，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。

１キロワット時につき	10円41銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

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。

(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，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金

は，半額といたします。

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，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を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における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使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50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30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に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

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。

(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，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，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，当該不足電力の補給分に相当する基本料金

は，半額といたします。

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，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を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における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使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50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40銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	1円20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契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

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。

１キロワット時につき	7円16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。この場合の平均力率は，別表５（平均力率の算定式）により算定いたします。

なお，その供給地点において，まったく接続送電サービスを利用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点で，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場合は，当該不足電力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場合は，当該不足電力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。

(4) 不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合の取扱い

(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の場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。また，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する場合は，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当社に通知していただきます。

(5) 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年間を通じての最大の接続供給電力が夜

間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の算式により算定された金額といたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利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	278円30銭
	特別高圧で供給する場合	212円30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年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）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　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。

21　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

接続供給の場合で，契約使用期間が１年未満で，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に適用いたします。この場合，あらかじめ契約使用期間を契約者から申し出ていただきます。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。

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

b　臨時接続送電サービス契約容量

(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６（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

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷の実情に応じて契約者と当社との協議によって供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

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

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，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，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。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円49銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	6円96銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	6円96銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	69円66銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	69円66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。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（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，まったく臨時接続送電サービスを利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22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。

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20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。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（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，まったく臨時接続送電サービスを利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	8円01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。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（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，まったく臨時接続送電サービスを利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	3円29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に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

(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。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（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，まったく臨時接続送電サービスを利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	1円56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，20

（接続送電サービス）(3)ニに準ずるものといたします。

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，20（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，20（接続送電サービス）(5)は，適用いたしません。

22　振替送電サービス

振替供給の場合で，供給地点において当社が契約者に供給する電気に適用いたします。

23　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，20（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。

なお，常時利用変電所とは，受電地点においては受電地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことを，供給地点においては供給地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことをいいます。

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，受電地点においては当該受電地点の契約受電電力の値，供給地点においては当該供給地点の接続送電サービス契約電力の値といたします。ただし，特別の事情がある場合の予備送電サービス契約電力は，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，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気の電力量は，20（接続送電サービス）の接続供給電力量といたします。

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供給された電気の電力量は，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	79円20銭
	特別高圧で供給する場合	53円90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	128円70銭
	特別高圧で供給する場合	88円00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，20（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，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気は，原則として，20（接続送電サービス）によって供給された電気とみなします。

(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。

24　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，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)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。

25　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)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。

26　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。

27　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

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

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

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令の間，32（電力および電力量の算定）⒇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

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)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，給電指令の間，32（電力および電力量の算定）⒅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，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

28　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。

29　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。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針するこ

とがあります。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で20（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点および供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2) 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，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。

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，その直後の当該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　非常変災の場合

ハ　その他特別の事情がある場合で，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえたとき。

(4) (3)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。

(5) (3)ロまたはハの場合で，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。

30　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

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

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

ハ　定額接続送電サービスの料金または32（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 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。

31　計　　量

(1) 受電地点ごとの発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，供給地点ごとの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。

(2) 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。

32　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に２を乗じてえた値とし，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

30分ごとの発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

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

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，その30分の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，その合計値といたします。）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に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（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７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）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10（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７（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)の接続受電電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

30分ごとの接続受電電力量は，その30分の⑿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30分ごとの接続供給電力量に２を乗じてえた値とし，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

30分ごとの接続供給電力量は，その30分の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，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，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，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量

を，時間帯ごとに，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，20（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ものといたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の30分ごとの接続対象電力量に２を乗じてえた値とし，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，その合計値といたします。）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，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

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，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。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 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。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

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，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

(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，次の算式により算定された値

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に２を乗じてえた値とし，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，その合計値といたします。）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９（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７（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に２を乗じてえた値とし，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，30分ごとに，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，次の算式により算定された値

(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

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(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，次の算式により算定された値（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。）といたします。ただし，算定された値が零を下回る場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(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に２を乗じてえた値とし，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11（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７（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〔契約および託送供給等の単位〕(3)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バラン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値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(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，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電

量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

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

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(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ときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または41（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，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，次の算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－発電量調整受電電力量

⑲ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

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値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(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，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

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　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(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，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または41（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

は，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

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

⑳ 接続対象計画差対応補給電力量

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

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

㉑ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式に

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

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

⑵⑵ 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，イまたはロによって算定された値の合計値といたします。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で，(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。

イ　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は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})} - \text{ベースライン}$$

ロ　イ以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

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

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

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

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

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（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。

⑵⑸ 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８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵⑹ 29（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，原則として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵⑺ 15（契約および託送供給等の単位）(3)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分ごとに合計して算定された値とすることがあります。

⑵⑻ そ の 他

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分ごとの受電地点で計量された電力量を原則として39（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分の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分ごとの受電地点で

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，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　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できなかった場合または電力量の算定に計量値等を用いることが適当でない場合には，別表８（電力量の協定）を基準として，電力量または最大需要電力等は，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。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かったときまたは計量情報等を伝送することができなかったときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（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。

ハ　受電地点または供給地点ごとの計量等の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

33　損　失　率

損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	3.8パーセント
特別高圧で供給する場合	2.5パーセント

34　料金の算定

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

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

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

ハ　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，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　30（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　30（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の算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接続送電サービス料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

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

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

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

といたします。

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

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

(4) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点を消滅させる場合

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

(5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または32（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6) 30（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針

期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

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

イ　供給地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点を消滅させる場合

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

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

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

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

(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の接続送電サービス料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

35　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，当該日程等別料金に係る19（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生するものといたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，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，32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

イ　58（解約等）(1)により解約となった場合

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

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的

手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

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

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

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

(4) 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イから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，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)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，発電契約者または需要抑制契約者が(3)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，発電契約者または需要抑制契約者が(3)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，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定

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

(5) 当社は，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，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

36　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　料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

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

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額

に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，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を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

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

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

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金その他の支払方法は，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した金融機関の銀行口座への振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，当社の負担といたします。

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。

37　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，または接続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) 支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合

(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，32（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または32（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，43（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) 新たに接続供給を希望され，または契約電力等を増加する場合

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　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ニにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

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，保証金を契約者にお返しいたします。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，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった発電契約

者，または新たに発電量調整供給を希望され，もしくは契約受電電力等を増加する発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または発電量調整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　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

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期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，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。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

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，保証金を発電契約者にお返しいたします。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) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなか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希望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，または需要抑制量調整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　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

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期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，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。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

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，保証金を需要抑制契約者にお返しいたします。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。

38　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

39　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９（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９（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９（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，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９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，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　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，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。

ニ　契約者は，ロまたはハ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。

ホ　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について調整を行なうことがあります。

ヘ　当社は，41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と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には，すみやかにその計画を，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　契約者は，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。

(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10（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10（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，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10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，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　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，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。

ニ　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について調整を行なうことがあります。

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

ヘ　発電契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

ト　41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と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11（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11（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，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11（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。また，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，販売計画または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　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，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。

ニ　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について調整を行なうことがあります。

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

ヘ　需要抑制契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

40　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合，当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者からの受電または契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者への供給を中止することがあります。

41　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，39（託送供給等の実施）(3)ニにかかわらず，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，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，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，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，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，原子力発電または水力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　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，ロまたはホのときには，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，もしくは中止していただき，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。

42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済

(1) 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，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより小売電気事業，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不足が生じたときには，不足電力を補給いたします。

(2) 当社は，発電量調整供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)によって，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，または中止した場合は，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不足が生じたときには，低圧で受電する場合を除き，不足電力を補給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(3) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，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には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，割引いたしません。

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

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

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

ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，34（料金の

算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

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

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

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

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定された推定接続供給電力量といたします。）

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(4) (3)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(5) 23（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても(3)および(4)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(6) 当社は，41（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。

43　適正契約の保持等

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

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合は，契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，32（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑，32（電力および電力量の算定）⒅イもしくは⒆イ，32（電力および電力量の算定）⒅ロもしくは⒆ロ，32（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（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。）または32（電力および電力量の算定）⒄のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者

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

44　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当社のサービスを利用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力にそれぞれのサービスの該当基本料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを利用された場合は，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，供給地点ごとにその１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに契約者から支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（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。

45　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12（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，進相用コンデンサの開放，自動的に力率を調整する装置の設置等により，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

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

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

46　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（託送供給または電力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) 受電地点もしくは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もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）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，発電者また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) 48（託送供給等の停止），56（契約の廃止）または58（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もしくは需要抑制量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

47　託送供給等にともなう技術要件等

(1) 発電者または需要者が次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，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ものとし，とくに必要がある場合には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社は，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

(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。

48　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，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　65（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者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，当社がその旨を契約者，発電契約者または該当する者に警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

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

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

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

ホ　46（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　47（託送供給等にともなう技術要件等）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，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，43（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・放電状態への変更に応じていただけないときには，当社は，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利用される場合，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利用される場合または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利用される場合

ロ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ハ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(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，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および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，当社は，必要に応じて，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を封印いたします。

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需要者または発電者にお知らせすることがあります。

49　託送供給等の停止の解除

48（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，発電者および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，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

50　託送供給停止期間中の料金

48（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスを利用されない場合の月額料金を34（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。

51　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　48（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

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

(3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

52　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) 40（受電および供給の中止）によって発電契約者からの受電，契約者への供給もしくは需要抑制契約者からの受電を中止した場合，41（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調整し，もしくは中止した場合，41（給電指令の実施等）によって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41（給電指令の実施等）によって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。

(3) 48（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58（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 48（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58（解約等）によって契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者が58（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者，需要者もしく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，需要者もしく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の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，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。

53　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

54　契約の変更

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

(2) 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。

(3) 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。

55　名義の変更

営業譲渡，合併その他の原因によって，新たな契約者,発電契約者または需要抑制契約者が，それまで接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契

約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きをいたします。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。

56　契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により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，発電契約者または需要抑制契約者から通知された廃止期日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制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。

(2) 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需要抑制量調整供給契約は，58（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約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。）により接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制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。

(3) 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。

57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

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

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

ａ　契約者が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，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，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，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，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，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

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

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，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，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 20（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供給地点（20〔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分以外の供給分について，20〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて値を定める供給地点を含みます。）について，需要場所において使用される受電設備等を新たに設定し，または需要場所

において使用される受電設備の総容量等を増加された後１年に満たないで接続供給契約を廃止し，または20（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される場合の料金および工事費の精算は，(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，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

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

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 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年以上となる場合は，１年以上利用される契約電力等に見合う部分の料金および工事費については，(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年以上とならないことが明らかになった場合には，(1)に準じて料金および工事費の精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)および(2)にかかわらず精算いたしません。

58 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，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需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

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

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

イ　48（託送供給等の停止）によって接続供給もしくは振替供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

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

(ﾊ) 料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（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変更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ずるとき。

(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ずるとき。

(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ずるとき。

(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をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，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または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または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または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。

59　契約消滅後の債権債務関係

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

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事

60　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，発電者の発電設備等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，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(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) 62（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) 地中引込線によって電気を受電する場合で当社の接続装置を発電者の構内に施設できないとき。

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

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

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

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

d　62（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　地中引込線によって電気を供給する場合で当社の接続装置を需要者の構内に施設できないとき。

f　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備

は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に施設する引込線，変圧器，接続装置等の供給設備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，当該複数発電場所または複数需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

61　架空引込線

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

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

(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の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。

62　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，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器また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，当社が接続装置を施設する場合は，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。

(2) (1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所にあり，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，付帯設備とは，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ハンドホール

ハ　発電者または需要者の建物の改修を必要とする設備および発電者または需要者の工事と同時またはそれ以前に施設しなければならない設備

ニ　その他イ，ロまたはハに準ずる設備

(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，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

63　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。

64　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。

65　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，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。

66　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器（電力量計，無効電力量計等をいいます。），その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線，自動検針用通信端末装置等をいいます。）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ものについては，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71（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，あらかじめ鍵を預けていただく等当社が建物に立ち入るために必要な協力を行なっていただきます。

(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する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，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。

(7) 系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等（当社所定の仕様によっていただきます。）は，発電契約者の負担により，原則として当社で施設いたします。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な装置として施設する場合は，当社の負担により，当社で施設いたします。

なお，系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等の施設場所については，発電者から無償で提供していただきます。

また，発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，当社は，実費を発電契約者から申し受けます。

(8) 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。

67　専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けて契約者または発電契約者の専用設備として受電地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備または供給地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備を施設いたします。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，一般の需要への供給および他の発電者からの受電等に支障がないと認められる場合

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所もしくは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)の専用供給設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

なお，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(3) 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

68　電流制限器の取付け

(1) 需要場所の電流制限器は，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の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

69　工事費の負担方法

(1) 発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，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場合（使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合を含みます。）または発電契約者の希望によって受電地点への供給設備を変更する場合は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(2) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力等もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，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場合（特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給側接続設備を利用するときを含みます。）または契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合は，(3)の場合を除き，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）または75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(3) 接続供給の場合で，供給設備を利用期間が１年未満として施設する場合は，79（臨時工事費）によって臨時工事費を申し受けます。

(4) 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　受電側接続設備

当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備〔ループ状に施設された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない特別高圧の送電設備をいいます。〕から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る供給設備をいいます。

ロ　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〔発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路をいいます。〕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供給設備をいいます。

ハ　受電地点

会社間連系点以外の受電地点をいいます。

ニ　供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

ホ　工事こう長

別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいま

す。）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。

(5) Ⅷ（工事費の負担）の各項において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(6) 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，20（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。

(7) 高圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定めるとき（20〔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分以外の供給分について20〔接続送電サービス〕(2)イに準じて値を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，需要場所において使用される受電設備の総容量を増加される場合といたします。

70　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

発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，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，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。）を新たに施設するときは，当社は，標準設計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。

(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希望され，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受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

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

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

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

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 67（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，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（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，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第53号認可。）69（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ず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	3,850円00銭

ロ　受電地点において23（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，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，受電側接続設備に該当する範囲といたします。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，67（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　受電地点における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，65（引込線の接続）または66（計量器等の取付け）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発電契約者から申し受けます。

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）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希望され，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，当社は，(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し，工事費負担金の対象となる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〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（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。）といたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

(ｲ) 土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

(ﾛ) 架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

(ﾊ) 架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

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の算式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) 鉄塔を利用して受電する場合

$$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$

(ﾛ) 管路等を利用して受電する場合

$$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数－予備孔数}$$

ニ　使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合は，新たに利用する部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合で，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。）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，かつ，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。

71　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希望され，または契約受電電力を増加される場合等で，これにともない，新たに受電用の計量器，その付属装置および区分装置を利用されるときは，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者

から申し受けます。

72　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希望され，または契約受電電力等を増加され，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。）を新たに施設する場合は，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。

73　一般供給設備の工事費負担金

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

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,500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。

(ｲ) 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。

(ﾛ) 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。

(ｲ) 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。

(ﾛ) 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，次の算式により算定された値といたします。

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

(2) 特別高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を希望され，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(ｲ)により算定される工事費が(ﾛ)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，供給地点ごとに申し受けます。

(ｲ) 工 事 費

a　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	363円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	165円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	88円00銭

b　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	638円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	451円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	242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。

c　スポットネットワーク方式により供給するために，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，次の算式により算定いたします。

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

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

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

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，契約者がそれぞれの回線ごとに施設した変圧器の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。

(ﾛ) 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

ロ　契約者が新たに接続供給を希望され，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，新たに利用す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。

(3) 20（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の接続送電サービス契約電力は，この73（一般供給設備の工事費負担金）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。

74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

(1) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続供給契約を変更される場合（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，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

(ｲ) 供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

(ﾛ) 標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

(ﾊ) その他供給に必要な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

また，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

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

(ｲ) 標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，(ｲ)にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引

いた金額

ハ　67（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，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(2) 20（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20（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23（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，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，供給側接続設備に該当する範囲といたします。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，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

(1) 供給地点における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当該供給地点へ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，65（引込線の接続），66（計量器等の取付け）または68（電流制限器の取付け）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。

(2) 47（託送供給等にともなう技術要件等）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。

76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定

74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。

(1) 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〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（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。）といたします。ただし，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，79（臨時工事費）に準じて算定いたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

イ　土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

ロ　架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

ハ　架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及

ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

(2) 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，(1)に準じて算定いたします。

(3) 低圧で供給する場合で，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(1)イまたはロ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)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，(1)および(2)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73（一般供給設備の工事費負担金）(1)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。

(4) 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の算式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　管路等を利用して供給する場合

$$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数－予備孔数}$$

(5) 特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用す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，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)に準じて算定いたします。

(6) 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(2)の場合の工事費は，次によります。

イ　高圧で供給する場合

73（一般供給設備の工事費負担金）(1)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，(1)または(2)にかかわらず，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ロ　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，(1)にかかわらず，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)およびロによって算定いたします。

なお，23（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備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，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)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。

(7) 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（(3)および(6)イの場合を除きます。）は，(1)または(2)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。

(8) 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，73（一般供給設備の工事費負担金）または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）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，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。

77 工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手前に申し受けます。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は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手後に申し受けることがあります。この場合，原則として，託送供給または発電量調整供給の開始日までに申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものと

いたします。

イ　73（一般供給設備の工事費負担金）(1)または(2)イ(ｲ)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　70（受電地点への供給設備の工事費負担金），71（受電用計量器等の工事費負担金），72（会社間連系設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（73〔一般供給設備の工事費負担金〕(1)イまたは(2)イ(ｲ)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75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）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し，かつ，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，当該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，70（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73（一般供給設備の工事費負担金）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（80〔工事費負担金契約等の締結〕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。

78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

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

当社が供給に必要な設備（計量器等を含みます。）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接続供給または振替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，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，資材調達等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更

される場合

当社が受電に必要な設備（計量器等を含みます。）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には，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，資材調達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。

79　臨時工事費

(1) 21（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，需要者または発電者の電気設備を当社の供給設備と接続するにあたり，供給設備を利用期間が１年未満として施設するときには，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申し受けます。この場合は，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

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) 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。

(3) 臨時工事費の精算は，77（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。

80　工事費負担金契約等の締結

当社は，契約者または発電契約者との間で，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，託送供給または発電量調整供給の準備着手前に，工事費負担金または臨時工事費に関する必要な事項について，契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成し，工事費負担金または臨時工事費に関する契約を結びます。

Ⅸ　保　　安

81　保安の責任

当社は，受電地点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。

82　保安等に対する発電者および需要者の協力等

(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は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合に

は，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(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，発電者または需要者と協議を行ないます。

(5) 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される電気については，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発電者または需要者に講じていただきます。

83 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。

84　調査等の委託

(1) 当社は，83（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。

85　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，83（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。

86　検査または工事の受託

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

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

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

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたし

ます。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

87　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) 83（調査）

(2) 84（調査等の委託）

(3) 85（調査に対する需要者の協力）

(4) 86（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　この約款の実施期日

この約款は，2023年４月１日から実施いたします。

２　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数50ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数50ヘルツで供給いたします。

長野県の一部

３　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則の規定にかかわらず標準電圧10,000ボルト，40,000ボルトまたは60,000ボルトで受電または供給することがあります。この場合において，供給条件は，10,000ボルトまたは40,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで受電または供給する場合に，また，60,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧70,000ボルトで受電または供給する場合に準ずるものといたします。

４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

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

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る

電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

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

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），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従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 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，20（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，21（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年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，20（接続送電サービス）(5)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

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，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。

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

(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年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力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) 20（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（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ための接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，21（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) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ハ) a に該当する場合は，21（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当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（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，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契

約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（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，66（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，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，31（計量）および附則６（受電電圧または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。

５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(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。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，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。

(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，54（契約の変更）(2)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2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第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）(3)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，19（料金）(2)にかかわらず，19（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，24（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，24（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，24（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24（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24（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，27（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。

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給電指令時補給電力料金単価は，27（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。

この場合，27（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27（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) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 37（保証金）

