託送供給等約款認可申請書

2022年12月27日

中国電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款認可申請書

企託サ　第52号
2022年12月27日

経済産業大臣　西　村　康　稔　殿

広島市中区小町4番33号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　松　岡　秀　夫

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

中国電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　**総　　則**…… 1

1　適　　用…… 1
2　託送供給等約款の認可および変更…… 2
3　定　　義…… 2
4　代表契約者の選任…… 9
5　託送供給等に関する取扱い…… 9
6　単位および端数処理…… 9
7　実施細目……11

Ⅱ　**契約の申込み**……12

8　契約の要件……12
9　検討および契約の申込み……15
10　契約の成立および契約期間……23
11　託送供給等の開始……24
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……25
13　電気方式、電圧および周波数……25
14　発電場所および需要場所……27
15　供給および契約の単位……30
16　承諾の限界……34
17　契約書の作成……34

Ⅲ　料　　金……35

18　料　　金……35
19　接続送電サービス……37
20　臨時接続送電サービス……65
21　予備送電サービス……76
22　発電量調整受電計画差対応電力……79
23　接続対象計画差対応電力……80
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81
25　給電指令時補給電力……82

Ⅳ　料金の算定および支払い……85

26　料金の適用開始の時期……85
27　検 針 日……85
28　料金の算定期間……86
29　計　　量……88
30　電力および電力量の算定……88
31　損 失 率……101
32　料金の算定……101
33　支払義務の発生および支払期日……105
34　料金その他の支払方法……107
35　保 証 金……109
36　連帯責任……111

Ⅴ　供　　給……112

37　託送供給等の実施……112
38　給電指令の実施等……116

39　適正契約の保持等…… 121
40　契約超過金…… 121
41　力率の保持…… 122
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 123
43　託送供給等にともなう協力…… 124
44　託送供給等の停止…… 124
45　託送供給等の停止の解除…… 126
46　託送供給の停止期間中の料金…… 127
47　違 約 金…… 127
48　損害賠償の免責…… 127
49　設備の賠償…… 128

Ⅵ　契約の変更および終了…… 129

50　契約の変更…… 129
51　名義の変更…… 131
52　契約の廃止…… 131
53　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…… 132
54　解 約 等…… 136
55　契約消滅後の債権債務関係…… 138

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… 139

56　受電地点、供給地点および施設…… 139
57　架空引込線…… 141
58　地中引込線…… 142
59　連接引込線等…… 144
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 145

61　引込線の接続…… 145
62　計量器等の取付け…… 145
63　通信設備等の施設…… 147
64　専用供給設備…… 147

Ⅷ　工事費の負担…… 149

65　受電地点への供給設備の工事費負担金…… 149
66　受電用計量器等の工事費負担金…… 153
67　会社間連系設備の工事費負担金…… 154
68　供給地点への供給設備の工事費負担金…… 154
69　工事費負担金の申受けおよび精算…… 163
70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け…… 166
71　臨時工事費…… 166
72　工事費等に関する契約書の作成…… 167

Ⅸ　保　　安…… 168

73　保安の責任…… 168
74　保安等に対する発電者および需要者の協力…… 168
75　調　　査…… 169
76　調査等の委託…… 169
77　調査に対する需要者の協力…… 169
78　検査または工事の受託…… 170
79　自家用電気工作物…… 170

附　　則…… 171
別　　表…… 215

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（鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県、兵庫県の一部、香川県の一部および愛媛県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において、契約者の小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、契約者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

（２）　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から、当社が行なう託送供給に係る小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、発電契約者に、発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

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

２　託送供給等約款の認可および変更

（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

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中継振替

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

(15)　地内振替

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

(16)　発電量調整受電電力

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

(17)　発電量調整受電電力量

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

(18)　発電量調整受電計画電力

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

(19)　発電量調整受電計画電力量

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

(20)　接続受電電力

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

(21)　接続受電電力量

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

(22)　接続供給電力

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

(23)　接続供給電力量

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

(24)　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25)　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26)　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27)　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28)　需要抑制量調整受電電力

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

(29)　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供

給に係る電気の電力量をいいます。

(30)　需要抑制量調整受電計画電力

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

(31)　需要抑制量調整受電計画電力量

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

(32)　ベースライン

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

(33)　損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34)　契約電力

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

(35)　契約容量

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

(36)　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(37)　最大需要電力等

低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。

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

(38)　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(39)　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20) に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21) に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(40)　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(22) に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23) に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(41)　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。

(42)　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。

(43)　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(44)　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(45)　契約主開閉器

契約上設定される遮断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路を遮断し、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。

(46)　定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(47)　定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(48)　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。）の運用または需要者の電気の使用等について、当社から指令することをいいます。

(49)　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、１月４日、５月１日、５月２日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(50)　夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(51)　貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(52)　離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年１月１日から３月31日までの期間、２月１日から４月30日までの期間、３月１日から５月31日までの期間、４月１日から６月30日までの期間、５月１日から７月31日までの期間、６月１日から８月31日までの期間、７月１日から９月30日までの期間、８月１日から10月31日までの期間、９月１日から11月30日までの期間、10月１日から12月31日までの

期間、11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

4　代表契約者の選任

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

5　託送供給等に関する取扱い

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

6　単位および端数処理

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

（１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は、１ワットまたは１ボルトアンペアと

し、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（２）　契約容量の単位は、１キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

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

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

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

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

（５）　力率の単位は、１パーセントとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

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

7　実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者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、発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

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

イ　小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

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

ハ　振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

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

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

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

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が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または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。

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

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

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

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

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

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

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

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

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

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

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも

該当すること。

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

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

ｂ　需要抑制の実施頻度及び時期

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

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

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

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

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

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

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が29（計量）（３）に該当しないこと。

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

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

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

（1）　受電側接続検討の申込み

イ　当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

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

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

（イ）　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

（ロ）　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

（ハ）　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称、発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

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

（ロ）　当社は、１受電地点１検討につき22万円を検討料として、受電側接続

検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後、他の発電契約者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、契約者に小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

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

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

（ロ）　契約電力または契約容量

（ハ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ニ）　負荷設備または主開閉器

（ホ）　接続供給の開始希望日および使用期間

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

いただきます。

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

（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

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

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

（イ）　需要抑制契約者の名称

（ロ）　需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ハ）　需要抑制量調整供給の開始希望日

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

（４）　契約の申込み

契約者は、（１）ロ（イ）または（ロ）の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、（１）ロ（ハ）の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、８（契約の要件）（２）ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（３）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し

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

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

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

ものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（３）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

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

（ロ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ハ）　需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等

（ニ）　契約電力または契約容量

（ホ）　契約受電電力

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

（ト）　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

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

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

（ヌ）　連絡体制

（ル）　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間

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

ロ　振替供給の場合

（イ）　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内容

ハ　発電量調整供給の場合

（イ）　契約受電電力

（ロ）　発電量調整受電計画電力

（ハ）　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

（ニ）　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

（ホ）　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

（イ）　需要抑制契約者の名称

（ロ）　需要抑制量調整受電計画電力

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

（ニ）　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

（ホ）　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ヘ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

（ト）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14) イまたはロ

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

（リ）　電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称

および販売量の計画値

（ヌ）　需要抑制量調整供給の開始希望日

（ル）　連絡体制

なお、需要抑制バランシンググループごとの（ト）の算定方法となる30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

（５）　当社は、接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について、当日等の利用分および翌日等の利用分に限り、（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また、当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合、当該申込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、契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

（６）　当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

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

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

（７） 当社は、受給契約等にもとづく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、需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

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

（２） 契約期間は、次によります。

イ　接続供給の場合

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

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

（ハ）　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間の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の申込みにもとづき、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

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

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

発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ、託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

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

13　電気方式、電圧および周波数

（１）　受電電気方式は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

受　電　電　圧	低圧	交流単相２線式、交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

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

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

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧 100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 30,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	30,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

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

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

なお、１需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合、契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの

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

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

（6） 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

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

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。

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

なお、1建物をなすものとは、独立した1建物をいいます。ただし、複数の建物であっても、それぞれが地上または地下において連結され、かつ、各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有して

いると認められる場合は、１建物をなすものとみなします。また、看板灯、庭園灯、門灯等建物に付属した屋外電灯は、建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には、次によります。

（イ）　居住用の建物の場合

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

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

（ロ）　居住用以外の建物の場合

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

（ハ）　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

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

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

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

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

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

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

（ロ） 当社が特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および

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

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

15　供給および契約の単位

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

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

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

（ハ）　高圧臨時接続送電サービス

（ニ）　特別高圧臨時接続送電サービス

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

（イ）　電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯

別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

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

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

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

ヘ　その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

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

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

（３）　振替供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について、１振替供給契約を結びます。

（４）　発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所

（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、１発電量調整供給契約を結びます。

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

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

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

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

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

（５）　需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（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30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数

の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、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、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との間で、原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に、託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について、契約書を作成いたします。

Ⅲ　料　　金

18　料　　金

料金は、次のとおりといたします。

（１）　契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25(給電指令時補給電力)（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

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

（イ）　検針日

（ロ）　電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）（25）の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日

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

（ニ）　27（検針日）（５）の場合は、実際に検針を行なった日

（ホ）　契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、

その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

（ヘ）　30（電力および電力量の算定）（29）の場合は、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

（イ）　適　　用

契約者が、近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕（１）に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合に適用いたします。

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

（ロ）　近接性評価割引額の算定および割引の実施

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）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、22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）（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、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

（1）　適用範囲

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

（2）　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。

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

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

たします。

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

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

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

日以降12月の期間で、その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。

（ロ）　低圧で供給する場合で、契約者が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の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。）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し、接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。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、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は、（イ）にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、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、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

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

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

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

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

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

また、当該供給分以外の供給分についてイ（イ）に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

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

（３） 接続送電サービス料金

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

イ　低圧で供給する場合

（イ） 電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

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

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

（ａ）　電灯料金

ｉ　電灯料金は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	40円39銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	80円80銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	161円58銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	242円37銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	403円95銭
100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	201円98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	120円66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	241円31銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	120円66銭

ｅ そ の 他

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

（ロ） 電灯標準接続送電サービス

ａ 適用範囲

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

（ａ） （２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり、（２）イ（ロ）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容量との合計（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。）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容量との合計（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。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

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

ｃ　接続送電サービス料金

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

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

（ａ）　基本料金

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

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ii　（２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる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	89円10銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	９円49銭

（ハ）　電灯時間帯別接続送電サービス

ａ　適用範囲

（ロ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いた

します。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

（a）　基本料金

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

i　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ii　（2）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる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	89円10銭

（b）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	９円94銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	９円03銭

（ニ）　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）

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

１キロワット時につき	14円85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容量との合計（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。）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

約容量との合計（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。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

（a）　基本料金

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

i　（2）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

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	466円40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	６円57銭

（c）　そ の 他

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

d　そ の 他

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

（へ）　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

（ホ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

（a）　基本料金

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

i　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

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	466円40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	６円88銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	６円27銭

（ｃ）　そ の 他

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

ｄ　そ の 他

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

（ト）　動力従量接続送電サービス

ａ　適用範囲

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

ｂ　供給電気方式および供給電圧

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

ｃ　接続送電サービス料金

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

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

１キロワット時につき	15円90銭

d　そ の 他

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

ロ　高圧で供給する場合

（イ）　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

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

（ａ）　基本料金

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

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

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90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86銭

（ロ） 高圧時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

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

ｃ 接続送電サービス料金

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

（ａ）　基本料金

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

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

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	３円03銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	２円70銭

（ハ）　高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

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

１キロワット時につき	13円66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ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

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

（a）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気

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

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

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円02銭

（ロ）　特別高圧時間帯別接続送電サービス

ａ　適用範囲

（イ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

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

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

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

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

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

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	１円07銭

ⅱ 夜間時間

１キロワット時につき	98銭

（ハ） 特別高圧従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

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

ｂ 供給電気方式および供給電圧

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

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

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

１キロワット時につき	７円32銭

ニ　力率割引および割増し

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

（イ）　力率は、供給地点ごとに、その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、

平均力率は、別表６（平均力率の算定）によるものといたします。

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

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

ホ そ の 他

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

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

年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

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

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

（ホ）　当社は、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。

（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

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

イ　ピークシフト割引額

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

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×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	559円90銭
	特別高圧で供給する場合	326円70銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

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

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

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

20　臨時接続送電サービス

（１）　適用範囲

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

（２）　臨時接続送電サービス契約電力等

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

次により、臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

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

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（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。

c　特別の事情がある場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、ａにかかわらず、契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

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

（３）　臨時接続送電サービス料金

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

イ　低圧で供給する場合

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごと

に別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	３円59銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの場合	７円16銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ 500ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに	７円16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	71円62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	71円62銭

（ロ）　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、

次のいずれにも該当するときに適用いたします。

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

（ｂ）　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

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

ｃ　臨時接続送電サービス料金

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

（ａ）　基本料金

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

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	10円44銭

（ハ） 動力臨時定額接続送電サービス

ａ 適用範囲

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

ｂ 供給電気方式および供給電圧

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

ｃ 臨時接続送電サービス料金

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

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	102円82銭

d　そ の 他

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

（ニ）　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　臨時接続送電サービス料金

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

（ａ）　基本料金

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

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	７円88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。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス

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

ａ　基本料金

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

ｂ　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	３円43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ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

（ハ） 臨時接続送電サービス料金

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

ａ 基本料金

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

ｂ 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円23銭

ニ　力率割引および割増し

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

ホ　そ の 他

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

（４）　そ の 他

イ　当社は、原則として供給設備を常置いたしません。

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

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

21　予備送電サービス

（１）　適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で、19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から

常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

（２） 予備送電サービス契約電力

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

（３） 予備送電サービス料金

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

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

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

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	111円10銭
	特別高圧で供給する場合	70円40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	167円20銭
	特別高圧で供給する場合	94円60銭

（４）　力率割引および割増し

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

（５）　そ の 他

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

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

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

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

22　発電量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２）　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

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

（ハ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

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

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

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

（ハ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

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

23　接続対象計画差対応電力

（１）　適　　用

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

（２）　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　接続対象計画差対応補給電力料金

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

（ハ）　接続対象計画差対応補給電力料金単価

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

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　接続対象計画差対応余剰電力料金

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

（ハ）　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

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

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

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

（ハ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

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

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

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

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

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

（ハ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

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

25　給電指令時補給電力

（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

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

ロ　給電指令時補給電力料金

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

ハ　給電指令時補給電力量

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

ニ　給電指令時補給電力料金単価

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

（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

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

ハ　給電指令時補給電力量

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

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条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

26　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。

27　検　針　日

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

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

なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（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、受電地点または供給地点が同一の発電場所また

は需要場所にある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議によって、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、やむをえない事情のある場合には、（１）にかかわらず、当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

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

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

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

ロ　その他特別の事情がある場合

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

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

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

28　料金の算定期間

（１）　送電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」と

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

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

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

（２）　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日から消滅日までの期間といたします。

29　計　　量

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

また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

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

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

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

30　電力および電力量の算定

（1）　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された

電力量の値を２倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

（２）　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

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

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

（３）　発電量調整受電計画電力

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

（４）　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、次のとおりといたします。

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

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

しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

（５） 接続受電電力

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

（６） 接続受電電力量

接続受電電力量は、30分ごとの（12）の接続対象計画電力量といたします。

（７） 接続供給電力

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

（８） 接続供給電力量

接続供給電力量は、供給地点ごとに、30分ごとに、供給地点で計量された電力量といたします。ただし、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスに係る接続供給電力量は、供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。また、料金の算定期間の接続供給電力量は、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

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

（９）　接続対象電力

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

(10)　接続対象電力量

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

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

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

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

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

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

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

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

$$-\text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

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

引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

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

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

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

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

－　需要抑制量調整受電計画電力量

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

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

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

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

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

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

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

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

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

(12)　接続対象計画電力量

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

(13)　需要抑制量調整受電電力

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

(14)　需要抑制量調整受電電力量

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

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

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

需要抑制量調整受電電力量＝零

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

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

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

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

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

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

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

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

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

(17)　ベースライン

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

インに係る需要場所を複数とする場合は、当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量

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

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

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、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38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量

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

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といたします。

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

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で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対して

Ｎ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、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、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

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、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を

営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

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

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

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

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

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

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

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

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

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

(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で、計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26)　27（検針日）（２）または（４）の場合で、検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27)　15（供給および契約の単位）（１）において、１需要場所または１発電場所につき、複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で、

特別の事情があるときは、その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は、計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

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

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

31　損　失　率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.0パーセント
高圧で供給する場合	4.8パーセント
特別高圧で供給する場合	2.7パーセント

32　料金の算定

（１）　送電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金

は、次の場合を除き、料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

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

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

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容量、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　28（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　28（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料金、予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について、次の式により日割計算をいたします。

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

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

ただし、（１）ニまたはホに該当する場合は、

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

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

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

ただし、（1）ニまたはホに該当する場合は、

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

といたします。

（3）　（1）ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。また、（1）ハの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

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

イ　供給地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点を消滅させる場合

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

（5）　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25) の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの（2）イおよびロにいう検針期間の日数は、（4）に準ずるものといたします。この場合、（4）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針

日といたします。

（６） 28（料金の算定期間）（１）ロの場合は、（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、（４）に準ずるものといたします。この場合、（４）にいう検針日は、計量日といたします。

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

イ　供給地点を新たに設定した場合

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

ロ　供給地点を消滅させる場合

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

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

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

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

（９） 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、（２）イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給を停止した日を含み、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。

33　支払義務の発生および支払期日

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

（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、27（検針日）（５）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合、30（電力および電力量の算定）（29）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。

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

イ　54（解約等）（１）により解約となった場合

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

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

ニ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実

行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者、発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生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）イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。

イ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお、（３）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認

める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

（５）　当社は、（２）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

（１）　契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

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

なお、支払いにともなう費用は、契約者の負担といたします。

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

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

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

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

ニ　契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

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

なお、支払いにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

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

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

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

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

ニ　発電契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（３）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

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

なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。

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

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

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対

象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（4）　当社の料金の支払方法は、次によります。

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

なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。

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

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

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

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

35　保　証　金

（1）　契約者の場合は、次によります。

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

（イ）　料金の支払いの延滞があった場合

（ロ）　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、30（電力および電力量の算定）（20）によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）（20）によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、39（適正契約の保持等）（３）によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。

（ハ）　新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合

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

ハ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

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

ホ　当社は、保証金について利息を付しません。

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

（２）　発電契約者の場合は、次によります。

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

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

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

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

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

（３）　需要抑制契約者の場合は、次によります。

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

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

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

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

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

36　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

37　託送供給等の実施

（1）　接続供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

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

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

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

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

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

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、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。

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

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

なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。

（２）　振替供給の場合

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

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

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

（３）　発電量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

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

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

ロ　発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画お

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

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

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

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

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

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

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

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

なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。

（４）　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

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

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

ロ　需要抑制契約者は、需要抑制量調整供給の実施に先だち、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、需要抑制契約者が通知した需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

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

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

ヘ　需要抑制契約者は、需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は、需要者と協議のうえ、ロの

需要抑制計画の通知にあわせて、需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

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

38　給電指令の実施等

（１）　当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、37（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

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

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

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

ハ　系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電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、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

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

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

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

（６） 当社は、発電量調整供給において、（２）ハの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もし

くは放電を制限し、または中止したときは、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電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。

（7） 当社は、（2）イ、ロ、ハ、ホまたは（3）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。

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

（イ） 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、32（料金の算定）（1）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。

（ロ） 割 引 率

1月中の制限し、または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。

（ハ） 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、1日のうち延べ1時間以上制限し、または中止した日を

１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

（イ）　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし、32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ）　割 引 率

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

（ハ）　制限または中止延べ時間数の計算

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

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

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

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

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

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

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

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

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。

（8）　（7）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は、1月につき1日を限って計算に入れません。

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

（9）　予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、（7）および（8）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

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

39　適正契約の保持等

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

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

（３）　当社は、30（電力および電力量の算定）（20）もしくは（21）によって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）（18）イもしくは（19）イによって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）（18）ロもしくは（19）ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）、30（電力および電力量の算定）（22）もしくは（23）によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）（17）のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40　契約超過金

（１）　契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増しした

もの（ただし、予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。

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

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

41 力率の保持

（１） 低圧で供給する場合

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

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

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

（２） 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として85パーセント以上

に保持していただきます。

なお、軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

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

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

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

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

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

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

（２）　74（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

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

（４）　計量器の検針または計量値の確認

（５）　44（託送供給等の停止）、52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

（6） その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約および発電量調整供給契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

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

イ 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ 著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合

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

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

44 託送供給等の停止

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

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

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

ハ　61（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

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

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

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

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

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

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

（3）　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

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

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

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

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

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

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

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

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、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、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には、その停止期間中については、まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

47　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　44（託送供給等の停止）（２）ロ、ハまたはニの場合

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

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

48　損害賠償の免責

（1）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（2）　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止

した場合または54（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（３） 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

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

49　設備の賠償

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

（１） 修理可能の場合

修理費

（２） 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更

（1）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は、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）　契約電力等の減少を希望される場合の（1）による契約の変更は、次のとおりといたします。

イ　契約者は、あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は、次の場合を除き、契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

（イ）　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

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

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

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて、当社に申し出ていただ

きます。ただし、廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また、廃止日は、当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし、開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該開始申込みの承諾を取り消します。

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

（４）　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。

51　名義の変更

合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者または発電契約者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。

52　契約の廃止

（１）　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

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

（２）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は、54（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

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

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

（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。

53　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、71（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、71（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、71（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、71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

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

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

ロ　発電量調整供給の場合

（イ）　発電契約者が契約受電電力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年以上になる場合には、１年以上利用される契約電力等に見合う部分については、（１）にかかわらず精算いたしません。

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

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

54　解　約　等

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

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

また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約

等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

（イ）　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

（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、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

（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および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

55 契約消滅後の債権債務関係

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

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点、供給地点および施設

（１）　受電地点

イ　電気の受電地点は、当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は、会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

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

（ロ）　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

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

（ニ）　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合

（ホ）　その他特別の事情がある場合

（２）　供給地点

イ　接続供給の場合

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

（ロ）　供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、

次の場合には、契約者と当社との協議により、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　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は、会社間連系点といたします。

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

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

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

り、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

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

57　架空引込線

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

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

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

（４）　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

（５）　当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者

または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

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

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

58　地中引込線

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

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

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

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

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

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

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

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法、材料等を必要としない場所

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

なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。

イ　鉄管、暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

（４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線

は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、（１）に準じて接続を行ないます。この場合、当社は、65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）、（４）または68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

（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。

60　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。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は、当社が行ないます。

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

62　計量器等の取付け

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

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、

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

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

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

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

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

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

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

（６）　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装

置を取り替える場合には、当社は、低圧で受電するときを除き、実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備等の施設

（１）　給電指令上必要な通信設備等は、当社の所有とし、工事費負担金として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

（２）　通信設備等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

　なお、通信設備等の施設場所については、発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（３）　契約者または発電契約者の希望によって、通信設備等の施設場所を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（４）　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は、発電契約者で施設していただきます。

　なお、施設等に要した費用の実費について、当社から発電契約者にお支払いいたします。

64　専用供給設備

（１）　当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を、供給地点への供給設備については68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。

