【意見募集期間】
2026 年 11 月 25 日～2026 年 12 月 8 日

長期脱炭素電源オークション
容量確保契約約款
(案)

2027 年〇月〇日

電力広域的運営推進機関

（変更履歴）

2023年　9月13日　施行

2024年　9月　4日　変更

2025年　9月　3日　変更

2026年　9月　2日　変更

2027年　x月　x日　変更

目次

第 1 章　総則 5
第 1 条　適用 5
第 2 条　約款の変更 5
第 3 条　定義 5
第 4 条　契約期間 5
第 5 条　単位及び端数処理 6
第 2 章　容量確保契約金額 7
第 6 条　容量確保契約金額の算定 7
第 7 条　各月の容量確保契約金額の支払・請求 7
第 3 章　権利及び義務 9
第 8 条　需給バランス評価 9
第 9 条　容量停止計画の提出と計画停止の扱い 9
第 10 条　電源等差替 9
第 11 条　市場退出 10
第 12 条　市場退出時の経済的ペナルティ 11
第 13 条　制度適用期間前のリクワイアメント 12
第 14 条　制度適用期間前のアセスメント 13
第 15 条　制度適用期間前のペナルティ 13
第 16 条　対象実需給年度前のリクワイアメント 14
第 17 条　対象実需給年度前のアセスメント 15
第 18 条　対象実需給年度前のペナルティ 16
第 19 条　対象実需給年度のリクワイアメント 17
第 20 条　対象実需給年度のアセスメント 20
第 21 条　対象実需給年度のペナルティ 22
第 22 条　その他のリクワイアメント 24
第 23 条　その他のアセスメント 25
第 24 条　その他のペナルティ 25
第 25 条　対象実需給年度の経済的ペナルティの上限 26
第 26 条　金員の移動 26
第 27 条　容量確保契約金額（各月）の精算 26
第 28 条　還付 26
第 29 条　不可抗力が生じた場合の特則 28
第 30 条　参入ペナルティ 28
第 4 章　契約の変更等 29
第 31 条　契約の変更 29
第 32 条　権利義務及び契約上の地位の譲渡 29
第 33 条　契約の解除 30
第 5 章　一般条項 32

第 34 条　免責 32
第 35 条　守秘義務 32
第 36 条　個人情報の取扱い.....32
第 37 条　反社会的勢力との関係排除.....33
第 38 条　準拠法 33
第 39 条　合意管轄裁判所.....34
第 40 条　誠実協議 34

別紙 1　物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法
別紙 2　事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法
別添　用語の定義

第1章　総則

第1条　適用

1. この長期脱炭素電源オークション容量確保契約約款（以下「本約款」という。）は、電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）と容量提供事業者との間で締結される長期脱炭素電源オークションに係る容量確保契約書（以下「本オークションに係る容量確保契約書」という。）に関し、容量提供事業者に求められる要件、容量確保契約金額その他の契約条件を定めたものです。
2. 本機関と容量確保契約（以下「本契約」という。）を締結する容量提供事業者は、制度適用期間において、電源を自ら維持・運用しようとする者に限ります。
3. 本契約は、本オークションに係る容量確保契約書（契約書別紙を含む。）及び本約款で構成されるものとします。

第2条　約款の変更

1. 本機関は、電気事業法その他の法令の改正や制度改定、趣旨の明確化等により本約款を変更する必要が生じた場合、本約款を変更することがあります。その場合、本契約の契約条件は変更後の本約款によるものとします。
2. 本約款の変更により、本約款と長期脱炭素電源オークション募集要綱（以下「本オークション募集要綱」という。）の内容が相互に矛盾又は抵触が生じた場合、本約款の定めが適用されるものとします。

第3条　定義

本約款における用語の定義は、別添「用語の定義」に定めます。なお、特段の定めのない用語については、本機関が定める定款、業務規程、送配電等業務指針、本オークション募集要綱及び容量市場業務マニュアルにおける用語と同一の意味を有するものとします。

第4条　契約期間

1. 落札された電源（以下「契約電源」という。）の契約期間は、本オークション募集要綱に基づき約定結果を公表した日から、制度適用期間※1の末日までとします。なお、契約締結日は約定結果公表日とします。

   ※1：アンモニア・水素混焼設備の専焼化に向けた建て替えに伴う運転終了日※2が属する年度の4月1日から建て替え後の発電設備による供給力提供開始日が属する年度の3月31日までの期間については、制度適用期間の対象外。

