託送供給等約款認可申請書

平成２８年１０月３１日

北陸電力株式会社

託送供給等約款認可申請書

電 業 第 ７ ０ 号
平成２８年１０月３１日

経済産業大臣　世 耕 弘 成 殿

富山市牛島町１５番１号
北 陸 電 力 株 式 会 社
代表取締役社長
社長執行役員　金 井　豊

改正法附則第３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

平成２９年４月１日実施

北陸電力株式会社

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 …… 8
　５　託送供給等に係る取扱い …… 8
　６　単位および端数処理 …… 8
　７　実施細目 …… 9

Ⅱ　契約の申込み …… 11
　８　契約の要件 …… 11
　９　検討および契約の申込み …… 13
１０　契約の成立および契約期間 …… 20
１１　託送供給等の開始 …… 21
１２　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 22
１３　電気方式，電圧および周波数 …… 22
１４　発電場所および需要場所 …… 23
１５　供給および契約の単位 …… 25
１６　承諾の限界 …… 27
１７　契約書の作成 …… 28

Ⅲ　料　　金 …… 29
１８　料金 …… 29
１９　接続送電サービス …… 31
２０　臨時接続送電サービス …… 53
２１　振替送電サービス …… 62
２２　予備送電サービス …… 62
２３　発電量調整受電計画差対応電力 …… 64
２４　接続対象計画差対応電力 …… 65
２５　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 66
２６　給電指令時補給電力 …… 67

Ⅳ　料金の算定および支払い　…… 69
２７　料金の適用開始の時期　…… 69
２８　検針日　…… 69
２９　料金の算定期間　…… 70
３０　計量　…… 71
３１　電力および電力量の算定　…… 72
３２　損失率　…… 82
３３　料金の算定　…… 83
３４　支払義務の発生および支払期日　…… 85
３５　料金その他の支払方法　…… 87
３６　保証金　…… 89
３７　連帯責任　…… 90

Ⅴ　供　　給　…… 91
３８　託送供給等の実施　…… 91
３９　受電および供給の中止　…… 96
４０　給電指令の実施等　…… 96
４１　適正契約の保持等　…… 100
４２　契約超過金　…… 101
４３　力率の保持　…… 101
４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施　…… 102
４５　託送供給等にともなう協力　…… 103
４６　託送供給等の停止　…… 103
４７　託送供給等の停止の解除　…… 105
４８　託送供給の停止期間中の料金　…… 105
４９　違約金　…… 105
５０　損害賠償の免責　…… 105
５１　設備の賠償　…… 106

Ⅵ　契約の変更および終了　…… 107
５２　契約の変更　…… 107
５３　名義の変更　…… 108
５４　契約の廃止　…… 109
５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および
　　工事費の精算　…… 110
５６　解約等　…… 113

５７　契約消滅後の債権債務関係 …… 114

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 115
５８　受電地点，供給地点および施設 …… 115
５９　架空引込線 …… 116
６０　地中引込線 …… 117
６１　連接引込線等 …… 119
６２　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 119
６３　引込線の接続 …… 120
６４　計量器等の取付け …… 120
６５　電流制限器等の取付け …… 121
６６　通信設備等の施設 …… 121
６７　専用供給設備 …… 122

Ⅷ　工事費の負担 …… 124
６８　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 124
６９　受電用計量器等の工事費負担金 …… 128
７０　会社間連系設備の工事費負担金 …… 128
７１　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 128
７２　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 136
７３　臨時工事費 …… 138
７４　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 …… 138
７５　工事費等に関する契約書の作成 …… 139

Ⅸ　保　　安 …… 140
７６　保安の責任 …… 140
７７　調査 …… 140
７８　調査等の委託 …… 140
７９　調査に対する需要者の協力 …… 140
８０　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 141
８１　検査または工事の受託 …… 141
８２　自家用電気工作物 …… 142

附　　則 …… 143
別　　表 …… 156
別冊　系統連系技術要件 …… 201

別 冊　系統連系技術要件

目　　次

第１章　総　　則 …… 201
　１　目的 …… 201
　２　適用の範囲 …… 201
　３　電気方式 …… 201
　４　協議 …… 201

第２章　発電設備の連系に必要な技術要件（低圧） …… 202
　５　力率 …… 202
　６　保護協調の目的 …… 202
　７　保護装置の設置 …… 203
　８　保護継電器の設置場所 …… 203
　９　解列箇所 …… 204
　１０　保護継電器の設置相数 …… 204
　１１　電圧変動 …… 204
　１２　高調波 …… 205
　１３　短絡容量 …… 205
　１４　直流流出防止変圧器の施設 …… 205
　１５　３極過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 205
　１６　出力制御装置 …… 205

第３章　発電設備の連系に必要な技術要件（高圧） …… 206
　１７　力率 …… 206
　１８　保護協調の目的 …… 206
　１９　保護装置の設置 …… 207
　２０　保護継電器の設置場所 …… 208
　２１　解列箇所 …… 208
　２２　保護継電器の設置相数 …… 208
　２３　自動負荷制限 …… 208
　２４　線路無電圧確認装置の設置 …… 208
　２５　逆潮流の制限 …… 209
　２６　電圧変動 …… 209

２７　高調波　…… 210
２８　短絡容量　…… 212
２９　昇圧用変圧器のインピーダンス　…… 212
３０　直流流出防止変圧器の施設　…… 212
３１　事故時運転継続要件　…… 212
３２　出力制御装置　…… 212
３３　連絡体制　…… 212

第４章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）　…… 214
３４　高調波　…… 214

第５章　発電設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）　…… 216
３５　力率　…… 216
３６　運転可能周波数　…… 216
３７　保護協調の目的　…… 216
３８　保護装置の設置　…… 216
３９　保護継電器の設置場所　…… 218
４０　解列箇所　…… 218
４１　保護継電器の設置相数　…… 218
４２　再閉路方式　…… 218
４３　自動負荷制限・発電抑制　…… 218
４４　線路無電圧確認装置の設置　…… 218
４５　電圧変動　…… 219
４６　高調波　…… 220
４７　短絡容量　…… 221
４８　発電機定数　…… 221
４９　昇圧用変圧器のインピーダンス　…… 221
５０　発電機運転制御装置の付加　…… 222
５１　中性点設置装置の付加と電磁誘導障害対策の実施　…… 222
５２　事故時運転継続要件　…… 222
５３　出力制御装置　…… 222
５４　連絡体制　…… 223

第６章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）　…… 224
５５　高調波　…… 224
５６　連絡体制　…… 225

Ⅰ　総　　則

1　適用

当社が，当社以外の小売電気事業，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（富山県，石川県，福井県〔一部を除きます。〕および岐阜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

当社が契約者から当社以外の小売電気事業，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，電気事業法第２条第１項第７号ロに定める特定卸供給（以下「特定卸供給」といいます。）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，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，電気事業法附則第３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) 振替受電電力

振替供給の場合で，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。

(23) 振替受電電力量

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

(24) 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。

(25) 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。

(26) 振替供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する振替供給に係る電気の電力をいいます。

(27) 振替供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する振替供給に係る電気の電力量をいいます。

(28) 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。

(29) 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。

(30) 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。

(31) 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。

(32) 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。

(33) 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。

(34) 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。

(35) 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。

(36) 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。

(37) 通告電力量

接続供給の場合は，会社間連系点において当社が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，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

振替供給の場合は，当社があらかじめ契約者に通知する振替受電電力量および振替供給電力量の計画値をいいます。

(38) 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。

(39) 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，振替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。

(40) 契約電流

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

(41) 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。

(42) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力，振替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。

(43) 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。

(44) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(23)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。

(45) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(24)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(25)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。

(46) 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(26)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(27)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。

(47) 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。

(48) 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。

(49) 動力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(50) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(51) 契約主開閉器

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

(52) 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。

(53) 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。

(54) 給電指令

発電者の発電設備の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(55) 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。

(56) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(57) 貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(58) 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，この約款に係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　託送供給等に係る取扱い

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，振替受電電力，接続供給電力，振替供給電力，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，振替受電電力量，接続供給電力量，振替供給電力量，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，通告電力量，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，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を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

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

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

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

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に係る電気も供給する場合は，当該

発電者の発電設備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，別冊に定める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および時期

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

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

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

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

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

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

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

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

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合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，22（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との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替受電電力の最大値および最小値

d　当社が振替供給する電気の供給地点

e　振替供給の開始希望日

f　振替供給の希望契約期間

(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　発電設備の発電方式，発電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

h　発電量調整供給の希望契約期間

ハ　検討期間および検討料

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

(ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき２１万６千円を検討料として，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，検討を要しない場合には，検討料を申し受けません。

(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，契約電流または契約容量

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

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

ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，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，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を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承諾書（当社所定の様式によります。），８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の承諾書（当社所定の様式によります。）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きます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略する

ことができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)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，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

(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ) 契約受電電力

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

(ﾄ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合は，その契約使用期間

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) 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

(ﾇ) 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

(ﾙ) 連絡体制

なお，受電地点が会社間連系点となる場合には，38（託送供給等の実施）(1)ロに準じて連系線利用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提出していただきます。また，契約者が，振替供給契約によらず受給契約等にもとづき連系線の利用を希望する場合には，38（託送供給等の実施）(5)イに準じて連系線利用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提出していただきます。

また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供

給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 契約電力

(ﾛ) 契約受電電力

(ﾊ) 振替受電電力の計画値

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

(ﾎ) 連絡体制

(ﾍ) 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との接続供給契約等の内容または申込内容

なお，38（託送供給等の実施）(2)イに準じて連系線利用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提出していただきます。

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

なお，発電契約者が，契約者の振替供給契約によらず，受給契約等にもとづき連系線の利用を希望する場合には，38（託送供給等の実施）(5)イに準じて連系線利用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提出していただきます。

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

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

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

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(18)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，需要抑制契約者が，契約者の振替供給契約によらず，受給契約等にもとづき連系線の利用を希望する場合には，38（託送供給等の実施）(5)イに準じて連系線利用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提出していただきます。

また，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(18)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，小売電気事業，一般送配電事業および特定送配電事業の用に供する電気に係る当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

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

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

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

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

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

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

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

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約

は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，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）の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者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。

(3) (2)の協議にあたり，会社間連系点等の託送可能量が不足する場合等には，契約期間を制限していただくことがあります。

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，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 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　6,000 ﾎﾞﾙﾄ
	2,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　20,000 ﾎﾞﾙﾄ または　30,000 ﾎﾞﾙﾄ
	10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　60,000 ﾎﾞﾙﾄ または　70,000 ﾎﾞﾙﾄ
	50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧　140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(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 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 6,000 ﾎﾞﾙﾄ

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。

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。

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，次の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，次の臨時接続送電サービスとこれ以外の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

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

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

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

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　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であって別途当社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（電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達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３項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。）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　回避可能費用単価（電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達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。〕に定める回避可能費用単価をいいます。）が卸電力取引所が公表する額となる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。また，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(4)ホで適用されるインバランスリスク単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則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。）に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(4)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，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　再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき受電する場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき受電する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 31（電力および電力量の算定）(18)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，料金の支払状況（既

に消滅しているものを含む他の接続供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，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（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

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

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 22（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。）といたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

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

(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

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

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(33)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備（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，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によ

って算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適用範囲

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

(2) 接続送電サービス契約電力等

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

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キロワット未満となるとき。

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

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

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

ｃ　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大

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

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

a　接続送電サービス契約電流

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

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

b　接続送電サービス契約容量

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

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

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

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

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

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，52（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年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。この場合には，電気の使用計画を文書により申し出ていただきます。

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，52（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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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	３１円８８銭
10 ﾜｯﾄをこえ 20 ﾜｯﾄまでの１灯につき	６３円７６銭
20 ﾜｯﾄをこえ 40 ﾜｯﾄまでの１灯につき	１２７円５２銭
40 ﾜｯﾄをこえ 60 ﾜｯﾄまでの１灯につき	１９１円２８銭
60 ﾜｯﾄをこえ 100 ﾜｯﾄまでの１灯につき	３１８円７９銭
100 ﾜｯﾄをこえる１灯につき 100 ﾜｯﾄまでごとに	３１８円７９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ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき	９５円２２銭
50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき	１９０円４５銭
100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる１機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	１９０円４５銭

e　その他

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

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアお

よび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

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

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	１６７円４０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１２９円６０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5ｱﾝﾍﾟｱ	６４円８０銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15ｱﾝﾍﾟｱ	１９４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８９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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

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

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	１６７円４０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１２９円６０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流５ｱﾝﾍﾟｱ	６４円８０銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流15ｱﾝﾍﾟｱ	１９４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	７円４７銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	６円１１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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	９円６３銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

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

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であること。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が５０キロワット以上で

あるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

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

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	４５３円６０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３２９円４０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円１５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，発電設備等を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

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

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	４５３円６０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３２９円４０銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円５７銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	４円５９銭

(c) その他

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

d　その他

変圧器，発電設備等を介して，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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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	１２円５９銭

d　その他

変圧器，発電設備等を介して，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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合(予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５８３円２０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１８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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合(予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５８３円２０銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２円４３銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円８８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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１１円７４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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	４２６円６０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。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円１８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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合(予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	４２６円６０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２７銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円０５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。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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	８円１８銭

ニ　力率割引および割増し

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

(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後１０時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は１００パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

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

(ﾛ) 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（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

ﾋﾟｰｸｼﾌﾄ電力	高圧で供給する場合	４９５円７２銭
１ｷﾛﾜｯﾄにつき	特別高圧で供給する場合	３６３円９６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サービス料金に加算したものをその月の接続サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

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

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約

電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

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

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

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

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

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

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

最初の 6 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	８５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	７５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる部分につき	６５ﾊﾟｰｾﾝﾄ

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

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

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

(a) 契約負荷設備のうち

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

(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ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾜｯﾄにつき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾜｯﾄにつき	８０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾜｯﾄをこえる部分につき	７０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

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

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

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

(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日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	２円８３銭
総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	５円６５銭
総容量が 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	５円６５銭
総容量が 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	５６円５２銭
総容量が 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 3 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	５６円５２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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (b)において適用される該当電力量料金率の１０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

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

b　供給電気方式および供給電圧

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

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄ１日につき	８５円９５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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

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

(b) 電力量料金

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

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

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

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

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

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

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

b　電力量料金

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

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

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

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，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。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。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４２，６００円を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニに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４２，６００円を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

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

ｂ　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金

率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ　力率割引および割増し

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

ホ　その他

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

(4) その他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

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

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

21　振替送電サービス

(1) 適用範囲

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

(2) 振替送電サービス契約電力

振替送電サービス契約電力は，１年間を通じての振替供給電力の最大値等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，協議にあたり，会社間連系点等の託送可能量が不足する場合等には，振替送電サービス契約電力を制限していただくことがあります。

22　予備送電サービス

(1) 適用範囲

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

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

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

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備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された電気の電力量は，接続送電サービスによって使用され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された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用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

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	７５円６０銭
	特別高圧で供給する場合	７１円２８銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	１１９円８８銭
	特別高圧で供給する場合	９３円９６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された電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用され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。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

発電バランシンググループにおいて，40（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，電気事業法等の一部を改正する等の法律附則第三条第一項の規定に基づき一般送配電事業者が定める

託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令（以下「託送供給等約款料金算定省令」といいます。）第２６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省令第２６条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1) 適用

40（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省令第２６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省令第２６条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

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

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

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

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定省令第２６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省令第２６条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

40（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，31（電力および電力量の算定）(24)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省令第２６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

40（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，31（電力および電力量の算定）(22)により３０分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定省令第２６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であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

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

28　検針日

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

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

なお，高圧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。

29　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「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 31（電力および電力量の算定）(29)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。

30 計量

(1) 当社は，次の場合を除き，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，振替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。

イ　受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその３０分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ロ　供給地点が会社間連系点の場合で，当該振替供給に係る電力量を区分して計量できないときには，38（託送供給等の実施）(2)トで定めたその３０分の供給地点における通告電力量（通告変更が行なわれた場合は変更後の値といたします。）を供給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。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

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

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備が，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 12（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 12（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(16)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 振替受電電力

振替受電電力は，振替供給の場合で，(8)の振替受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(8) 振替受電電力量

振替受電電力量は，38（託送供給等の実施）(2)トで定めたその３０分の受電地点における通告電力量（通告変更が行なわれた場合は変更後の値といたします。）といたします。

(9) 接続供給電力

接続供給電力は，(10)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。

(10) 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。

(11) 振替供給電力

振替供給電力は，(12)の振替供給電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(12) 振替供給電力量

振替供給電力量は，３０分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。

(13) 接続対象電力

接続対象電力は，(14)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。

(14) 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(20)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

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

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(20)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，(18)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

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

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

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

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

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

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

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

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

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

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

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

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

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

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

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

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(18)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

(15) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(16)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。

(16) 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。

(17) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(18)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。

(18) 需要抑制量調整受電電力量

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

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

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

といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0

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

需要抑制量調整受電電力量

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

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

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

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

需要抑制量調整受電電力量

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

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたし

ます。

(19) 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，(20)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。

(20) 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 13（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。

(21) 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。

(22) 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，当該発電設備の給電指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

(23) 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，当該発電設備の給電指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，(22)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

(24) 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，(10)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

(25) 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，(10)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

(26) 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(18)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(20)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。

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(18)ロを適用している場合で，３０分ごとの(18)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

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

(27) 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(18)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(20)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，(18)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

(28) 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。

(29) 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。

(30) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量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。

(31) 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。

(32) 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。

(33) 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。

32 損失率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	８．６ﾊﾟｰｾﾝﾄ
高圧で供給する場合	３．９ﾊﾟｰｾﾝﾄ
特別高圧で供給する場合	２．２ﾊﾟｰｾﾝﾄ

33　料金の算定

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

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

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

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　29（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　29（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

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

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31(電力および電力量の算定)(29)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) 29 (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。

34　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める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，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 31（電力および電力量の算定）(33)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　56（解約等）(1)により解約となった場合

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

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

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

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

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

(4) 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

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

約者または需要抑制契約者が(3)イから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。

(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。

35　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

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

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

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

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

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

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

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

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

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

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

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

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 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。

36　保証金

(1) 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契約者，または新たに接続供給を開始し，もしくは契約電力等を増加される契約者から，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，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ハ　当社は，接続供給契約もしくは振替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。

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，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。

(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　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

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　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

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

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

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

37　連帯責任

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

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

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

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

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画，販売計画および連系線利用計画（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）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，販売計画または連系線利用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），連系線利用計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（連系線利用計画）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。

なお，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契約者について，別表 11（連系線利用計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電契約者または発電者を

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，あらかじめ契約者，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。

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，40（給電指令の実施等）および 80（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，契約者および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，振替供給の実施に先だち，連系線利用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，契約者が通知した連系線利用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。

ロ　原則として，連系線利用計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（連系線利用計画）のとおりといたします。

ハ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合は，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。

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

ホ　契約者がイ，ハまたはニにより当社に通知した連系線利用計画の値が，それ以前に当社に通知した連系線利用計画の値を上回る場合は，会社間連系点等の状況に応じて当該計画を変更していただく場合があります。

ヘ　当社は，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　別表 11（連系線利用計画）に定める翌日計画の通知およびヘにもとづき，当社は，３０分ごとの振替受電電力量および振替供給電力量を決定し，原則として振替供給実施日の前日の午後５時までに契約者に通知（この振替受電電力量

および振替供給電力量を「通告電力量」といいます。）いたします。

チ　契約者または当社が，それぞれ予測しがたい事由により通告電力量を変更する必要のある場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，相手方に通知し，協議によってこれを行なうことができるものといたします。ただし，この場合，さかのぼって通告電力量を変更することはできません。

なお，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契約者について，発電契約者または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，あらかじめ契約者，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。

リ　会社間連系点等の託送可能量が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量の一定割合を下回る場合において，契約者が連系線利用計画の値を減少することにともない，当該会社間連系点等の託送可能量が増加するときには，当社は変更賦課金を申し受けることがあります。この場合の取扱いについては，別に定める変更賦課金要綱によります。

ヌ　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 12（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 12（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 12（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，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 12（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，40（給電指令の実施等）および 80（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 13（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 13（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 13（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。

(5) 接続供給の場合で，契約者が振替供給契約によらず，受給契約等にもとづき連系線の利用を希望するとき，発電量調整供給の場合で，発電契約者が受給契約等にもとづき連系線の利用を希望するときまたは需要抑制量調整供給の場合で，需要抑制契約者が受給契約等にもとづき連系線の利用を希望するとき。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，電力受給の実施に先だち，連系線利用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，発電契約者または需要抑制契約者が通知した連系線利用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。

ロ　原則として，連系線利用計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（連系線利用計画）に準ずるものといたします。

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合は，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。

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者がイもしくはハで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者がイ，ハまたはニにより当社に通知した連系線利用計画の値が，それ以前に当社に通知した連系線利用計画の値を上回る場合は，会社間連系点等の状況に応じて当該計画を変更していただく場合があります。

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

ト　会社間連系点等の託送可能量が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量の一定割合を下回る場合において，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が連系線利用計画の値を減少することにともない，当該会社間連系点等の託送可能量が増加するときには，当社は変更賦課金を申し受けることがあります。この場合の取扱いについては，別に定める変更賦課金要綱によります。

