

火力電源入札募集要綱（案）

平成26年度版

はじめに

関西電力株式会社（以下「当社」という。）は、火力発電の高経年化への対応、および燃料費の削減による経済性向上の観点から、中長期的に最新鋭の火力発電所の開発・導入に取り組んでおり、このたび、平成33年度から平成35年度までに供給開始する火力電源150万キロワットを入札により募集します。

なお、当社（入札実施会社）は自社応札いたしません。

この火力電源入札募集要綱（以下「本要綱」という。）では、当社の募集する電力の規模と受給開始時期、満たすべき条件、系統の連系制約に関する情報、本要綱に定める諸条件を満たす火力電源入札に対する事業提案書（以下「提案書」という。）の作成要領、プロジェクトの評価方法等について説明します。また、落札後の権利義務関係等につきましては、本要綱に添付する電力受給契約書（ひな型）（以下「受給契約書（ひな型）」という。）を併せて参照してください。

応札者（使用語句説明に定める応札者をいう。以下同じ。）は、本要綱を熟読のうえ、提案書を作成してください。

当社は、当社のお客さまの利益につながる、低廉で確実性、安定性の高いプロジェクトの提案を期待します。皆様からの提案をお待ちしています。

目 次

1. 一般注意事項.....	1
2. 提案書および質問の受付.....	4
3. 募集内容およびプロジェクトが満たすべき要件.....	5
4. 入札価格.....	13
5. 財産・保安責任分界点.....	15
6. 評価および落札者決定の方法.....	16
7. 受給料金.....	26
8. 電力の受給と受給料金の支払い.....	30
9. 契約保証金とペナルティ.....	31
10. 帰責事由のない場合の免責・契約解除等.....	42
11. 受給期間終了後の取り扱い.....	44
12. 提案書に記載する事項.....	45
13. 提案書作成上の注意.....	52
14. 入札の辞退.....	53
15. 守秘義務.....	54
16. 今後のスケジュール.....	55

【添付資料】

(1) 運転パターン説明書.....	56
(2) 発電設備が準拠すべき基準等.....	57
(3) 系統アクセスに関する手続きの流れ.....	60
(4) 計量装置.....	64
(5) 入札価格と受給料金の算定方法.....	66
(6) アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定 ..	71
(7) 系統アクセス設備の財産・保安責任分界点（例）.....	73
(8) 通信設備の財産・保安責任分界点（例）.....	74
(9) 振替供給に必要な料金および振替損失率.....	75
(10) アグリゲーションの算定・評価方法.....	76
(11) 需給調整機能に関する具体的要件.....	81
(12) 主な使用語句の説明.....	83

【別冊】

1. 電力受給契約書（ひな型）
 - (1) 保証書
 - (2) 事業移管に伴う確認書
 - (3) 親会社連帯債務保証確約書
2. 火力電源入札に対する事業提案書の提案様式

1. 一般注意事項

- (1) 当社は、本要綱に定める募集条件等に基づき、原則15年の期間にわたって、安定的に継続して電力供給ができる事業者を入札により募集します。入札によって手当される電源は、当社の電力供給、コスト低減に寄与することが期待されますので、応札者が提案書で明らかにするプロジェクトの評価にあたっては、入札価格が低いことが重要な要素となりますが、この経済的要素に加え、応札者の電源は当社の供給力となることから、プロジェクトの確実性、需給運用の弾力性等も重要な要素となります。
- (2) 当社は、既設あるいは新設の発電設備を日本国内に有する、本要綱の条件を満たす事業者からの提案を受け付けます。当社への応札を希望される事業者は、提案書を火力電源入札に対する事業提案書の提案様式（以下「様式」という。）に則って作成のうえ、当社に提出してください。
- (3) 各プロジェクトの優劣は、本要綱で明らかにする評価方法に従って評価します。このためにも、応札者が提案書を作成する際には、本要綱を熟読のうえ、提案書に不備や遺漏等がないよう十分注意してください。
- (4) 各プロジェクトの審査過程において、当社が全ての応札者と提案書内容の不明確、不明瞭な箇所について確認することはできませんので、提案書は読みやすく分かりやすいものを作成してください。
- (5) 応札段階で不確定要素がある場合（関係許認可、融資条件等）は、その不確定要素が確定する条件および時期等について、できる限り詳細に提案書の中で明らかにしてください。
- (6) 応札者が提案書に記載する会社名には、正式名称を使用してください。当社の入札に参加する事業主体者は、日本国において法人格を有するものとし、
 応札者は、ジョイント・ベンチャー等のグループで応札することも可能ですが、グループ各社が日本国において法人格を有するものとし、グループで応札する場合には、提案書において参加企業全ての会社名および所在地を明らかにするとともに、当社の窓口となる代表企業を明示

してください。この場合は、全ての参加企業が連帯してプロジェクトの全責任を負うものとします。

- (7) 当社は、本要綱に基づき落札候補者（使用語句説明に定める落札候補者をいう。以下同じ。）を決定した後、評価報告書案を中立的機関（使用語句説明に定める中立的機関をいう。以下同じ。）へ提出します。中立的機関が本要綱に基づいた評価が行われていると認めた場合に、当社は落札候補者を落札者（使用語句説明に定める落札者をいう。以下同じ。）として決定します。
- (8) 落札したプロジェクトについて当社と本要綱に基づく電力受給契約（以下「受給契約」という。）を締結するに至った落札者は、受給契約締結後1ヶ月以内に、電気事業法第22条第7項、電気事業法施行規則第32条、および電気事業法施行令第9条に従い、経済産業大臣または落札者の発電設備の設置場所を管轄する経済産業局長に対し、受給契約に定める供給条件等について届け出ることになります。落札者は、届け出に必要となるプロジェクトに係る全ての事項について、自己の責任と負担により対処していただくことになります。
- (9) 本入札に係る諸費用、提案書作成に要する費用、受給契約の交渉に要する費用等、応札者側で発生する諸費用につきましては、全て応札者負担となります。
- (10) 提案書は日本語で作成してください。また、提案書で使用する通貨については円貨を使用してください。添付する書類等も全て日本語が正式なものとなります。レターや証明書等で原文が外国語である場合は、必ず原文を提出するとともに和訳を正式な書面として提出してください。
- (11) 提案書提出後は、提案書の内容を変更することはできません。ページの差替え、補足説明資料の追加等も認められません。
- (12) 同一場所で複数の規模あるいは同一発電設備で複数の入札価格を提案する場合等、各プロジェクトが併存し得ない提案書は、いずれも無効となります。同一場所、同一設備からは、原則ひとつのプロジェクトを提案してください。ただし、同一場所で複数の発電設備（たとえば1号系列、2号系列など）による応札の場合、各発電設備をそれぞれ異なるプ

プロジェクトとして応札することも可能ですが、この場合、発電設備ごとの発電電力量を明確に区分できることが必要となります。

(13) 応札者は、本要綱に定める諸条件および受給契約書（ひな型）の内容を全て了解のうえ、当社に提案書を提出してください。

(14) 本要綱に基づく受給契約は、全て日本法に従って解釈され、法律上の効力が与えられるものとします。

2. 提案書および質問の受付

- (1) 提案書の提出は、平成26年7月〇〇日（上旬予定）から平成26年10月〇〇日（下旬予定）までの間（土・日・祝日を除く。）の午前10時から正午および午後1時から午後4時までとします。以下の当社の入札担当窓口まで、事前に訪問日時をご連絡のうえ、持参してください。

入札担当窓口	関西電力株式会社 お客さま本部 営業企画部門 電力受給グループ
住 所	大阪市北区中之島3丁目6番16号
連絡先	〇〇〇-〇〇〇〇-〇〇〇〇（手続中）

- (2) 本要綱の内容に関し、個別の質問がある場合は、下記の当社ホームページ問合せ専用フォームより受け付けます。なお、提案書提出後の審査期間中は、審査状況等に関するお問い合わせにはお答えできません。

当社ホームページ問合せ専用フォームURL

<https://www2.kepco.co.jp>

[/w1/cgi-bin/business/partner/thermal/thermal_inq.cgi](https://www2.kepco.co.jp/w1/cgi-bin/business/partner/thermal/thermal_inq.cgi)

3. 募集内容およびプロジェクトが満たすべき要件

(1) 募集規模

150万キロワット

上記の募集規模は各プロジェクトの受給最大電力（使用語句説明に定める受給最大電力をいう。以下同じ。）の合計値とします。

(2) 受給開始基準日

平成33年度から平成35年度までのいずれかの年度の
4月1日（応札者が設定）

(3) 受給期間

受給開始の日から原則15年

受給開始の日から10～30年で応札者が1年単位で設定することも可能とします。

(4) 基準利用率

70%

(5) 年間受給電力量の設定と年間通告電力量の調整範囲

受給期間中、年度ごとに当社が設定する年間受給電力量（使用語句説明に定める年間受給電力量をいう。以下同じ。）は、基準受給電力（使用語句説明に定める基準受給電力をいう。以下同じ。）に当該年度の年間時間数（使用語句説明に定める年間時間数をいう。以下同じ。）と基準利用率を乗じて算出される基準受給電力量（使用語句説明に定める基準受給電力量をいう。別段の記載がない限り、以下同じ。）を基準に、次のイ)に定める範囲内で設定し、通知します。また、年間の通告電力量（使用語句説明に定める通告電力量をいう。以下同じ。）の合計（以下「年間通告電力量」という。）は、次のロ)に定める値とします。

なお、当社が設定した年間受給電力量が基準受給電力量と異なる場合は、その理由を応札者に説明します。

イ) 年間受給電力量の設定範囲

年間受給電力量は、可能受給電力量（次式により算定される電力量をいう。）を超過しないものとし、次の（イ）および（ロ）の範囲内で当社が設定します。

$\text{可能受給電力量} = \text{基準受給電力} \times \text{運転可能時間数}^{\ast}$

※ 当該年度の年間時間数 - (年間停止日数 × 24時間)
 年間停止日数は、『8. 電力の受給と受給料金の支払い(1)』により当社が承認した当該年度の停止計画に定める発電設備の定期検査や補修に要する停止日数とします。

(イ) 設定範囲の上限

年間受給電力量の設定範囲の上限は、基準受給電力に当該年度の年間時間数を乗じて得た電力量の10%を、基準受給電力量に加算した値とします。ただし、当社と応札者との協議により、可能受給電力量を超えない範囲で、この上限値を超えて年間受給電力量を設定することを可能とします。

(ロ) 設定範囲の下限

年間受給電力量の設定範囲の下限は、基準受給電力に当該年度の年間時間数を乗じて得た電力量の20%を、基準受給電力量から減じた値とします。ただし、当社と応札者との協議により、この下限値を下回って年間受給電力量を設定することを可能とします。

ロ) 年間通告電力量の調整範囲

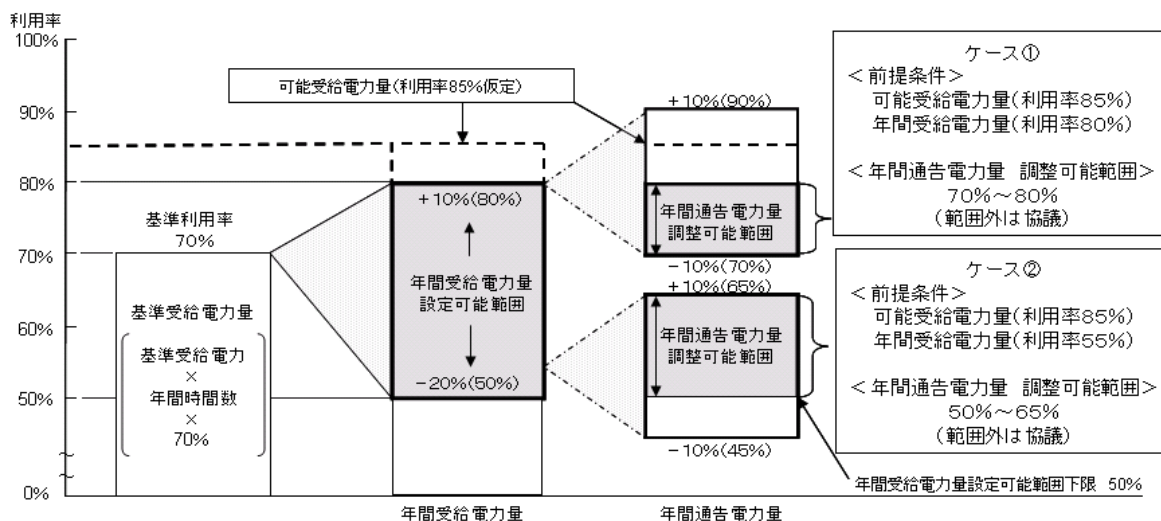
当社は、年間通告電力量を、上記『イ) 年間受給電力量の設定範囲』で設定した年間受給電力量を基準に、基準受給電力に当該年度の年間時間数を乗じて得た電力量の10%を超えない範囲で加減した値とすることがあります。ただし、年間通告電力量は、上記『イ) 年間受給電力量の設定範囲』で定める年間受給電力量の設定範囲を超えないものとします。

なお、当社と応札者との協議により、上記の範囲を超える通告をすることを可能とします。

基準 利用率	年間受給電力量設定範囲	年間通告電力量 調整範囲
70%	-20% ~ +10% (上記範囲外は協議※)	±10% (上記範囲外は協議※)

※ 年間受給電力量設定範囲および年間通告電力量調整範囲は、可能受給電力量を超えないものとします。

<年間受給電力量設定範囲および年間通告電力量調整範囲イメージ>



(6) 運転パターン

応札者の提案する発電設備については、上記『(5) 年間受給電力量の設定と年間通告電力量の調整範囲』の範囲内で、通告電力量に従って運転していただきます。標準的な運転パターン(使用語句説明に定める運転パターンをいう。以下同じ。)は『添付資料(1) 運転パターン説明書』を参照してください。

(7) 通告電力量の変更期限

当社は、通告変更期限までの間、需給状況を踏まえて、通告電力量を変更することがあります。この場合、当社は、変更後の通告電力量を応札者に通告します。

なお、通告変更期限は当該日の前週月曜日の17時(週間計画通告期限の前日)です。

また、通告変更期限を越えた場合であっても、当社は応札者と当社以外の事業者との受給契約に影響のない範囲で、応札者と協議のうえ、通告電力量を変更することができるものとします。

(8) 二酸化炭素排出係数

応札者は、二酸化炭素排出係数を自ら調整するか、当社にその調整を委ねるかのいずれかを選択することが可能であり、その取り扱いは、次のイ)ロ)のとおりとします。

イ) 応札者が二酸化炭素排出係数を自ら調整する場合

受給電力の二酸化炭素排出係数は、当社が指定する値(0.000550 t

－CO₂ / kWh) (以下「基準排出係数」という。)に調整していただきます。

この場合、二酸化炭素排出係数の調整に要するコスト(以下「CO₂対策コスト」という。)は入札価格に含めてください。

ロ) 応札者が当社に二酸化炭素排出係数の調整を委ねる場合

受給電力の二酸化炭素排出係数は、応札者が設定する受給電力量1キロワット時の二酸化炭素排出係数(以下「契約排出係数」という。)を遵守していただきます。

この場合、CO₂対策コストは、入札価格に含めないものとし、『6. (3) イ) ステップ1 (判定価格の算定)』により、判定価格の算定時にて評価します。

なお、受給開始以降に、『イ) 応札者が二酸化炭素排出係数を自ら調整する場合』で応札者が調整した二酸化炭素排出係数の実績値が、基準排出係数を超過したとき、または『ロ) 応札者が当社に二酸化炭素排出係数の調整を委ねる場合』で二酸化炭素排出係数の実績値が、契約排出係数を超過したときの取り扱いについては、『7. (4) 二酸化炭素排出係数の調整』を参照してください。

(9) 電源を集約した提案

複数の電源を集約し、1プロジェクトとして一体的に供給(以下「アグリゲーション」という。)するものとして提案することも可能です。この場合、複数の電源を一体的に取り扱うこととし、複数の電源を集約する事業者からの応札を可能とします。

なお、この場合であっても以下の『(17) 系統アクセス』による手続きについては、電源ごとに申し込みください。

(10) 発電余力の活用

イ) 発電余力の活用条件

本要綱に基づき当社に電力供給を行う電源について、当社への電力供給に支障の生じない限りにおいて、夜間、休日などにおける発電余力を、当社以外の事業者および一般社団法人日本卸電力取引所(以下「卸電力取引所」という。)へ売電すること(以下「余力活用」という。)を可能とします。