   ※2：建て替え（混焼設備を解体し、その後に専焼設備の建設を行う場合に限る。）に伴う混焼設備の運転終了日は、当該追加投資が落札された日の5年後の年度末までのいずれかの日とする。

   また、当該混焼設備は、当該追加投資が落札された日の4年後の年度末までの間は供給力を提供すること。ただし、当該追加投資が落札された日の4年後の年度末までの間に、建て替え前の電源に係る制度適用期間が終了する場合は、その制度適用期間の終了時点まで供給力を提供すること。

2. 既設の火力電源をバイオマス専焼にするための改修については、制度適用期間の末日又は2050年度の末日（同日より前に契約電源の設備を廃止する場合は当該廃止日）のいずれか遅い方の日までを契約電源の契約期間とします。
3. 本契約終了後においても、本契約に基づき発生し、存続している権利義務及び守秘義務の履行のために必要な範囲で、本契約の規定の効力は存続します。

第5条　単位及び端数処理

1. 本契約における単位及び端数処理は次の各号に定めるとおりとします。
   ① 設備容量
   原則として、1キロワット（kW)とし、その端数は切り捨てます。
   ② 容量確保契約容量（以下「契約容量」という。）の単位は1kWとし、その端数は切り捨てます。
   ③ 価格その他の金額について
   特段の記載が無い限り、消費税等相当額を含みません。
   また、価格その他の金額の単位は1円とし、その端数は切り捨てます。
2. 本契約に基づく計算に際しては、その過程において、端数処理は行わないものとします。

第 2 章　容量確保契約金額

第 6 条　容量確保契約金額の算定

1. 容量確保契約金額（各年）は、次の算式に基づき、制度適用期間の年度ごとに、物価・金利変動等に応じ算定された額とします。
   ただし、具体的な算定方法は別途本機関が定める容量市場業務マニュアルに従うものとします。

   容量確保契約金額（各年）
   ＝ 契約単価※1※2※3 × 契約容量

   ※1：別紙 1「物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法」に従い補正する。

   ※2：新設・リプレース又は既設の火力電源を改修し、水素混焼のガスタービン発電設備を追設する場合（以下「新設・リプレース又は追設」という。）に対し、脱炭素燃料の混焼率拡大のための追加投資を行う際は、追加投資に係る制度適用期間開始時点から、新設・リプレース又は追設に係る制度適用期間終了時点までの期間において、容量確保契約金額（各年）に係る契約単価の内訳である運転維持費は以下のように算出し、契約単価を修正する。

   運転維持費（円/年）= 新設・リプレース又は追設の運転維持費（円/kW/年）
   × （新設・リプレース又は追設の契約容量 - 追加投資の契約容量）（kW）

   ※3：供給力提供開始期限が 10 年以上となり、かつ、本オークションに参加可能な設備容量（送電端）が 30 万 kW 以上の電源の新設・リプレースについて、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、容量提供事業者にとって他律的に発生し、あらかじめ見積もることが困難であった費用が契約期間中に増加した場合は、別紙 2「事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法」に従い算定した上で、※1 に従い補正する。また、当初の契約単価に対する算定後の契約単価の増加率を費用増加の状況として公表します。

2. 既設火力をアンモニア・水素混焼にするための改修に対して専焼化に向けた建て替えの追加投資を行う場合、建て替えに伴う混焼設備運転終了以降の残りの制度適用期間においては、前項の契約単価に含まれる資本費（円/kW/年）と資本コスト（円/kW/年）部分を容量確保契約金額（各年）の契約単価※1 とします。

   ※1：別紙 1「物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法」に従い補正する。

3. 容量確保契約金額（各年）は、契約電源ごとに算定するものとします。
4. 第 1 項及び第 2 項に基づき算定された容量確保契約金額（各年）を 12 で除した金額を容量確保契約金額（各月）とします。ただし、最終月（3 月分）の容量確保契約金額（各月）は容量確保契約金額（各年）から最終月（3 月分）以外の容量確保契約金額（各月）の合計を差し引いたものとします。

第 7 条　各月の容量確保契約金額の支払・請求

1. 本機関は、対象実需給年度の 9 月から翌年 8 月までの間、各月の末日（当該日が金融機関休業日に該当する場合は、その前営業日）までに、前条に基づき算出された容量確保契約金額（各月）から第 21 条に基づき算定される経済的ペナルティ、第 28 条第 1 項に基づき算出された還付額及び第 33 条 4 項に基づき算定される契約解除の経済的ペナルティを減じることにより算定します。ただし、対象実需給年度の初月においては第 18 条に基づき算定される調