(ﾍ) 51（違約金）

(ﾄ) 58（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　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　チ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　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，19（料金）(2)にかかわらず，19（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) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（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　契約および発電量調整供給の単位

当社は，15（契約および託送供給等の単位）(3)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，31（計量）(1)および32（電力および電力量の算定）(28)イにかかわらず，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，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　39（託送供給等の実施）(3)ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

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

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，39（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

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

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例

発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

受電地点の電力量ならびに供給地点の電力量および最大需要電力等は，31（計量）の規定にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等は，計量された受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等を受電電圧または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に変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)もしくは(ﾊ)または21（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，料金に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てえ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に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20（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，20（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接続送電サービス契約電力を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　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，32（電力および電力量の算定）⒅イおよび⒆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，32（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，32（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，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）によって発電者の発電を調整し，もしくは中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，52（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　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，20（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（４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11

月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，20（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，20（接続送電サービス）(2)ニの不足電力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月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から20（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，20（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，20（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　20（接続送電サービス）(5)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）および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，軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間〔ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。〕および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（接続送電サービス）(5)にかかわらず，20（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，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)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，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20（接続送電サービス）(5)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（20〔接続送電サービス〕(5)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，20（接続送電サービス）(5)ハに該当する場合であっても，20（接続送電サービス）(5)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整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（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，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)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，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４（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４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(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，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　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討につい

て，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，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　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるとき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，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(ｲ) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもって応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(ﾛ) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(ｲ)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(ｲ)に定める代表契約者に対し行ないます。

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(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(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) 契約および託送供給等の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（32〔電力および電力量の算定〕⒁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，24（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，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)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，25（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

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)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，26（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，27（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

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)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

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)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，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，32（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に２を乗じてえた値とし，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，32（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，その合計値といたします。）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10（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７（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，32（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量に２を乗じてえた値とし，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，32（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合は，その合計値といたします。）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９（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７（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，32（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，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，32（電力および電力量の算定）⒃にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電

力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（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７（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，32（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〔契約および託送供給等の単位〕(3)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，32（電力および電力量の算定）⑱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下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いた

します。ただし，当社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当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または41（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，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，次の算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 － 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，32（電力および電力量の算定）⒆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，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社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当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または41（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，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。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

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，32（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30

分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

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

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，32（電力および電力量の算定）⑵にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

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

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，32（電力および電力量の算定）⑵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，(ｲ)または(ﾛ)によって算定された値の合計値といたします。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で，32（電力および電力量の算定）⒁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。

(ｲ)　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32（電力および電力量の算定）⒁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は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}} - \text{ベースライン}$$

（損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)）

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

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

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，32（電力および電力量の算定）⑵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，次の算式により算定された値の合計値といたします。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で，32（電力および電力量の算定）⒁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９（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10（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11（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，43（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変更に応じていただけないときには，58（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，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)または(2)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニ，ホもしくはへまたは(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ずるとき。

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ずるとき。

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ずるとき。

(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５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー

特別措置法施行規則第14条第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５（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，19（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５（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５（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　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５（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) 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。

13　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を

維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，41（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，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)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，41（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，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃

料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15　料金についての切替措置

2023年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，34（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，電力量料金は，料金の算定期間における2023年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。

別　　表

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，電流を制限する機能を有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　電流を制限する機能を有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　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
愛知県	豊橋市，一宮市，瀬戸市，半田市，春日井市，豊川市，津島市，刈谷市，安城市，西尾市，蒲郡市，犬山市，常滑市，江南市，小牧市，稲沢市，東海市，大府市，知立市，尾張旭市，高浜市，岩倉市，豊明市，日進市，田原市，愛西市，清須市，北名古屋市，弥富市，みよし市，あま市，長久手市，東郷町，豊山町，大口町，扶桑町，大治町，蟹江町，飛島村，阿久比町，東浦町，南知多町，美浜町，幸田町
静岡県	静岡市，浜松市，富士市，磐田市，焼津市，掛川市，藤枝市，袋井市，湖西市，御前崎市，菊川市，牧之原市，吉田町
三重県	四日市市，伊勢市，桑名市，鈴鹿市，亀山市，いなべ市，木曽岬町，東員町，朝日町，玉城町
岐阜県	岐阜市，多治見市，羽島市，土岐市，各務原市，瑞穂市，岐南町，笠松町，輪之内町，安八町，北方町，坂祝町，富加町
長野県	岡谷市，諏訪市，中野市，千曲市，南箕輪村，坂城町

なお，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	63銭
	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄをこえ140,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	32銭
	受電電圧が標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄをこえる場合	17銭

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または21（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。

<table>
<tr><td rowspan="3">出力（ワット）</td><td colspan="3">換　　算　　容　　量</td></tr>
<tr><td colspan="2">入力（ボルトアンペア）</td><td rowspan="2">入力（ワット）</td></tr>
<tr><td>高力率型</td><td>低力率型</td></tr>
<tr><td>35以下</td><td>－</td><td>160</td><td rowspan="8">出力（ワット）
×133.0パーセント</td></tr>
<tr><td>45以下</td><td>－</td><td>180</td></tr>
<tr><td>65以下</td><td>－</td><td>230</td></tr>
<tr><td>100以下</td><td>250</td><td>350</td></tr>
<tr><td>200以下</td><td>400</td><td>550</td></tr>
<tr><td>400以下</td><td>600</td><td>850</td></tr>
<tr><td>550以下</td><td>900</td><td>1,200</td></tr>
<tr><td>750以下</td><td>1,000</td><td>1,400</td></tr>
</table>

ロ　３相誘導電動機

	換算容量（入力〔キロワット〕）
馬力表示のもの	出力（馬　　力）× 93.3パーセント
キロワット表示のもの	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　日本工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　平均力率の算定式

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パーセントといたします。

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

なお，有効電力量および無効電力量の計量は，31（計量）の記録型計量器により行ないます。この場合の有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。また，平均力率の算定において，$\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}$ の計算によってえた値については，小数点以下第１位で四捨五入することにより小数点以下の端数を処理するものと

いたします。

６　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50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。

７　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10（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９（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11（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32（電力および電力量の算定）⒁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。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

８　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，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(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，66（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

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

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接

続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

９　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="2">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="2">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="2">―</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。

10　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12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">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="2">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="2">—</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">—</td><td rowspan="2">—</td><td colspan="2">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，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。

11　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="2">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="2">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>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。

12　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) 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

<table>
<tr><td colspan="3">電動機定格出力（キロワット）</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr>
<tr><td rowspan="4">コンデンサ
取付容量
(マイクロファラッド)</td><td rowspan="2">使用電圧
100
ボルト</td><td>60ヘルツ</td><td>40</td><td>50</td><td>75</td><td>100</td></tr>
<tr><td>50ヘルツ</td><td>50</td><td>75</td><td>75</td><td>100</td></tr>
<tr><td rowspan="2">使用電圧
200
ボルト</td><td>60ヘルツ</td><td>20</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td></tr>
<tr><td>50ヘルツ</td><td>20</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td></tr>
</table>

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	60ヘルツ	―	―	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
		50ヘルツ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	60ヘルツ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
		50ヘルツ	―	―	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	60ヘルツ	―	―	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750
		50ヘルツ	―	―	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）	60ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500
	50ヘルツ	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。

(2) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(3) そ の 他

(1)および(2)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託 送 供 給 等 約 款（別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

託 送 供 給 等 約 款（別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

目　　次

別冊１　系統連系技術要件（低圧）..... 1
別冊２　系統連系技術要件（高圧）..... 18
別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）..... 42
別冊４　標準設計基準 74

別冊１　系統連系技術要件（低圧）

別　冊　１

系統連系技術要件（低圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（低圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，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。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を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）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

５　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式，単相３線式，三相３線式，三相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

６　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。

７　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

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（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用

いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

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（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

８　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および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。

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，連系する系統に故障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　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，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　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が当該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故障時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障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次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<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
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる
出力停止）</th><th>残電圧52%以上・
位相変化41度以下
（運転継続）</th><th>60Hz系統
〔50Hz系統〕</th></tr>
<tr><td rowspan="8">単相</td><td colspan="2">太陽光</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</td><td>・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</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</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td colspan="2">風力</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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td colspan="2">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※2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※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td colspan="2">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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td rowspan="2">ガスエンジン</td><td>単機出力
2kW未満</td><td rowspan="2">・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 rowspan="2">・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 rowspan="2">・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 rowspan="2">・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>単機出力
2kW以上
10kW未満
※1</td></tr>
<tr><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※2※3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※2※3に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>燃料電池
+蓄電池
ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ
+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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
</table>

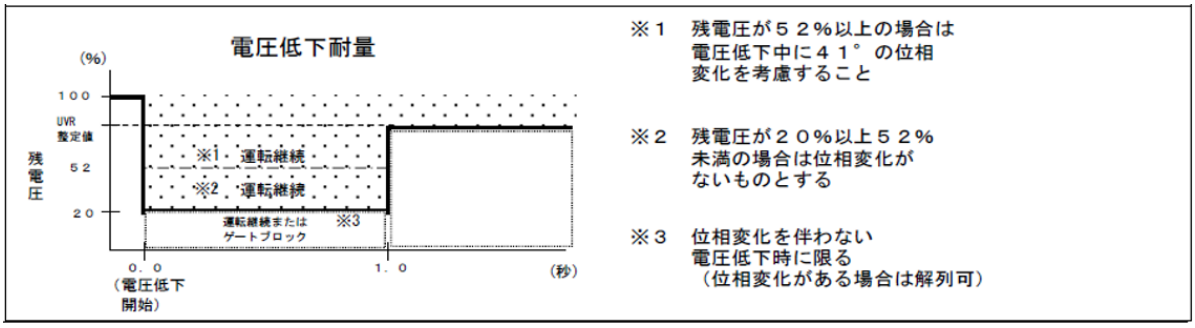
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td>周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる
出力停止）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60Hz系統
〔50Hz系統〕</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</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>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
</table>

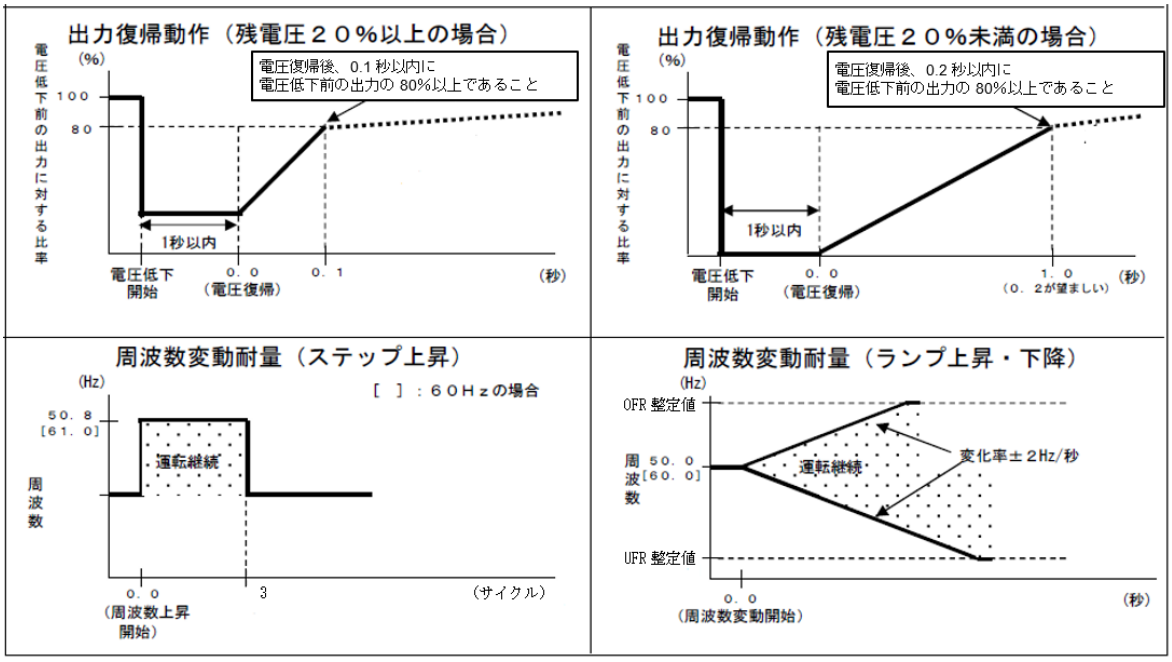
※1 発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

※3 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。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





９　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)　系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，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故障を検出し，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故障が検出できる場合は，これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導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故障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) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，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，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。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，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に加えて，逆充電検出機能または逆変換装置を用いた連系の場合の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，逆変換装置を用いた発電設備等の連系において，その出力容量が契約電力に比べて極めて小さく，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は系統連系規程によるものといたします。

10　保護リレーの設置場所

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。

11　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線式においては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，次のとおりといたします。

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することができるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式においては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。

12　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) 機械的な開閉箇所２箇所

(2) 機械的な開閉箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

13　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の系統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ずるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

14　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

15　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100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値といたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列等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（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）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場合は，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。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，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。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置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いたします。

16　高　調　波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導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連系する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

17　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，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。

19　需給バランス制約による発電出力の抑制

(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には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の制限をかけられ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がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(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（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則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，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。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。

20　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に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ずること。

(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ずること。

(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ずる必要があるため，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。

21　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

22　そ　の　他

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

別冊２　系統連系技術要件（高圧）

別　冊　２

系統連系技術要件（高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，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。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を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）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　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。

６　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

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（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

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（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

7　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限

化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」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，連系する系統へ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　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，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　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，発電設備等が解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

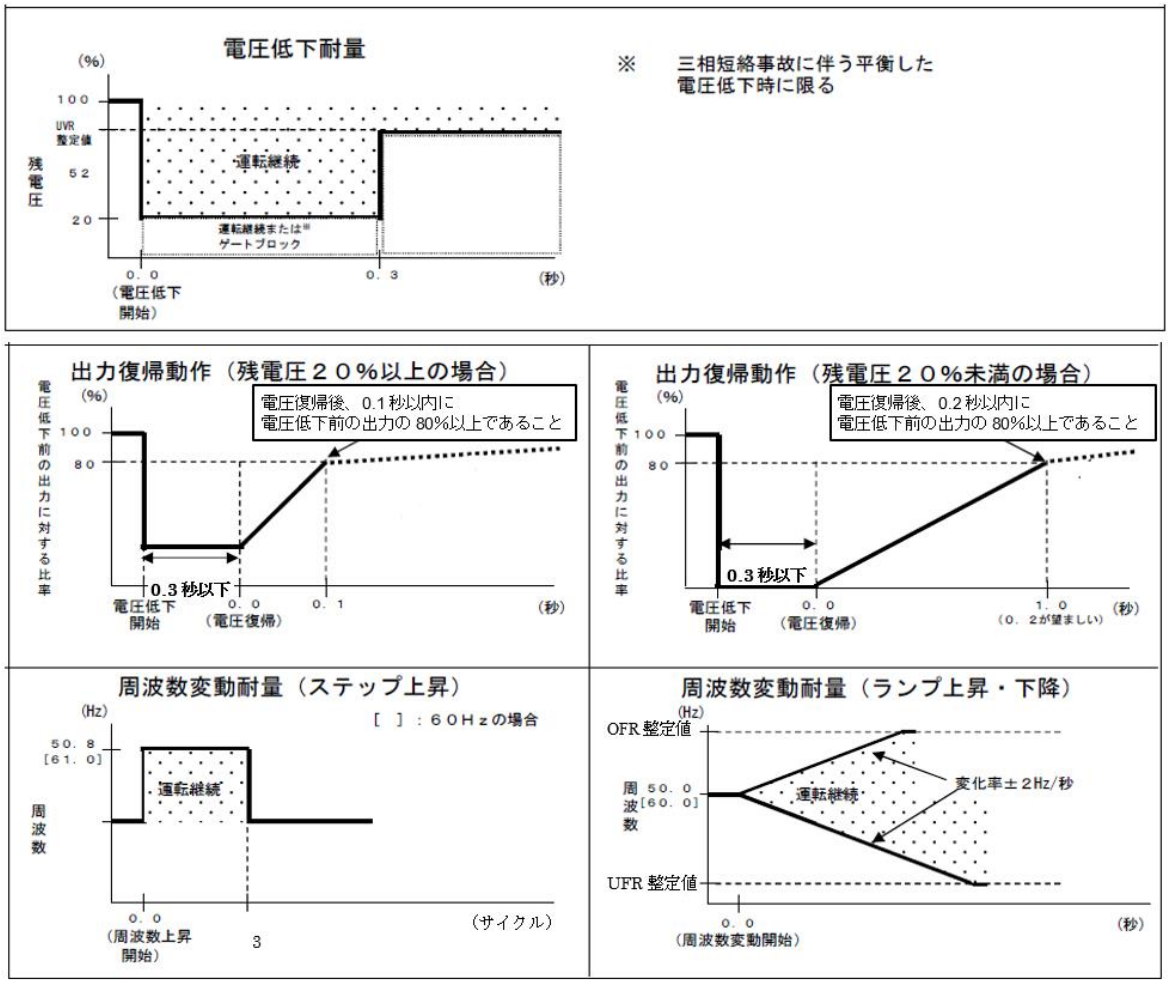
系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60Hz系統
〔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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔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※2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0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>燃料電池※1</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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔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>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
</table>

※1 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。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　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

は省略できるものといたします。

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) 系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，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故障を検出し，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，二次励磁制御巻線形誘導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故障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) 系統側地絡故障対策

連系する系統における地絡故障時の保護のため，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。

なお，系統に連系した後に，発電者構内の負荷状況の変更や系統の変更などの状況変化により，次のいずれも満たさなくなった場合は，地絡過電圧リレーを設置していただくことがあります。

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故障が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であっ

て，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値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。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，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，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電

電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ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は，系統連系規程によるものといたします。

９　保護リレーの設置場所

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。

10　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは，零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー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。

11　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できる次のいずれかの箇所としていただきます。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に

も完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

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) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12　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，当該発電設備等が設置される場所の負荷を自動的に制限する対策を行なっていただきます。

13　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) 変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合であって，連系する系統の自動再閉路を必要としないとき。

(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(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，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化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。

14　逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置を設置する等により，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。

15　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするととも

に，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

16　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100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値）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場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。ただし，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変電所に至る専用供給設備への連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の解列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。

(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パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに，自動同期検定装置を設置すること。

ロ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統電圧が常時電

圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，限流リアクトル等を設置すること。ただし，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。

ハ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動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パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，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（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）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場合は、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。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，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。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合は，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。ただし，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いたします。

17　高　調　波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

18　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

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）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		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
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）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

20　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。

21　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である必要はなく，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。

22　需給バランス制約による発電出力の抑制

(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には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の制限をかけられ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がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(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（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則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，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。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。

23　連 絡 体 制

発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者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の配電設備を管理する事業場等との間には，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。

24　情 報 提 供

系統運用上必要なテレメータ情報等を提供していただくことがあります。

25　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。

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ずること。

(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ずること。

(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。

26 そ の 他

(1) 保護リレーの整定値

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

(2) 発電設備等解列時の取扱い

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

(3) 配電線切替時の取扱い

配電線切替等により発電設備等の解列が必要となる場合には，当社からの連絡にしたがい発電設備等を解列していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

27　保 護 協 調

受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断していただきます。

28　保護装置の設置

受電設備の短絡または地絡故障時の保護装置として，過電流しゃ断器および地絡しゃ断装置を設置していただきます。

29　しゃ断箇所

(1) 受電地点または供給地点の受電設備側電路には，受電地点または供給地点に近い箇所に主しゃ断装置（定格しゃ断電流12.5キロアンペア以上の機器を標準として選定していただきます。）を施設していただきます。

(2) 受電地点または供給地点には，地絡しゃ断装置を施設していただきます。ただし，受電地点または供給地点に近い箇所に地絡しゃ断装置を施設する場合で，受電設備の地絡故障による影響が連系された系統へ波及するおそれがないときは，この限りではありません。