39　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合および当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者および発電契約者からの受電または契約者への供給を中止することがあります。

40　給電指令の実施等

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

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電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，39（受電および供給の中止）または（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が調整電源に該当する

場合（当該発電設備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を制限し，または中止したときは，当該発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が調整電源に該当する場合（当該発電設備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，接続供給において，39（受電および供給の中止）または（2)または(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

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

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，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，33（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 ×（D － d）／ D

H’＝ 修正時間（１０分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

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

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

H’＝ H ×（A － B）／ A

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

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

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

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

す。

(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。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

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

(9) 予備送電サービスに対する利用の制限または中止についても(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。

41 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，31（電力および電力量の算定）(24)もしくは(25)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(22)イもしくは(23)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(22)ロもしくは(23)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(26)もしくは(27)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(21)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。

42　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，その日程等別料金と合わせて支払っていただきます。

43　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 14（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。この場合，契約者に契約者の負担で適当な調整装置を需要場所または発電場所に施設していただくことがあります。

ロ　当社は，当社の系統が軽負荷のため進み力率となるおそれがある場合等技術上必要がある場合は，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。

44　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。この場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

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

(1) 受電地点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もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 80（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) 46（託送供給等の停止），54（契約の廃止）または 56（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

45　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で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，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，当社がとくに必要と認めた場合には，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，当社は供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷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)に準ずるものといたします。

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（高圧）または発電設備系統連系サービス要綱（特別高圧）によります。

46　託送供給等の停止

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

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

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

ハ　63（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，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，発電設備等を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　44（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　45（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，41（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状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

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。）

ヘ　振替供給電力が振替送電サービス契約電力を継続して下回る場合

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

(5) (1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者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。

47 託送供給等の停止の解除

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

48 託送供給の停止期間中の料金

46（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

49 違約金

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

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　46（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。

50 損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を

変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 39（受電および供給の中止）によって契約者からの受電または契約者への供給を中止した場合，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電を調整し，もしくは中止した場合，または 40（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合で，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，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) 46（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 56（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 46（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 56（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 56（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。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

51 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

52　契約の変更

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

(2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

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

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

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

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

(3) 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。

53　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（当社所定の様式によります。）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，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て証明できる場合に限り，名義変更の手続きをいたします。

54　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，56（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。

55　供給開始後の契約の廃止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，接続供給契約の廃止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廃止または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止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，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，

電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

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

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止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，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，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，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予備接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サ

ービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

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予備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廃止し，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廃止しようとされる場合で，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，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で，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ときには，その諸工費から，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。

56 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　46（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) 料金が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（既に廃止しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に廃止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（既に廃止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) 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をいいます。）を支払われない場合

(ﾆ) 変更賦課金要綱によって発生した債務を履行しない場合

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，41（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，発電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

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

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

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

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ﾄ) 振替供給電力が振替送電サービス契約電力を継続して下回る場合

(ﾁ) 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，または廃止するものといたします。

57　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

58　受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

イ　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) 60（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　60（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。

59　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。

60　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　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，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の場所にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

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

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

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

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

なお，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，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または71（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。

61　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。

62　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。

63　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変更工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　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，変成器箱，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 69（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する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

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

65 電流制限器等の取付け

(1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

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

(3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

66 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等（保安通信電話，サイクリックデジタル伝送装置〔ＣＤＴ〕等をいいます。）は，契約者の負担により，契約者で施設していただきます。

なお，この場合の通信設備等は，当社の指定する仕様としていただき，無償で使用させていただきます。

(2) 当社の通信設備等と契約者または発電契約者の通信設備等との接続点は，原則として発電場所内および需要場所内の地点とし，当該構内の当社通信線路が最短距離となる場所を基準として，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。ただし，山間地，離島等の特殊な発電場所から電気を受電する場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所および需要場所以外の地点を通信設備等の接続点とすることがあります。

(3) 当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備等は，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。

(4) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

67 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 68（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 71（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　45（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

68　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 15（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所は，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) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供

給設備）(2)によるものといたします。

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

ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(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	２，８０８円００銭

ロ　受電地点において 22（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，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　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，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または 66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　45（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，次により算定した標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り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。

(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) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(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計上いたします。

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

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

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

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

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

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

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

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または電力広域的運営推進機関業務規程に定める電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定された金額といたします。

69　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。

70　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もしくは振替送電サービス契約電力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。

71　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㍍につき	３，３４８円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１㍍につき	２６，４６０円００銭

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

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

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

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

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

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

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

架空供給側接続設備の超過こう長

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

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ﾋﾞｽ契約電力 1 ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５５０円８０銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７２円８０銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８６円４０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 送電ｻｰﾋﾞｽ 契約電力 1 ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６２６円４０銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５５０円８０銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２１６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ﾋﾞｽ契約電力 1 ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，４００円００銭

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

(ﾆ) 契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトから交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

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

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更さ

れるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

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

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（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，67（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，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け），65（電流制限器等の取付け）または 66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への当社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，標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り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。

(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) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(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計上いたします。

(ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

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

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にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イお

よびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)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

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

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

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

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

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

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

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

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

なお，22（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単

価の２０パーセントを適用して算定いたします。

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

72　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。

(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　71（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　68（受電地点への供給設備の工事費負担金），69（受電用計量器等の工事費負担金），70（会社間連系設備の工事費負担金），71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（71〔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 71（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，68（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 71（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（75〔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。

73　臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，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，71（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，72（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

74　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募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定める場合は，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，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。

75　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

76　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。

77　調査

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

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

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

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

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

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

78　調査等の委託

(1) 当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

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

79　調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したと

き，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

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

80 保安等に対する発電者および需要者の協力

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

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

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

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

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

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

81 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。

82 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 77（調査）

(2) 78（調査等の委託）

(3) 79（調査に対する需要者の協力）

(4) 81（検査または工事の受託）

附　　則

１　実施期日

この約款は，平成２９年４月１日から実施いたします。

２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧３，０００ボルトまたは１０，０００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，３，０００ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，１０，０００ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧２０，０００ボルトまたは３０，０００ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　発電場所および需要場所についての特別措置

(1) 適用

イ　14（発電場所および需要場所）(1)に定める１構内，14（発電場所および需要場所）(1)イに定める１建物または 14（発電場所および需要場所）(2)に定める隣接する複数の構内（以下「原需要場所等」といいます。）において，ロに定める特例設備を新たに使用する際に，ロに定める特例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この特別措置の適用の申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，14（発電場所および需要場所）にかかわらず，当分の間，１原需要場所等につき，ロ(ｲ)または(ﾛ)それぞれ１特例区域等に限り，１発電場所または１需要場所といたします。ただし，電気事業法施行規則附則第１７条第２項に定める２のサービスエリア等からなる原需要場所等において，当該それぞれのサービスエリア等に特例区域等がある場合で，ロ(ｲ)に定める急速充電設備等（以下「急速充電設備等」といいます。）を使用する各特例区域等の契約者または発電契約者から，急速充電設備等を新たに使用する（この特別措置の適用の申出の際現にこの特別措置の適用を受ける特例区域等において急速充電設備等を使用している場合

は，新たに使用するものとみなします。）際に，この特別措置の適用の申出があり，かつ，各特例区域等が次のいずれにも該当するときは，急速充電設備等について， 14（発電場所および需要場所）にかかわらず，当分の間，当該それぞれのサービスエリア等につき，それぞれ１特例区域等に限り，１発電場所または１需要場所といたします。

(ｲ) 特例区域等にロに定める特例設備以外の負荷設備がないこと。また，ロ(ﾛ)に定める特例設備の場合は，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。）においてロ(ﾛ)に定める特例設備以外の負荷設備があること。

(ﾛ) 次の事項について，非特例区域等の発電者または需要者の承諾をえていること。

a　非特例区域等について，14（発電場所および需要場所）に準じて発電場所または需要場所を定めること。

b　当社が特例区域等における業務を実施するため，44（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。

(ﾊ) 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。

(ﾆ) 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。

(ﾎ) 当社が非特例区域等における業務を実施するため，44（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。

ロ　特例設備は，次のものをいいます。

(ｲ) 急速充電設備等

電気事業法施行規則附則第１７条第１項第１号に定める電気自動車専用急速充電設備およびその使用に直接必要な負荷設備その他これに準ずるもの。

(ﾛ) 認定発電設備等

電気事業法施行規則附則第１７条第１項第２号に定める認定発電設備およびその使用に直接必要な負荷設備その他これに準ずるもの。

(2) 工事費の負担

イ　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，68 (受電地点への供給設備の工事費負担金) (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，Ⅷ（工事費の負担）の適用については，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)の場合に準ずるものといたします。

ロ　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，71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(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，Ⅷ（工事費の負担）の適用については，71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の場合に準ずるものといたします。

4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

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

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

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

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

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

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１０アンペアを１キロワットと，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と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)，(24)および(25)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と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(10)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と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(10)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，64（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された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則７（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合は，原則として，契約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。

(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，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，52（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，契約者が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第４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)に定める料金およびホにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定省令第２８条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

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

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定省令第２８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，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

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

ヘ　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補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 36（保証金）

(ﾍ) 49（違約金）

(ﾄ) 56（解約等）

ト　当社は，３０分ごとの特定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。

なお，契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，当該発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

また，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　ト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。

リ　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。

(5) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとお

りといたします。

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

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

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

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

(6) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

６　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，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１４６円３７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，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１２円４５銭

7　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

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，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，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，受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

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

イ　移行期間における３０分ごとの接続供給電力量

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

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の３０分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続

送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

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

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

９　発電量調整供給に係る発電設備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が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(22)イおよび(23)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその３０分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備と調整電源に該当しない発電設備が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備と調整電源に該当しない

発電設備を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における３０分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において３０分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値とみなします。

10　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，40（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，50（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

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

11　みなし小売電気事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第２条において，改正後の電気事業法第２条の２の登録を受けたものとみなされた小売電気事業者における需要抑制量調整供給に係る取り扱いは，この約款における契約者とみなして取り扱います。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\underset{(\text{キロボルトアンペア})}{\text{入力}} = \underset{(\text{アンペア})}{\text{制限される電流}} \times \underset{\text{ボルト}}{１００} \times \frac{1}{１，０００}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\underset{(\text{キロボルトアンペア})}{\text{入力}} = \underset{(\text{アンペア})}{\text{電流制限器の定格電流}} \times \underset{\text{ボルト}}{１００} \times \frac{1}{１，０００}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
富山県	富山市，高岡市，魚津市，滑川市，砺波市，舟橋村，入善町

なお，平成２８年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電する発電場所で，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，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

県	市町村
富山県	氷見市，黒部市，小矢部市，南砺市，射水市，上市町， 立山町，朝日町

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，こ

の約款実施から４年後に見直しを行なうものといたします。ただし，新たな発電設備の連系等明らかに系統の潮流の変化が生じる等，４年を経過せずに見直しを行なう合理的な理由がある場合には，４年を経過せずに見直しを行なうことがあります。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1ｷﾛﾜｯﾄ時につき	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	４５銭
	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄをこえ140,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	２６銭
	受電電圧が標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄをこえる場合	１３銭

ただし，平成２８年３月３１日までに接続供給に係る電気を発電する発電所で，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１４０，０００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) b もしくは(ﾊ)または 20 (臨時接続送電サービス) (2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（１００パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合の電圧は，２００ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率１００．０パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 (ﾜｯﾄ)	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)		入力（ﾜｯﾄ)
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ﾜｯﾄ) ×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔ｷﾛﾜｯﾄ〕)
出力(馬力)×93.3ﾊﾟｰｾﾝﾄ
出力(ｷﾛﾜｯﾄ)×125.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(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。

<table>
<tr><th>装置種別（携帯型および移動型を含みます。）</th><th>最高定格
管 電 圧
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)</th><th>管電流
(短時間定格電流)
(ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)</th><th>換算容量(入力)
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)</th></tr>
<tr><td>治療用装置</td><td></td><td></td><td>定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。</td></tr>
<tr><td rowspan="15">診察用装置</td><td rowspan="9">95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1.5</td></tr>
<tr><td>30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td>50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>3</td></tr>
<tr><td>100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>4</td></tr>
<tr><td>200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="4">95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過
100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>6</td></tr>
<tr><td>300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>8</td></tr>
<tr><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>13.5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過
125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>9.5</td></tr>
<tr><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>16</td></tr>
<tr><td rowspan="2">125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過
150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>11</td></tr>
<tr><td>500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過
1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>19.5</td></tr>
<tr><td rowspan="3">蓄電器放電式診察用装置</td><td colspan="2">ｺﾝﾃﾞﾝｻ容量　0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td colspan="2">0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td colspan="2">1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下</td><td>3</td></tr>
</table>

(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

$$\text{入力（キロワット）} = \text{最大定格１次入力（キロボルトアンペア）} \times \text{７０パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{実測した１次入力（キロボルトアンペア）} \times \text{７０パーセント}$$

(5) その他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，１００円単位とし，１００円未満の端数は，１０円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ Ａ × α

Ａ ＝ 各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

α ＝ １．０００

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島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４２，６００円を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （４２，６００円 － 離島平均燃料価格）\times \frac{(2)の離島基準単価}{１，０００}$$

(ﾛ) １キロリットル当たりの離島平均燃料価格が４２，６００円を上回り，かつ，６３，９００円以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （離島平均燃料価格 － ４２，６００円）\times \frac{(2)の離島基準単価}{１，０００}$$

(ﾊ) １キロリットル当たりの離島平均燃料価格が６３，９００円を上回る場合

離島平均燃料価格は，６３，９００円といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （６３，９００円 － ４２，６００円）\times \frac{(2)の離島基準単価}{１，０００}$$

ハ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ﾕﾆﾊﾞｰｻﾙｻｰﾋﾞｽ調整単価 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。

ニ　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，ロ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，ロ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ロ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し，次のとおりといたします。

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	０円００銭０厘
	10ﾜｯﾄをこえ20ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	20ﾜｯﾄをこえ40ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	40ﾜｯﾄをこえ60ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	60ﾜｯﾄをこえ100ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	100ﾜｯﾄをこえる1灯につき 100ﾜｯﾄまでごとに	０円００銭０厘
小型機器	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの1機器につき	０円００銭０厘
	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの 1機器につき	０円００銭０厘
	100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる1機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０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ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘
総容量が500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ3ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０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。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄ1日につき	０円００銭０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	０円００銭０厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等の掲示

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ロ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当社の事務所に掲示いたします。

６　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。

$$\text{平均力率（パーセント）}=\frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}}\times１００$$

有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，８５パーセントとみなします。

(2) 有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，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，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，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（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（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，連系線を利用した販売分または調達分が連系線利用計画と一致しない場合

連系線利用計画の値（連系線利用計画が通知されなかった場合には零とみなします。）

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

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

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

卸電力取引所における約定結果の値（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，連系線を利用した販売分または調達分が連系線利用計画と一致しない場合

連系線利用計画の値（連系線利用計画が通知されなかった場合には零とみなします。）

ハ　契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合

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 13（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（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，連系線を利用した販売分または調達分が連系線利用計画と一致しない場合

連系線利用計画の値（連系線利用計画が通知されなかった場合には零とみなします。）

(ﾊ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(18)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期

限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

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

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

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

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

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ロ，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ﾋﾞｽ	電灯である契約負荷設備	10ﾜｯﾄまでの1灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ﾜｯﾄをこえ20ﾜｯﾄまでの1灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ﾜｯﾄをこえ40ﾜｯﾄまでの1灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ﾜｯﾄをこえ60ﾜｯﾄまでの1灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ﾜｯﾄをこえ100ﾜｯﾄまでの1灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ﾜｯﾄをこえる1灯につき100ﾜｯﾄまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20 ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

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

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

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

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

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が１０日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，64（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

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

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

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の３０分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力

量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 振替供給電力量および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>毎週火曜日</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>日ごとの接続対象電力の最大値と予想時刻および最小値と予想時刻</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毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>日ごとの接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td 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毎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日までの期間をいいます。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

11　連系線利用計画

連系線利用計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

対象期間		長期計画（第3年度から第10年度）	年間計画（第1年度，第2年度）	月間計画（翌月，翌々月）	週間計画（翌週，翌々週）	翌日計画	当日計画
通知の期限	調整用	毎年1月15日午後5時	毎年12月20日午後5時	毎月5日午後5時	—	—	—
	空容量算出用	毎年3月10日午後5時	毎年3月1日午後5時	毎月15日午後5時	毎週火曜日午後5時	毎日午前12時	原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前
通知の内容	振替供給の場合	各年度の振替受電電力（中継振替の場合に限ります。）の最大値および振替供給電力の最大値	日ごとの昼間帯，夜間帯の振替受電電力（中継振替の場合に限ります。）の最大値および振替供給電力の最大値	日ごとの昼間帯，夜間帯の振替受電電力（中継振替の場合に限ります。）の最大値および振替供給電力の最大値	30分ごとの振替受電電力量（中継振替の場合に限ります。）および30分ごとの振替供給電力量		
	会社間連系点を受電地点とする接続供給の場合	各年度の接続受電電力の最大値	日ごとの昼間帯，夜間帯の接続受電電力の最大値	日ごとの昼間帯，夜間帯の接続受電電力の最大値	30分ごとの接続受電電力量		

（注１）連系線利用計画は，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日までの期間をいいます。

（注３）昼間帯とは毎日午前８時から午後１０時までの時間をいい，夜間帯とは昼間帯以外の時間をいいます。

（注４）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12　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>毎週火曜日</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>日ごとの発電量調整受電電力の最大値と予想時刻および最小値と予想時刻</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毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>日ごとの発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td 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毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備の停止計画</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>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

13　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>毎週火曜日</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>日ごとの需要抑制量調整受電電力の最大値と予想時刻および最小値と予想時刻</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毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>日ごとの需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td 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毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>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日までの期間をいいます。

（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。

14　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 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ　水銀灯

出力（ﾜｯﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	100ﾎﾞﾙﾄ	200ﾎﾞﾙﾄ
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

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

電動機	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

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

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の５０パーセントといたします。

(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。

15　標準設計基準

(1) 適用

イ　この基準は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない事項については，電気設備に関する技術基準その他関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によることといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。

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

(2) 高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧の電線路（供給地点から供給地点に最も近い発変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によります。

公称電圧 / 地域区分	高圧		低圧	
	3,300ボルト	6,600ボルト	100ボルト	200ボルト
都　市　域	－	300ボルト	6ボルト	20ボルト
そ　の　他	300ボルト	600ボルト	6ボルト	20ボルト

(ﾛ) 経過地

高圧または低圧の電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧の電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上不可能な場合，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には，他の方法によります。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧の架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷分割をする場合のうち，線路の保守，保安上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　架空電線路を単独に施設する場合の回線数は，原則として１回線といたします。

c　併架の場合の１配電線路の回線数は，既設電線も含めて高圧線，低圧線ともそれぞれ２回線を限度といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

高圧または低圧の架空電線路の支持物は，原則として鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，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

高圧または低圧の架空電線路の標準径間は，４０メートルから５０メートルといたします。

(ﾆ) 支持物の長さ

高圧または低圧の架空電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，施設場所の状況により根入れ，電線の弛度，装柱，交差，接近，引込線，

前後の支持物の高さ等の関係からやむをえない場合は，この長さ以外のものとすることがあります。

支持物の長さ（ﾒｰﾄﾙ）	10，12

(ﾎ) がいし

高圧または低圧の架空電線路のがいしは，次によります。

使用箇所／電圧	引 通 箇 所	引 留 箇 所
高　　圧	高圧中実がいし 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 込	低圧ピンがいし，低圧引留がいし， 引込用バインドレスがいし	

(ﾍ) 装柱

高圧または低圧の架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧電線は水平配列，低圧電線は水平配列または垂直配列といたします。ただし，他物との離隔距離確保のため特殊装柱とすることがあります。

(ﾄ) 電線の種類および太さ

a　高圧または低圧の架空電線は，絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限等を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，架空ケーブル等，他の適当な電線を使用いたします。

電線種別および太さ			許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)						
			高圧絶縁電線(架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁電線)	低圧絶縁電線				600ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽｹｰﾌﾞﾙ	
				屋外用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	特殊耐熱ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	引込用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線			
						2ｺより	3ｺより	2心	3心
銅	単線	2.0ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						23	20
		2.6 〃				38	34		
		3.2 〃				50	44		
		4.0 〃		78					
		5.0 〃	142	103					
	より線	8平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						42	37
		14 〃				70	62		
		22 〃				92	80	79	70
		38 〃				130	113		
		60 〃		206		174	152	140	125
		80 〃			313				
アルミ	より線	120平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	308						
		240平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	512						

(ﾁ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から技術上，経済上適正な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台を用いてＶ結線により使用いたします。

容量（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	5，10，20，30，50，100

(ﾘ) 開閉器の施設

高圧架空電線路の系統操作および保守のために，必要な箇所には開閉器を施設いたします。

(ﾇ) 耐雷施設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な設備を施設いたします。

(ﾙ) 耐塩施設

塩害地域に施設する架空電線路の機器および材料は，耐塩構造のものを使用いたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 施設方法

高圧または低圧の地中電線路の施設方法は，施設環境等を考慮し，技術上支障のない範囲で，管路式，暗きょ式，開きょ式または直埋式の中から選定いたします。

(ﾛ) ケーブルの選定

高圧または低圧の地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下および施設方法等を考慮し，次の中から選定いたします。