整不調電源に科される経済的ペナルティも控除対象とし算定します。算定した金額※1 が正値となる場合、算定された金額（以下「支払金額」という。）を支払うものとします。

※1：ただし、太陽光発電設備及び風力発電設備（海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に関する法律に基づく公募案件で認定された電源を除く。）で落札された容量提供事業者に限り、発電設備の廃棄等費用の外部積立金額を金額から更に減ずることとし、制度適用期間終了の 10 年前から本機関へ積立てを開始するものとします。なお、積立金の額は落札年度における FIT/FIP 電源と同様の金額水準とし、落札年度の本オークション募集要綱に記載した値とします。また、制度適用期間終了又は市場退出以降に発電設備の全部又は一部を廃棄する場合は、その時点で外部積立金額の全部又は一部を取り戻すものとします。

2. 前条第 2 項の容量確保契約金額（各月）は、建て替え後の発電設備による供給力提供開始日の翌年度から支払を開始するものとします。この場合、容量確保契約金額（各月）に、建て替え後の発電設備の支払率（当該発電設備の当該月の支払金額を当該発電設備の当該月の容量確保契約金額（各月）で除して得た比率をいう。）を乗じて得た金額が正値となる場合、その金額を前項の支払金額とし、支払うものとします。
3. 第 1 項に基づき算定された金額が負値となる場合、本機関は容量提供事業者に対して、当該金額（以下「請求金額」という。）を請求します。
4. 請求に対する入金期限日は対象実需給年度の 9 月から翌年 8 月までの間、各月の末日（当該日が金融機関休業日に該当する場合はその前営業日）とします。

第 3 章　権利及び義務

第 8 条　需給バランス評価

本機関は、翌日計画、気象情報その他必要な情報に基づき、実需給の前日に需給バランス評価を行い、30 分ごとに平常時と広域予備率が低下した時に区分し、その結果を公表し、以降、これを見直して公表します。

第 9 条　容量停止計画の提出と計画停止の扱い

1. 容量停止計画の対象は、以下のとおりとします。
   ① 電源等の維持・運営に必要な作業に伴い出力停止等する場合※1※2
   ② 流通設備作業等に伴い出力停止等する場合（高圧及び低圧等の流通設備作業は除く。）
   ③ 地元自治体との協定の履行に伴い出力停止等する場合

   ※1：実需給の 2 年度前に提出する容量停止計画は、「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における発電設備の定期補修及び中間補修に該当するものに限る。

   ※2：第 15 条に基づき、供給力提供開始年度にメインオークションのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティが適用される場合において、運転開始前の供給力を提供できない期間は計画停止として扱う。
2. 容量提供事業者は、本機関に対し、リクワイアメントに定められた期日までに容量停止計画を提出するものとします。
3. 容量提供事業者は、前項に基づき提出した容量停止計画に変更が生じた場合には、速やかに、本機関に対し、変更後の容量停止計画を提出するものとします。
4. 本機関は、次の各号に掲げる期間を計画停止の期間として扱います。
   ① 実需給の 2 年度前に提出された容量停止計画に記載された期間
   ② 実需給の前月末日までに提出された容量停止計画に記載された期間
   ③ 上記②以降、前週火曜日 17 時までに提出された容量停止計画に記載された期間のうち、需給バランス評価において平常時と判定された期間
   ④ 上記②が変更された場合で、本機関が合理的と判断した場合
   ⑤ 容量停止計画に記載された期間のうち、需給バランス評価において平常時と判定された休日又は夜間における停止※1 期間

   ※1：発電の停止及び発電の出力抑制の総称
5. 本機関は、次の各号に掲げる期間について、計画外停止の期間として扱います。
   ① 計画停止期間以外の停止期間
   ② 容量停止計画に記載された停止期間のうち、属地一般送配電事業者の承認（調整対象外作業停止計画を含む。）した作業停止計画と整合が取れていない期間

第 10 条　電源等差替

1. 容量提供事業者は、以下の場合において、年度ごとに電源等差替を行うことができるものとします。
   ① 供給力提供開始時期が遅れ、第 15 条第 1 項第 1 号のペナルティが科される場合
   ② 長期脱炭素電源オークション（以下「本オークション」という。）で落札した既設火力の

アンモニア・水素混焼にするための改修が、水素又はアンモニアの専焼化のための建て替えの追加投資を行う場合で、当該追加投資が本オークション落札後４年後※1 の年度末までの間において、供給力の提供ができない場合