また、本要綱に基づき電力供給を行う電源について、余力活用する

前提で応札することも可能とします。

ロ) 電力量の仕訳に係る順位

受給地点において、当社への受給電力量を計量する計量装置（記録型計量器その他計量に必要な付属装置および区分装置等をいう。以下同じ。）により当社以外の事業者や卸電力取引所へ売電する電力量も計量する場合は、当該計量について、発電設備を連系する一般電気事業者が定める託送供給約款に基づき、電力量の仕訳に係る順位（以下「仕訳順位」という。）を設定する必要があります。

この場合、当社への受給電力量の仕訳順位は、卸電力取引所の運営するスポット取引、時間前取引および先渡市場取引に次ぐ最上位かつ単独の順位としていただきます。ただし、発電設備が自動周波数制御（以下「AFC」という。）機能や運転基準出力指令装置（以下「OTM」という。）を具備し、当社が出力変動を要請している時間帯については、最下位かつ単独の順位としていただきます。

(11) 立地する地点

応札者の提案する発電設備を立地する地点は、当社に供給可能な地点であれば、当社の管内（使用語句説明に定める管内をいう。以下同じ。）、管外（使用語句説明に定める管外をいう。以下同じ。）を問いません。

(12) プロジェクトの規模

応札者の提案するプロジェクト1件あたりの規模（受給最大電力）は、1,000キロワット以上とし、1キロワット単位で設定してください。

管外のプロジェクトの場合は、発電設備を連系する一般電気事業者および送電経路上の一般電気事業者の託送供給約款ならびに一般社団法人電力系統利用協議会（以下「ESCJ」という。）のルールに従って、規模（受給最大電力）の単位を設定してください。

(13) 発電設備の安定性および技術的信頼性

応札者の提案する発電設備は、受給期間を通じて安定的に運転できる発電設備であることとします。また、応札者が発電実績を有すること、または発電実績を有する者の技術的支援等により、電力供給を継続的に行ううえでの技術的信頼性が確保されていることとします。技術的信頼性の確保については『様式-17. 火力発電設備の運転実績』により確

認めます。

(14) 発電設備が準拠すべき基準

応札者の提案する発電設備については、電気事業法、計量法、環境関連諸法令等、発電事業に関連する諸法令等を遵守していただきます。詳細については『添付資料（２）発電設備が準拠すべき基準等』を参照してください。

(15) 発電設備の機能

応札者の提案する発電設備は、一般電気事業者の系統連系技術基準に示す要件・機能を満たすことが条件となります。

また、応札者の提案する発電設備は、当該設備の最低出力から100%出力までの任意の出力で運転できるようにしてください。ただし、余力活用を行う場合は、当社との受給契約の履行に支障のない範囲内で任意の出力で運転できるようにしてください。

(16) 発電設備および燃料種別

応札者の提案する発電設備は、既設、新設を問いませんが、火力発電設備であることが条件となります。使用する燃料については、特に指定しませんが、受給期間を通じて安定して調達できることが条件となります。

(17) 系統アクセス

イ) 管内のプロジェクトの場合

(イ) 応札者の提案する発電設備を当社の系統に連系する場合（応札者の発電設備を既に当社の系統に連系している場合を含む）、連系するために必要な送電、変電および配電設備（以下「系統アクセス設備」という。）の建設、変更等の工事（以下「アクセス工事」という。）の内容について、系統安定化のために応札者側での実施が必要な対策を含めた検討（以下「接続検討」という。）を行いますので、応札者は、当社送電サービスセンター（以下「当社送電SC」という。）に接続検討の申し込みをしていただく必要があります。具体的な手続きについては、『添付資料（３）系統アクセスに関する手続きの流れ』を参照してください。

(ロ) 当社送電SCが、接続検討の結果として回答する系統アクセス設

備の概算建設費（以下「アクセスコスト」という。）のうち、電源線の敷設費用等の工事費（以下「アクセスコスト（特定負担分）」という。）は、応札者に全額負担していただく費用となります。

(ハ) アクセス工事は、原則として当社が実施することとし、それに必要な工期を確保できることとします。

なお、系統アクセス設備のうち、計量装置については、『添付資料（４）計量装置』により取り扱うものとします。

ロ) 管外のプロジェクトの場合

(イ) 応札者の提案する発電設備を当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合（応札者の発電設備を既に当社以外の一般電気事業者の系統に連系している場合を含む）、当該一般電気事業者の送配電部門へ接続検討申し込みをしていただきます。

(ロ) 当該一般電気事業者が接続検討結果として回答するアクセスコストのうち、アクセスコスト（特定負担分）は、応札者が全額負担していただく費用となります。

(ハ) アクセス工事は、原則として当該一般電気事業者が実施することとなりますが、それに必要な工期が確保できることとします。

(ニ) 当該一般電気事業者の送配電部門への接続検討申し込みを行う前に当社送電SCへご相談ください。系統アクセスに関する手続きの流れ等についてご説明します。

(18) 自己責任の原則

応札者の提案するプロジェクトに係る環境保全対策、地元合意の取得および設備の建設等に伴う許認可の取得等は全て応札者の責任と負担で実施されるものとします。

(19) 地方自治体との調整

応札者の提案するプロジェクトについて、応札者が応札までに環境保全対策等について、地方自治体に対し説明を行い、地方自治体との調整が順調に行われていることが必要となります。

(20) 発電設備停止中の所内電力

発電設備停止中の所内電力については、当社または当社以外の事業者からの購入等により、応札者で調達していただきます。

4. 入札価格

受給期間にわたって発生する総発電コストを、受給開始時点に時点換算し、その総額に割引率を考慮したうえで受給期間に均等に配分し、年間の料金を基準受給電力量（使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×基準利用率70%」とする。）で除した値（以下「受給期間均等発電単価」という。）が入札価格となります。

また、入札価格は、『3. 募集内容およびプロジェクトが満たすべき要件』に定める要件を満たすうえで必要な費用および『6. (2) ロ) 非価格要素』で応札者が選択した評価要素を満たすうえで必要な費用を全て含めていただき、実際に要する費用に基づいた価格としてください。

入札価格の計算の仕方については、『添付資料(5) 入札価格と受給料金の算定方法』および『様式-4. 入札価格計算書』を参照してください。

- (1) 『添付資料(3) 系統アクセスに関する手続きの流れ』により、事前の接続検討により判明したアクセスコストのうち、アクセスコスト（特定負担分）を入札価格の資本費に含めていただきます。応札者が余力活用を予定されている場合は、アクセスコスト（特定負担分）について、余力活用の割合等に応じた費用を設定することも可能です。

上位系統の増強等に要する費用（以下「アクセスコスト（一般負担分）」という。）は、評価時に考慮するため、入札価格に含めないでください。

- (2) 入札価格には、発電設備停止中に要する費用および二酸化炭素排出係数を応札者で調整する場合のCO₂対策コストも含めていただきます。

- (3) 燃料本体費、燃料関係諸費は、基準受給電力量（使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×基準利用率70%」とする。）に基づき、毎年同額としてください。

- (4) 入札価格には、事業税（収入金課税の場合）および消費税等相当額を含めないでください。

- (5) 「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」でバイオマスを燃料とした再生可能エネルギー発電設備の認定を受ける場合は、同法に基づく特定契約を締結するとともに、受給契約に関

する必要な事項について協議のうえ、定めることとしますので、発電設備全ての費用を含めてください。

- (6) 入札価格には、エスカレーション率は考慮いたしません。受給開始後の料金支払い時には、『添付資料(5)ハ)受給料金の調整方法』により運転維持費、燃料本体費、燃料関係諸費についてエスカレーション率補正を行います。

5. 財産・保安責任分界点

アクセス工事の施工区分の財産分界点および保安責任分界点について、標準的な例を『添付資料（7）系統アクセス設備の財産・保安責任分界点（例）』および『添付資料（8）通信設備の財産・保安責任分界点（例）』に示しますので参照してください。詳細な内容については当社の「系統アクセス検討に関する通達」によるものとし、以下の当社ホームページをご確認ください。

系統アクセス検討に関する通達URL

<http://www.kepco.co.jp/business/partner/pdf/fairness3.pdf>

6. 評価および落札者決定の方法

(1) スクリーニング

当社は提出された提案書を入札募集締切後に一斉に開封し、最初にスクリーニングします。このスクリーニングで、必要最低条件等を満たしていない提案書は、評価の対象から外されます。当社が行うスクリーニングの項目は以下のとおりです。

- ① 入札書（様式－1）に応札者の代表者の記名押印がないもの
- ② 提案書に不備、遺漏、虚偽の記載があるもの
- ③ 本要綱に定める要件等を満たさないもの（例：最低規模未満等）
- ④ アクセス工事の工期が応札者の選択した受給開始基準日に間に合わないもの
- ⑤ 管外のプロジェクトによる応札で、発電設備を連系する一般電気事業者による振替供給（使用語句説明に定める振替供給をいう。以下同じ。）が不可能なもの
- ⑥ 計画の確実性について明らかに問題があると認められるもの（例：環境アセスメント工程、建設工程等）

なお、応札プロジェクトの件数、受給最大電力の合計値に加え、業種別、燃料種別の分布について、当社は入札募集締切後に公表します。

(2) 評価要素と配点

当社がプロジェクトの優劣を判断する際に着目する評価要素には、以下の『イ) 価格要素①～⑤』に記載の価格要素と『ロ) 非価格要素⑥』に記載の非価格要素があります。いずれの要素も評価を点数化します。

非価格要素については、その対応策の具体的方法について提案書の中でできるだけ詳細に記載してください。当社が提案書を審査した結果、応札者が選択した評価要素を実施できないと判断せざるを得ない場合には、その評価要素を評価しないことがあります。

価格要素による評価点と非価格要素による評価点を合計して総合評価点を算出します。総合評価点は、1,000点満点とします。

価格要素と非価格要素の配点を以下に示します。

イ) 価格要素

評価項目	内容	点数
①入札価格	応札者が算定する受給期間均等発電単価	『6. (3) ハ) ステップ3 (評価額の算定)』で算定される評価額と、応札プロジェクトの中で最も安価な評価額との乖離率に、配点 (970点) を乗じた値
②CO ₂ 対策コスト評価	二酸化炭素排出係数を調整するために要する1キロワット時あたりの費用 (当社が調整する場合)	
③需要地近接性評価	▲27銭/kWh (当社指定地域)	
④アクセスコスト (一般負担分) 評価	アクセスコスト (一般負担分) の均等化年経費を基準受給電力量 (使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×70%」とする。) で除した値 (当社で算定評価を行う。)	
⑤振替供給評価	振替供給に発生する電力損失率および振替供給に必要な料金	
合計	価格要素評価配点	970点

ロ) 非価格要素

評価項目	内容	点数
⑥需給運用の弾力性	需給運用への貢献を評価	『6. (3) ホ) ステップ5 (非価格要素の評価)』で加点された値
合計	非価格要素評価配点	30点

(3) 落札者決定までの手順

イ) ステップ1 (判定価格の算定)

まず、以下に示すところにより、判定価格を算定します。

管内のプロジェクトの場合における判定価格は、次式のとおり、入札価格にCO₂対策コスト評価を加え、応札者の提案する発電設備が立地する地点に応じて需要地近接性評価を加味した価格とします。

<管内のプロジェクトの場合>

$$\text{判定価格} = (\text{①入札価格} + \text{②CO}_2\text{対策コスト評価} + \text{③需要地近接性評価}) \div (1 - \text{事業税率}^{\ast})$$

※ 事業税率は1.3015%とします。

管外のプロジェクトの場合における判定価格は、次式のとおり、入札価格にCO₂対策コスト評価を加えた価格とします。

<管外のプロジェクトの場合>

$$\text{判定価格} = (\text{①入札価格} + \text{②CO}_2\text{対策コスト評価}) \div (1 - \text{事業税率}^{\ast})$$

※ 事業税率は1.3015%とします。

なお、応札者が自らCO₂排出係数を調整する場合、CO₂対策コストは入札価格に含まれるため、判定価格の算定にあたって加算いたしません。

判定価格の単位は銭単位とし、小数点以下第1位を四捨五入した値とします。

① 入札価格

応札者が『添付資料(5) 入札価格と受給料金の算定方法』に基づき算定した入札価格とします。

なお、同一系統へ複数の応札があった場合および応札後に当該系統の状況が変更となった場合等で、アクセス工事の再検討を要し、接続検討時に回答したアクセスコスト(特定負担分)に変更がある場合は、『添付資料(6) アクセスコスト(特定負担分)の変更による入札価格の再算定』により入札価格を再算定し、その再算定した値を用います。

また、アグリゲーションの場合でアクセスコスト(特定負担分)に

変更があるときは、『添付資料（10）ロ）（イ）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』によります。

②CO₂対策コスト評価

応札者が当社に二酸化炭素排出係数の調整を委ねる場合は、次式のとおり、契約排出係数から基準排出係数を差し引いた値に、CO₂基準価格を乗じた単価をCO₂対策コスト評価とし、判定価格の算定にあたって加味します。

CO₂対策コスト評価の単位は銭単位とし、小数点以下第1位を四捨五入した値とします。

契約排出係数が基準排出係数を下回る場合は、CO₂対策コストは負の値となります。

CO₂対策コスト評価

$$= (\text{契約排出係数}^{\ast 1} - \text{基準排出係数}^{\ast 2}) \times \text{CO}_2 \text{基準価格}^{\ast 3}$$

※1 応札者が設定する受給電力量1キロワット時あたりの二酸化炭素排出係数（t-CO₂/kWh）

※2 0.000550 t-CO₂/kWh

※3 1,381円/t-CO₂

なお、基準排出係数は、地球温暖化対策の推進に関する法律（以下「温対法」という。）に基づく政府および地方公共団体実行計画における温室効果ガス総排出量算定に用いる代替値（平成24年度実績値）を採用し、CO₂基準価格は、発行済み炭素クレジットの代表的な価格指標である欧州気候取引所（ECX：European Climate Exchange）における認証排出削減量（CER：Certified Emission Reduction）の先物取引の直近12月渡し商品等の価格で、京都議定書第一約束期間（2008年3月から2012年12月）の各日の終値の平均値を採用しています。

③需要地近接性評価

以下の地域に立地する発電設備については、需要地との近接性を評価し、次の値を判定価格算定にあたって加味します。

▲27銭/kWh（税抜き）

<p>需要地近接性評価の対象地域</p> <p>大阪府のうち、能勢町、豊能町、太子町、河南町、干早赤阪村、岬町を除く地域</p> <p>兵庫県のうち、神戸市、尼崎市、伊丹市、川西市、宝塚市、西宮市、芦屋市、明石市</p> <p>京都府のうち、京都市、宇治市、向日市、長岡京市、大山崎町、久御山町、八幡市、城陽市</p> <p>奈良県のうち、奈良市、生駒市</p>

なお、アグリゲーションの場合は、『添付資料（10）ロ）（ロ）需要地近接性評価』によります。

ロ) **ステップ2**（上限価格との比較）

『イ) ステップ1（判定価格の算定）』で算定した各プロジェクトの判定価格について、上限価格と比較を行い、上限価格を下回るプロジェクトのみを以降のステップにおける評価対象とします。

当社は、上限価格を応札締切日の1営業日前までに、中立的機関へ提出します。

なお、上限価格は開示しません。

ハ) **ステップ3**（評価額の算定）

『ロ) ステップ2（上限価格との比較）』により評価対象となるプロジェクトについて、判定価格から評価額を算定します。

管内のプロジェクトの場合における評価額は、次式のとおり、判定価格にアクセスコスト（一般負担分）評価を加えた価格とします。

<管内のプロジェクトの場合>

<p>評価額</p> <p>= 判定価格 + ④アクセスコスト（一般負担分）評価</p>
--

管外のプロジェクトの場合における評価額は、次式のとおり、判定価格に振替供給に必要な料金および振替損失率を加味した価格とします。

<管外のプロジェクトの場合>

評価額

$$= \text{判定価格} \div (1 - \text{⑤振替供給評価 (振替損失率)}) + \text{⑤振替供給評価 (振替供給に必要な料金)}$$

なお、管外に連系する電源が含まれるアグリゲーションの場合における評価額は、『添付資料 (10) ロ) (二) 管外に連系する電源が含まれる場合の評価額』により算定した価格とします。

④アクセスコスト (一般負担分) 評価

アクセスコスト (一般負担分) は、応札者が発電するために必要な系統増強費用であることから、次式により算定されるアクセスコスト (一般負担分) 評価を加味します。

アグリゲーションの場合は、『添付資料 (10) ロ) (ハ) アクセスコスト (一般負担分) 評価』によります。

なお、同一系統へ複数の応札があった場合および応札後に当該系統の状況が変更となった場合等で、アクセス工事の再検討を要し、接続検討時に回答したアクセスコスト (一般負担分) に変更がある場合は、変更後のアクセスコスト (一般負担分) 評価を加味します。