電圧	種　　類	公称断面積（平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）
高圧	CVT ｹｰﾌﾞﾙ (6,600 ﾎﾞﾙﾄﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ形架橋 ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	22，60，150，250， 325，400
低圧	CVQ ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ 4 ｺより架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ) CV ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	60，100，150，250
	VVR ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	8，14，22

(ﾊ) 開閉器，路上変圧器，路上低圧分岐箱の施設

a　多回路開閉器は，高圧線を分岐する場合に施設いたします。

b　高圧引込開閉器は，高圧で供給を受ける需要者へπ引込により供給する場合に施設いたします。

c　路上変圧器は，高圧から低圧への変圧が必要な場合に施設いたします。

d　路上低圧分岐箱は，低圧線を分岐する場合に施設いたします。

(3) 特別高圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路とは，供給地点から供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公称電圧(ﾎﾞﾙﾄ)	22,000	33,000	66,000	77,000	154,000
電圧降下の許容限度(ﾎﾞﾙﾄ)	2,000	3,000	6,000	7,000	14,000

(ﾛ) 経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，用地取得上ならびに保安，保守，系統運用上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，技術上および用地上著しく困難な場合，または経済上適当でない場合は，その他の方法によるものといたします。

ロ　特別高圧架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設を原則といたします。ただし，他の電線路との併架，電線張替等が技術上，経済上から適当と判断される場合は，これらの方法によることがあります。

b　単独に施設する場合は，予備送電サービスの申込みがある場合を除き，原則として１回線といたします。

c　他の電線路との併架の場合の電線路順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として，鉄塔を使用いたします。ただし，公称電圧３３，０００ボルト以下の場合は，施設場所の状況に応じて鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

(ﾊ) 標準径間

標準径間は，次のとおりといたします。

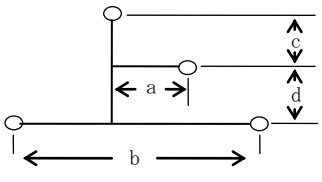
支持物の種類	標準径間
鉄塔	１５０ﾒｰﾄﾙ以上３５０ﾒｰﾄﾙ以下
その他	７５ﾒｰﾄﾙ以上１５０ﾒｰﾄﾙ以下

(ﾆ) 電線間隔

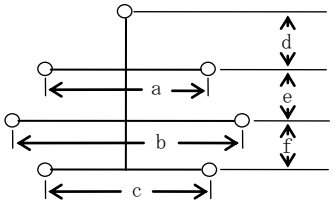
電線間隔の標準は，次のとおりといたします。ただし，線種，気象，地形条件および用地事情等により増減することがあります。

鉄塔の場合

間隔 / 公称電圧	1回線（ﾒｰﾄﾙ）				2回線（ﾒｰﾄﾙ）					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000ﾎﾞﾙﾄ以下	1.5以上 1.6以下	3.6以上 4.4以下	1.5以上 2.1以下	1.6以上 2.2以下	3.0以上 3.2以下	3.6以上 4.4以下	3.2以上 3.6以下	1.5以上 2.1以下	1.6以上 2.2以下	1.6以上 2.2以下
66,000ﾎﾞﾙﾄまたは77,000ﾎﾞﾙﾄ	2.0以上 2.6以下	6.0以上 8.0以下	2.2以上 3.5以下	2.5以上 3.2以下	4.0以上 5.2以下	7.2以上 10.0以下	5.0以上 7.0以下	2.2以上 3.5以下	2.8以上 3.6以下	2.5以上 3.2以下
154,000ﾎﾞﾙﾄ	3.2以上 4.3以下	8.6以上 12.0以下	2.9以上 5.5以下	4.2以上 6.0以下	6.4以上 8.6以下	10.0以上 13.0以下	8.0以上 10.0以下	4.6以上 7.2以下	4.2以上 6.0以下	3.6以上 5.0以下



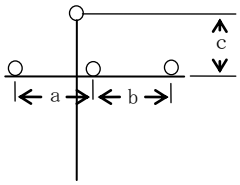
（１回線）



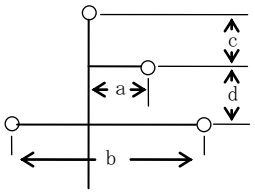
（２回線）

鉄柱，鉄筋コンクリート柱の場合

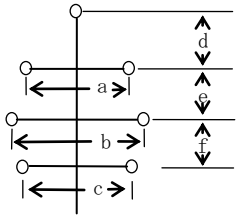
間隔 / 公称電圧	1 回 線 (ﾒｰﾄﾙ)							2 回 線 (ﾒｰﾄﾙ)					
	水平配列			三角配列									
	a	b	c	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000 ﾎﾞﾙﾄ 以下	1.0	0.7	0.8 以上 1.0 以下	0.0 以上 0.3 以下	1.2 以上 1.5 以下	1.4 以上 2.5 以下	0.8 以上 1.0 以下	1.5 以上 2.0 以下	1.8 以上 2.5 以下	2.2 以上 3.0 以下	0.8 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下



（１回線）
水平配列



（１回線）
三角配列



（２回線）

(ﾎ) がいし

a　がいしは懸垂がいし，長幹がいし，ラインポストがいしを使用し，懸垂がいし一連の連結個数の標準は，次のとおりといたします。

なお，長幹がいし，ラインポストがいしを使用する場合は，これと同等の絶縁強度を有するものといたします。ただし，関連施設との協調や電線路の経過地等を考慮して，次によらないことがあります。

種類 / 公称電圧	250 ﾐﾘﾒｰﾄﾙ懸垂がいし(個)
22,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
33,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
66,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
77,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
154,000 ﾎﾞﾙﾄ	10

b　塩じん害の予想される地域は，塩じん害対策委員会の推奨値および北陸における汚損実績を考慮して，適当数の増結またはこれに準ずる長幹がいし，ラインポストがいしを使用いたします。

c　原則として，アークホーンを取り付けます。

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　電線は鋼心アルミより線，鋼心耐熱アルミ合金より線または特別高圧絶縁電線を標準といたします。ただし，保守上，機械的強度上とくに必要のある区間または腐蝕のおそれがある区間等には，特殊電線を使用することがあります。

b　電線の太さは許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して定め，次の中から必要最小のものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係から既設架空線と協調する太さのものを使用することがあります。

絶縁電線				鋼心ｱﾙﾐより線(ACSR)		鋼心耐熱ｱﾙﾐ合金より線(TACSR)	
鋼心ｱﾙﾐより線(SB-ACSR/AC-OC-L)		硬ｱﾙﾐより線(SB-HAL-OC-L)					
公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)
120	308	240	512	160	467	160	724
				330	729	330	1,153
				410	846	410	1,349
				610	1,059	610	1,706
				810	1,251	810	2,031

(注)架空ケーブルを使用する場合は，ハ(ﾛ)の表を適用いたします。

(ﾄ) 架空地線の施設

a　特別高圧架空電線路においては，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，アルミ覆鋼より線を使用し，その太さは，線路の設計条件にもとづいて，次の中から選定いたします。

公　称　断　面　積　(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)
22，45，55，70，90

(ﾁ) 架空電線の地表上の高さ

架空電線の地表上の高さは，次のとおりといたします。

電　圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	電線の地表上の高さ（ﾒｰﾄﾙ）				
	一般箇所	鉄道または軌道を横断する場所	道路または横断歩道を横断する場所	山地であって人が容易に立ち入らない場所	市街地その他人家の密集する地域
33,000 以下	5.00 以上	5.50 以上	6.00 以上	5.00 以上	10.00 以上
66,000	6.00 以上	6.00 以上	6.00 以上	5.00 以上	10.48 以上
77,000	6.00 以上	6.00 以上	6.00 以上	5.00 以上	10.60 以上
154,000	6.00 以上	6.00 以上	6.00 以上	5.00 以上	11.44 以上

(注)鉄道または軌道を横断する場合は，レール面上，横断歩道橋を横断する場合は，その路面上の高さ。

(ﾘ) ライントラップの施設

電力線搬送が行なわれている電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波に悪影響を与えるとみなされるときには，その分岐点に必要な定格のラインントラップを施設いたします。

(ﾇ) その他

特別高圧絶縁電線を使用する電線路は，原則として次の機器を施設いたします。

a　避雷器

b　開閉型端子または開閉器

ハ　特別高圧地中電線路

(ｲ) 施設方法

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

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，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

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

(ﾛ) ケーブルの選定

a　特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および施設方法等を考慮して，次の中から選定いたします。

公称電圧 / 条件	22,000ﾎﾞﾙﾄ または 33,000ﾎﾞﾙﾄ		66,000ﾎﾞﾙﾄ または 77,000ﾎﾞﾙﾄ		154,000ﾎﾞﾙﾄ	
種類	ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ	
	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
線心数	3	1	3	1	3	1
公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	60	400	80	400	250	200
	100	500	100	600		400
	150	600	150	800		600
	200	800	200	1,000		800
	250	1,000	250	1,200		1,000
	325	1,200	325	1,400		1,200
	400		400	1,500		1,400
			500	1,600		1,600
			600	1,800		1,800
				2,000		2,000

b　ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格（ＪＣＳ－１６８－Ｅ）に準ずる算定方法に施設条件を考慮して算出いたします。

c　新設電線路のケーブルは，原則としてＣＶケーブルを使用いたします。

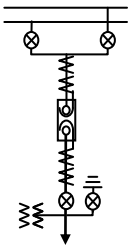
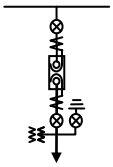
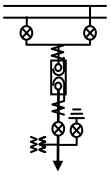
(4) 変電設備

イ　一般基準

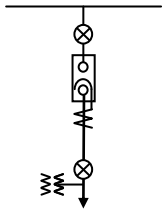
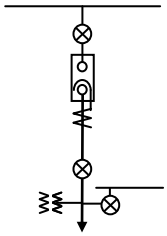
電線路の引出口設備は，その変電所の他の引出口設備および関連設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

結線および主要機器取付台数の標準は，次のとおりといたします。

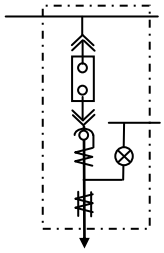
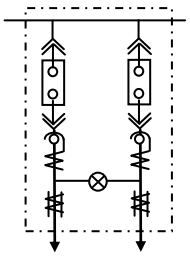
区　分		結　線　法	機　器　名	台　数
公称電圧 154,000 ボルト	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 4　組 1　台 1　面
公称電圧 77,000 ボルト または 66,000 ボルト	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 2　組 1　台 1　面
	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 2　組 1　台 1　面

(注)接地装置は，原則として線路側に１台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも接地装置を設置することがあります。

区　　分		結　線　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 33,000 ボルト または 22,000 ボルト	単 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を省きます。
	切 替 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を1組といたします。

(注)変電所の中性点接地方式により零相変流器を設置することがあります。

接地装置を線路側に1台設置することがあります。

区　　分		結　　線　　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 6,600 ﾎﾞﾙﾄ または 3,300 ﾎﾞﾙﾄ	補助母線付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面
	切替断路器付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面

（凡例）

しゃ断器	断　路　器	変流器 (ﾌﾞｯｼﾝｸﾞ形)	計器用 変圧器
引出形 しゃ断器	接地装置	零相変流器	

ハ　しゃ断器

(ｲ) しゃ断器は，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，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格しゃ断電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200，2,000， 3,000，4,000	25,000，31,500， 40,000	ガス形
77,000	84,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	ガス形， 真空形
66,000	72,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	〃 〃
33,000	36,000	600，1,200， 2,000	16,000，25,000	〃 〃
22,000	24,000	600，1,200， 2,000	20,000，25,000	〃 〃
6,600 または 3,300	7,200	600	12,500	真空形

ニ　断路器

(ｲ) 断路器は，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，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格短時間耐電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200，2,000， 3,000，4,000	31,500，40,000	三極単投
77,000	84,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，31,500	〃
66,000	72,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，31,500	〃
33,000	36,000	600，1,200， 2,000	25,000，31,500， 40,000	〃
22,000	24,000	600，1,200， 2,000	25,000	〃
6,600 または 3,300	7,200	600	12,500	〃

ホ　変流器

(ｲ) 変流器は，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，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

ヘ　計器用変圧器

計器用変圧器は，当社が一般的に使用しているものの中から回路電圧，使用負担に応じ，必要最小のものを選定いたします。

ト　配電盤

配電盤は，原則として電流計，しゃ断器操作用ハンドルおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力計，電圧計および無効電力計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合は，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

チ　保護装置

電線路に短絡または地絡故障を生じた場合は，自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として，各線路には自動再閉路継電装置を施設し，必要な箇所には母線保護継電装置を取り付けます。

(5) 電力保安通信設備

イ　一般基準

(ｲ) 施設基準

a　電力保安通信用電話設備は，法令の定めるところにより施設いたします。

b　給電指令に必要となる情報伝送設備および電力系統の保護に必要となる情報伝送設備（以下「系統運用設備」といいます。）は，電力系統の運用上必要な場合に施設いたします。

c　回線数は，電話については原則として１回線，系統運用設備については，系統運用上の重要性および装置動作の信頼性を考慮し決定いたします。

(ﾛ) 通信方式

電力保安通信用電話設備は，架空通信線，地中通信線，通信線搬送または電力線搬送による電話設備のうち，技術上，経済上からみて最も適当なものを使用いたします。

(ﾊ) 経過地

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

ロ　電力保安通信用電話設備

(ｲ) 架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，使用電圧が３３，０００ボルト以下の架空電線路への添架または架空弱電流電線路への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合がありま

す。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル）または石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾛ) 地中通信線路

a　施設方法

地中通信線路は，原則として管路式または暗きょ式によります。

b　通信線の種類

地中通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルまたはポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル），石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾊ) 通信線搬送設備

a　送受信装置

(a) 原則として単通話路装置を施設いたします。

(b) 原則として浮動充電方式による直流電源装置を施設いたします。

b　通信線の種類

通信線搬送用の通信線は，(ｲ)および(ﾛ)と同様な仕様の通信線を使用いたします。

(ﾆ) 電力線搬送設備

a　結合方式（結合装置）

(a) 結合方式は，線間結合方式または一線大地間結合方式といたします。

(b) ライントラップは，線路の終始端および分岐点に設置いたします。

b　送受信装置

(a) 原則として単通話路装置を施設いたします。

(b) 原則として浮動充電方式による直流電源装置を施設いたします。

(ﾎ) 呼出方式

電力保安電話設備における呼出方式は原則として通話帯域内可聴信号方式

といたします。ただし，地域的，設備条件によっては，ダイヤル方式または１６ヘルツ呼出方式とする場合があります。

ハ　系統運用設備

(ｲ) スーパービジョンおよびテレメータ伝送装置は，必要伝送量に対応する量数のものを施設いたします。

(ﾛ) 搬送継電方式に使用する伝送装置は，保安上，技術上等の点を勘案して伝送路の種類および信号方式を決定し，施設いたします。

(ﾊ) その他電子応用設備については，上記に準じて施設いたします。この場合，保安上，技術上等の点を勘案して決定いたします。

ニ　保安装置

保安装置は，保安の必要に応じ施設いたします。

別 冊　系統連系技術要件

第１章　総　則

１　目的

この系統連系技術要件（以下，この系統連系技術要件において「技術要件」といいます。）は，発電者および需要者の電気設備を当社の電力系統（以下，この系統連系技術要件において「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

２　適用の範囲

この技術要件は，発電者および需要者の電気設備を当社の電線路と連系する場合に適用します。

３　電気方式

電気方式は，連系する系統と同一としていただきます。

４　協議

この技術要件は，系統連系に要する技術要件の標準的な指標であり，実際の連系にあたっては，この技術要件に定めない事項も含め，個別に協議させていただきます。

第２章　発電設備の連系に必要な技術要件（低圧）

５　力率

受電地点の力率は，原則として常に当社系統から見て遅れ力率８５パーセント以上（以下，力率を示す場合は，当社系統から見た力率とします。）とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。ただし，次のいずれかに該当する場合を除きます。

(1) 電圧上昇を防止する上でやむをえない場合（この場合，受電地点の力率を遅れ力率８０パーセントまで制御できるものとします。）

(2) 小出力の逆変換装置を用いる場合または受電地点の力率が適正と考えられる場合（この場合，発電設備の力率を，無効電力を制御するときには遅れ力率８５パーセント以上，無効電力を制御しないときには遅れ力率９５パーセント以上としていただきます。）

６　保護協調の目的

発電設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を行なっていただきます。

(1) 発電設備の異常および故障に対しては，この影響を連系された系統へ波及させないために，発電設備を当該系統と解列すること。

(2) 連系された系統に事故が発生した場合は，当該系統から発電設備が解列されること。

(3) 上位系統事故時等により当該系統の電源が喪失した場合は，発電設備が解列され単独運転が生じないこと。

(4) 連系された系統の事故時の再閉路時に，発電設備が当該系統から解列されていること。

(5) 連系された系統以外の事故時には，発電設備は解列されないこと。

(6) 連系された系統から発電設備が解列される場合は，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の不要な解列を回避できる時限で行なうこと。

7　保護装置の設置

(1) 発電設備が故障した場合の系統の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

ロ　発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統の短絡事故時の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合には，連系された系統の短絡事故を検出し，発電設備を当該系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。

ロ　誘導発電機または逆変換装置を用いる場合は，連系された系統の短絡事故時に発電設備を当該系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。

なお，発電設備の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継電器と共用することができます。

(3) 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備を当該系統から解列することができる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) 単独運転防止のため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただくとともに，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式の各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。

イ　頻繁な不要解列を生じさせない検出感度であること。

ロ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないものであること。

(5) 発電場所における構内設備の事故を連系する系統への波及防止のため，過電流保護機構を備えた漏電しゃ断器を設置していただきます。

8　保護継電器の設置場所

保護継電器は，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

発電設備を系統から解列する箇所は，次のいずれかの箇所としていただきます。

(1) 機械的な開閉箇所２箇所

(2) 逆変換装置を用いた連系の場合は，機械的な開閉箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

10　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によります。

(1) 過電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式においては２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）設置としていただきます。

なお，逆変換装置本体が単相２線式構造で変圧器の出力側巻線で単相３線式に変換するものを使用する場合は，１相（両電圧線間）設置とすることができます。

(2) 不足電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式においては３相設置としていただきます。

(3) 周波数上昇継電器および周波数低下継電器においては１相設置としていただきます。

11　電圧変動

(1) 発電設備からの逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値（１０１ボルトの上下６ボルト，２０２ボルトの上下２０ボルト）を逸脱するおそれがある場合は，発電者において自動的に電圧を調整する対策を実施していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線増強等が必要となります。

(2) 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ていただきます。

また，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の１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電者において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には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。

(3) 発電設備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影響を及ぼすおそれがある場合は，発電者において電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を実施していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線増強等が必要となります。

12　高調波

逆変換装置を用いた発電設備を新設，増設または更新する等の場合は，発電設備本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を，総合電流歪み率５パーセント以下，各次電流歪み率３パーセント以下に抑制していただきます。

13　短絡容量

発電設備の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電者において，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。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について，個別に検討・協議させていただきます。

14　直流流出防止変圧器の施設

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（単巻変圧器を除く）を施設していただきます。ただし，次の各号を共に満たす場合は，省略することができます。

(1) 逆変換装置の直流側回路が非接地である場合または高周波変圧器を用いる場合

(2) 逆変換装置の交流出力側に直流検出器を備え，直流検出時に交流出力を停止する機能を有する場合

15　３極過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の系統に発電機を連系する場合において，負荷の不平衡により中性線に最大電流を生じるおそれがあるときは，発電機を施設した構内の電路であって，負荷および発電機の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

16　出力制御装置

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める認定を受けた発電設備については，必要に応じ出力制御を可能とする装置を設置していただきます。

第３章　発電設備の連系に必要な技術要件（高圧）

17　力率

受電地点の力率は，原則として常に当社系統から見て遅れ力率８５パーセント以上（以下，力率を示す場合は，当社系統から見た力率とします。）とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。ただし，次のいずれかに該当する場合を除きます。

(1) 電圧上昇を防止する上でやむをえない場合（この場合，受電地点の力率を遅れ力率８０パーセントまで制御できるものとします。）

(2) 小出力の逆変換装置を用いる場合または受電地点の力率が適正と考えられる場合（この場合，発電設備の力率を，無効電力を制御するときには遅れ力率８５パーセント以上，無効電力を制御しないときには遅れ力率９５パーセント以上としていただきます。）

18　保護協調の目的

発電設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を行なっていただきます。

(1) 発電設備の異常および故障に対しては，この影響を連系された系統へ波及させないために，発電設備を当該系統と解列すること。

(2) 連系された系統に事故が発生した場合は，当該系統から発電設備が解列されること。

(3) 上位系統事故時等により当該系統の電源が喪失した場合は，発電設備が解列され単独運転が生じないこと。

(4) 連系された系統の事故時の再閉路時に，発電設備が当該系統から解列されていること。

(5) 連系された系統以外の事故時には，発電設備は解列されないこと。

(6) 連系された系統から発電設備が解列される場合は，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の不要な解列を回避できる時限で行なうこと。