※1：本オークション落札から４年後の年度末までの間に、建て替え前の電源に係る制度適用期間が終了する場合は、その制度適用期間の終了時点まで。

2. 前項第 2 号に該当する場合は、契約容量の一部のみの差替はできません。
3. 電源等差替を行っている期間において、差し替えた電源の提供について容量提供事業者に対して交付される容量確保契約金額（各年）は以下のように算定します。

電源等差替により交付される容量確保契約金額（各年） ＝ 対象実需給年度のメインオークションにおける差し替えた電源が立地するエリアの約定価格 × 差替容量

4. 電源等差替を行っている期間は、差し替えた電源について、当該電源のメインオークションにおける電源等区分に応じ、対象実需給年度のメインオークションにおいて求められるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティを適用します。
5. 電源等差替を行っている期間は、制度適用期間には含めないものとします。
6. 第 1 項の電源等差替を行う際は、別途本機関が定める容量市場業務マニュアルに従うものとします。

第 11 条　市場退出

1. 本オークションで落札された電源については、原則、市場退出は認められません。
ただし、以下の各号のいずれかに該当する場合、当該電源の契約容量の全部又は一部の容量を市場退出として扱います。なお、本機関はこれを公表する場合があります。
   ① 本機関が合理的と認める理由により、契約電源による供給力の提供が不可能となり市場退出を希望する場合、当該電源の契約容量の全量又は一部
   ② 本オークション募集要綱で定められた提出書類を、本機関が指定した期限までに提出しない場合や、提出した情報に不備があり是正指示に応じない場合、又は提出した情報が不足あるいは虚偽であることが判明した場合、当該電源の契約容量の全量
   ③ 電源の区分が安定電源の場合で、本機関又は属地一般送配電事業者が指定した期限までに属地一般送配電事業者の求めに応じた給電申合書を締結しない、又は給電申合書を解約した場合、当該電源の契約容量の全量
   ④ 電源の区分が安定電源のうち調整機能ありの場合で、本機関又は属地一般送配電事業者が指定した期限までに属地一般送配電事業者と第 16 条第 1 項(2)に定める余力活用に関する契約を締結しない、又は余力活用に関する契約を解約した場合、当該電源の契約容量の全量
   ⑤ 容量提供事業者が左右することができない事由により、応札時点における接続検討回答書の工事費負担金の最新の見積額（実際に応札価格（監視後の応札価格をいう。以下同じ。）に織り込んだ系統接続費の方が高い場合は、実際に織り込んだ系統接続費）よりも実際の工事費負担金が高くなることで経済性が悪化し、供給力提供開始前に市場退出を希望する場合、当該電源の契約容量の全量
   ⑥ 脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関

する法律（以下「水素社会推進法」という。）第 7 条第 1 項の認定を受けた計画が取り消された場合、当該電源の契約容量の全量

⑦ 本契約の締結後、容量提供事業者、燃料又は CCS サプライチェーン上で協業する本オークションに参加していないパートナー事業者又は更なる脱炭素化のための改修を行う前の電源で本契約を締結している容量提供事業者が 3 年以内に前提とした水素・アンモニアの価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度又は CCS コスト差支援措置の全部又は一部の適用を受けることが決まらない又は前提とした支援制度の支援金額が支援予想金額よりも低くなったことで経済性が悪化し、供給力提供開始前に市場退出を希望する場合、当該電源の契約容量の全量

⑧ 約定結果公表後 8 か月以内に、水素・アンモニアを燃料とする電源及び CCS 付火力の電源が、本オークション以外の燃料需要等も確保する前提で水素・アンモニア供給事業や CO_2 輸送・貯蔵事業を想定していた際に、容量提供事業者以外に起因する理由で当該事業が中止となり、事業全体の最終投資決定ができなくなった場合、当該電源の契約容量の全量

⑨ 本契約の契約期間内に、更なる脱炭素化のための改修を行うことで、契約容量の一部の供給力が提供できなくなったことについて合理的な説明がある場合、当該電源の契約容量の一部

⑩ 法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、監視を経て認められた費用が契約期間中に増加したことにより市場退出を希望する場合、当該電源の契約容量の全量

⑪ 前各号に掲げる場合のほか、契約電源が応札年度の本オークション募集要綱の参加登録した事業者が登録可能な電源等に記載の要件を満たさなくなった場合、当該電源の契約容量の全量

2. 契約電源の契約容量の一部が市場退出した場合、市場退出した電源の契約容量を控除したものを新たな契約容量とします。
3. 本契約に定められた契約電源の契約容量の全量が市場退出した場合、本契約は終了するものとします。その場合、容量提供事業者と本機関は別途解約合意書を締結するものとします。