また、管外のプロジェクトについては、評価に加味いたしません。

アクセスコスト (一般負担分) 評価

$$= \text{均等化アクセスコスト (一般負担分)}^{*1} \div \text{基準受給電力量}^{*2}$$

※1 アクセスコスト (一般負担分) に変更がある場合は、変更後のアクセスコスト (一般負担分) により算定します。

※2 使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×基準利用率70%」とします。

均等化アクセスコスト (一般負担分) については、アクセスコスト (一般負担分) の内訳に次表の各設備に該当する均等化係数を乗じて得た金額の合計値とします。

なお、均等化係数は割引率を2.9%で算定しています。

設備	耐用年数	均等化係数
架空送電設備	36年	0.04512
地中送電設備	25年	0.05679
変電設備	22年	0.06212
通信設備	22年	0.06212
計量装置	15年	0.08316

アクセスコスト（一般負担分）評価の単位は銭単位とし、小数点以下第1位を四捨五入した値とします。

⑤振替供給評価

管外のプロジェクトについては、振替供給により生じる振替損失率および一般電気事業者間の振替供給に必要な料金を評価に加えます。振替供給に必要な料金および振替損失率については『添付資料（9）振替供給に必要な料金および振替損失率』を参照してください。

ニ) ステップ4（価格要素評価点の算定）

価格要素評価点は、『ハ) ステップ3（評価額の算定）』で算定された評価額について、応札プロジェクトの中で最も安価な評価額（以下「基準評価額」という。）を基準とし、次の算式で点数化します。

$$\text{価格要素評価点} = \left(\text{基準評価額} \div \text{評価額} \right) \times \text{価格要素評価配点} (970 \text{点})$$

価格要素評価点の単位は点とし、小数点以下第1位を四捨五入した値とします。

ホ) ステップ5（非価格要素の評価）

需給運用の弾力性について以下のとおり評価します。

アグリゲーションの場合は、『添付資料（10）ハ) 非価格要素の評価』によって評価します。

⑥需給運用の弾力性

（イ）発電設備の機能

ガバナフリー機能、AFC機能およびOTM機能の全てを提案するプロジェクトに対して評価します。

(ロ) 同一系統に連系する落札者が複数あった場合の接続検討の結果、受給開始基準日から1年以内に受給を開始できないことが判明した場合は落札者としての決定を取り消すことがあります。

(ハ) 管外のプロジェクトについては、振替供給の可否等についても確認を行い、振替供給が不可であった場合は落札者としての決定を取り消します。

(ニ) 上記(ロ)、(ハ)で落札者としての決定を取り消した場合、募集規模の範囲で応札者の中から新たな落札者を決定することがあります。この場合、『ト) ステップ7 (落札候補者の決定)』において落札候補者とならなかった応札者のうち、評価順位が上位のプロジェクトを提案した者から順に落札者とします。

リ) ステップ9 (契約協議)

(イ) 本要綱に添付する受給契約書(ひな型)が、落札者と当社の基本的な契約条件となります。当社は、落札者に契約条件を説明し、落札者がこの条件を履行できるか否かを確認します。また、当社と落札者は、受給契約書に定める具体的な受給条件、責任分界点等について協議します。この結果、双方により契約内容の合意がなされれば、受給契約を締結します。なお、受給契約の締結に至らない場合は、落札者としての決定を取り消すことがあります。

(ロ) 上記(イ)で契約締結に至らず、落札者としての決定を取り消した場合、応札者の中から新たな落札者を決定することがあります。この場合、『ト) ステップ7 (落札候補者の決定)』において落札候補者とならなかった応札者(『チ) ステップ8 (落札者の決定)(ニ)』により落札者となった応札者を除く。)のうち、評価順位が上位のプロジェクトを提案した者から順に落札者とし、契約協議を行います。

ヌ) ステップ10 (落札結果の公表)

(イ) 当社は上記『チ) ステップ8 (落札者の決定)』で落札者を決定後、以下の項目を公表します。

- ① 落札者名
- ② 受給最大電力の合計値

(ロ) 当社は、上記『リ) ステップ9 (契約協議)』で落札者と受給契約を締結した後、落札者の機器調達等に支障をきたすことのない適切な時期に、上記(イ)に加え、以下の項目を公表します。

① 受給最大電力

② 燃料種別

③ 落札した入札価格の平均値

④ ③と上限価格の乖離率

※ ③および④は、落札者が1社のみの場合には公表いたしません。

7. 受給料金

(1) 受給料金

受給料金は、基本料金と電力量料金（二部料金制）で構成し、落札者が入札価格を算定するにあたり設定した年度ごとの費用に基づき算定します。ただし、『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』および『添付資料（10）ロ）（イ）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』により当社が入札価格を再算定した場合は、再算定後の年度ごとの費用に基づき受給料金を算定します。

各年度の固定費を12で除した値が、当該年度の月額の基本料金となります（受給開始の日が4月1日ではない場合の取扱いは受給契約書（ひな型）を参照してください）。電力量料金は実績受給電力量（使用語句説明に定める実績受給電力量をいう。以下同じ。）の1ヶ月の合計値に当該年度のキロワット時あたりの可変費単価を乗じた値となります。

なお、「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」でバイオマスを燃料とした再生可能エネルギー発電設備の認定を受ける場合は、同法に基づく特定契約を締結するとともに、受給契約に関する必要な事項について協議のうえ、定めることとします。

(2) アクセスコスト（特定負担分）の精算

当社は、接続検討時に回答したアクセスコスト（特定負担分）（『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』および『添付資料（10）ロ）（イ）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』によりアクセスコスト（特定負担分）を変更した場合は変更後の値）と実際に要した電源線の敷設費用等の工事費の差額のうち、落札者側に原因がないと当社が判断した金額（以下「工事費負担金精算額」という。）について、アクセス工事完了後に年度ごとに設定したアクセスコスト（特定負担分）を精算します。

なお、落札者は、当社が工事費負担金精算額の有無および要因を確認するために必要な情報等について、当社の求めに応じ開示していただきます。

具体的なアクセスコスト（特定負担分）の精算方法については、『添付資料（5）ハ）（二）アクセスコスト（特定負担分）の精算』を参照してください。

(3) エスカレーション率による料金の調整

固定費のうち、資本費については、事業税が収入金課税の場合のみ、調整を行います。運転維持費については、毎年実績エスカレーション率等を勘案し、調整を行います。

可変費のうち、燃料本体費については、月ごとに燃料の実勢価格を勘案し、調整を行います。燃料関係諸費については、毎年実績エスカレーション率等を勘案し、調整を行います。

具体的な受給料金の調整方法については、『添付資料（5）ハ）受給料金の調整方法』を参照してください。

(4) 二酸化炭素排出係数の調整

イ) 二酸化炭素排出係数の報告

落札者は、前年度の受給電力の二酸化炭素排出係数（以下「実績排出係数」という。）を、その算定根拠と当社が温対法に基づき二酸化炭素排出係数を算定する際に必要なデータとともに、毎年5月の当社が指定する期日までに、当社へ報告していただきます。

ロ) 二酸化炭素排出係数の精算

落札者が当社へ報告した実績排出係数（応札時に落札者が自ら二酸化炭素排出係数を調整することを選択された場合は、調整後の値とします。）が契約排出係数（応札時に落札者が自ら二酸化炭素排出係数を調整する場合は、基準排出係数とします。）を超過した場合は、次の（イ）～（ハ）により算定した金額を、当該年度の翌年度の最終月の基本料金から減額します。なお、受給期間の最終年度については、別途当社へ当該金額をお支払いいただきます。

（イ）当社が、当該年度の排出係数確定時期までに炭素クレジット等（温対法に基づく算定・報告・公表制度において、調整後温室効果ガス排出量の調整に用いることができるもの。以下同じ。）を調達できた場合は、超過した排出係数に、当該年度の実績受給電力量を乗じて算出された二酸化炭素排出量（以下「超過排出量」という。）に対し、当社による炭素クレジット等の調達に要した費用（仲介料、手数料および当社人件費等を含む）とします。

（ロ）当社が、当該年度の排出係数確定時期までに炭素クレジット等を

調達できなかった場合は、超過排出量に炭素クレジット等の市場価格※を乗じた費用とします。

(ハ) 上記(ロ)に定める場合で、契約排出係数(応札時に落札者が自ら二酸化炭素排出係数を調整する場合は、基準排出係数とします。)を超過したことにより当社に損害が発生し、その損害額が上記(ロ)で算定した費用を上回るときは、上記(ロ)で算定した費用と当社に発生した損害額の差額を、上記(ロ)で算定した費用に加算します。

※ 温対法で使用可能な炭素クレジット等の市場価格の平均値(上記『イ)二酸化炭素排出係数の報告』に定める当社が指定する期日から排出係数確定時期までの平均価格)としますが、市場の縮小や廃止等により指標として活用することが適当でないとき当社が判断した場合は、炭素クレジット等の価格評価方法を見直し、見直し後の指標を適用します。

ハ) その他

応札時に二酸化炭素排出係数の調整を当社に委ねることを選択された場合であっても、落札後に燃料転換等で実績排出係数が契約排出係数を超過する場合は、落札者で二酸化炭素排出係数を調整し、実績排出係数に反映させることが可能です。

(5) 料金の支払い

受給料金は、受給契約に従って毎月支払います。

当社の責めに帰すべき事由により、受給料金の支払いが所定の期日までに行われない場合、当社はその期日の翌日から起算して、支払いの日に至るまで、当該受給料金に年10%の割合による延滞利息を支払います。

(6) 試運転時の料金

試運転時の料金は、入札価格の燃料本体費および燃料関係諸費を基に、上記『(1)受給料金』、『(3)エスカレーション率による料金の調整』の電力量料金に準じて算定します。

なお、管外のプロジェクトの試運転時の料金は、振替供給により当社が供給を受けた電力量について、入札価格の燃料本体費および燃料関係

諸費を基に、上記『（１）受給料金』、『（３）エスカレーション率による料金の調整』の電力量料金に準じて算定します。

（７）事業税について

事業税については、地方税法に基づき落札者の発電設備の設置場所を管轄する地方自治体が規定した条例等により、当該プロジェクトが「収入金課税」となる場合に限り、当社は事業税相当額を支払います。

（８）その他

法令および税制の変更等で受給料金を変更すべき場合については、落札者および当社は誠意をもって協議を行うものとします。

8. 電力の受給と受給料金の支払い

(1) 受給契約を締結した落札者は、落札者が設定した受給開始基準日が属する年度の前年度から、夏季（使用語句説明に定める夏季をいう。以下同じ。）および冬季（使用語句説明に定める冬季をいう。以下同じ。）を除く時期において合理的に必要とされる範囲で停止計画を設定し、毎年10月の当社が指定する期日までに、将来3ヶ年の発電設備の定期検査や補修に伴う停止計画を提出していただきます。

当社が翌年度の停止計画を承認した場合、当社はその内容に基づき、毎年2月末日までに翌年度の年間受給電力量を決定します。

落札者は、『3.（5）ロ）年間通告電力量の調整範囲』に定める年間通告電力量の範囲で、当社の通告に応じて当社に対して通告電力量を供給し、当社は、通告電力量を引き取り、電力量料金を支払います。

(2) 年間通告電力量が、当社の責めに帰すべき事由により、当該年度の年間受給電力量を基準とした、『3.（5）ロ）年間通告電力量の調整範囲』に定める年間通告電力量調整範囲の下限值を下回った場合は、その下回った電力量に対して当該年度の最終月の電力量料金単価の2分の1を乗じて得られる金額を当該年度の最終月の電力量料金に加算して支払います。

(3) 落札者および当社のいずれの責にも帰すことができない事由で、受給電力の供給が停止し、または一部が制限される場合は、その事象が発生した日以降180日を上限とし、当社は基本料金を支払います。

9. 契約保証金とペナルティ

(1) 契約保証金（受給契約締結時）

イ) 落札者は、当社と受給契約を締結した後1ヶ月以内に、当社に対し、受給開始に至るまでの契約履行の担保として、契約保証金を預託していただきます。

なお、この契約保証金の預託は、銀行法に規定される銀行発行の当社を受取人とする「保証書」（取消不可能で、かつ催告・検索の抗弁権を有しないものに限る。）の提出により代えることができます。

契約保証金は、次式により算定される金額とします。金額の単位は円単位とし、小数点以下を切り捨てます。

契約保証金

$$= \text{判定価格}^{\ast} \times \text{受給最大電力} \times 8,760 \text{時間} \\ \times \text{基準利用率} 70\% \times 10\%$$

※ 『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』および『添付資料（10）ロ）（イ）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』により入札価格を再算定した場合は、再算定後の入札価格により算定した判定価格とします。

ロ) 契約保証金は、受給が開始された場合は、受給開始の日から1ヶ月以内に落札者に返還します。なお、返還する契約保証金には利息を付しません。

(2) 供給設備の建設・工事の遅延およびアクセス工事の遅延に対するペナルティ

落札者の実施する当社へ電力を供給するために必要な発電設備および発電設備から財産分界点までの一切の設備（計量装置を除く。）（以下総称して「供給設備」という。）の建設・工事の遅延、または当社が実施するアクセス工事の遅延により、受給開始基準日に受給を開始できない場合または受給を開始できないことが事前に判明した場合には、以下のとおり取り扱います。

なお、受給契約締結後、供給設備の建設・工事遅延の有無等を当社が把握するため、落札者は、供給設備の建設工程の進捗を受給契約締結から6ヶ月ごとに、当社へ報告していただきます。また、当社からの要求

により、落札者に前回の報告から6ヶ月に満たない期間で報告していただくことがあります。

イ) 供給設備の建設・工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除

(イ) 落札者による供給設備の建設・工事の遅延により、受給開始基準日の翌日から起算して90日目の日（以下「延期期限日」という。）までに受給を開始できない場合には、落札者は当社に対して、延期期限日を超過した1日につき、次式により算定される金額を遅延金として支払っていただきます。遅延金の単位は円単位とし、小数点以下を切り捨てます。

$$\text{遅延金} = \text{契約保証金} \div (365 - 90)$$

なお、遅延金の支払いは、『7. (5) 料金の支払い』に定める受給料金の支払いに準ずるものとし、

(ロ) 落札者による供給設備の建設・工事の遅延により、受給開始基準日から1年以内に受給を開始できない場合、または受給開始基準日から1年以内に受給を開始できる見込みがないことが判明した場合には、当社は、何ら責めを負うことなく、受給契約を解除できるものとし、以下のように取り扱います。

なお、②の遅延金は、①の契約保証金とは別に支払うものとし、③の補償は、①の契約保証金および②の遅延金の支払いとは別に行うものとし、

- ① 当社は上記『(1) 契約保証金（受給契約締結時）』の契約保証金を返還しません。銀行法に規定される銀行による支払保証がなされている場合には、それに基づき契約保証金の支払いを受けます。
- ② (イ) の遅延金については、当社が延期期限日までに受給契約を解除した場合、落札者は当社に遅延金の支払いを行わないものとし、当社が延期期限日を超えて受給契約を解除した場合、落札者は当社に当該解除の日までの遅延金を支払うものとし、
- ③ 落札者は当社が被った通常生ずべき実損害（逸失利益を除く。）に対する補償を行うものとし、この補償は、入札価格のう

ち、キロワット時あたりの固定費価格（『12. 提案書に記載する事項（2）ト）（ロ）』により提案書に記載された価格とし、『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』および『添付資料（10）ロ）（イ）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』により入札価格を再算定した場合は、再算定後の固定費価格とする。）に基準受給電力量（使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×基準利用率70%」とする。）を乗じ、12で除した値（以下「入札基本料金」という。）を1ヶ月分の料金とした場合の、解約時点から始まる84ヶ月分の料金を解約時点の価値に換算した金額を上限とします。

ロ) アクセス工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除

(イ) 当社の行うアクセス工事の遅延により、延期期限日までに受給を開始できない場合には、当社は落札者に対して、延期期限日を超過した1日につき、次式により算定される金額を遅延金として支払います。遅延金の単位は円単位とし、小数点以下を切り捨てます。

$$\text{遅延金} = \text{契約保証金} \div (365 - 90)$$

なお、遅延金の支払いは、『7.（5）料金の支払い』に定める受給料金の支払いに準ずるものとします。

(ロ) 当社の行うアクセス工事の遅延により、受給開始基準日から1年以内に受給を開始できない場合または受給開始基準日から1年以内に受給を開始できる見込みがないことが判明した場合には、落札者は、何ら責めを負うことなく、受給契約を解除できるものとし、以下のように取り扱います。