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

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由、または発電場所、需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により、特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

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

（３）　（２）において、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

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

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

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

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

Ⅷ　工事費の負担

65　受電地点への供給設備の工事費負担金

（１）　受電側接続設備の工事費負担金

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

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

（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

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

（イ）　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点へ

の供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

（ロ） 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

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

ａ 当該供給設備の工事費のうち、発電設備の設置にともな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（平成27年12月18日付け20150729資第10号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）ａただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

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

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

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供

給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３） 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（４） 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で、低圧で受電するとき(受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。)は、(２）イ（イ)、(ロ）および（３）にかかわらず、その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２）イ（ハ）により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（５） 工事費の算定

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

イ　工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。

（イ） 標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）

を加えた金額といたします。

（ロ）　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

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

（ニ）　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

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

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

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

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

（イ）　鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$

（ロ）　管路等を利用して電気を受電する場合

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

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

続設備とみなします。

ホ　（2）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（6）　受電地点への供給設備の工事費負担金は、受電地点ごとに、発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし、２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

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

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

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

なお、この場合の工事費負担金は、（2）の場合に準じて算定いたします。

66　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を変更さ

れる場合等で、これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置を取り付けるときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし、低圧で受電する場合で、受電の用に供することを主たる目的とするときには、その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

67　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し、または契約受電電力等を増加される場合で、これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには、当社は、工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金の金額は、工事の内容、接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

68　供給地点への供給設備の工事費負担金

（１）　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

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

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	28,050円00銭

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

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

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合、または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は、（１）イ（イ）の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

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

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

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は、地中供給側接続設備の工事こう

長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

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

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

ロ　特別高圧で供給する場合

（イ）　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには、当社は、その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工 事 費

（ａ）　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	110円00銭

なお、標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で、支持物に電柱を使用するときには、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

（b） 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	660円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	539円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	319円00銭

なお、張替えを行なう場合には、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

b 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

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

ハ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は、この（１）の工事費負担金の算定上、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

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

（イ）　供給側接続設備

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

（ロ）　供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（ハ）　工事こう長

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

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

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

（イ）　電灯定額接続送電サービス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）　契約容量

なお、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また、供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場

合は、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

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

（２）　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

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

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

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

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

（ロ）　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専

用供給設備）（２）によるものといたします。

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

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）、63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（４）　工事費の算定

（２）および（３）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ　工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合

を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また、算定にあたっては、次のとおりといたします。

（イ）　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

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

（ハ）　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

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

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

（ヘ）　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、71（臨時工事費）に準じて算定いたします。

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

ハ　（２）イ（イ）に該当し、かつ、その工事費を（１）イ（イ）に定める超過こう長１メートル当たりの金額または（１）ロ（イ）ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イおよびロ

にかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも（1）イ（イ）または（1）ロ（イ）aにもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

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

（イ）　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$

（ロ）　管路等を利用して電気を供給する場合

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

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

なお、この場合の工事費は、（1）ロ（イ）aに準じて算定いたします。

ヘ　（2）ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。

（イ）　高圧で供給する場合

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

（ロ）　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、

イにかかわらず、（１）ロ（イ）ａおよび（ロ）によって算定いたします。

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

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

（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、（１）または（２）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（２）の場合に準じて算定いたします。

69　工事費負担金の申受けおよび精算

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

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

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

イ　68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

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

（ロ）　その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　65（受電地点への供給設備の工事費負担金）、66（受電用計量器等の工事費負担金）、67（会社間連系設備の工事費負担金）、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ）　低圧または高圧で受電または供給する場合

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

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

c　その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合

（ロ）　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

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

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

（４）　当社は、65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）に定

める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

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

（５） 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68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また、工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応

じたものといたします。

70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

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

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

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

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

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

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

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

71　臨時工事費

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

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

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

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

（２） 臨時工事費を申し受ける場合は、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

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

（４） 臨時工事費の精算は、69（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。

72　工事費等に関する契約書の作成

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

Ⅸ　保　　安

73　保安の責任

当社は、受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について、保安の責任を負います。

74　保安等に対する発電者および需要者の協力

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

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

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

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

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

（4）　当社は、必要に応じて、託送供給または発電量調整供給の開始に先だち、接続供給電力または発電量調整受電電力を遮断する開閉器の操作方法等につ

いて、発電者および需要者と協議を行ないます。

75　調　　査

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

なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

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

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

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

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

76　調査等の委託

（1）　当社は、75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

（2）　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。

77　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、75（調査）（１）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

78 検査または工事の受託

（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。

79 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。

（１） 75（調査）

（２） 76（調査等の委託）

（３） 77（調査に対する需要者の協力）

（４） 78（検査または工事の受託）

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　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3,000ボルトまたは標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において、料金その他の供給条件は、次によります。

（１）　標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

（２）　標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

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

（１）　適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、（イ）およ

び（ロ）を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上、やむをえない場合等特別の事情がある場合は、（イ）および（ロ）をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

（イ）　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）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、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、（ニ）ｃ、（ホ）ｃ、（ヘ）ｃ、（ト）ｃ、ロ（イ）ｃ、（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、ハ（イ）ｃ、（ロ）ｃもしくは（ハ）ｃ、または、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ニ）ｃ、ロ（ハ）もしくはハ（ハ）の適用にあたっては、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上、イ（イ）または（ロ）により、接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時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容量または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお、高圧または特別高圧で供給する場合で、１年を通じて最大需要電力

等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は、19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず、ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

（イ）　接続供給課金対象電力

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、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年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

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

ハ　そ の 他

（イ）　19（接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａ、（ハ）ａまたは（ニ）ａにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

（ロ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａにかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

（ハ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ハ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ニ）ａにかかわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

（３）　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(12)、(20) および (21) にかかわらず、次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

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

なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設

備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

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

整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝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、62（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、（１）イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、（１）ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

（５）　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

（１）　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、申込書（当社所定の様式によります。）により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、50（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。

（４）　（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）（２）イは、適用いたしません。

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

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）およびロ（ロ）にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）に準じて算定したものの合計とし、

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ロ）に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

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、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。

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

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差

対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

（イ）　28（料金の算定期間）

（ロ）　32（料金の算定）

（ハ）　33（支払義務の発生および支払期日）

（ニ）　34（料金その他の支払方法）

（ホ）　35（保証金）

（ヘ）　47（違約金）

（ト）　54（解約等）

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

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、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。

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、18（料金）（2）にかかわらず、18（料金）（2）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

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

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

（イ）　28（料金の算定期間）

（ロ）　32（料金の算定）

（ハ）　33（支払義務の発生および支払期日）

（ニ）　34（料金その他の支払方法）

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

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

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

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

ロ　供給および契約の単位

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

ハ　計　　量

当社は、29（計量）（１）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）（３）へは、適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようと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、37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

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

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

（９） その他の事項については、発電契約者の場合に準ずるものといたします。

5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

（１）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	41円25銭

（２）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円27銭

6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

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

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

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

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ、19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）、（ハ）または20（臨時接続送電サービス）（２）イによって、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時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容量を定める場合で、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容量、臨時接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約容量等を変更したことにより、料金に変更があったときは、移行期間における接続供給電力量を、料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時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容量を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合、移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を、イに準じて、30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

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

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

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

（１）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、30（電力および電力量の算定）（18）イおよび（19）イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、30（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

（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、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

9　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、48（損害賠償の免責）（１）にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として、補償するものといたします。

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

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

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

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ　適用範囲

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

（イ）　軽負荷期（毎年４月１日から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。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

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

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

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

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

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。

なお、19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力は、その１月の最大需要電力から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

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

（a）に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

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

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

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

イ　19（接続送電サービス）（4）の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間、軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（4）にかかわらず、19（接続送電サービス）（3）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ）　ピークシフト割引額

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

（ロ）　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限と

して、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

（ハ）　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

（ニ）　この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても、19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ）　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（４）イにいう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３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロもしくはイ（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、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、この約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は、配電事業者と締結する接続供給契約においても、イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし、イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し、イにおいて1需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

（2） 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制

契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、8（契約の要件）（3）イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の（イ）および（ロ）の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

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

（ロ）　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

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

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

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

（3）　供給および契約の単位

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

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

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

なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕（14）イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

（4）　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　適　　用

発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（5）または（6）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（ロ）　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

（a）　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発

電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

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

（ｃ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条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、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　適　　用

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令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、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（a）　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力

の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

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

（ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条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、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令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

38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに、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、30（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、30（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計

画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は、30（電力および電力量の算定）(11) にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30（電力および電力量の算定）(12) にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、30（電力および電力量の算定）(15) にかかわらず、への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、30（電力および電力量の算定）(16) にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気

の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは、30（電力および電力量の算定）（17）にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、１接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（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38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

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、30（電力および電力量の算定）（19）ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社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38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量

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

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

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

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、30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調

整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（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、30（電力および電力量の算定）（22）にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）（14）ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合

で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）（23）にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（14）ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（６）　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合、契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続

対象電力または接続対象電力量に、配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

（7）　解 約 等

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、54（解約等）（１）ハ（イ）、（ロ）、（ハ）または（ニ）にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は、８（契約の要件）（１）を、発電量調整供給の場合は、８（契約の要件）（２）を、需要抑制量調整供給の場合は、８（契約の要件）（３）ロ、ハ、ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画

電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

（８）　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（１）にかかわらず、原則として、当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で、配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が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４（発電量調整供給契約について

の特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ロにかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、（ロ）により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

（ロ）　インバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ）　当社は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必

要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（６）ロにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

（９）　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、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費

用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

（２）　当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

（３）　当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要

したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

15　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、32（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

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は、原則として、負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。ただし、これによりがたい場合は、主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

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。

県	市町村
鳥取県	米子市、境港市、西伯郡日吉津村
島根県	出雲市
岡山県	岡山市、玉野市、笠岡市、総社市、瀬戸内市、浅口市、都窪郡早島町、浅口郡里庄町、勝田郡勝央町
広島県	広島市、呉市、三原市、尾道市、福山市、東広島市、安芸郡府中町、安芸郡海田町、安芸郡熊野町、安芸郡坂町、豊田郡大崎上島町
山口県	防府市、下松市、光市、周南市、熊毛郡平生町
香川県	香川郡直島町

なお、2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については、当分の間、近接性評価地域に含めるものといたします。

県	市町村
岡山県	倉敷市、津山市、井原市、高梁市、新見市、備前市、赤磐市、真庭市、美作市、和気郡和気町、小田郡矢掛町、真庭郡新庄村、苫田郡鏡野町、勝田郡奈義町、英田郡西粟倉村、久米郡久米南町、久米郡美咲町、加賀郡吉備中央町
広島県	竹原市、府中市、三次市、庄原市、安芸高田市、江田島市、山県郡安芸太田町、山県郡北広島町、世羅郡世羅町、神石郡神石高原町
兵庫県	赤穂市の一部（当社供給区域）
香川県	小豆郡土庄町、小豆郡小豆島町
愛媛県	今治市の一部（当社供給区域）、越智郡上島町

また、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ボルト以下の場合	53銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	48銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	24銭

ただし、2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、旧近接性評価地域に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は、受電電圧が標準電圧

100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

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

19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）もしくは（ハ）または20（臨時接続送電サービス）（２）イ（イ）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 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	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 〃	80	170	70
80 〃	100	190	90
100 〃	150	200	130
125 〃	160	290	145
200 〃	250	400	230
250 〃	300	500	270
300 〃	350	550	325
400 〃	500	750	435
700 〃	800	1,200	735
1,000 〃	1,200	1,750	1,005

（２）　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

（イ）　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は、換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

（ロ）　出力がワット表示のものは、次のとおりといたします。

出　　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換 算 容 量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　× 93.3パーセント 出力（キロワット）　×125.0パーセント

（３）　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は、次によります。

なお、レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は、いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量(入力)（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30 〃 50 〃	2
		50 〃 100 〃	3
		100 〃 200 〃	4
		200 〃 300 〃	5
		300 〃 500 〃	7.5
		500 〃 1,000 〃	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 〃 500 〃	8
		500 〃 1,000 〃	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 〃 3 〃	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

$$\text{入力（キロワット）} = \text{最大定格1次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

ロ イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{実測した1次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

（5） そ の 他

イ （1）、（2）、（3）および（4）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は、実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、特別の事情がある場合は、定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ 動力と一体をなし、かつ、動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は、動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については、契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5 離島ユニバーサルサービス調整

（1） 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ 離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島平均燃料価格は、100円単位とし、100円未満の端数は、10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝A×α＋B×β＋C×γ

A＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

B＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

C＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

$\gamma = 0.0000$

なお、各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は、１円とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は、79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は、119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、１銭とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（イ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

（ロ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り、かつ、離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

（ハ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は、離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は、その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

（イ）　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（ロ）、（ハ）および（ニ）の場合を除き、次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間

毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

（ロ）　記録型計量器により計量する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは、（ニ）の場合を除き、その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、計量日といたします。

（ハ）　定額接続送電サービスの場合は、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け、料金の算定期

間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は、（イ）にいう検針日は、応当日といたします。

（ニ）　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう各月の検針日は、その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

（イ）　定額制供給の場合

ａ　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

ｂ　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

（ロ）　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は、その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

（２）　離島基準単価

離島基準単価は、離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

（イ）　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといた

します。

電灯	10ワットまでの１灯につき	４厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	９厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１銭８厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４銭３厘
	100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	２銭１厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	１銭３厘
	50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの１機器につき	２銭５厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	１銭３厘

（ロ）　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、契約負荷設備の総容量（入力）によって、１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	０厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	１厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	７厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	７厘

（ハ）　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット １日につき	８厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１厘

（３）　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は、（１）イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格、１トン当たりの平均石炭価格および（１）ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

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

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
0.0000から	0.1004まで	100	0.7631から	0.7892まで	79
0.1005	0.1752	99	0.7893	0.8154	78
0.1753	0.2279	98	0.8155	0.8419	77
0.2280	0.2718	97	0.8420	0.8685	76
0.2719	0.3106	96	0.8686	0.8954	75
0.3107	0.3461	95	0.8955	0.9225	74
0.3462	0.3793	94	0.9226	0.9500	73
0.3794	0.4108	93	0.9501	0.9778	72
0.4109	0.4409	92	0.9779	1.0060	71
0.4410	0.4701	91	1.0061	1.0345	70
0.4702	0.4984	90	1.0346	1.0636	69
0.4985	0.5261	89	1.0637	1.0931	68
0.5262	0.5533	88	1.0932	1.1231	67
0.5534	0.5801	87	1.1232	1.1536	66
0.5802	0.6066	86	1.1537	1.1848	65
0.6067	0.6329	85	1.1849	1.2166	64
0.6330	0.6590	84	1.2167	1.2490	63
0.6591	0.6850	83	1.2491	1.2822	62
0.6851	0.7110	82	1.2823	1.3161	61
0.7111	0.7370	81	1.3162	1.3508	60
0.7371	0.7630	80	1.3509	1.3864	59

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
1.3865から	1.4229まで	58	2.7207から	2.8126まで	34
1.4230	1.4603	57	2.8127	2.9099	33
1.4604	1.4988	56	2.9100	3.0130	32
1.4989	1.5384	55	3.0131	3.1225	31
1.5385	1.5792	54	3.1226	3.2390	30
1.5793	1.6211	53	3.2391	3.3633	29
1.6212	1.6644	52	3.3634	3.4962	28
1.6645	1.7091	51	3.4963	3.6389	27
1.7092	1.7554	50	3.6390	3.7919	26
1.7555	1.8031	49	3.7920	3.9572	25
1.8032	1.8526	48	3.9573	4.1362	24
1.8527	1.9039	47	4.1363	4.3305	23
1.9040	1.9571	46	4.3306	4.5424	22
1.9572	2.0124	45	4.5425	4.7744	21
2.0125	2.0700	44	4.7745	5.0298	20
2.0701	2.1299	43	5.0299	5.3121	19
2.1300	2.1923	42	5.3122	5.6261	18
2.1924	2.2576	41	5.6262	5.9775	17
2.2577	2.3258	40	5.9776	6.3736	16
2.3259	2.3972	39	6.3737	6.8237	15
2.3973	2.4721	38	6.8238	7.3396	14
2.4722	2.5507	37	7.3397	7.9373	13
2.5508	2.6334	36	7.9374	8.6380	12
2.6335	2.7206	35	8.6381	9.4712	11

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
9.4713から	10.4787まで	10	22.1998から	28.5539まで	4
10.4788	11.7221	9	28.5540	39.9875	3
11.7222	13.2958	8	39.9876	66.6667	2
13.2959	15.3521	7	66.6668	199.9975	1
15.3522	18.1543	6	199.9976	∞	
18.1544	22.1997	5			

なお、平均力率は、次の算式にもとづき計算しています。

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

（２）　有効電力量および無効電力量の計量については、29（計量）に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

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

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

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

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

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

（イ）　住宅、アパート、寮、病院、学校および寺院

１差込口につき　50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、（1）ロに準じて算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（1）　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は、原則として、別表11（発電計画･調達計画･販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし、発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

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

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定

後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

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

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合、販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

（２）　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は、原則として、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし、契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

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

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

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

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合、調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

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

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

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

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画

とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の（イ）または（ロ）に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）（14）イ（ロ）および（ハ）の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

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

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

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

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

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。

（１）　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし、32（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50ワットまでごとに	50ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月間使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月間使用時間	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、62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

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

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

（イ）　契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月

（ロ）　当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月

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

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

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</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。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</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 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、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については、発生の都度、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。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</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。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は、次のとおりといたします。

（１）　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は、次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯（１次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器２次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水 銀 灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100　〃	50	9
250　〃	75	15
300　〃	100	20
400　〃	150	30
700　〃	250	50
1,000　〃	300	75

（２）　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

（イ）　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

（ロ）　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

ａ．トップランナーモータの基準を満たす電動機

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

ｂ．その他の電動機

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

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は、各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

（３）　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

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

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

（４）　そ の 他

（１）、（２）および（３）によることが不適当と認められる電気機器については、機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標 準 設 計

（１）　低圧または高圧電線路

イ　一般基準

（イ）　電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。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電所または変電所の引出口または受電用変圧器の引出側端子までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を

施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	高圧	低圧	
	6,600	100	200
電圧降下の許容限度（ボルト）	600	6	20

（ロ）　経 過 地

電線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ）　電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、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。

ロ　架空電線路

（イ）　電線路の施設

a　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、負荷の分割のうち、電線路の保守または保安に支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ）　支持物の種類

a　支持物には、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

なお、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱の使用区分については、法令および周囲の状況を考慮して、技術上、経済上適当なものを選定いたします。

b　鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用することが技術上、経済上適当でない場合は、他の支持物を使用いたします。

（ハ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

施設場所	標準径間（メートル）
市　街　地	40
そ　の　他	50

（ニ）　支持物の長さ

支持物には、装柱、取付機器、地上高および他の工作物との離隔等を考慮して、必要な長さのものを使用いたします。

（ホ）　が い し

がいしには、次のものを使用いたします。

電圧＼使用箇所	通り箇所	引留箇所
高　　圧	高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧引込み	低圧引留がいし 引込用バインドレスがいし	

（ヘ）　装　　柱

支持物の装柱は、水平式または垂直式のうち、いずれか技術上、経済上適当なものといたします。ただし、付近の樹木や建物等の状況によっては、他の装柱とすることがあります。

（ト）　付属材料の種類

a　電線の支持には、垂直配列用の腕金等、装柱に応じた支持金物を使

用いたします。

b　支持物には、必要に応じて支線、支線柱または支柱を取り付けます。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器には、高圧カットアウトを使用いたします。

（チ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線および引込線には、絶縁電線を使用いたします。ただし、低圧電線には、多心型電線を使用することがあります。

b　電線の太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下および機械的強度を考慮して、次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上適当でない場合は、架空ケーブル等、他の適当な電線を使用することがあります。

（単位：アンペア）

種類および太さ			低圧絶縁電線			多心型電線		高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線		屋外用ビニル絶縁電線	屋外用アルミ導体多心ポリエチレン電線		ポリエチレン電線	架橋ポリエチレン電線
			２コより	３コより		３心	４心		
硬銅線	単線	2.6ミリメートル	38(平形)	34	—	—	—	—	—
		3.2　〃	50(平形)	44	—	—	—	—	—
	より線	14平方ミリメートル	70	62	—	—	—	—	—
		22　〃	92	80	—	—	—	—	—
		38　〃	130	113	—	—	—	—	—
		60　〃	174	152	—	—	—	—	—
アルミより線	鋼心	25　〃	—	—	64	—	—	95	125
		58　〃	—	—	99	—	—	160	205
	硬＋鋼心	55　〃	—	—	—	140	115	—	—
	硬	200　〃	—	—	—	—	—	350	455

c　高圧引下線には、高圧引下用絶縁電線を使用いたします。

（リ）　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、次の中から、負荷の実情を考慮して、当社が通常使用しているものを選定いたします。

なお、３相電力負荷に対しては、単相変圧器２台をＶ結線で使用することを標準といたします。

容量（キロボルトアンペア）
５、10、20、30、50、100

（ヌ）　開閉器の施設

高圧電線路には、保守上必要な箇所に区分開閉器を設置いたします。

（ル）　特殊地域の施設

a　塩じん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じんがいし類、その他の耐塩じん構造の機材を使用した耐塩設備を施設いたします。

b　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて避雷器等の耐雷設備を施設いたします。

c　雪害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐雪設備を施設いたします。

d　強風発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐風設備を施設いたします。

ハ　地中電線路

（イ）　電線路の施設

a　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といたします。

（a）　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内

等に施設する場合

（b） 暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　電線路を新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ） ケーブルの種類、太さおよび許容電流

a　ケーブルは、架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下、施設方法等を考慮して、技術上、経済上適当なものを次の中から選定いたします。

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

電 圧 別	種　　類	太さ（平方ミリメートル）
高　　圧	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	22、38、60、100、150、200、250、325、400
低　　圧		14、22、38、60、100、150、250

（ハ） 高圧機器（地上設置）、高圧キャビネットおよび低圧分岐箱の設置

a　高圧機器（地上設置）は、高圧電線路を分岐する場合、または高圧を低圧に変圧する場合に使用いたします。

b　高圧キャビネットは、高圧電線路からπ分岐し、地中引込みまたは引出しを行なう場合に使用いたします。

c　低圧分岐箱は、低圧電線路から地中引込線を分岐する場合に使用いたします。ただし、電線路の施設方法によっては、低圧電線路から低圧分岐箱を使用せずに受電または供給を行なう場合があります。

（２） 特別高圧電線路

イ 一般基準

（イ） 電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。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電所または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電所または変電所の引出口までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（ボルト）	2,000	6,000	10,000

（ロ） 経 過 地

電線路の起点または分岐点の位置および経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ） 電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、または市街地、住宅地等で用地の確保が困難な場合、その他技術上、経済上適当でない場合は、地中電線路といたします。

（ニ） 施設方法

ａ 電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

ｂ 電源線（火力発電所から１次変電所に至る電線路）および主要幹線からの分岐は、原則として行ないません。また、当社以外の電気事業

者等が所有する設備からの引出しおよび分岐も、原則として行ないません。

c　１回線電線路からの分岐は、原則として１電線路につき１発電者または１需要者といたします。また、多回線電線路からの分岐は、既設電線路の保護方式および保守面を考慮した分岐といたします。