第 12 条　市場退出時の経済的ペナルティ

1. 本機関は、契約電源の全部又は一部が前条に示す市場退出をした場合、当該電源に係る容量提供事業者に対し、以下の経済的ペナルティを科します。なお、科される経済的ペナルティは容量確保契約金額に基づく当該年度単年の契約単価により算定するものとします。

   経済的ペナルティ＝ 市場退出した電源の容量 × 契約単価※1※2× 10%

   ※1：経済的ペナルティ算定時点の契約単価とする。

   ※2：別紙 1「物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法」に従い補正する。ただし、制度適用期間前に市場退出する場合は、市場退出決定年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）と応札年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）を用いる。

2. 前条第 1 項第 5 号、第 7 号、第 8 号、第 9 号又は第 10 号の事由により市場退出となった場合、不可抗力事由として取り扱い、経済的ペナルティを科さないこととします。

第 13 条　制度適用期間前のリクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、当該電源の電源種に応じて、以下の各号に定める制度適用期間前のリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

① 供給力提供開始時期の遵守

容量提供事業者自身が電源等情報に登録した供給力提供開始時期（予定年度）を遵守すること。

② 供給力提供開始期限の遵守

電源種ごとに設定された供給力提供開始期限までに供給力の提供を開始すること。

電源種ごとの供給力提供開始期限

電源種	供給力提供開始期限※1※2※3
太陽光	5 年（法・条例アセス済の場合：3 年）後の日が属する年度の末日
風力、地熱	8 年（法・条例アセス済の場合：4 年）後の日が属する年度の末日
水力 （揚水式を含む。）	12 年（法・条例アセス済の場合：8 年）後の日が属する年度の末日 多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを別途考慮
バイオマス専焼、水素混焼の LNG、水素専焼、アンモニア専焼、既設火力の改修（水素・アンモニア混焼・専焼、バイオマス専焼、CCS 付火力）	11 年（法・条例アセス済・不要の場合：7 年）後の日が属する年度の末日
原子力	17 年（法・条例アセス済の場合：12 年）後の日が属する年度の末日
蓄電池	4 年後の日が属する年度の末日
長期エネルギー貯蔵システム	【応札年度:2026 年度】7 年後の日が属する年度の末日 【応札年度:2025 年度】4 年後の日が属する年度の末日
LNG 専焼火力	【応札年度:2026 年度】11 年（法・条例アセス済・不要の場合：7 年）後の日が属する年度の末日 【応札年度:2024～2025 年度】8 年後の日が属する年度の末日 【応札年度:2023 年度】6 年後の日が属する年度の末日

※1：供給力提供開始期限は、本契約締結日を起算日とする。

価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度又は CCS コスト差支援措置の全部又は一部の支援を前提に本オークションに参加する場合は、本オークションでの落札に伴う契約締結後、3 年以内に前提とした全ての制度の適用を受けることが決定した日（3 年を超える場合、本オークションでの落札に伴う契約締結日から起算して 3 年目の日）

※2：海外の環境アセスメントも、法・条例アセスに含むものとする。

※3：法・条例アセス済は、電源等情報の登録期間終了までに、環境影響評価法又は環境影響評価に係る条例の定めにおける環境影響評価書の公告を実施した場合とする。

ただし、供給力提供開始期限が異なる電源が、共用設備を有する理由で同時落札条件付応札を行った場合は、最も遅い方の供給力提供開始期限を共通の供給力提供開始期限とします。

第 14 条　制度適用期間前のアセスメント

1. 容量提供事業者は、本機関に対し、本機関が別途定める容量市場業務マニュアルのとおり、アセスメントに必要な情報を提供するものとします。
   本機関は、以下の各号に示すアセスメントを行います。
   ① 供給力提供開始時期の遵守
   供給力提供開始時期が含まれる年度の変更による、メインオークション及び追加オークションの供給曲線への影響の範囲を確認します。
   ② 供給力提供開始期限の遵守
   供給力提供開始日が電源種ごとに設定された供給力提供開始期限を超過していないことを確認します。
2. 本機関は、以下の手続きによりアセスメント結果を確定します。
   ① 本機関は、前項に基づくアセスメントの結果をとりまとめ、容量提供事業者に通知します。
   ② 容量提供事業者は、前号の通知内容に異議がある場合、通知を受けた日から 5 営業日以内に、その理由を付して本機関に通知するものとします。
   ③ 本機関は、前号の通知を受けた場合、その理由を確認し、再度アセスメントを行い、その結果を容量提供事業者に通知します。