19　保護装置の設置

(1) 発電設備が故障した場合の系統の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

ロ　発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統の短絡事故時の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，連系された系統の短絡事故を検出し発電設備を当該系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。

ロ　誘導発電機または逆変換装置を用いる場合は，連系された系統の短絡事故時に発電設備を当該系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。

なお，発電設備の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継電器と共用することができます。

(3) 系統の地絡事故時の保護のため，地絡過電圧継電器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，地絡過電圧継電器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継電器により連系された系統の地絡事故が検知できる場合

ロ　構内低圧線に連系する逆変換装置を用いた発電設備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を有する装置等により高速に単独運転を検出し，発電設備を停止または解列することができる場合

(4) 単独運転防止のため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただくとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線と連系する場合は，周波数上昇継電器を省略することができます。

イ　系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し，必要な時間内に確実に検出することができること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせない検出感度であること。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないものであること。

(5) 当社の系統保護継電装置と協調が必要な場合は，当社の系統保護継電方式や整定と協調を図っていただきます。

(6) 連系される系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等のしゃ断時間としていただきます。

20　保護継電器の設置場所

保護継電器は，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。

21　解列箇所

解列箇所は，系統から発電設備を解列できる次のいずれかの箇所とします。

(1) 連系用しゃ断器

(2) 発電設備出力端しゃ断器

(3) 発電設備連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

22　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によります。

(1) 地絡過電圧継電器は零相回路設置，過電圧継電器，周波数低下継電器および周波数上昇継電器は１相設置としていただきます。

(2) 短絡方向継電器は３相設置としていただきます。ただし，連系された系統と協調がとれる場合は２相設置とすることができます。

(3) 不足電圧継電器は３相設置としていただきます。ただし，同期発電機であって短絡方向継電器との協調がとれる場合は１相設置とすることができます。

23　自動負荷制限

発電設備の脱落時等に連系された配電線路等が過負荷となるおそれがある場合は，発電者において自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

24　線路無電圧確認装置の設置

再閉路時の事故防止のため，配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置

を設置します。ただし，線路無電圧確認装置は，次のいずれかを満たす場合は省略します。

(1) 専用線による連系で，発電者が連系された系統の自動再閉路を必要としていない場合

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

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断する場合

(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の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力継電器を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断する場合

25　逆潮流の制限

発電者の発電設備の出力により，当該発電設備を連系する配電用変電所のバンクにおいて原則として逆潮流が生じないように，発電者側で発電出力を抑制する等の措置をしていただきます。ただし，配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生するおそれがある場合は，配電線電圧調整等の系統運用や保護協調の対策が必要となります。

26　電圧変動

(1) 発電設備の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値（１０１ボルトの上下６ボルト，２０２ボルトの上下２０ボルト）を逸脱するおそれがある場合は，発電者において自動的に負荷を制限する対策を実施していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線増強または専用線による連系が必要となります。

(2) 発電設備からの逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値（１０１ボルトの上下６ボルト，２０２ボルトの上下２０ボルト）を逸脱するおそれがある場合は，発電者において自動的に電圧を調整する対策を実施していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線増強または専用線による連系が必要となります。

(3) 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していただきます。

また，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の１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電者において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，同期発電機を用いる等の対策を実施していただきます。

(4) 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ていただきます。

また，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の１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電者において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には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。

(5) 発電設備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影響を及ぼすおそれがある場合は，発電者において電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を実施していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線増強または専用線による連系が必要となります。

27　高調波

(1) 発電設備から発生する高調波

逆変換装置を用いた発電設備を新設，増設または更新する等の場合は，発電設備本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を，総合電流歪み率５パーセント以下，各次電流歪み率３パーセント以下に抑制していただきます。

(2) 所内負荷，自家消費負荷から発生する高調波

イ　検討対象となる発電者

所内負荷や自家消費負荷のうち，高調波を発生する機器を新設，増設または更新する等の場合に当該機器の容量を６パルス変換装置容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）が次をこえる場合は，高調波流出電流を算出していただきます。この等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流１相当たり２０アンペア以下の電気・電子機器（家

電・汎用品）以外の機器とします。

(ｲ) ６，６００ボルトの系統に連系する場合は５０キロボルトアンペア

(ﾛ) ２２，０００ボルトの系統に連系する場合は３００キロボルトアンペア

ロ　高調波流出電流の算出

系統に流出する高調波電流の算出は次によります。

(ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流に高調波発生機器ごとの最大稼働率を乗じてから合計したものとします。

(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します。

(ﾊ) 対象とする高調波の次数は４０次以下とします。

(ﾆ) 発電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ます。

ハ　高調波流出電流の上限値

発電者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，下記の表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に原則として，当該発電者の負荷設備の容量（キロワット単位とします。）を乗じた値とします。

ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施

発電者は，上記ロの高調波流出電流が上記ハの高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

１キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

公称電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6,600 ﾎﾞﾙﾄ	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70
22,000 ﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36

28　短絡容量

発電設備の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電者において，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。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について，個別に検討・協議させていただきます。

29　昇圧用変圧器のインピーダンス

連系系統により，短絡電流抑制対策等の面から，必要に応じて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きます。

30　直流流出防止変圧器の施設

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を施設していただきます。ただし，次の各号を共に満たす場合は，省略することができます。

(1) 逆変換装置の直流側回路が非接地である場合または高周波変圧器を用いる場合

(2) 逆変換装置の交流出力側に直流検出器を備え，直流検出時に交流出力を停止する機能を有する場合

31　事故時運転継続要件

送電線等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，事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たした設備を設置していただきます。

32　出力制御装置

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める認定を受けた発電設備については，必要に応じ出力制御を可能とする装置を設置していただきます。

33　連絡体制

当社の配電設備を管理する事業所等と発電者との間には，保安通信用電話設備を

設置していただきます。

なお，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合は，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，発電設備の保守監視箇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。

第４章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）

34　高調波

(1) 検討対象となる需要者

高調波を発生する機器を新設，増設または更新する等の場合に当該機器の等価容量が次をこえる場合は，高調波流出電流を算出していただきます。この等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流１相当たり２０アンペア以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

イ　６，６００ボルトの系統に連系する場合は５０キロボルトアンペア

ロ　２２，０００ボルトの系統に連系する場合は３００キロボルトアンペア

(2) 高調波流出電流の算出

系統に流出する高調波電流の算出は次によります。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流に高調波発生機器ごとの最大稼働率を乗じてから合計したものとします。

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します。

ハ　対象とする高調波の次数は４０次以下とします。

ニ　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ます。

(3) 高調波流出電流の上限値

需要者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，下記の表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位とします。）を乗じた値とします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

需要者は，上記(2)の高調波流出電流が上記(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

1キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36

第５章　発電設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）

35　力率

連系する系統の電圧を適切に維持できるように，当社火力機と同様，発電設備の定格力率を９０パーセントとし，安定に運転できる範囲は遅れ力率９０パーセントから進み力率９５パーセントまでとしていただきます。

36　運転可能周波数

当社火力機と同様，発電設備の連続運転可能周波数は，５８．５ヘルツから６１．０ヘルツまでとしていただきます。

周波数低下時は，当社の周波数制御体系に準じて，５８．０ヘルツでは１分以上，５７．０ヘルツでは５秒以上の継続運転が可能な仕様としていただきます。

37　保護協調の目的

発電設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を行なっていただきます。

(1) 発電設備の異常および故障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，発電設備を当該系統と解列すること。

(2) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から発電設備が解列されること。

(3) 上位系統事故時等により当該系統の電源が喪失した場合で，単独運転が認められないときには，発電設備が解列され単独運転が生じないこと。

(4) 連系された系統の事故時の再閉路時に，原則として発電設備が当該系統から解列されていること。

(5) 連系された系統以外の事故時には，原則として発電設備は解列されないこと。

(6) 連系された系統から発電設備が解列される場合は，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の不要な解列を回避できる時限で行なうこと。

38　保護装置の設置

(1) 発電設備が故障した場合の系統の保護のため，次により保護継電器を設置して

いただきます。

イ　発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

ロ　発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し，時限を以て解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備自体の保護装置により検出して保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統の短絡事故時の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，連系された系統の短絡事故を検出し発電設備を当該系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。この場合，当該継電器が有効に機能しないときには，短絡方向距離継電装置または電流差動継電装置を用いていただきます。

ロ　誘導発電機または逆変換装置を用いる場合は，連系された系統の短絡事故時に発電機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継電器を設置していただきます。

なお，この不足電圧継電器は発電設備の発電電圧異常低下検出用のものと共用することができます。

(3) 系統の地絡事故時の保護のため，次により保護継電器を設置していただきます。

イ　中性点直接接地方式の場合には，電流差動継電装置を用いていただきます。

ロ　中性点直接接地方式以外の方式の場合には，地絡過電圧継電器を設置していただきます。

なお，当該継電器が有効に機能しない場合には，地絡方向継電装置または電流差動継電装置を用いていただきます。ただし，発電機引出口にある地絡過電圧継電器により連系された系統の地絡事故が検知できる場合は，地絡過電圧継電器を省略することができます。

(4) 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇継電器，周波数低下継電器および必要に応じて転送しゃ断装置を設置していただきます。

なお，周波数上昇継電器および周波数低下継電器の特性は，電圧変化で影響を受けないものとしていただきます。

(5) 当社の系統保護継電装置と協調が必要な場合は，当社の系統保護継電方式や整定と協調を図っていただきます。

(6) 連系される系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等のしゃ断時間としてい

ただきます。

39　保護継電器の設置場所

保護継電器は，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。

40　解列箇所

解列箇所は，系統から発電設備を解列できる次のいずれかの箇所とします。

(1) 連系用しゃ断器

(2) 発電設備出力端しゃ断器

(3) 発電設備連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

41　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によります。

(1) 地絡過電圧継電器，地絡方向継電装置および地絡用電流差動継電装置は零相回路設置，過電圧継電器，周波数低下継電器および周波数上昇継電器は１相設置としていただきます。

(2) 短絡方向継電器，不足電圧継電器，短絡・地絡兼用電流差動継電装置，短絡用電流差動継電装置および短絡方向距離継電装置は３相設置としていただきます。

42　再閉路方式

自動再閉路を希望される場合は，当社の再閉路方式と協調を図っていただきます。

43　自動負荷制限・発電抑制

発電設備の脱落時等に主として連系された電線路が過負荷となるおそれがある場合は，発電者において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，系統事故等により連系された電線路が過負荷となるおそれがある場合には，必要に応じて過負荷検出装置を設置し，発電抑制を行なっていただきます。

44　線路無電圧確認装置の設置

線路無電圧確認装置が系統の変電所等の電線路引出口に設置されていない場合は，再閉路時の事故防止のため，当該引出口に線路無電圧確認装置を設置します。

45　電圧変動

(1) 系統の電圧を適正値（常時電圧の概ね１から２パーセント以内）に維持するため，発電者において自動的に電圧を調整していただきます。

イ　発電設備には自動電圧調整装置を設置していただきます。

ロ　ＡＶＲ運転，ＡＱＲ運転またはＡＰＦＲ運転ができる設備としていただきます。

ＡＰＦＲ運転の場合は，常時の運転力率について個別に検討・協議させていただきます。

(2) 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していただきます。

また，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適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，発電者において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，同期発電機を用いていただきます。

(3) 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ていただきます。

また，他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，発電者において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には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。

(4) 発電機の並列方式として低圧同期方式を採用する場合で，昇圧用変圧器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適正値を逸脱するおそれがあるときは，変圧器投入用のしゃ断器を抵抗投入方式にする等の対策をとっていただきます。

(5) 系統の電圧を適正に維持するため，必要に応じて昇圧用変圧器にタップ切替器を設置していただきます。

タップ切替器の設置が必要となる場合は，種別（無負荷タップ切替器または負荷時タップ切替器），電圧値，調整幅およびタップ数等個別に検討・協議させていただきます。

46　高調波

逆変換装置等を用いた発電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に必要な対策を講じていただきます。

(1) 対象となる発電者

イ　発電者が高調波発生機器を新設，増設または更新する等の場合で，使用する高調波発生機器の等価容量が，発電設備の設置点ごとに下記に該当するときは，高調波流出電流を算出していただきます。

(ｲ) ２２，０００ボルトまたは３３，０００ボルトの系統に連系する発電者で，等価容量の合計が３００キロボルトアンペアをこえる場合

(ﾛ) ６６，０００ボルト以上の系統に連系する発電者で，等価容量の合計が２，０００キロボルトアンペアをこえる場合

ロ　上記の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流１相当たり２０アンペア以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

(2) 高調波流出電流の算出

系統に流出する高調波電流の算出は次によります。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流に高調波発生機器ごとの最大稼働率を乗じてから合計したものとします。

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します。

ハ　対象とする高調波の次数は４０次以下とします。

ニ　発電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ます。

(3) 高調波流出電流の上限値

発電者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，下記の表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に原則として，当該発電者の負荷設備容量（キロワット単位とします。）を乗じた値とします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

発電者は，上記(2)の高調波流出電流が上記(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

1キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33,000ボルト	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
77,000ボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154,000ボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275,000ボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

47　短絡容量

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

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

48　発電機定数

連系系統，電圧階級により，必要に応じて安定運転対策や短絡電流抑制対策等の面から，同期リアクタンス等の値を当社から指定させていただきます。

49　昇圧用変圧器のインピーダンス

連系系統，電圧階級により，必要に応じて安定運転対策や短絡電流抑制対策等の面から，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きます。

50　発電機運転制御装置の付加

系統安定化，潮流制御等の理由により発電者の発電設備の運転制御が必要な場合は，下記の運転制御装置を設置していただきます。

なお，運転制御装置の設置については個別に検討・協議させていただきます。

(1) 電圧・無効電力制御

(2) 周波数上昇時の発電しゃ断装置

(3) 過負荷解消制御装置

(4) ＰＳＳ（系統安定化装置）

(5) その他必要な装置

51　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は，発電者の昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。

(1) １５４，０００ボルト以下の系統と連系する場合は，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。

なお，中性点接地装置の抵抗値については，個別に検討・協議させていただきます。

(2) ２７５，０００ボルト以上の系統と連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

また，中性点接地装置の設置により系統内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は，当社と協議のうえ，適切な対策を講じていただきます。

52　事故時運転継続要件

送電線等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，事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たした設備を設置していただきます。

53　出力制御装置

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める認定を受けた発電設備については，必要に応じ専用通信回線等による出力制御を可能

とする装置を設置していただきます。

54　連絡体制

(1) 当社の総合制御所等と発電者との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合は，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) 系統運用，管理上の観点から，給電指令の適切な発令を行なうため，給電情報を当社の中央給電指令所，総合制御所等に伝送していただきます。

標準的に伝送していただく情報項目は下記のとおりですが，適用については個別に検討・協議させていただきます。

イ　スーパービジョン（ＳＶ）

連系用しゃ断器等の情報

ロ　テレメータ（TM）

発電所ごとの有効電力等の情報

第６章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）

55　高調波

逆変換装置等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に必要な対策を講じていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ　需要者が高調波発生機器を新設，増設または更新する等の場合で，使用する高調波発生機器の等価容量が，需要者の電気設備設置点ごとに下記に該当するときは，高調波流出電流を算出していただきます。

(ｲ) ２２，０００ボルトまたは３３，０００ボルトの系統に連系する需要者で，等価容量の合計が３００キロボルトアンペアをこえる場合

(ﾛ) ６６，０００ボルト以上の系統に連系する需要者で，等価容量の合計が２，０００キロボルトアンペアをこえる場合

ロ　上記の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流１相当たり２０アンペア以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

(2) 高調波流出電流の算出

系統に流出する高調波電流の算出は次によります。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流に高調波発生機器ごとの最大稼働率を乗じてから合計したものとします。

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します。

ハ　対象とする高調波の次数は４０次以下とします。

ニ　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ます。

(3) 高調波流出電流の上限値

需要者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，下記の表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位とします。）を乗じた値とします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

需要者は，上記(2)の高調波流出電流が上記(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

１キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33,000ボルト	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
77,000ボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154,000ボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275,000ボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

56　連絡体制

(1) 当社の総合制御所等と需要者との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を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話が可能な方式（交換機を介

する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要者の電気設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）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) 常用・予備線供給方式等，機器操作が極めて簡単で，系統に影響を及ぼすおそれがない方式で受電すること。

(2) 系統運用，管理上の観点から，給電指令の適切な発令を行なうため，給電情報を当社の中央給電指令所，総合制御所等に伝送していただきます。

伝送していただく情報項目（連系用しゃ断器の開閉状態，有効電力等）については個別に検討・協議させていただきます。

添 付 書 類

１．一般送配電事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令の様式第１から第８までにより作成した書類

（様式第１）
- 第１表　営業費総括表
- 第２表　事業報酬総括表
- 第３表　追加事業報酬総括表
- 第４表　控除収益総括表

（様式第２）
- 第１表　営業費明細表
- 第２表　事業報酬明細表
- 第３表　追加事業報酬明細表
- 第４表　連系設備特別報酬対象額明細表
- 第５表　控除収益明細表

（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

２．工事費負担金説明書

１．一般送配電事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令の様式第１から第８までにより作成した書類

様式第１（第４条から第７条まで関係）
第１表

営業費総括表　　（単位：千円）

項目	金額	備考	
役員給与	434,632		
給料手当	52,502,780	平均経費人員:	2,616（人）
給料手当振替額（貸方）	-569,072	平均基準賃金:	384,548（円/月）
退職給与金	6,911,319		
厚生費	10,098,768		
委託検針費	2,983,642		
委託集金費	75,363		
雑給	3,295,908		
燃料費	5,791,420		
廃棄物処理費	－		
消耗品費	2,670,998		
修繕費	89,391,452		
水利使用料	146,967		
補償費	5,573,393		
賃借料	9,760,933		
託送料	2,220,368		
事業者間精算費	371,094	振替電力量:	1,652（10^6kWh）
委託費	18,519,240		
損害保険料	27,304		
普及開発関係費	247,995		
養成費	526,382		
研究費	1,270,071		
諸費	6,158,898 ＜　－　＞ ＜369,651＞		
貸倒損	8		
固定資産税	16,874,862		
雑税	439,151		
減価償却費	80,666,020		
固定資産除却費	14,434,887		
共有設備費等分担額	11,356		
共有設備費等分担額（貸方）	-408		
地帯間購入電源費	－	地帯間購入電力量:	－（10^6kWh）
地帯間購入送電費	16,200		
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－ （－）	他社購入電力量:	－（10^6kWh）
他社購入送電費	4,293		
振替損失調整額	-20,259		
建設分担関連費振替額（貸方）	-19,104		
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	-3,321		
電源開発促進税	31,827,420		
事業税	5,150,718		
開発費	－		
開発費償却	－		
電力費振替勘定（貸方）	-57,619		
株式交付費	－		
株式交付費償却	－		
社債発行費	195,641		
社債発行費償却	－		
法人税等	3,825,151		
使用済燃料再処理等既発電費	2,438,145		
使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	2,311,734		
合計	376,504,730		

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

（記載注意）
１　給料手当の平均経費人員（人）及び平均基準賃金（円／月）を、備考欄に記載すること。
２　事業者間精算費、地帯間購入電源費、他社購入電源費及び振替損失調整額の購入電力量（10^6kWh）を、備考欄に記載すること。
３　諸費の上段＜　＞内には寄付金に係る費用を、下段＜　＞内には団体費に係る費用を内数として記載すること。
４　他社購入電源費の（　）内には、新エネルギー等電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）に係る費用を内数として記載すること。

［主な項目の内訳］

（１）　燃料費　　（単位：千円）

項目		金額	備考
火力燃料費	石炭費	－	
	燃料油費	73,711	
	ガス費	－	
	その他	－	
	小計	73,711	
新エネルギー等燃料費		－	
合計		73,711	
火力燃料重油換算消費量（10^3kl）		1	
火力燃料重油換算単価（円／kl）		73,126	
火力発電電力量（発電端10^6kWh）		2	
火力燃料kWh当たり単価（発電端円／kWh）		37.83	
新エネルギー等燃料重油換算消費量（10^3kl）		－	
新エネルギー等燃料重油換算単価（円／kl）		－	
燃料費算定に必要な新エネルギー等発電電力量（発電端10^6kWh）		－	
新エネルギー等燃料kWh当たり単価（発電端円／kWh）		－	

（参考）主要燃料消費数量、消費価格

項目		数量・価格	備考
消費数量	石炭（10^3ｔ）	－	
	重油（10^3kl）	1	
	原油（10^3kl）	－	
	ＬＮＧ（10^3t）	－	
平均消費価格	石炭（円／ｔ）	－	
	重油（円／kl）	73,126	
	原油（円／kl）	－	
	ＬＮＧ（円／t）	－	

（２）　燃料費（電気の周波数の値の維持等に係る増分費用）　　（単位：千円）

項目	金額	備考
電気の周波数の値の維持等に係る増分費用	5,717,709	

（３）　修繕費　　（単位：千円）

項目	金額	備考
普通修繕費	52,435,049	
取替修繕費	36,956,403	
合計	89,391,452	

（４）　減価償却費　　（単位：千円）

項目	金額	備考
水力発電設備	420,136	
火力発電設備	2,915,662	
新エネルギー等発電設備	－	
送電設備	33,004,164	
変電設備	19,235,078	
配電設備	18,768,723	
業務設備	6,322,257	
合計	80,666,020	