ロ　架空電線路

（イ）　電線路の施設

a　電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え等のうち、電線路の保守または保安に支障をきたす場合および用地の確保が困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路との併架の場合、電線架設順位は、原則として電圧の高いものを上部、電圧の低いものを下部といたします。

（ロ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線の種類は、アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を標準といたします。ただし、機械的強度上とくに必要のある場合、腐食のおそれがある場合等特別の場合は、他の電線を使用することがあります。

b　22,000ボルト架空電線路において鉄塔以外の支持物を使用する場合の電線の種類は、原則として架橋ポリエチレン電線を標準といたします。

c　電線の太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流等を考慮して必要最小限のものを使用いたします。ただし、他の電線路に併架する場合で、弛度の関係からやむをえないときは、他の電線と同じ太さのものを使用することがあります。

アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）		架橋ポリエチレン電線（OC）	
公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）
160	467	160	725	ACSR120	305
240	608	240	954	HAℓ200	455
330	729	330	1,153		
410	846	410	1,349		
610	1,059	610	1,706		
330×2	1,458	330×2	2,306		
410×2	1,692	410×2	2,698		

d　電線の許容電流は、電気学会技術報告第660号で推奨されている算定方法等に施設条件を考慮して算出いたします。

（ハ）　支持物の種類

a　支持物の種類は、原則として鉄塔を標準といたします。ただし、22,000ボルト架空電線路を施設する場合は、鉄筋コンクリート柱を使用することがあります。

b　施設場所の状況および関連施設との協調上、上記以外の適当な支持物を使用することがあります。

c　鉄塔および鉄柱の基礎は、コンクリート基礎を標準といたします。

（ニ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

支持物の種類	標準径間（メートル）
鉄　塔	150～350
その他	50～150

（ホ） が い し

a　がいしは、250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが、長幹がいし、ＬＰがいし、耐塩用がいしを使用することもあります。

b　250ミリメートル懸垂がいしの連結個数は、次のとおりといたします。長幹がいし、ＬＰがいしおよび耐塩用がいしを使用するときは、これに準じて施設いたします。ただし、他の電線路に併架する場合および分岐する場合は、既設の電線路の絶縁設計条件により、がいしの連結個数を増やすことがあります。

汚損区分		A	B	C	D	E
想定最大等価塩分付着密度 ミリグラム／平方センチメートル（250ミリメートル懸垂がいし）		0.063	0.125	0.250	0.500	海岸のごく近傍（海水のしぶきが直接かかる場合）
海岸からの概略の距離	台風に対し	50キロメートル以上（一般地域）	10～50キロメートル	3～10キロメートル	0～3キロメートル	海岸の地形構造により 0～500メートル
	季節風に対し	10キロメートル以上（一般地域）	3～10キロメートル	1～3キロメートル	0～1キロメートル	同上 0～300メートル
発煙源からの距離	工場地域に対し		工場地域周辺の比較的軽度の塩じん害地域	工場地域の中心部		
がいしの連結個数	22,000ボルト	2～3	2～3	2～3	2～3	3～4
	66,000ボルト	5	5	6	6	7
	110,000ボルト	9	9	9	10	11

（へ） 装柱その他

a　支持物の装柱は、電圧、電線の種類および太さならびに地形的条件等を考慮して経済的な設計を行ないます。

b　塩じん害地区、多雪地区等で特殊な装柱を必要とする場合には、そ

の条件が満たされる範囲で最も経済的な設計といたします。

c　絶縁間隔の基準は、次のとおりといたします。

なお、66,000ボルト、110,000ボルトは、アークホーン付きの場合を示します。

電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
標準絶縁間隔（ミリメートル）	350	650	1,150
最小絶縁間隔（ミリメートル）	150	450	750
ジャンパー線と腕金との間隔（ミリメートル）	450	800	1,400

（ト）　架空電線の地表上の高さ

a　電線の最低地表上の高さは、電圧22,000ボルト以下の場合は５メートル、電圧66,000ボルト以上の場合は６メートルを標準といたします。

b　電線路付近に建造物があるかまたはその建設が予想される地域、道路横断箇所およびその他保安上必要と認められる場合は、標準値に必要な高さを加算した値といたします。

（チ）　アークホーン、アーマロッドの施設

がいし装置には、必要によりアークホーン、アーマロッドを施設いたします。

（リ）　架空地線の施設

a　鉄塔、鉄柱の電線路には、原則として、その電線路の設計条件にもとづいて電力線と協調のとれた架空地線を１条または２条施設いたします。

b　架空地線が腐食のおそれがある箇所または電磁誘導障害の箇所に施設する場合には、他の種類の電線を使用することがあります。

c　接地抵抗の高い支持物には、逆せん絡を防止するため埋設地線および接地棒等を施設いたします。

（ヌ）　そ の 他

a　搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は、搬送波を阻止するためにライントラップを施設いたします。

b　分岐箇所で、電線路の保守ならびに系統運用上必要な場合等には、開閉型端子または開閉器を施設いたします。

c　分岐箇所には、故障区間検出装置を施設することがあります。

ハ　地中電線路

（イ）　電線路の施設

電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。

（ロ）　ケーブルの種類および太さ

a　ケーブルの種類は、ＣＶケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流および電圧降下等を考慮して、必要最小限のものを使用いたします。

電　圧	種　　類		公称断面積（平方ミリメートル）
22,000ボルト	CV	単心	400、500、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	60、100、150、200、250、325、400
66,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	80、100、150、200、250、325、400
110,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	100、150、200、250、325、400

c　ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格の算定方法に準じ、施設条件を考慮して算定いたします。

d　ケーブルの施設条件により、防災処理ならびに防蟻処理を施すことがあります。

（ハ）　避雷器の施設

架空電線路に接続される地中電線路には、ケーブル保護のため、接続

部に避雷器を施設することがあります。

（３） 変電設備

イ 一般基準

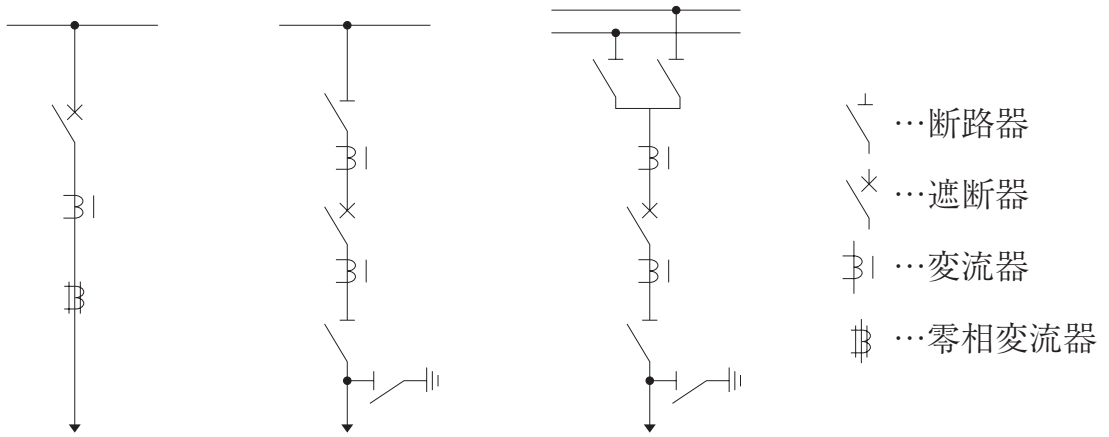
電線路の当社側の引出設備は、その変電所の他の引出設備に準じて施設いたします。

なお、発電所から引き出す場合は、変電設備に準じて施設いたします。

ロ 結 線 法

結線は、高圧の場合は第１図、特別高圧の場合で、単母線のときは第２図、２重母線のときは第３図を標準といたします。

なお、線路側断路器の線路側に計器用変圧器および避雷器を施設する場合があります。



第１図　第２図　第３図

ハ 遮 断 器

（イ） 遮断器は、当社が一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流、現在の系統構成および将来の予想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、必要最小限のものを使用いたします。

（ロ） 短絡電流の算定に考慮する将来の系統構成は、５年から10年程度を目標といたします。

ニ　断 路 器

断路器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ホ　変 流 器

変流器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ヘ　配 電 盤

配電盤には、原則として電流計および遮断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また、必要に応じ、電力計、無効電力計、電力量計、無効電力量計および充電判定用計器等を取り付けます。

ト　保護装置

電線路で短絡または地絡を生じた場合に、自動的に電路を遮断するための必要な装置を施設いたします。

なお、原則として自動再閉路装置を施設いたします。

（4）　保安通信用電話設備

イ　一般基準

（イ）　高圧の場合は原則としてすべての発電者について施設し、特別高圧の場合は原則としてすべての発電者および需要者について施設いたします。

（ロ）　保安通信用電話設備の電話方式は、共電式を標準といたします。

（ハ）　回線数は、原則として１回線といたします。

ロ　伝送路設備

（イ）　伝送路設備は、下記の通信方式を標準とし、伝送情報の重要度ならびに経済性を考慮して、最適な組み合わせにより構成いたします。

ａ　通信ケーブル方式または通信ケーブル搬送方式

b　光ファイバケーブル方式または光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルには光ファイバ複合架空地線〔以下「ＯＰＧＷ」といいます。〕を含みます。）

c　多重無線方式

（ロ）　通信ケーブル方式および通信ケーブル搬送方式

a　通信線路の施設

（ａ）　通信線路は、架空通信線路を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。

（ｂ）　架空通信線路は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（ｃ）　地中通信線路の施設方法は、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といたします。

ⅰ　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ⅱ　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　保安装置

必要により保安装置を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ハ）　光ファイバケーブル方式および光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルにはＯＰＧＷを含みます。）

a　通信線路の施設

（ａ）　通信線路は、架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。また、伝送情報の重要度を考慮して、ＯＰＧＷまたは地中通信線路により施設する場合があります。

（ｂ）　架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（ｃ）　ＯＰＧＷは、（２）ロ（リ）に準じて施設いたします。

（ｄ）　地中通信線路の施設方法は、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といたします。

i　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ii　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定い

たします。

c　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ニ）　多重無線方式

a　多重無線装置（空中線系を含みます。）

多重無線装置は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

b　空中線支持物

電波伝搬路を確保するために、必要最小限の高さの支持物を施設いたします。

c　反 射 板

電波伝搬路の経路構成上必要な場合は、反射板を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置は、必要回線数に応じて最適なものを選定して施設いたします。

（５）　系統保護装置用通信設備

イ　一般基準

（イ）　当社と発電者または需要者との間に通信回線を必要とする系統保護装置を適用する場合があります。

（ロ）　系統保護装置のために使用する通信回線には高信頼度と所要の伝送特性が要求されるため自営の電気通信設備とし、伝送路媒体は、マイクロ波無線または光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを含みます。）による構成といたします。

（ハ）　通信回線は、原則として１系列、１ルート構成といたします。ただし、系統保護装置の動作信頼度を確保するため、２系列、２ルート構成とする場合があります。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（６）　給電情報伝送装置

イ　一般基準

（イ）　給電情報伝送装置の伝送方式は、サイクリック伝送方式を標準といたします。

（ロ）　伝送路は、原則として１ルートといたします。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（７）　そ の 他

この標準設計に定めのない場合は、技術基準その他の関係法令等にもとづき技術上適当と認められる設計によるものといたします。この場合には、その設計を標準設計といたします。

別　　冊　　I

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（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、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、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を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。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

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　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

１　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て発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

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

２　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。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

なお、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き

ます。

3　力　　率

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

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

4　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

5　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備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％から100％の範囲（１％刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能とします。）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。

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（以下「再生可能エネ

ルギー特別措置法施行規則」といいます。）に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

6　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）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、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（2）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等

の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

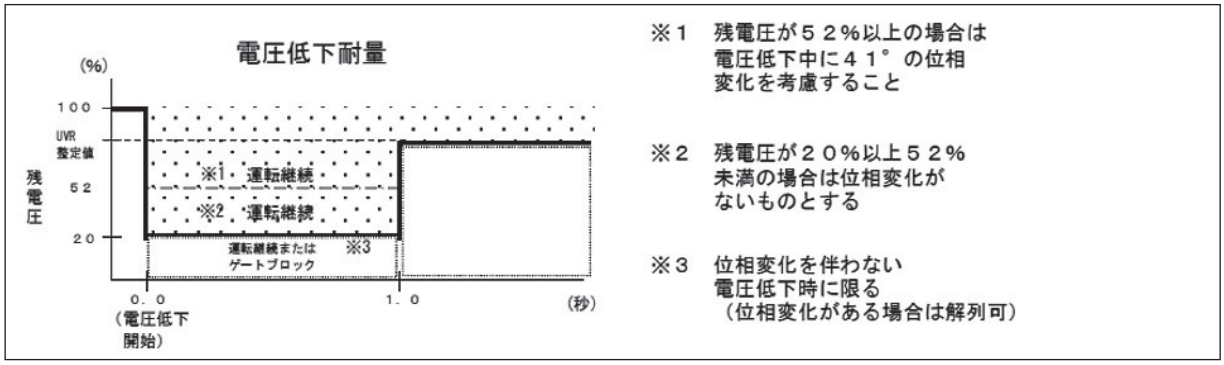
<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th>周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th>残電圧20%以上
（運転継続）</th><th>残電圧20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</th><th>残電圧52%以上・
位相変化41度以
下（運転継続）</th><th>60Hz系統</th></tr>
<tr><td rowspan="3">単相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の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>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±２Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>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>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±２Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
</table>

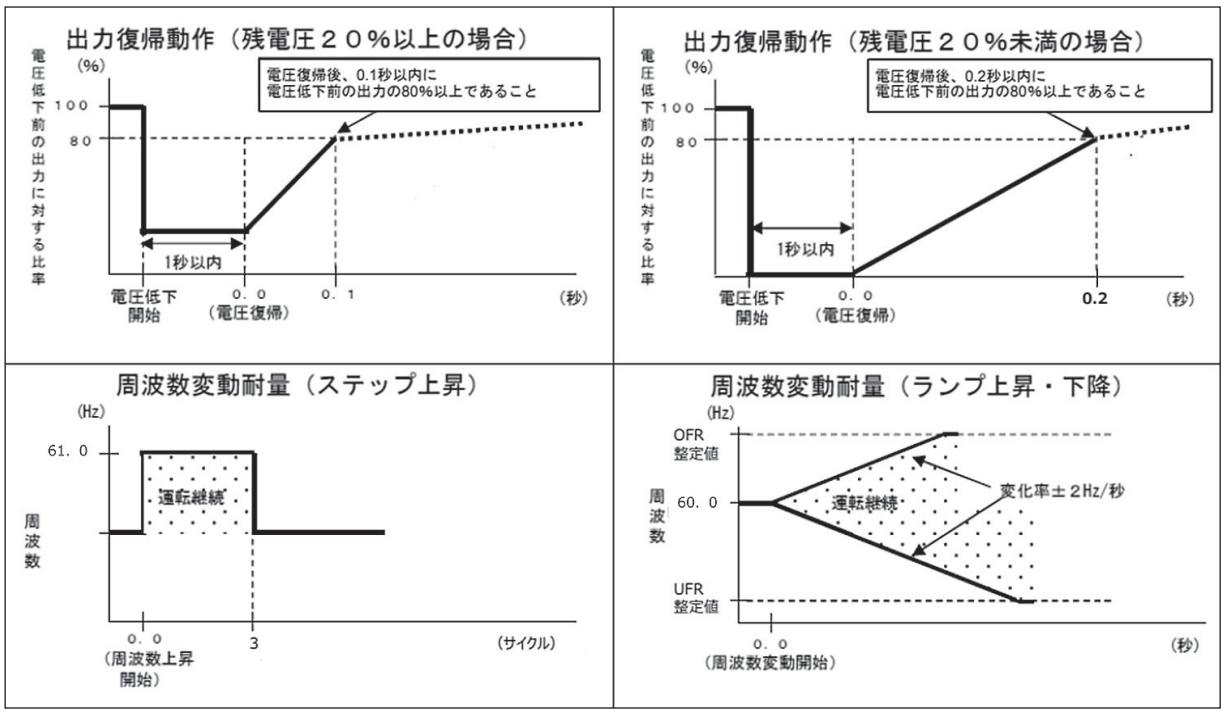
単相	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

単相	複数直流入力システム	燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ガスエンジン					
	風　力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





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、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）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、連系する系統の

短絡事故が検出できる場合は、これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（３）　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

（４）　単独運転防止対策

単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

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。

８　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（１）　機械的な解列箇所２箇所

（２）　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

（３）　発電設備等連絡用遮断器

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）　過電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（２）　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（３）　周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相２線式、単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。

（４）　逆充電検出の場合は、次のとおりとしていただきます。

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線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

11　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。

12　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単

巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（1） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（2） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

13 電 圧 変 動

（1） 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。

（2） 瞬時電圧変動対策

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

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

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

ハ 誘導発電機を用いる場合で、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10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル

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

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、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常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、その抑制対策を行なうこと。

（３）　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は、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無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

14　短絡容量

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

なお、これにより対応できない場合は、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。

15　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

16　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。

17　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や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対して、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ため、発電設備等に対して、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。

18　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、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

2　力率の保持

（１）　需要者は、需要場所において、電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は、原則として、90％以上、その他の機器を使用する供給地点については85％以上に保持していただきます。

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

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

3　保護装置の設置

需要者は、次の原因で他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には、必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を行なっていただきます。

（１）　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

（２）　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

（３）　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生じる場合

（４）　著しい高周波または高調波を発生する場合

（５）　その他（１）、（２）、（３）または（４）に準ずる場合

別　　冊　　Ⅱ

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（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、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、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

２　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を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。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いた

します。事業場所内の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

３　協　　議

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

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて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。

2　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。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

なお、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きます。

3　力　　率

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

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

4　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

5　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備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％から100％の範囲（１％刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能とします。）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。

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％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。

6　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）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、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（2）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

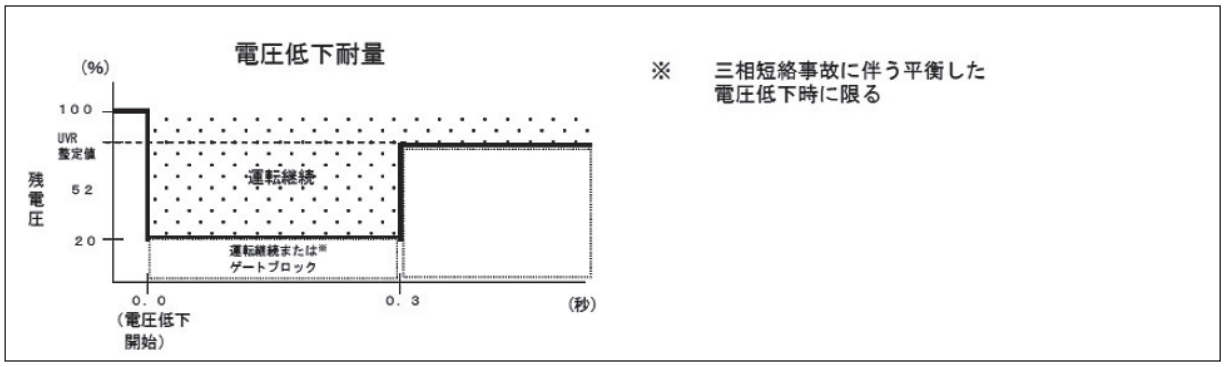
なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

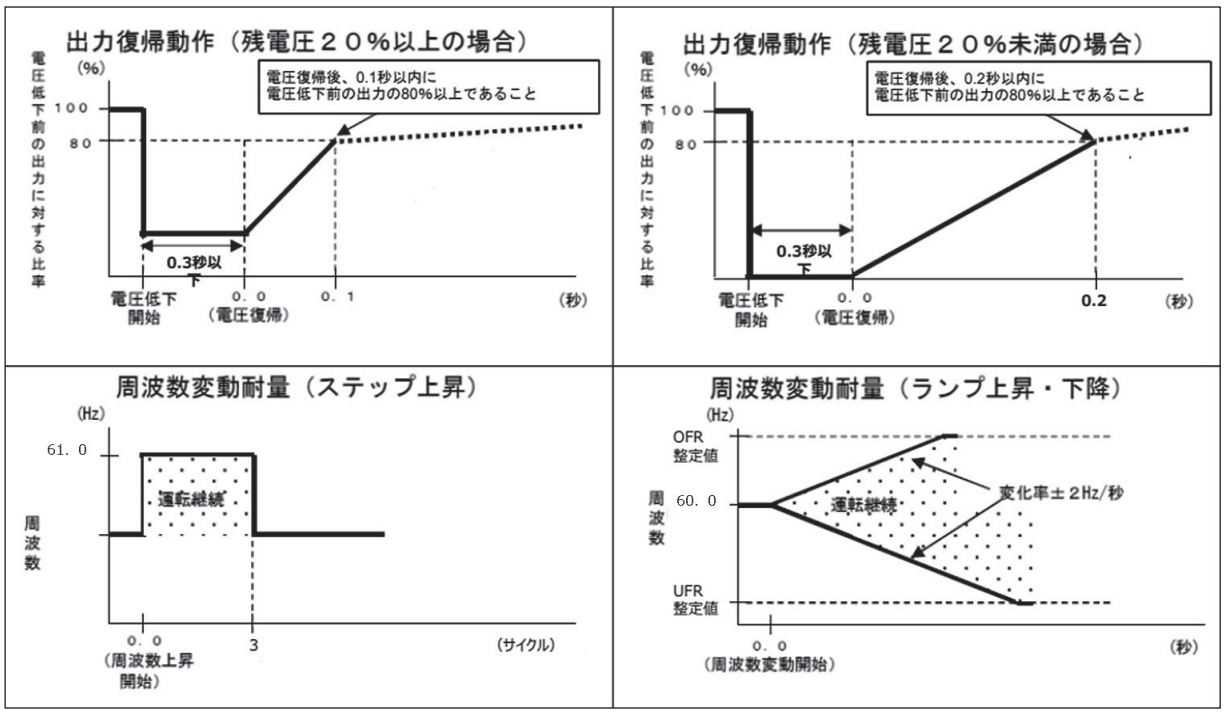
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続または
ゲートブロック）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以
下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">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>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="3">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>風　力</td><td colspan="3">残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%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（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続
・ランプ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
</table>

三相	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





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、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）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場

合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（3） 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合

（4） 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンス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

逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リ

レーまたは不足電力リレーに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それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

８　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（１）　受電用遮断器

（２）　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

（３）　発電設備等連絡用遮断器

（４）　母線連絡用遮断器

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

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　自動負荷制限

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

12　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

（１）　専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

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

（３）　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（４）　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを

設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（５） 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、２系列目の上記装置については、次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができます。

イ　２系列の保護リレーのうち１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。

ロ　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

ハ　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

13　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。

14　直流流出防止変圧器の設置

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

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

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100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

（２）　瞬時電圧変動対策

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

イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）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10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

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た発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、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。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を行なうこと。

16　電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

　なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

　なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪

影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって、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無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

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遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、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。

18　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）
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック

誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
		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