第 15 条　制度適用期間前のペナルティ

1. 本機関は、前条の制度適用期間前のアセスメントの結果に基づき、以下の各号に掲げるとおり、ペナルティを科します。
   ① 供給力提供開始時期の遵守
   供給力提供開始時期についてメインオークション又は追加オークションの供給曲線に影響を及ぼす変更を行った場合、変更のタイミングに応じてペナルティを科します。なお、影響を及ぼした対象実需給年度が複数ある場合、複数年度分の上記ペナルティを算定するものとします。
   (1) 当該変更がメインオークションの供給曲線へ影響を及ぼした場合※1
   経済的ペナルティ = メインオークションの約定価格※2 × 契約容量※3 × 5%
   ※1：対象実需給年度のメインオークションの開催年度の 4 月 1 日以降、同じ対象実需給年度の追加オークション実施判断に必要な容量確保契約の変更又は解約の確認期限日までの間に、供給力提供開始時期を当該対象実需給年度の翌年度以降に変更した場合。ただし、当該供給曲線に契約電源の供給力が見込まれていない場合は除く。
   ※2：供給曲線に影響を及ぼす年度のメインオークションにおける当該電源が立地するエリアの約定価格（円/kW）
   ※3：電源差替を行った場合は、差替を行った容量を除く。

(2) 当該変更が追加オークションの供給曲線へ影響を及ぼした場合※1

経済的ペナルティ = メインオークションの約定価格※2 × 契約容量※3 × 10%

※1：対象実需給年度の追加オークションの開催有無によらず、実施判断に必要な容量確保契約の変更又は解約の確認期限日の翌日以降に、供給力提供開始時期を当該対象実需給年度の翌年度以降に変更した場合。ただし、当該供給曲線に契約電源の供給力が見込まれていない場合は除く。

※2：供給曲線に影響を及ぼす年度のメインオークションにおける当該電源が立地するエリアの約定価格（円/kW）

※3：電源差替を行った場合は、差替を行った容量を除く。

ただし、供給力提供開始時期を翌年度以降に変更した時点が、変更後の供給力提供開始時期を含む対象実需給年度向けのメインオークションの開催年度の 4 月 1 日以降である場合であって、当該変更がメインオークション若しくは追加オークションの供給曲線へ影響を及ぼした場合、変更後の供給力提供開始年度については(1)及び(2)で示す経済的ペナルティを科さず、当該年度の契約電源には、変更後の供給力提供開始年度の 4 月 1 日から供給力の提供を開始する前提で、当該メインオークションにおける契約電源が立地するエリアの約定単価（円/kW）及びリクワイアメント・アセスメント・ペナルティを適用します。この場合における容量提供事業者に対して交付される容量確保契約金額（各年）は、以下のように算定します。

変更後の供給力提供開始年度における容量確保契約金額(各年) ＝ 供給力提供開始年度のメインオークションにおける契約電源が立地するエリアの約定単価 × 契約容量※1

※1：電源差替を行った場合は、差替を行った容量は除く。

② 供給力提供開始期限の遵守

電源種ごとに設定された供給力提供開始期限を超過した場合、超過した期間※1分、第 6 条に基づき算定される容量確保契約金額（各年）を容量収入として得られる期間を短縮します。

第 6 条に基づき算定される容量確保契約金額（各年）を容量収入として得られる期間終了後の制度適用期間における容量確保契約金額（各年）の契約単価は、各対象実需給年度のメインオークションにおける当該電源が立地するエリアの約定価格とし、他市場収益の還付の対象外とします。

なお、供給力提供開始期限を超過した場合も、制度適用期間は供給力を提供する義務が生じるため、制度適用期間中は本オークションに係るリクワイアメントの達成が求められます。

※1：1 年未満の端数は 1 年として切り上げ。

2. 前項第 1 号 (1)で科した経済的ペナルティは、対象実需給年度向けの調達オークションが開催されなかった場合に、当該対象実需給年度に対し発生した当該経済的ペナルティの金額の返金を行います。

第 16 条　対象実需給年度前のリクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定める対象実需給年度前のリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

① 電源の区分が安定電源の場合

(1) 容量停止計画の調整

対象実需給年度の 2 年度前に、本機関又は属地一般送配電事業者が実施する容量停止計画の調整業務において、第 9 条第 1 項に基づく自らの容量停止計画の調整に応じること。