なお、②の遅延金は、①の契約保証金とは別に支払うものとし、③の補償は、①の契約保証金および②の遅延金の支払いとは別に行うものとします。

① 当社は上記『（1）契約保証金（受給契約締結時）』の契約保証金を返還します。なお、返還する契約保証金には利息を付しません。

②（イ）の遅延金については、落札者が延期期限日までに受給契

約を解除した場合、当社は落札者に遅延金の支払いを行わないものとし、落札者が延期期限日を超えて受給契約を解除した場合、当社は落札者に当該解除の日までの遅延金を支払うものとし、

- ③ 当社は落札者が被った通常生ずべき実損害（逸失利益を除く。）に対する補償を行うものとし、この補償は、入札基本料金を1ヶ月分の料金とした場合の、解約時点から始まる84ヶ月分の料金を解約時点の価値に換算した金額を上限とします。

ハ) 落札者および当社の両者が遅延する場合

上記『イ) 供給設備の建設・工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』に定める落札者の供給設備の建設・工事の遅延、および上記『ロ) アクセス工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』に定める当社のアクセス工事の遅延が、両者ともに発生した場合は、いずれか一方が工事を完了した日を受給開始基準日とみなし、上記『イ) 供給設備の建設・工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』、『ロ) アクセス工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』を適用します。

ただし、落札者および当社は、落札者の供給設備の建設・工事および当社のアクセス工事の遅延の原因がいずれも相手方の責めに帰すべき事由によるものに限定される場合、自己の工事が完了したか否かに係らず、相手方に対し何ら責めを負うことなく、上記『イ) 供給設備の建設・工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』または『ロ) アクセス工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除』に基づき、請求や解除を行えるものとし、

(3) 解除・解約権

イ) 当社の解除・解約権

(イ) 当社は、『(2) 供給設備の建設・工事の遅延およびアクセス工事の遅延に対するペナルティ』に定める場合を除くほか、落札者が次の各号のいずれかに該当する場合、何ら責めを負うことなく、ただちに、受給契約を解除・解約することができます。

- ① 落札者の責めに帰すべき事由により、受給契約に基づく電力受給を行ない得ないと認められる場合
- ② 破産手続開始、民事再生手続開始、会社更生手続開始、特別清

算開始等の申立てがあった場合

- ③ 強制執行、差押、仮差押、競売等の申立てがあった場合
- ④ 手形交換所からの取引停止処分を受けた場合
- ⑤ 公租公課の滞納処分を受けた場合
- ⑥ ①～⑤のほか、落札者の責めに帰すべき事由により、受給契約の重要な条項に違反し、当社がその是正を求めるも、落札者がその是正のための措置を講じようとしなない場合、または、60日以内にその是正がなされない場合

(ロ) 上記(イ)により、受給開始の日より前に受給契約が解除・解約された場合、以下のように取り扱います。

なお、②の遅延金は、①の契約保証金とは別に支払うものとし、③の補償は、①の契約保証金および②の遅延金の支払いとは別に行うものとします。

- ① 当社は上記『(1) 契約保証金(受給契約締結時)』の契約保証金を返還しません。銀行法に規定される銀行による支払保証がなされている場合には、それに基づき契約保証金の支払いを受けます。
- ② 『(2) イ) 供給設備の建設・工事の遅延に対する損害等の補償と契約の解除(イ)』の遅延金については、当社が延期期限日までに受給契約を解除・解約した場合、落札者は当社に遅延金の支払いを行わないものとし、当社が延期期限日を超えて受給契約を解除・解約した場合、落札者は当社に当該解除・解約の日までの遅延金を支払うものとします。
- ③ 落札者は当社が被った通常生ずべき実損害(逸失利益を除く。)に対する補償を行うものとします。この補償は、入札基本料金を1ヶ月分の料金とした場合の、解除・解約時点から始まる84ヶ月分の料金を解除・解約時点の価値に換算した金額を上限とします。

(ハ) 上記(イ)により、受給開始の日以降に受給契約が解除・解約された場合、以下のように取り扱います。

なお、①の精算金および②の解約金は解約時点の価値に換算します。

- ① 落札者および当社は、解約までの受給料金のうち基本料金（『7.（3）エスカレーション率による料金の調整』で行う固定費の調整額を除く。）から、入札基本料金の解約までの月数を乗じた値を差し引いた金額を精算するものとします。
- ② 落札者は当社に対し、受給期間の残存月数（下限12ヶ月、上限84ヶ月とする。）に入札基本料金を乗じた金額を解約金として支払うものとします。

ロ) 落札者の解除・解約権

(イ) 落札者は、『(2) 供給設備の建設・工事の遅延およびアクセス工事の遅延に対するペナルティ』に定める場合を除くほか、当社が次の各号のいずれかに該当する場合、何ら責めを負うことなく、ただちに、受給契約を解除・解約することができます。

- ① 受給契約に定める落札者への金銭支払義務を怠り、落札者が相当な期間を定めて催告してもなお支払わない場合
- ② 破産手続開始、民事再生手続開始、会社更生手続開始、特別清算開始等の申立てがあった場合
- ③ 強制執行、差押、仮差押、競売等の申立てがあった場合
- ④ 手形交換所からの取引停止処分を受けた場合
- ⑤ 公租公課の滞納処分を受けた場合
- ⑥ ①～⑤のほか、当社の責めに帰すべき事由により、受給契約の重要な条項に違反し、落札者がその是正を求めるも、当社がその是正のための措置を講じようとしめない場合、または、60日以内にその是正がなされない場合

(ロ) 上記(イ)により、受給開始の日までに受給契約が解除・解約された場合、以下のように取り扱います。

なお、②の遅延金は、①の契約保証金とは別に支払うものとし、③の補償は、①の契約保証金および②の遅延金の支払いとは別に行うものとします。

- ① 当社は上記『(1) 契約保証金(受給契約締結時)』の契約保証金を返還します。なお、返還する契約保証金には利息を付しません。
- ② 『(2) ロ) アクセス工事の遅延に対する損害等の補償と契約

の解除（イ）』の遅延金については、当社が延期期限日までに受給契約を解除・解約した場合、当社は落札者に遅延金の支払いを行わないものとし、当社が延期期限日を超えて受給契約を解除・解約した場合、当社は落札者に当該解除・解約の日までの遅延金を支払うものとしします。

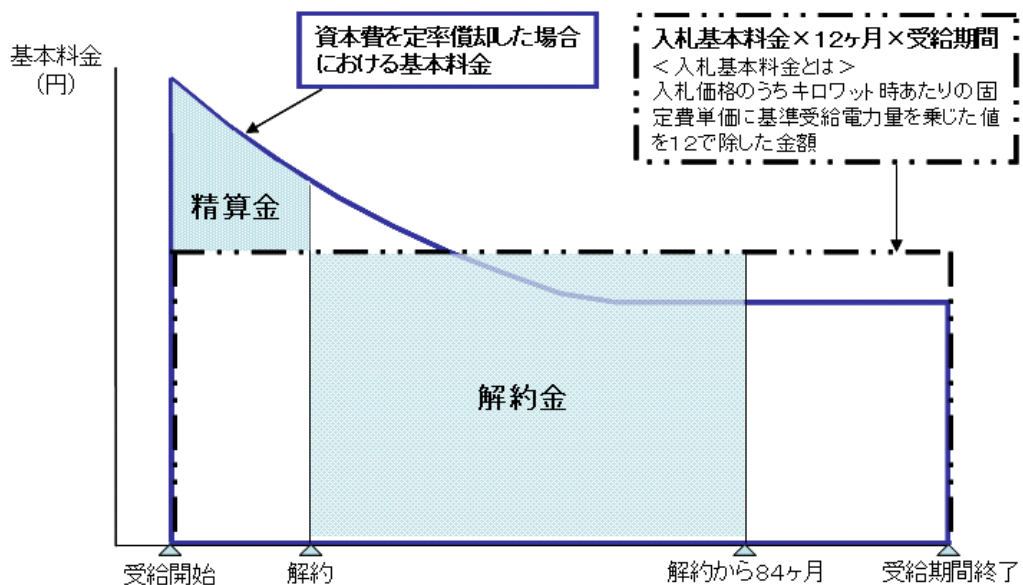
- ③ 当社は落札者が被った通常生ずべき実損害（逸失利益を除く。）に対する補償を行うものとしします。この補償は、入札基本料金を1ヶ月分の料金とした場合の、解除・解約時点から始まる84ヶ月分の料金を解除・解約時点の価値に換算した金額を上限としします。

(ハ) 上記（イ）により、受給開始の日以降に受給契約が解除・解約された場合、以下のように取り扱います。

なお、①の精算金および②の解約金は解約時点の価値に換算します。

- ① 落札者および当社は、解約までの受給料金のうち基本料金（『7.（3）エスカレーション率による料金の調整』で行う固定費の調整額を除く。）から、入札基本料金を解約までの月数に乗じた値を差し引いた金額を精算するものとしします。
- ② 当社は落札者に対し、受給期間の残存月数（下限12ヶ月、上限84ヶ月とする。）に入札基本料金を乗じた金額を解約金として支払うものとしします。

<受給開始後の解約時の精算金・解約金のイメージ>



$$\begin{aligned} & \text{精算金} \\ & = \text{解約までの基本料金}^* \\ & \quad - (\text{入札基本料金} \times \text{解約までの月数}) \end{aligned}$$

※『7. (3) エスカレーション率による料金の調整』で行う固定費の調整額は含みません。

$$\text{解約金} = \text{入札基本料金} \times \text{受給期間の残存月数}^*$$

※ 受給期間の残存月数は、下限12ヶ月、上限84ヶ月とする。

ハ) 落札者および当社の合意解約権

落札者および当社のいずれか一方にやむを得ない事情が生じた場合、相手方へ解約の申し出を行い、相手方が承諾することで、当該申出者は受給契約を解約することができます。

なお、解約の時期が受給開始後であるときは、原則として7年前までに相手方に申し出るものとします。

上記により受給契約が解約された場合、当該申出者が落札者であるときは、『イ) 当社の解除・解約権』、当社であるときは、上記『ロ) 落札者の解除・解約権』に定める解約に伴い発生する費用を支払うものとします。

(4) 通告逸脱ペナルティ (通告超過・未達電力量に対する電力量料金の減額)

イ) 算定方法

当社は、30分あたりの通告電力量と、その通告電力量に対する実績受給電力量の差が、受給最大電力の3%を2で除した値を超える場合(以下「通告逸脱」という。)、その逸脱した電力量に対応する料金を通告逸脱ペナルティとして申し受けます。ただし、通告逸脱の原因が、落札者の責めに帰すことのできない事由であると当社が認めた場合は、通告逸脱ペナルティの対象外となります。通告逸脱ペナルティの算定方法は以下のとおりです。

(イ) 通告電力量に対し超過する場合

$$\begin{aligned} & \text{通告逸脱ペナルティ} \\ & = [\text{実績受給電力量} \\ & \quad - (\text{通告電力量} + \text{受給最大電力} \times 3\% \div 2)] \\ & \quad \times \text{電力量料金単価 (当該月)} \times 1/2 \end{aligned}$$

(ロ) 通告電力量に対し不足する場合

$$\begin{aligned} & \text{通告逸脱ペナルティ} \\ & = [(\text{通告電力量} - \text{受給最大電力} \times 3\% \div 2) \\ & \quad - \text{実績受給電力量}] \\ & \quad \times \text{電力量料金単価 (当該月)} \times 1 / 2 \end{aligned}$$

通告逸脱のペナルティは、30分ごとに算定のうえ、上記（イ）、（ロ）をそれぞれ合計して当該月の電力量料金から減額します。

通告逸脱が多発し、あるいは恒常的であると当社が判断した場合、当社は『9（3）イ）当社の解除・解約権⑥』の場合に該当するものとして受給契約を解約できるものとします。

ロ) AFC、OTM使用時の取り扱い

AFC制御運転時における通告逸脱ペナルティの算定方法は以下のとおりです。

(イ) 通告電力量に対し超過する場合

$$\begin{aligned} & \text{AFC使用時の通告逸脱ペナルティ} \\ & = [\text{実績受給電力量} - (\text{通告電力量} + \text{受給最大電力} \times 3\% \div 2) \\ & \quad - \text{AFC出力変化幅の} 1 / 2 \text{に相当する電力量}] \\ & \quad \times \text{電力量料金単価 (当該月)} \times 1 / 2 \end{aligned}$$

(ロ) 通告電力量に対し不足する場合

$$\begin{aligned} & \text{AFC使用時の通告逸脱ペナルティ} \\ & = [(\text{通告電力量} - \text{受給最大電力} \times 3\% \div 2) \\ & \quad - \text{AFC出力変化幅の} 1 / 2 \text{に相当する電力量} - \text{実績受給電力量}] \\ & \quad \times \text{電力量料金単価 (当該月)} \times 1 / 2 \end{aligned}$$

OTMの使用により出力変動した時間帯は、通告逸脱ペナルティの対象から除外します。

ハ) 管外に連系する場合の取り扱い

管外の一般電気事業者の系統へ連系し、振替供給により当社へ供給する場合の通告電力量と実績受給電力量の差については、当該一般電気事業者の定める振替に伴う補給電力に関する条件も考慮し、別途通

告逸脱ペナルティを設定します。

(5) 余力活用に伴う逸脱ペナルティ（余力活用補償電力量に対する電力量料金の減額）

余力活用に伴い、30分あたりの通告電力量に対して実績受給電力量が不足し、その原因が落札者の故意または重大な過失によることが判明した場合は、通告逸脱ではなく余力活用に伴う逸脱として扱い、当社は落札者に対して、以下の式により算定される余力活用補償料金を申し受けます。

余力活用補償料金 = 余力活用補償電力量 ^{※1} × 余力活用補償料金単価 ^{※2}
--

※1 余力活用補償電力量 = 通告電力量 - 実績受給電力量

※2 余力活用補償料金単価 = 電力量料金単価（当該月）× 1.5

(6) 停止ペナルティ（超過停止電力量に対する基本料金の減額）

イ) 当社は、供給設備の事故または定期検査・補修日数の超過等の事由で、受給電力の供給が停止し、または受給電力の全部もしくは一部の供給が制限されたと当社が判断する場合、以下に定める停止ペナルティを申し受けます。ただし、停止・制限の原因が、落札者の責めに帰すことのできない事由であると当社が認めた場合は、停止ペナルティの対象外となります。

なお、事故により受給電力の供給が停止し、または受給電力の全部もしくは一部の供給が制限された場合は、速やかに当社に連絡をいただき、その停止状況に応じて当社から通告変更することがあります。

停止ペナルティ = [年間停止電力量 ^{※1} - (可能受給電力量 × 3%)] ^{※2} × 超過停止単価 ^{※3}
--

※1 基準受給電力に停止・制限時間数（小数点以下第2位四捨五入）を乗じて得た電力量から当該停止・制限期間中の通告電力量（停止・制限状況に応じて当社から通告変更した場合は変更後の値）を差し引いて算定した電力量（以下「停止電力量」という。）を年度で累積したものをいいます。

※2 「年間停止電力量 - (可能受給電力量 × 3%)」により算出した値が負となる場合は0とします。

$$\begin{aligned} \text{※3 超過停止単価} &= \text{当該年度の基本料金の年度合計額} \\ &\div \text{当該年度の可能受給電力量} \end{aligned}$$

ロ) この停止ペナルティは、当該年度の最終月分の基本料金から差し引きます。

ハ) 停止電力量について、落札者が代替供給力を調達し、落札者と当社が協議により定めた方法により当社へ代替供給された場合は、停止電力量から代替供給された電力量を差引くものとします。

以上『(1) 契約保証金(受給契約締結時)』から『(6) 停止ペナルティ』に定める契約保証金およびペナルティ等の詳細な取り決めについては、本要綱に添付する『受給契約書(ひな型)』を参照してください。

(7) 通告逸脱と事故停止の取り扱い

通告電力量に対して実績受給電力量が不足した場合(例えば、100%出力相当の通告電力量に対して、90%出力相当の実績受給電力量となった場合等。)、それがプラント機能上の通告逸脱によるものか、事故、故障等により停止したものであるかについては、落札者の報告に基づき当社が判断します。

10. 帰責事由のない場合の免責・契約解除等

(1) 履行の中断・遅延に対する免責・契約解除

イ) 落札者および当社は、自己の責めに帰すことのできない事由により、受給契約の履行の中断もしくは遅延、またはそれに伴う受給契約の解除・解約に至った場合には、相手方に対してその責めを負わないものとしします。