第２表

事業報酬総括表　（単位：千円）

項目			金額	備考
電気事業報酬	特定固定資産		1,252,182,827	
	建設中の資産		22,271,619	
	特定投資		823,795	
	運転資本	営業資本	27,905,620	
		貯蔵品	6,512,648	
		小計	34,418,268	
	繰延償却資産		－	
	合計		1,309,696,509	
	報酬率（%）		1.9	
	電気事業報酬額		24,884,234	

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

第３表

追加事業報酬総括表　（単位：千円）

項目	金額	備考
連系設備特別報酬額（１）	7,652	電気事業報酬：　24,884,234
還元額（２）	－	
内部留保相当額控除額（３）	315,942	
追加事業報酬額（４）＝（１）－（２）－（３）	−308,290	

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

（記載注意）

電気事業報酬額を、備考欄に記載すること。

第４表

控除収益総括表　（単位：千円）

項目	金額	備考
遅収加算料金	－	
地帯間販売電源料	－	地帯間販売電力量:　－（10^6kWh）
地帯間販売送電料	2,357,880 （－）	
他社販売電源料	－	他社販売電力量:　－（10^6kWh）
託送収益	3,392,921 （－）	
事業者間精算収益	340,940	振替電力量:　1,224（10^6kWh）
電灯料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	10,346	
電力料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	9,855	
電気事業雑収益	3,436,220	
預金利息	118,037	
使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分	－	
合計	9,666,199	

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

（記載注意）

1　地帯間販売電源料、他社販売電源料及び事業者間精算収益の販売電力量（10^6kWh）を、備考欄に記載すること。

2　地帯間販売送電料及び託送収益の（　）内には、電源線に係る収益を内数として記載すること。

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２（第４条から第７条まで関係）
第１表

営業費明細表　　（単位：千円）

項目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
役員給与	144,877	144,877	144,878	434,632	
給料手当	17,578,644	17,481,089	17,443,047	52,502,780	
給料手当振替額（貸方）	−190,029	−189,358	−189,685	−569,072	
退職給与金	1,797,210	2,343,380	2,770,729	6,911,319	
厚生費	3,366,308	3,367,131	3,365,329	10,098,768	
委託検針費	1,040,150	995,011	948,481	2,983,642	
委託集金費	25,326	25,120	24,917	75,363	
雑給	1,054,219	1,154,703	1,086,986	3,295,908	
燃料費	1,925,744	1,927,565	1,938,111	5,791,420	
廃棄物処理費	−	−	−	−	
消耗品費	916,391	797,735	956,872	2,670,998	
修繕費	29,874,344	29,838,950	29,678,158	89,391,452	
水利使用料	48,984	48,994	48,989	146,967	
補償費	1,859,007	1,854,720	1,859,666	5,573,393	
賃借料	3,235,919	3,251,098	3,273,916	9,760,933	
託送料	766,908	720,825	732,635	2,220,368	
事業者間精算費	106,433	124,869	139,792	371,094	
委託費	5,695,070	6,028,572	6,795,598	18,519,240	
損害保険料	9,101	9,101	9,102	27,304	
普及開発関係費	82,501	82,835	82,659	247,995	
養成費	180,744	173,779	171,859	526,382	
研究費	470,831	413,392	385,848	1,270,071	
諸費	2,009,218 ＜　－　＞ ＜123,217＞	2,054,386 ＜　－　＞ ＜123,217＞	2,095,294 ＜　－　＞ ＜123,217＞	6,158,898 ＜　－　＞ ＜369,651＞	
貸倒損	4	4	−	8	
固定資産税	5,574,744	5,635,880	5,664,238	16,874,862	
雑税	142,565	148,293	148,293	439,151	
減価償却費	26,486,818	26,547,349	27,631,853	80,666,020	
固定資産除却費	4,808,349	4,980,100	4,646,438	14,434,887	
共有設備費等分担額	3,786	3,785	3,785	11,356	
共有設備費等分担額（貸方）	−60	−82	−266	−408	
地帯間購入電源費	−	−	−	−	
地帯間購入送電費	5,400	5,400	5,400	16,200	
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	− （　－　）	− （　－　）	− （　－　）	− （　－　）	
他社購入送電費	1,431	1,431	1,431	4,293	
振替損失調整額	−6,760	−7,198	−6,301	−20,259	
建設分担関連費振替額（貸方）	−6,368	−6,368	−6,368	−19,104	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−1,107	−1,107	−1,107	−3,321	
電源開発促進税	10,584,240	10,603,871	10,639,309	31,827,420	
事業税	1,716,268	1,723,087	1,711,363	5,150,718	
開発費	−	−	−	−	
開発費償却	−	−	−	−	
電力費振替勘定（貸方）	−30,062	−22,547	−5,010	−57,619	
株式交付費	−	−	−	−	
株式交付費償却	−	−	−	−	
社債発行費	65,212	65,217	65,212	195,641	
社債発行費償却	−	−	−	−	
法人税等	1,275,051	1,275,050	1,275,050	3,825,151	
使用済燃料再処理等既発電費	812,715	812,715	812,715	2,438,145	
使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	770,578	770,578	770,578	2,311,734	
合計	124,200,704	125,184,232	127,119,794	376,504,730	

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

（記載注意）

1　原価算定期間に応じて年度別に欄を設け記載すること。なお、原価算定期間の始期を１０月１日とした場合には原価算定期間の初年度及び最終年度に応じて設けた欄を上期、下期及び年度計それぞれの欄に区分し、原価算定期間に含まれない半期分の値についても記載すること（以下この様式において同じ。）

2　諸費の上段＜　＞内には寄付金に係る費用を、下段＜　＞内には団体費に係る費用を内数として記載すること。

3　他社購入電源費の（　）内には、新エネルギー等電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）に係る費用を内数として記載すること。

《項目別明細表》

（１）　第４条第４項第１号関係

［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、委託集金費及び雑給］

（単位：千円）

項目		平成26年度（実績）	平成27年度（実績）	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
役員給与		252,589	247,445	144,877	144,877	144,878	434,632	
給料手当	基準賃金	12,397,242	12,204,325	12,120,287	12,055,929	12,030,840	36,207,056	
	基準外賃金	3,017,269	2,954,551	3,057,949	3,041,711	3,035,381	9,135,041	
	諸給与金	5,743,795	4,753,782	3,204,358	3,187,342	3,180,709	9,572,409	
	控除口（貸方）	−1,033,736	−857,810	−803,950	−803,893	−803,883	−2,411,726	
	附帯事業振替額	−	−	−	−	−	−	
	小計	20,124,570	19,054,848	17,578,644	17,481,089	17,443,047	52,502,780	
給料手当振替額（貸方）		−213,584	−203,842	−190,029	−189,358	−189,685	−569,072	
退職給与金	引当金増加額	−1,566,630	−3,782,013	−2,140,809	−1,354,790	−1,171,837	−4,667,436	
	実払額	2,386,071	2,110,488	2,648,822	2,417,682	2,666,601	7,733,105	
	年金保険料	1,711,698	1,498,503	1,289,197	1,280,488	1,275,965	3,845,650	
	小計	2,531,139	−173,022	1,797,210	2,343,380	2,770,729	6,911,319	
厚生費	法定厚生費	3,144,908	3,008,234	2,690,283	2,694,181	2,693,698	8,078,162	
	一般厚生費	370,817	768,633	676,025	672,950	671,631	2,020,606	
	小計	3,515,725	3,776,867	3,366,308	3,367,131	3,365,329	10,098,768	
委託検針費		1,226,750	1,232,571	1,040,150	995,011	948,481	2,983,642	
委託集金費		184,827	176,787	25,326	25,120	24,917	75,363	
雑給		874,669	888,883	1,054,219	1,154,703	1,086,986	3,295,908	
合計		28,496,685	25,000,537	24,816,705	25,321,953	25,594,682	75,733,340	
平均経費人員（人）		2,687	2,654	2,627	2,613	2,607	—	
平均基準賃金（円／月）		384,548	383,145	384,548	384,548	384,548	—	

（２）　第４条第４項第２号関係

［燃料費］

項目		平成28年度			平成29年度			平成30年度			原価算定期間計			備考
		消費量	単価	金額	消費量	単価	金額	消費量	単価	金額	消費量	単価	金額	
		10^3kl（10^3t、10^6Nm^3）	円/kl（円/t、円/10^3Nm^3）	千円	10^3kl（10^3t、10^6Nm^3）	円/kl（円/t、円/10^3Nm^3）	千円	10^3kl（10^3t、10^6Nm^3）	円/kl（円/t、円/10^3Nm^3）	千円	10^3kl（10^3t、10^6Nm^3）	円/kl（円/t、円/10^3Nm^3）	千円	
火力燃料費	火力発電電力量（発電端10^6kWh）	1	—	—	1	—	—	1	—	—	2	—	—	
	火力燃料重油換算消費量（10^3kl）	0	—	—	0	—	—	0	—	—	1	—	—	
	石炭費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	燃料油費	0	73,180	24,588	0	73,107	24,564	0	73,093	24,559	1	73,126	73,711	
	ガス費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	歴青質混合物費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	助燃費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	蒸気料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	運炭費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	小計（重油換算）	0	73,180	24,588	0	73,107	24,564	0	73,093	24,559	1	73,126	73,711	
新エネルギー等燃料費	燃料費算定に必要な新エネルギー等発電電力量（発電端10^6kWh）	－	—	—	－	—	—	－	—	—	－	—	—	
	新エネルギー等燃料重油換算消費量（10^3kl）	－	—	—	－	—	—	－	—	—	－	—	—	
	バイオマス燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	廃棄物燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	助燃費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	蒸気料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	運搬費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	小計（重油換算）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
合計		0	73,180	24,588	0	73,107	24,564	0	73,093	24,559	1	73,126	73,711	

［燃料費］（電気の周波数の値の維持等に係る増分費用）　　（単位：千円）

項目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
電気の周波数の値の維持等に係る増分費用	－	－	－	－	1,901,156	1,903,001	1,913,552	5,717,709	

（３）　第４条第４項第３号関係

［使用済燃料再処理等既発電費］

（単位：千円）

項　　目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
使用済燃料再処理等既発電費	－	－	－	－	812,715	812,715	812,715	2,438,145	
再処理等費引当	812,715	812,715	812,715	812,715	－	－	－	－	
再処理等引当金取崩し（貸方）	－	－	－	－	－	－	－	－	
合　　計	812,715	812,715	812,715	812,715	812,715	812,715	812,715	2,438,145	

（記載注意）

再処理等費引当及び再処理等引当金取崩し（貸方）の欄には、原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律の一部を改正する法律（平成二十八年法律第四十号）の施行の日の属する事業年度より前の事業年度における実績を記載すること。

［廃棄物処理費］

（単位：千円）

項　　目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
火力廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	
新エネルギー等廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	
合　　計	－	－	－	－	－	－	－	－	

［消耗品費］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平　均	平成27年度					
潤滑油脂費	3,347	3,963	3,119	3,476	4,449	2,809	3,145	3,040	8,994	
雑消耗品費	990,678	1,173,062	923,289	1,029,010	1,316,746	913,582	794,590	953,832	2,662,004	
合　　計	994,025	1,177,025	926,408	1,032,486	1,321,195	916,391	797,735	956,872	2,670,998	

［補償費］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平　均	平成27年度					
定期的補償費	21,263	22,204	20,607	21,358	20,914	24,481	24,449	24,480	73,410	
臨時的補償費	1,569,793	1,639,289	1,521,405	1,576,829	1,544,023	1,807,798	1,803,543	1,808,458	5,419,799	
損害賠償費	23,225	24,253	22,509	23,329	22,843	26,728	26,728	26,728	80,184	
合　　計	1,614,281	1,685,746	1,564,521	1,621,516	1,587,780	1,859,007	1,854,720	1,859,666	5,573,393	

［賃借料］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
借地借家料	1,025,118	1,012,181	982,812	1,006,704	996,027	1,021,643	1,021,434	1,029,652	3,072,729	
道路占用料	555,536	548,525	532,608	545,556	539,770	553,836	555,091	556,256	1,665,183	
水面使用料	1,133	1,119	1,086	1,113	1,101	1,132	1,132	1,132	3,396	
線路使用料	431,436	425,991	413,630	423,686	419,192	427,395	431,055	434,751	1,293,201	
設備賃借料	8,868	8,756	8,502	8,709	8,616	8,860	8,860	8,860	26,580	
電柱敷地料	801,692	791,575	768,605	787,291	778,940	798,650	801,004	803,367	2,403,021	
線下補償料	6,603	6,519	6,330	6,484	6,415	6,597	6,597	6,597	19,791	
機械賃借料	－	－	－	－	29,793	30,637	30,637	30,637	91,911	
雑賃借料	395,378	390,388	379,060	388,275	384,157	387,169	395,288	402,664	1,185,121	
合計	3,225,764	3,185,054	3,092,633	3,167,817	3,164,011	3,235,919	3,251,098	3,273,916	9,760,933	

［託送料］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
託送料	600,689	760,805	607,069	656,188	658,090	766,908	720,825	732,635	2,220,368	

［事業者間精算費］

（単位：千円）

項目		至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
事業者間精算費	電力量（10^6kWh）	497	475	503	492	505	484	557	611	1,652	
	料金計	119,651	111,520	113,592	114,921	114,856	106,433	124,869	139,792	371,094	

［委託費］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
委託運転費	29,206	42,605	33,585	35,132	36,260	25,330	25,330	25,636	76,296	
雑委託費	7,059,920	10,298,875	8,118,528	8,492,441	8,765,162	5,669,740	6,003,242	6,769,962	18,442,944	
合計	7,089,126	10,341,480	8,152,113	8,527,573	8,801,422	5,695,070	6,028,572	6,795,598	18,519,240	

［損害保険料］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
水力関係	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
火力関係	938	949	919	935	977	923	923	923	2,769	
新エネルギー等関係	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
その他	8,311	8,408	8,141	8,287	8,658	8,178	8,178	8,179	24,535	
合計	9,249	9,357	9,060	9,222	9,635	9,101	9,101	9,102	27,304	

［普及開発関係費］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
販売関係普及開発関係費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
一般普及開発関係費	240,088	230,499	246,338	238,975	265,476	82,501	82,835	82,659	247,995	
合計	240,088	230,499	246,338	238,975	265,476	82,501	82,835	82,659	247,995	

［養成費］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
研修施設運営費	32,102	30,192	32,746	31,680	33,690	27,894	27,819	27,894	83,607	
その他養成費	170,008	159,897	173,419	167,775	178,421	152,850	145,960	143,965	442,775	
合計	202,110	190,089	206,165	199,455	212,111	180,744	173,779	171,859	526,382	

［研究費］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
社内研究費	327,075	296,987	301,793	308,618	327,626	224,863	172,833	153,164	550,860	
委託研究費	427,035	387,751	394,026	402,937	427,753	245,968	240,559	232,684	719,211	
合計	754,110	684,738	695,819	711,556	755,379	470,831	413,392	385,848	1,270,071	

［諸費］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
通信運搬費	1,887,819	1,378,983	1,309,301	1,525,368	1,457,307	1,163,646	1,218,495	1,260,810	3,642,951	
旅費	352,716	257,646	244,627	284,996	272,280	227,659	226,567	226,414	680,640	
寄付金	19,332	27,632	82,906	43,290	34,716	－	－	－	－	
団体費	297,173	221,107	338,485	285,588	383,750	123,217	123,217	123,217	369,651	
その他諸費	759,520	554,801	526,767	613,696	586,313	494,696	486,107	484,853	1,465,656	
合計	3,316,560	2,440,169	2,502,086	2,752,938	2,734,366	2,009,218	2,054,386	2,095,294	6,158,898	

［貸倒損］

（単位：千円）

項目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
貸倒損引当額	－	－	－	－	－	3	2	-2	3	
貸倒損発生額	－	－	－	－	－	1	2	2	5	
合計	－	－	－	－	－	4	4	－	8	

［固定資産除却費］

（単位：千円）

項目		至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
水力発電設備	除却損	4,689	7,969	7,624	6,761	3,468	6,998	5,924	6,813	19,735	
	除却費用	9,727	23,605	12,462	15,265	6,644	15,766	13,351	15,351	44,468	
火力発電設備	除却損	5,538	16,019	19,250	13,602	6,399	20,317	50,442	22,445	93,204	
	除却費用	23,768	19,994	24,237	22,666	21,611	33,779	38,465	37,319	109,563	
新エネルギー等発電設備	除却損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	除却費用	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
送電設備	除却損	472,204	370,922	532,640	458,589	548,409	683,252	728,850	635,841	2,047,943	
	除却費用	1,111,990	1,128,129	1,079,434	1,106,518	1,223,543	1,648,598	1,758,619	1,534,199	4,941,416	
変電設備	除却損	323,144	239,413	258,581	273,713	266,006	312,302	309,422	307,880	929,604	
	除却費用	449,758	559,889	626,481	545,376	747,719	679,154	673,416	670,344	2,022,914	
配電設備	除却損	416,802	372,412	406,448	398,554	363,720	522,474	569,882	566,942	1,659,298	
	除却費用	456,694	497,357	443,902	465,984	958,474	610,873	666,303	662,865	1,940,041	
業務設備	除却損	79,573	61,213	87,939	76,242	267,372	94,915	45,711	55,161	195,787	
	除却費用	123,476	72,943	82,292	92,904	60,293	179,921	119,715	131,278	430,914	
合計	除却損	1,301,950	1,067,948	1,312,482	1,227,460	1,455,374	1,640,258	1,710,231	1,595,082	4,945,571	
	除却費用	2,175,413	2,301,917	2,268,808	2,248,713	3,018,284	3,168,091	3,269,869	3,051,356	9,489,316	

［共有設備費等分担額及び共有設備費等分担額（貸方）］

（単位：千円）

項目		至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
共有設備費等分担額	水力発電設備	662	658	619	626	723	723	723	2,169	
	火力発電設備	2,802	2,787	2,620	2,650	3,063	3,062	3,062	9,187	
	小計	3,464	3,445	3,239	3,276	3,786	3,785	3,785	11,356	
共有設備費等分担額(貸方)	水力発電設備	-160	-151	-195	-597	-60	-82	-266	-408	
	小計	-160	-151	-195	-597	-60	-82	-266	-408	
合計		3,304	3,294	3,044	2,679	3,726	3,703	3,519	10,948	

（記載注意）

（何）の欄には、共有設備について種類別に整理すること。

［振替損失調整額］

（単位：千円）

項目		至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
振替損失調整額	電力量（10^6kWh）	0	4	1	2	0	−1	−1	−1	−4	
	料金計	12,272	45,945	14,777	24,331	9,768	−6,760	−7,198	−6,301	−20,259	

［開発費及び開発費償却］

（単位：千円）

項目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
開発費	−	−	−	−	−	−	−	−	
開発費償却	−	−	−	−	−	−	−	−	
合計	−	−	−	−	−	−	−	−	

［電力費振替勘定（貸方）］

（単位：千円）

項目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
建設工事用	−	−2	−721	−4,769	−30,062	−22,547	−5,010	−57,619	
附帯事業用	−	−	−	−	−	−	−	−	
合計	−	−2	−721	−4,769	−30,062	−22,547	−5,010	−57,619	

［株式交付費及び社債発行費］

（単位：千円）

項目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
株式交付費	−	−	−	−	−	−	−	−	
社債発行費	49,722	62,018	61,575	68,462	65,212	65,217	65,212	195,641	
合計	49,722	62,018	61,575	68,462	65,212	65,217	65,212	195,641	