※：対象となる容量停止計画：電源等の維持・運営に必要な作業に伴い出力停止等する場合（「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における発電設備の定期補修及び中間補修に該当するものに限る。）、及び、流通設備作業等に伴い出力停止等する場合（高圧及び低圧等の流通設備作業は除く。）、並びに、地元自治体との協定の履行に伴い出力停止等する場合

(2) 契約の締結

安定電源のうち、調整機能を有するものについて、属地一般送配電事業者と余力活用に関する契約を締結していること。

余力活用に関する契約は、アセスメント対象容量以上の契約容量とし、上げ調整力及び下げ調整力の両方を供出するものであること。

運転継続時間が存在する場合、応札時に容量提供事業者が登録した運転継続時間以上とすること。

なお、やむを得ない理由がある場合を除き、余力の提供において、上記の契約容量や運転継続時間を制限することは認めない。

※：当該電源が余力活用に関する契約の対象と確認できることを条件に、バランシンググループの形態等により、属地一般送配電事業者との余力活用に関する契約の締結者が、当該電源の容量提供事業者と異なることも可能とする。

② 電源等の区分が変動電源の場合

(1) 容量停止計画の調整

対象実需給年度の 2 年度前に、本機関又は属地一般送配電事業者が実施する容量停止計画の調整業務において、第 9 条第 1 項に基づく自らの容量停止計画の調整に応じること。

※：対象となる容量停止計画：電源等の維持・運営に必要な作業に伴い出力停止等する場合（「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における発電設備の定期補修及び中間補修に該当するものに限る。）、及び、流通設備作業等に伴い出力停止等する場合（高圧及び低圧等の流通設備作業は除く。）、並びに、地元自治体との協定の履行に伴い出力停止等する場合

第 17 条　対象実需給年度前のアセスメント

1. 容量提供事業者は、本機関に対し、本機関が別途定める容量市場業務マニュアルのとおり、アセスメントに必要な情報を提供するものとします。

本機関は、電源等の区分に応じ、以下の各号に示すアセスメントを行います。

① 電源等の区分が安定電源の場合

(1) 容量停止計画の調整

契約電源が調整不調電源となっていないかを確認します。

(2) 契約の締結

調整機能を有する契約電源について、属地一般送配電事業者と第 16 条第 1 項(2)に定める余力活用に関する契約を締結しているかを確認します。

② 電源等の区分が変動電源の場合

(1) 容量停止計画の調整

契約電源が調整不調電源となっていないかを確認します。

2. 本機関は、以下の手続きによりアセスメント結果を確定します。

① 本機関は、前項に基づくアセスメントの結果をとりまとめ、容量提供事業者に通知します。

② 容量提供事業者は、前号の通知内容に異議がある場合、通知を受けた日から 5 営業日以内に、その理由を付して本機関に通知するものとします。

③ 本機関は、前号の通知を受けた場合、その理由を確認し、再度アセスメントを行い、その結果を容量提供事業者に通知します。

第 18 条 対象実需給年度前のペナルティ

1. 本機関は、前条の対象実需給年度前のアセスメントの結果に基づき、以下の各号に掲げるとおり、経済的ペナルティを科します。

① 電源の区分が安定電源の場合

(1) 調整不調電源に科される経済的ペナルティ

調整不調電源の調整不調の結果として生じる供給力の不足量、及び調整不調となった日数に応じて、以下の経済的ペナルティを科します。ただし、本機関が容量停止計画の調整ができなかった事由が合理的と判断する場合や、送配電設備の停止等により属地一般送配電事業者と容量停止計画の調整を実施した場合は、経済的ペナルティの対象外とする場合があります。