30　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。

31　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

32　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，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パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を講じていただきます。

33　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

34　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

35　高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」と

いいます。）の合計が50キロボルトアンペアを超える需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器を新設，増設または更新する等の場合は，次により高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合も次により高調波流出電流を算出していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼動率を乗じたものとする。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計する。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下とする。

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。

(2) 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上限値は，高調波の次数ごとに，第１表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第１表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値を超える場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるような対策を講じていただきます。

別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）

別　冊　３

系統連系技術要件（特別高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（特別高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，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。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を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）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数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。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（２秒以上といたします。）としていただきます。

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

(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＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～＋1.0ヘルツ）といたします。ただし，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　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」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　連系する系統に故障が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統故障，連系する系統の故障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故障後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的

な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障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次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧
20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧
20%未満
（運転継続
または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧
52%以上・
位相変化
41度以下
（運転継続）</td><td>60Hz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>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</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>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
</table>

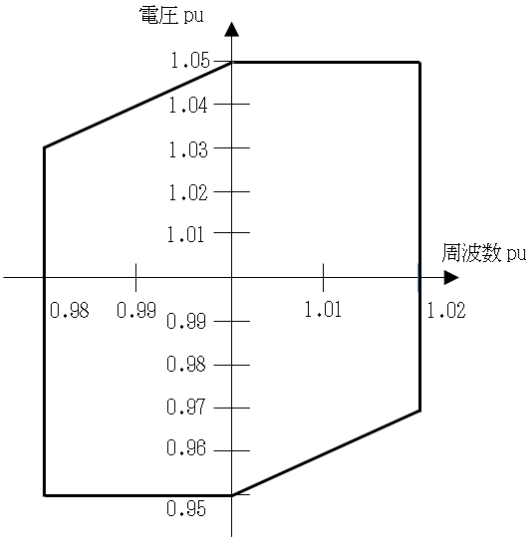
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

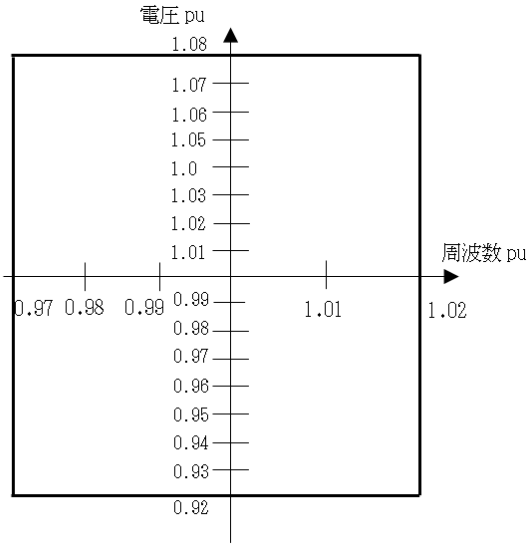
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲については，５（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

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。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



7　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することができます。

(2) 系統側故障対策

イ　短絡保護

系統の短絡故障時の保護のため，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故障を検出し，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すること。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導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故障時に，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故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ　地絡保護

系統の地絡故障時の保護のため，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すること。

(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すること。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すること。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。この場合，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，地絡過電圧リレーの設置を求めることがあります。

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故障を検出できる場合

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しゃ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パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

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。この場合，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を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) 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しゃ断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとし

ていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

８　保護リレーの設置場所

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。

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

(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。

10　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。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用すること

はできません。

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) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

11　自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線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，系統故障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しゃ断または発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

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リレーによるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（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電気供給事業者に対して，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。

12　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，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。

13　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に，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

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。

(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。

(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。

14　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer：系統安定化装置）

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

火力発電設備および混焼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に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転機能

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き

戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

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

10万キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合には，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，または一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，第１表　発電設備の性能に示すとおりとしていただきます。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。また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC増/減指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

第１表　発電設備の性能

<table>
<tr><td rowspan="2"></td><td rowspan="2">発電機定格出力</td><td colspan="2">10万キロワット以上※5</td></tr>
<tr><td>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
(GTおよびGTCC)</td><td>その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※8</td></tr>
<tr><td rowspan="12">機能・仕様等</td><td>GF調定率</td><td>５パーセント以下</td><td>５パーセント以下</td></tr>
<tr><td>GF幅※1</td><td>５パーセント以上
(定格出力基準)</td><td>３パーセント以上
(定格出力基準)</td></tr>
<tr><td>GF制御応答性</td><td colspan="2">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※6</td></tr>
<tr><td>LFC幅</td><td>±５パーセント以上
(定格出力基準)</td><td>±５パーセント以上
(定格出力基準)</td></tr>
<tr><td>LFC変化速度※2</td><td>５パーセント/分以上
(定格出力基準)</td><td>１パーセント/分以上
(定格出力基準)</td></tr>
<tr><td>LFC制御応答性</td><td>20秒以内に
出力変化開始※6</td><td>60秒以内に
出力変化開始※6</td></tr>
<tr><td>EDC変化速度※2</td><td>５パーセント/分以上
(定格出力基準)</td><td>１パーセント/分以上
(定格出力基準)</td></tr>
<tr><td>EDC制御応答性</td><td>20秒以内に
出力変化開始※6</td><td>60秒以内に
出力変化開始※6</td></tr>
<tr><td>EDC+LFC変化速度</td><td>10パーセント/分以上
(定格出力基準)</td><td>１パーセント/分以上
(定格出力基準)</td></tr>
<tr><td>最低出力※3※4
(定格出力基準)</td><td>50パーセント以下
DSS 機能具備※7</td><td>30パーセント以下</td></tr>
</table>

※1 GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により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。

※5 発電設備単機あたりの容量。

※6 記載の秒数は目安とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化終了すること。

※7 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※8 地域資源バイオマス発電設備を除く。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する発電設備の定格出力の合計が40万キロワット以上のGTCC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　275キロボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　154キロボルト以下の系統に連系する発電設備等でも，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。

15　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策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，以下の適切な対策を講じていただきます。

(1) 154キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 275キロボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

16 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パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

17 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パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(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，次の方法により常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬

時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線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パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とする。）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。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与えるおそれがあるときまたは適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正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（SVC）の設置

やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC等を設置すること。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

18 高 調 波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

風力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与えるおそれがあるときは，次に示す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) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。ただし，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

(2) 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。

(3) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。調定率は，２パーセントから５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下とする。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　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・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

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 （タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・ 構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		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

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要な プラント，制御系の各種定数 （ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック （調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力ごと）
		LFC幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式 （直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）
		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
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲， 不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，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。

23　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である必要はなく，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。

24　需給バランス制約による発電出力の抑制

(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には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の制限をかけられ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がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(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（ただし，14〔発電機運転制御装置の付加〕で別途最低出力を指定する場合は，14〔発電機運転制御装置の付加〕に定めるところによります。また，バイオマス発電設備は，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，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

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。

25　連 絡 体 制

(1) 発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電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，当社の給電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，33キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(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，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上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「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」の需要設備に関する情報に加え，次の情報といたします。

第２表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	系統安定化装置用切替開閉器の状態
	系統安定化装置の動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

第３表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）
	発電機の電圧値

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置

※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集

※3 ナセルで計測する風向・風速

※4 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲で考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

26　電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電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含みます。）を設置していただくことがあります。

27　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。

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ずること。

(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ずること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

28　保 護 協 調

受電設備の故障または系統の故障時に，故障の除去および故障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。

なお，基本的な考え方は，次によります。

(1) 受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断すること。

(2) 連系された系統に故障が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要があるときには，当該系統から受電設備がしゃ断されること。

(3) 連系された系統以外の故障時には，原則として受電設備はしゃ断されないこと。

29　保護装置の設置

(1) 受電設備が故障した場合の系統の保護および構内設備の保護のための保護リレーの設置は，次によります。

イ　受電設備の短絡または地絡故障時の保護リレーとして，瞬時要素付過電流リレー（または高速度過電流リレーおよび限時過電流リレー）ならびに地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ　変圧器のインピーダンスが小さくイの過電流リレーでは系統側保護装置と協調が困難な場合，または，系統安定上高速に受電設備をしゃ断する必要がある場合は，比率差動リレー等を設置していただきます。

(2) 変圧器の内部故障，変圧器の１次側または２次側故障および変圧器の過負荷保護のため，比率差動リレー，瞬時要素付過電流リレー（または高速

度過電流リレーおよび限時過電流リレー）等を設置していただきます。

(3) 系統故障時の送電線保護装置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。

30　保護リレーの設置場所

保護リレーは，連系用しゃ断器の系統側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。

31　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次によります。

(1) 地絡保護用リレーは，零相回路設置とすること。

(2) 短絡保護用リレーは，３相設置とすること。

32　しゃ断箇所

しゃ断箇所は，連系用しゃ断器としていただきます。ただし，29（保護装置の設置）(2)において変圧器１次（系統側）しゃ断器と連系用しゃ断器とが異なる場合は，変圧器１次（系統側）しゃ断器とすることができます。

33　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。

34　中性点接地装置の設置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，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。

35　変圧器定数

連系する系統の状況により，送電線の保護協調等のためにインピーダンスの値を当社から指定することがあります。

36　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

37　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

38　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

39　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

40　高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

イ　次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）を新設，増設または更新する等の場合は，ロにより高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合もロにより高調波流出電流を算出していただきます。

(ｲ) 22キロボルトまたは33キロボルトの系統に連系する需要者で，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える場合

(ﾛ) 77キロボルト以上の系統に連系する需要者で，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える場合

ロ　高調波流出電流の算出方法は，次によります。

(ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

(ﾊ) 対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

(ﾆ) 対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(2) 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上限値は，高調波の次数ごとに，第４表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第４表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

連系する系統の電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄ）	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値をこえる場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるよう対策を講じていただきます。

41　連 絡 体 制

(1)　需要者と当社の給電制御所等との間には，電力保安通信用電話設備を設置するものといたします。ただし，22キロボルトまたは33キロボルトの特別高圧電線路と連系する場合または当社の供給区域外にて受電設備を運転制御する場合等については，別途協議させていただきます。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と需要者との間に，必要に応じ，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次の情報といたします。

第５表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧

第６表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態
	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
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	受電用保護リレーの動作状態
	母線（または構内）保護リレーの動作状態
	ケーブル故障区間検出装置の動作状態
	受電自動切替装置の切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の異常表示
	線路側断路器の操作機能ロック状態

別冊４　標準設計基準

別　冊　４

標 準 設 計 基 準

１　適　　用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，本則Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。ただし，地形上その他周囲の状況等からこの基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，この基準の規定にかかわらず技術的に適当と認められる特殊な設計により施設するものといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。なお，この基準に明記されていない事項については，法令で定める技術基準その他の法令等または当社設計指針等にもとづき，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

２　単　　位

この基準においては，単位を次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボ　ル　ト	Ｖ
キ ロ ボ ル ト	ｋＶ
ア　ン　ペ　ア	Ａ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ
メ　ー　ト　ル	ｍ
ミリメートル	ｍｍ
平方センチメートル	ｃｍ^2
平方ミリメートル	ｍｍ^2
ミ リ グ ラ ム	ｍｇ

３　低圧または高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の限度は，第１表の値を標準といたします。

第１表　　電圧降下の限度

<table>
<tr><td rowspan="2">公称電圧
地域区分</td><td colspan="2">低　　圧</td><td>高　　圧</td></tr>
<tr><td>100Ｖ</td><td>200Ｖ</td><td>6.6ｋＶ</td></tr>
<tr><td>変圧器のタップが
一 種 類 の 地 域</td><td rowspan="2">６Ｖ</td><td rowspan="2">20Ｖ</td><td>200Ｖ</td></tr>
<tr><td>変圧器のタップが
複数混在する地域</td><td>340Ｖ</td></tr>
</table>

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側接続点までといたします。

ロ　経 過 地

低圧または高圧電線路の経過地は，用地事情および保守保安上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

低圧または高圧電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷の分割のうち，線路の保守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。

(ﾛ) 高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

低圧または高圧架空電線路の支持物の標準は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形上または技術上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　径　　間

低圧または高圧架空電線路の径間は，第２表の値を標準といたします。ただし，施設場所の状況により建造物，地形等の関係からこの値以外とすることがあります。

第２表　　径　　間

施設地域	径　　間
市　街　地	30m～40m
そ　の　他	40m～50m

ニ　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，施設場所の状況に応じて，根入れ，電線の弛度，装柱，他物との離隔等を考慮し，当社が第３

表から選定いたします。ただし，施設場所の状況により，第３表の長さ以外の支持物が必要な場合は，この長さ以外のものといたします。

第３表　　支持物の長さ

長　　さ（m）			
10	12	14	16

ホ　が い し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，第４表のものといたします。

第４表　　がいしの種類

	引通箇所	引留箇所
低圧引込	ＤＶ線引留がいし 縁廻しがいし	低圧引留がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
高　　圧	高圧中実がいし	高圧耐張がいし

ヘ　電線の種類および太さ

(ｲ) 低圧または高圧架空電線には，絶縁電線（硬銅線）を使用いたします。ただし，技術上，経済上，硬銅線を使用することが適当でない場合は，アルミ線を使用することがあります。

(ﾛ) 電線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して第５表の値を最低限度として第６表により選定いたします。

第５表　　架空電線の太さの最低限度

	心線の種類	太　　さ
低圧引込	硬　銅　線	直　径　2.6mm
低　　圧	硬　銅　線	直　径　4.0mm
高　　圧	硬　銅　線	直　径　5.0mm

（注）　低圧引込については，動力引込線等で諸条件を考慮して技術的に2.0mmが適当な場合は，第５表にかかわらず2.0mmを使用いたします。

第６表　　電線の種類，太さおよび許容電流

種類および太さ			低圧絶縁電線			高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ２コより）	引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ３コより）	屋外用ビニル絶縁電線（ＯＷ）	屋外用ポリエチレン絶縁電線（ＯＥ）	水密型屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（ＯＣＷ）
硬銅線	単線	2.6mm	38Ａ	34Ａ	－	－	－
		3.2mm	50Ａ	44Ａ	－	－	－
		4.0mm	－	－	78Ａ	－	－
		5.0mm	－	－	103Ａ	124Ａ	－
	より線	14mm^2	70Ａ	62Ａ	－	－	－
		22mm^2	92Ａ	80Ａ	－	－	－
		38mm^2	130Ａ	113Ａ	－	－	－
		60mm^2	174Ａ	152Ａ	206Ａ	－	300Ａ
		100mm^2	238Ａ	209Ａ	－	－	－
		125mm^2	－	－	－	－	490Ａ

（注）　単相３線式の引込線で使用する場合は，ＤＶ２コよりの許容電流を適用いたします。

ト　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，第７表より技術上，経済上適正なものを選定い

たします。ただし，技術上，経済上，第７表の容量の柱上変圧器を使用することが適当でない場合は，他の容量の柱上変圧器を使用することがあります。

第７表　　柱上変圧器の容量

容　　量（ｋＶＡ）		
5	10	20
30	50	75

チ　開閉器の施設

高圧架空電線路の操作上，保守上必要な場合には，電線路の必要な箇所に，手動開閉器を施設いたします。ただし，技術上，経済上手動開閉器を施設することが適当でない場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

リ　その他装柱，付属品等に関する事項

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，原則として水平配列または垂直配列といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔がとれない場合または技術上適当でない場合は，他の適当な装柱といたします。

(ﾛ) 支柱，支線柱等は，支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

(ﾊ) 変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

(ﾆ) 変圧器，機器を取り付ける場合の接地工事は，実施設計を標準設計といたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

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

(ｲ) 直接埋設式

構内等で車両その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が支障なく行なわれる場合

(ﾛ) 暗きょ式

構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合

ロ　ケーブルの種類および太さ

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して第８表より選定いたします。ただし，技術上，経済上，銅ケーブル線を使用することが適当でない場合は，アルミケーブル線を使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

第８表　　ケーブルの種類

電　　圧	種　　類	導体種別	線心数	公称断面積（mm²）
100Ｖまたは 200Ｖ	架橋ポリエチレン絶縁 ビニルシースケーブル	銅	2 3 4	14, 22, 60, 150, 250, 400
6.6ｋＶ	架橋ポリエチレン絶縁 ビニルシースケーブル （トリプレックス 型ＣＶ）	銅	3	22, 38, 60, 150, 250, 400

ハ　変圧器塔，開閉器，電気室および分岐接続体の施設

(ｲ) 変圧器塔は，地中配電線路において，変圧器を設置する場合に使用いたします。

(ﾛ) 開閉器は，地中配電線路の操作上，保守上必要な箇所に使用いたします。

(ﾊ) 電気室は，中高層集合住宅等で低圧引込線により供給することが技術上，保安上困難な場合，または将来困難になることが予想される場合に使用いたします。

(ﾆ) 分岐接続体は，ケーブルを分岐する場合に使用いたします。

(4) 特殊地域の施設

イ　塩害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，その規模に応じて耐塩がいし類，耐塩柱上変圧器その他技術上，経済上合理的な耐塩施設を設置いたします。

ロ　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，避雷器，アークホーンその他技術上，経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

ハ　雪害のおそれが多い地域に施設する電線路には，難着雪電線その他技術上，経済上合理的な耐雪施設を設置いたします。

4　特別高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

電線路の電圧降下の限度は，第９表の値を標準といたします。

第９表　　電圧降下の限度

公　称　電　圧(kV)	22	33	77	154
電圧降下の限度(kV)	2	3	7	14

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口までといたします。

ロ　経過地等

電線路の分岐点の位置および経過地は，用地事情および保守保安上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

電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電

線張替え等のうち，技術上または用地の確保が著しく困難な場合を除き，経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ) 他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，原則として電圧の高いものを上部とし，電圧の低いものを下部といたします。

ロ　支持物の種類

支持物の種類は，原則として鉄塔といたします。ただし，施設場所の状況等に応じ鉄筋コンクリート柱，パンザーマスト柱等の支持物を使用することがあります。

ハ　径　　間

径間は，第10表の値を標準といたします。

第10表　　径　　間

支持物の種類	径　　間
鉄　　塔	200m～350m
そ　の　他	70m～150m

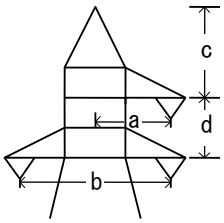
ニ　電線間隔

電線間隔は，第11表の値を標準といたします。ただし，気象，地形条件または用地事情等により増減することがあります。

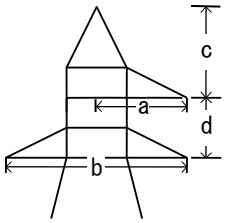
第11表　　電線間隔

鉄塔使用の場合　　（単位：m）

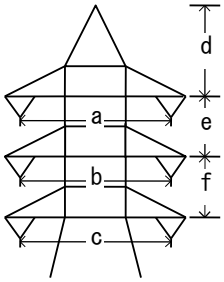
公称電圧		33kV以下		77kV		154kV	
		懸垂	耐張	懸垂	耐張	懸垂	耐張
1回線	a	1.35	1.55	2.0	2.1	3.5	3.5
	b	3.0	3.6	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	―	―	2.4	3.3	4.0	6.5
	d	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
2回線	a	2.8	3.1	4.0	4.2	7.0	7.0
	b	2.9	3.3	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	3.0	3.4	4.0	4.2	7.0	7.0
	d	―	―	2.4	3.3	4.0	6.5
	e	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
	f	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1



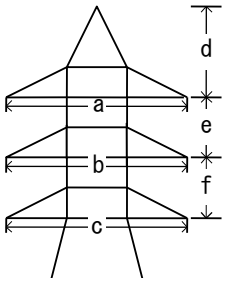
1回線(懸垂)



1回線(耐張)



2回線(懸垂)