（４）　第４条第４項第４号関係

［修繕費］

（単位：千円）

項目		至近実績							平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計		備考
		平成22年度	平成23年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均修繕費率（%）	平成27年度					平均修繕費率（%）	
水力発電設備	平均帳簿原価	13,048,775	12,212,410	12,069,764	12,023,461	11,813,106	1.24%	11,361,355	9,852,758	9,955,591	10,014,103	29,822,452	1.45%	
	修繕費	154,631	147,357	154,406	133,552	170,243		161,612	154,127	142,575	134,938	431,640		
火力発電設備	平均帳簿原価	19,984,804	18,750,136	18,533,422	18,601,793	18,420,279	2.36%	18,842,129	49,714,537	49,415,963	52,556,391	151,686,891	2.54%	
	修繕費	456,691	333,435	426,494	477,966	529,549		497,058	1,509,053	1,256,672	1,087,886	3,853,611		
新エネルギー等発電設備	平均帳簿原価	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
	修繕費	－	－	－	－	－		－	－	－	－	－		
送電設備	平均帳簿原価	450,407,035	453,863,317	458,232,413	464,186,613	470,611,760	0.90%	476,001,347	481,265,195	489,496,817	496,290,213	1,467,052,225	1.01%	
	修繕費	3,762,121 （－）	3,094,020 （－）	4,120,483 （－）	4,408,484 （－）	5,238,730 （－）		4,541,937 （－）	4,994,902 （－）	4,901,285 （－）	4,884,984 （－）	14,781,171 （－）		
変電設備	平均帳簿原価	313,960,386	316,747,133	321,095,932	324,103,061	326,987,298	0.92%	329,222,763	328,156,356	330,172,677	332,889,676	991,218,709	1.02%	
	修繕費	2,385,007	3,231,195	3,314,660	2,559,865	3,323,937		2,964,127	3,354,271	3,438,473	3,293,645	10,086,389		
配電設備	平均帳簿原価	376,449,631	381,679,809	386,824,625	391,211,784	395,819,874	4.50%	400,593,532	405,848,463	412,036,002	418,370,157	1,236,254,622	4.70%	
	修繕費	20,518,337 (15,667,139)	13,930,554 (9,258,403)	21,506,904 (16,521,054)	15,394,199 (8,683,803)	15,591,055 (8,686,957)		17,953,622 (11,121,180)	19,075,244 (12,127,475)	19,440,753 (12,449,473)	19,603,778 (12,379,455)	58,119,775 (36,956,403)		
業務設備	平均帳簿原価	64,636,141	69,964,331	70,079,884	73,010,401	73,745,076	0.95%	74,109,165	60,083,917	61,595,120	64,101,171	185,780,208	1.14%	
	修繕費	580,198 （－）	556,263 （－）	622,855 （－）	672,296 （－）	913,516 （－）		685,956 （－）	786,747 （－）	659,192 （－）	672,927 （－）	2,118,866 （－）		
合計	平均帳簿原価	1,238,486,772	1,253,217,136	1,266,836,040	1,283,137,113	1,297,397,393	2.03%	1,310,130,291	1,334,921,226	1,352,672,170	1,374,221,711	4,061,815,107	2.20%	
	修繕費	27,856,985	21,292,824	30,145,802	23,646,362	25,767,030		26,804,312	29,874,344	29,838,950	29,678,158	89,391,452		

（記載注意）

送電設備、配電設備及び業務設備の修繕費の（　）内には、取替修繕費を内数として記載すること。

（５）　第４条第４項第５号関係

［水利使用料］

（単位：千円）

項　　目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
水利使用料	48,984	48,994	48,989	146,967	

（６）　第４条第４項第６号関係

［減価償却費］

（単位：千円）

項　　目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
水力発電設備	普通償却費	140,527	140,689	138,920	420,136	
	特別償却費	－	－	－	－	
	試運転償却費	－	－	－	－	
火力発電設備	普通償却費	655,284	661,521	1,047,969	2,364,774	
	特別償却費	－	－	273,467	273,467	
	試運転償却費	－	－	277,421	277,421	
新エネルギー等発電設備	普通償却費	－	－	－	－	
	特別償却費	－	－	－	－	
	試運転償却費	－	－	－	－	
送電設備	普通償却費	11,030,028	10,979,066	10,995,070	33,004,164	
	特別償却費	－	－	－	－	
変電設備	普通償却費	6,471,821	6,376,170	6,387,087	19,235,078	
	特別償却費	－	－	－	－	
配電設備	普通償却費	6,131,639	6,218,361	6,418,723	18,768,723	
	特別償却費	－	－	－	－	
業務設備	普通償却費	2,057,519	2,171,542	2,093,196	6,322,257	
	特別償却費	－	－	－	－	
合計	普通償却費	26,486,818	26,547,349	27,080,965	80,115,132	
	特別償却費	－	－	273,467	273,467	
	試運転償却費	－	－	277,421	277,421	

（７）　第４条第４項第７号関係

［固定資産税、雑税、電源開発促進税及び事業税］

（単位：千円）

項　　目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
固定資産税	5,574,744	5,635,880	5,664,238	16,874,862	
雑税	142,565	148,293	148,293	439,151	
電源開発促進税	10,584,240	10,603,871	10,639,309	31,827,420	
事業税	1,716,268	1,723,087	1,711,363	5,150,718	
合　　計	18,017,817	18,111,131	18,163,203	54,292,151	

（８）　第４条第４項第８号関係

［地帯間購入電源費、地帯間購入送電費、他社購入電源費及び他社購入送電費］

（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
地帯間購入電力料	地帯間購入電源費	料金計	－	－	－	－	
	地帯間購入送電費	料金計	5,400	5,400	5,400	16,200	
	電力量（10^6kWh）		25	25	25	75	
他社購入電力料	他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	料金計	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	
	他社購入送電費	料金計	1,431	1,431	1,431	4,293	
	電力量（10^6kWh）		－	－	－	－	

（記載注意）

他社購入電源費の（　）内には、新エネルギー等電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）に係る費用を内数として記載すること。

［使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分］

（単位：千円）

項目	至近実績				平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度					
使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	770,578	770,578	770,578	770,578	770,578	770,578	770,578	2,311,734	

（９）　第４条第４項第９号関係

［建設分担関連費振替額（貸方）及び附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）］

（単位：千円）

項目		至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均振替率（%）	平成27年度					
建設分担関連費振替額（貸方）	総工事資金	24,208,171	21,375,649	20,744,478	0.0080%	23,323,247	27,049,423	28,748,862	26,163,196	81,961,481	
	振替額	－	−107	−5,232		−2,567	−6,368	−6,368	−6,368	−19,104	
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	附帯事業営業費用	358,855	218,613	261,408	0.3879%	169,374	285,383	285,383	285,383	856,149	
	振替額	−1,392	−848	−1,014		−657	−1,107	−1,107	−1,107	−3,321	

（１０）　第４条第４項第１０号関係

［株式交付費償却及び社債発行費償却］

（単位：千円）

項目	対象交付（発行）費用	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
株式交付費償却	－	－	－	－	－	
社債発行費償却	－	－	－	－	－	
合　計		－	－	－	－	

（１１）　第４条第４項第１１号関係

［法人税等］

（単位：千円）

項目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
法人税等	法人税	1,058,299	1,058,298	1,058,298	3,174,895	
	地方法人税	170,169	170,169	170,169	510,507	
	法人税割	46,583	46,583	46,583	139,749	
合　計		1,275,051	1,275,050	1,275,050	3,825,151	

第２表

事業報酬明細表

（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
電気事業報酬	特定固定資産		415,108,724	416,667,535	420,406,568	1,252,182,827	
	建設中の資産		6,770,171	8,081,884	7,419,564	22,271,619	
	特定投資		137,454	259,738	426,603	823,795	
	運転資本	営業資本	9,208,148	9,237,367	9,460,105	27,905,620	
		貯蔵品	2,120,888	2,116,434	2,275,326	6,512,648	
		小計	11,329,036	11,353,801	11,735,431	34,418,268	
	繰延償却資産		－	－	－	－	
	合計		433,345,385	436,362,958	439,988,166	1,309,696,509	
	報酬率（%）		1.9	1.9	1.9	1.9	
	電気事業報酬額		8,233,562	8,290,896	8,359,776	24,884,234	

≪項目別明細表≫

（１）　第５条第３項関係

［特定固定資産］

（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
水力発電設備	期首残高	帳簿原価	9,956,498	10,109,195	10,165,924	30,231,617	
		工事費負担金等	404,691	404,532	404,397	1,213,620	
		減価償却累計額	7,354,467	7,441,143	7,536,131	22,331,741	
		差引帳簿価額	2,197,340	2,263,520	2,225,396	6,686,256	
	期中増減額	帳簿原価増加額	213,763	108,413	121,890	444,066	
		工事費負担金等増加額	－	－	－	－	
		減価償却累計額増加額	140,298	140,371	138,663	419,332	
		帳簿原価減少額	61,066	51,684	59,454	172,204	
		工事費負担金等減少額	159	135	155	449	
		減価償却累計額減少額	53,622	45,383	52,206	151,211	
	期末残高	帳簿原価	10,109,195	10,165,924	10,228,360	30,503,479	
		工事費負担金等	404,532	404,397	404,242	1,213,171	
		減価償却累計額	7,441,143	7,536,131	7,622,588	22,599,862	
		差引帳簿価額	2,263,520	2,225,396	2,201,530	6,690,446	
	平均帳簿価額		2,255,447	2,239,937	2,216,042	6,711,426	
火力発電設備	期首残高	帳簿原価	51,187,810	51,540,974	50,570,843	153,299,627	
		工事費負担金等	309,790	301,930	294,388	906,108	
		減価償却累計額	44,539,341	44,857,938	43,990,882	133,388,161	
		差引帳簿価額	6,338,679	6,381,106	6,285,573	19,005,358	
	期中増減額	帳簿原価増加額	733,973	632,562	7,880,199	9,246,734	
		工事費負担金等増加額	－	－	－	－	
		減価償却累計額増加額	664,238	670,933	1,621,943	2,957,114	
		帳簿原価減少額	380,809	1,602,693	420,772	2,404,274	
		工事費負担金等減少額	7,860	7,542	8,685	24,087	
		減価償却累計額減少額	345,641	1,537,989	381,914	2,265,544	
	期末残高	帳簿原価	51,540,974	50,570,843	58,030,270	160,142,087	
		工事費負担金等	301,930	294,388	285,703	882,021	
		減価償却累計額	44,857,938	43,990,882	45,230,911	134,079,731	
		差引帳簿価額	6,381,106	6,285,573	12,513,656	25,180,335	
	平均帳簿価額		6,376,041	6,402,991	9,208,922	21,987,954	

［特定固定資産］（続き）　　（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
新エネルギー等発電設備	期首残高	帳簿原価	－	－	－	－	
		工事費負担金等	－	－	－	－	
		減価償却累計額	－	－	－	－	
		差引帳簿価額	－	－	－	－	
	期中増減額	帳簿原価増加額	－	－	－	－	
		工事費負担金等増加額	－	－	－	－	
		減価償却累計額増加額	－	－	－	－	
		帳簿原価減少額	－	－	－	－	
		工事費負担金等減少額	－	－	－	－	
		減価償却累計額減少額	－	－	－	－	
	期末残高	帳簿原価	－	－	－	－	
		工事費負担金等	－	－	－	－	
		減価償却累計額	－	－	－	－	
		差引帳簿価額	－	－	－	－	
	平均帳簿価額		－	－	－	－	
送電設備	期首残高	帳簿原価	443,780,458	451,833,316	459,099,153	1,354,712,927	
		工事費負担金等	13,829,923	13,893,636	13,956,468	41,680,027	
		減価償却累計額	278,126,363	285,728,124	293,053,274	856,907,761	
		差引帳簿価額	151,824,172	152,211,556	152,089,411	456,125,139	
	期中増減額	帳簿原価増加額	12,278,260	11,773,225	9,308,575	33,360,060	
		工事費負担金等増加額	118,474	121,248	106,122	345,844	
		減価償却累計額増加額	10,985,991	10,935,230	10,951,172	32,872,393	
		帳簿原価減少額	4,225,402	4,507,388	3,932,195	12,664,985	
		工事費負担金等減少額	54,761	58,416	50,961	164,138	
		減価償却累計額減少額	3,384,230	3,610,080	3,149,393	10,143,703	
	期末残高	帳簿原価	451,833,316	459,099,153	464,475,533	1,375,408,002	
		工事費負担金等	13,893,636	13,956,468	14,011,629	41,861,733	
		減価償却累計額	285,728,124	293,053,274	300,855,053	879,636,451	
		差引帳簿価額	152,211,556	152,089,411	149,608,851	453,909,818	
	平均帳簿価額		152,851,449	152,346,000	151,144,215	456,341,664	

［特定固定資産］（続き）　　（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
変電設備	期首残高	帳簿原価	328,982,273	329,982,014	333,031,207	991,995,494	
		工事費負担金等	3,470,709	3,465,303	3,459,943	10,395,955	
		減価償却累計額	240,804,837	243,481,344	246,094,259	730,380,440	
		差引帳簿価額	84,706,727	83,035,367	83,477,005	251,219,099	
	期中増減額	帳簿原価増加額	5,289,756	7,302,963	6,641,123	19,233,842	
		工事費負担金等増加額	－	－	－	－	
		減価償却累計額増加額	6,472,655	6,376,991	6,387,912	19,237,558	
		帳簿原価減少額	4,290,015	4,253,770	4,234,364	12,778,149	
		工事費負担金等減少額	5,406	5,360	5,335	16,101	
		減価償却累計額減少額	3,796,148	3,764,076	3,746,904	11,307,128	
	期末残高	帳簿原価	329,982,014	333,031,207	335,437,966	998,451,187	
		工事費負担金等	3,465,303	3,459,943	3,454,608	10,379,854	
		減価償却累計額	243,481,344	246,094,259	248,735,267	738,310,870	
		差引帳簿価額	83,035,367	83,477,005	83,248,091	249,760,463	
	平均帳簿価額		84,024,984	83,419,516	83,396,697	250,841,197	
配電設備	期首残高	帳簿原価	402,640,562	408,505,337	415,007,239	1,226,153,138	
		工事費負担金等	9,555,169	9,727,327	9,918,874	29,201,370	
		減価償却累計額	237,294,279	241,426,271	245,463,445	724,183,995	
		差引帳簿価額	155,791,114	157,351,739	159,624,920	472,767,773	
	期中増減額	帳簿原価増加額	8,671,904	9,563,750	9,203,856	27,439,510	
		工事費負担金等増加額	268,134	296,232	283,555	847,921	
		減価償却累計額増加額	6,132,843	6,219,582	6,419,984	18,772,409	
		帳簿原価減少額	2,807,129	3,061,848	3,046,048	8,915,025	
		工事費負担金等減少額	95,976	104,685	104,144	304,805	
		減価償却累計額減少額	2,000,851	2,182,408	2,171,146	6,354,405	
	期末残高	帳簿原価	408,505,337	415,007,239	421,165,047	1,244,677,623	
		工事費負担金等	9,727,327	9,918,874	10,098,285	29,744,486	
		減価償却累計額	241,426,271	245,463,445	249,712,283	736,601,999	
		差引帳簿価額	157,351,739	159,624,920	161,354,479	478,331,138	
	平均帳簿価額		156,546,374	158,412,214	160,485,647	475,444,235	
業務設備	期首残高	帳簿原価	46,682,938	48,315,117	49,072,284	144,070,339	
		工事費負担金等	2,342,674	2,342,257	2,341,979	7,026,910	
		減価償却累計額	32,631,895	32,372,639	32,820,720	97,825,254	
		差引帳簿価額	11,708,369	13,600,221	13,909,585	39,218,175	
	期中増減額	帳簿原価増加額	3,617,862	2,078,397	4,653,961	10,350,220	
		工事費負担金等増加額	－	－	－	－	
		減価償却累計額増加額	1,591,082	1,679,255	1,618,671	4,889,008	
		帳簿原価減少額	1,985,683	1,321,230	1,448,837	4,755,750	
		工事費負担金等減少額	417	278	304	999	
		減価償却累計額減少額	1,850,338	1,231,174	1,350,085	4,431,597	
	期末残高	帳簿原価	48,315,117	49,072,284	52,277,408	149,664,809	
		工事費負担金等	2,342,257	2,341,979	2,341,675	7,025,911	
		減価償却累計額	32,372,639	32,820,720	33,089,306	98,282,665	
		差引帳簿価額	13,600,221	13,909,585	16,846,427	44,356,233	
	平均帳簿価額		13,054,429	13,846,877	13,955,045	40,856,351	
レートベース			415,108,724	416,667,535	420,406,568	1,252,182,827	

［建設中の資産］

（単位：千円）

項目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
水力発電設備	期首帳簿価額	80,253	3,185	6,069	89,507	
	期中増加額	52,188	35,354	45,509	133,051	
	期中減少額	129,256	32,470	33,258	194,984	
	期末帳簿価額	3,185	6,069	18,320	27,574	
	平均帳簿価額	26,320	14,629	18,081	59,030	
火力発電設備	期首帳簿価額	3,164,575	4,715,314	5,841,231	13,721,120	
	期中増加額	2,137,669	1,603,088	1,728,918	5,469,675	
	期中減少額	586,930	477,171	7,465,871	8,529,972	
	期末帳簿価額	4,715,314	5,841,231	104,278	10,660,823	
	平均帳簿価額	4,064,487	5,371,933	3,782,932	13,219,352	
新エネルギー等発電設備	期首帳簿価額	－	－	－	－	
	期中増加額	－	－	－	－	
	期中減少額	－	－	－	－	
	期末帳簿価額	－	－	－	－	
	平均帳簿価額	－	－	－	－	
送電設備	期首帳簿価額	4,445,851	3,522,251	3,404,624	11,372,726	
	期中増加額	8,577,097	8,531,658	7,618,960	24,727,715	
	期中減少額	9,500,697	8,649,285	6,632,813	24,782,795	
	期末帳簿価額	3,522,251	3,404,624	4,390,771	11,317,646	
	平均帳簿価額	4,067,226	4,349,948	4,330,411	12,747,585	
変電設備	期首帳簿価額	758,014	1,538,589	931,369	3,227,972	
	期中増加額	2,709,460	3,465,129	3,355,971	9,530,560	
	期中減少額	1,928,885	4,072,349	3,975,724	9,976,958	
	期末帳簿価額	1,538,589	931,369	311,616	2,781,574	
	平均帳簿価額	1,432,410	1,869,389	1,388,388	4,690,187	
配電設備	期首帳簿価額	2,481,289	2,481,289	2,481,289	7,443,867	
	期中増加額	2,916,520	2,916,203	2,739,635	8,572,358	
	期中減少額	2,916,520	2,916,203	2,739,635	8,572,358	
	期末帳簿価額	2,481,289	2,481,289	2,481,289	7,443,867	
	平均帳簿価額	2,833,783	2,847,133	2,750,887	8,431,803	
業務設備	期首帳簿価額	236,713	1,242,520	2,051,260	3,530,493	
	期中増加額	3,436,036	2,156,956	1,945,006	7,537,998	
	期中減少額	2,430,229	1,348,216	3,835,265	7,613,710	
	期末帳簿価額	1,242,520	2,051,260	161,001	3,454,781	
	平均帳簿価額	1,116,116	1,710,735	2,568,428	5,395,279	
レートベース		6,770,171	8,081,884	7,419,564	22,271,619	

［特定投資］

（単位：千円）

項目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
石炭資源開発	期首帳簿価額	6,090	6,090	6,091	18,271	
	期中増加額	－	－	－	－	
	期末帳簿価額	6,090	6,090	6,091	18,271	
	平均帳簿価額	6,090	6,090	6,091	18,271	
東京中部間ＦＣ増強運開前預入金	期首帳簿価額	78,199	184,529	322,766	585,494	
	期中増加額	106,330	138,237	195,492	440,059	
	期末帳簿価額	184,529	322,766	518,258	1,025,553	
	平均帳簿価額	131,364	253,648	420,512	805,524	
レートベース		137,454	259,738	426,603	823,795	

（記載注意）

（何）の欄には、長期投資について投資先ごとに整理すること。

［運転資本（営業資本）］

（単位：千円）

項　　目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
営業費項目	役員給与	144,877	144,877	144,878	434,632	
	給料手当	17,578,644	17,481,089	17,443,047	52,502,780	
	給料手当振替額（貸方）	−190,029	−189,358	−189,685	−569,072	
	退職給与金	1,797,210	2,343,380	2,770,729	6,911,319	
	厚生費	3,366,308	3,367,131	3,365,329	10,098,768	
	委託検針費	1,040,150	995,011	948,481	2,983,642	
	委託集金費	25,326	25,120	24,917	75,363	
	雑給	1,054,219	1,154,703	1,086,986	3,295,908	
	燃料費	1,925,744	1,927,565	1,938,111	5,791,420	
	廃棄物処理費	−	−	−	−	
	消耗品費	916,391	797,735	956,872	2,670,998	
	修繕費	29,874,344	29,838,950	29,678,158	89,391,452	
	水利使用料	48,984	48,994	48,989	146,967	
	補償費	1,859,007	1,854,720	1,859,666	5,573,393	
	賃借料	3,235,919	3,251,098	3,273,916	9,760,933	
	託送料	766,908	720,825	732,635	2,220,368	
	事業者間精算費	106,433	124,869	139,792	371,094	
	委託費	5,695,070	6,028,572	6,795,598	18,519,240	
	損害保険料	9,101	9,101	9,102	27,304	
	普及開発関係費	82,501	82,835	82,659	247,995	
	養成費	180,744	173,779	171,859	526,382	
	研究費	470,831	413,392	385,848	1,270,071	
	諸費	2,009,218	2,054,386	2,095,294	6,158,898	
	貸倒損	1	2	2	5	
	減価償却費	30,501	30,571	31,820	92,892	
	固定資産除却費	3,175,121	3,288,453	3,068,174	9,531,748	
	共有設備費等分担額	3,786	3,785	3,785	11,356	
	共有設備費等分担額（貸方）	−60	−82	−266	−408	
	地帯間購入電源費	−	−	−	−	
	地帯間購入送電費	5,400	5,400	5,400	16,200	
	他社購入電源費	−	−	−	−	
	他社購入送電費	1,431	1,431	1,431	4,293	
	振替損失調整額	−6,760	−7,198	−6,301	−20,259	
	建設分担関連費振替額（貸方）	−6,368	−6,368	−6,368	−19,104	
	附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−1,107	−1,107	−1,107	−3,321	
	開発費	−	−	−	−	
	電力費振替勘定（貸方）	−30,062	−22,547	−5,010	−57,619	
	株式交付費	−	−	−	−	
	社債発行費	65,212	65,217	65,212	195,641	
	使用済燃料再処理等既発電費	812,715	812,715	812,715	2,438,145	
	使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分	770,578	770,578	770,578	2,311,734	
	小　計	76,818,288	77,589,624	78,503,246	232,911,158	
控除収益項目	遅収加算料金	−	−	−	−	
	地帯間販売電源料	−	−	−	−	
	地帯間販売送電料	818,440	1,106,840	432,600	2,357,880	
	他社販売電源料	−	−	−	−	
	託送収益	1,070,026	1,261,047	1,061,848	3,392,921	
	事業者間精算収益	76,008	131,282	133,650	340,940	
	電灯料	3,461	3,451	3,434	10,346	
	電力料	3,286	3,285	3,284	9,855	
	電気事業雑収益	1,142,540	1,145,434	1,148,246	3,436,220	
	預金利息	39,346	39,346	39,345	118,037	
	使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分	−	−	−	−	
	小　計	3,153,107	3,690,685	2,822,407	9,666,199	
合　　計		73,665,181	73,898,939	75,680,839	223,244,959	
レ　ー　ト　ベ　ー　ス		9,208,148	9,237,367	9,460,105	27,905,620	