19　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。

20　連 絡 体 制

（１）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがあ

る場合を含みます。）には、当社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を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。

（２）　当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。提供情報は、当社が必要と認めた都度提供していただきます。

21　バンク逆潮流の制限

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

22　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や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対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

１　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（１）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

6.6kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類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50kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（２）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器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　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

３　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

４　力率の保持

（１）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側からみて進み力率と

ならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（２）　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があります。

５　保護協調の目的

需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

６　保護装置の設置

（１）　需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、過電流遮断装置として高圧限流ヒューズ（屋外に施設される場合で高圧非限流ヒューズを用いるものを含みます。）を用いる場合においては、この限りではありません。

（２）　需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーを設置していただきます。

（３）　需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

７　保護装置の設置場所

保護リレーは、供給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。

８　遮 断 箇 所

遮断箇所は、系統から需要場所の需要設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。

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）　地絡過電流リレーおよび地絡方向リレーは零相回路設置としていただきます。

（２）　過電流リレーは２相設置としていただきます。

10　提 供 情 報

当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。

別　　冊　　Ⅲ

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（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、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、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障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。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。ただし、35kV以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路と連系する場合に限り、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）22（連絡体制）（２）を除き、系統連系技術要件（高圧）

を適用することがあります。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

３　協　　議

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

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

１　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて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。

２　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。

連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

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

（２）　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1 ～＋1.0Hz）とします。ただし、離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更で

きるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として、発電設備等側からみて遅れ力率90％～進み力率95％としていただきます。

逆潮流がない場合は、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％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。

4　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合には、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

5　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備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％から100％の範囲（１％刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能とします。）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。

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％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。

6　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方に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（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）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　連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合があります。

ハ　上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

（２） 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

<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
ゲートブロック）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以
下（運転継続）</td><td>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>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に
準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に
準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に
準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に
準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

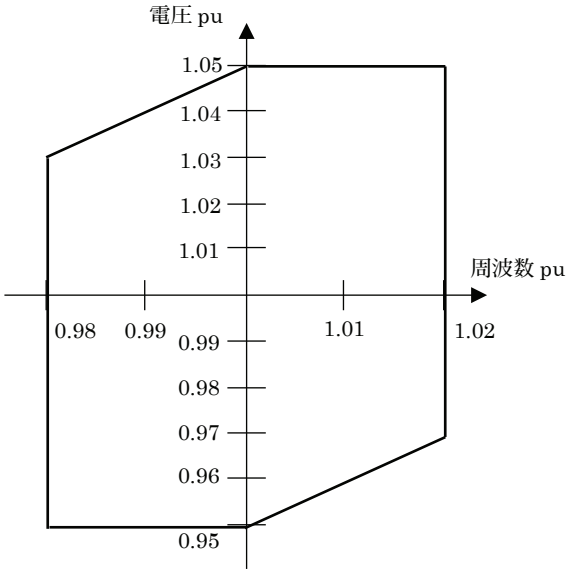
（３） 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、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、これをこえる端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

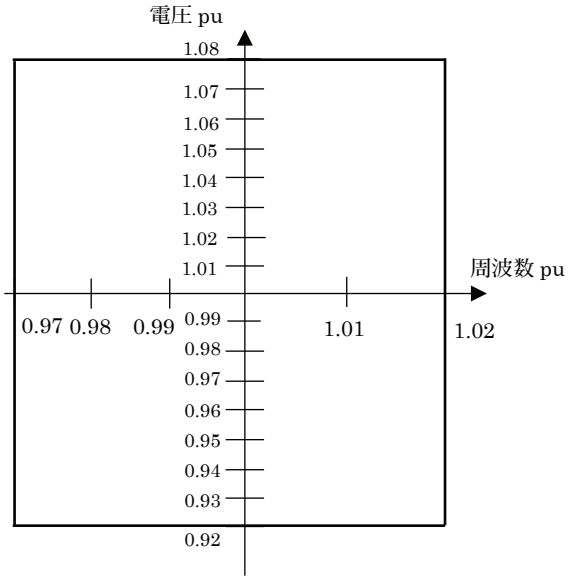
なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発

電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「２．運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

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）　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

（イ）　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列することができる

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、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

（イ）　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

（ロ）　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

（ハ）　逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者または発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレー

を設置すること。

ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護

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。

連系する系統の標準的な保護方式と系列数

電圧階級（kV）	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
				中性点接地方式					
				直接接地		抵抗接地			
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
500 220	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			２系列	※1
110 66 22	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	１系列 ※2	※1
	回線選択リレー方式	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	１系列	

※１　当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

※２　主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失する等系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを２系列設置していただくことがあります。

（３）　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

ただし、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転

送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。

ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

（４）　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

（５）　構内設備事故対策

構内設備事故対策として、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

（６）　事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器：２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

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

（7） そ の 他

発電設備等設置者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

8 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

9 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電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 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（1） 受電用遮断器

（2） 発電設備等出力端遮断器

（3） 発電設備等連絡用遮断器

（4） 母線連絡用遮断器

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

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）　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。

12　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、系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断、もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

　なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

　ただし、出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。

（２）　あらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台、その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで、運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合、Ｎ－１電

制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお、逆潮流がない場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が、相互予備となるように２系列化されている場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができます。

（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ます。

（２）　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

（３）　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

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）

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（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）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（以下「ＧＦ」といいます。）

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（以下「ＬＦＣ」といいます。）

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±0.2Hzをこえた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能（以下「ＥＤＣ」といいます。）

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

100ＭＷ以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz以下については、1.2Hz低下するごとに５％以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備す

ること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５％以下	５％以下
	GF幅※1	５％以上 （定格出力基準）	３％以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始、 10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５％以上 （定格出力基準）	±５％以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50％以下 DSS機能具備※5	30％以下

※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の５％以上、その他の発電機については定格出力の３％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。

※３　気化ガス（ＢＯＧ）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※４　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。
※５　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は、発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※６　地域資源バイオマス発電設備を除く。
※７　記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

また、周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみ。〕、ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外、運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

（３）　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。

（４）　電圧調整のための機能

イ　220kV以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が110kV以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

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、適切な対策を行なっていただきます。

（１）　110kV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）を設置していただきます。

（２） 220kV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していただきます。

16 直流流出防止変圧器の設置

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

ただし、次のすべての条件に該当する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

17 電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

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

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から２％程度をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

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％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあり、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧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、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。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

（３）　そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策

を実施していただきます。

18　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響をおよぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

（１）　風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行なうこと。

なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議するものといたします。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、２～５％の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とするものといたします。

19　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、発電者において、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。

なお、これにより対応できない場合は、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。

20　発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

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（タップ電圧毎、変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式、整定値

共　通	調相設備	定格容量、台数
		制御方式、整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス、アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値、不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル、モデル構築に必要なプラント、制御系の各種定数（ボイラ、タービン、水車等）
		並解列所要時間（平常時、事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎、上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他）応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V ／ Fブロック
		OEL、UELブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW ／（㎥／ s））

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

21　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。

22　連 絡 体 制

（１）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の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、22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社の制御所等と連絡が取れない場合には、当社の制御所等との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、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、当社の制御所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値（風力発電設備の場合）※4

※１　慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。
※２　当社の求めに応じて、対策を実施していただきます。
※３　ナセルで計測する風向・風速
※４　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備等の台数

23　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

24　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や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対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3） 発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　保護協調の目的

系統および需要場所内の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化を行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を行なっていただきます。

（１）　連系された系統に事故が発生した場合であって、系統保護方式に応じて必要な場合には、当該系統から電気設備を切り離していただきます。

（２）　連系された系統の事故時の再閉路時に、原則として電気設備は当該系統から切り離されていることとしていただきます。

（３）　需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

3　保護装置の設置

（１）　系統の事故時の保護上必要な場合には、次により保護装置を設置していただきます。

イ　中性点直接接地方式の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、電流差動リレーを設置していただきます。

ロ　中性点直接接地方式以外の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、連系された系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を選択遮断することができる回線選択リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、電流差動リレーを設置していただきます。

ハ　分岐を持つ電線路に連系する場合等で、保護上必要なときには、連系さ

れた系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を切り離すことができる電流差動リレーを設置していただきます。

（２）　需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、短絡方向リレーまたは短絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（３）　需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーまたは地絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（４）　保護装置の設置形態は、必要により主保護装置と後備保護装置との組み合わせとしていただきます。

（５）　需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

４　保護装置の設置場所

保護リレーは、供給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。

５　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）　地絡過電流リレー、地絡方向リレー、地絡用回線選択リレーおよび地絡用電流差動リレーは零相回路設置としていただきます。

（２）　短絡方向リレー、不足電圧リレー、過電流リレー、短絡用回線選択リレー、短絡･地絡兼用電流差動リレー、短絡用電流差動リレー、短絡方向距離リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置としていただきます。

6　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（1）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

（イ）　22kVまたは33kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類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300kVAをこえる需要者

（ロ）　66kV以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が2,000kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（2）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器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　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

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

7　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

（１）　電圧フリッカは、人が最も敏感とされる10Hzの変動に等価換算した電圧変動ΔV10値によって評価いたします。

（２）　電圧フリッカの基準値は、１時間連続して測定した１分間データのΔV10値のうち、４番目最大値が0.45V以下であることといたします。

8　力率の保持

（1）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側から見て進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（2）　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があります。

9　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施

中性点の接地が必要な場合には、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、適切な対策を行なうため、個別に協議させていただきます。

（1）　110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。

（2）　220kV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していただきます。

10　連 絡 体 制

（1）　需要者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等には、当社の制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、需要者と当社制御所等との間には、保安通信用電話設備（自営の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、22kVの特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通信が可能な方式（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）であり、電気設備の保守監視場所に常時設置されているものであること。

（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。

（２）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と需要者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報を提供していただきます。

提供情報は、下記を標準といたします。

イ　供給地点の有効電力量

また、大規模な需要家の場合、この他に下記の情報を提供していただきます。

ロ　供給地点の有効電力

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　電気事業法施行規則第17条の３第１項の規定により提出した書類の写し

（１）　託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書

（２）　一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに関する省令の規定に基づいて作成した書類

（様式第１）

第１表　収入の見通し総括表

（様式第２）

第１表　第１区分費用明細表

第２表　第２区分費用明細表

第３表　第３区分費用明細表

第４表　離島等供給に係る費用明細表

第５表　離島等供給に係る収益明細表

第６表　制御不能費用明細表

第７表　事後検証費用明細表

第８表　次世代投資費用明細表

第９表　事業報酬明細表

第10表　追加事業報酬明細表

第11表　追加事業報酬対象額明細表

第12表　控除収益明細表

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）７部門整理表

（様式第４）送配電関連費整理表

（様式第５）送配電関連費明細表

（様式第６）送配電関連需要明細表

（様式第７）送配電関連費三需要種別計算表

（様式第８）送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表

３　工事費負担金説明書

１　電気事業法施行規則第17条の３第１項の規定により提出した書類の写し

託送供給等に係る収入の見通しの承認申請書

企　事　第　10　号
2022 年 12 月　8 日

経 済 産 業 大 臣
　西 村　康 稔　殿

広島市中区小町 4 番 33 号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　松 岡　秀 夫

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	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
	給料手当	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
	給料手当振替額（貸方）	▲ 1,034,795	▲ 1,028,844	▲ 1,020,571	▲ 1,001,881	▲ 972,248	▲ 5,058,339	▲ 1,011,668	▲表示で記載
	退職給与金 ※1	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	
	厚生費	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	
	委託検針費	3,154,728	60,450	－	－	－	3,215,178	643,036	
	委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	
	雑給	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
	（人件費計）	48,048,638	44,367,784	43,936,250	43,454,322	42,497,298	222,304,292	44,460,858	
	修繕費 ※2	3,228,425	3,298,777	3,305,435	3,469,984	3,606,298	16,908,919	3,381,784	
	研究費	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	
	消耗品費	1,129,665	1,077,353	1,043,994	1,061,112	1,077,319	5,389,443	1,077,889	
	損害保険料	7,991	7,991	7,991	7,991	7,991	39,955	7,991	
	養成費	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	
	建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 6,383	▲ 8,654	▲ 9,458	▲ 8,528	▲ 1,408	▲ 34,431	▲ 6,886	▲表示で記載
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	委託費 ※3	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	
	普及開発関係費	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	
	諸費 ※4	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	
	電気事業雑収益 ※5	▲ 1,751,453	▲ 606,691	▲ 437,121	▲ 401,591	▲ 391,141	▲ 3,587,997	▲ 717,599	▲表示で記載
第１区分費用計		83,195,145	77,917,089	77,576,508	77,541,175	76,927,898	393,157,815	78,631,563	
	修繕費 ※6	39,968,162	39,400,569	39,190,827	39,141,393	40,344,920	198,045,871	39,609,174	
	委託費 ※7	4,440,099	1,542,789	1,536,838	2,549,841	1,473,854	11,543,421	2,308,684	
	諸費 ※8	4,222,286	4,513,420	4,918,990	4,651,341	4,368,786	22,674,823	4,534,965	
	減価償却費 ※9	1,212,571	3,616,905	6,148,527	8,731,691	11,644,895	31,354,589	6,270,918	
	固定資産税 ※10	－	701,439	1,497,207	2,333,714	3,102,892	7,635,252	1,527,050	
第２区分費用計		49,843,118	49,775,122	53,292,389	57,407,980	60,935,347	271,253,956	54,250,791	
次世代投資費用		3,150,703	6,135,580	8,052,488	12,984,397	13,883,353	44,206,521	8,841,304	
	修繕費 ※11	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	
	委託費 ※12	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	
	固定資産除却費	11,815,275	13,034,000	14,046,069	13,585,216	15,905,941	68,386,501	13,677,300	
	賃借料 ※13	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	
	託送料 ※14	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	
	共有設備費等分担額	65,605	65,605	65,605	65,605	65,605	328,025	65,605	
	共有設備費等分担額（貸方）	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 3,107,900	▲ 621,580	▲表示で記載
	他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	
	一般送配電事業等に係る電力料 ※15	255,597	254,347	253,156	251,964	250,788	1,265,852	253,170	
	需給調整市場手数料 ※16	93,564	214,193	214,193	214,193	214,585	950,728	190,146	
	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	－	－	－	－	－	－	－	
	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	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
	離島等供給に係る収益 ※18	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載
第３区分費用計		44,790,628	45,297,572	46,092,322	45,927,034	48,824,697	230,932,253	46,186,451	
	地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
	託送収益 ※19	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	▲表示で記載
	事業者間精算収益	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載
	電気事業雑収益 ※20	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
	預金利息	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 15,510	▲ 3,102	▲表示で記載
控除収益計		▲ 13,786,053	▲ 13,818,236	▲ 13,865,847	▲ 13,909,440	▲ 13,951,125	▲ 69,330,701	▲ 13,866,140	
	減価償却費 ※21	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	
	退職給与金 ※22	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	
	ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	
	賃借料 ※23	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	
	諸費 ※24	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	
	貸倒損	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	貸方の場合は▲表示で記載
	振替損失調整額	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	
	インバランス収支過不足額 ※25	▲ 1,273,037	－	－	－	－	▲ 1,273,037	▲ 254,607	貸方の場合は▲表示で記載
	電源開発促進税	21,506,098	21,422,436	21,397,686	21,372,561	21,405,973	107,104,754	21,420,951	
	事業税	3,641,964	3,724,025	3,687,736	3,835,794	3,886,463	18,775,982	3,755,196	
	雑税	332,779	332,779	332,779	332,779	332,781	1,663,897	332,779	
	法人税等	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,183	31,640,919	6,328,184	
	賠償負担金相当金	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	9,125,665	1,825,133	
	廃炉円滑化負担金相当金	790,639	518,244	518,244	518,244	518,244	2,863,615	572,723	
	固定資産税 ※26	12,497,295	11,840,767	11,145,933	10,503,300	9,893,815	55,881,110	11,176,222	
	調整力の確保に要する費用 ※27	583,494	9,524,363	6,774,823	7,446,938	7,433,635	31,763,253	6,352,651	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		90,411,823	98,149,943	92,802,261	91,452,574	88,234,165	461,050,766	92,210,153	

	託送料 ※29	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	
	補償費	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	
	事業者間精算費	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	
	震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※30	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	
	調整力の確保に要する費用 ※31	18,679,167	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	150,342,728	30,068,546	
	発電抑制に要する費用 ※32	2,974	5,204	7,435	10,781	13,011	39,405	7,881	
事後検証費用		22,600,904	35,144,645	40,515,763	35,882,321	35,805,050	169,948,683	33,989,737	
事業報酬		14,465,488	14,715,896	15,017,663	15,361,714	15,753,678	75,314,439	15,062,888	
追加事業報酬		45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	
収入の見通し計		294,717,653	313,359,943	319,522,607	322,683,819	326,446,369	1,576,730,391	315,346,078	

（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５条及び第６条に規定するものを除く。）、一般送配電事業者が、調整電源等（再生可能エネルギー電気特措法第２条第５項に規定する認定発電設備（同条第３項第１号に掲げる太陽光及び同項第２号に掲げる風力を電気に変換するものに限る。）から供出される電力量について、翌日市場（一般社団法人日本卸電力取引所の業務規程に規定する翌日取引を行うための卸電力取引市場をいう。）の売買取引が行われる日の午前六時における一般送配電事業者による予測値と当該売買取引に係る電力の受渡しを行う一時間前における当該一般送配電事業者による予測値との差を調整するための調整電源等を除く。）を需給調整市場における売買取引により調達するのに要する費用等をいう。
※32：送配電線１回線、変圧器１台又は発電機１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護継電器により行われる速やかな発電抑制に要する費用をいう。

様式第２（第３条から第１１条まで関係）

第１表

第１区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	320,955	339,797	327,674	188,200	189,276	1,365,902	273,180	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
給料手当	43,858,921	44,696,943	43,812,549	39,229,593	38,706,061	210,304,068	42,060,814	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,168,755	▲ 1,212,643	▲ 1,163,427	▲ 1,058,558	▲ 1,045,161	▲ 5,648,543	▲ 1,129,709	▲ 1,034,795	▲ 1,028,844	▲ 1,020,571	▲ 1,001,881	▲ 972,248	▲ 5,058,339	▲ 1,011,668	▲表示で記載
退職給与金 ※1	2,893,867	3,559,991	3,342,809	2,438,803	2,276,705	14,512,175	2,902,435	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	
厚生費	7,527,848	7,744,904	7,579,925	7,349,046	7,065,757	37,267,481	7,453,496	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	
委託検針費	3,045,632	2,720,213	2,378,165	2,175,964	1,905,217	12,225,191	2,445,038	3,154,728	60,450	－	－	－	3,215,178	643,036	
委託集金費	322,996	－	－	270	－	323,267	64,653	－	－	－	－	－	－	－	
雑給	471,797	415,522	476,817	501,729	649,099	2,514,964	502,993	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
修繕費 ※2	2,444,057	2,397,370	2,662,672	3,167,947	3,041,423	13,713,468	2,742,694	3,228,425	3,298,777	3,305,435	3,469,984	3,606,298	16,908,919	3,381,784	
研究費	134,738	158,439	119,421	619,386	700,820	1,732,803	346,561	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	
消耗品費	1,743,581	1,321,095	1,374,969	1,392,987	1,016,460	6,849,091	1,369,818	1,129,665	1,077,353	1,043,994	1,061,112	1,077,319	5,389,443	1,077,889	
損害保険料	10,833	9,741	6,145	7,974	7,397	42,091	8,418	7,991	7,991	7,991	7,991	7,991	39,955	7,991	
養成費	315,653	311,870	281,657	676,924	432,619	2,018,723	403,745	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	
建設分担関連費振替額（貸方）	▲ 15,512	▲ 7,947	▲ 2,883	－	－	▲ 26,342	▲ 5,268	▲ 6,383	▲ 8,654	▲ 9,458	▲ 8,528	▲ 1,408	▲ 34,431	▲ 6,886	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
委託費 ※3	16,011,530	15,056,877	15,426,671	14,927,115	15,610,532	77,032,725	15,406,545	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	
普及開発関係費	18,833	13,413	16,329	166,661	184,243	399,479	79,896	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	
諸費 ※4	3,596,302	3,720,342	4,041,404	11,254,247	10,431,866	33,044,162	6,608,832	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	
電気事業雑収益 ※5	－	－	－	▲ 1,717,575	▲ 1,465,432	▲ 3,183,007	▲ 636,601	▲ 1,751,453	▲ 606,691	▲ 437,121	▲ 401,591	▲ 391,141	▲ 3,587,997	▲ 717,599	▲表示で記載
第１区分費用計	81,533,277	81,245,927	80,680,899	81,320,712	79,706,882	404,487,698	80,897,540	83,195,145	77,917,089	77,576,508	77,541,175	76,927,898	393,157,815	78,631,563	

（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（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役報酬		－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		320,955	339,797	327,674	188,200	189,276	1,365,902	273,180	122,192	122,190	122,188	122,186	122,186	610,942	122,188	
社内取締役	役員数（人）	9	9	9	5	5	37	7	5	5	5	5	5	25	5	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外取締役	役員数（人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社内監査役	役員数（人）	－	－	－	1	1	2	0	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社外監査役	役員数（人）	－	－	－	1	1	2	0	1	1	1	1	1	5	1	
	1人あたり平均報酬額（千円/人）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

［給料手当］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
基準賃金	27,487,433	28,694,673	28,139,102	24,312,676	23,751,574	132,385,458	26,477,092	22,588,555	22,193,052	21,964,920	21,659,522	21,134,406	109,540,455	21,908,091	
基準外賃金	5,720,583	5,744,603	5,192,118	5,197,484	5,585,930	27,440,717	5,488,143	5,313,978	5,219,284	5,161,614	5,080,283	4,949,430	25,724,589	5,144,918	
諸給与金	12,174,691	12,037,515	11,938,534	10,989,454	10,727,338	57,867,533	11,573,507	10,715,345	10,525,455	10,415,257	10,269,474	10,019,957	51,945,488	10,389,098	
控除口（貸方）	▲ 1,523,786	▲ 1,556,091	▲ 1,455,906	▲ 1,269,583	▲ 1,358,707	▲ 7,164,073	▲ 1,432,815	▲ 2,233,307	▲ 1,957,466	▲ 1,815,584	▲ 1,668,269	▲ 1,540,100	▲ 9,214,726	▲ 1,842,945	
附帯事業振替額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	－	▲ 223,757	▲ 1,299	▲ 438	▲ 74	▲ 225,567	▲ 45,113	－	－	－	－	－	－	－	
合計	43,858,921	44,696,943	43,812,549	39,229,593	38,706,061	210,304,068	42,060,814	36,384,571	35,980,325	35,726,207	35,341,010	34,563,693	177,995,806	35,599,161	
平均経費人員（人）	5,130	5,317	5,195	4,750	4,597	24,989	4,998	4,372	4,298	4,253	4,191	4,087	21,201	4,240	
平均基準賃金（千円/月）	447	450	451	427	431	2,205	441	431	430	430	431	431	2,153	431	