2回線(耐張)

ホ　が い し

(ｲ) がいしは，懸垂がいし，長幹がいし，長幹支持がいし，ＬＰがいし

またはＳＰがいしを使用いたします。

(ﾛ) 懸垂がいしの連結個数は，第12表の値を標準といたします。また，その他のがいしを使用する場合も，これに準じます。

第12表　　懸垂がいし（直径250㎜）連結個数

塩分付着密度 (mg／cm^2)		0.063	0.125	0.25	0.5	海水のしぶきを直接かぶる地区	
						懸垂	耐張
公称電圧 (kV)	22	2	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4	4
	77	6	6	6	7	10	8
	154	10	11	12	14	19	16

（注）　工場地帯等のとくに煙じん汚損の程度が著しいところに設置する場合は，上記の個数にさらに１または２個追加することがあります。

(ﾊ) 原則としてアークホーンを取り付けます。

ヘ　電線の種類および太さ

(ｲ) 電線の種類は，原則としてアルミ覆鋼心アルミより線，またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線といたします。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。

(ﾛ) 電線の太さは，第13表のうち，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上既設架空電線と協調する太さのものを使用することがあります。

第13表　　電線の太さおよび許容電流

アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	
公称断面積	許容電流	公称断面積	許容電流
－	－	1,160mm^2	2,611A
－	－	810mm^2	2,031A
－	－	610mm^2	1,706A
410mm^2	846A	410mm^2	1,349A
240mm^2	608A		
160mm^2	467A		
80mm^2	298A		

（注）アルミ覆鋼心アルミより線80mm^{2}は，上位電線と併架する場合および塩害または重化学工業による腐食のおそれがある地域には使用いたしません。

ト　架空地線

(ｲ) 架空地線は，原則として１条を施設いたします。

(ﾛ) 架空地線の種類および太さは，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合および腐食のおそれのある場合等特別の場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて第14表から選定いたします。

第14表　　架空地線

地 線 種 類	太 さ（mm^2）
アルミ覆鋼より線	55,70

チ　地 上 高

電線の最低地上高は，建造物等との離隔を考慮し，第15表の値を標準

といたします。ただし，施設場所における建造物等の状況から，この値以外とすることがあります。

第15表　　電線の最低地上高

公称電圧 地域	33kV以下	77kV	154kV
高層化地域，高層化が予想される地域	22m	23m	24m
市街化区域，および都市周辺部で建造物が密集している地域，または密集が予想される地域	18m	19m	20m
市街化調整区域，および村落の周辺部で耕作地が多く，建造物が散在する地域で人の往来の多い箇所	15m	16m	17m
山地・山林地域	樹種・樹高により個別設定		

リ　そ の 他

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ライントラップを施設いたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

地中電線路の施設方法は，管路式を標準とし，原則として予備孔（点検孔）１孔を設けます。ただし，構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合は，暗きょ式によることがあります。

ロ　ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して，原則として第16表により選定いたします。

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。

第16表　　ケーブルの種類および太さ

公称電圧	22kV	33kV	77kV		154kV	
種類	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ		CVｹｰﾌﾞﾙ	
線心数	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
公称断面積(mm²)	60	60	80	600	200	200
	100	100	100	800	250	250
	150	150	150	1,000	325	325
	200	200	200	1,200	400	400
	250	250	250	1,500	―	600
	325	325	325	2,000	―	800
	400	400	400	2,500	―	1,000
	600	600	600	―	―	1,200
	―	―	―	―	―	1,500
	―	―	―	―	―	2,000
	―	―	―	―	―	2,500

ハ　そ の 他

(ｲ) 架空地中混用および途中分岐する電線路には，故障区間検出装置を施設する場合があります。

(ﾛ) 架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれがある場合は，避雷器を施設いたします。

5　変 電 設 備

(1) 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。ただし，スペース上制約がある場合等は，他の方法によります。

(2) 結線方法

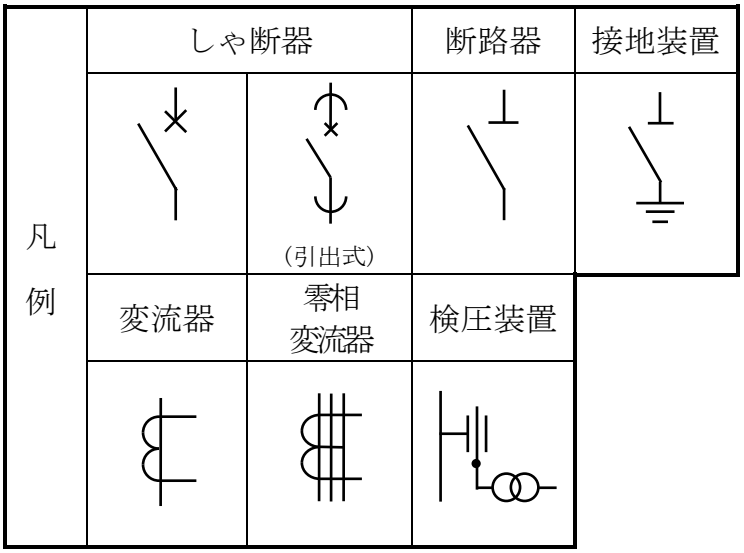
結線方法および主要機器取付台数は，第17表を標準といたします。

第17表　　結線方法および主要機器取付台数

区分		結線方法	機器名	台数
特別高圧	①単母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 2台 3台 1台 1式
	②複母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 3台 3台 1台 1式

区分		結線方法	機器名	台数
高圧	③単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2台 1台 1式
	④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 1台 2台 1台 1式
	⑤$1\frac{1}{2}$母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	3台 4台 2台 1式

(注) 1　①の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が２台省略されます。
　　 2　②の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が１台省略されます。
　　 3　①，②の場合は，接地装置を線路側に１台設置することを原則といたします。
　　 ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。
　　 4　⑤は２線路分の引出口を示します。



(3) しゃ断器，断路器および変流器

イ　しゃ断器，断路器および変流器は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ最大負荷時の電流および現に構成され，また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電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，原則として５年程度を目標といたします。

(4) 検圧装置

検圧装置は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(5) 配 電 盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

(6) 保護装置

電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するため

の必要な装置を取り付けます。

なお，電線路のすべてが地中電線路である特別高圧電線路の場合を除き，原則として自動再閉路継電装置を施設いたします。

６　電力保安通信設備

(1) 電力保安通信用電話設備

イ　一般基準

(ｲ) 電力保安通信用電話設備は，法令で定めるところにより施設いたします。

(ﾛ) 電力保安通信用電話設備は，架空電話線または地中電話線のうち，保安上の重要度および経済性を考慮し，適当な方法により施設いたします。

ロ　架空電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，架空電線路への添架により施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ビニル被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，原則として35ｋＶ未満の架空電線路への添架により施設いたします。

ハ　地中電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ポリエチレン被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。

ニ　呼出方式

電力保安通信用電話設備における呼出方式は，ダイヤル呼出方式を標準といたします。

(2) 電力保安通信用信号設備

電力保安通信用信号設備は，電力系統の保護および運転上必要な場合に技術的および経済的に適当な方法により施設いたします。

なお，この場合，(1)ロまたはハに準じて施設いたします。

(3) 保安装置

保安装置は，保安の必要に応じて施設いたします。

電気事業法施行規則第19条第１項の規定に基づく添付書類

１　託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書の写し
　　および一般送配電事業者による託送供給等に係る
　　収入の見通しに関する省令により作成した書類の写し

２　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

３　工事費負担金説明書

1　託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書の写しおよび一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令により作成した書類の写し

写

託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書

2022年12月 8 日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 1 番 地
中部電力パワーグリッド株式会社
代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清水　隆一

電気事業法第17条の２第１項の規定により、収入の見通しの承認を受けたいので申請します。

様式第１（第３条から第１１条まで関係）

第１表

収入の見通し総括表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
給料手当	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
給料手当振替額（貸方）	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 5,910,675	△ 1,182,135	▲表示で記載
退職給与金 ※1	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	
厚生費	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	
（人件費計）	(98,445,826)	(97,128,491)	(95,481,742)	(93,481,334)	(91,413,476)	(475,950,869)	(95,190,174)	
修繕費 ※2	6,021,203	5,465,968	5,403,712	5,416,080	5,759,360	28,066,323	5,613,265	
研究費	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	
消耗品費	1,368,374	1,365,101	1,361,820	1,355,391	1,348,954	6,799,640	1,359,928	
損害保険料	50,752	50,752	50,752	50,752	50,752	253,760	50,752	
養成費	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 928,635	△ 185,727	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 12,280	△ 2,456	▲表示で記載
委託費 ※3	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	
普及開発関係費	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	
諸費 ※4	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	
電気事業雑収益 ※5	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 1,207,445	△ 241,489	▲表示で記載
第1区分費用計	170,093,649	167,791,026	165,127,678	163,749,753	162,058,756	828,820,862	165,764,172	
修繕費 ※6	53,829,607	52,741,888	54,744,013	56,367,683	56,929,332	274,612,523	54,922,505	
委託費 ※7	4,951,369	4,331,126	3,915,720	3,995,657	4,520,997	21,714,869	4,342,974	
諸費 ※8	677,269	666,131	671,817	678,586	696,943	3,390,746	678,149	
減価償却費 ※9	3,764,840	11,452,791	19,547,300	27,999,571	34,826,537	97,591,039	19,518,208	
固定資産税 ※10	－	1,172,918	2,742,023	4,264,630	5,161,393	13,340,964	2,668,193	
第2区分費用計	63,223,085	70,364,854	81,620,873	93,306,127	102,135,202	410,650,141	82,130,028	
次世代投資費用	4,277,251	6,350,570	10,536,427	17,839,952	20,948,482	59,952,682	11,990,536	
修繕費 ※11	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	
委託費 ※12	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	
固定資産除却費	22,854,230	23,302,489	29,608,794	25,771,024	24,024,946	125,561,483	25,112,297	
賃借料 ※13	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	
託送料 ※14	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	
共有設備費等分担額	213,686	213,686	213,686	213,686	213,686	1,068,430	213,686	
共有設備費等分担額（貸方）	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 25	△ 5	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	40,073	40,073	40,073	40,073	40,073	200,365	40,073	
一般送配電事業等に係る電力料 ※15	1,603,587	1,595,529	1,587,470	1,579,412	1,571,354	7,937,352	1,587,470	
需給調整市場手数料 ※16	72,873	72,873	72,873	72,873	72,873	364,365	72,873	
電力費振替勘定（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	243,318	243,318	243,318	243,318	243,318	1,216,590	243,318	
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	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る収益 ※18	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第3区分費用計	88,011,023	87,738,463	92,767,687	87,448,117	86,061,529	442,026,819	88,405,364	
地帯間販売送電料	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 662,890	△ 132,578	▲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	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※20	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
預金利息	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 100	△ 20	▲表示で記載
控除収益計	△ 26,595,767	△ 27,482,568	△ 28,408,856	△ 28,093,402	△ 26,745,934	△ 137,326,527	△ 27,465,305	

減価償却費 ※21	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	
退職給与金 ※22	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料 ※23	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	
諸費 ※24	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	
貸倒損	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	
インバランス収支過不足額 ※25	△ 1,523,616	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 7,618,088	△ 1,523,618	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	48,110,625	47,809,875	47,644,500	47,469,000	47,432,250	238,466,250	47,693,250	
事業税	7,463,821	7,741,524	7,664,174	7,908,966	7,913,208	38,691,693	7,738,339	
雑税	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	3,040,025	608,005	
法人税等	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	48,934,055	9,786,811	
賠償負担金相当金	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	30,003,110	6,000,622	
廃炉円滑化負担金相当金	595,412	595,412	595,412	595,412	595,412	2,977,060	595,412	
固定資産税 ※26	26,183,570	24,481,346	23,008,766	21,674,086	20,513,396	115,861,164	23,172,233	
調整力の確保に要する費用 ※27	3,147,346	24,653,187	17,860,221	20,026,923	19,306,928	84,994,605	16,998,921	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※28	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	224,806,512	239,479,135	223,072,855	219,017,689	210,390,211	1,116,766,402	223,353,280	
託送料 ※29	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	
補償費	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	
事業者間精算費	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	
調整力の確保に要する費用 ※31	39,997,895	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	201,132,539	40,226,508	
発電抑制に要する費用 ※32	9,290	11,900	12,640	14,130	14,130	62,090	12,418	
事後検証費用	55,664,012	56,390,247	58,436,429	56,136,151	54,831,479	281,458,318	56,291,664	
事業報酬	30,227,884	30,578,185	31,152,782	31,669,343	32,235,360	155,863,554	31,172,711	
追加事業報酬	133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	
収入の見通し計	609,840,865	631,351,186	634,455,424	641,272,734	642,340,719	3,159,260,928	631,852,186	

（記載注意）

※1：第６条に規定するものを除く。
※2：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：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。
※20：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。
※21：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。
※22：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。
※23：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。
※24：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。
※25：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。
※26：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。
※27：法第２８条の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。
※28：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。
※29：連系線の増強等に係る費用に限る。
※30：災害等扶助交付金を含む。
※31：一般送配電事業者が、調整電源等を公募により調達するのに要する費用、一般送配電事業者が、調整電源等に対し上げ調整指令及び下げ調整指令を行うのに要する費用（第五条及び第六条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第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	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	417,488	479,522	518,389	170,109	147,126	1,732,637	346,527	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
給料手当	82,524,472	84,009,008	83,184,695	76,103,796	74,077,800	399,899,773	79,979,955	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
給料手当振替額（貸方）	△ 1,343,400	△ 1,501,651	△ 1,765,346	△ 1,223,598	△ 1,182,134	△ 7,016,131	△ 1,403,226	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 1,182,135	△ 5,910,675	△ 1,182,135	▲表示で記載
退職給与金 ※1	11,441,057	11,479,620	12,613,970	10,895,032	10,723,568	57,153,248	11,430,650	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	
厚生費	16,361,767	16,734,267	17,293,880	16,027,115	15,836,619	82,253,651	16,450,730	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	
委託検針費	4,880,736	4,283,664	3,607,096	2,912,023	2,315,259	17,998,781	3,599,756	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	3,927,881	3,782,618	3,705,723	3,422,272	3,484,861	18,323,358	3,664,672	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	
修繕費 ※2	7,574,282	6,791,405	6,404,819	5,993,295	5,921,017	32,684,820	6,536,964	6,021,203	5,465,968	5,403,712	5,416,080	5,759,360	28,066,323	5,613,265	
研究費	2,836,877	3,028,318	3,548,133	6,381,303	5,973,938	21,768,571	4,353,714	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	
消耗品費	2,241,167	2,089,150	2,139,158	1,325,018	1,372,098	9,166,593	1,833,319	1,368,374	1,365,101	1,361,820	1,355,391	1,348,954	6,799,640	1,359,928	
損害保険料	－	28,986	29,139	35,459	50,752	144,337	28,868	50,752	50,752	50,752	50,752	50,752	253,760	50,752	
養成費	965,372	948,613	985,021	941,439	958,483	4,798,930	959,786	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	
建設分担関連費振替額（貸方）	△ 187,084	△ 216,055	△ 128,368	△ 413,110	△ 185,727	△ 1,130,345	△ 226,069	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 185,727	△ 928,635	△ 185,727	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△ 203,247	△ 326,767	△ 680,694	△ 2,676	△ 2,455	△ 1,215,841	△ 243,168	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 2,456	△ 12,280	△ 2,456	▲表示で記載
委託費 ※3	33,826,731	32,387,078	32,772,479	38,499,181	39,916,850	177,402,322	35,480,464	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	
普及開発関係費	8,538	2,090	2,689	5,892	2,234	21,444	4,289	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	
諸費 ※4	6,464,320	7,230,660	7,667,805	16,011,729	14,857,386	52,231,901	10,446,380	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	△ 259,668	△ 241,489	△ 501,157	△ 100,232	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 241,489	△ 1,207,445	△ 241,489	▲表示で記載
第１区分費用計	171,736,964	171,230,533	171,898,593	176,824,616	174,026,188	865,716,896	173,143,379	170,093,649	167,791,026	165,127,678	163,749,753	162,058,756	828,820,862	165,764,172	

（記載注意）
※1：第６条に規定するものを除く。
※2：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	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	
社内取締役報酬					112,542	87,649			60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	300,000	60,000	
社外取締役報酬					12,000	13,800			13,800	13,800	13,800	13,800	13,800	69,000	13,800	
社内監査役報酬					45,566	45,677			40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	200,000	40,000	
社外監査役報酬					－	－			－	－	－	－	－	－	－	
合計		417,488	479,522	518,389	170,109	147,126	1,732,637	346,527	113,800	113,800	113,800	113,800	113,800	569,000	113,800	
社内取締役	役員数（人）				3	3			3	3	3	3	3	15	3	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				37,514	29,216			20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
社外取締役	役員数（人）				2	2			2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				6,000	6,900			6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	6,900	
社内監査役	役員数（人）				2	2			2	2	2	2	2	10	2	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				22,783	22,838			20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	
社外監査役	役員数（人）				－	－			－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）				－	－			－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（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	
基準賃金	54,746,289	54,479,959	60,607,165	58,849,339	57,131,622	285,814,376	57,162,875	54,403,545	53,683,956	52,772,511	51,720,548	50,591,427	263,171,987	52,634,397	
基準外賃金	10,215,056	10,607,707	11,179,541	10,020,070	10,243,315	52,265,690	10,453,138	9,743,124	9,619,914	9,460,470	9,276,300	9,085,086	47,184,894	9,436,979	
諸給与金	21,130,812	22,957,122	24,404,628	23,063,574	23,892,268	115,448,407	23,089,681	22,695,062	22,439,120	22,118,270	21,692,669	21,250,610	110,195,731	22,039,146	
控除口（貸方）	△ 3,595,154	△ 4,056,402	△ 13,010,486	△ 15,829,188	△ 17,189,407	△ 53,680,639	△ 10,736,128	△ 16,400,350	△ 16,183,425	△ 15,908,663	△ 15,591,541	△ 15,251,159	△ 79,335,138	△ 15,867,028	
附帯事業振替額	27,469	20,622	3,846	－	－	51,938	10,388	－	－	－	－	－	－	－	
合計	82,524,472	84,009,008	83,184,695	76,103,796	74,077,800	399,899,773	79,979,955	70,441,381	69,559,565	68,442,588	67,097,976	65,675,964	341,217,474	68,243,495	
平均経費人員（人）				9,938	9,776			9,301	9,183	9,030	8,854	8,670	45,038	9,008	
平均基準賃金（千円/月）				493	487			487	487	487	487	486	487	487	

［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	
引当金増加額				△ 4,272,162	△ 3,890,819			△ 3,701,798	△ 3,654,834	△ 3,593,940	△ 3,523,892	△ 3,450,660	△ 17,925,124	△ 3,585,025	
実払額				9,634,751	9,358,791			8,901,057	8,788,131	8,641,710	8,473,278	8,297,190	43,101,366	8,620,273	
年金保険料				5,532,443	5,255,595			5,003,938	4,940,454	4,858,140	4,763,452	4,664,460	24,230,444	4,846,089	
合計	11,441,057	11,479,620	12,613,970	10,895,032	10,723,568	57,153,248	11,430,650	10,203,197	10,073,751	9,905,910	9,712,838	9,510,990	49,406,686	9,881,337	