ロ) 落札者および当社のいずれの責めにも帰すことのできない事由により、以下の①、②の各号のいずれかに該当した場合、落札者および当社のいずれも、何ら責めを負うことなく、受給契約を解除・解約することができます。

- ① 受給開始基準日から1年以内に受給を開始できない場合、または受給開始基準日から1年以内に受給を開始できる見込みがない場合
- ② 受給電力の受給が停止し、または受給電力の全部もしくは一部の受給が制限され、その発生日から1年以内に受給を再開できない場合、またはその発生日から1年以内に受給を再開できる見込みがない場合

ハ) 上記ロ)により受給開始の日より前に受給契約が解除・解約された場合、当社は当社に預託されている『9. (1) 契約保証金(受給契約締結時)』の契約保証金を返還します。なお、返還する契約保証金には利息を付しません。

ニ) 上記ロ)により受給開始の日以降に受給契約が解除・解約された場合、落札者および当社は、解除・解約までに当社が落札者に支払った受給料金のうち基本料金(『7. (3) エスカレーション率による料金の調整』で行う固定費の調整額を除く。)から、入札基本料金に解除・解約までの月数を乗じた値を差し引いた金額を精算します。なお、精算金は解除・解約時点の価値に換算します。

(2) 受給開始の遅延に対する免責・契約解除

上記『(1) 履行の中断・遅延に対する免責・契約解除』は、『9. (2) 供給設備の建設・工事の遅延およびアクセス工事の遅延に対する

ペナルティ』については、適用されません。

ただし、供給設備の建設・工事の遅延またはアクセス工事の遅延が、以下の①～④の各号のいずれかに該当する場合は相手方に対しその責めを負わないものとします。また、当該遅延が①～④以外の落札者または当社の自己の責めに帰すことのできない事由による場合で、かつ当該遅延に至った当事者の相手方がそれに対する免責を認めた場合は、相手方に対しその責めを負わないものとします。

- ① 大地震、洪水、津波等の通常予測できる範囲を超えた天災地変の発生により遅延した場合
- ② 内乱、戦争、暴動、破壊活動等の政治的・社会的事象の発生により遅延した場合
- ③ 用地事情等当社の責めに帰すことのできない事由により、アクセス工事が遅延した場合
- ④ 管外のプロジェクトで、振替供給を行う一般電気事業者の都合、その他当社の責めに帰すことのできない事由により、当該振替供給が行われない場合、または振替供給に係るアクセス工事が遅延した場合

11. 受給期間終了後の取り扱い

落札者または当社は、受給期間終了後も当該発電設備を用いて相手方との間で電力の受給を行うことを希望する場合は、受給期間終了の日の5年前までに、書面により相手方に契約延長の協議を申し出るものとし、当該相手方は、発電設備を用いた電力供給事業からの撤退、当社への電力供給について支障が見込まれるほどの発電設備の老朽化等、特別の事情がない限りは協議に応じるものとします。

上記に基づき契約延長される場合の受給料金については、受給料金算定諸元の延長時点での適正な原価に基づき、その他の契約条件については、受給契約に定める諸条件に基づき、それぞれ落札者と当社で協議のうえ、決定するものとします。

なお、受給期間終了後に落札者は、本発電設備の電力の全部または一部を当社以外の事業者および卸電力取引所に販売することも可能です。

12. 提案書に記載する事項

以下の内容に従って作成する提案書には、目次を作成してください。

(1) 入札書（様式－1）

入札書には、応札者の住所、正式名称および代表者氏名を記入のうえ、代表者印を押印してください。

(2) 提案内容（様式－2－1）

当社の募集条件に従って提案書で提示していただく諸項目は以下のとおりです。

イ) 発電設備の所在地

計画している発電設備の所在地（住所）を記載してください。

ロ) 連絡先

当社との連絡窓口となる責任者の氏名、住所、郵便番号、所属、メールアドレス、電話番号、ファックス番号を記載してください。

ハ) 受給電力

応札者が当社に供給する、受給最大電力および基準受給電力をキロワット単位で記載してください。

ニ) 連系開始希望時期

応札者の発電設備を当社（管外のプロジェクトの場合は当社以外の一般電気事業者）の系統に連系する時期（試運転を開始する。）を記載してください。

ホ) 受給開始基準日

平成33年度から平成35年度までの各年度の4月1日を受給開始基準日としますので、受給開始年度を平成33年度から平成35年度までの年度で設定してください。

ヘ) 受給期間

受給期間は原則15年としますが、10～30年間で応札者が1年単位で設定することも可能とします。

応札者が受給期間均等発電単価を計算する際には、ここで設定した受給期間を使用してください。

ト) 入札価格

(イ) 入札価格およびその内訳を1キロワット時あたりで1銭単位まで記載してください。下記の(ロ)、(ハ)の合計が入札価格となります。

なお、入札価格の算定にあたっては、受給期間均等発電単価を『添付資料(5)入札価格と受給料金の算定方法』により算定してください。

(ロ) 入札価格のうち、固定費(資本費、運転維持費)を1キロワット時あたりで1銭単位まで記載してください。

また、資本費に含まれるアクセスコスト(特定負担分)を1キロワット時あたりで1銭単位まで記載してください。応札者が余力活用を予定されている場合は、アクセスコスト(特定負担分)について、余力活用の割合等に応じた費用を設定することも可能です。

(ハ) 入札価格のうち、可変費(燃料費、燃料関係諸費)を1キロワット時あたりで1銭単位まで記載してください。

入札価格を構成する固定費、可変費は可能な限り、実際のコストに基づくよう設定してください。

チ) 自家消費分等の区分

自家消費の有無や当社へ応札する同一の発電設備の余力を活用した、当社以外の事業者への販売や卸電力取引所への参加について該当する項目を選択してください。

リ) 二酸化炭素排出係数の調整者

応札者が設定する受給電力量1キロワット時あたりの二酸化炭素排出係数の調整者(当社または応札者)を選択してください。

ヌ) 事業税相当額の課税標準

事業税の課税方法について、収入金課税または所得課税を選択してください。

ル) 需給調整機能

応札者が提案する発電設備で、需給調整機能（ガバナフリー機能、AFC機能およびOTM機能）の設置の有無について選択してください。

ヲ) 接続検討結果

当社送電SCまたは当社以外の一般電気事業者の送配電部門が回答する接続検討結果を添付してください。

ワ) 接続供給申込（入札時暫定）受領書

接続供給申し込み（入札時暫定）の受付時に当社送電SCまたは当社以外の一般電気事業者の送配電部門が発行する「接続供給申込（入札時暫定）受領書」を添付してください。

(3) 同時最大受給電力および年間の発電可能量（様式－2－2）

アグリゲーションの場合のみ、受給最大電力の温度条件（集約された電源の最大値）において集約された個々の電源から同時に受給することができる電力の最大値（以下「同時最大受給電力」という。）および年間の発電可能量を電源ごとに記載してください。

(4) 応札者の概要（様式－3）

応札者の会社名、業種、本社所在地等を記入してください。

計画の主体として、別会社、子会社、ジョイント・ベンチャーなどの設立を計画している場合には、実際に事業を行う主体および構成メンバーについて、それぞれ記載してください。

(5) 入札価格計算書（様式－4）

年度ごとに資本費、資本費に含まれるアクセスコスト（特定負担分）、運転維持費、燃料本体費、燃料関係諸費を設定し、入札価格を計算してください。

なお、年度ごとに設定するアクセスコスト（特定負担分）について、応札者が余力活用を予定されている場合は、余力活用の割合等に応じた費用を設定することも可能です。

(6) プロジェクト全体のスキーム

イ) プロジェクトの全体工程表 (様式-5)

計画されているプロジェクトの、応札から受給開始までの詳細なスケジュールを提出してください。

ロ) 環境 (様式-6)

(イ) 大気、温排水、一般排水、騒音、振動、産業廃棄物についての環境保全対策の基本的な考え方を記載してください。

(ロ) 大気汚染防止対策および温排水に関する対策を記載し、併せて実施する既設の環境保全対策等がある場合には、その内容について記載してください。

また、計画に係る大気関係全ての環境規制についての遵守状況を記載してください。

(ハ) 大気汚染防止対策および温排水に関する対策について、地方自治体との調整過程における指導状況および調整結果を記載してください。

(ニ) 環境アセスメント等の実施根拠を記載してください。また、環境アセスメント等の工程を提示するとともに、工程に関する根拠や国、地方自治体との調整状況および環境アセスメント等の実施内容に関する国、地方自治体の指導内容を記載してください。

ハ) ファイナンス (様式-7~10)

(イ) ファイナンスの確実性を担保する書面として、銀行法に規定される銀行から基本的事項についての覚書 (L/I) を取得のうえ、提出してください。

(ロ) 所要金額の調達方法について記載してください。

(ハ) 本プロジェクトに係る建設費用の概算内訳について記載してください。

(ニ) プロジェクトを合弁形式で計画している場合は、全ての参加企業の事業参加確約状を提出してください。

なお、上記（イ）、（ロ）、（ハ）、（ニ）の文面は、添付様式に従って作成のうえ、提出してください。

ニ) プロジェクト推進母体と権利義務関係（様式－１１）

（イ） 応札者と当社を中心として、プロジェクトに係る燃料調達先、融資先、関係会社、親会社、子会社、別会社等関連する各社との権利義務関係を図示してください。

（ロ） 応札者が提案するプロジェクトの推進母体として、別会社、子会社、ジョイント・ベンチャーなどの設立を計画している場合は、その計画内容を提示していただくとともに、その推進母体が設立された時点で、親会社保証状、あるいは参加企業の連帯保証状を差し入れていただくことになります。

 応札の段階で、別会社等を設立している場合は、該当する保証状を提出してください。（これらの書面につきましては、本要綱に添付する『受給契約書（ひな型）』の添付書類『（２）事業の移管に伴う確認書』、『（３）親会社連帯債務保証確約書』に基づいて作成してください。）

ホ) 燃料関係（様式－１２）

（イ） 発電設備の使用燃料種別を明らかにしてください。

（ロ） 燃料の調達方法について、その調達方法、燃料調達の主な制約条件について説明してください。

（ハ） 応札者が計画している、燃料の貯蔵施設の概要等について説明してください。

ヘ) 二酸化炭素排出係数（様式－１３）

 応札者が設定した二酸化炭素排出係数の算定内容について記載してください。算定書の燃料種別に記載のない燃料を使用する場合等については燃料の性状に基づいて、排出係数を算定していただくことが可能です。その場合、算定の方法について説明書に記載してください。

 なお、アグリゲーションの場合は『添付資料（10）イ）二酸化炭素排出係数の算定方法』により算定してください。

ト) エスカレーション合成比率算定書 (様式-14)

運転維持費、燃料本体費および燃料関係諸費について可能な限り、実態に即した受給料金のエスカレーション比率を設定してください。

チ) 運転管理体制 (様式-15)

(イ) 運転管理体制 (当社からの給電指令対応) についての考え方を、自社要員で計画されているか、あるいは委託契約を検討されているか等も含めて説明してください。

(ロ) 需給調整に対応するためのAFCやOTMを設置する場合、信号受信装置から発電設備の出力制御回路までの連携方法を含めたシステム概要について説明してください。

(ハ) 計画している運転要員、勤務体制等を記載してください。

(ニ) 計画しているボイラ、タービンの定期検査や補修に伴う停止日数および回数を記載してください。

リ) 発電設備の運用関係 (様式-16)

(イ) 発電設備が運転可能な出力運転幅を記載してください。

(ロ) 発電設備が系統へ並列してから定格出力に達するまでの時間を記載してください。

(ハ) 発電設備の各機能の制御運転時における出力変化速度を記載してください。

(ニ) ガバナフリー運転に関する事項を記載してください。

(ホ) AFC制御運転時における出力変化幅について記載してください。

ヌ) 火力発電設備の運転実績 (様式-17)

応札者の火力発電設備の運転実績、または運転実績がない場合は運転実績を有するものからの技術支援内容について記載してください。

ル) 受給電力の制御方法 (様式-18)

発電設備の補機以外の負荷設備を有する場合の、受給電力の制御方法について記載してください。

なお、アグリゲーションの場合は発電所ごとに作成してください。

ヲ) 発電所用地の取得状況 (様式-19)

発電所用地の取得状況を記載してください。所有権を取得済みの場合はそれを証明する登記事項証明書等を、賃借権等を取得済みの場合はそれを証明する賃貸借契約書等を、添付してください。未取得の場合は、取得予定時期や権利内容・取得方法等を記載してください。

なお、アグリゲーションの場合は発電所ごとに記載してください。

ワ) 発電設備の概要 (様式-20~26)

(イ) 主要設備のメーカー、製造年、容量、台数、プラント効率等に関する仕様を記載してください。

なお、プラント効率は、使用する燃料の発熱量をHHV (高位発熱量) で算出してください。

(ロ) タービン建屋、中央制御室、煙突工事等の概要について記載してください。

(ハ) 地質柱状図等必要な図面を添付のうえ、土木工事の概要を記載してください。

(ニ) 単線結線図、付近見取図、構内平面図等の図面を任意様式で提出してください。

13. 提案書作成上の注意

(1) 提案書の様式は、下記の当社ホームページよりダウンロードしてください。手書きの場合は、ペン（ボールペン、サインペンまたは万年筆）で書くものとし、ペン以外の筆記具で書いたものは無効となります。

また、提案書提出後の訂正、修正は認められませんが、提出前の提案書の訂正、修正にあたっては、取り消し線と訂正印を使用し、修正液等は使用しないでください。

様式URL（掲載準備中）

(2) 提案書本体の大きさはA4サイズを使用し、左側を綴じてください（原則袋綴じ）。その他の用紙を使用する場合は、A4の大きさに織り込んでください。綴じた提案書はカバー（表紙）を作成のうえ、応募者名（合弁形式の場合はその代表企業名）を記入してください。提案書の文字の大きさは指定しませんが、読みやすいものとしてください。

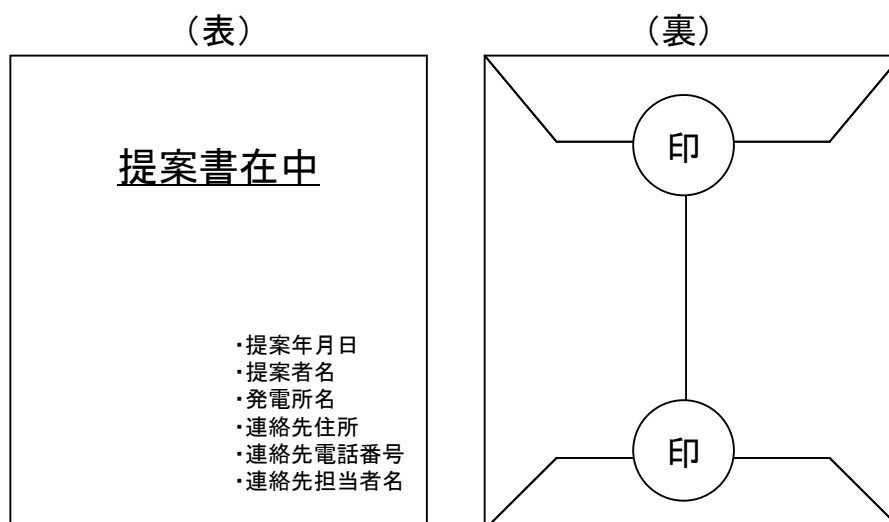
(3) 提案書は、本書1部、写しを1部の合計2部を提出してください。写しの表紙には『写』と赤色で明示してください。

提出された提案書（写し含む）は返却しませんので、あらかじめ了承願います。

(4) 提案書（本書1部および写し1部）は封筒に入れ、封かんし、当社に持参のうえ、提出してください。

※ 提案書を提出する場合の封筒は下図のようにしてください。

※ 封かん印は、提案様式-1と同一の印としてください。



14. 入札の辞退

応札者が、提案書提出後に入札の辞退を希望する場合は、速やかに書面により当社まで申し出てください。

一度入札辞退の意思を表明した場合は、再度選考の対象として復帰することはできませんので、あらかじめ了承願います。入札辞退者の提案書は直ちに返却します。

15. 守秘義務

応札者（合弁形式の場合は全ての参加企業）および当社は、入札を通じて知り得た相手方の入札案件に係る機密を第三者に漏らしてはならず、また自己の役員または従業員が相手方の機密を漏らさないようにしなければなりません。ただし、あらかじめ相手方の承認を得た場合、電気事業法および関係法令に基づく監督官庁の要請に対して当該監督官庁に開示する場合、平成24年9月に公表された「新しい火力電源入札の運用に係る指針」（その後の改訂含む）に基づき中立的機関に開示する場合、本要綱に定める落札者情報等を開示する場合、電気事業法第22条第7項に従い供給条件等について経済産業大臣または経済産業局長に届け出る場合、ならびにその他法令で定める場合は、この限りではありません。