（記載注意）

（何）の欄には、営業費項目及び控除収益項目についてそれぞれ期間原価等項目ごとに整理すること。

［運転資本（貯蔵品）］　　（単位：千円）

項目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
火力燃料貯蔵品	石炭費	消費金額	4,071,601	3,998,109	3,872,556	11,942,266	
		平均月数	1.5	1.5	1.5	1.5	
		計	508,950	499,764	484,069	1,492,783	
	燃料油費	消費金額	1,817,244	1,691,258	2,016,618	5,525,120	
		平均月数	1.5	1.5	1.5	1.5	
		計	227,156	211,407	252,077	690,640	
	ガス費	消費金額	－	－	876,754	876,754	
		平均月数	－	－	1.5	1.5	
		計	－	－	109,594	109,594	
	助燃費	消費金額	58,178	57,386	69,683	185,247	
		平均月数	1.5	1.5	1.5	1.5	
		計	7,272	7,173	8,711	23,156	
	アフターバーナー用燃料費	消費金額	21,583	18,547	29,162	69,292	
		平均月数	1.5	1.5	1.5	1.5	
		計	2,698	2,318	3,646	8,662	
	小計		746,076	720,662	858,097	2,324,835	
新エネルギー等貯蔵品	－	消費金額	－	－	－	－	
		平均月数	－	－	－	－	
		計	－	－	－	－	
	小計		－	－	－	－	
その他貯蔵品	配電平均帳簿原価		405,848,463	412,036,002	418,370,157	1,236,254,622	
	一般貯蔵品払出率		2.710%	2.710%	2.710%	2.710%	
	一般貯蔵品在庫率		12.50%	12.50%	12.50%	12.50%	
	小計		1,374,812	1,395,772	1,417,229	4,187,813	
合計			2,120,888	2,116,434	2,275,326	6,512,648	
レートベース			2,120,888	2,116,434	2,275,326	6,512,648	

（記載注意）

（何）の欄には、火力燃料貯蔵品及び新エネルギー等貯蔵品について燃料種別ごとに整理すること。

［繰延償却資産］　　（単位：千円）

項目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
株式交付費	期首帳簿価額	－	－	－	－	
	増加額	－	－	－	－	
	償却額	－	－	－	－	
	期末帳簿価額	－	－	－	－	
	平均帳簿価額	－	－	－	－	
社債発行費	期首帳簿価額	－	－	－	－	
	増加額	－	－	－	－	
	償却額	－	－	－	－	
	期末帳簿価額	－	－	－	－	
	平均帳簿価額	－	－	－	－	
開発費	期首帳簿価額	－	－	－	－	
	増加額	－	－	－	－	
	償却額	－	－	－	－	
	期末帳簿価額	－	－	－	－	
	平均帳簿価額	－	－	－	－	
レートベース		－	－	－	－	

（２）　第５条第４項関係

［報酬率］

（単位：％）

項目		平成19年度	平成20年度	平成21年度	平成22年度	平成23年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度	適用率	備　考
自己資本報酬率	全ての一般送配電事業者たる法人を除く全産業の自己資本利益率の実績率に相当する値	8.44	4.70	4.77	6.95	5.88	6.95	9.35	－	3.47	
	国債、地方債等公社債の利回りの実績率	1.69	1.55	1.41	1.18	1.08	0.81	0.70	－		
他人資本報酬率	直近の一定期間における国債、地方債等公社債の利回りの実績率に、過去の一定期間における全ての一般送配電事業者たる法人の有利子負債額の実績額に応じて当該有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率から当該期間における国債、地方債等公社債の利回りの実績率を控除して得た値を加重平均して算定した率を加えて得た値	－	－	－	－	－	－	－	－	1.17	
事業報酬率		－	－	－	－	－	－	－	－	1.9	

（記載注意）

報酬率の算定期間に応じて年度別の欄を設け記載すること。

第３表

追加事業報酬明細表

（単位：千円）

項　　目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　　考
連系設備特別報酬額 （１）	1,248	2,410	3,995	7,652	電気事業報酬額：　24,884,234
還　元　額 （２）	－	－	－	－	
内部留保相当額控除額 （３）	105,314	105,314	105,314	315,942	
追加事業報酬額 （４）＝（１）－（２）－（３）	-104,066	-102,904	-101,319	-308,290	

原価算定期間を、平成28年4月から平成31年3月までの3年として算定した。

（記載注意）

電気事業報酬額を、備考欄に記載すること。

第４表

連系設備特別報酬対象額明細表

（単位：千円）

	連系設備					関連周辺設備				原価算定期間計
	名称	区間又は所在地	平成28年度	平成29年度	平成30年度	名称	平成28年度	平成29年度	平成30年度	
特定固定資産	―	―	－	－	－	―	－	－	－	－
						―	－	－	－	－
	―	―	－	－	－	―	－	－	－	－
						―	－	－	－	－
建設中の資産	東京中部間直流連系設備（東京電力分）	長野県 安曇野地方	118,123	232,901	369,982	―	－	－	－	721,006
						―	－	－	－	
	東京中部間直流連系設備（中部電力分）	岐阜県 飛騨地方	13,241	20,746	50,531	―	－	－	－	84,518
						―	－	－	－	
連系設備特別報酬対象額										805,524

（記載注意）

建設中の資産の欄には、第６条第３項の建設中のものについて記載すること。

第５表

控除収益明細表

（単位：千円）

項　　目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
遅収加算料金	－	－	－	－	
地帯間販売電源料	－	－	－	－	
地帯間販売送電料	818,440	1,106,840	432,600	2,357,880	
他社販売電源料	－	－	－	－	
託送収益	1,070,026	1,261,047	1,061,848	3,392,921	
事業者間精算収益	76,008	131,282	133,650	340,940	
電灯料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	3,461	3,451	3,434	10,346	
電力料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	3,286	3,285	3,284	9,855	
電気事業雑収益	1,142,540	1,145,434	1,148,246	3,436,220	
預金利息	39,346	39,346	39,345	118,037	
使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分	－	－	－	－	
合　　計	3,153,107	3,690,685	2,822,407	9,666,199	

≪項目別明細表≫

（１）　第７条第１項関係

［遅収加算料金］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均遅収率（%）	平成27年度					
遅収加算料金	132,827	120,186	119,885	0.1034%	108,497	－	－	－	－	平成28年度より延滞利息制度に移行

［地帯間販売電源料及び地帯間販売送電料］

（単位：千円）

項　　目			平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
地帯間販売電力料	地帯間販売電源料	料金計	－	－	－	－	
	地帯間販売送電料	料金計	818,440	1,106,840	432,600	2,357,880	
	電力量（10^6kWh）		2,923	3,953	1,545	8,421	

［他社販売電源料］

（単位：千円）

項　　目		平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
他社販売電源料	電力量（10^6kWh）	－	－	－	－	
	料金計	－	－	－	－	

［託送収益］

（単位：千円）

項　　目	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
その他託送収益	1,070,026	1,261,047	1,061,848	3,392,921	

［事業者間精算収益］

（単位：千円）

項　　目		至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
		平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
事業者間精算収益	電力量（10^6kWh）	19	100	136	85	187	273	471	480	1,224	
	料金計	5,327	28,060	38,059	23,815	52,949	76,008	131,282	133,650	340,940	

［電灯料］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
電灯料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	3,614	3,514	3,628	3,585	3,143	3,461	3,451	3,434	10,346	

［電力料］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備　考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
電力料（離島供給に係るものに限り、基準託送供給料金に相当する額を除く。）	3,502	3,405	3,459	3,455	3,136	3,286	3,285	3,284	9,855	

［電気事業雑収益］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
契約超過金	33,989	27,673	35,263	32,308	31,926	34,351	34,351	34,351	103,053	
違約金	88	76	112	92	56	98	98	98	294	
諸貸付料	5,332	5,544	2,538	4,471	1,902	4,758	4,758	4,758	14,274	
受託運転益	5,636	4,650	4,748	5,011	7,256	5,141	5,141	5,141	15,423	
器具販売益	－	－	－	－	－	－	－	－	－	
受託工事益	1,022	1,905	649	1,192	1,616	1,278	1,278	1,278	3,834	
広告料	8,248	7,594	7,651	7,831	7,709	8,333	8,333	8,333	24,999	
供給雑収	87,370	84,581	79,187	83,713	78,732	114,420	114,238	114,188	342,846	
雑口	932,568	1,001,749	929,798	954,705	933,397	974,161	977,237	980,099	2,931,497	
合　　計	1,074,253	1,133,772	1,059,946	1,089,324	1,062,594	1,142,540	1,145,434	1,148,246	3,436,220	

［預金利息］

（単位：千円）

項　　目	至近実績					適用金利（%）	平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均残高率（%）	平成27年度						
普通預金利息	1,288	1,114	1,126	5.53%	987	0.020%	1,166	1,166	1,165	3,497	
定期預金利息	28,187	36,660	50,055	27.47%	38,616	0.124%	38,180	38,180	38,180	114,540	
合　　計	29,475	37,774	51,181	－	39,603	－	39,346	39,346	39,345	118,037	

（記載注意）

（何）の欄には、預金について種類ごとに記載すること。

（２）　第７条第２項関係

［使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分］

（単位：千円）

項　　目	至　近　実　績					平成28年度	平成29年度	平成30年度	原価算定期間計	備考
	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平均	平成27年度					
使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分	－	－	－	－	－	－	－	－	－	

注　様式第１の注１から３までと同様とすること。

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			変電費		
	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般	計	固有	一般
役員給与	1,963	－	1,963	6,538	－	6,538	－	－	－	97,410	－	97,410	71,605	－	71,605
給料手当	233,701	205,844	27,857	773,200	693,908	79,292	－	－	－	11,811,060	10,088,166	1,722,894	8,513,374	7,440,804	1,072,570
給料手当振替額（貸方）	−4,354	−4,311	−43	−4,382	−4,239	−143	－	－	－	−125,532	−123,398	−2,134	−162,392	−160,823	−1,569
退職給与金	31,215	－	31,215	103,960	－	103,960	－	－	－	1,549,035	－	1,549,035	1,138,654	－	1,138,654
厚生費	45,110	39,149	5,961	148,409	131,441	16,968	－	－	－	2,262,363	1,893,712	368,651	1,610,298	1,380,798	229,500
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	16,867	13,210	3,657	49,094	36,914	12,180	－	－	－	884,091	702,616	181,475	545,000	411,600	133,400
燃料費	－	－	－	5,791,420	5,791,420	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	3,120	1,443	1,677	76,533	70,873	5,660	－	－	－	890,559	724,086	166,473	212,268	89,896	122,372
修繕費	434,906	431,640	3,266	3,866,409	3,853,611	12,798	－	－	－	15,104,495	14,781,171	323,324	10,249,316	10,086,389	162,927
水利使用料	146,967	146,967	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	27,783	27,748	35	45,490	45,422	68	－	－	－	3,520,601	3,517,164	3,437	12,950	12,921	29
賃借料	18,937	13,821	5,116	114,186	94,342	19,844	－	－	－	1,479,340	972,746	506,594	545,985	290,706	255,279
託送料	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	－ （－）	2,216,213	2,216,213	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	371,094	371,094	－	－	－	－
委託費	42,145	26,019	16,126	212,979	146,280	66,699	－	－	－	3,538,153	1,941,266	1,596,887	1,109,640	304,950	804,690
損害保険料	－	－	－	2,827	2,771	56	－	－	－	2	－	2	17,967	17,607	360
普及開発関係費	1,317	－	1,317	25,654	－	25,654	－	－	－	71,989	－	71,989	43,400	－	43,400
養成費	1,915	－	1,915	9,175	－	9,175	－	－	－	126,929	－	126,929	99,035	－	99,035
研究費	1,984	－	1,984	26,411	－	26,411	－	－	－	353,157	－	353,157	141,297	－	141,297
諸費	32,159	17,269	14,890	105,085	54,417	50,668	－	－	－	1,627,902	599,511	1,028,391	664,648	121,496	543,152
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	101,182	99,900	1,282	288,667	283,650	5,017	－	－	－	5,950,864	5,823,912	126,952	2,966,262	2,902,289	63,973
雑税	1,276	69	1,207	14,390	9,144	5,246	－	－	－	90,992	25,587	65,405	118,382	63,924	54,458
減価償却費	429,236 (8,383)	420,136 (8,205)	9,100 (178)	2,950,239 (48,227)	2,915,662 (47,662)	34,577 (565)	－ （－）	－ （－）	－ （－）	33,833,044	33,004,164	828,880	19,817,107	19,235,078	582,029
固定資産除却費	65,349	64,203	1,146	207,407	202,767	4,640	－	－	－	7,102,813	6,989,359	113,454	3,009,689	2,952,518	57,171
共有設備費等分担額	2,164	2,164	－	9,192	9,192	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	−408	−408	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−19,104	－	−19,104	－	－	－	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−16	－	−16	−316	－	−316	－	－	－	−888	－	−888	−535	－	−535
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	988	－	988	23,569	－	23,569	－	－	－	60,730	－	60,730	48,004	－	48,004
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	18,613	－	18,613	362,982	－	362,982	－	－	－	1,017,129	－	1,017,129	613,191	－	613,191
電気事業報酬	134,293 (2,289)	－ （－）	134,293 (2,289)	625,602 (13,350)	－ （－）	625,602 (13,350)	－ （－）	－ （－）	－ （－）	9,190,661	－	9,190,661	5,036,490	－	5,036,490
合計	1,788,412	1,504,863	283,549	15,815,616	14,337,575	1,478,041	－	－	－	103,024,206	83,527,369	19,496,837	56,421,635	45,150,153	11,271,482

（記載注意）

１　固有の欄には第８条第１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２項又は第４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。
３　託送料、減価償却費及び電気事業報酬の（　）内には、電源線に係る費用を内数として記載すること。
４　その他は、様式第１の注１から３までと同様とすること。

様式第３（第８条関係）

7部門整理表（２）　　（単位：千円）

	配電費			販売費			合計	帰属方法別（%）		
	計	固有	一般	計	固有	一般		直課	活動帰属基準	配賦
役員給与	189,589	－	189,589	67,527	－	67,527	434,632	0.0	100.0	0.0
給料手当	23,548,732	20,003,878	3,544,854	7,622,713	6,694,876	927,837	52,502,780	91.3	8.7	0.0
給料手当振替額（貸方）	−251,576	−247,422	−4,154	−20,836	−19,356	−1,480	−569,072	97.9	2.1	0.0
退職給与金	3,014,660	－	3,014,660	1,073,795	－	1,073,795	6,911,319	94.3	5.7	0.0
厚生費	4,474,384	3,715,884	758,500	1,558,204	1,359,673	198,531	10,098,768	90.4	9.6	0.0
委託検針費	－	－	－	2,983,642	2,983,642	－	2,983,642	100.0	0.0	0.0
委託集金費	－	－	－	75,363	75,363	－	75,363	100.0	0.0	0.0
雑給	1,281,120	927,916	353,204	519,736	393,934	125,802	3,295,908	73.4	26.6	0.0
燃料費	－	－	－	－	－	－	5,791,420	100.0	0.0	0.0
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	999,219	675,213	324,006	489,299	373,893	115,406	2,670,998	77.8	22.2	0.0
修繕費	58,927,914	58,119,775	808,139	808,412	－	808,412	89,391,452	98.6	1.4	0.0
水利使用料	－	－	－	－	－	－	146,967	100.0	0.0	0.0
補償費	1,964,729	1,962,563	2,166	1,840	1,835	5	5,573,393	99.9	0.0	0.1
賃借料	6,969,146	5,702,928	1,266,218	633,339	－	633,339	9,760,933	71.1	28.9	0.0
託送料	4,155	4,155	－	－	－	－	2,220,368 （－）	100.0	0.0	0.0
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	371,094	100.0	0.0	0.0
委託費	9,428,715	5,437,338	3,991,377	4,187,608	2,605,907	1,581,701	18,519,240	58.6	0.0	41.4
損害保険料	6,508	6,372	136	－	－	－	27,304	85.8	0.0	14.2
普及開発関係費	105,635	－	105,635	－	－	－	247,995	51.7	0.0	48.3
養成費	219,352	－	219,352	69,976	－	69,976	526,382	53.7	46.3	0.0
研究費	471,223	－	471,223	275,999	－	275,999	1,270,071	94.7	0.0	5.3
諸費	2,906,921	1,468,818	1,438,103	822,183	627,761	194,422	6,158,898	56.4	0.0	43.6
貸倒損	－	－	－	8	8	－	8	100.0	0.0	0.0
固定資産税	7,314,466	6,997,152	317,314	253,421	－	253,421	16,874,862	96.3	3.7	0.0
雑税	147,976	27,897	120,079	66,135	46,583	19,552	439,151	39.1	26.1	34.8
減価償却費	20,828,823	18,768,723	2,060,100	2,807,571	－	2,807,571	80,666,020 (56,610)	95.8	4.2	0.0
固定資産除却費	3,882,914	3,599,339	283,575	166,715	－	166,715	14,434,887	95.9	4.1	0.0
共有設備費等分担額	－	－	－	－	－	－	11,356	100.0	0.0	0.0
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	－	－	−408	100.0	0.0	0.0
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	－	－	－	−19,104	100.0	0.0	0.0
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−1,303	－	−1,303	−263	－	−263	−3,321	0.0	0.0	100.0
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	59,951	－	59,951	2,399	－	2,399	195,641	0.0	100.0	0.0
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	1,492,507	－	1,492,507	320,729	－	320,729	3,825,151	0.0	0.0	100.0
電気事業報酬	9,723,661	－	9,723,661	173,527	－	173,527	24,884,234 (15,639)	100.0	0.0	0.0
合計	157,709,421	127,170,529	30,538,892	24,959,042	15,144,119	9,814,923	359,718,332	94.0	2.9	3.1

（記載注意）

1　固有の欄には第８条第１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２項又は第４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。
3　託送料、減価償却費及び電気事業報酬の（　）内には、電源線に係る費用を内数として記載すること。
4　その他は、様式第１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（１）

（単位：千円）

	総離島供給費				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	高圧配電費	低圧配電費
	計	水力発電費分	火力発電費分	新エネルギー等発電費分	計	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	41	－	41	－	8,460	1,963	6,497	－	97,410	48,619	22,986	117,945	43,312
給料手当	4,874	－	4,874	－	1,002,027	233,701	768,326	－	11,811,060	5,780,496	2,732,878	14,649,856	5,379,753
給料手当振替額（貸方）	−28	－	−28	－	−8,708	−4,354	−4,354	－	−125,532	−110,263	−52,129	−156,507	−57,473
退職給与金	655	－	655	－	134,520	31,215	103,305	－	1,549,035	773,135	365,519	1,875,444	688,705
厚生費	936	－	936	－	192,583	45,110	147,473	－	2,262,363	1,093,376	516,922	2,783,550	1,022,182
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	309	－	309	－	65,652	16,867	48,785	－	884,091	370,050	174,950	796,995	292,674
燃料費	73,711	－	73,711	－	5,717,709	－	5,717,709	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	1,485	－	1,485	－	78,168	3,120	75,048	－	890,559	144,128	68,140	621,622	228,274
修繕費	59,380	－	59,380	－	4,241,935	434,906	3,807,029	－	15,104,495	7,772,364	2,476,952	27,212,772	9,993,135
水利使用料	－	－	－	－	146,967	146,967	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	73,273	27,783	45,490	－	3,520,601	2,339	10,611	1,437,022	527,707
賃借料	450	－	450	－	132,673	18,937	113,736	－	1,479,340	414,037	131,948	5,097,303	1,871,843
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	2,216,213	－	－	3,039	1,116
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	371,094	－	－	－	－
委託費	14,841	－	14,841	－	240,283	42,145	198,138	－	3,538,153	841,473	268,167	4,175,324	1,533,272
損害保険料	－	－	－	－	2,827	－	2,827	－	2	3,245	14,722	4,760	1,748
普及開発関係費	162	－	162	－	26,809	1,317	25,492	－	71,989	29,468	13,932	65,716	24,133
養成費	58	－	58	－	11,032	1,915	9,117	－	126,929	67,244	31,791	136,461	50,111
研究費	166	－	166	－	28,229	1,984	26,245	－	353,157	95,939	45,358	293,151	107,652
諸費	3,017	－	3,017	－	134,227	32,159	102,068	－	1,627,902	451,289	213,359	1,808,419	664,092
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	3,822	－	3,822	－	386,027	101,182	284,845	－	5,950,864	1,917,659	1,048,603	4,858,166	1,784,027
雑税	91	－	91	－	15,575	1,276	14,299	－	90,992	80,380	38,002	92,057	33,805
減価償却費	53,468	－	53,468	－	3,326,007	429,236	2,896,771	－	33,833,044	12,811,562	7,005,545	13,834,215	5,080,231
固定資産除却費	10,092	－	10,092	－	262,664	65,349	197,315	－	7,102,813	1,945,734	1,063,955	2,578,977	947,058
共有設備費等分担額	58	－	58	－	11,298	2,164	9,134	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	－	−408	−408	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	16,200	－	－	－	－
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	4,293	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	−120	－	−120	－	−18,984	－	−18,984	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−2	－	−2	－	−330	−16	−314	－	−888	−363	−172	−810	−298
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	149	－	149	－	24,408	988	23,420	－	60,730	32,594	15,410	39,819	14,622
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	2,841	－	2,841	－	378,754	18,613	360,141	－	1,017,129	415,547	197,644	991,303	364,028
電気事業報酬	6,998	－	6,998	－	752,897	134,293	618,604	－	9,190,661	3,256,040	1,780,450	6,458,320	2,371,639
地帯間販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	2,357,880	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	237,454	－	237,454	－	17,366,574	1,788,412	15,578,162	－	100,686,819	38,236,092	18,185,543	89,774,919	32,967,348