［厚生費］

（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	
法定厚生費	健康保険料	4,389,706	4,457,141	4,528,838	4,064,533	3,973,403	21,413,624	4,282,725	3,703,254	3,654,634	3,592,826	3,521,489	3,445,325	17,917,528	3,583,506	
	介護保険料	401,022	396,123	494,794	456,507	468,162	2,216,610	443,322	656,803	648,180	637,218	624,566	611,058	3,177,825	635,565	
	労災保険料	191,618	186,713	192,539	170,275	162,416	903,564	180,713	169,059	166,943	164,262	161,035	157,622	818,921	163,784	
	雇用保険料	492,871	493,457	517,638	469,077	446,959	2,420,003	484,001	457,869	452,137	444,877	436,137	426,894	2,217,914	443,583	
	厚生年金保険料	7,104,726	7,183,236	7,298,788	6,725,160	6,594,881	34,906,793	6,981,359	6,393,353	6,309,415	6,202,708	6,079,551	5,948,061	30,933,088	6,186,618	
	労災補償費	765	954	1,518	2,361	1,067	6,668	1,334	1,016	1,003	986	967	947	4,919	984	
	健康診断費	117,310	119,361	295,383	233,519	260,004	1,025,578	205,116	247,371	244,233	240,163	235,482	230,589	1,197,838	239,568	
	子ども・子育て拠出金	179,346	224,356	278,156	270,244	260,407	1,212,511	242,502	251,542	248,239	244,041	239,195	234,022	1,217,039	243,408	
	その他	△ 16,229	△ 25,552	△ 16,581	△ 11,790	△ 8,294	△ 78,449	△ 15,690	－	－	－	－	－	－	－	
	計	12,861,137	13,035,793	13,591,076	12,379,890	12,159,006	64,026,904	12,805,381	11,880,267	11,724,784	11,527,081	11,298,422	11,054,518	57,485,072	11,497,014	
一般厚生費	安全管理費	57,859	72,434	88,980	114,787	134,937	468,998	93,800	134,937	134,937	134,937	134,937	134,937	674,685	134,937	
	衛生管理費	356,621	367,544	332,019	380,447	503,129	1,939,762	387,953	503,130	503,130	503,130	503,130	503,130	2,515,650	503,130	
	福利事業費	12,043	3,895	6,044	9,699	510	32,194	6,439	511	511	511	511	511	2,555	511	
	厚生施設運営費	781,248	793,345	786,576	824,952	827,770	4,013,893	802,779	827,770	827,770	827,770	827,770	827,770	4,138,850	827,770	
	文化体育費	97,936	173,438	152,526	92,950	96,633	613,485	122,697	91,950	90,787	89,279	87,543	85,729	445,288	89,058	
	慶弔費	94,922	91,770	90,726	87,404	56,868	421,693	84,339	54,106	53,419	52,529	51,505	50,435	261,994	52,399	
	その他	2,099,997	2,196,045	2,245,930	2,136,983	2,057,762	10,736,720	2,147,344	1,965,497	1,942,577	1,912,858	1,878,671	1,842,930	9,542,533	1,908,507	
	計	3,500,629	3,698,474	3,702,804	3,647,225	3,677,612	18,226,746	3,645,349	3,577,901	3,553,131	3,521,014	3,484,067	3,445,442	17,581,555	3,516,311	
合計		16,361,767	16,734,267	17,293,880	16,027,115	15,836,619	82,253,651	16,450,730	15,458,168	15,277,915	15,048,095	14,782,489	14,499,960	75,066,627	15,013,325	

［雑給］

（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	
嘱託給	シニア・スタッフ	279,782	284,958	299,035	326,699	324,975	1,515,452	303,090	324,975	324,975	324,975	324,975	324,975	1,624,875	324,975	
	料金嘱託	1,803,903	1,633,219	1,464,549	1,259,854	1,108,187	7,269,713	1,453,943	1,108,187	1,108,187	1,108,187	1,108,187	1,108,187	5,540,935	1,108,187	
	一般嘱託	407,590	370,544	311,381	238,008	225,278	1,552,802	310,560	225,278	225,278	225,278	225,278	225,278	1,126,390	225,278	
	その他	277,907	261,682	423,992	185,106	387,888	1,536,577	307,315	387,888	387,888	387,888	387,888	387,888	1,939,440	387,888	
	計	2,769,183	2,550,404	2,498,958	2,009,668	2,046,329	11,874,545	2,374,909	2,046,328	2,046,328	2,046,328	2,046,328	2,046,328	10,231,640	2,046,328	
嘱託員平均人員（人）					420	371			371	371	371	371	371	1,855	371	
臨時用給		1,052,337	1,131,806	1,226,368	1,293,527	1,337,935	6,041,975	1,208,395	1,264,491	1,138,671	1,006,560	809,442	647,973	4,867,137	973,427	
その他		106,360	100,407	△ 19,602	119,076	100,596	406,837	81,367	100,596	100,596	100,596	100,596	100,596	502,980	100,596	
合計		3,927,881	3,782,618	3,705,723	3,422,272	3,484,861	18,323,358	3,664,672	3,411,415	3,285,595	3,153,484	2,956,366	2,794,897	15,601,757	3,120,351	

［研究費］

（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	
社内研究費	自社単独研究	350,805	388,655	648,295	66,460	116,330	1,570,548	314,110	116,331	116,331	116,331	116,331	116,331	581,655	116,331	
	委託研究	873,258	927,030	664,601	476,748	516,504	3,458,142	691,629	516,505	516,505	516,505	516,505	516,505	2,582,525	516,505	
	その他	332,628	313,099	369,003	223,094	220,102	1,457,928	291,586	220,103	220,103	220,103	220,103	220,103	1,100,515	220,103	
	計	1,556,692	1,628,785	1,681,899	766,303	852,938	6,486,619	1,297,324	852,939	852,939	852,939	852,939	852,939	4,264,695	852,939	
委託研究費	電力中央研究所分担金	1,280,185	1,394,522	1,835,139	1,768,000	1,784,000	8,061,847	1,612,369	1,784,000	1,784,000	1,784,000	1,784,000	1,784,000	8,920,000	1,784,000	
	研究受託料	－	－	－	3,847,000	3,337,000	7,184,000	1,436,800	3,337,000	3,337,000	3,337,000	3,337,000	3,337,000	16,685,000	3,337,000	
	その他	－	5,010	31,093	－	－	36,104	7,221	－	－	－	－	－	－	－	
	計	1,280,185	1,399,532	1,866,233	5,615,000	5,121,000	15,281,951	3,056,390	5,121,000	5,121,000	5,121,000	5,121,000	5,121,000	25,605,000	5,121,000	
合計		2,836,877	3,028,318	3,548,133	6,381,303	5,973,938	21,768,571	4,353,714	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	5,973,939	29,869,695	5,973,939	

［養成費］

（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	
研修施設運営費	215,083	238,238	238,921	413,004	320,017	1,425,264	285,053	320,017	320,017	320,017	320,017	320,017	1,600,085	320,017	
その他	750,289	710,375	746,100	528,435	638,466	3,373,666	674,733	638,466	638,466	638,466	638,466	638,466	3,192,330	638,466	
合計	965,372	948,613	985,021	941,439	958,483	4,798,930	959,786	958,483	958,483	958,483	958,483	958,483	4,792,415	958,483	

［委託費］

（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	
マネジメントサービス料	－	－	－	17,484,449	16,663,066	34,147,515	6,829,503	17,881,372	17,221,382	16,860,560	16,841,574	16,812,902	85,617,790	17,123,558	
コールセンター拡充費用	－	－	11,040	235,185	219,086	465,312	93,062	219,086	219,086	219,086	219,086	219,086	1,095,430	219,086	
システム保守費用	12,783,395	14,179,553	15,914,842	4,572,962	6,838,646	54,289,399	10,857,880	9,445,000	9,669,210	9,180,970	9,873,500	10,009,190	48,177,870	9,635,574	
その他	21,043,336	18,207,525	16,846,595	16,206,585	16,196,051	88,500,095	17,700,019	14,928,308	14,928,308	14,928,308	14,928,308	14,928,308	74,641,540	14,928,308	
合計	33,826,731	32,387,078	32,772,479	38,499,181	39,916,850	177,402,322	35,480,464	42,473,766	42,037,986	41,188,924	41,862,468	41,969,486	209,532,630	41,906,526	

［普及開発関係費］

（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	
停電周知費用	4,600	966	1,500	1,364	1,229	9,661	1,932	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	6,150	1,230	
その他	3,938	1,123	1,188	4,528	1,004	11,783	2,357	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	5,020	1,004	
合計	8,538	2,090	2,689	5,892	2,234	21,444	4,289	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	11,170	2,234	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
通信運搬費	3,633,079	3,188,522	4,233,326	2,545,301	2,403,433	16,003,663	3,200,733	2,017,377	2,017,377	2,017,377	2,017,377	2,017,377	10,086,885	2,017,377	
旅費	961,750	1,092,123	1,111,376	461,001	503,975	4,130,227	826,045	503,976	503,976	503,976	503,976	503,976	2,519,880	503,976	
団体費	73,109	74,499	84,659	－	－	232,269	46,454	－	－	－	－	－	－	－	
グループ運営サポート料	－	－	－	12,109,000	10,802,000	22,911,000	4,582,200	11,414,000	11,423,000	11,321,000	11,264,000	11,197,000	56,619,000	11,323,800	
事前伐採推進に係る費用	31,244	14,860	29,570	109,919	104,585	290,180	58,036	250,000	250,000	250,000	250,000	250,000	1,250,000	250,000	
その他	1,765,136	2,860,654	2,208,870	786,506	1,043,391	8,664,560	1,732,912	1,043,391	1,043,391	1,043,391	1,043,391	1,043,391	5,216,955	1,043,391	
合計	6,464,320	7,230,660	7,667,805	16,011,729	14,857,386	52,231,901	10,446,380	15,228,744	15,237,744	15,135,744	15,078,744	15,011,744	75,692,720	15,138,544	

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	－	－	－	－	－	－	－	34,000	350,000	878,000	2,175,000	3,484,000	6,921,000	1,384,200	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	52,734	433,524	872,892	931,511	2,290,661	458,132	
	計	－	－	－	－	－	－	－	34,000	402,734	1,311,524	3,047,892	4,415,511	9,211,661	1,842,332	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	494,586	2,022,518	3,755,207	5,496,482	6,945,129	18,713,922	3,742,784	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	430,305	1,004,329	1,457,691	1,838,864	4,731,189	946,238	
	計	－	－	－	－	－	－	－	494,586	2,452,823	4,759,536	6,954,173	8,783,993	23,445,111	4,689,022	
配電系統	修繕費 ※5	71,043,316	63,177,774	54,099,645	56,545,522	56,186,095	301,052,354	60,210,471	53,245,907	52,272,088	54,298,013	55,921,683	56,483,332	272,221,023	54,444,205	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	623,000	1,929,000	3,321,000	4,788,000	6,326,000	16,987,000	3,397,400	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	447,117	880,052	1,297,638	1,718,950	4,343,757	868,751	
	計	71,043,316	63,177,774	54,099,645	56,545,522	56,186,095	301,052,354	60,210,471	53,868,907	54,648,205	58,499,065	62,007,321	64,528,282	293,551,780	58,710,356	
その他投資	修繕費 ※8	659,200	584,338	606,487	638,748	718,915	3,207,690	641,538	583,700	469,800	446,000	446,000	446,000	2,391,500	478,300	
	委託費 ※9	9,426,073	5,267,185	2,553,708	1,856,713	1,918,488	21,022,168	4,204,434	4,951,369	4,331,126	3,915,720	3,995,657	4,520,997	21,714,869	4,342,974	
	諸費 ※10	1,166,298	515,682	541,010	612,982	683,460	3,519,433	703,887	677,269	666,131	671,817	678,586	696,943	3,390,746	678,149	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	2,613,254	7,151,273	11,593,093	15,540,089	18,071,408	54,969,117	10,993,823	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	242,762	424,118	636,409	672,068	1,975,357	395,071	
	計	11,251,572	6,367,206	3,701,206	3,108,444	3,320,863	27,749,292	5,549,859	8,825,592	12,861,092	17,050,748	21,296,741	24,407,416	84,441,589	16,888,318	
第２区分費用計		82,294,888	69,544,980	57,800,851	59,653,966	59,506,959	328,801,647	65,760,330	63,223,085	70,364,854	81,620,873	93,306,127	102,135,202	410,650,141	82,130,028	

（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（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（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	送電設備	2,277,899	357,076	1,823,674	1,294,944	2,452,659	8,206,252	1,641,250	－	1,838,607	25,788,827	－	－	27,627,434	5,525,487	
		変電設備	1,268,807	2,105,091	1,613,808	37,429,629	6,344,952	48,762,287	9,752,457	－	12,294,810	15,853,575	14,268,800	57,236,400	99,653,585	19,930,717	
		計	3,546,706	2,462,167	3,437,482	38,724,573	8,797,611	56,968,539	11,393,708	－	14,133,417	41,642,402	14,268,800	57,236,400	127,281,019	25,456,204	
	ローカル系統	送電設備	6,239,731	5,345,056	4,806,976	6,136,448	10,033,434	32,561,645	6,512,329	5,738,446	20,923,167	16,067,650	7,505,844	6,682,306	56,917,413	11,383,483	
		変電設備	1,179,096	1,445,706	577,690	1,306,179	1,062,306	5,570,977	1,114,195	1,482,300	2,940,200	1,912,900	558,000	558,000	7,451,400	1,490,280	
		計	7,418,827	6,790,762	5,384,666	7,442,627	11,095,740	38,132,622	7,626,524	7,220,746	23,863,367	17,980,550	8,063,844	7,240,306	64,368,813	12,873,763	
	配電系統		39,233,869	39,392,637	42,366,910	39,403,932	39,211,752	199,609,100	39,921,820	38,726,874	42,422,945	44,905,622	45,714,751	46,140,190	217,910,382	43,582,076	
	拡充投資計		50,199,402	48,645,566	51,189,058	85,571,132	59,105,103	294,710,261	58,942,052	45,947,620	80,419,729	104,528,574	68,047,395	110,616,896	409,560,214	81,912,043	
更新投資	連系線・基幹系統	送電設備	8,795,552	2,021,416	3,661,923	7,380,527	3,014,078	24,873,496	4,974,699	3,165,550	11,878,847	2,532,422	1,774,408	3,219,333	22,570,560	4,514,112	
		変電設備	10,025,000	10,445,570	12,354,998	7,699,484	11,255,588	51,780,640	10,356,128	868,436	3,303,531	4,693,821	10,356,542	9,543,885	28,766,215	5,753,243	
		計	18,820,552	12,466,986	16,016,921	15,080,011	14,269,666	76,654,136	15,330,827	4,033,986	15,182,378	7,226,243	12,130,950	12,763,218	51,336,775	10,267,355	
	ローカル系統	送電設備	19,022,678	15,074,712	12,398,819	12,767,251	12,284,355	71,547,815	14,309,563	12,788,875	10,642,270	11,984,190	16,599,158	9,548,363	61,562,856	12,312,571	
		変電設備	28,256,951	24,397,098	19,029,794	16,591,259	13,473,082	101,748,184	20,349,637	13,393,300	14,834,900	17,976,800	18,246,100	19,481,100	83,932,200	16,786,440	
		計	47,279,629	39,471,810	31,428,613	29,358,510	25,757,437	173,295,999	34,659,200	26,182,175	25,477,170	29,960,990	34,845,258	29,029,463	145,495,056	29,099,011	
	配電系統		65,113,511	53,784,086	42,346,369	45,801,077	47,674,841	254,719,884	50,943,977	49,011,624	47,662,144	48,693,585	50,825,404	51,695,807	247,888,564	49,577,713	
	更新投資計		131,213,692	105,722,882	89,791,903	90,239,598	87,701,944	504,670,019	100,934,004	79,227,785	88,321,692	85,880,818	97,801,612	93,488,488	444,720,395	88,944,079	
合計			181,413,094	154,368,448	140,980,961	175,810,730	146,807,047	799,380,280	159,876,056	125,175,405	168,741,421	190,409,392	165,849,007	204,105,384	854,280,609	170,856,122	
修繕費振替額（配電）			△ 71,043,316	△ 63,177,774	△ 54,099,645	△ 56,545,522	△ 56,186,095	△ 301,052,354	△ 60,210,471	△ 53,245,907	△ 52,272,088	△ 54,298,013	△ 55,921,683	△ 56,483,332	△ 272,221,023	△ 54,444,205	▲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	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	
通信工事	6,644,014	5,400,812	6,286,617	7,652,524	6,160,786	32,144,753	6,428,951	6,378,635	7,399,731	6,303,340	6,325,135	5,848,231	32,255,072	6,451,014	
システム開発及び改良	565,196	5,481,784	12,316,547	15,192,360	5,848,934	39,404,821	7,880,964	9,960,402	8,912,312	13,356,147	5,406,578	5,285,199	42,920,638	8,584,128	
建物関連工事	4,114,585	4,049,842	2,312,218	2,824,702	3,723,215	17,024,562	3,404,912	4,401,367	4,720,037	11,347,158	2,110,003	1,468,661	24,047,226	4,809,445	
系統・給電設備工事	1,834,940	2,474,243	4,154,086	2,236,255	4,994,994	15,694,518	3,138,904	11,057,933	3,105,333	6,028,890	2,051,140	3,267,908	25,511,204	5,102,241	
備品取得	229,708	314,659	143,025	199,135	258,565	1,145,092	229,018	310,440	228,690	156,812	52,920	220,350	969,212	193,842	
リース資産取得	342,354	372,754	281,307	898,453	1,256,993	3,151,861	630,372	2,034,278	1,287,495	981,553	911,400	924,300	6,139,026	1,227,805	
用地権利設定※1	239,025	373,297	283,447	453,347	149,006	1,498,122	299,624	345,739	281,952	228,520	227,360	226,200	1,309,771	261,954	
その他	89,030	228,810	165,468	78,754	336,820	898,882	179,776	178,877	177,978	177,079	176,180	175,282	885,396	177,079	
合計	14,058,852	18,696,201	25,942,715	29,535,530	22,729,313	110,962,611	22,192,522	34,667,671	26,113,528	38,579,499	17,260,716	17,416,131	134,037,545	26,807,509	
修繕費振替額（通信）	△ 659,200	△ 584,338	△ 606,487	△ 638,748	△ 718,915	△ 3,207,690	△ 641,538	△ 583,700	△ 469,800	△ 446,000	△ 446,000	△ 446,000	△ 2,391,500	△ 478,300	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

（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	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	
修繕費 ※1	44,529,251	38,263,372	39,678,705	41,609,650	43,879,946	207,960,926	41,592,185	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	
委託費 ※2	6,759,393	6,732,147	7,095,079	7,496,513	7,415,826	35,498,960	7,099,792	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	
固定資産除却費	21,983,399	19,786,264	18,331,197	17,486,981	19,217,417	96,805,260	19,361,052	22,854,230	23,302,489	29,608,794	25,771,024	24,024,946	125,561,483	25,112,297	
賃借料 ※3	4,707,665	4,870,842	5,175,694	5,349,599	5,567,638	25,671,440	5,134,288	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	
託送料 ※4	4,069,885	4,073,364	4,072,463	4,315,628	5,362,846	21,894,189	4,378,838	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	
共有設備費等分担額	123,538	106,347	120,613	247,252	213,685	811,437	162,288	213,686	213,686	213,686	213,686	213,686	1,068,430	213,686	
共有設備費等分担額（貸方）	△ 11	△ 10	－	△ 8	△ 5	△ 35	△ 7	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 5	△ 25	△ 5	▲表示で記載
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	56,593	53,266	42,984	30,976	40,072	223,893	44,779	40,073	40,073	40,073	40,073	40,073	200,365	40,073	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	678,195	746,026	387,953	449,117	1,611,645	3,872,937	774,588	1,603,587	1,595,529	1,587,470	1,579,412	1,571,354	7,937,352	1,587,470	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	72,873	72,873	14,575	72,873	72,873	72,873	72,873	72,873	364,365	72,873	
電力費振替勘定（貸方）	△ 29,228	△ 7,119	△ 21,089	－	－	△ 57,437	△ 11,487	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	180,806	37,585	463,309	77,143	243,317	1,002,161	200,432	243,318	243,318	243,318	243,318	243,318	1,216,590	243,318	
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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
離島等供給に係る収益 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
第３区分費用計	83,059,491	74,662,088	75,346,910	77,062,854	83,625,263	393,756,608	78,751,322	88,011,023	87,738,463	92,767,687	87,448,117	86,061,529	442,026,819	88,405,364	