16. 今後のスケジュール

入札公表から、落札者との受給契約締結までのスケジュールは以下のとおりですが、やむを得ない事由によりスケジュールが変更となる場合があります。

平成26年3月26日	入札募集実施の公表
平成26年4月8日	入札募集要綱案に関する事前説明会
平成26年4月8日 ～平成26年5月7日	入札募集要綱案に対する提案募集
平成26年6月上旬	中立的機関による入札募集要綱案審査
平成26年7月上旬	入札説明会
平成26年7月上旬	入札募集開始
平成26年10月下旬	入札募集締切
平成26年10月下旬 ～平成26年12月下旬	審査期間、落札候補者決定
平成26年12月下旬 ～平成27年2月中旬	中立的機関による評価報告書案審査
平成27年2月中旬	落札者の決定
平成27年3月中旬	受給契約締結
受給契約締結後1ヶ月以内	落札者は経済産業大臣または経済産業局長へ供給条件を届け出

【添付資料】

(1) 運転パターン説明書

イ) 運転パターンの考え方

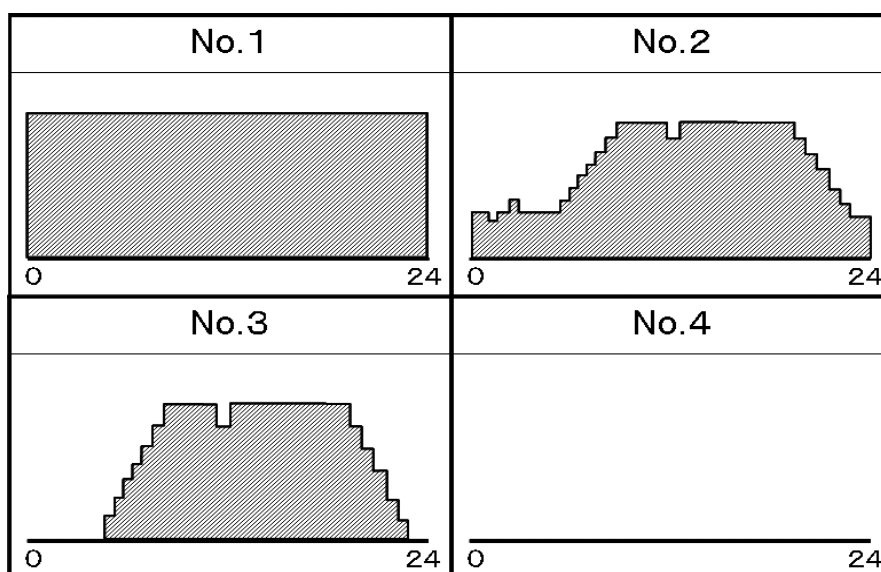
当社が設定する標準的な運転パターン例は、次のロ) のようになります。

受給開始後の実際の発電設備の運転では、当社から落札者に翌年度の受給計画の通知を行い、その後受給日の需要予想と供給力確保状況を考慮して作成した通告値を「月間通告」、「週間通告」などにより通告します。

ただし、落札者の発電設備がOTMを有している場合、当社はOTMを使用する時間帯を事前にお知らせし、需要見直しや当日の電力需給状況に応じて、通告値を超えない範囲で発電出力値を変更します。また、系統状況や電力需給状況が急変した場合等は、協議により「前日通告」や「当日通告」で通告値を変更するとともに、OTMを有する発電設備については、系統および電源の事故時ならびに需給変動時など緊急的に需給調整が必要な場合、OTMにより通告値を超えた発電出力値に変更することがあります。

ロ) 標準的な運転パターン

標準的には下記のNo. 1～No. 4の運転パターンとなります。当社の電力需給状況によっては、別の運転パターンで運転していただく場合があります。



※ 起動時の負荷上昇、停止時の負荷降下の電力量も、実績受給電力量に含みます。

(2) 発電設備が準拠すべき基準等

発電設備については、電気事業法、計量法、環境関連諸法令（大気汚染防止法、環境影響評価法等）等、発電事業に関連する諸法令等（政令、省令、技術基準等を含む）を遵守して下さい。とりわけ、以下の基準等の遵守には十分留意してください。

イ) 発電設備・受電設備の技術要件

- (イ) 電気設備に関する技術基準を定める省令
- (ロ) 電気設備の技術基準の解釈
- (ハ) 発電用火力設備に関する技術基準を定める省令
- (ニ) 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

ロ) 環境影響評価法の技術要件

新たに設置される設備において、適用可能な最善の技術（B A T : Best Available Technology）の適用が条件となっていることから、かかる条件を満たす設備を導入していただきます。

具体的な条件は、経済産業省・環境省が公表した「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ（平成25年4月26日）」のB A Tの参考表に示される（A）経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術以上を満たすこととします。

ハ) 耐震設計

資源エネルギー庁が公表した「電気設備防災対策検討会報告（耐震性関係）（平成7年11月24日 資源エネルギー庁）」に示される電気設備の耐震性確保の考え方に基づくものとし、設計方法についてはJEAC3605-2009「火力発電所の耐震設計規程（平成22年3月 社団法人日本電気協会）」に準拠するものとし、

ただし、設計においては以下の条件を反映してください。

- (イ) ボイラ支持鉄構、蒸気タービン・ガスタービン架台、発電所本館開閉所建屋、煙突の耐震設計は動的解析法を用いることとし、動的解析に用いる入力地震動としては、設備の重要性や損傷による社会的な影響等を考慮し、レベル1地震動、レベル2地震動を採用した2段階の設計を行ってください。

(ロ) 液化ガス用燃料設備の機器類の耐震設計において考慮すべき地震動については、重要度分類によりレベル1地振動、レベル2地振動の2段階で設計してください。

(ハ) 燃料供給設備においても全体システムとして著しい供給支障をきたさないよう耐震性を確保してください。

(ニ) 設計に用いるレベル2地震動については、国・自治体等の公的機関（例えば、中央防災会議、地震調査研究推進本部等）が公表している情報を踏まえ、立地点における設計設備に影響が最も大きいものを少なくとも1つ以上含めてください。

「電気設備防災対策検討会」は、資源エネルギー庁により平成7年3月から開催された検討会であり、その報告は「地震に強い電気設備のために（平成8年3月、資源エネルギー庁編）」に掲載されております。

「電気設備防災対策検討会報告（耐震性関係）」で示される耐震性確保の考え方は下表のとおりです。

耐震性区分	区分Ⅰ	区分Ⅱ
電気設備の区分	ダム、LNG地上式タンク、LNG地下式タンク、油タンク（一旦機能喪失した場合に人命に重大な影響を与える可能性のある電気設備）	発電所建屋、タービン、ボイラ、変電設備、送電設備、配電設備、給電所、電力保安通信設備等（区分Ⅰ以外の電気設備）
一般的な地震動※ ₁ に際し、	個々の設備毎に機能に重大な支障が生じないこと	
高レベルの地震動※ ₂ に際しても、	人命に重大な影響を与えないこと	著しい（長期的かつ広範囲）供給支障が生じないよう、代替性の確保、多重化等により総合的にシステムの機能が確保されること

※1 供用期間中に1～2度程度発生する確率を持つ一般的な地震動

※2 発生確率は低いですが直下型地震または海溝型巨大地震に起因する更に高レベルの地震動

ニ) 津波対策

総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書（平成24年3月）において示された「電気設備の津波への対応の基本的な考え方」および「電気設備の津波対策」に基づいた対策を行うものとします。

対策の検討に用いる頻度の高い津波および最大クラスの津波については、国・地方自治体の公的機関（例えば、中央防災会議、地震調査研究推進本部等）が公表している情報を踏まえ、立地点における影響が最も大きいものを設定してください。

「総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会電気設備地震対策ワーキンググループ報告書」については下記の経済産業省ホームページに掲載されていますので参照してください。

電気設備地震対策ワーキンググループ報告書URL

[http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/
industrial_safety/shingikai/120/8/120_8_index.html](http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/shingikai/120/8/120_8_index.html)

(3) 系統アクセスに関する手続きの流れ

管内のプロジェクトの場合における接続検討は、当社の「系統アクセス検討に関する通達」に基づき行い、手続きや取り扱いについては、当社託送供給約款による受電側接続検討に準じて実施するものとします。具体的には以下のとおりとします。

イ) ステップ1 事前相談 (任意)

(イ) 当社系統への連系に関する相談 (連系可能容量の目安、電源線建設に係る標準的なコストおよび工期等) については、当社送電SCへ連絡してください。なお、具体的な地点における更なる詳細な連系可能容量やアクセスコストおよび工期については、接続検討が必要となります。

(ロ) 当社送電SCの連絡先等は、当社ホームページ上の下記のアドレスに掲載しております。

当社送電SC連絡先URL

<http://www.kepco.co.jp/business/partner/takusou/07/>

ロ) ステップ2 接続検討の申し込み

(イ) 接続検討については、接続検討申込書に必要な事項を記入のうえ、当社送電SCに申し込みください。接続検討申込書の様式は、当社ホームページ上の下記のアドレスに掲載しております。

接続検討申込書様式URL

http://www.kepco.co.jp/business/partner/pdf/form2010_1.pdf

(ロ) 当社送電SCは、原則として接続検討の申し込みから3ヶ月以内に検討結果を回答します。接続検討は、『へ) ステップ6 接続供給申し込み (入札時暫定)』に先立ち終了していることが必要となります。

ハ) ステップ3 検討料の申し受け

(イ) 当社送電SCは、原則として1発電場所 (受給地点) 1検討につき20万円 (税抜き) を検討料として、接続検討の申し込み時に申

し受けます。ただし、既に接続検討の実績があり、その回答内容で供給可能な場合等、検討を要しない場合には検討料を申し受けません。

なお、一旦申し受けた検討料は、原則として返金いたしません。

(ロ) 同一発電場所において、容量別に複数の接続検討を行う場合は、それぞれ1検討として検討料を申し受けます。

アグリゲーションの場合は、受給地点ごとにそれぞれ1検討として検討料を申し受けます。

ニ) ステップ4 接続検討

当社送電SCは、応札者の発電設備を当社系統へ連系するにあたり、他の事業者や当社系統に影響がないか等の観点から、技術的な検討等を行います。その際、接続検討に必要なデータを追加で当社送電SCに提出していただく場合があります。

ホ) ステップ5 接続検討の回答

(イ) 当社送電SCが接続検討結果としてお知らせする主な回答項目は、以下のとおりです。

- ① 接続検討申し込み内容に対する可否
- ② アクセス工事の概要
- ③ アクセスコスト（特定負担分）、アクセスコスト（一般負担分）および算定根拠
- ④ 所要工期
- ⑤ 応札者側が実施する必要がある対策
- ⑥ 前提条件
- ⑦ 運用上の制約

(ロ) アクセスコスト（一般負担分）のうち、電磁誘導対策等については詳細な検討が必要で、入札募集締め切りまでの回答は困難なため、アクセスコスト（一般負担分）については電磁誘導対策等の費用を除いたものを回答することとします。なお、電磁誘導対策等の費用は、『6.（2）イ）価格要素』に定める④アクセスコスト（一般負担分）評価には加味しません。

(ハ) 接続検討の回答は、系統連系を保証するものではありません。

へ) ステップ6 接続供給申し込み(入札時暫定)

(イ) 応札に先立ち、接続供給申込書(入札時暫定)に必要な事項を記入のうえ、当社送電SCに申し込んでください。

接続供給申込書(入札時暫定)の様式は、当社送電SCにてお渡しします。

(ロ) 接続供給申し込み(入札時暫定)に先立ち、当社送電SCに接続検討結果の前提となった系統の条件に変更がないか等、新たな接続検討の必要性に関する確認(以下「要否確認」という。)を行ってください。要否確認の検討料は申し受けませんが、要否確認の結果、前提としていた系統の条件に変更がある場合等には、改めて接続検討が必要となります。この場合、原則として再度検討料(20万円(税抜き))を申し受けます。

(ハ) 当社送電SCは、接続供給申し込み(入札時暫定)の受付時に、提案書の添付書類として必要となる「接続供給申込(入札時暫定)受領書」を発行します。

なお、応札者が落札できなかった場合等は、当該接続供給申し込み(入札時暫定)は無効となります。

また、「接続供給申込(入札時暫定)受領書」を発行後、提案書の提出期限(入札募集締切)までに前提とした系統の条件に変更が生じた場合等には、当社送電SCより検討条件の変更を連絡します。この場合、検討条件の変更について、以下の(ニ)により入札価格の評価時にアクセスコストを再算定し評価に加味します。

(ニ) 接続検討では、応札者が単独で系統連系する場合のアクセスコストを回答しますが、同一系統へ複数の応札があった場合および応札後に当該系統の状況が変更となった場合等は、アクセスコストの再算定を行います。再算定の結果、アクセスコストが変更となる場合は、『6. (3) イ) ①入札価格、ハ) ④アクセスコスト(一般負担分)評価』により、再算定結果を反映します。

ト) ステップ7 応札

(イ) 『ホ) ステップ5 接続検討の回答』により当社送電SCが回答した接続検討結果と『へ) ステップ6 接続供給申し込み(入札時暫定)』により当社送電SCが発行した「接続供給申込(入札時暫定)受領書」を提案書に添付して提出してください。接続供給申し込み(入札時暫定)は、応札者が落札した時点で、接続供給申し込みの本申し込みに代えさせていただきます。

(ロ) 入札募集締切日から落札者の決定までの間は、応札者の電源のアクセスコストを算定する作業を行うため、応札者以外からの接続検討の依頼や系統アクセス申込みに対して、これを優先します。

(4) 計量装置

受給電力および受給電力量の計量ならびに計量装置の取り扱いについては、原則として以下のとおりとします。

イ) 管内のプロジェクトの場合

(イ) 当社は、受給地点ごとに取り付けた記録型計量器により、原則として受電電圧と同位の電圧で30分単位に計量します。受給電力および受給電力量の計量は当社が行うものとしますが、落札者は受給電力の受給について必要な事項（発電日誌等）を記録し、当社の求めに応じ提出するものとします。

(ロ) 記録型計量器、その他計量に必要な付属装置（計量器箱、変成器、変成器の2次配線および計量器の情報を伝送するための通信装置等をいう。以下同じ。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいう。）（以下、記録型計量器、その他計量に必要な付属装置および区分装置を総称して「計量装置」という。）は、発電設備が当社系統へ供給可能な最大電力に応じて当社が選定し、かつ当社の所有とし、当社で取り付けるものとします。

なお、当社はその工事費を工事費負担金として落札者から申し受けます。

また、変成器の2次側配線等でとくに多額の費用を要するものについては、落札者の負担により、落札者で取り付けていただくことがあります。その場合、落札者が施設したものについては、当社が無償で使用できるものとします。

(ハ) 計量装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取り付けおよび取り外しが容易な場所とし、落札者と当社との協議によって定めます。

(ニ) 計量装置の設置場所は、落札者から無償で提供していただきます。

(ホ) 落札者の希望によって計量装置の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、その実費を落札者から申し受けます。

(へ) 法令により、計量装置、その他計量に必要な付属装置を取り替える場合には、当社は、その実費を落札者から申し受けます。

ロ) 管外のプロジェクトの場合

発電設備を連系する一般電気事業者の定める託送供給約款および系統利用ルールによるものとします。

(5) 入札価格と受給料金の算定方法

イ) 入札価格の算定方法

入札価格の算定にあたっては、まず、固定費として資本費および運転維持費、可変費として燃料本体費および燃料関係諸費を年度ごとに算定します。

なお、燃料本体費は、平成25年1月～平成25年12月の燃料種別ごとの貿易統計の実勢価格（貿易統計にて公表される円建ての輸入価格（単位は円/tまたはk1）をいう。以下同じ。）の平均値を基準として算定してください。当該平均値は下記『ハ）（ロ）燃料本体費』の表に示します。

次に、以下の式に従って、受給開始基準日から受給期間終了までの期間（10～30年間で応札者が1年単位で設定した受給期間の年数）に要する各年度の固定費と可変費を現在価値に換算し、さらに受給期間均等発電単価を算出します。

このようにして算出された受給期間均等発電単価が入札価格となります。

なお、入札価格の算出に必要な割引率は2.9%とし、エスカレーション率は考慮しません。

(イ) 現在価値換算式

$$\begin{array}{l} \text{各年度の費用の現在価値} \\ = \text{m年度}^{※2} \text{の費用} \div \left((1+r^{※1})^{m^{※2}} \right)^{※3} \end{array}$$