［退職給与金］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
引当金増加額	▲ 1,656,005	▲ 1,811,451	▲ 2,390,982	▲ 993,219	▲ 1,329,484	▲ 8,181,141	▲ 1,636,228	▲ 1,813,393	▲ 1,164,391	▲ 902,934	▲ 1,544,331	▲ 1,524,110	▲ 6,949,159	▲ 1,389,832	
実払額	2,272,177	3,021,723	3,627,555	1,663,529	1,799,874	12,384,858	2,476,972	2,348,678	1,634,259	1,331,995	1,935,167	1,878,903	9,129,002	1,825,800	
年金保険料	2,277,695	2,349,719	2,106,236	1,468,196	1,432,500	9,634,346	1,926,869	1,353,361	1,297,899	1,260,923	1,241,944	1,190,564	6,344,691	1,268,938	
会社間精算額	－	－	－	300,298	373,814	674,112	134,822	252,736	254,160	249,172	254,003	257,690	1,267,761	253,552	
合計	2,893,867	3,559,991	3,342,809	2,438,803	2,276,705	14,512,175	2,902,435	2,141,382	2,021,927	1,939,156	1,886,783	1,803,047	9,792,295	1,958,459	

［厚生費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
法定厚生費	健康保険料	2,370,952	2,454,127	2,361,190	2,035,804	2,064,468	11,286,541	2,257,308	1,739,163	1,719,851	1,707,777	1,689,474	1,652,415	8,508,680	1,701,736	
	介護保険料	230,859	263,674	270,579	255,327	272,784	1,293,222	258,644	254,978	252,202	250,534	247,924	242,513	1,248,151	249,630	
	労災保険料	94,243	92,825	93,482	93,913	92,588	467,051	93,410	86,382	85,401	84,749	83,782	81,896	422,210	84,442	
	雇用保険料	262,509	270,271	261,685	232,063	233,937	1,260,465	252,093	310,052	306,609	304,443	301,158	294,534	1,516,796	303,359	
	厚生年金保険料	3,709,203	3,824,903	3,700,670	3,251,950	3,320,923	17,807,650	3,561,530	3,105,917	3,071,420	3,049,372	3,015,952	2,949,135	15,191,796	3,038,359	
	労災補償費	11	193	22	23	35	285	57	35	35	35	35	35	175	35	
	健康診断費	62,576	55,357	53,644	47,591	49,374	268,542	53,708	47,062	46,263	45,785	45,070	43,921	228,101	45,620	
	子ども・子育て拠出金	92,157	119,794	137,284	128,241	130,925	608,402	121,680	122,290	120,928	120,073	118,782	116,175	598,248	119,650	
	法定厚生費振替額	▲ 187,630	▲ 195,932	▲ 189,079	▲ 173,134	▲ 172,538	▲ 918,313	▲ 183,663	▲ 170,746	▲ 169,792	▲ 168,443	▲ 165,315	▲ 160,363	▲ 834,659	▲ 166,932	
	その他	17,140	▲ 56,381	26,714	112,570	▲ 50,352	49,691	9,938	－	－	－	－	－	－	－	
	計	6,652,019	6,828,830	6,716,191	5,984,348	5,942,146	32,123,535	6,424,707	5,495,133	5,432,917	5,394,325	5,336,862	5,220,261	26,879,498	5,375,900	
一般厚生費	安全管理費	98,464	94,445	97,910	369,697	373,641	1,034,156	206,831	386,503	385,123	384,314	383,150	381,269	1,920,359	384,072	
	衛生管理費	1,218	1,038	1,072	2,012	1,340	6,680	1,336	1,273	1,250	1,237	1,218	1,188	6,166	1,233	
	福利事業費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	厚生施設運営費	259,069	287,085	292,164	－	－	838,318	167,664	－	－	－	－	－	－	－	
	文化体育費	10,467	10,843	10,633	5,781	5,808	43,530	8,706	5,514	5,417	5,360	5,279	5,147	26,717	5,343	
	慶弔費	23,969	47,599	29,788	13,815	14,924	130,095	26,019	14,143	13,896	13,752	13,541	13,201	68,533	13,707	
	雑口	482,559	475,078	432,030	973,392	727,898	3,090,958	618,192	728,126	723,281	720,447	716,355	709,750	3,597,959	719,592	
	診療所費	84	152	137	－	－	373	75	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	－	▲ 165	－	－	－	▲ 165	▲ 33	－	－	－	－	－	－	－	
	計	875,829	916,074	863,734	1,364,697	1,123,611	5,143,946	1,028,789	1,135,559	1,128,967	1,125,110	1,119,543	1,110,555	5,619,734	1,123,947	
合計		7,527,848	7,744,904	7,579,925	7,349,046	7,065,757	37,267,481	7,453,496	6,630,692	6,561,884	6,519,435	6,456,405	6,330,816	32,499,232	6,499,846	

［雑給］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
嘱託給	嘱託社員	32,844	36,759	33,941	－	－	103,544	20,709	－	－	－	－	－	－	－	
	その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	計	32,844	36,759	33,941	－	－	103,544	20,709	－	－	－	－	－	－	－	
嘱託員平均人員（人）		4	4	4	－	－	12	2	－	－	－	－	－	－	－	
臨時用給		34,404	1,008	－	－	－	35,412	7,082	－	－	－	－	－	－	－	
その他		404,549	377,754	442,876	501,729	649,099	2,376,008	475,202	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	
合計		471,797	415,522	476,817	501,729	649,099	2,514,964	502,993	649,868	649,852	649,835	649,819	649,804	3,249,178	649,836	

［研究費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
社内研究費	社内研究	69,863	122,139	79,808	99,448	131,989	503,246	100,649	1,412,145	1,209,813	1,029,301	639,157	619,150	4,909,566	981,913	
	研究所運営費	2,560	2,324	1,764	－	－	6,648	1,330	－	－	－	－	－	－	－	
	計	72,423	124,462	81,572	99,448	131,989	509,894	101,979	1,412,145	1,209,813	1,029,301	639,157	619,150	4,909,566	981,913	
委託研究費	委託研究	32,528	4,224	9,557	12,034	64,270	122,613	24,523	25,695	2,260	2,364	2,364	2,364	35,047	7,009	
	電中研分担金	29,787	29,752	28,292	507,904	504,561	1,100,296	220,059	506,084	506,075	506,067	506,058	506,049	2,530,333	506,067	
	計	62,315	33,976	37,849	519,938	568,831	1,222,909	244,582	531,779	508,335	508,431	508,422	508,413	2,565,380	513,076	
合計		134,738	158,439	119,421	619,386	700,820	1,732,803	346,561	1,943,924	1,718,148	1,537,732	1,147,579	1,127,563	7,474,946	1,494,989	

［養成費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
研修施設運営費	49,265	49,228	50,029	133,625	109,355	391,502	78,300	109,446	109,445	109,443	109,442	109,440	547,216	109,443	
その他	266,388	262,642	231,628	543,299	323,264	1,627,221	325,444	407,638	402,946	408,227	413,804	408,215	2,040,830	408,166	
合計	315,653	311,870	281,657	676,924	432,619	2,018,723	403,745	517,084	512,391	517,670	523,246	517,655	2,588,046	517,609	

［委託費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
システム関係費	5,777,835	4,908,689	4,990,543	1,461,811	1,484,323	18,623,200	3,724,640	1,398,493	1,117,446	1,135,848	1,105,824	720,079	5,477,690	1,095,538	
故障修理	617,838	610,658	601,574	608,179	604,649	3,042,898	608,580	616,561	618,264	626,011	630,678	643,920	3,135,434	627,087	
一般用電気工作物調査	2,066,342	2,020,939	2,085,806	2,075,951	2,059,850	10,308,888	2,061,778	2,126,429	2,124,181	2,181,642	2,181,632	2,181,632	10,795,516	2,159,103	
電柱敷地業務委託	713,692	740,643	693,617	781,817	780,346	3,710,115	742,023	823,745	823,745	823,745	823,745	823,745	4,118,725	823,745	
巡視（配電関係）	345,333	334,977	333,338	343,220	375,654	1,732,522	346,504	396,306	369,306	173,306	173,306	173,306	1,285,530	257,106	
その他配電業務委託	1,361,661	1,292,678	1,245,342	1,956,978	2,593,582	8,450,242	1,690,048	2,355,316	1,649,104	1,456,558	1,798,621	1,685,244	8,944,843	1,788,969	
巡視・点検・調査（配電以外）	586,602	551,299	756,384	877,509	844,811	3,616,606	723,321	830,558	870,317	870,315	870,313	870,311	4,311,814	862,363	
電磁誘導対策	30,282	33,220	49,100	10,900	10,150	133,652	26,730	1,461	－	4,240	5,805	238	11,744	2,349	
除草（工事伐採）	189,434	196,111	192,159	207,827	214,830	1,000,362	200,072	210,891	210,891	210,891	210,891	210,891	1,054,455	210,891	
契約異動処理	962,636	864,469	812,717	773,898	624,349	4,038,069	807,614	568,531	544,450	544,450	544,450	544,450	2,746,331	549,266	
託送関係申込受付、検針・施工業務	538,523	704,531	643,578	590,089	486,384	2,963,106	592,621	2,060,951	1,694,218	1,689,325	1,689,253	1,689,179	8,822,926	1,764,585	
一般管理業務委託	2,266,498	2,053,449	2,097,460	3,808,941	4,015,937	14,242,286	2,848,457	3,908,176	3,905,373	3,920,737	3,918,636	3,911,035	19,563,957	3,912,791	
その他委託	554,853	745,212	925,054	1,429,994	1,515,668	5,170,781	1,034,156	2,751,632	1,699,499	1,510,727	1,409,214	1,413,007	8,784,079	1,756,816	
合計	16,011,530	15,056,877	15,426,671	14,927,115	15,610,532	77,032,725	15,406,545	18,049,050	15,626,794	15,147,795	15,362,368	14,867,037	79,053,044	15,810,609	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
停電周知費用	1,018	1,007	1,064	442	461	3,992	798	799	799	799	799	799	3,995	799	
その他	17,815	12,406	15,265	166,219	183,782	395,486	79,097	187,952	185,506	164,913	164,901	164,891	868,163	173,633	
合計	18,833	13,413	16,329	166,661	184,243	399,479	79,896	188,751	186,305	165,712	165,700	165,690	872,158	174,432	

［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	1,651,898	1,702,049	1,785,209	1,568,173	1,604,024	8,311,352	1,662,270	1,962,757	2,441,294	2,400,456	2,304,517	2,304,483	11,413,507	2,282,701	
旅費	634,837	652,566	614,197	389,610	396,352	2,687,562	537,512	487,558	483,059	476,335	475,825	484,983	2,407,760	481,552	
団体費	41,238	43,488	43,921	39,271	38,278	206,197	41,239	38,344	38,344	38,343	38,342	38,342	191,715	38,343	
その他	1,268,330	1,322,239	1,598,077	9,257,193	8,393,211	21,839,051	4,367,810	9,350,794	8,774,194	9,445,374	9,940,308	10,625,788	48,136,458	9,627,292	
合計	3,596,302	3,720,342	4,041,404	11,254,247	10,431,866	33,044,162	6,608,832	11,839,453	11,736,891	12,360,508	12,758,992	13,453,596	62,149,440	12,429,888	

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	－	－	－	－	－	－	－	98,038	258,616	412,318	579,387	910,104	2,258,463	451,693	
	固定資産税 ※2	－	－	－	－	－	－	－	－	53,265	115,836	169,952	244,488	583,541	116,708	
	計	－	－	－	－	－	－	－	98,038	311,881	528,154	749,339	1,154,592	2,842,004	568,401	
ローカル系統	減価償却費 ※3	－	－	－	－	－	－	－	468,109	1,412,292	2,611,821	3,797,748	5,050,310	13,340,280	2,668,056	
	固定資産税 ※4	－	－	－	－	－	－	－	－	278,638	643,541	1,108,288	1,475,681	3,506,148	701,230	
	計	－	－	－	－	－	－	－	468,109	1,690,930	3,255,362	4,906,036	6,525,991	16,846,428	3,369,286	
配電系統	修繕費 ※5	32,347,229	30,093,977	34,127,411	34,218,756	35,081,177	165,868,551	33,173,710	39,968,162	39,400,569	39,190,827	39,141,393	40,344,920	198,045,871	39,609,174	
	減価償却費 ※6	－	－	－	－	－	－	－	466,301	1,265,980	2,068,614	2,879,126	3,708,040	10,388,061	2,077,612	
	固定資産税 ※7	－	－	－	－	－	－	－	－	294,334	576,747	845,893	1,107,730	2,824,704	564,941	
	計	32,347,229	30,093,977	34,127,411	34,218,756	35,081,177	165,868,551	33,173,710	40,434,463	40,960,883	41,836,188	42,866,412	45,160,690	211,258,636	42,251,727	
その他投資	修繕費 ※8	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	委託費 ※9	3,905,636	2,716,541	2,207,023	2,354,892	1,767,273	12,951,365	2,590,273	4,440,099	1,542,789	1,536,838	2,549,841	1,473,854	11,543,421	2,308,684	
	諸費 ※10	－	－	－	1,568,069	2,618,916	4,186,985	837,397	4,222,286	4,513,420	4,918,990	4,651,341	4,368,786	22,674,823	4,534,965	
	減価償却費 ※11	－	－	－	－	－	－	－	180,123	680,017	1,055,774	1,475,430	1,976,441	5,367,785	1,073,557	
	固定資産税 ※12	－	－	－	－	－	－	－	－	75,202	161,083	209,581	274,993	720,859	144,172	
	計	3,905,636	2,716,541	2,207,023	3,922,961	4,386,189	17,138,350	3,427,670	8,842,508	6,811,428	7,672,685	8,886,193	8,094,074	40,306,888	8,061,378	
第２区分費用計		36,252,865	32,810,518	36,334,434	38,141,718	39,467,366	183,006,901	36,601,380	49,843,118	49,775,122	53,292,389	57,407,980	60,935,347	271,253,956	54,250,791	

（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	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	333,134	333,134	66,627	
		変電設備	921,759	768,783	3,542,745	972,069	6,947,045	13,152,401	2,630,480	273,328	552,321	－	－	288,405	1,114,054	222,811	
		計	921,759	768,783	3,542,745	972,069	6,947,045	13,152,401	2,630,480	273,328	552,321	－	－	621,539	1,447,188	289,438	
	ローカル系統	送電設備	6,415,565	2,666,315	7,683,627	7,282,582	15,217,492	39,265,581	7,853,116	3,687,659	6,259,192	4,567,769	5,498,855	4,299,166	24,312,641	4,862,528	
		変電設備	2,494,262	2,543,215	3,082,677	2,915,282	3,889,836	14,925,272	2,985,054	2,264,023	1,260,232	2,685,383	2,633,688	3,367,954	12,211,280	2,442,256	
		計	8,909,827	5,209,530	10,766,304	10,197,864	19,107,328	54,190,853	10,838,171	5,951,682	7,519,424	7,253,152	8,132,543	7,667,120	36,523,921	7,304,784	
	配電系統		17,592,053	17,408,846	17,657,858	17,851,908	18,617,653	89,128,318	17,825,664	18,417,408	18,313,660	18,315,785	18,663,813	19,533,983	93,244,649	18,648,930	
	拡充投資計		27,423,639	23,387,159	31,966,907	29,021,841	44,672,026	156,471,572	31,294,314	24,642,418	26,385,405	25,568,937	26,796,356	27,822,642	131,215,758	26,243,152	
更新投資	連系線・基幹系統	送電設備	10,099,711	2,506,021	2,895,232	927,130	562,818	16,990,912	3,398,182	1,744,961	4,615,065	2,210,826	5,896,909	4,923,998	19,391,759	3,878,352	
		変電設備	2,354,611	776,565	1,831,434	804,166	1,720,324	7,487,100	1,497,420	1,894,725	991,655	1,142,029	1,247,494	4,533,822	9,809,725	1,961,945	
		計	12,454,322	3,282,586	4,726,666	1,731,296	2,283,142	24,478,012	4,895,602	3,639,686	5,606,720	3,352,855	7,144,403	9,457,820	29,201,484	5,840,297	
	ローカル系統	送電設備	9,094,174	7,184,467	8,047,568	11,285,115	7,263,153	42,874,477	8,574,895	7,482,617	11,691,280	20,524,722	18,526,568	14,471,697	72,696,884	14,539,377	
		変電設備	7,897,345	8,705,604	8,029,796	7,536,374	7,173,674	39,342,793	7,868,559	8,766,424	9,738,435	7,822,774	8,286,175	10,199,090	44,812,898	8,962,580	
		計	16,991,519	15,890,071	16,077,364	18,821,489	14,436,827	82,217,270	16,443,454	16,249,041	21,429,715	28,347,496	26,812,743	24,670,787	117,509,782	23,501,956	
	配電系統		35,552,776	30,835,528	34,385,133	36,356,265	37,367,555	174,497,257	34,899,451	41,809,007	41,288,682	40,986,557	40,905,484	41,989,584	206,979,314	41,395,863	
	更新投資計		64,998,617	50,008,185	55,189,163	56,909,050	54,087,524	281,192,539	56,238,508	61,697,734	68,325,117	72,686,908	74,862,630	76,118,191	353,690,580	70,738,116	
合計			92,422,256	73,395,344	87,156,070	85,930,891	98,759,550	437,664,111	87,532,822	86,340,152	94,710,522	98,255,845	101,658,986	103,940,833	484,906,338	96,981,268	
修繕費振替額（配電）			▲ 32,347,229	▲ 30,093,977	▲ 34,127,411	▲ 34,218,756	▲ 35,081,177	▲ 165,868,551	▲ 33,173,710	▲ 39,968,162	▲ 39,400,569	▲ 39,190,827	▲ 39,141,393	▲ 40,344,920	▲ 198,045,871	▲ 39,609,174	▲表示で記載

≪項目別明細表≫

（１）第４条第８項関係

［その他の投資に係る設備投資（竣工額）］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
通信工事	2,227,367	1,985,663	2,340,213	1,918,249	1,875,907	10,347,399	2,069,480	2,561,835	2,000,458	2,399,227	3,901,691	2,291,400	13,154,611	2,630,922	
システム開発及び改良	555,056	411,070	1,190,711	575,104	605,119	3,337,060	667,412	1,037,640	943,088	290,860	362,687	328,254	2,962,529	592,506	
建物関連工事	1,297,568	693,692	1,063,340	1,311,279	1,675,904	6,041,783	1,208,357	1,459,850	1,877,950	1,609,127	1,000,491	1,199,941	7,147,359	1,429,472	
系統・給電設備工事	322,041	167,648	465,366	2,411,047	750,669	4,116,771	823,354	2,513,492	301,042	628,835	560,296	714,403	4,718,068	943,614	
備品取得	470,051	511,957	220,984	198,838	369,152	1,770,982	354,196	312,004	361,676	327,144	410,659	332,393	1,743,876	348,775	
リース資産取得	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
用地権利設定※1	77,451	57,231	75,612	49,194	18,689	278,177	55,635	55,357	55,079	54,800	54,522	54,244	274,002	54,800	
その他	202,328	91,448	54,722	93,892	22,785	465,175	93,035	217,501	158,097	112,383	74,670	74,290	636,941	127,388	
合計	5,151,862	3,918,709	5,410,948	6,557,603	5,318,225	26,357,347	5,271,469	8,157,679	5,697,390	5,422,376	6,365,016	4,994,925	30,637,386	6,127,477	
修繕費振替額（通信）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
（参考）離島等供給に係る設備投資	237,267	995,499	377,157	386,653	306,531	2,303,107	460,621	413,226	212,326	658,326	212,326	748,326	2,244,530	448,906	

（記載注意）

※1　規制期間初年度の前年度３月３１日時点で貸借対照表に計上される見込みの固定資産に関して設定された地役権等をいう。

第３表

第３区分費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
修繕費 ※1	12,054,191	12,593,405	13,551,497	15,722,500	16,255,824	70,177,416	14,035,483	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	
委託費 ※2	5,148,427	5,361,132	5,182,620	5,490,240	5,316,178	26,498,597	5,299,719	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	
固定資産除却費	9,726,175	9,014,228	8,899,199	9,914,021	11,644,243	49,197,866	9,839,573	11,815,275	13,034,000	14,046,069	13,585,216	15,905,941	68,386,501	13,677,300	
賃借料 ※3	7,287,619	7,149,197	6,714,077	6,326,303	6,235,267	33,712,463	6,742,493	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	
託送料 ※4	2,671,038	2,979,709	3,096,062	3,795,022	3,543,109	16,084,940	3,216,988	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	
共有設備費等分担額	52,614	56,401	65,191	73,613	80,208	328,028	65,606	65,605	65,605	65,605	65,605	65,605	328,025	65,605	
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 633,399	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 618,625	▲ 3,107,899	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 621,580	▲ 3,107,900	▲ 621,580	▲表示で記載
他社購入送電費	183,469	183,469	183,469	－	－	550,407	110,081	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	2	－	－	2	0	－	－	－	－	－	－	－	
一般送配電事業等に係る電力料 ※5	297,861	360,690	293,112	132,722	256,820	1,341,205	268,241	255,597	254,347	253,156	251,964	250,788	1,265,852	253,170	
需給調整市場手数料 ※6	－	－	－	－	60,948	60,948	12,190	93,564	214,193	214,193	214,193	214,585	950,728	190,146	
電力費振替勘定（貸方）	▲ 230,335	▲ 247,406	▲ 236,315	▲ 10	▲ 18	▲ 714,083	▲ 142,817	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	303,554	405,445	478,211	21,661	－	1,208,870	241,774	－	－	－	－	－	－	－	
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	3,259,230	3,710,268	3,584,055	3,119,210	4,089,972	17,762,734	3,552,547	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
離島等供給に係る収益 ※8	▲ 1,475,681	▲ 1,606,255	▲ 1,533,811	▲ 1,376,926	▲ 1,601,762	▲ 7,594,436	▲ 1,518,887	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載
第３区分費用計	38,644,763	39,341,656	39,658,744	42,599,729	45,262,165	205,507,058	41,101,412	44,790,628	45,297,572	46,092,322	45,927,034	48,824,697	230,932,253	46,186,451	