（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	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	設備取替・補修	3,204,352	2,648,050	1,901,874	2,397,302	2,519,965	12,671,545	2,534,309	2,527,360	2,435,490	2,423,231	2,410,961	2,398,717	12,195,759	2,439,152	
	塗装	3,847,913	2,788,478	3,038,575	3,079,195	3,447,062	16,201,225	3,240,245	3,477,869	3,459,913	3,441,958	3,424,007	3,406,053	17,209,800	3,441,960	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	16,246	7,818	26,597	36,566	144,265	231,494	46,299	46,069	45,837	45,607	45,375	45,145	228,033	45,607	
	その他	1,226,164	1,261,228	888,033	1,098,190	1,936,029	6,409,646	1,281,929	1,080,958	1,391,660	1,061,197	1,053,817	1,047,370	5,635,002	1,127,000	
	計	8,294,678	6,705,575	5,855,080	6,611,255	8,047,321	35,513,911	7,102,782	7,132,256	7,332,900	6,971,993	6,934,160	6,897,285	35,268,594	7,053,719	
変電設備	設備取替・補修	5,994,292	3,258,615	3,306,939	3,736,150	4,267,867	20,563,865	4,112,773	4,709,740	4,657,465	4,721,537	4,391,477	4,388,574	22,868,793	4,573,759	
	塗装	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	保安対策	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	第三者要請対応	6,272	1,714	424	496	312	9,219	1,844	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	1,678,906	1,739,363	1,452,225	1,484,681	1,524,175	7,879,352	1,575,871	1,604,862	1,576,432	1,634,488	1,309,580	1,244,022	7,369,384	1,473,877	
	計	7,679,470	4,999,692	4,759,589	5,221,328	5,792,355	28,452,437	5,690,487	6,314,602	6,233,897	6,356,025	5,701,057	5,632,596	30,238,177	6,047,635	
配電設備	第三者要請対応	6,146,752	5,730,508	6,481,527	6,778,782	4,997,034	30,134,604	6,026,921	5,429,500	5,334,812	5,256,234	5,197,252	5,140,087	26,357,885	5,271,577	
	その他	18,092,911	17,011,962	18,594,954	19,372,799	21,657,349	94,729,977	18,945,995	20,880,945	20,304,835	19,448,721	19,285,873	19,194,339	99,114,713	19,822,943	
	計	24,239,663	22,742,470	25,076,481	26,151,582	26,654,383	124,864,581	24,972,916	26,310,445	25,639,647	24,704,955	24,483,125	24,334,426	125,472,598	25,094,520	
業務設備	第三者要請対応	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	4,315,438	3,815,634	3,987,553	3,625,483	3,385,885	19,129,995	3,825,999	4,209,767	4,046,754	4,163,904	3,602,733	3,554,126	19,577,284	3,915,457	
	計	4,315,438	3,815,634	3,987,553	3,625,483	3,385,885	19,129,995	3,825,999	4,209,767	4,046,754	4,163,904	3,602,733	3,554,126	19,577,284	3,915,457	
合計		44,529,251	38,263,372	39,678,705	41,609,650	43,879,946	207,960,926	41,592,185	43,967,070	43,253,198	42,196,877	40,721,075	40,418,433	210,556,653	42,111,331	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	2,763,742	2,456,992	2,708,909	3,010,623	2,993,677	13,933,945	2,786,789	3,217,138	3,175,909	3,134,701	3,093,494	3,052,286	15,673,528	3,134,706	
変電設備	21,389	12,843	24,270	34,547	971	94,023	18,805	18,691	18,597	18,503	18,409	18,315	92,515	18,503	
配電設備	3,965,998	4,241,908	4,354,689	4,437,183	4,416,857	21,416,636	4,283,327	4,983,292	4,983,292	4,983,292	4,983,292	4,983,292	24,916,460	4,983,292	
業務設備	8,263	20,402	7,210	14,158	4,319	54,354	10,871	10,871	10,838	10,783	10,727	10,672	53,891	10,778	
合計	6,759,393	6,732,147	7,095,079	7,496,513	7,415,826	35,498,960	7,099,792	8,229,992	8,188,636	8,147,279	8,105,922	8,064,565	40,736,394	8,147,279	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
		（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	除却損	2,653,252	1,815,628	1,312,659	1,453,148	1,181,475	8,416,164	1,683,233	1,663,374	1,618,277	3,013,952	1,817,147	3,046,760	11,159,510	2,231,902	
	除却費用	2,599,353	3,334,228	2,440,064	1,926,022	4,659,374	14,959,043	2,991,809	4,514,544	4,898,779	7,341,484	5,570,976	3,575,234	25,901,017	5,180,203	
変電設備	除却損	3,101,528	2,639,293	2,223,559	2,596,864	1,615,106	12,176,351	2,435,270	2,877,571	2,696,404	2,978,447	2,510,194	2,453,562	13,516,178	2,703,236	
	除却費用	4,368,845	2,991,245	2,735,591	3,277,421	3,390,814	16,763,919	3,352,784	3,479,357	4,133,238	5,360,442	6,003,905	5,204,343	24,181,285	4,836,257	
配電設備	除却損	846,138	1,226,023	688,729	1,013,180	993,587	4,767,659	953,532	1,053,190	1,144,179	1,295,350	1,212,032	1,186,420	5,891,171	1,178,234	
	除却費用	7,009,497	5,320,227	5,823,385	6,242,147	6,425,910	30,821,168	6,164,234	6,697,914	6,844,685	7,048,031	7,030,968	7,123,837	34,745,435	6,949,087	
業務設備	除却損	942,656	1,689,653	2,163,739	448,316	457,993	5,702,358	1,140,472	1,474,116	1,013,442	1,362,492	648,584	729,007	5,227,641	1,045,528	
	除却費用	462,127	769,964	943,467	529,880	493,153	3,198,593	639,719	1,094,164	953,485	1,208,596	977,218	705,783	4,939,246	987,849	
合計	除却損	7,543,575	7,370,598	6,388,688	5,511,509	4,248,163	31,062,534	6,212,507	7,068,251	6,472,302	8,650,241	6,187,957	7,415,749	35,794,500	7,158,900	
	除却費用	14,439,824	12,415,666	11,942,508	11,975,472	14,969,253	65,742,725	13,148,545	15,785,979	16,830,187	20,958,553	19,583,067	16,609,197	89,766,983	17,953,397	

［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	
借地借家料	2,457,100	2,684,035	3,085,240	3,184,678	3,276,740	14,687,795	2,937,559	3,276,741	3,276,741	3,276,741	3,276,741	3,276,741	16,383,705	3,276,741	
機械賃借料	146,856	155,295	161,693	691	602	465,139	93,028	603	603	603	603	603	3,015	603	
車両リース料	1,355,409	1,339,163	1,266,935	1,275,683	1,373,981	6,611,173	1,322,235	1,416,981	1,464,981	1,534,981	1,581,981	1,614,981	7,613,905	1,522,781	
その他	748,298	692,348	661,825	888,546	916,313	3,907,331	781,466	888,260	859,727	830,383	800,800	771,097	4,150,267	830,053	
合計	4,707,665	4,870,842	5,175,694	5,349,599	5,567,638	25,671,440	5,134,288	5,582,585	5,602,052	5,642,708	5,660,125	5,663,422	28,150,892	5,630,178	

［託送料］

（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	
託送料	4,069,885	4,073,364	4,072,463	4,315,628	5,362,846	21,894,189	4,378,838	5,203,614	5,226,614	5,014,614	5,040,614	5,748,864	26,234,320	5,246,864	

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	120,746,002	119,136,249	118,403,405	118,744,629	122,928,351	599,958,638	119,991,728	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	
退職給与金 ※2	△ 1,860,347	3,092,832	4,085,302	1,864,264	△ 398,940	6,783,110	1,356,622	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	2,992,666	2,755,699	742,777	178,329	551,359	7,220,832	1,444,166	－	－	－	－	－	－	－	
賃借料 ※3	10,860,836	10,965,217	11,099,744	11,170,592	11,217,996	55,314,387	11,062,878	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	
諸費 ※4	724,598	1,061,509	1,476,874	2,077,372	2,026,633	7,366,989	1,473,398	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	
貸倒損	62,618	42,543	△ 24,062	5,025,395	8,231,547	13,338,042	2,667,608	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	1,090,480	894,616	377,992	680,343	10,203,933	13,247,365	2,649,473	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	
インバランス収支過不足額 ※5	△ 740,292	220,146	△ 1,880,847	△ 21,754,995	3,223,234	△ 20,932,755	△ 4,186,551	△ 1,523,616	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 7,618,088	△ 1,523,618	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	48,716,331	48,647,210	47,647,824	46,614,948	47,955,444	239,581,759	47,916,352	48,110,625	47,809,875	47,644,500	47,469,000	47,432,250	238,466,250	47,693,250	
事業税	6,884,854	6,630,014	3,160,341	7,530,381	6,431,295	30,636,887	6,127,377	7,463,821	7,741,524	7,664,174	7,908,966	7,913,208	38,691,693	7,738,339	
雑税	480,482	473,437	534,544	813,663	737,898	3,040,026	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	608,005	3,040,025	608,005	
法人税等	10,812,519	10,097,359	10,152,172	16,415,708	3,157,912	50,635,673	10,127,135	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	9,786,811	48,934,055	9,786,811	
賠償負担金相当金	－	－	－	2,708,674	5,720,417	8,429,091	1,685,818	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	6,000,622	30,003,110	6,000,622	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	268,768	567,609	836,378	167,276	595,412	595,412	595,412	595,412	595,412	2,977,060	595,412	
固定資産税 ※6	26,602,049	26,570,857	26,355,374	25,949,932	25,654,232	131,132,446	26,226,489	26,183,570	24,481,346	23,008,766	21,674,086	20,513,396	115,861,164	23,172,233	
調整力の確保に要する費用 ※7	33,420	31,191	51,762	△ 19,860	421,430	517,944	103,589	3,147,346	24,653,187	17,860,221	20,026,923	19,306,928	84,994,605	16,998,921	貸方の場合は▲表示で記載
再給電に要する費用 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
制御不能費用計	227,406,218	230,618,886	222,183,208	218,268,148	248,630,357	1,147,106,820	229,421,364	224,806,512	239,479,135	223,072,855	219,017,689	210,390,211	1,116,766,402	223,353,280	

（記載注意）

※1：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する減価償却費に限り、電源線に係る費用を除く。

※2：規制期間初年度の前々年度３月３１日時点で発生している数理計算上の差異に対する償却額に限る。

※3：道路占用料、水面使用料、線路使用料、共架料、電柱敷地料、線下補償料、河敷料、占用関係借地料その他の法令及び国のガイドラインに準じて単価が設定される費用に限る。

※4：受益者負担金、推進機関の会費（特別会費を含む。）、災害等扶助拠出金に限る。

※5：電気事業託送供給等収支計算規則第２条第１項の規定に基づき作成されたインバランス等収支計算書におけるインバランス等取引利益又はインバランス等取引損失をいう。

※6：規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に対する税額に限る。

※7：法第２８条の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。

※8：一般送配電事業者の供給区域内の送電設備の送電容量等の制限により電力の受渡しができないと見込まれる場合に、当該一般送配電事業者が調整電源等の上げ調整指令及び下げ調整指令により、当該制限を解消するのに要する費用をいう。

≪項目別明細表≫

（１）第６条第３項第１号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
送電設備	44,276,885	42,967,909	41,447,163	40,333,207	39,788,770	208,813,936	41,762,787	28,491,216	26,406,435	25,880,640	25,295,886	24,432,540	130,506,717	26,101,343	
変電設備	34,031,374	34,411,719	34,241,902	34,073,875	36,907,344	173,666,216	34,733,243	28,696,331	27,792,762	27,043,651	26,159,995	25,087,517	134,780,256	26,956,051	
配電設備	33,217,263	32,620,151	32,115,015	34,184,964	35,510,489	167,647,884	33,529,577	28,558,169	26,510,175	22,897,821	20,855,037	19,636,776	118,457,978	23,691,596	
業務設備	9,220,479	9,136,468	10,599,324	10,152,581	10,721,747	49,830,602	9,966,120	15,203,511	13,217,535	11,827,175	10,383,379	6,824,662	57,456,262	11,491,252	
合計	120,746,002	119,136,249	118,403,405	118,744,629	122,928,351	599,958,638	119,991,728	100,949,227	93,926,907	87,649,287	82,694,297	75,981,495	441,201,213	88,240,243	

（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）	△ 1,860,347	2,670,428	2,738,063	－	－	3,548,144	709,629	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	422,404	422,404	353,211	－	1,198,019	239,604	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	924,834	958,947	958,947	2,842,729	568,546	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	552,105	552,105	1,104,210	220,842	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	△ 1,909,993	△ 1,909,993	△ 381,999	△ 1,909,993	－	－	－	－	△ 1,909,993	△ 381,999	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	1,621,522	1,621,522	－	－	－	3,243,044	648,609	
合計	△ 1,860,347	3,092,832	4,085,302	1,864,264	△ 398,940	6,783,110	1,356,622	△ 288,471	1,621,522	－	－	－	1,333,051	266,610	

数理計算上の差異の償却年数（年）	3

（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）	400,916	439,565	36,199	2,589	707	879,978	175,996	－	－	－	－	－	－	－	
運搬・処理	2,591,194	2,315,494	706,471	175,739	550,652	6,339,552	1,267,911	－	－	－	－	－	－	－	
その他	554	639	106	－	－	1,301	260	－	－	－	－	－	－	－	
合計	2,992,666	2,755,699	742,777	178,329	551,359	7,220,832	1,444,166	－	－	－	－	－	－	－	

［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	3,387,958	3,415,921	3,498,956	3,516,964	3,532,988	17,352,789	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	3,470,558	17,352,790	3,470,558	
水面使用料	6	－	－	－	－	6	1	1	1	1	1	1	5	1	
線路使用料	1,517,081	1,530,531	1,539,763	1,595,002	1,597,312	7,779,692	1,555,939	1,555,938	1,555,938	1,555,938	1,555,938	1,555,938	7,779,690	1,555,938	
電柱敷地料	5,476,881	5,510,243	5,541,736	5,551,066	5,573,153	27,653,081	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	5,530,616	27,653,080	5,530,616	
線下補償料	217,666	245,656	250,377	235,254	240,454	1,189,408	237,882	237,882	237,882	237,882	237,882	237,882	1,189,410	237,882	
河敷料	261,242	262,864	268,910	272,304	274,087	1,339,409	267,882	267,881	267,881	267,881	267,881	267,881	1,339,405	267,881	
占用関係借地料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	10,860,836	10,965,217	11,099,744	11,170,592	11,217,996	55,314,387	11,062,878	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	11,062,876	55,314,380	11,062,876	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
受益者負担金	163,531	149,107	169,722	467,348	208,693	1,158,403	231,681	231,681	231,681	231,681	231,681	231,681	1,158,405	231,681	
推進機関の会費（特別会費を含む）	561,066	912,402	1,307,152	1,610,024	1,667,660	6,058,305	1,211,661	1,298,398	1,298,398	1,298,398	1,298,398	1,298,398	6,491,990	1,298,398	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	150,280	150,280	30,056	942,993	947,375	948,508	947,018	945,535	4,731,429	946,286	
合計	724,598	1,061,509	1,476,874	2,077,372	2,026,633	7,366,989	1,473,398	2,473,072	2,477,454	2,478,587	2,477,097	2,475,614	12,381,824	2,476,365	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
貸倒損引当額	△ 499,237	42,540	△ 94,669	5,025,186	8,223,492	12,697,312	2,539,462	17,485	17,485	17,485	17,485	17,485	87,425	17,485	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	561,855	3	70,607	209	8,054	640,730	128,146	15,794	15,794	15,794	15,794	15,794	78,970	15,794	
合計	62,618	42,543	△ 24,062	5,025,395	8,231,547	13,338,042	2,667,608	33,279	33,279	33,279	33,279	33,279	166,395	33,279	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	5ヶ年計	5ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	5ヶ年計	5ヶ年平均	
振替損失電力量（千kWh）	137,922	100,683	82,016	157,142	481,748	959,512	191,903	481,748	481,748	481,748	481,748	481,748	2,408,741	481,748	
振替損失調整額	1,090,480	894,616	377,992	680,343	10,203,933	13,247,365	2,649,473	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	10,203,933	51,019,665	10,203,933	

［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）	△ 7,618,088

（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	△ 740,292	220,146	△ 1,880,847	△ 21,754,995	3,223,234	△ 20,932,755	△ 4,186,551	－	－	－	－	－	－	－	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								△ 1,523,616	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 7,618,088	△ 1,523,618	貸方の場合は▲表示で記載
合計								△ 1,523,616	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 1,523,618	△ 7,618,088	△ 1,523,618	

（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（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。）	－	－	－	－	－	－	－	－	20,696,568	5,990,430	16,166,280	16,109,886	58,963,164	11,792,633	
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	33,420	32,050	54,878	44,466	61,363	226,179	45,236	45,236	854,512	8,767,684	758,536	94,935	10,520,903	2,104,181	
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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
最終保障供給に係る利益又は損失	－	△ 858	△ 3,115	△ 64,327	360,067	291,765	58,353	3,102,110	3,102,107	3,102,107	3,102,107	3,102,107	15,510,538	3,102,108	貸方の場合は▲表示で記載
合計	33,420	31,191	51,762	△ 19,860	421,430	517,944	103,589	3,147,346	24,653,187	17,860,221	20,026,923	19,306,928	84,994,605	16,998,921	

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	1,649,195	2,086,143	2,259,217	1,498,678	2,530,216	10,023,450	2,004,690	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	
補償費	808,424	962,966	1,023,021	743,822	1,638,502	5,176,737	1,035,348	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	
事業者間精算費	2,246,548	2,724,127	2,999,815	3,786,051	12,110,446	23,866,989	4,773,398	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	291,108	1,589,845	694,353	1,420,174	200,120	4,195,601	839,120	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	
調整力の確保に要する費用 ※3	22,666,863	25,179,206	22,526,463	24,553,621	32,898,353	127,824,509	25,564,902	39,997,895	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	201,132,539	40,226,508	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	9,290	11,900	12,640	14,130	14,130	62,090	12,418	
事後検証費用計	27,662,141	32,542,289	29,502,871	32,002,348	49,377,639	171,087,289	34,217,458	55,664,012	56,390,247	58,436,429	56,136,151	54,831,479	281,458,318	56,291,664	

（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
託送料	1,649,195	2,086,143	2,259,217	1,498,678	2,530,216	10,023,450	2,004,690	2,410,777	2,387,080	2,500,014	2,501,990	2,678,578	12,478,439	2,495,688	