※1 r = 割引率（2.9%）

※2 m = 受給開始する年度を1年目とした場合の当該年度の年数

※3 複利現価係数

(ロ) 受給期間均等発電単価（入札価格）算定式

$$\begin{array}{l} \text{受給期間均等発電単価} \\ = \text{受給期間における各年度の費用の現在価値合計} \\ \times \left(r \times (1+r^{※1})^{n^{※2}} \div \left((1+r^{※1})^{n^{※2}} - 1 \right) \right)^{※3} \\ \div \text{基準受給電力量} \end{array}$$

※1 r = 割引率（2.9%）

※2 n = 応札者が設定する受給期間の年数

※3 資本回収係数

受給期間均等発電単価（入札価格）の単位は銭単位とし、小数点以下第1位を四捨五入します。具体的な算定方法は『様式－4．入札価格計算書』を参照してください。

ロ) 受給料金の算定方法

受給料金は基本料金と電力量料金の2部制とし、『様式－4．入札価格計算書』により応札者が設定した年度ごとの費用に基づき算定します。

(イ) 基本料金

原則として、入札価格の算定に用いた各年度の固定費を12で除した金額が、当該年度の毎月の基本料金となります。

(ロ) 電力量料金

実績受給電力量に入札価格のうち可変費を乗じた金額が、電力量料金となります。

ハ) 受給料金の調整方法

(イ) 運転維持費

運転維持費は、下記のエスカレーション率により調整した値とします。

ここで適用するエスカレーション率とは、内閣府が毎年発表する「経済見通しと経済財政運営の基本的態度」で明らかにされる、「雇用者報酬」の一人あたりの対前年度変化率（%）、「国内企業物価指数・変化率」の対前年度変化率（%）、「消費者物価指数・変化率」の対前年度変化率（%）および変動なしの4つの指標を、それぞれ応札者が可能な限り実態に即して設定する割合で合成した値（%）とします。

なお、各指標の変化率は、消費税率変更による変動を除きます。

また、このエスカレーション率の単位は%とし、小数点以下第2位で四捨五入します。

調整後運転維持費

$$= X1 \times (1 + a) \times (1 + b) \times (1 + c)$$

$$\div (1 - \text{事業税率})^*$$

X1 = 当該年度の運転維持費

a = 平成26年度から当該前々年度までの累積実績エスカレーショ

ン率 (%)

b = 当該前年度の実績見込みエスカレーション率 (%)

c = 当該年度の見通しエスカレーション率 (%)

※ 事業税率が所得課税の場合は、事業税率による調整を行いません。

(ロ) 燃料本体費

燃料本体費は、財務省が発表する原油、LNGおよび石炭の貿易統計の実勢価格のうち、応札者が提案書において選択した指標（応札者が複数の指標を選択した場合は設定した比率による。以下この指標を「調整指標」という。）に応じて、下記のとおり調整します。

調整後燃料本体費

$$= Y1 \times (h \div i) \div (1 - \text{事業税率})^*$$

Y1 = 入札価格の燃料本体費

h = 当該月の3～5ヶ月前の調整指標の貿易統計の実勢価格の平均値

i = 平成25年1月～平成25年12月の調整指標の貿易統計の実勢価格の平均値。なお、平成25年1月～平成25年12月の原油、LNGおよび石炭の貿易統計の実勢価格の平均値は下表のとおりです。

※ 事業税率が所得課税の場合は、事業税率による調整を行いません。

原油（原油・粗油）	67,221円/k l
LNG	80,779円/t
石炭（一般炭）	10,811円/t

調整指標は、使用する燃料に応じて、下表に従い選択してください。複数の燃料を使用する場合は、使用する燃料の比率に応じて調整指標の比率を設定してください。なお、提案書に記載した調整指標の比率は変更できません。

下表以外の燃料指標で調整を希望される場合は、落札後、受給契約締結時までに別途協議します。

使用燃料	貿易統計燃料指標
原油、重油、軽油、灯油	原油（原油・粗油）
LNG、LPG、都市ガス、天然ガス	LNG
石炭、コークス	石炭（一般炭）
その他（副生ガス・残渣油等）	使用する燃料の価格に連動する燃料を踏まえ、原油、LNG、石炭から選択

(ハ) 燃料関係諸費

燃料関係諸費は、燃料価格変動に影響されない石油石炭税等の燃料消費量に伴い増加する費用を含めるものとし、下記のエスカレーション率により調整した値とします。

ここで適用するエスカレーション率とは、内閣府が毎年発表する「経済見通しと経済財政運営の基本的態度」で明らかにされる、「雇用者報酬」の一人あたりの対前年度変化率（%）、「国内企業物価指数・変化率」の対前年度変化率（%）、「消費者物価指数・変化率」の対前年度変化率（%）および変動なしの4つの指標を、それぞれ応札者が可能な限り実態に即して設定する割合で合成した値（%）とします。

なお、各指標の変化率は、消費税率変更による変動を除きます。

また、このエスカレーション率の単位は%とし、小数点以下第2位で四捨五入します。

調整後燃料関係諸費

$$= Z1 \times (1 + d) \times (1 + e) \times (1 + f) \div (1 - \text{事業税率}) ※$$

Z1 = 入札価格の燃料関係諸費

d = 平成26年度から当該前々年度までの累積実績エスカレーション率（%）

e = 当該前年度の実績見込みエスカレーション率（%）

f = 当該年度の見通しエスカレーション率（%）

※ 事業税率が所得課税の場合は、事業税率による調整を行いません。

(二) アクセスコスト（特定負担分）の精算

下記の算定式により『様式－４．入札価格算定書』で年度ごとに設定したアクセスコスト（特定負担分）を基準にアクセスコスト（特定負担分）精算額を算定します。

なお、『添付資料（６）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』で入札価格を再算定した場合は、再算定に用いた調整後のアクセスコスト（特定負担分）を基準にアクセスコスト（特定負担分）精算額を算定します。

アクセスコスト（特定負担分）精算額 ＝ 年度ごとに設定したアクセスコスト（特定負担分） × 工事費負担金精算額※ ÷ アクセスコスト（特定負担分）

※ 工事費負担金精算額＝実際に要した電源線の敷設費用等の工事費
－ アクセスコスト（特定負担分）

年度ごとに算定したアクセスコスト（特定負担分）精算額を『様式－４．入札価格算定書』の対応する年度の資本費に加減し、受給料金を調整します。

(6) アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定

アクセスコスト（特定負担分）に変更がある場合は、『様式－４．入札価格計算書』に記載の入札価格を、以下のように再算定します。

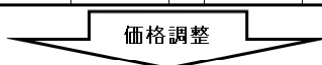
この場合、再算定後の入札価格により、受給料金を算定します。

様式－４

変更前アクセスコスト（特定負担分） ① 千円

(単位：千円、円/kWh)

年数		1年目	～	15年目	合計	備考	
固定費	資本費	A	A 1	～	A 1 5	ΣA	
	再掲：アクセスコスト（特定負担分）	a	a 1	～	a 1 5	Σa	
	運転維持費	B	B 1	～	B 1 5	ΣB	
	小計	$C = A + B$	C 1	～	C 1 5	ΣC	
	再掲：アクセスコスト（特定負担分）	a	a 1	～	a 1 5	Σa	
	複利原価係数	$D = (1 + 0.029)^{-y}$	0.97182	～	0.65128	-	(固定費価格)
	現在価値	$E = C \times D$	E 1	～	E 1 5	ΣE	均等化固定費年経費 $P = \Sigma E \times O$ $R = P \div L$
再掲：アクセスコスト（特定負担分）	$e = a \times D$	e 1	～	e 1 5	Σe	均等化アクセスコスト（特定負担分）年経費 $p = \Sigma e \times O$ $r = p \div L$	
可変費	燃料本体費	F	F 1	～	F 1 5	ΣF	(可変費価格)
	燃料関係諸費	G	G 1	～	G 1 5	ΣG	
	小計	$H = F + G$	H 1	～	H 1 5	ΣH	
合計	合計	$I = C + H$	I 1	～	I 1 5	ΣI	(入札価格)
	複利原価係数	$J = (1 + 0.029)^{-y}$	0.97182	～	0.65128	-	
	現在価値	$K = I \times J$	K 1	～	K 1 5	ΣK	
資本費の年度回収率の上限 (%)		15年契約	13.8%	～	100.0%		



様式－４

変更後アクセスコスト（特定負担分） ② 千円

(単位：千円、円/kWh)

年数		1年目	～	15年目	合計	備考	
固定費	資本費	$A' = A + (a' - a)$	A' 1	～	A' 1 5	$\Sigma A'$	
	再掲：アクセスコスト（特定負担分）	$a' = a \times \textcircled{2} \div \textcircled{1}$	a' 1	～	a' 1 5	$\Sigma a'$	
	運転維持費	B	B 1	～	B 1 5	ΣB	
	小計	$C' = A' + B$	C' 1	～	C' 1 5	$\Sigma C'$	
	再掲：アクセスコスト（特定負担分）	a'	a' 1	～	a' 1 5	$\Sigma a'$	
	複利原価係数	$D = (1 + 0.029)^{-y}$	0.97182	～	0.65128	-	(固定費価格)
	現在価値	$E' = C' \times D$	E' 1	～	E' 1 5	$\Sigma E'$	均等化固定費年経費 $P' = \Sigma E' \times O$ $R' = P' \div L$
再掲：アクセスコスト（特定負担分）	$e' = a' \times D$	e' 1	～	e' 1 5	$\Sigma e'$	均等化アクセスコスト（特定負担分）年経費 $p' = \Sigma e' \times O$ $r' = p' \div L$	
可変費	燃料本体費	F	F 1	～	F 1 5	ΣF	(可変費価格)
	燃料関係諸費	G	G 1	～	G 1 5	ΣG	
	小計	$H = F + G$	H 1	～	H 1 5	ΣH	
合計	合計	$I' = C' + H$	I' 1	～	I' 1 5	$\Sigma I'$	(入札価格)
	複利原価係数	$J = (1 + 0.029)^{-y}$	0.97182	～	0.65128	-	
	現在価値	$K' = I' \times J$	K' 1	～	K' 1 5	$\Sigma K'$	
資本費の年度回収率の上限 (%)		15年契約	13.8%	～	100.0%		

○は資本回収係数で受給契約期間を15年とした場合は0.08316となる。

Lは受給最大電力に8760時間と70%を乗じて得た電力量

yは年数

<入札価格の再算定手順>

イ) 変更前後のアクセスコスト（特定負担分）の比率（②÷①）を調整前アクセスコスト（特定負担分） a に乗じて調整後のアクセスコスト（特定負担分） a' を年度ごとに算定します。

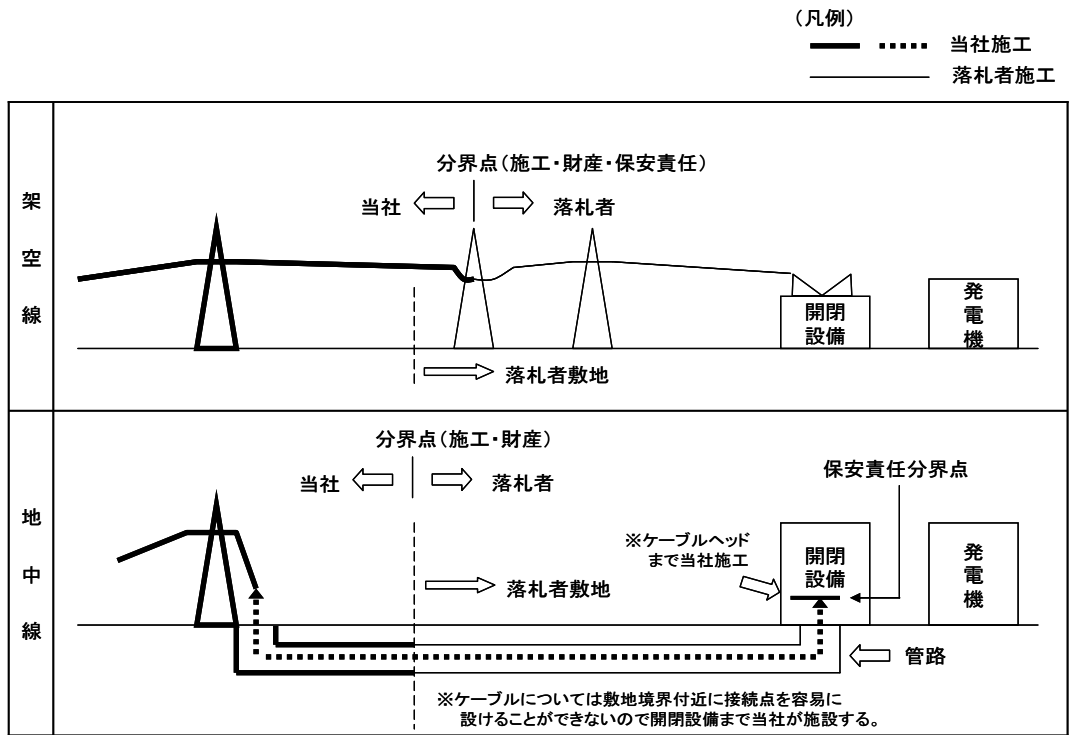
ロ) a と a' の差額を資本費 A に加算し、調整後の資本費 A' を年度ごとに算定します。

ハ) 調整後資本費 A' 、運転維持費 B および可変費 H の合計を年度ごとに複利現価係数に乗じて合計した値 $\Sigma K'$ に資本回収係数 O を乗じ受給期間均等発電年経費 Q' を算出します。

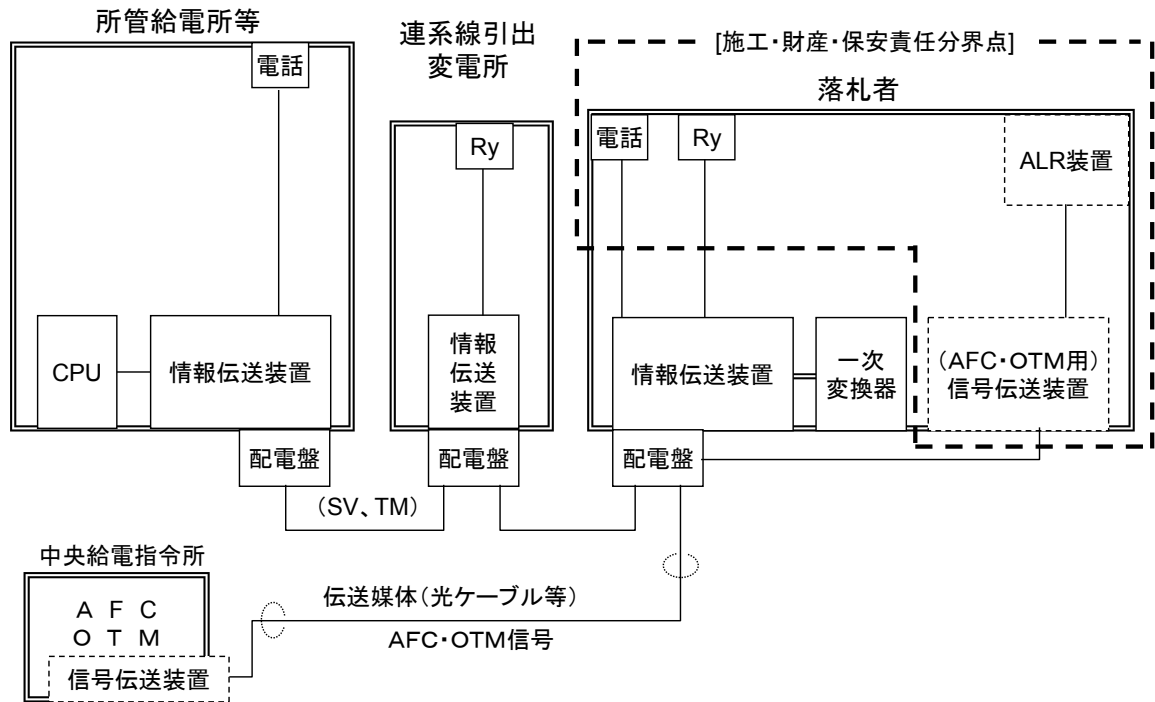
ニ) 受給期間均等発電年経費 Q' を基準受給電力量（使用語句説明の定めに係らず、「基準受給電力×8,760時間×基準利用率70%」とする。）で除し、入札価格 S' を算定します。

ホ) 算定した入札価格 S' から固定費価格 R' を差引き、可変費価格 T' を算定します。

(7) 系統アクセス設備の財産・保安責任分界点 (例)



(8) 通信設備の財産・保安責任分界点 (例)