（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	1,307,920	1,119,751	1,188,768	1,611,282	1,935,770	7,163,491	1,432,698	1,635,809	1,530,015	1,509,854	1,364,931	1,346,085	7,386,694	1,477,339	
	塗装	1,540,682	1,430,912	1,329,192	1,532,233	1,586,665	7,419,685	1,483,937	1,600,993	1,572,724	1,576,886	1,569,065	1,560,086	7,879,754	1,575,951	
	保安対策	595,747	660,317	669,482	745,325	785,995	3,456,866	691,373	680,309	667,373	664,064	660,780	656,955	3,329,481	665,896	
	第三者要請対応	48,131	51,005	42,245	31,249	7,536	180,166	36,033	14,633	14,357	34,610	34,438	34,239	132,277	26,455	
	その他	75,082	37,366	46,753	102,834	100,497	362,531	72,506	81,754	80,306	80,534	80,135	79,677	402,406	80,481	
	計	3,567,562	3,299,350	3,276,440	4,022,922	4,416,464	18,582,738	3,716,548	4,013,498	3,864,775	3,865,948	3,709,349	3,677,042	19,130,612	3,826,122	
変電設備	設備取替・補修	1,117,964	1,253,246	1,336,072	1,776,968	1,775,856	7,260,105	1,452,021	1,526,729	1,904,048	1,502,955	1,495,385	2,106,270	8,535,387	1,707,077	
	塗装	56,918	56,256	102,853	208,213	208,875	633,115	126,623	222,084	226,381	232,127	230,954	229,750	1,141,296	228,259	
	保安対策	91,795	115,486	133,971	147,848	165,627	654,727	130,945	129,855	128,658	128,004	127,359	126,683	640,559	128,112	
	第三者要請対応	2,563	1,306	910	2,375	383	7,537	1,507	515	511	1,474	1,466	1,459	5,425	1,085	
	その他	463,751	521,138	317,933	494,744	385,451	2,183,016	436,603	388,180	378,939	394,625	392,638	390,554	1,944,936	388,987	
	計	1,732,990	1,947,432	1,891,739	2,630,148	2,536,192	10,738,500	2,147,700	2,267,363	2,638,537	2,259,185	2,247,802	2,854,716	12,267,603	2,453,521	
配電設備	第三者要請対応	1,291,338	1,083,544	892,732	620,798	542,845	4,431,258	886,252	660,331	657,013	653,299	649,983	646,667	3,267,293	653,459	
	その他	4,341,334	5,133,741	6,334,964	7,115,176	7,493,322	30,418,538	6,083,708	7,348,428	5,878,552	6,099,254	6,374,388	6,381,438	32,082,060	6,416,412	
	計	5,632,672	6,217,285	7,227,697	7,735,974	8,036,167	34,849,795	6,969,959	8,008,759	6,535,565	6,752,553	7,024,371	7,028,105	35,349,353	7,069,871	
業務設備	第三者要請対応	4,903	3,132	3,571	3,288	2,263	17,157	3,431	2,989	2,963	4,456	4,434	4,410	19,252	3,850	
	その他	1,116,064	1,126,205	1,152,050	1,330,168	1,264,738	5,989,225	1,197,845	1,333,772	1,374,886	1,367,670	1,359,013	1,398,696	6,834,037	1,366,807	
	計	1,120,967	1,129,337	1,155,621	1,333,455	1,267,001	6,006,381	1,201,276	1,336,761	1,377,849	1,372,126	1,363,447	1,403,106	6,853,289	1,370,658	
合計		12,054,191	12,593,405	13,551,497	15,722,500	16,255,824	70,177,416	14,035,483	15,626,381	14,416,726	14,249,812	14,344,969	14,962,969	73,600,857	14,720,171	

［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	1,691,635	1,844,064	1,793,334	1,949,452	1,785,185	9,063,669	1,812,734	1,674,893	1,666,477	1,658,060	1,649,644	1,641,228	8,290,302	1,658,060	
変電設備	1,671	3,284	6,548	1,505	4,128	17,136	3,427	3,412	3,395	3,378	3,360	3,345	16,890	3,378	
配電設備	3,455,121	3,513,587	3,382,738	3,539,283	3,526,615	17,417,344	3,483,469	3,882,553	3,863,042	3,843,532	3,824,022	3,804,511	19,217,660	3,843,532	
業務設備	－	197	－	－	251	448	90	92	91	91	90	89	453	91	
合計	5,148,427	5,361,132	5,182,620	5,490,240	5,316,178	26,498,597	5,299,719	5,560,950	5,533,005	5,505,061	5,477,116	5,449,173	27,525,305	5,505,061	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
送電設備	除却損	635,764	730,008	547,729	300,748	1,039,343	3,253,592	650,718	555,951	722,234	1,075,002	797,620	1,104,708	4,255,515	851,103	
	除却費用	2,102,133	2,643,365	1,755,776	1,964,077	2,255,567	10,720,918	2,144,184	2,399,090	3,188,956	4,060,915	3,388,840	3,697,626	16,735,427	3,347,085	
変電設備	除却損	659,306	624,275	526,444	486,170	375,325	2,671,521	534,304	719,185	536,059	570,071	661,262	976,858	3,463,435	692,687	
	除却費用	1,035,634	922,480	1,253,023	1,266,612	1,371,907	5,849,656	1,169,931	1,471,875	1,287,043	1,247,822	1,440,083	2,317,077	7,763,900	1,552,780	
配電設備	除却損	1,820,528	1,721,452	2,128,954	2,372,828	2,826,582	10,870,345	2,174,069	2,841,363	2,873,955	2,871,922	2,857,739	3,391,246	14,836,225	2,967,245	
	除却費用	3,063,339	1,933,000	2,205,675	2,744,570	3,229,024	13,175,609	2,635,122	3,402,172	3,423,903	3,435,359	3,494,195	3,807,543	17,563,172	3,512,634	
業務設備	除却損	188,044	218,382	173,133	428,268	179,792	1,187,619	237,524	190,355	376,554	346,730	425,181	257,143	1,595,963	319,193	
	除却費用	221,426	221,265	308,464	350,748	366,704	1,468,607	293,721	235,284	625,296	438,248	520,296	353,740	2,172,864	434,573	
合計	除却損	3,303,642	3,294,118	3,376,260	3,588,014	4,421,042	17,983,076	3,596,615	4,306,854	4,508,802	4,863,725	4,741,802	5,729,955	24,151,138	4,830,228	
	除却費用	6,422,532	5,720,110	5,522,939	6,326,007	7,223,202	31,214,789	6,242,958	7,508,421	8,525,198	9,182,344	8,843,414	10,175,986	44,235,363	8,847,073	

［賃借料］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
借地借家料	1,138,661	1,203,001	1,226,840	2,926,345	2,928,855	9,423,703	1,884,741	2,775,661	2,791,546	2,800,473	2,798,106	2,679,139	13,844,925	2,768,985	
機械賃借料	1,883,582	1,859,144	1,826,184	3,897	3,779	5,576,587	1,115,317	3,819	3,800	3,780	3,761	3,742	18,902	3,780	
車両リース料	468,052	473,577	652,238	631,704	674,488	2,900,059	580,012	657,520	658,593	658,979	661,972	665,532	3,302,596	660,519	
その他	3,797,324	3,613,474	3,008,815	2,764,358	2,628,144	15,812,114	3,162,423	2,614,924	2,608,986	2,606,624	2,744,640	2,941,767	13,516,941	2,703,388	
合計	7,287,619	7,149,197	6,714,077	6,326,303	6,235,267	33,712,463	6,742,493	6,051,924	6,062,925	6,069,856	6,208,479	6,290,180	30,683,364	6,136,673	

［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
託送契約（9社負担分除く）	2,668,867	2,978,586	3,094,354	3,452,681	2,858,684	15,053,172	3,010,634	2,752,901	3,170,000	3,065,373	3,118,492	3,110,442	15,217,208	3,043,442	
振替供給（全国融通・広域需給調整）	2,171	1,122	1,708	342,341	684,425	1,031,768	206,354	684,425	684,425	684,425	684,425	684,425	3,422,125	684,425	
合計	2,671,038	2,979,709	3,096,062	3,795,022	3,543,109	16,084,940	3,216,988	3,437,326	3,854,425	3,749,798	3,802,917	3,794,867	18,639,333	3,727,867	

第４表
離島等供給に係る費用明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
役員給与	1,200	944	927	680	684	4,435	887	266	266	266	266	264	1,328	266	
給料手当	167,529	123,909	123,531	144,975	128,468	688,412	137,682	79,776	77,524	76,412	76,900	76,703	387,315	77,463	
給料手当振替額（貸方）	▲ 1,197	▲ 272	▲ 216	▲ 282	▲ 303	▲ 2,271	▲ 454	▲ 208	▲ 205	▲ 205	▲ 206	▲ 203	▲ 1,027	▲ 205	▲表示で記載
退職給与金	5,115	6,217	10,327	13,557	4,854	40,069	8,014	1,825	1,340	508	3,175	3,918	10,766	2,153	
厚生費	29,588	22,506	21,704	25,744	22,805	122,348	24,470	14,411	14,054	13,875	13,936	13,886	70,162	14,032	
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託集金費	2,621	822	293	1	174	3,911	782	174	－	－	－	－	174	35	
雑給	1,916	1,363	1,699	2,729	4,103	11,810	2,362	3,317	3,317	3,317	3,317	3,315	16,583	3,317	
燃料費	1,886,837	2,167,374	2,023,760	1,620,227	2,439,736	10,137,933	2,027,587	2,564,863	2,514,488	2,513,990	2,513,433	2,519,790	12,626,564	2,525,313	
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
消耗品費	53,166	56,734	49,485	41,996	39,779	241,158	48,232	39,770	39,671	39,164	38,977	38,998	196,580	39,316	
修繕費	506,500	600,898	593,485	561,239	650,318	2,912,440	582,488	570,277	567,521	565,906	563,032	560,266	2,827,002	565,400	
水利使用料	128	128	120	409	409	1,194	239	－	－	－	－	－	－	－	
補償費	11,235	11,915	12,564	6,712	55	42,482	8,496	1,387	1,387	1,387	1,387	1,392	6,940	1,388	
賃借料	11,354	10,645	10,522	9,544	8,933	50,998	10,200	6,443	6,462	6,466	6,511	6,352	32,234	6,447	
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
委託費	142,003	145,140	142,373	179,066	175,130	783,712	156,742	170,610	160,662	162,805	169,208	160,903	824,188	164,838	
損害保険料	29	28	402	34	16	508	102	14	14	14	14	14	70	14	
普及開発関係費	211	197	230	2,702	2,974	6,315	1,263	2,739	2,703	2,398	2,398	2,396	12,634	2,527	
養成費	968	879	773	2,650	1,698	6,969	1,394	1,431	1,418	1,432	1,448	1,432	7,161	1,432	
研究費	16,767	16,934	18,449	1,633	1,874	55,657	11,131	2,510	3,048	2,973	3,107	3,106	14,744	2,949	
諸費	31,915	38,774	37,088	51,563	53,717	213,057	42,611	53,097	55,407	58,562	57,996	59,382	284,444	56,889	
貸倒損	507	256	758	▲ 1	0	1,521	304	1	1	1	1	2	6	1	
減価償却費	269,880	267,338	253,493	257,778	260,353	1,308,841	261,768	272,385	287,741	315,921	325,067	322,766	1,523,880	304,776	
固定資産税	33,352	33,492	32,062	40,312	38,333	177,551	35,510	33,285	32,334	34,246	39,002	37,283	176,150	35,230	
雑税	2,789	2,476	2,646	1,334	569	9,814	1,963	1,835	1,835	1,835	1,835	1,834	9,174	1,835	
固定資産除却費	11,582	24,702	123,172	44,719	33,043	237,217	47,443	92,054	51,313	99,896	119,479	44,127	406,869	81,374	
共有設備費等分担額	147	119	134	－	－	400	80	－	－	－	－	－	－	－	
共有設備費等分担額（貸方）	▲ 21	▲ 24	▲ 8	－	－	▲ 53	▲ 11	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
他社購入電源費	72,356	123,174	122,658	109,814	222,248	650,250	130,050	503,981	566,944	565,048	564,212	565,392	2,765,577	553,115	
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
非化石証書購入費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費	755	1,179	1,627	74	－	3,634	727	－	－	－	－	－	－	－	
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
法人税等	－	52,423	－	－	－	52,423	10,485	98,567	98,567	98,567	98,567	98,567	492,835	98,567	
						－									
離島等供給に係る費用計	3,259,230	3,710,268	3,584,055	3,119,210	4,089,972	17,762,734	3,552,547	4,514,810	4,487,812	4,564,784	4,603,062	4,521,885	22,692,353	4,538,471	
（参考）事業報酬	52,515	52,515	52,515	52,515	52,515	262,575	52,515	63,499	64,598	65,923	67,433	69,153	330,606	66,121	

第５表

離島等供給に係る収益明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
電灯料	▲ 806,371	▲ 854,838	▲ 810,665	▲ 730,220	▲ 859,615	▲ 4,061,710	▲ 812,342	▲ 1,008,667	▲ 1,005,231	▲ 1,005,153	▲ 1,005,067	▲ 1,007,448	▲ 5,031,566	▲ 1,006,313	▲表示で記載
電力料	▲ 669,310	▲ 751,418	▲ 723,146	▲ 646,706	▲ 742,147	▲ 3,532,726	▲ 706,545	▲ 1,000,557	▲ 998,655	▲ 999,279	▲ 999,840	▲ 1,002,268	▲ 5,000,599	▲ 1,000,120	▲表示で記載
離島等供給に係る収益計	▲ 1,475,681	▲ 1,606,255	▲ 1,533,811	▲ 1,376,926	▲ 1,601,762	▲ 7,594,436	▲ 1,518,887	▲ 2,009,224	▲ 2,003,886	▲ 2,004,432	▲ 2,004,907	▲ 2,009,716	▲ 10,032,165	▲ 2,006,433	▲表示で記載

第６表

制御不能費用明細表

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
減価償却費 ※1	51,867,736	51,393,437	39,041,997	39,575,519	34,863,834	216,742,524	43,348,505	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	
退職給与金 ※2	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	1,313,534	▲ 934,131	▲ 2,161,038	▲ 432,208	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	
ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用	317,205	804,730	44,537	222,421	66,940	1,455,834	291,167	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	
賃借料 ※3	5,559,876	5,234,402	5,216,202	5,311,794	5,340,114	26,662,388	5,332,478	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	
諸費 ※4	402,710	425,117	595,040	730,231	852,711	3,005,809	601,162	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	
貸倒損	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,581	2,590,029	518,006	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	貸方の場合は▲表示で記載
振替損失調整額	655,061	789,560	654,397	332,895	820,953	3,252,866	650,573	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	
インバランス収支過不足額 ※5	2,816,542	1,686,671	459,704	▲ 16,990,849	461,183	▲ 11,566,748	▲ 2,313,350	▲ 1,273,037	－	－	－	－	▲ 1,273,037	▲ 254,607	貸方の場合は▲表示で記載
電源開発促進税	23,414,818	23,230,852	22,749,215	21,076,657	21,545,121	112,016,663	22,403,333	21,506,098	21,422,436	21,397,686	21,372,561	21,405,973	107,104,754	21,420,951	
事業税	2,703,884	2,614,413	2,594,822	3,293,213	3,051,420	14,257,752	2,851,550	3,641,964	3,724,025	3,687,736	3,835,794	3,886,463	18,775,982	3,755,196	
雑税	343,510	368,273	355,507	306,782	289,184	1,663,258	332,652	332,779	332,779	332,779	332,779	332,781	1,663,897	332,779	
法人税等	350,885	－	2,590,447	6,304,487	6,549,015	15,794,834	3,158,967	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,184	6,328,183	31,640,919	6,328,184	
賠償負担金相当金	－	－	－	848,114	1,738,013	2,586,127	517,225	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	1,825,133	9,125,665	1,825,133	
廃炉円滑化負担金相当金	－	－	－	430,688	882,595	1,313,283	262,657	790,639	518,244	518,244	518,244	518,244	2,863,615	572,723	
固定資産税 ※6	12,335,484	12,416,452	12,344,936	12,166,597	12,171,260	61,434,728	12,286,946	12,497,295	11,840,767	11,145,933	10,503,300	9,893,815	55,881,110	11,176,222	
調整力の確保に要する費用 ※7	8,138	19,569	15,214	▲ 99,764	52,695	▲ 4,148	▲ 830	583,494	9,524,363	6,774,823	7,446,938	7,433,635	31,763,253	6,352,651	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	99,252,816	97,668,587	86,973,563	74,817,708	90,331,489	449,044,162	89,808,832	90,411,823	98,149,943	92,802,261	91,452,574	88,234,165	461,050,766	92,210,153	

（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	20,529,298	20,487,776	15,988,475	16,297,387	12,588,663	85,891,598	17,178,320	13,501,853	13,330,350	13,125,670	12,280,891	11,338,551	63,577,315	12,715,463	
変電設備	11,532,945	11,434,393	8,868,437	9,437,462	8,963,781	50,237,019	10,047,404	10,278,881	9,997,302	9,611,158	8,900,388	7,950,386	46,738,115	9,347,623	
配電設備	15,699,927	15,308,686	10,517,320	10,934,902	10,928,048	63,388,883	12,677,777	11,602,579	11,095,365	10,465,108	9,524,788	8,900,637	51,588,477	10,317,695	
業務設備	4,105,567	4,162,583	3,667,765	2,905,769	2,383,342	17,225,025	3,445,005	2,372,020	1,990,626	1,778,541	1,458,342	1,219,267	8,818,796	1,763,759	
合計	51,867,736	51,393,437	39,041,997	39,575,519	34,863,834	216,742,524	43,348,505	37,755,333	36,413,643	34,980,477	32,164,409	29,408,841	170,722,703	34,144,541	

（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）	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	713,312	▲ 256,295	▲ 2,083,424	▲ 416,685	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2017年度発生分）	－	－	－	197,127	197,127	394,254	78,851	－	－	－	－	－	－	－	
数理計算上の差異（2018年度発生分）	－	－	－	103,419	103,419	206,838	41,368	103,566	－	－	－	－	103,566	20,713	
数理計算上の差異（2019年度発生分）	－	－	－	299,676	299,675	599,351	119,870	300,103	300,099	－	－	－	600,202	120,040	
数理計算上の差異（2020年度発生分）	－	－	－	－	▲ 1,278,057	▲ 1,278,057	▲ 255,611	▲ 1,279,881	▲ 1,279,867	▲ 1,279,854	－	－	▲ 3,839,602	▲ 767,920	
数理計算上の差異（2021年度発生分）	－	－	－	－	－	－	－	▲ 425,491	▲ 425,485	▲ 425,482	▲ 425,478	－	▲ 1,701,936	▲ 340,387	
合計	▲ 1,526,027	▲ 1,321,164	306,751	1,313,534	▲ 934,131	▲ 2,161,038	▲ 432,208	▲ 1,301,703	▲ 1,405,253	▲ 1,705,336	▲ 425,478	－	▲ 4,837,770	▲ 967,554	

数理計算上の差異の償却年数（年）	5

（３）第６条第３項第３号関係

［ポリ塩化ビフェニル廃棄物の処理等に係る費用］

（単位：千円）

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	参照期間		2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	規制期間		備考
	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	（実績）	５ヶ年計	５ヶ年平均	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	（想定）	５ヶ年計	５ヶ年平均	
分析（採油含む）	14,002	19,171	12,243	68,688	120,437	234,542	46,908	144,202	142,460	139,872	138,662	－	565,196	113,039	
運搬・処理	242,224	703,006	25,070	119,037	▲ 91,345	997,992	199,598	193,045	200,965	176,247	211,240	－	781,497	156,299	
その他	60,979	82,554	7,223	34,696	37,847	223,300	44,660	188,000	82,000	－	－	－	270,000	54,000	
合計	317,205	804,730	44,537	222,421	66,940	1,455,834	291,167	525,247	425,425	316,119	349,902	－	1,616,693	323,339	

［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	1,199,804	862,894	808,977	836,495	838,804	4,546,975	909,395	909,388	909,387	909,387	909,387	909,383	4,546,932	909,386	
水面使用料	2,261	2,281	2,281	21	21	6,866	1,373	1,371	1,371	1,371	1,371	1,370	6,854	1,371	
線路使用料	1,053,890	1,054,935	1,056,200	1,057,278	1,058,833	5,281,137	1,056,227	1,056,225	1,056,225	1,056,225	1,056,225	1,056,226	5,281,126	1,056,225	
電柱敷地料	3,175,021	3,192,986	3,221,206	3,258,410	3,283,928	16,131,551	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,310	3,226,312	16,131,552	3,226,310	
線下補償料	45,336	43,650	45,055	69,953	74,357	278,351	55,670	55,671	55,671	55,671	55,671	55,667	278,351	55,670	
河敷料	37,079	31,031	37,455	38,946	42,661	187,172	37,434	37,434	37,434	37,434	37,434	37,434	187,170	37,434	
占用関係借地料	46,484	46,625	45,027	50,690	41,510	230,336	46,067	46,067	46,067	46,067	46,067	46,061	230,329	46,066	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	5,559,876	5,234,402	5,216,202	5,311,794	5,340,114	26,662,388	5,332,478	5,332,466	5,332,465	5,332,465	5,332,465	5,332,453	26,662,314	5,332,463	

［諸費］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
受益者負担金	262	139	2,738	10,706	38,460	52,305	10,461	10,462	10,462	10,462	10,462	10,458	52,306	10,461	
推進機関の会費（特別会費を含む）	402,448	424,977	592,301	719,526	747,130	2,886,382	577,276	584,146	584,146	584,146	584,146	584,146	2,920,730	584,146	
災害等扶助拠出金	－	－	－	－	67,121	67,121	13,424	420,345	420,146	420,432	420,757	421,059	2,102,739	420,548	
合計	402,710	425,117	595,040	730,231	852,711	3,005,809	601,162	1,014,953	1,014,754	1,015,040	1,015,365	1,015,663	5,075,775	1,015,155	

［貸倒損］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
貸倒損引当額	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,448	2,589,895	517,979	31,958	31,958	31,958	31,958	31,958	159,790	31,958	貸方の場合は▲表示で記載
貸倒損発生額	－	－	－	－	134	134	27	67	67	67	67	70	338	68	
合計	2,992	6,274	4,793	▲ 4,612	2,580,581	2,590,029	518,006	32,025	32,025	32,025	32,025	32,028	160,128	32,026	

［振替損失調整額］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
振替損失電力量（千kWh）	101,168	92,834	94,970	59,808	76,376	425,155	85,031	76,376	76,376	76,376	76,376	76,376	381,880	76,376	
振替損失調整額	655,061	789,560	654,397	332,895	820,953	3,252,866	650,573	820,953	820,953	820,953	820,953	820,953	4,104,765	820,953	

［インバランス収支過不足額］

参照期間の最終年度までに発生した累積収支額のうち、規制期間の前年度に繰り越すことが妥当とされた金額（千円）	▲ 1,273,037

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
インバランス収支過不足額	2,816,542	1,686,671	459,704	▲ 16,990,849	461,183	▲ 11,566,748	▲ 2,313,350	－	－	－	－	－	－	－	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								▲ 1,273,037	－	－	－	－	▲ 1,273,037	▲ 254,607	貸方の場合は▲表示で記載
合計								▲ 1,273,037	－	－	－	－	▲ 1,273,037	▲ 254,607	

（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		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間		備考
						5ヶ年計	5ヶ年平均						5ヶ年計	5ヶ年平均	
法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。）	－	－	－	－	－	－	－	－	8,840,997	2,527,724	6,837,503	6,827,634	25,033,858	5,006,772	
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	20,255	19,696	15,420	15,302	18,781	89,454	17,891	20,168	120,040	3,683,773	46,109	42,675	3,912,765	782,553	
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	▲ 12,117	▲ 127	▲ 206	▲ 115,066	33,914	▲ 93,602	▲ 18,720	563,326	563,326	563,326	563,326	563,326	2,816,630	563,326	貸方の場合は▲表示で記載 規制期間には2022年3月～9月までの調整額として2,910,231千円が含まれる
合計	8,138	19,569	15,214	▲ 99,764	52,695	▲ 4,148	▲ 830	583,494	9,524,363	6,774,823	7,446,938	7,433,635	31,763,253	6,352,651	