［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）	5,844	5,802	1,341	14,262	56,014	83,264	16,653	56,015	56,015	56,015	56,015	56,015	280,073	56,015	
	電力量料金	9,058	8,994	2,047	18,922	51,986	91,009	18,202	51,987	51,987	51,987	51,987	51,987	259,935	51,987	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	40,132	47,035	130,900	602,991	4,916,542	5,737,601	1,147,520	4,916,543	4,916,543	4,916,543	4,916,543	4,916,543	24,582,714	4,916,543	
	電力量料金	14,447	16,932	47,124	217,076	1,769,955	2,065,536	413,107	1,769,955	1,769,955	1,769,955	1,769,955	1,769,955	8,849,775	1,769,955	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	1,371,148	453,237	128,575	678,471	4,914,897	7,546,330	1,509,266	4,914,898	4,914,898	4,914,898	4,914,898	4,914,898	24,574,488	4,914,898	
	電力量料金	680,351	86,115	24,429	128,909	5,170,468	6,090,274	1,218,055	5,170,469	5,170,469	5,170,469	5,170,469	5,170,469	25,852,345	5,170,469	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）															
	電力量料金															
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	160,932	167,488	1,124,377	1,571,591	2,816,842	5,841,232	1,168,247	2,816,843	2,816,843	2,816,843	2,816,843	2,816,843	14,084,213	2,816,843	
	電力量料金	45,061	46,896	314,825	440,045	788,715	1,635,545	327,109	788,716	788,716	788,716	788,716	788,716	3,943,580	788,716	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	4,299,618	5,054,640	4,236,582	4,933,825	7,136,182	25,660,849	5,132,170	7,136,183	7,136,183	7,136,183	7,136,183	7,136,183	35,680,913	7,136,183	
	電力量料金	989,163	1,162,567	974,417	1,134,995	1,641,528	5,902,672	1,180,535	1,641,529	1,641,529	1,641,529	1,641,529	1,641,529	8,207,645	1,641,529	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	1,141,589	891,482	960,579	1,718,310	2,740,564	7,452,525	1,490,505	2,740,564	2,740,564	2,740,564	2,740,564	2,740,564	13,702,821	2,740,564	
	電力量料金	342,476	267,444	288,173	515,493	822,169	2,235,757	447,152	822,169	822,169	822,169	822,169	822,169	4,110,845	822,169	
四国電力送配電	電力量（千kWh）	126,394	1,495,977	1,733,251	1,643,806	2,128,233	7,127,664	1,425,533	2,128,234	2,128,234	2,128,234	2,128,234	2,128,234	10,641,169	2,128,234	
	電力量料金	95,898	893,988	1,101,052	910,681	1,149,325	4,150,947	830,189	1,149,325	1,149,325	1,149,325	1,149,325	1,149,325	5,746,625	1,149,325	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	250,324	861,387	884,801	1,499,738	2,558,199	6,054,451	1,210,890	2,558,199	2,558,199	2,558,199	2,558,199	2,558,199	12,790,996	2,558,199	
	電力量料金	70,090	241,188	247,744	419,926	716,295	1,695,246	339,049	716,296	716,296	716,296	716,296	716,296	3,581,480	716,296	
合計	電力量（千kWh）	7,395,983	8,977,052	9,200,409	12,662,996	27,267,477	65,503,919	13,100,784	27,267,477	27,267,477	27,267,477	27,267,477	27,267,477	136,337,387	27,267,477	
	電力量料金	2,246,548	2,724,127	2,999,815	3,786,051	12,110,446	23,866,989	4,773,398	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	12,110,446	60,552,230	12,110,446	

（２）第７条第３項第２号関係

［補償費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
定期的補償費	73	131	13,936	475	475	15,091	3,018	288	288	288	288	288	1,440	288	
臨時的補償費	670,575	746,847	562,757	501,834	1,441,673	3,923,687	784,738	538,456	538,456	538,456	2,093,456	538,456	4,247,280	849,456	
損害賠償費	137,775	215,987	446,327	241,513	196,354	1,237,958	247,592	247,592	247,592	247,592	247,592	247,592	1,237,960	247,592	
その他	0	－	0	－	－	0	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	808,424	962,966	1,023,021	743,822	1,638,502	5,176,737	1,035,348	786,336	786,336	786,336	2,341,336	786,336	5,486,680	1,097,336	

（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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	287,673	1,527,842	694,353	1,418,283	231,882	4,160,035	832,007	574,154	574,154	574,154	574,154	574,154	2,870,770	574,154	
固定資産除却費	3,435	62,002	－	1,890	4,176	71,505	14,301	7,959	7,959	7,959	7,959	7,959	39,795	7,959	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 7,188	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 1,164,225	△ 232,845	▲表示で記載
合計	291,108	1,589,845	694,353	1,420,174	200,120	4,195,601	839,120	349,268	349,268	349,268	349,268	349,268	1,746,340	349,268	

［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	－	－	－	－	－			－	－	－	－	－	－	－	
修繕費	359,059	467,113	598,055	97,374	59,901			287,673	1,527,842	694,353	1,418,283	231,882	5,741,535	574,154	
固定資産除却費	－	－	－	7,183	901			3,435	62,002	－	1,890	4,176	79,587	7,959	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 3,594	▲表示で記載
合計	359,059	467,113	598,055	104,557	60,802			291,108	1,589,844	694,353	1,420,173	200,119	5,785,183	578,518	

（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	16,192,351	17,219,606	15,852,151	15,926,537	13,950,705	79,141,353	15,828,271	16,515,731	－	－	－	－	16,515,731	3,303,146	
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	4,477,679	4,640,118	3,572,189	5,310,692	12,950,422	30,951,101	6,190,220	11,370,471	－	－	－	－	11,370,471	2,274,094	
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	－	－	－	－	－	－	－	6,434,746	35,433,944	38,658,756	35,433,944	35,507,684	151,469,074	30,293,815	
その他	1,996,832	3,319,481	3,102,122	3,316,391	5,997,225	17,732,054	3,546,411	5,676,947	5,311,273	4,018,969	3,385,037	3,385,037	21,777,263	4,355,453	
合計	22,666,863	25,179,206	22,526,463	24,553,621	32,898,353	127,824,509	25,564,902	39,997,895	40,745,217	42,677,725	38,818,981	38,892,721	201,132,539	40,226,508	

第８表

次世代投資明細表

（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	－	－	－	－	－	－	－	975,570	2,821,000	5,551,270	8,259,170	8,816,540	26,423,550	5,284,710	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	104,965	199,946	356,204	386,533	1,047,648	209,530	
研究費	－	－	－	－	－	－	－	458,000	100,000	160,000	160,000	160,000	1,038,000	207,600	
委託費	－	－	－	－	－	－	－	1,426,164	1,565,127	2,228,789	2,616,362	2,822,889	10,659,331	2,131,866	
諸費	－	－	－	29,243	113,317	142,560	28,512	370,442	595,702	727,016	666,048	795,351	3,154,559	630,912	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	1,047,075	1,163,776	1,669,406	5,782,168	7,967,169	17,629,594	3,525,919	
次世代投資計	－	－	－	29,243	113,317	142,560	28,512	4,277,251	6,350,570	10,536,427	17,839,952	20,948,482	59,952,682	11,990,536	

第９表
事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
							5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産		1,913,135,525	1,934,336,224	1,979,304,731	2,017,145,925	2,047,119,503	9,891,041,908	1,978,208,382	
建設中の資産		35,864,419	36,090,034	30,433,895	27,222,347	35,577,045	165,187,740	33,037,548	
特定投資		9,781,546	9,085,837	8,443,399	7,849,425	7,299,630	42,459,837	8,491,967	
運転資本	営業資本	46,766,492	49,245,390	48,731,983	48,992,562	48,818,000	242,554,427	48,510,885	
	貯蔵品	9,644,312	9,788,185	9,938,105	10,079,242	10,209,834	49,659,678	9,931,936	
	計	56,410,804	59,033,575	58,670,088	59,071,804	59,027,834	292,214,105	58,442,821	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		2,015,192,294	2,038,545,670	2,076,852,113	2,111,289,501	2,149,024,012	10,390,903,590	2,078,180,718	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		30,227,884	30,578,185	31,152,782	31,669,343	32,235,360	155,863,554	31,172,711	

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		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均	
追加事業報酬額	133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	
追加事業報酬計	133,216	141,274	149,549	199,004	425,634	1,048,677	209,735	

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		備考
								5ヶ年計	5ヶ年平均	
特定固定資産	飛騨変換所	岐阜県高山市	14,786,085	13,817,599	12,902,414	12,036,350	11,215,157	64,757,605	12,951,521	
特定固定資産	東清水変換所 静岡変電所 東栄変電所	静岡県静岡市 静岡県島田市 愛知県北設楽郡東栄町	－	－	－	7,104,000	41,964,000	49,068,000	9,813,600	
特定固定資産			－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産	東清水変換所 静岡変電所 東栄変電所	静岡県静岡市 静岡県島田市 愛知県北設楽郡東栄町	2,976,000	5,019,000	7,037,500	7,393,500	3,572,000	25,998,000	5,199,600	
建設中の資産			－	－	－	－	－	－	－	
建設中の資産			－	－	－	－	－	－	－	
合　　計			17,762,085	18,836,599	19,939,914	26,533,850	56,751,157	139,823,605	27,964,721	

第１２表

控除収益明細表

（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	
地帯間販売送電料	△ 111,508	△ 102,833	△ 88,589	△ 75,154	△ 132,577	△ 510,662	△ 102,133	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 132,578	△ 662,890	△ 132,578	▲表示で記載
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	△ 1,586,176	△ 1,572,164	△ 1,642,913	△ 2,598,812	△ 8,204,333	△ 15,604,399	△ 3,120,880	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	▲表示で記載
事業者間精算収益	△ 1,343,903	△ 1,888,667	△ 1,935,077	△ 1,289,131	△ 2,176,327	△ 8,633,107	△ 1,726,621	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	△ 8,653,741	△ 8,029,394	△ 7,912,149	△ 16,722,330	△ 17,532,041	△ 58,849,657	△ 11,769,931	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
預金利息	△ 849	△ 639	△ 518	△ 11	△ 19	△ 2,039	△ 408	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 20	△ 100	△ 20	▲表示で記載
控除収益計	△ 11,696,179	△ 11,593,699	△ 11,579,247	△ 20,685,440	△ 28,045,299	△ 83,599,866	△ 16,719,973	△ 26,595,767	△ 27,482,568	△ 28,408,856	△ 28,093,402	△ 26,745,934	△ 137,326,527	△ 27,465,305	

（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
その他託送収益	△ 1,586,176	△ 1,572,164	△ 1,642,913	△ 2,598,812	△ 8,204,333	△ 15,604,399	△ 3,120,880	△ 6,201,257	△ 6,167,905	△ 6,665,336	△ 6,601,813	△ 5,555,997	△ 31,192,308	△ 6,238,462	

［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）	△ 8,132	△ 1,634	△ 32,529	△ 40,323	△ 51,747	△ 134,367	△ 26,873	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 51,747	△ 258,737	△ 51,747	▲表示で記載
	電力量料金	△ 8,539	△ 1,715	△ 34,156	△ 42,339	△ 54,334	△ 141,085	△ 28,217	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 54,335	△ 271,675	△ 54,335	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 14,794	△ 16,291	△ 30,180	△ 166,017	△ 302,612	△ 529,897	△ 105,979	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 302,612	△ 1,513,064	△ 302,613	▲表示で記載
	電力量料金	△ 15,534	△ 17,106	△ 31,689	△ 174,318	△ 317,743	△ 556,392	△ 111,278	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 317,743	△ 1,588,715	△ 317,743	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	△ 2,792,785	△ 3,791,310	△ 3,864,037	△ 2,754,564	△ 2,615,300	△ 15,817,998	△ 3,163,600	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 2,615,300	△ 13,076,503	△ 2,615,301	▲表示で記載
	電力量料金	△ 730,809	△ 1,675,700	△ 1,716,270	△ 705,805	△ 1,484,427	△ 6,313,013	△ 1,262,603	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 1,484,428	△ 7,422,140	△ 1,484,428	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）															▲表示で記載
	電力量料金															▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	△ 375,581	△ 220,358	△ 162,474	△ 408,080	△ 164,451	△ 1,330,947	△ 266,189	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 164,451	△ 822,255	△ 164,451	▲表示で記載
	電力量料金	△ 60,093	△ 35,257	△ 25,995	△ 65,292	△ 26,312	△ 212,951	△ 42,590	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 26,312	△ 131,560	△ 26,312	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	△ 3,189,013	△ 849,077	△ 404,381	△ 1,271,968	△ 1,110,542	△ 6,824,982	△ 1,364,996	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 1,110,542	△ 5,552,710	△ 1,110,542	▲表示で記載
	電力量料金	△ 512,935	△ 135,883	△ 67,232	△ 220,592	△ 203,600	△ 1,140,244	△ 228,049	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 203,601	△ 1,018,005	△ 203,601	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）	△ 57,883	△ 89,677	△ 243,753	△ 299,120	△ 413,746	△ 1,104,181	△ 220,836	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 413,746	△ 2,068,733	△ 413,747	▲表示で記載
	電力量料金	△ 10,180	△ 16,471	△ 39,932	△ 50,497	△ 68,013	△ 185,095	△ 37,019	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 68,013	△ 340,065	△ 68,013	▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	△ 4,321	△ 13,964	△ 58,933	△ 91,248	△ 46,550	△ 215,018	△ 43,004	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 46,550	△ 232,751	△ 46,550	▲表示で記載
	電力量料金	△ 698	△ 2,455	△ 9,540	△ 15,697	△ 7,898	△ 36,289	△ 7,258	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 7,898	△ 39,490	△ 7,898	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	△ 30,823	△ 23,694	△ 60,261	△ 85,806	△ 84,937	△ 285,522	△ 57,104	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 84,937	△ 424,685	△ 84,937	▲表示で記載
	電力量料金	△ 5,112	△ 4,077	△ 10,259	△ 14,587	△ 13,996	△ 48,034	△ 9,607	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 13,997	△ 69,985	△ 13,997	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	△ 6,473,336	△ 5,006,008	△ 4,856,551	△ 5,117,129	△ 4,789,888	△ 26,242,914	△ 5,248,583	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 4,789,888	△ 23,949,441	△ 4,789,888	▲表示で記載
	電力量料金	△ 1,343,903	△ 1,888,667	△ 1,935,077	△ 1,289,131	△ 2,176,327	△ 8,633,107	△ 1,726,621	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 2,176,327	△ 10,881,635	△ 2,176,327	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（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	
契約超過金	－	－	－	△ 113	△ 196	△ 309	△ 62	△ 197	△ 197	△ 197	△ 197	△ 197	△ 985	△ 197	▲表示で記載
違約金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
諸貸付料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託運転益	△ 558	△ 524	△ 982	△ 3,486	△ 2,172	△ 7,724	△ 1,545	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 2,172	△ 10,860	△ 2,172	▲表示で記載
器具販売益	0	－	0	－	△ 153	△ 154	△ 31	△ 154	△ 154	△ 154	△ 154	△ 154	△ 770	△ 154	▲表示で記載
受託工事益	△ 5,611	△ 10,342	△ 6,872	△ 19,693	△ 24,488	△ 67,008	△ 13,402	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 24,489	△ 122,445	△ 24,489	▲表示で記載
広告料	△ 26,376	△ 26,334	△ 23,093	△ 89,344	△ 84,235	△ 249,383	△ 49,877	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 84,236	△ 421,180	△ 84,236	▲表示で記載
供給雑収	△ 66,206	△ 149,241	△ 128,488	△ 1,112,822	△ 1,209,006	△ 2,665,766	△ 533,153	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 1,209,007	△ 6,045,035	△ 1,209,007	▲表示で記載
系統設置交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
広域系統整備交付金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
雑口	△ 8,554,988	△ 7,842,951	△ 7,752,711	△ 15,496,870	△ 16,211,787	△ 55,859,310	△ 11,171,862	△ 16,765,330	△ 17,685,483	△ 18,114,340	△ 17,862,409	△ 17,560,757	△ 87,988,319	△ 17,597,664	▲表示で記載
合計	△ 8,653,741	△ 8,029,394	△ 7,912,149	△ 16,722,330	△ 17,532,041	△ 58,849,657	△ 11,769,931	△ 18,085,585	△ 19,005,738	△ 19,434,595	△ 19,182,664	△ 18,881,012	△ 94,589,594	△ 18,917,919	▲表示で記載
（再掲）共架料	△ 1,937,413	△ 1,836,757	△ 1,825,153	△ 7,445,778	△ 7,509,865	△ 20,554,968	△ 4,110,994	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 7,509,866	△ 37,549,330	△ 7,509,866	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	△ 35,939	△ 35,939	△ 7,188	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 232,845	△ 1,164,225	△ 232,845	▲表示で記載

２　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費			送電費		
	計			計			計			計		
		固有	一般		固有	一般		固有	一般		固有	一般
役員給与	0	0	0	0	0	0	0	0	0	75,945	0	75,945
給料手当	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42,846,335	35,418,374	7,427,961
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△1,051,495	△986,490	△65,005
退職給与金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,772,244	0	6,772,244
厚生費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,450,302	7,093,796	2,356,506
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	0	0	0	0	0	0	0	0	0	459,031	229,346	229,685
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499,655	217,589	282,066
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,921,977	44,470,427	1,451,550
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,758,150	4,755,294	2,856
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,095,436	11,868,763	2,226,673
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32,507,292	32,507,292	0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230	60,552,230	0
委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,872,415	27,472,920	7,399,495
損害保険料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,747	15,630	13,117
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	447,830	0	447,830
研究費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,348,425	0	6,348,425
諸費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14,262,855	1,177,805	13,085,050
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34,181,127	33,541,832	639,295
雑税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	468,002	176,015	291,987
減価償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150,753,499	142,819,540	7,933,959
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37,755,579	37,072,164	683,415
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430	1,068,430	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△25	△25	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△367,965	0	△367,965
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△2,819	0	△2,819
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482,066	0	482,066
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11,233,471	0	11,233,471
電気事業報酬	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,453,370	0	45,453,370
合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	553,872,109	439,470,932	114,401,177

（記載注意）
１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３　（第８条関係）

７部門整理表（２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計			計			計				直課	活動帰属基準	配賦基準
		固有	一般		固有	一般		固有	一般				
役員給与	90,330	0	90,330	273,473	0	273,473	129,252	0	129,252	569,000	0.0	100.0	0.0
給料手当	52,817,921	43,982,933	8,834,988	167,158,793	140,410,990	26,747,803	78,394,425	65,752,607	12,641,818	341,217,474	83.7	16.3	0.0
給料手当振替額（貸方）	△1,054,944	△977,625	△77,319	△3,487,317	△3,253,235	△234,082	△316,919	△206,285	△110,634	△5,910,675	91.8	8.2	0.0
退職給与金	8,055,063	0	8,055,063	24,386,591	0	24,386,591	11,525,839	0	11,525,839	50,739,737	0.0	100.0	0.0
厚生費	11,548,145	8,745,262	2,802,883	36,868,381	28,382,692	8,485,689	17,199,799	13,189,206	4,010,593	75,066,627	76.5	23.5	0.0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
雑給	435,451	162,258	273,193	13,319,415	12,492,327	827,088	1,387,860	996,953	390,907	15,601,757	89.0	11.0	0.0
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
消耗品費	816,231	480,735	335,496	4,325,775	3,310,064	1,015,711	1,157,979	677,924	480,055	6,799,640	68.9	31.1	0.0
修繕費	46,346,632	44,333,226	2,013,406	436,070,445	423,863,023	12,207,422	5,396,809	0	5,396,809	533,735,863	96.1	3.9	0.0
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
補償費	147,686	147,597	89	602,404	602,042	362	40,530	40,506	24	5,548,770	99.9	0.0	0.1
賃借料	5,124,109	2,912,939	2,211,170	58,435,528	54,052,110	4,383,418	5,810,199	0	5,810,199	83,465,272	82.5	17.5	0.0
託送料	6,201,082	6,201,082	0	4,385	4,385	0	0	0	0	38,712,759	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230	100.0	0.0	0.0
委託費	18,912,528	8,648,884	10,263,644	170,136,056	107,121,782	63,014,274	58,722,225	27,501,186	31,221,039	282,643,224	62.0	0.0	38.0
損害保険料	24,177	13,145	11,032	200,836	109,195	91,641	0	0	0	253,760	54.4	0.0	45.6
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	11,170	11,170	0	11,170	100.0	0.0	0.0
養成費	479,865	0	479,865	1,874,543	0	1,874,543	1,990,177	0	1,990,177	4,792,415	54.6	45.4	0.0
研究費	4,873,946	0	4,873,946	15,579,531	0	15,579,531	4,105,793	0	4,105,793	30,907,695	12.7	0.0	87.3
諸費	13,292,316	1,101,817	12,190,499	47,012,882	10,106,320	36,906,562	20,416,161	2,973,006	17,443,155	94,984,214	19.2	0.0	80.8
貸倒損	0	0	0	0	0	0	166,395	166,395	0	166,395	100.0	0.0	0.0
固定資産税	33,126,031	32,227,671	898,360	60,532,932	54,966,716	5,566,216	2,409,686	0	2,409,686	130,249,776	92.7	7.3	0.0
雑税	2,340,847	880,390	1,460,457	200,466	75,395	125,071	30,710	11,550	19,160	3,040,025	37.6	0.0	62.4
減価償却費	164,468,144	153,319,071	11,149,073	220,088,804	151,009,399	69,079,405	29,905,355	0	29,905,355	565,215,802	79.1	20.9	0.0
固定資産除却費	38,669,777	37,709,418	960,359	46,599,935	40,649,576	5,950,359	2,575,987	0	2,575,987	125,601,278	91.9	8.1	0.0
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	△25	100.0	0.0	0.0
建設分担関連費振替額（貸方）	△233,789	0	△233,789	△322,011	0	△322,011	△4,870	0	△4,870	△928,635	0.0	100.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,180	0	△2,180	△6,568	0	△6,568	△713	0	△713	△12,280	0.0	0.0	100.0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
社債発行費	306,283	0	306,283	421,861	0	421,861	6,380	0	6,380	1,216,590	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	－	－	－
法人税等	8,688,017	0	8,688,017	26,172,338	0	26,172,338	2,840,229	0	2,840,229	48,934,055	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	36,503,285	0	36,503,285	72,324,195	0	72,324,195	1,582,704	0	1,582,704	155,863,554	0.0	0.0	100.0
合計	451,976,953	339,888,803	112,088,150	1,398,773,673	1,023,902,781	374,870,892	245,483,162	111,114,218	134,368,944	2,650,105,897	72.7	11.5	15.8