（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　その他は、様式第１の注１から３まで同様とすること。

様式第４（第10条関係）

送配電関連費整理表（２）　　（単位：千円）

	給電費	需要家費	一般販売費	合計	帰属方法別（%）		
					直課	活動帰属基準	配賦
役員給与	32,405	57,245	6,209	434,632	0.0	54.4	45.6
給料手当	3,657,997	6,782,921	700,918	52,502,780	35.7	17.5	46.8
給料手当振替額（貸方）	−9,999	−46,517	−1,916	−569,072	50.0	4.3	45.7
退職給与金	515,294	910,275	98,737	6,911,319	36.7	17.7	45.6
厚生費	747,753	1,335,824	143,279	10,098,768	35.1	18.7	46.2
委託検針費	−	2,983,642	−	2,983,642	100.0	0.0	0.0
委託集金費	−	75,363	−	75,363	100.0	0.0	0.0
雑給	249,412	413,985	47,790	3,295,908	33.8	25.3	40.9
燃料費	−	−	−	5,791,420	1.3	0.0	98.7
廃棄物処理費	−	−	−	−	0.0	0.0	0.0
消耗品費	234,805	358,825	44,992	2,670,998	30.5	29.1	40.4
修繕費	673,579	21,832,931	23,909	89,391,452	51.9	1.4	46.7
水利使用料	−	−	−	146,967	0.0	0.0	100.0
補償費	883	788	169	5,573,393	63.3	0.0	36.7
賃借料	362,463	194,935	75,941	9,760,933	13.3	13.9	72.8
託送料	−	−	−	2,220,368	99.8	0.0	0.2
事業者間精算費	−	−	−	371,094	100.0	0.0	0.0
委託費	2,601,483	5,046,932	259,312	18,519,240	27.5	0.0	72.5
損害保険料	−	−	−	27,304	64.5	0.0	35.5
普及開発関係費	−	15,786	−	247,995	0.1	0.0	99.9
養成費	38,333	57,478	6,945	526,382	17.0	39.2	43.8
研究費	259,330	75,094	11,995	1,270,071	36.9	0.0	63.1
諸費	394,550	786,442	75,601	6,158,898	16.5	0.0	83.5
貸倒損	−	−	8	8	0.0	0.0	100.0
固定資産税	200,479	715,827	9,388	16,874,862	51.8	2.6	45.6
雑税	31,737	50,431	6,081	439,151	20.4	20.2	59.4
減価償却費	2,463,857	2,197,143	60,948	80,666,020	65.0	5.0	30.0
固定資産除却費	119,402	395,802	8,390	14,434,887	69.0	2.3	28.7
共有設備費等分担額	−	−	−	11,356	0.5	0.0	99.5
共有設備費等分担額（貸方）	−	−	−	−408	0.0	0.0	100.0
地帯間購入電源費	−	−	−	−	−	−	−
地帯間購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	−	−	−	−	−	−	−
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	−	−	−	16,200	100.0	0.0	0.0
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	−	−	−	−	−	−	−
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	−	−	−	−	−	−	−
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	−	−	−	4,293	100.0	0.0	0.0
建設分担関連費振替額（貸方）	−	−	−	−19,104	0.6	0.0	99.4
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−126	−308	−24	−3,321	0.1	0.0	99.9
開発費	−	−	−	−	0.0	0.0	0.0
開発費償却	−	−	−	−	−	−	−
株式交付費	−	−	−	−	−	−	−
株式交付費償却	−	−	−	−	−	−	−
社債発行費	1,151	6,537	221	195,641	0.1	55.6	44.3
社債発行費償却	−	−	−	−	−	−	−
法人税等	165,605	271,702	20,598	3,825,151	0.1	0.0	99.9
電気事業報酬	146,906	916,833	3,490	24,884,234	57.9	0.0	42.1
地帯間販売電源料	−	−	−	−	−	−	−
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	−	−	−	−	−	−	−
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	−	−	−	2,357,880	100.0	0.0	0.0
他社販売電源料	−	−	−	−	−	−	−
合計	12,887,299	45,435,916	1,602,981	357,380,945	48.5	6.2	45.3

（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　その他は、様式第１の注１から３まで同様とすること。

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	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	－	－	－	41	41	－	－	－	－
給料手当	－	－	－	4,874	4,874	－	－	－	－
給料手当振替額（貸方）	－	－	－	−28	−28	－	－	－	－
退職給与金	－	－	－	655	655	－	－	－	－
厚生費	－	－	－	936	936	－	－	－	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	－	－	－	309	309	－	－	－	－
燃料費	－	－	－	73,711	－	73,711	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	－	－	－	1,485	743	742	－	－	－
修繕費	－	－	－	59,380	59,380	－	－	－	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
賃借料	－	－	－	450	450	－	－	－	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	－	－	－	14,841	14,841	－	－	－	－
損害保険料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
普及開発関係費	－	－	－	162	162	－	－	－	－
養成費	－	－	－	58	58	－	－	－	－
研究費	－	－	－	166	166	－	－	－	－
諸費	－	－	－	3,017	3,017	－	－	－	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	－	－	－	3,822	3,822	－	－	－	－
雑税	－	－	－	91	91	－	－	－	－
減価償却費	－	－	－	53,468	53,468	－	－	－	－
固定資産除却費	－	－	－	10,092	10,092	－	－	－	－
共有設備費等分担額	－	－	－	58	58	－	－	－	－
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（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−120	−120	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−2	−2	－	－	－	－
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	－	－	－	149	149	－	－	－	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	－	－	－	2,841	2,841	－	－	－	－
電気事業報酬	－	－	－	6,998	6,998	－	－	－	－
地帯間販売電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	－	－	－	237,454	163,001	74,453	－	－	－

（記載注意）
様式第１の注１から３まで同様とすること。

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		
	水力発電費分			火力発電費分			新エネルギー等発電費分					
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	1,963	1,963	－	6,497	5,497	1,000	－	－	－	97,410	97,410	－
給料手当	233,701	233,701	－	768,326	650,019	118,307	－	－	－	11,811,060	11,811,060	－
給料手当振替額（貸方）	−4,354	−4,354	－	−4,354	−3,684	−670	－	－	－	−125,532	−125,532	－
退職給与金	31,215	31,215	－	103,305	87,398	15,907	－	－	－	1,549,035	1,549,035	－
厚生費	45,110	45,110	－	147,473	124,765	22,708	－	－	－	2,262,363	2,262,363	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	16,867	16,867	－	48,785	41,273	7,512	－	－	－	884,091	884,091	－
燃料費	－	－	－	5,717,709	－	5,717,709	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	3,120	3,120	－	75,048	63,492	11,556	－	－	－	890,559	445,280	445,279
修繕費	434,906	434,906	－	3,807,029	3,220,823	586,206	－	－	－	15,104,495	15,104,495	－
水利使用料	146,967	146,967	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	27,783	27,783	－	45,490	38,485	7,005	－	－	－	3,520,601	3,520,601	－
賃借料	18,937	18,937	－	113,736	96,223	17,513	－	－	－	1,479,340	1,479,340	－
託送料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,216,213	1,451,269	764,944
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	371,094	－	371,094
委託費	42,145	42,145	－	198,138	167,629	30,509	－	－	－	3,538,153	3,538,153	－
損害保険料	－	－	－	2,827	2,392	435	－	－	－	2	2	－
普及開発関係費	1,317	1,317	－	25,492	21,567	3,925	－	－	－	71,989	71,989	－
養成費	1,915	1,915	－	9,117	7,713	1,404	－	－	－	126,929	126,929	－
研究費	1,984	1,984	－	26,245	22,204	4,041	－	－	－	353,157	353,157	－
諸費	32,159	32,159	－	102,068	86,352	15,716	－	－	－	1,627,902	1,627,902	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	101,182	101,182	－	284,845	240,985	43,860	－	－	－	5,950,864	5,950,864	－
雑税	1,276	1,276	－	14,299	12,097	2,202	－	－	－	90,992	90,992	－
減価償却費	429,236	429,236	－	2,896,771	2,450,726	446,045	－	－	－	33,833,044	33,833,044	－
固定資産除却費	65,349	65,349	－	197,315	166,932	30,383	－	－	－	7,102,813	7,102,813	－
共有設備費等分担額	2,164	2,164	－	9,134	7,728	1,406	－	－	－	－	－	－
共有設備費等分担額（貸方）	−408	−408	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	16,200	－	16,200
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	4,293	4,293	－
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−18,984	−16,061	−2,923	－	－	－	－	－	－
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−16	−16	－	−314	−266	−48	－	－	－	−888	−888	－
開発費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
開発費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
株式交付費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
社債発行費	988	988	－	23,420	19,814	3,606	－	－	－	60,730	60,730	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	18,613	18,613	－	360,141	304,686	55,455	－	－	－	1,017,129	1,017,129	－
電気事業報酬	134,293	134,293	－	618,604	523,351	95,253	－	－	－	9,190,661	9,190,661	－
地帯間販売電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	2,357,880	－	2,357,880
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	1,788,412	1,788,412	－	15,578,162	8,342,140	7,236,022	－	－	－	100,686,819	101,447,182	−760,363

（記載注意）

様式第１の注１から３まで同様とすること。

様式第５（第11条関係）

送配電関連費明細表（３）

（単位：千円）

	受電用変電サービス費			配電用変電サービス費			高圧配電費			低圧配電費		
	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変	計	固定	可変
役員給与	48,619	48,619	－	22,986	22,986	－	117,945	117,945	－	43,312	43,312	－
給料手当	5,780,496	5,780,496	－	2,732,878	2,732,878	－	14,649,856	14,649,856	－	5,379,753	5,379,753	－
給料手当振替額（貸方）	−110,263	−110,263	－	−52,129	−52,129	－	−156,507	−156,507	－	−57,473	−57,473	－
退職給与金	773,135	773,135	－	365,519	365,519	－	1,875,444	1,875,444	－	688,705	688,705	－
厚生費	1,093,376	1,093,376	－	516,922	516,922	－	2,783,550	2,783,550	－	1,022,182	1,022,182	－
委託検針費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託集金費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
雑給	370,050	370,050	－	174,950	174,950	－	796,995	796,995	－	292,674	292,674	－
燃料費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	144,128	72,064	72,064	68,140	34,070	34,070	621,622	310,811	310,811	228,274	114,137	114,137
修繕費	7,772,364	7,772,364	－	2,476,952	2,476,952	－	27,212,772	27,212,772	－	9,993,135	9,993,135	－
水利使用料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
補償費	2,339	2,339	－	10,611	10,611	－	1,437,022	1,437,022	－	527,707	527,707	－
賃借料	414,037	414,037	－	131,948	131,948	－	5,097,303	5,097,303	－	1,871,843	1,871,843	－
託送料	－	－	－	－	－	－	3,039	2,936	103	1,116	1,078	38
事業者間精算費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
委託費	841,473	841,473	－	268,167	268,167	－	4,175,324	4,175,324	－	1,533,272	1,533,272	－
損害保険料	3,245	3,245	－	14,722	14,722	－	4,760	4,760	－	1,748	1,748	－
普及開発関係費	29,468	29,468	－	13,932	13,932	－	65,716	65,716	－	24,133	24,133	－
養成費	67,244	67,244	－	31,791	31,791	－	136,461	136,461	－	50,111	50,111	－
研究費	95,939	95,939	－	45,358	45,358	－	293,151	293,151	－	107,652	107,652	－
諸費	451,289	451,289	－	213,359	213,359	－	1,808,419	1,808,419	－	664,092	664,092	－
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	1,917,659	1,917,659	－	1,048,603	1,048,603	－	4,858,166	4,858,166	－	1,784,027	1,784,027	－
雑税	80,380	80,380	－	38,002	38,002	－	92,057	92,057	－	33,805	33,805	－
減価償却費	12,811,562	12,811,562	－	7,005,545	7,005,545	－	13,834,215	13,834,215	－	5,080,231	5,080,231	－
固定資産除却費	1,945,734	1,945,734	－	1,063,955	1,063,955	－	2,578,977	2,578,977	－	947,058	947,058	－
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（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
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）	−363	−363	－	−172	−172	－	−810	−810	－	−298	−298	－
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	32,594	32,594	－	15,410	15,410	－	39,819	39,819	－	14,622	14,622	－
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	415,547	415,547	－	197,644	197,644	－	991,303	991,303	－	364,028	364,028	－
電気事業報酬	3,256,040	3,256,040	－	1,780,450	1,780,450	－	6,458,320	6,458,320	－	2,371,639	2,371,639	－
地帯間販売電源費	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	38,236,092	38,164,028	72,064	18,185,543	18,151,473	34,070	89,774,919	89,464,005	310,914	32,967,348	32,853,173	114,175

（記載注意）

様式第１の注１から３まで同様とすること。

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			計			需要家費	合計
	計			計				
		固定	可変		固定	可変		
役員給与	32,405	32,405	－	371,178	370,178	1,000	57,245	428,423
給料手当	3,657,997	3,657,997	－	45,018,941	44,900,634	118,307	6,782,921	51,801,862
給料手当振替額（貸方）	−9,999	−9,999	－	−520,639	−519,969	−670	−46,517	−567,156
退職給与金	515,294	515,294	－	5,902,307	5,886,400	15,907	910,275	6,812,582
厚生費	747,753	747,753	－	8,619,665	8,596,957	22,708	1,335,824	9,955,489
委託検針費	－	－	－	－	－	－	2,983,642	2,983,642
委託集金費	－	－	－	－	－	－	75,363	75,363
雑給	249,412	249,412	－	2,834,133	2,826,621	7,512	413,985	3,248,118
燃料費	－	－	－	5,791,420	－	5,791,420	－	5,791,420
廃棄物処理費	－	－	－	－	－	－	－	－
消耗品費	234,805	117,403	117,402	2,267,181	1,161,120	1,106,061	358,825	2,626,006
修繕費	673,579	673,579	－	67,534,612	66,948,406	586,206	21,832,931	89,367,543
水利使用料	－	－	－	146,967	146,967	－	－	146,967
補償費	883	883	－	5,572,436	5,565,431	7,005	788	5,573,224
賃借料	362,463	362,463	－	9,490,057	9,472,544	17,513	194,935	9,684,992
託送料	－	－	－	2,220,368	1,455,283	765,085	－	2,220,368
事業者間精算費	－	－	－	371,094	－	371,094	－	371,094
委託費	2,601,483	2,601,483	－	13,212,996	13,182,487	30,509	5,046,932	18,259,928
損害保険料	－	－	－	27,304	26,869	435	－	27,304
普及開発関係費	－	－	－	232,209	228,284	3,925	15,786	247,995
養成費	38,333	38,333	－	461,959	460,555	1,404	57,478	519,437
研究費	259,330	259,330	－	1,182,982	1,178,941	4,041	75,094	1,258,076
諸費	394,550	394,550	－	5,296,855	5,281,139	15,716	786,442	6,083,297
貸倒損	－	－	－	－	－	－	－	－
固定資産税	200,479	200,479	－	16,149,647	16,105,787	43,860	715,827	16,865,474
雑税	31,737	31,737	－	382,639	380,437	2,202	50,431	433,070
減価償却費	2,463,857	2,463,857	－	78,407,929	77,961,884	446,045	2,197,143	80,605,072
固定資産除却費	119,402	119,402	－	14,030,695	14,000,312	30,383	395,802	14,426,497
共有設備費等分担額	－	－	－	11,356	9,950	1,406	－	11,356
共有設備費等分担額（貸方）	－	－	－	−408	−408	－	－	−408
地帯間購入電源費	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	16,200	－	16,200	－	16,200
他社購入電源費（再エネ特措法交付金相当額を除く。）	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－
他社購入送電費（電源線に係る費用を除く。）	－	－	－	4,293	4,293	－	－	4,293
建設分担関連費振替額（貸方）	－	－	－	−19,104	−16,181	−2,923	－	−19,104
附帯事業営業費用分担関連費振替額（貸方）	−126	−126	－	−2,989	−2,941	−48	−308	−3,297
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	1,151	1,151	－	188,883	185,277	3,606	6,537	195,420
社債発行費償却	－	－	－	－	－	－	－	－
法人税等	165,605	165,605	－	3,532,851	3,477,396	55,455	271,702	3,804,553
電気事業報酬	146,906	146,906	－	23,963,911	23,868,658	95,253	916,833	24,880,744
地帯間販売電源費	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益に限る。）	－	－	－	－	－	－	－	－
地帯間販売送電料（電源線に係る収益を除く。）	－	－	－	2,357,880	－	2,357,880	－	2,357,880
他社販売電源料	－	－	－	－	－	－	－	－
合計	12,887,299	12,769,897	117,402	310,342,048	303,143,311	7,198,737	45,435,916	355,777,964

（記載注意）

様式第１の注１から３まで同様とすること。

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	832.4	20,953.7	815.1	872.9	7,821.7	3,300	7,650.3
高 圧 需 要	2,308.6	46,585.6	2,308.6	2,017.1	11,789.4	297,500	11,332.1
低 圧 需 要	2,215.6	114,446.5	1,870.0	1,995.3	10,331.5	25,590,000	9,439.3
合　　計	5,356.6	181,985.8	4,993.7	4,885.3	29,942.6	25,890,800	28,421.7

注）原価算定期間における各年度平均値を記載
なお、販売電力量について、原価算定期間の合計値は、特別高圧需要22,951百万kWh、高圧需要33,996百万kWh、
低圧需要28,318百万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	総固定費			総可変費			総需要家費			合計		
	計			計			計			計		
		固有	追加		固有	追加		固有	追加		固有	追加
特別高圧需要	29,934,675	30,215,193	−280,518	11,260,267	1,760,514	9,499,753 〈1,240,763〉	732,092	725,349	6,743	41,927,034	32,701,056	9,225,978
高圧需要	108,532,139	108,736,047	−203,908	16,932,471	2,837,434	14,095,037 〈1,870,170〉	2,772,598	2,747,190	25,408	128,237,208	114,320,671	13,916,537
低圧需要	164,508,549	164,192,071	316,478	14,399,564	2,600,789	11,798,775 〈1,638,946〉	42,342,120	41,963,377	378,743	221,250,233	208,756,237	12,493,996

（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、使用済燃料再処理等既発電費、使用済燃料再処理等既発電費支払契約締結分、使用済燃料再処理等既発電料受取契約締結分として第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１の注２と同様とすること。

様式第８（第25条関係）

送配電関連需要種別原価等と料金収入の比較表　　（単位：千円）

需要種別	総固定費	総可変費	総需要家費	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	29,934,675	11,260,267	732,092	41,927,034	22,951	1.83	41,926,441
高　圧　需　要	108,532,139	16,932,471	2,772,598	128,237,208	33,996	3.77	128,146,898
低　圧　需　要	164,508,549	14,399,564	42,342,120	221,250,233	28,318	7.81	221,227,550
合　　計	302,975,363	42,592,302	45,846,810	391,414,475	85,265	4.59	391,300,889

（記載注意）
様式第１の注１及び２と同様とすること。

２．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（平成２７年１２月１８日認可。）の工事費負担金と同様といたしました。

１　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

第１表　発電設備からの出力により，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	２，８０８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	３，３４８円００銭
地中供給側接続設備の場合	２６，４６０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ﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５５０円８０銭
	標準電圧 60,000ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７２円８０銭
	標準電圧 140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８６円４０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ﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000ﾎﾞﾙﾄまたは 30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６２６円４０銭
	標準電圧 60,000ﾎﾞﾙﾄまたは 70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５５０円８０銭
	標準電圧 140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２１６円００銭

第３表　当社負担額

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，４００円００銭