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	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	
補償費	1,471,081	2,363,946	900,727	730,160	762,617	6,228,530	1,245,706	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	
事業者間精算費	5,540,945	4,232,896	3,315,606	1,960,421	2,099,073	17,148,940	3,429,788	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	
震災、風水害、火災その他の災害の復旧に係る費用 ※2	153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,202,465	640,493	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	
調整力の確保に要する費用 ※3	8,648,098	12,547,869	8,462,379	10,970,397	13,236,770	53,865,514	10,773,103	18,679,167	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	150,342,728	30,068,546	
発電抑制に要する費用 ※4	－	－	－	－	－	－	－	2,974	5,204	7,435	10,781	13,011	39,405	7,881	
事後検証費用計	15,838,263	22,015,996	12,703,558	13,739,327	16,979,603	81,276,747	16,255,349	22,600,904	35,144,645	40,515,763	35,882,321	35,805,050	169,948,683	33,989,737	

（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
広域系統整備計画	－	－	－	－	－	－	－	－	309	24,152	47,421	214,967	286,849	57,370	
周波数変換設備（広域系統整備計画を除く）	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	509,721	430,208	429,593	361,381	2,242,159	448,432	
合計	25,102	24,772	24,845	78,350	678,228	831,298	166,260	511,256	510,030	454,360	477,014	576,348	2,529,008	505,802	

［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）	4,800	156	521	3,354	10,783	19,614	3,923	10,783	10,783	10,783	10,783	10,783	53,915	10,783	
	電力量料金	7,441	243	796	4,878	10,207	23,564	4,713	10,207	10,207	10,207	10,207	10,207	51,035	10,207	
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	15,872	5,370	13,415	82,923	102,171	219,751	43,950	102,171	102,171	102,171	102,171	102,171	510,855	102,171	
	電力量料金	5,714	1,933	4,829	29,852	36,781	79,110	15,822	36,781	36,781	36,781	36,781	36,781	183,905	36,781	
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	41,482	47,709	29,300	162,288	334,103	614,883	122,977	334,103	334,103	334,103	334,103	334,103	1,670,515	334,103	
	電力量料金	50,608	58,205	35,746	197,992	407,606	750,157	150,031	407,606	407,606	407,606	407,606	407,606	2,038,030	407,606	
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	57,883	89,677	243,753	299,121	413,747	1,104,181	220,836	413,747	413,747	413,747	413,747	413,747	2,068,735	413,747	
	電力量料金	10,181	16,472	39,933	50,498	68,013	185,096	37,019	68,013	68,013	68,013	68,013	68,013	340,065	68,013	
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	2,283	18,495	95,360	34,376	32,263	182,778	36,556	32,263	32,263	32,263	32,263	32,263	161,315	32,263	
	電力量料金	639	5,179	26,701	9,625	9,034	51,178	10,236	9,034	9,034	9,034	9,034	9,034	45,170	9,034	
関西電力送配電	電力量（千kWh）	712,508	1,164,773	561,696	536,997	765,280	3,741,255	748,251	765,280	765,280	765,280	765,280	765,280	3,826,400	765,280	
	電力量料金	163,877	267,898	129,190	123,509	176,014	860,489	172,098	176,014	176,014	176,014	176,014	176,014	880,070	176,014	
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）															
	電力量料金															
四国電力送配電	電力量（千kWh）	3,359,468	1,245,363	233,589	71,949	168,636	5,079,006	1,015,801	168,636	168,636	168,636	168,636	168,636	843,180	168,636	
	電力量料金	2,553,146	942,298	156,797	43,899	88,563	3,784,703	756,941	88,563	88,563	88,563	88,563	88,563	442,815	88,563	
九州電力送配電	電力量（千kWh）	9,819,067	10,502,386	10,434,337	5,357,742	4,653,053	40,766,585	8,153,317	4,653,053	4,653,053	4,653,053	4,653,053	4,653,053	23,265,265	4,653,053	
	電力量料金	2,749,339	2,940,668	2,921,614	1,500,168	1,302,855	11,414,644	2,282,929	1,302,855	1,302,855	1,302,855	1,302,855	1,302,855	6,514,275	1,302,855	
合計	電力量（千kWh）	14,013,364	13,073,931	11,611,972	6,548,751	6,480,036	51,728,053	10,345,611	6,480,036	6,480,036	6,480,036	6,480,036	6,480,036	32,400,180	6,480,036	
	電力量料金	5,540,945	4,232,896	3,315,606	1,960,421	2,099,073	17,148,940	3,429,788	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	2,099,073	10,495,365	2,099,073	

（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	904	1,023	749	132	133	2,940	588	621	621	621	621	624	3,108	622	
臨時的補償費	724,131	1,963,699	838,183	789,444	703,933	5,019,389	1,003,878	1,003,879	1,003,879	1,003,879	1,003,879	1,003,879	5,019,395	1,003,879	
損害賠償費	746,046	399,224	61,795	▲ 59,415	58,551	1,206,201	241,240	78,251	78,251	78,251	78,251	78,253	391,257	78,251	
その他	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計	1,471,081	2,363,946	900,727	730,160	762,617	6,228,530	1,245,706	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,751	1,082,756	5,413,760	1,082,752	

（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	833	55,738	－	－	369	56,940	11,388	5,952	5,952	5,952	5,952	5,952	29,760	5,952	
修繕費	151,757	2,252,804	－	－	228,277	2,632,838	526,568	314,660	314,660	314,660	314,660	314,660	1,573,300	314,660	
固定資産除却費	－	371,759	－	－	－	371,759	74,352	37,283	37,283	37,283	37,283	37,283	186,415	37,283	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 7,020	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 752,400	▲ 150,480	▲表示で記載
その他	447	166,212	－	－	9,368	176,027	35,205	18,268	18,269	18,268	18,268	18,269	91,342	18,268	
合計	153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,202,465	640,493	225,683	225,684	225,683	225,683	225,684	1,128,417	225,683	

［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	－	－	1,744	898	－			833	55,738	－	－	369	59,581	5,958	
修繕費	－	－	238,554	269,281	5,918			151,757	2,252,804	－	－	228,277	3,146,591	314,659	
固定資産除却費	－	－	1,070	－	－			－	371,759	－	－	－	372,829	37,283	
災害等扶助交付金	－	－	－	－	－			－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 3,510	▲表示で記載
その他	－	－	4,018	2,617	－			447	166,212	－	－	9,368	182,662	18,266	
合計	－	－	245,386	272,795	5,918			153,037	2,846,513	－	－	202,915	3,726,564	372,656	

（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	7,176,030	6,742,219	6,956,552	10,597,237	9,885,262	41,357,300	8,271,460	9,655,772	－	－	－	－	9,655,772	1,931,154	
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	945,832	5,805,650	1,505,827	▲ 528,021	2,536,700	10,265,989	2,053,198	2,128,513	－	－	－	－	2,128,513	425,703	
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	－	－	－	－	－	－	－	6,034,274	30,361,295	35,785,853	31,126,411	30,947,570	134,255,403	26,851,081	
その他	526,237	－	－	901,180	814,808	2,242,225	448,445	860,608	860,608	860,608	860,608	860,608	4,303,040	860,608	
合計	8,648,098	12,547,869	8,462,379	10,970,397	13,236,770	53,865,514	10,773,103	18,679,167	31,221,903	36,646,461	31,987,019	31,808,178	150,342,728	30,068,546	

第８表
次世代投資費用明細表

（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	－	－	－	－	－	－	－	2,588	56,644	225,973	518,908	925,288	1,729,401	345,880	
固定資産税	－	－	－	－	－	－	－	－	1,147	22,994	60,248	131,088	215,477	43,095	
研究費	－	－	7,561	4,473	9,715	21,748	4,350	77,778	80,000	50,000	10,000	10,000	227,778	45,556	
委託費	－	－	－	－	181,942	181,942	36,388	1,066,000	2,109,900	3,026,400	4,117,475	1,370,489	11,690,264	2,338,053	
諸費	－	－	7,317	15,062	26,870	49,250	9,850	443,767	1,332,605	1,833,687	2,866,009	5,704,859	12,180,927	2,436,185	
修繕費	－	－	－	－	－	－	－	1,539,770	2,481,034	2,617,433	5,135,756	5,415,939	17,189,932	3,437,986	
その他	－	－	－	12,480	－	12,480	2,496	20,800	74,250	276,001	276,001	325,690	972,742	194,548	
次世代投資費用計	－	－	14,878	32,015	218,527	265,420	53,084	3,150,703	6,135,580	8,052,488	12,984,397	13,883,353	44,206,521	8,841,304	

第９表
事業報酬明細表

（単位：千円）

		2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産		916,574,252	929,354,198	948,744,746	969,737,485	997,572,954	4,761,983,635	952,396,727	
建設中の資産		14,025,617	16,381,519	16,990,716	18,981,105	17,413,723	83,792,680	16,758,536	
特定投資		6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	
運転資本	営業資本	23,853,177	25,855,795	26,373,928	26,687,946	26,877,682	129,648,528	25,929,706	
	貯蔵品	3,793,240	3,823,925	3,860,149	3,899,219	3,940,024	19,316,557	3,863,311	
	計	27,646,417	29,679,720	30,234,077	30,587,165	30,817,706	148,965,085	29,793,017	
繰延償却資産		－	－	－	－	－	－	－	
レートベース計		964,365,871	981,059,752	1,001,177,517	1,024,114,292	1,050,245,177	5,020,962,609	1,004,192,522	
報酬率		1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	
事業報酬計		14,465,488	14,715,896	15,017,663	15,361,714	15,753,678	75,314,439	15,062,888	

第１０表
追加事業報酬明細表

（単位：千円）

	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
追加事業報酬額	45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	
追加事業報酬計	45,897	42,332	39,060	36,064	33,306	196,659	39,332	

第１１表
追加事業報酬対象額明細表

（単位：千円）

	設備名称	区間	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
特定固定資産	飛騨信濃周波数変換設備	東京～中部	6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	
特定固定資産										
特定固定資産										
建設中の資産										
建設中の資産										
建設中の資産										
合計			6,119,585	5,644,315	5,207,978	4,808,537	4,440,794	26,221,209	5,244,242	

第１２表

控除収益明細表

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
地帯間販売送電料	▲ 15	▲ 4	▲ 106	▲ 221	▲ 2	▲ 349	▲ 70	－	－	－	－	－	－	－	▲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	－	－	－	－	▲ 28	▲ 28	▲ 6	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
託送収益 ※1	▲ 31,430	▲ 52,901	▲ 70,902	▲ 328,660	▲ 515,600	▲ 999,492	▲ 199,898	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	▲表示で記載
事業者間精算収益	▲ 4,609,147	▲ 3,186,370	▲ 1,760,279	▲ 3,356,562	▲ 4,072,266	▲ 16,984,624	▲ 3,396,925	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載
電気事業雑収益 ※2	▲ 3,866,215	▲ 4,088,136	▲ 3,965,915	▲ 9,850,042	▲ 10,458,309	▲ 32,228,618	▲ 6,445,724	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
預金利息	▲ 4,695	▲ 1,969	▲ 4,968	▲ 18,777	▲ 3,102	▲ 33,511	▲ 6,702	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 3,102	▲ 15,510	▲ 3,102	▲表示で記載
控除収益計	▲ 8,511,501	▲ 7,329,380	▲ 5,802,171	▲ 13,554,262	▲ 15,049,308	▲ 50,246,622	▲ 10,049,324	▲ 13,786,053	▲ 13,818,236	▲ 13,865,847	▲ 13,909,440	▲ 13,951,125	▲ 69,330,701	▲ 13,866,140	

（記載注意）

※1：接続供給託送収益及び電源線に係る収益を除く。

※2：第３条に規定するもの、災害等扶助交付金及び電源線に係る収益を除く。

≪項目別明細表≫

（１）第１１条第３項関係

［託送収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
全国融通・広域需給調整	▲ 176	▲ 25,414	▲ 26,506	▲ 236,265	▲ 444,495	▲ 732,855	▲ 146,571	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 444,495	▲ 2,222,475	▲ 444,495	▲表示で記載
契約超過金・給電手数料	▲ 31,254	▲ 27,487	▲ 44,396	▲ 83,001	▲ 61,641	▲ 247,779	▲ 49,556	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 61,641	▲ 308,205	▲ 61,641	▲表示で記載
取引用計量装置・電源線除却損相当額	－	－	－	▲ 9,393	▲ 9,465	▲ 18,858	▲ 3,772	▲ 9,358	▲ 9,358	▲ 9,358	▲ 9,358	－	▲ 37,432	▲ 7,486	▲表示で記載
															▲表示で記載
															▲表示で記載
合計	▲ 31,430	▲ 52,901	▲ 70,902	▲ 328,660	▲ 515,600	▲ 999,492	▲ 199,898	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 515,494	▲ 506,136	▲ 2,568,112	▲ 513,622	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

		2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
北海道電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 3,653	▲ 641	▲ 4,078	▲ 8,719	▲ 11,866	▲ 28,957	▲ 5,791	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 11,866	▲ 59,330	▲ 11,866	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 1,096	▲ 192	▲ 1,223	▲ 2,616	▲ 3,560	▲ 8,687	▲ 1,737	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 3,560	▲ 17,800	▲ 3,560	▲表示で記載
東北電力ネットワーク	電力量（千kWh）	▲ 8,431	▲ 5,392	▲ 6,137	▲ 98,739	▲ 107,880	▲ 226,580	▲ 45,316	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 107,880	▲ 539,400	▲ 107,880	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,529	▲ 1,618	▲ 1,841	▲ 29,622	▲ 32,364	▲ 67,974	▲ 13,595	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 32,364	▲ 161,820	▲ 32,364	▲表示で記載
東京電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 922,305	▲ 1,342,428	▲ 918,377	▲ 785,344	▲ 975,720	▲ 4,944,175	▲ 988,835	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 975,720	▲ 4,878,600	▲ 975,720	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 276,692	▲ 402,728	▲ 275,513	▲ 235,603	▲ 292,716	▲ 1,483,252	▲ 296,650	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 292,716	▲ 1,463,580	▲ 292,716	▲表示で記載
中部電力パワーグリッド	電力量（千kWh）	▲ 1,141,589	▲ 891,482	▲ 960,579	▲ 1,718,310	▲ 2,740,564	▲ 7,452,526	▲ 1,490,505	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 2,740,564	▲ 13,702,820	▲ 2,740,564	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 342,477	▲ 267,445	▲ 288,174	▲ 515,493	▲ 822,169	▲ 2,235,758	▲ 447,152	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 822,169	▲ 4,110,845	▲ 822,169	▲表示で記載
北陸電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 50,210	▲ 282,660	▲ 95,254	▲ 103,350	▲ 83,884	▲ 615,358	▲ 123,072	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 83,884	▲ 419,420	▲ 83,884	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 15,063	▲ 84,798	▲ 28,576	▲ 31,005	▲ 25,165	▲ 184,607	▲ 36,921	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 25,165	▲ 125,825	▲ 25,165	▲表示で記載
関西電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 8,149,011	▲ 5,005,077	▲ 3,744,958	▲ 8,149,546	▲ 9,288,753	▲ 34,337,344	▲ 6,867,469	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 9,288,753	▲ 46,443,765	▲ 9,288,753	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 2,444,703	▲ 1,501,523	▲ 1,123,487	▲ 2,444,864	▲ 2,786,626	▲ 10,301,203	▲ 2,060,241	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 2,786,626	▲ 13,933,130	▲ 2,786,626	▲表示で記載
中国電力ネットワーク	電力量（千kWh）															▲表示で記載
	電力量料金															▲表示で記載
四国電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 3,267,242	▲ 2,190,587	▲ 29,156	▲ 86,332	▲ 36,307	▲ 5,609,624	▲ 1,121,925	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 36,307	▲ 181,535	▲ 36,307	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 980,173	▲ 657,176	▲ 8,747	▲ 25,899	▲ 10,892	▲ 1,682,887	▲ 336,577	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 10,892	▲ 54,460	▲ 10,892	▲表示で記載
九州電力送配電	電力量（千kWh）	▲ 1,821,381	▲ 902,965	▲ 109,057	▲ 238,201	▲ 329,246	▲ 3,400,849	▲ 680,170	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 329,246	▲ 1,646,230	▲ 329,246	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 546,414	▲ 270,889	▲ 32,717	▲ 71,460	▲ 98,774	▲ 1,020,255	▲ 204,051	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 98,774	▲ 493,870	▲ 98,774	▲表示で記載
合計	電力量（千kWh）	▲ 15,363,822	▲ 10,621,232	▲ 5,867,596	▲ 11,188,541	▲ 13,574,221	▲ 56,615,413	▲ 11,323,083	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 13,574,220	▲ 67,871,100	▲ 13,574,220	▲表示で記載
	電力量料金	▲ 4,609,147	▲ 3,186,370	▲ 1,760,279	▲ 3,356,562	▲ 4,072,266	▲ 16,984,624	▲ 3,396,925	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 4,072,266	▲ 20,361,330	▲ 4,072,266	▲表示で記載

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

	2017年度（実績）	2018年度（実績）	2019年度（実績）	2020年度（実績）	2021年度（実績）	参照期間 5ヶ年計	参照期間 5ヶ年平均	2023年度（想定）	2024年度（想定）	2025年度（想定）	2026年度（想定）	2027年度（想定）	規制期間 5ヶ年計	規制期間 5ヶ年平均	備考
契約超過金	▲ 43,486	▲ 57,319	▲ 23,290	▲ 144	▲ 210	▲ 124,450	▲ 24,890	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 177	▲ 885	▲ 177	▲表示で記載
違約金	▲ 258	22	▲ 483	－	▲ 465	▲ 1,184	▲ 237	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 233	▲ 1,165	▲ 233	▲表示で記載
諸貸付料	▲ 56	▲ 53	▲ 53	▲ 237	▲ 237	▲ 637	▲ 127	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 237	▲ 1,185	▲ 237	▲表示で記載
受託運転益	▲ 15	▲ 14	▲ 16	▲ 52	▲ 55	▲ 152	▲ 30	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 54	▲ 270	▲ 54	▲表示で記載
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲表示で記載
受託工事益	▲ 19,519	▲ 17,684	▲ 15,077	▲ 61,602	▲ 50,412	▲ 164,295	▲ 32,859	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 52,858	▲ 264,290	▲ 52,858	▲表示で記載
広告料	▲ 3,560	▲ 3,440	▲ 2,941	▲ 10,778	▲ 9,760	▲ 30,480	▲ 6,096	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 10,412	▲ 52,060	▲ 10,412	▲表示で記載
供給雑収	▲ 1,429,494	▲ 1,674,852	▲ 1,565,984	▲ 1,454,132	▲ 1,684,848	▲ 7,809,311	▲ 1,561,862	▲ 1,767,637	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 1,773,100	▲ 8,860,037	▲ 1,772,007	▲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	▲ 2,369,826	▲ 2,334,796	▲ 2,358,072	▲ 8,323,095	▲ 8,712,320	▲ 24,098,109	▲ 4,819,622	▲ 7,363,583	▲ 7,390,303	▲ 7,437,914	▲ 7,481,507	▲ 7,532,550	▲ 37,205,857	▲ 7,441,171	▲表示で記載
合計	▲ 3,866,215	▲ 4,088,136	▲ 3,965,915	▲ 9,850,042	▲ 10,458,309	▲ 32,228,618	▲ 6,445,724	▲ 9,195,191	▲ 9,227,374	▲ 9,274,985	▲ 9,318,578	▲ 9,369,621	▲ 46,385,749	▲ 9,277,150	▲表示で記載
（再掲）共架料	▲ 909,141	▲ 869,414	▲ 878,768	▲ 3,984,323	▲ 4,054,701	▲ 10,696,348	▲ 2,139,270	▲ 1,843,948	▲ 1,854,618	▲ 1,865,350	▲ 1,876,144	▲ 1,887,001	▲ 9,327,061	▲ 1,865,412	▲表示で記載
（参考）災害等扶助交付金	－	－	－	－	▲ 35,099	▲ 35,099	▲ 7,020	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 150,480	▲ 752,400	▲ 150,480	▲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	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－	89,128	－	89,128
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－	24,606,752	14,824,508	9,782,244
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲1,213,621	▲1,127,470	▲86,151
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－	722,797	－	722,797
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,794,389	2,251,986	2,542,403
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－	78,827	30,945	47,882
燃料費	－	－	－	12,626,564	12,626,564	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	185,682	185,682	－	－	－	－	496,715	269,566	227,149
修繕費	－	－	－	2,811,072	2,811,072	－	－	－	－	24,041,598	23,142,798	898,800
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	6,784	6,777	7	－	－	－	3,750,112	3,746,086	4,026
賃借料	－	－	－	1,491	1,346	145	－	－	－	13,126,463	10,539,706	2,586,757
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	21,168,341	21,168,341	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,495,365	10,495,365	－
委託費	－	－	－	589,599	510,851	78,748	－	－	－	16,167,836	13,743,139	2,424,697
損害保険料	－	－	－	70	40	30	－	－	－	15,806	9,065	6,741
普及開発関係費	－	－	－	12,201	－	12,201	－	－	－	190,406	－	190,406
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	354,663	－	354,663
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	3,994,268	－	3,994,268
諸費	－	－	－	4,739	4,739	－	－	－	－	14,317,796	1,435,999	12,881,797
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	173,708	173,708	－	－	－	－	20,418,069	20,198,394	219,675
雑税	－	－	－	2,042	1,172	870	－	－	－	174,280	100,018	74,262
減価償却費	－	－	－	1,494,288	1,494,288	－	－	－	－	72,818,772	71,679,209	1,139,563
固定資産除却費	－	－	－	401,295	401,295	－	－	－	－	21,452,661	21,001,337	451,324
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－	208,045	208,045	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲3,107,900	▲3,107,900	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲33,023	－	▲33,023
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	460,155	－	460,155	－	－	－	6,750,659	－	6,750,659
電気事業報酬	－	－	－	325,727	－	325,727	－	－	－	24,244,891	－	24,244,891
合計	－	－	－	19,095,417	18,217,534	877,883	－	－	－	280,124,095	210,609,137	69,514,958

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第２項で整理された金額（一般管理費等を除く。）を、一般の欄には第８条第３項又は第５項で整理された金額を記載すること。
2　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。

注　1　該当すべき事項がないときは、表の作成又は記載を省略することができる。
　　2　記載すべき金額は千円単位をもって表示することができる。ただし、営業費、事業報酬、追加事業報酬及び控除収益の合計額が千億円を超える事業者は、「千円」を「百万円」に読み替え、百万円単位をもって表示することを妨げない。
　　3　火力に係るものは、汽力及び内燃力に係るものをいう。