(9) 振替供給に必要な料金および振替損失率

当社以外の一般電気事業者の系統に連系する場合において、応札者の価格評価に用いる振替供給に必要な料金および振替損失率の考え方は下図のとおりとします。

イ) 算定の考え方

(イ) 振替供給に必要な料金

一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に用いる事業者間精算単価（平成25年9月1日時点）に基づき、当社以外の一般電気事業者から当社までの振替供給に必要な料金（以下「振替料金」という。）を算定しました。

(ロ) 振替損失率

一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に用いる振替損失率（平成25年9月1日時点）に基づき当社以外の一般電気事業者から当社までの振替損失率を算定しました。

北海道

当社までの振替料金 3.55円/kWh					
当社までの振替損失率 9.4%					
【事業者間精算単価】(円 / kWh)					
中部中継	FC	東京中継	東北中継	北本中継	北海道地内
0.21	1.09	0.19	0.38	1.27	0.29
【振替損失率(%)】					
中部中継	東京中継(FC含)	東北中継	北本中継	北海道地内	
0.0	4.5	0.8	4.1	0.3	

九州

当社までの振替料金 0.69円/kWh	
当社までの振替損失率 2.4%	
【事業者間精算単価(円 / kWh)】	
九州地内	中国中継
0.32	0.37
【振替損失率(%)】	
九州地内	中国中継
1.0	1.4

中国

当社までの振替料金 0.37円/kWh	
当社までの振替損失率 1.4%	
【事業者間精算単価(円 / kWh)】	
中国地内	
0.37	
【振替損失率(%)】	
中国地内	
1.4	

北陸

当社までの振替料金 0.28円/kWh	
当社までの振替損失率 0.5%	
【事業者間精算単価(円 / kWh)】	
北陸地内	
0.28	
【振替損失率(%)】	
北陸地内	
0.5	

東北

当社までの振替料金 1.89円/kWh			
当社までの振替損失率 5.3%			
【事業者間精算単価(円 / kWh)】			
中部中継	FC	東京中継	東北地内
0.21	1.09	0.19	0.38
【振替損失率(%)】			
中部中継	東京中継(FC含)	東北地内	
0.0	4.5	0.8	

関西

四国

〈本四連系設備の場合〉			〈阿南変換設備の場合〉		
当社までの振替料金 0.77円/kWh			当社までの振替料金 0.50円/kWh		
当社までの振替損失率 0.8%			当社までの振替損失率 1.0%		
【事業者間精算単価(円 / kWh)】					
四国地内	本四連系	中国中継	四国地内	阿南変換	
0.24	0.53	0.00	0.24	0.26	
【振替損失率(%)】					
四国地内	本四連系	中国中継	四国地内	阿南変換	
0.5	0.3	0.0	0.2	0.8	

中部

当社までの振替料金 0.21円/kWh	
当社までの振替損失率 0.0%	
【事業者間精算単価(円 / kWh)】	
中部地内	
0.21	
【振替損失率(%)】	
中部地内	
0.0	

東京

当社までの振替料金 1.49円/kWh		
当社までの振替損失率 4.5%		
【事業者間精算単価(円 / kWh)】		
中部中継	FC	東京地内
0.21	1.09	0.19
【振替損失率(%)】		
中部中継	東京地内(FC含)	
0.0	4.5	

(注) 四国電力の系統に連系し当社へ供給する場合は、2つある接続ルートのうちどちらを使用するかについては四国電力による接続検討の結果によります。

(10) アグリゲーションの算定・評価方法

イ) 二酸化炭素排出係数の算定方法

アグリゲートされた各電源を、二酸化炭素排出係数の大きい電源から順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力に達するまで採り上げ、採り上げた電源に係る二酸化炭素排出係数を同時最大受給電力（受給最大電力に達するまでの部分に限る。）で加重平均した値を二酸化炭素排出係数として算定します。

<例：受給最大電力 100 (MW) >

	二酸化炭素排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)	同時最大受給電力 (MW)
A発電所	0.800	60
B発電所	0.600	50
C発電所	0.400	70

<算定式>

$$\begin{aligned} & \overbrace{(0.800 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh} \times 60 \text{ MW} + 0.600 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh} \times (100 \text{ MW} - 60 \text{ MW}))}^{\text{A発電所} \quad \text{B発電所}} \\ & \div 100 \text{ MW} \\ & = 0.720 \text{ kg-CO}_2/\text{kWh} \end{aligned}$$

ロ) 価格要素の評価

アグリゲートされた各電源を、評価の低いものから順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力の値に達するまで採り上げて評価します。

(イ) アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定

アグリゲートされた電源の全部または一部について、アクセスコスト（特定負担分）に変更がある場合は、『様式-4. 入札価格計算書』に記載の入札価格を再算定します。

アクセスコスト（特定負担分）の変動率の数値が大きい電源から順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力に達するまで採り上げ、採り上げた電源に係るアクセスコスト（特定負担分）の変動率を同時

最大受給電力（受給最大電力に達するまでの部分に限る。）で加重平均した値を、『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定 イ）』の『変更前後のアクセスコスト（特定負担分）の比率（②÷①）』として、以下『添付資料（6）アクセスコスト（特定負担分）の変更による入札価格の再算定』に従い入札価格を再算定します。

なお、変更前後のアクセスコスト（特定負担分）の比率の単位は、小数点以下第5位を四捨五入した値とします。

<例：受給最大電力 100（MW）>

	アクセスコスト （特定負担分）変動率 （倍）	同時最大受給電力 （MW）
A発電所	1.0690	60
B発電所	1.0400	50
C発電所	1.0000	70

<算定式>

$$\begin{aligned}
 & \overbrace{(1.0690 \text{ 倍} \times 60 \text{ MW})}^{\text{A 発電所}} \\
 & + \overbrace{1.0400 \text{ 倍} \times (100 \text{ MW} - 60 \text{ MW})}^{\text{B 発電所}} \div 100 \text{ MW} \\
 & = 1.0574 \text{ 倍 (変更前後のアクセスコスト} \\
 & \qquad \qquad \qquad \text{(特定負担分) の比率 (②÷①))}
 \end{aligned}$$

(ロ) 需要地近接性評価

需要地近接性評価対象外の電源から順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力に達するまで採り上げ、採り上げた電源に係る需要地近接性評価を同時最大受給電力（受給最大電力に達するまでの部分に限る。）で加重平均した値とします。

なお、値は銭単位とし、小数点以下第1位で四捨五入します。

<例：受給最大電力 100 (MW) >

	需要地近接性評価 (銭/kWh)	同時最大受給電力 (MW)
A発電所	27	60
B発電所	27	50
C発電所	—	70

<算定式>

$$\begin{aligned}
 & \overbrace{\hspace{10em}}^{\text{C発電所}} \\
 & (0 \text{ 銭/kWh} \times 70 \text{ MW} + \underbrace{27 \text{ 銭/kWh} \times (100 \text{ MW} - 70 \text{ MW})}_{\text{C発電所以外}}) \div 100 \text{ MW} \\
 & = 8 \text{ 銭/kWh}
 \end{aligned}$$

(ハ) アクセスコスト (一般負担分) 評価

均等化アクセスコスト (一般負担分) の価格の高い電源から順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力に達するまで採り上げ、採り上げた電源に係る均等化アクセスコスト (一般負担分) を同時最大受給電力 (受給最大電力に達するまでの部分に限る。) で加重平均した値を、基準受給電力量で除した値とします。

なお、値は銭単位とし、小数点以下第1位で四捨五入します。

<例：受給最大電力 100 (MW)、
基準受給電力量 613,200 (MWh) >

	均等化アクセスコスト (一般負担分) (百万円)	同時最大受給電力 (MW)
A発電所	30	60
B発電所	40	50
C発電所	50	70

<算定式>

$$\begin{aligned} & \overbrace{(50 \text{ 百万円} \times 70 \text{ MW})}^{\text{C 発電所}} \\ & + \overbrace{40 \text{ 百万円} \times (100 \text{ MW} - 70 \text{ MW})}^{\text{B 発電所}} \div 100 \text{ MW} \\ & = 47 \text{ 百万円} \end{aligned}$$

$$47 \text{ 百万円} \div 613,200 \text{ (MWh)} = 8 \text{ 銭/kWh}$$

(二) 管外に連系する電源が含まれる場合の評価額

『6. (3) ハ) ステップ3 (評価額の算定)』において、アグリゲートされた電源に管外に連系する電源が含まれる場合は、当該プロジェクトの判定価格から電源ごとに評価額を算出し、評価額の高い電源から順に、同時最大受給電力の合計が受給最大電力に達するまで採り上げ、採り上げた電源に係る評価額を同時最大受給電力 (受給最大電力に達するまでの部分に限る。) で加重平均した値とします。

なお、値は円単位とし、小数点以下第3位で四捨五入します。

<例：受給最大電力 100 (MW)、

当該プロジェクトの判定価格 9.0円/kWh>

	評価額 (円/kWh)	同時最大受給電力 (MW)
A発電所	9.31	60
B発電所	11.02	50
C発電所	11.33	70

<算定式>

$$\begin{aligned} & \overbrace{(11.33 \text{ 円/kWh} \times 70 \text{ MW})}^{\text{C 発電所}} \\ & + \overbrace{11.02 \text{ 円/kWh} \times (100 \text{ MW} - 70 \text{ MW})}^{\text{B 発電所}} \end{aligned}$$

$$\div 100 \text{ MW}$$

$$= 11.24 \text{ 円/kWh}$$

ハ) 非価格要素の評価

アグリゲートされた全ての電源が要件を共通して満たしている場合、
加点評価します。

(11) 需給調整機能に関する具体的要件

ガバナフリー機能、AFC機能およびOTM機能の設置に関する具体的要件は以下のとおりです。

イ) ガバナフリー機能

調速機の周波数自動調整機能によって、系統周波数の変化に応じて発電機出力を敏速に増減させる運転をしていただきます。なお、ガバナフリー運転を行うにあたり、以下の要件を満たしていただきます。

項目		要求性能
速度調定率		4%以下
出力変化幅	最低出力～50%出力時	定格出力の5%以上
	50%出力～定格出力時	基準出力 ^{※1} の10%以上

※1 基準出力とは、運転出力の基準となる出力設定値を表します。

ロ) AFC (Automatic Frequency Control: 自動周波数制御) 機能

受信したAFC信号に追従し、以下の条件で自動的に運転出力を変動させる機能を具備していただきます。

アグリゲーションの場合は、受信したAFC信号を、アグリゲートされた全ての発電機へ送信していただく必要があります。

項目		要求性能
出力変化速度	最低出力～定格出力時	定格出力の4%/分以上
出力変化幅 ^{※1}	最低出力～50%出力時	定格出力の2.5%以上
	50%出力～最大出力時	基準出力 ^{※2} の5%以上

※1 AFC運転時には上下の出力変化幅を確保した出力で運転していただきます。

※2 基準出力とは、運転出力の基準となる出力設定値を表します。

ハ) OTM (Order Telemeter: 運転基準出力指令装置) 機能

個々の発電設備等に出力目標値として送信された値（以下「運転基準出力指令値」という。）に追従し、以下の条件で自動的に運転出力を変化させる機能を具備していただきます。

アグリゲーションの場合は、受信したOTM信号を、アグリゲートされた全ての発電機へ送信していただく必要があります。

項目		要求性能
出力変化速度※1	50%出力～ 定格出力時	定格出力の2%/分以上

※1 運転基準出力指令値に追従して運転している状態でAFC信号を受信した場合は、AFCの出力変化速度で運転していただきます。

なお、運転基準出力指令値は、通告値を上限とした値を送信します。

ニ) 通信性能

周波数調整を円滑に行うために、当社から受信したAFC信号およびOTMによる運転基準出力指令値を、発電機に対してリアルタイム通信により、遅滞することなく送信していただきます。

なお、管外に連系される場合の通信装置の設置時期については、別途ご連絡します。

ホ) 給電情報

AFCやOTMの制御信号や装置の使用状態等、必要な給電情報については、詳細仕様検討時に別途協議させていただきます。

(12) 主な使用語句の説明

「応札者」

本要綱に基づき提案書を提出される事業者をいいます。

「落札候補者」

当社が本要綱に基づき評価した結果、落札者となるべき者として中立的機関に提示した応札者をいいます。

「落札者」

当社が評価報告書案を中立的機関に提出し、本要綱に基づいて評価が行われていると認められた場合の落札候補者をいいます。

「中立的機関」

平成24年9月に策定された「新しい火力電源入札の運用に係る指針」（その後の改訂含む）に基づき、一般電気事業者が電源調達のための入札を実施する際の透明性・公平性を確保することを目的として設置された火力電源入札ワーキンググループをいいます。

「受給最大電力」

発電設備立地地点近傍の気象台の、夏季の各月最高気温の30ヶ年平均値における送電端出力で、当社が落札者から受給できる最大電力（30分間に受給できる電力量を2倍した値）をいいます。

30ヶ年は、気象庁が公表している平年値と同じ期間とし、昭和56年から平成22年までの期間とします。

「受給開始基準日」

平成33年度から平成35年度までの各年度の4月1日のうち、応札者が受給開始の日として設定した日をいいます。

「基準利用率」

基準となる利用率をいい、70%とします。

「受給電力（量）」

当社が落札者から受電する電力（量）をいいます。

「年間受給電力量」

当社が落札者から受給する予定の年間の電力量をいい、毎年2月に翌年度分を当社が決定します。

「年間時間数」

1年間を時間数で表した値をいい、うるう年の2月を含む年度以外の年度にあつては8,760時間、うるう年の2月を含む年度にあつては8,784時間をいいます。

「基準受給電力」

発電設備立地地点近傍の気象台の、30ヶ年の平均気温平年値における送電端出力で、当社が落札者から受給できる最大電力（30分間に受給できる電力量を2倍した値）をいいます。

30ヶ年は、気象庁が公表している平年値と同じ期間とし、昭和56年から平成22年までの期間とします。

「基準受給電力量」

別段の記載がない限り、「基準受給電力×当該年度の年間時間数×基準利用率70%」で算出される電力量をいいます。

「可能受給電力量」

「基準受給電力×運転可能時間数」で算出される電力量をいいます。
なお、運転可能時間数は次式により算定した時間をいいます。

$$\text{運転可能時間数} = \text{当該年度の年間時間数} - \text{年間停止日数}^{\ast} \times 24 \text{時間}$$

※ 年間停止日数は、『8. 電力の受給と受給料金の支払い（1）』により当社が承認した当該年度の停止計画に定める発電設備の定期検査や補修に要する停止日数とします。

「実績受給電力量」

『添付資料（4）計量装置』で計量された受給電力量をいいます。ただし、余力活用を行った場合は、当社への受給電力量が対象となります。

「通告電力量」

落札者が当社へ供給すべき電力量として当社が落札者に通告する30分ご

との電力量をいいます。

「受給料金」

受給契約において、当社が落札者に支払う料金のことで、応札時に応札者が提案した入札価格に基づき算定された、基本料金と電力量料金の合計額をいいます。

「給電指令」

発電者の発電設備の運用について、系統運用上の制約その他によって必要な場合に、当社の給電所等から指令することをいいます。また、OTMにより直接発電出力を調整することも含みます。

「運転パターン」

通告電力量の1日の推移を示したものをいいます。

「定期検査」

法令等に定めるところに従い、定期的に発電設備を停止し実施する検査のことをいいます。

「夏季」

毎年7月1日から9月30日までの期間をいいます。

「冬季」

毎年12月1日から翌年の2月末までの期間をいいます。

「管内」

当社の託送供給約款に定める供給区域を示すもので、具体的には、滋賀県、京都府、大阪府、奈良県、和歌山県、兵庫県（一部を除く。）、福井県の一部、岐阜県の一部および三重県の一部をいいます。

「管外」

日本国内において、「管内」に該当する地域以外の地域をいいます。

「振替供給」

電気事業法第24条の3第1項に定める『託送供給』のうち振替供給（一般電気事業又は特定電気事業又は特定規模電気事業の用に供するための電気

に係るものであって、経済産業省令で定めるものに限る。)をいい、託送供給約款に基づき電気の振り替えを行うことをいいます。

「受給地点」

落札者が供給する電力を当社が受電する地点をいいます。

「財産分界点」

落札者の電力設備と一般電気事業者の電力設備の接続点をいいます。

「保安責任分界点」

落札者と一般電気事業者との電力設備の保安責任の分界点をいいます。

本要綱において、割引率、エスカレーション率等は%表記としていますが、入札価格、受給料金、運転維持費、燃料本体費、燃料関係諸費の調整等に用いる算定式で使用する場合、%表記のものは100で除した値となります。