（記載注意）
１　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
２　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　１　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
２　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
３　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第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費分				
役員給与	0	0	0	0		75,945	60,592	29,738
給料手当	0	0	0	0		42,846,335	35,429,736	17,388,185
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0		△1,051,495	△707,646	△347,298
退職給与金	0	0	0	0		6,772,244	5,403,256	2,651,807
厚生費	0	0	0	0		9,450,302	7,746,381	3,801,764
委託検針費	0	0	0	0		0	0	0
委託集金費	0	0	0	0		0	0	0
雑給	0	0	0	0		459,031	292,096	143,355
燃料費	0	0	0	0		0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0		0	0	0
消耗品費	0	0	0	0		499,655	547,520	268,711
修繕費	0	0	0	0		45,921,977	34,038,489	12,308,143
水利使用料	0	0	0	0		0	0	0
補償費	0	0	0	0		4,758,150	22,901	124,785
賃借料	0	0	0	0		14,095,436	3,763,314	1,360,795
託送料	0	0	0	0		32,507,292	4,554,278	1,646,804
事業者間精算費	0	0	0	0		60,552,230	0	0
委託費	0	0	0	0		34,872,415	13,889,982	5,022,546
損害保険料	0	0	0	0		28,747	3,749	20,428
普及開発関係費	0	0	0	0		0	0	0
養成費	0	0	0	0		447,830	322,876	156,989
研究費	0	0	0	0		6,348,425	3,269,395	1,604,551
諸費	0	0	0	0		14,262,855	8,916,353	4,375,963
貸倒損	0	0	0	0		0	0	0
固定資産税	0	0	0	0		34,181,127	20,985,814	12,140,217
雑税	0	0	0	0		468,002	1,570,217	770,630
減価償却費	0	0	0	0		150,753,499	104,192,919	60,275,225
固定資産除却費	0	0	0	0		37,755,579	24,497,856	14,171,921
共有設備費等分担額	0	0	0	0		1,068,430	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0		△25	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	200,365	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	312,868,429	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0		0				
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0		△367,965	△156,823	△76,966
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0		△2,819	△1,462	△718
開発費	0	0	0	0		0	0	0
開発費償却	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費	0	0	0	0		0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0		0	0	0
社債発行費	0	0	0	0		482,066	205,452	100,831
社債発行費償却	0	0	0	0		0	0	0
法人税等	0	0	0	0		11,233,471	5,827,835	2,860,182
電気事業報酬	0	0	0	0		45,453,370	24,486,041	12,017,244
自社アンシラリーサービス費					0			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	△662,890	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合　　計	0	0	0	0	312,868,429	553,409,584	299,161,121	152,815,832

（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	91,623	158,848	93,032	47,465	11,757	569,000	0.0	36.1	63.9
給料手当	56,004,246	97,094,462	56,534,805	28,788,913	7,130,792	341,217,474	10.4	25.2	64.4
給料手当振替額（貸方）	△1,168,377	△2,025,614	△465,035	△116,383	△28,827	△5,910,675	16.7	6.5	76.8
退職給与金	8,170,390	14,164,992	8,295,999	4,232,653	1,048,396	50,739,737	0.0	36.1	63.9
厚生費	12,352,242	21,415,060	12,420,067	6,316,310	1,564,501	75,066,627	9.4	26.1	64.5
委託検針費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
委託集金費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
雑給	4,462,486	7,736,604	1,889,378	495,961	122,846	15,601,757	1.7	10.1	88.2
燃料費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
消耗品費	1,449,291	2,512,634	991,252	425,247	105,330	6,799,640	3.2	21.2	75.6
修繕費	98,251,927	170,339,192	170,407,434	2,034,909	433,792	533,735,863	39.7	10.0	50.3
水利使用料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
補償費	220,362	382,042	21,959	14,884	3,687	5,548,770	85.7	0.0	14.3
賃借料	21,375,998	37,059,530	3,122,718	2,369,810	317,671	83,465,272	14.2	9.6	76.2
託送料	1,604	2,781	0	0	0	38,712,759	84.0	0.0	16.0
事業者間精算費	0	0	0	0	0	60,552,230	100.0	0.0	0.0
委託費	50,315,206	87,231,385	65,205,991	21,362,218	4,743,481	282,643,224	21.3	0.0	78.7
損害保険料	73,467	127,369	0	0	0	253,760	6.2	0.0	93.8
普及開発関係費	0	0	0	0	11,170	11,170	100.0	0.0	0.0
養成費	628,040	1,088,831	463,035	1,633,607	51,207	4,792,415	33.1	17.8	49.1
研究費	5,219,707	9,049,396	3,252,361	1,837,842	326,018	30,907,695	4.3	0.0	95.7
諸費	15,751,017	27,307,510	15,015,993	7,497,460	1,857,063	94,984,214	4.2	0.0	95.8
貸倒損	0	0	0	0	166,395	166,395	100.0	0.0	0.0
固定資産税	20,217,223	35,050,563	6,572,866	906,312	195,654	130,249,776	25.8	31.8	42.4
雑税	67,163	116,441	33,501	11,278	2,793	3,040,025	5.8	0.0	94.2
減価償却費	73,506,837	127,438,675	35,372,724	11,247,767	2,428,156	565,215,802	25.3	39.1	35.6
固定資産除却費	15,563,780	26,982,899	5,451,227	968,860	209,156	125,601,278	29.5	36.6	33.9
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	1,068,430	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	△25	100.0	0.0	0.0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	200,365	100.0	0.0	0.0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	312,868,429	100.0	0.0	0.0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
非化石証書購入費						0			
建設分担関連費振替額（貸方）	△117,793	△204,218	△2,639	△1,788	△443	△928,635	0.0	64.8	35.2
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,403	△4,165	△386	△262	△65	△12,280	0.0	0.0	100.0
開発費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
開発費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費	0	0	0	0	0	0	－	－	－
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
社債発行費	140,896	244,272	40,150	2,343	580	1,216,590	0.0	67.8	32.2
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	－	－	－
法人税等	8,741,225	15,154,647	3,815,324	1,043,022	258,349	48,934,055	0.0	4.7	95.3
電気事業報酬	24,155,353	41,878,094	7,148,270	581,219	143,963	155,863,554	0.0	4.0	96.0
自社アンシラリーサービス費						0			
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	△662,890	100.0	0.0	0.0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	－	－	－
合　　計	415,471,510	720,302,230	395,680,026	91,699,647	21,103,422	2,962,511,801	32.3	17.1	50.6

（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		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分					
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
給料手当	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
給料手当振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
退職給与金	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
厚生費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
雑給	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
消耗品費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
修繕費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
補償費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
賃借料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
託送料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
委託費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
損害保険料	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
養成費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
研究費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
諸費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
固定資産税	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
雑税	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
減価償却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
固定資産除却費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	312, 868, 429	250, 988, 307	61, 880, 122
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
社債発行費	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
法人税等	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
電気事業報酬	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
自社アンシラリーサービス費										0	0	0
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	312, 868, 429	250, 988, 307	61, 880, 122

（記載注意）
　様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５　（第１１条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位：千円）

	総送電費			受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			高圧配電費		
	計			計			計			計		
		固定	可変		固定	可変		固定	可変		固定	可変
役員給与	75,945	75,945	0	60,592	60,592	0	29,738	29,738	0	158,848	158,848	0
給料手当	42,846,335	42,846,335	0	35,429,736	35,429,736	0	17,388,185	17,388,185	0	97,094,462	97,094,462	0
給料手当振替額（貸方）	△1,051,495	△1,051,495	0	△707,646	△707,646	0	△347,298	△347,298	0	△2,025,614	△2,025,614	0
退職給与金	6,772,244	6,772,244	0	5,403,256	5,403,256	0	2,651,807	2,651,807	0	14,164,992	14,164,992	0
厚生費	9,450,302	9,450,302	0	7,746,381	7,746,381	0	3,801,764	3,801,764	0	21,415,060	21,415,060	0
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	459,031	459,031	0	292,096	292,096	0	143,355	143,355	0	7,736,604	7,736,604	0
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	499,655	499,655	0	547,520	547,520	0	268,711	268,711	0	2,512,634	2,512,634	0
修繕費	45,921,977	45,921,977	0	34,038,489	34,038,489	0	12,308,143	12,308,143	0	170,339,192	170,339,192	0
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	4,758,150	4,758,150	0	22,901	22,901	0	124,785	124,785	0	382,042	382,042	0
賃借料	14,095,436	14,095,436	0	3,763,314	3,763,314	0	1,360,795	1,360,795	0	37,059,530	37,059,530	0
託送料	32,507,292	25,823,987	6,683,305	4,554,278	4,554,278	0	1,646,804	1,646,804	0	2,781	2,781	0
事業者間精算費	60,552,230	0	60,552,230	0	0	0	0	0	0	0	0	0
委託費	34,872,415	34,872,415	0	13,889,982	13,889,982	0	5,022,546	5,022,546	0	87,231,385	87,231,385	0
損害保険料	28,747	28,747	0	3,749	3,749	0	20,428	20,428	0	127,369	127,369	0
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	447,830	447,830	0	322,876	322,876	0	156,989	156,989	0	1,088,831	1,088,831	0
研究費	6,348,425	6,348,425	0	3,269,395	3,269,395	0	1,604,551	1,604,551	0	9,049,396	9,049,396	0
諸費	14,262,855	14,262,855	0	8,916,353	8,916,353	0	4,375,963	4,375,963	0	27,307,510	27,307,510	0
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	34,181,127	34,181,127	0	20,985,814	20,985,814	0	12,140,217	12,140,217	0	35,050,563	35,050,563	0
雑税	468,002	468,002	0	1,570,217	1,570,217	0	770,630	770,630	0	116,441	116,441	0
減価償却費	150,753,499	150,753,499	0	104,192,919	104,192,919	0	60,275,225	60,275,225	0	127,438,675	127,438,675	0
固定資産除却費	37,755,579	37,755,579	0	24,497,856	24,497,856	0	14,171,921	14,171,921	0	26,982,899	26,982,899	0
共有設備費等分担額	1,068,430	1,068,430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
共有設備費等分担額（貸方）	△25	△25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	200,365	0	200,365	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△367,965	△367,965	0	△156,823	△156,823	0	△76,966	△76,966	0	△204,218	△204,218	0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,819	△2,819	0	△1,462	△1,462	0	△718	△718	0	△4,165	△4,165	0
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	482,066	482,066	0	205,452	205,452	0	100,831	100,831	0	244,272	244,272	0
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	11,233,471	11,233,471	0	5,827,835	5,827,835	0	2,860,182	2,860,182	0	15,154,647	15,154,647	0
電気事業報酬	45,453,370	45,453,370	0	24,486,041	24,486,041	0	12,017,244	12,017,244	0	41,878,094	41,878,094	0
自社アンシラリーサービス費												
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	△662,890	0	△662,890	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	553,409,584	486,636,574	66,773,010	299,161,121	299,161,121	0	152,815,832	152,815,832	0	720,302,230	720,302,230	0

（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（３）

（単位：千円）

	低圧配電費			給電費			需要家費	合計
	計			計				
		固定	可変		固定	可変		
役員給与	91,623	91,623	0	47,465	47,465	0	93,032	557,243
給料手当	56,004,246	56,004,246	0	28,788,913	28,788,913	0	56,534,805	334,086,682
給料手当振替額（貸方）	△1,168,377	△1,168,377	0	△116,383	△116,383	0	△465,035	△5,881,848
退職給与金	8,170,390	8,170,390	0	4,232,653	4,232,653	0	8,295,999	49,691,341
厚生費	12,352,242	12,352,242	0	6,316,310	6,316,310	0	12,420,067	73,502,126
委託検針費	0	0	0	0	0	0	0	0
委託集金費	0	0	0	0	0	0	0	0
雑給	4,462,486	4,462,486	0	495,961	495,961	0	1,889,378	15,478,911
燃料費	0	0	0	0	0	0	0	0
廃棄物処理費	0	0	0	0	0	0	0	0
消耗品費	1,449,291	1,449,291	0	425,247	425,247	0	991,252	6,694,310
修繕費	98,251,927	98,251,927	0	2,034,909	2,034,909	0	170,407,434	533,302,071
水利使用料	0	0	0	0	0	0	0	0
補償費	220,362	220,362	0	14,884	14,884	0	21,959	5,545,083
賃借料	21,375,998	21,375,998	0	2,369,810	2,369,810	0	3,122,718	83,147,601
託送料	1,604	1,604	0	0	0	0	0	38,712,759
事業者間精算費	0	0	0	0	0	0	0	60,552,230
委託費	50,315,206	50,315,206	0	21,362,218	21,362,218	0	65,205,991	277,899,743
損害保険料	73,467	73,467	0	0	0	0	0	253,760
普及開発関係費	0	0	0	0	0	0	0	0
養成費	628,040	628,040	0	1,633,607	1,633,607	0	463,035	4,741,208
研究費	5,219,707	5,219,707	0	1,837,842	1,837,842	0	3,252,361	30,581,677
諸費	15,751,017	15,751,017	0	7,497,460	7,497,460	0	15,015,993	93,127,151
貸倒損	0	0	0	0	0	0	0	0
固定資産税	20,217,223	20,217,223	0	906,312	906,312	0	6,572,866	130,054,122
雑税	67,163	67,163	0	11,278	11,278	0	33,501	3,037,232
減価償却費	73,506,837	73,506,837	0	11,247,767	11,247,767	0	35,372,724	562,787,646
固定資産除却費	15,563,780	15,563,780	0	968,860	968,860	0	5,451,227	125,392,122
共有設備費等分担額	0	0	0	0	0	0	0	1,068,430
共有設備費等分担額（貸方）	0	0	0	0	0	0	0	△25
地帯間購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	200,365
他社購入電源費	0	0	0	0	0	0	0	312,868,429
他社購入送電費	0	0	0	0	0	0	0	0
非化石証書購入費	0	0	0	0	0	0	0	0
建設分担関連費振替額（貸方）	△117,793	△117,793	0	△1,788	△1,788	0	△2,639	△928,192
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	△2,403	△2,403	0	△262	△262	0	△386	△12,215
開発費	0	0	0	0	0	0	0	0
開発費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費	0	0	0	0	0	0	0	0
株式交付費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
社債発行費	140,896	140,896	0	2,343	2,343	0	40,150	1,216,010
社債発行費償却	0	0	0	0	0	0	0	0
法人税等	8,741,225	8,741,225	0	1,043,022	1,043,022	0	3,815,324	48,675,706
電気事業報酬	24,155,353	24,155,353	0	581,219	581,219	0	7,148,270	155,719,591
自社アンシラリーサービス費								0
地帯間販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
地帯間販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	△662,890
他社販売電源料	0	0	0	0	0	0	0	0
他社販売送電料	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	415,471,510	415,471,510	0	91,699,647	91,699,647	0	395,680,026	2,941,408,379

（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）		発受電量 (10^6kWh)	口数 (口)	販売電力量 (10^6kWh)
			夏　　期	冬　　期			
特別高圧需要	6,599	－	6,599	6,039	43,177	17,000	42,154
高 圧 需 要	11,351	199,927	11,351	10,376	48,647	1,469,000	46,783
低 圧 需 要	9,364	596,795	6,693	6,803	40,740	130,208,000	38,003
合　　計	27,314	796,722	24,643	23,218	132,564	131,694,000	126,940

（注）上記はいずれも規制期間における各年度の平均値。なお、販売電力量について、規制期間の合計値は、特別高圧需要210,772百万kWh、高圧需要233,915百万kWh、低圧需要190,017百万kWh。

様式第７　（第２４条関係）

送配電関連費三需要種別計算表

（単位：千円）

需要種別	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
特別高圧需要	289,318,556	302,672,320	△13,353,764	136,461,272	41,903,203	94,558,069 ＜10,741,867＞	11,238,229	11,355,771	△117,542	437,018,057	355,931,294	81,086,763
高圧需要	747,665,109	770,486,411	△22,821,302	152,436,092	47,211,829	105,224,263 ＜12,102,730＞	15,925,305	16,091,332	△166,027	916,026,506	833,789,572	82,236,934
低圧需要	1,316,258,468	1,343,916,490	△27,658,022	125,488,688	39,538,100	85,950,588 ＜10,135,573＞	364,469,209	368,232,923	△3,763,714	1,806,216,365	1,751,687,513	54,528,852

（記載注意）

１　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。

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。

様式第８　（第２５条関係）

送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

（単位：千円）

需要種別	固定費	可変費	需要家費	合　計	販売電力量 （10^6kWh）	単価 （円/kWh）	想定料金 収　　入
特 別 高 圧 需 要	289,318,556	136,461,272	11,238,229	437,018,057	210,772	2.07	436,853,990
高　圧　需　要	747,665,109	152,436,092	15,925,305	916,026,506	233,915	3.91	915,432,078
低　圧　需　要	1,316,258,468	125,488,688	364,469,209	1,806,216,365	190,017	9.51	1,806,964,813

（記載注意）

様式第３の注１及び２と同様とすること。

３　工事費負担金説明書

工 事 費 負 担 金 説 明 書

低圧，高圧または特別高圧で受電または供給する場合の工事費負担金については，託送供給等約款（2022 年６月 20 日届出。）の工事費負担金と同様といたしました。

１　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

第１表　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の工事費

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,850円00銭

２　一般供給設備の工事費負担金

（１）低圧または高圧で供給する場合

第１表　無償工事こう長

架空供給側接続設備の場合	1,000メートル
地中供給側接続設備の場合	150メートル

第２表　超過こう長１メートル当たりの工事費

架空供給側接続設備の場合	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	27,500円00銭

（２）特別高圧で供給する場合

第１表　架空供給側接続設備の場合の工事費

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	363円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	165円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	88円00銭

第２表　地中供給側接続設備の場合の工事費

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	638円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	451円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	242円00銭

第３表　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