様式第３（第８条関係）

７部門整理表（２）

（単位：千円）

	変電費			配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦基準
役員給与	111,696	－	111,696	288,293	－	288,293	123,153	－	123,153	612,270	－	100.0%	－
給料手当	32,481,637	22,509,037	9,972,600	85,365,675	68,365,122	17,000,553	35,929,057	28,197,792	7,731,265	178,383,121	86.3%	13.7%	－
給料手当振替額（貸方）	▲1,341,604	▲1,253,776	▲87,828	▲2,408,857	▲2,259,135	▲149,722	▲95,284	▲27,195	▲68,089	▲5,059,366	95.8%	4.2%	－
退職給与金	905,818	－	905,818	2,337,957	－	2,337,957	998,719	－	998,719	4,965,291	－	100.0%	－
厚生費	6,107,332	3,515,455	2,591,877	15,159,097	10,740,656	4,418,441	6,508,576	4,499,222	2,009,354	32,569,394	80.6%	19.4%	－
委託検針費	－	－	－	3,215,178	3,215,178	－	－	－	－	3,215,178	100.0%	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	174	174	－	174	100.0%	－	－
雑給	89,757	29,750	60,007	1,558,905	1,404,025	154,880	1,538,272	1,472,112	66,160	3,265,761	89.9%	10.1%	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	12,626,564	100.0%	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	805,357	520,692	284,665	3,092,584	2,357,850	734,734	1,010,922	697,061	313,861	5,591,260	72.1%	27.9%	－
修繕費	20,969,129	19,818,328	1,150,801	260,945,363	257,938,654	3,006,709	1,868,719	－	1,868,719	310,635,881	97.8%	2.2%	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	26,098	26,070	28	1,663,165	1,661,380	1,785	14,511	14,495	16	5,460,670	99.9%	－	0.1%
賃借料	4,793,659	2,800,358	1,993,301	37,710,907	30,275,781	7,435,126	2,711,974	－	2,711,974	58,344,494	75.0%	16.7%	8.3%
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	21,168,341	100.0%	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	10,495,365	100.0%	－	－
委託費	4,099,498	2,721,365	1,378,133	80,896,102	69,072,724	11,823,378	30,162,681	25,448,823	4,713,858	131,915,716	85.1%	1.8%	13.1%
損害保険料	4,150	2,380	1,770	19,999	11,470	8,529	－	－	－	40,025	57.4%	－	42.6%
普及開発関係費	116,462	－	116,462	463,981	－	463,981	101,747	21,368	80,379	884,797	3.7%	－	96.3%
養成費	444,468	－	444,468	1,147,191	－	1,147,191	669,585	－	669,585	2,615,907	6.9%	93.1%	－
研究費	409,503	－	409,503	1,334,797	－	1,334,797	1,978,900	－	1,978,900	7,717,468	68.1%	－	31.9%
諸費	11,339,655	739,769	10,599,886	46,922,832	8,731,425	38,191,407	30,679,379	7,199,751	23,479,628	103,264,401	44.0%	－	56.0%
貸倒損	－	－	－	－	－	－	160,134	160,134	－	160,134	100.0%	－	－
固定資産税	11,878,271	11,572,057	306,214	30,988,041	30,125,702	862,339	449,900	－	449,900	63,907,989	97.1%	2.9%	－
雑税	717,666	411,870	305,796	117,498	67,431	50,067	661,585	379,686	281,899	1,673,071	57.4%	－	42.6%
減価償却費	57,419,182	55,830,697	1,588,485	67,700,007	63,226,617	4,473,390	5,898,324	－	5,898,324	205,330,573	95.4%	4.6%	－
固定資産除却費	11,941,705	11,312,585	629,120	34,259,799	32,488,112	1,771,687	924,325	－	924,325	68,979,785	94.5%	5.5%	－
共有設備費等分担額	－	－	－	119,980	119,980	－	－	－	－	328,025	100.0%	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	▲3,107,900	100.0%	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	▲1,408	－	▲1,408	－	－	－	－	－	－	▲34,431	100.0%	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	4,392,363	－	4,392,363	17,499,078	－	17,499,078	3,031,499	－	3,031,499	32,133,754	－	－	100.0%
電気事業報酬	14,556,658	－	14,556,658	35,734,599	－	35,734,599	452,564	－	452,564	75,314,439	97.4%	0.8%	1.8%
合　計	182,267,052	130,556,637	51,710,415	726,132,171	577,542,972	148,589,199	125,779,416	68,063,423	57,715,993	1,333,398,151	85.6%	5.6%	8.8%

（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」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	－	－	－	－		89,128	61,012	50,684
給料手当	－	－	－	－		24,606,752	17,742,445	14,739,192
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－		▲1,213,621	▲732,824	▲608,780
退職給与金	－	－	－	－		722,797	494,785	411,033
厚生費	－	－	－	－		4,794,389	3,336,008	2,771,324
委託検針費	－	－	－	－		－	－	－
委託集金費	－	－	－	－		－	－	－
雑給	－	－	－	－		78,827	49,028	40,729
燃料費	12,626,564	－	12,626,564	－		－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－		－	－	－
消耗品費	185,682	－	185,682	－		496,715	439,910	365,447
修繕費	2,811,072	－	2,811,072	－		24,041,598	15,464,313	5,504,816
水利使用料	－	－	－	－		－	－	－
補償費	6,784	－	6,784	－		3,750,112	3,380	22,718
賃借料	1,491	－	1,491	－		13,126,463	3,535,228	1,258,431
託送料	－	－	－	－		21,168,341	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－		10,495,365	－	－
委託費	589,599	－	589,599	－		16,167,836	3,023,298	1,076,200
損害保険料	70	－	70	－		15,806	537	3,613
普及開発関係費	12,201	－	12,201	－		190,406	63,615	52,847
養成費	－	－	－	－		354,663	242,782	201,686
研究費	－	－	－	－		3,994,268	223,683	185,820
諸費	4,739	－	4,739	－		14,317,796	6,194,060	5,145,595
貸倒損	－	－	－	－		－	－	－
固定資産税	173,708	－	173,708	－		20,418,069	6,136,790	5,741,481
雑税	2,042	－	2,042	－		174,280	392,011	325,655
減価償却費	1,494,288	－	1,494,288	－		72,818,772	29,665,046	27,754,136
固定資産除却費	401,295	－	401,295	－		21,452,661	6,169,562	5,772,143
共有設備費等分担額	－	－	－	－		208,045	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－		▲3,107,900	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	2,765,577	－	－	2,765,577	192,605,550	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－		－				
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		▲33,023	▲769	▲639
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－		－	－	－
開発費	－	－	－	－		－	－	－
開発費償却	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費	－	－	－	－		－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費	－	－	－	－		－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－		－	－	－
法人税等	460,155	－	460,155	－		6,750,659	2,399,240	1,993,123
電気事業報酬	325,727	－	325,727	－		24,244,891	7,951,283	6,605,375
自社アンシラリーサービス費					－			
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	21,860,994	－	19,095,417	2,765,577	192,605,550	280,124,095	102,854,423	79,412,629

（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	60,491	170,541	112,032	62,074	6,308	612,270	14.6%	20.1%	65.3%
給料手当	17,911,881	50,498,464	32,934,419	18,109,682	1,840,286	178,383,121	13.8%	20.1%	66.1%
給料手当振替額（貸方）	▲505,439	▲1,424,971	▲520,824	▲48,027	▲4,880	▲5,059,366	24.0%	1.9%	74.1%
退職給与金	490,563	1,383,029	908,535	503,394	51,155	4,965,291	14.6%	20.1%	65.3%
厚生費	3,180,762	8,967,435	5,905,524	3,280,583	333,369	32,569,394	14.7%	20.0%	65.3%
委託検針費	—	—	3,215,178	—	—	3,215,178	100.0%	—	—
委託集金費	—	—	174	—	—	174	100.0%	—	—
雑給	327,098	922,177	993,761	775,351	78,790	3,265,761	2.4%	47.1%	50.5%
燃料費	—	—	—	—	—	12,626,564	100.0%	—	—
廃棄物処理費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
消耗品費	645,848	1,820,823	1,098,597	472,705	65,533	5,591,260	13.7%	16.8%	69.5%
修繕費	44,315,875	124,938,506	92,571,074	936,901	51,726	310,635,881	37.8%	7.4%	54.8%
水利使用料	—	—	—	—	—	—	—	—	—
補償費	348,974	983,853	336,792	7,314	743	5,460,670	68.8%	—	31.2%
賃借料	7,912,703	22,308,064	8,568,761	1,514,295	119,058	58,344,494	22.7%	4.4%	72.9%
託送料	—	—	—	—	—	21,168,341	100.0%	—	—
事業者間精算費	—	—	—	—	—	10,495,365	100.0%	—	—
委託費	12,704,264	35,816,775	47,349,305	15,051,907	136,532	131,915,716	47.3%	—	52.7%
損害保険料	4,196	11,831	3,972	—	—	40,025	39.7%	—	60.3%
普及開発関係費	97,355	274,470	92,156	—	101,747	884,797	34.4%	—	65.6%
養成費	240,710	678,626	445,800	426,539	25,101	2,615,907	20.5%	18.7%	60.8%
研究費	280,074	789,606	545,742	1,665,956	32,319	7,717,468	69.2%	—	30.8%
諸費	7,390,388	20,835,515	36,634,057	11,926,586	815,665	103,264,401	39.5%	—	60.5%
貸倒損	—	—	—	—	160,134	160,134	100.0%	—	—
固定資産税	7,431,326	20,950,931	2,839,701	209,383	6,600	63,907,989	32.2%	19.3%	48.5%
雑税	24,654	69,507	317,570	333,465	33,887	1,673,071	10.5%	—	89.5%
減価償却費	16,235,322	45,771,791	6,906,338	4,650,642	34,238	205,330,573	37.9%	29.1%	33.0%
固定資産除却費	8,215,936	23,162,957	3,361,490	430,181	13,560	68,979,785	31.6%	18.7%	49.7%
共有設備費等分担額	25,175	70,975	23,830	—	—	328,025	63.4%	—	36.6%
共有設備費等分担額（貸方）	—	—	—	—	—	▲3,107,900	100.0%	—	—
地帯間購入電源費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
地帯間購入送電費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
他社購入電源費	—	—	—	—	—	195,371,127	100.0%	—	—
他社購入送電費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
非化石証書購入費							—	—	—
建設分担関連費振替額（貸方）	—	—	—	—	—	▲34,431	95.9%	4.1%	—
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	—	—	—	—	—	—	—	—	—
開発費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
開発費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—
株式交付費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
株式交付費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—
社債発行費	—	—	—	—	—	—	—	—	—
社債発行費償却	—	—	—	—	—	—	—	—	—
法人税等	4,196,502	11,831,079	2,819,726	1,527,997	155,273	32,133,754	22.4%	—	77.6%
電気事業報酬	8,569,611	24,160,066	3,085,349	362,874	9,263	75,314,439	33.0%	—	67.0%
自社アンシラリーサービス費							—	—	—
地帯間販売電源料	—	—	—	—	—	—	—	—	—
地帯間販売送電料	—	—	—	—	—	—	—	—	—
他社販売電源料	—	—	—	—	—	—	—	—	—
他社販売送電料	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合　計	140,104,269	394,992,050	250,549,059	62,199,802	4,066,407	1,528,769,278	43.5%	10.3%	46.2%

（記載注意）

1　帰属方法別の欄には、各項目ごとに、別表第２において定める「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」を基に合計の「直課」、「活動帰属基準」、「配賦基準」による整理の比率をそれぞれ記載すること。
2　自社アンシラリーサービス費の欄には、第８条第１項で自社アンシラリーサービス費に整理された金額を記載すること。
3　その他は、様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（１）

（単位：千円）

	総離島等供給費								
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分		
	計			計			計		
		固定	可変		固定	可変		固定	可変
役員給与	－	－	－	－	－	－	－	－	－
給料手当	－	－	－	－	－	－	－	－	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
退職給与金	－	－	－	－	－	－	－	－	－
厚生費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	－	－	－	－	－	－
燃料費	－	－	－	12,626,564	－	12,626,564	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	185,682	185,682	－	－	－	－
修繕費	－	－	－	2,811,072	2,811,072	－	－	－	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	6,784	6,784	－	－	－	－
賃借料	－	－	－	1,491	1,491	－	－	－	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	－	－	－	589,599	589,599	－	－	－	－
損害保険料	－	－	－	70	70	－	－	－	－
普及開発関係費	－	－	－	12,201	12,201	－	－	－	－
養成費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
研究費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
諸費	－	－	－	4,739	4,739	－	－	－	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	173,708	173,708	－	－	－	－
雑税	－	－	－	2,042	2,042	－	－	－	－
減価償却費	－	－	－	1,494,288	1,494,288	－	－	－	－
固定資産除却費	－	－	－	401,295	401,295	－	－	－	－
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	2,765,577	－	2,765,577
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－				－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	460,155	460,155	－	－	－	－
電気事業報酬	－	－	－	325,727	325,727	－	－	－	－
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	19,095,417	6,468,853	12,626,564	2,765,577	－	2,765,577

（記載注意）

様式第３の注１から３までと同様とすること。

様式第５（第１１条関係）

送配電関連費明細表（２）

（単位：千円）

	総アンシラリーサービス費			総送電費			受電用変電サービス費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与				89,128	89,128	－	61,012	61,012	－
給料手当				24,606,752	24,606,752	－	17,742,445	17,742,445	－
給料手当振替額（貸方）				▲1,213,621	▲1,213,621	－	▲732,824	▲732,824	－
退職給与金				722,797	722,797	－	494,785	494,785	－
厚生費				4,794,389	4,794,389	－	3,336,008	3,336,008	－
委託検針費				－	－	－	－	－	－
委託集金費				－	－	－	－	－	－
雑給				78,827	78,827	－	49,028	49,028	－
燃料費				－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費				－	－	－	－	－	－
消耗品費				496,715	496,715	－	439,910	439,910	－
修繕費				24,041,598	24,041,598	－	15,464,313	15,464,313	－
水利使用料				－	－	－	－	－	－
補償費				3,750,112	3,750,112	－	3,380	3,380	－
賃借料				13,126,463	13,126,463	－	3,535,228	3,535,228	－
託送料				21,168,341	17,746,216	3,422,125	－	－	－
事業者間精算費				10,495,365	－	10,495,365	－	－	－
委託費				16,167,836	16,167,836	－	3,023,298	3,023,298	－
損害保険料				15,806	15,806	－	537	537	－
普及開発関係費				190,406	190,406	－	63,615	63,615	－
養成費				354,663	354,663	－	242,782	242,782	－
研究費				3,994,268	3,994,268	－	223,683	223,683	－
諸費				14,317,796	14,317,796	－	6,194,060	6,194,060	－
貸倒損				－	－	－	－	－	－
固定資産税				20,418,069	20,418,069	－	6,136,790	6,136,790	－
雑税				174,280	174,280	－	392,011	392,011	－
減価償却費				72,818,772	72,818,772	－	29,665,046	29,665,046	－
固定資産除却費				21,452,661	21,452,661	－	6,169,562	6,169,562	－
共有設備費等分担額				208,045	208,045	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）				▲3,107,900	▲3,107,900	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	192,605,550	177,160,838	15,444,712	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費	－	－	－						
建設分担関連費振替額（貸方）				▲33,023	▲33,023	－	▲769	▲769	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）				－	－	－	－	－	－
開発費				－	－	－	－	－	－
開発費償却				－	－	－	－	－	－
株式交付費				－	－	－	－	－	－
株式交付費償却				－	－	－	－	－	－
社債発行費				－	－	－	－	－	－
社債発行費償却				－	－	－	－	－	－
法人税等				6,750,659	6,750,659	－	2,399,240	2,399,240	－
電気事業報酬				24,244,891	24,244,891	－	7,951,283	7,951,283	－
自社アンシラリーサービス費	－	－	－						
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	192,605,550	177,160,838	15,444,712	280,124,095	266,206,605	13,917,490	102,854,423	102,854,423	－

（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）

	配電用変電サービス費			高圧配電費			低圧配電費		
	計			計			計		
		固定	可変		固定	可変		固定	可変
役員給与	50,684	50,684	－	170,541	170,541	－	60,491	60,491	－
給料手当	14,739,192	14,739,192	－	50,498,464	50,498,464	－	17,911,881	17,911,881	－
給料手当振替額（貸方）	▲608,780	▲608,780	－	▲1,424,971	▲1,424,971	－	▲505,439	▲505,439	－
退職給与金	411,033	411,033	－	1,383,029	1,383,029	－	490,563	490,563	－
厚生費	2,771,324	2,771,324	－	8,967,435	8,967,435	－	3,180,762	3,180,762	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	40,729	40,729	－	922,177	922,177	－	327,098	327,098	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	365,447	365,447	－	1,820,823	1,820,823	－	645,848	645,848	－
修繕費	5,504,816	5,504,816	－	124,938,506	124,938,506	－	44,315,875	44,315,875	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	22,718	22,718	－	983,853	983,853	－	348,974	348,974	－
賃借料	1,258,431	1,258,431	－	22,308,064	22,308,064	－	7,912,703	7,912,703	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	1,076,200	1,076,200	－	35,816,775	35,816,775	－	12,704,264	12,704,264	－
損害保険料	3,613	3,613	－	11,831	11,831	－	4,196	4,196	－
普及開発関係費	52,847	52,847	－	274,470	274,470	－	97,355	97,355	－
養成費	201,686	201,686	－	678,626	678,626	－	240,710	240,710	－
研究費	185,820	185,820	－	789,606	789,606	－	280,074	280,074	－
諸費	5,145,595	5,145,595	－	20,835,515	20,835,515	－	7,390,388	7,390,388	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	5,741,481	5,741,481	－	20,950,931	20,950,931	－	7,431,326	7,431,326	－
雑税	325,655	325,655	－	69,507	69,507	－	24,654	24,654	－
減価償却費	27,754,136	27,754,136	－	45,771,791	45,771,791	－	16,235,322	16,235,322	－
固定資産除却費	5,772,143	5,772,143	－	23,162,957	23,162,957	－	8,215,936	8,215,936	－
共有設備費等分担額	－	－	－	70,975	70,975	－	25,175	25,175	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
非化石証書購入費									
建設分担関連費振替額（貸方）	▲639	▲639	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	11,831,079	11,831,079	－	4,196,502	4,196,502	－
法人税等	1,993,123	1,993,123	－	24,160,066	24,160,066	－	8,569,611	8,569,611	－
電気事業報酬	6,605,375	6,605,375	－	－	－	－	－	－	－
自社アンシラリーサービス費									
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	79,412,629	79,412,629	－	394,992,050	394,992,050	－	140,104,269	140,104,269	－

（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（４）

（単位：千円）

	給電費			需要家費	合計
	計				
		固定	可変		
役員給与	62,074	62,074	－	112,032	605,962
給料手当	18,109,682	18,109,682	－	32,934,419	176,542,835
給料手当振替額（貸方）	▲48,027	▲48,027	－	▲520,824	▲5,054,486
退職給与金	503,394	503,394	－	908,535	4,914,136
厚生費	3,280,583	3,280,583	－	5,905,524	32,236,025
委託検針費	－	－	－	3,215,178	3,215,178
委託集金費	－	－	－	174	174
雑給	775,351	775,351	－	993,761	3,186,971
燃料費	－	－	－	－	12,626,564
廃棄物処理費	－	－	－	－	－
消耗品費	472,705	472,705	－	1,098,597	5,525,727
修繕費	936,901	936,901	－	92,571,074	310,584,155
水利使用料	－	－	－	－	－
補償費	7,314	7,314	－	336,792	5,459,927
賃借料	1,514,295	1,514,295	－	8,568,761	58,225,436
託送料	－	－	－	－	21,168,341
事業者間精算費	－	－	－	－	10,495,365
委託費	15,051,907	15,051,907	－	47,349,305	131,779,184
損害保険料	－	－	－	3,972	40,025
普及開発関係費	－	－	－	92,156	783,050
養成費	426,539	426,539	－	445,800	2,590,806
研究費	1,665,956	1,665,956	－	545,742	7,685,149
諸費	11,926,586	11,926,586	－	36,634,057	102,448,736
貸倒損	－	－	－	－	－
固定資産税	209,383	209,383	－	2,839,701	63,901,389
雑税	333,465	333,465	－	317,570	1,639,184
減価償却費	4,650,642	4,650,642	－	6,906,338	205,296,335
固定資産除却費	430,181	430,181	－	3,361,490	68,966,225
共有設備費等分担額	－	－	－	23,830	328,025
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	▲3,107,900
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費	－	－	－	－	－
他社購入電源費	－	－	－	－	195,371,127
他社購入送電費	－	－	－	－	－
非化石証書購入費					
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	▲34,431
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－
開発費	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－
社債発行費	－	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	16,027,581
法人税等	1,527,997	1,527,997	－	2,819,726	48,680,577
電気事業報酬	362,874	362,874	－	3,085,349	42,575,499
自社アンシラリーサービス費					
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－
他社販売送電料	－	－	－	－	－
合計	62,199,802	62,199,802	－	250,549,059	1,524,702,871

（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	2,636.1	－	2,802.5	2,580.7	19,564.1	9,964	19,060.7
高圧需要	4,195.1	82,872.1	4,532.4	4,195.1	19,389.4	698,663	18,453.4
低圧需要	4,905.4	182,742.3	3,191.9	3,806.2	21,254.8	64,944,878	19,532.5
合計	11,736.6	344,838.2	10,526.8	10,582.0	60,208.3	65,653,505	57,046.6

（注）上記はいずれも原価算定期間における各年度の平均値。

なお、原価算定期間における各需要種別の販売電力量の合計値は、特別高圧需要95,303.7百万kWh、高圧需要92,267.0百万kWh、低圧需要97,662.5百万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	150,082,995	158,211,331	▲8,128,336	42,553,739	14,542,476	28,011,263 ＜3,895,797＞	4,628,339	4,682,556	▲54,217	197,265,073	177,436,363	19,828,710
高圧需要	389,187,646	397,081,456	▲7,893,810	41,364,342	14,412,688	26,951,654 ＜3,861,027＞	8,073,588	8,168,072	▲94,484	438,625,576	419,662,216	18,963,360
低圧需要	661,830,886	674,106,682	▲12,275,796	44,054,551	15,799,179	28,255,372 ＜4,232,456＞	234,954,305	237,698,431	▲2,744,126	940,839,742	927,604,292	13,235,450

（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。

（注）総追加可変費の内数として記載した賠償負担金相当金及び廃炉円滑化負担金相当金の合計額のうち、2023年4月1日～2023年11月30日までの期間における金額は、特別高圧需要分が596,150千円、高圧需要分が590,829千円、低圧需要分が647,667千円。また、2023年12月1日～2028年3月31日の期間における金額は、特別高圧需要分が3,299,647千円、高圧需要分が3,270,198千円、低圧需要分が3,584,789千円。

なお、2023年4月1日～2023年11月30日までの期間における販売電力量は、特別高圧需要分が12,686.5百万kWh、高圧需要分が12,258.0百万kWh、低圧需要分が11,496.1百万kWh。また、2023年12月1日～2028年3月31日の期間における販売電力量は、特別高圧需要分が82,617.2百万kWh、高圧需要分が80,009.0百万kWh、低圧需要分が86,166.4百万kWh。

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	150,082,995	42,553,739	4,628,339	197,265,073	95,303.7	2.07	197,206,023
高　圧　需　要	389,187,646	41,364,342	8,073,588	438,625,576	92,267.0	4.75	438,625,324
低　圧　需　要	661,830,886	44,054,551	234,954,305	940,839,742	97,662.5	9.63	940,755,516

（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

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　供給地点への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	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	28,050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ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	110円00銭

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ボルトで供給する場合	660円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	539円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	319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