経済的ペナルティ ＝ 契約単価※1 × 契約容量 × 減額率（A） × 調整不調日数（B）

（A）減額率 ＝ 追加設備量※2 を利用する場合の減額率（A-①）
＋供給信頼度確保に影響を与える場合の減額率（A-②）

（A-①）追加設備量を利用する場合の減額率
＝ 0.3%/日 × （追加設備量を利用する容量 / 追加設備量）
×（追加設備量を利用する容量 / 停止対象容量）

（A-②）供給信頼度確保に影響を与える場合の減額率
＝ 0.6%/日 × （供給信頼度確保に影響を与える容量 / 停止対象容量）

（B）調整不調日数＝ 出力可能容量に関する補正率（B-①） × １か月の日数

（B-①）出力可能容量に関する補正率
＝（１－ 出力可能容量 / 応札単位のアセスメント対象容量）

※1：対象実需給年度の契約単価又は第 15 条に基づく供給力提供開始年度のメインオークションの契約電源が立地するエリアの約定単価

※2：電源が一定の年間停止可能量を確保するために容量オークションで追加的に確保する供給設備量

なお、容量停止計画の調整以降に、容量提供事業者の事由による停止期間の追加、変

更により供給信頼度確保へ影響を与える場合には、上記で算定される額を 1.5 倍した経済的ペナルティを科す場合があります。

(2) 契約の締結

調整機能を有する契約電源について、属地一般送配電事業者と第 16 条第 1 項(2)に定める余力活用に関する契約を締結しない、又は制度適用期間において当該契約を解約した場合、当該契約電源の契約容量の全てを第 11 条に示す市場退出とし、第 12 条に示す市場退出時の経済的ペナルティを科します。

なお、やむを得ない事由があると本機関が認めた場合、当該電源等情報の調整機能を無に変更した上で、本号のペナルティを科さない場合があります。

② 電源の区分が変動電源の場合

(1) 調整不調電源に科される経済的ペナルティ

調整不調電源の調整不調の結果として生じる供給力の不足量、及び調整不調となった日数に応じて、以下の経済的ペナルティを科します。ただし、本機関が容量停止計画の調整ができなかった事由が合理的と判断する場合や、送配電設備の停止等により属地一般送配電事業者と容量停止計画の調整を実施した場合は、経済的ペナルティの対象外とする場合があります。

経済的ペナルティ ＝ 契約単価※1 × 契約容量 × 減額率（A） × 調整不調日数（B）

（A）減額率 ＝ 追加設備量※2 を利用する場合の減額率（A-①）
＋供給信頼度確保に影響を与える場合の減額率（A-②）

（A-①）追加設備量を利用する場合の減額率
＝ 0.3%/日 × （追加設備量を利用する容量 / 追加設備量）
× （追加設備量を利用する容量 / 停止対象容量）

（A-②）供給信頼度確保に影響を与える場合の減額率
＝ 0.6%/日 × （供給信頼度確保に影響を与える容量 / 停止対象容量）

（B）調整不調日数＝ 出力可能容量に関する補正率（B-①） × 1か月の日数

（B-①）出力可能容量に関する補正率
＝（1－ 出力可能容量 / 応札単位のアセスメント対象容量）

※1：対象実需給年度の契約単価又は第 15 条に基づく供給力提供開始年度のメインオークションの契約電源が立地するエリアの約定単価

※2：電源が一定の年間停止可能量を確保するために容量オークションで追加的に確保する供給設備量

なお、容量停止計画の調整以降に、容量提供事業者の事由による停止期間の追加、変更により供給信頼度確保へ影響を与える場合には、上記で算定される額を 1.5 倍した経済的ペナルティを科す場合があります。

2. 前項に定めるペナルティのうち、第 1 号 (1) 及び第 2 号 (1) は対象実需給年度前に算定し、第 7 条に示す容量確保契約金額（各月）の算定時に反映します。

第 19 条 対象実需給年度のリクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定める対象実需給年度のリクワイアメ

ントを達成しなければならないものとします。

① 電源等の区分が安定電源の場合

(1) 供給力の維持

対象実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること。

ただし、第 9 条第 1 項に基づく容量停止計画※1 を提出する場合は、8,640 コマ（180 日相当）を上限に、契約電源の停止又はアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします。

※1 対象となる容量停止計画：電源等の維持・運営に必要な作業に伴い出力停止等する場合、及び、流通設備作業等に伴い出力停止等する場合（高圧及び低圧等の流通設備作業は除く。）、並びに、地元自治体との協定の履行に伴い出力停止等する場合

(2) 発電余力の卸電力取引所等への入札

対象実需給年度において、容量停止計画※1 が提出されていない時間帯に小売電気事業者等が活用しない発電余力を卸電力取引所等に売り入札すること※2。

ただし、以下のいずれかに該当する場合、卸電力取引所等に売り入札する量を減少できるものとします。

※1：出力抑制に伴う停止計画は除く。

※2：揚水、蓄電池及び長期エネルギー貯蔵システムの場合、1 日のうち応札時に容量提供事業者が登録した運転継続時間分の供給力のうち小売電気事業者等が活用しない発電余力を売り入札すること。

i. 小売電気事業者等と相対契約を締結している場合で、当該契約における計画変更の締切時刻以降に売り入札可能な市場が存在しない場合

ii. 事業者の責によらない燃料制約又は充電制約がある場合（ただし、前日以降の需給バランス評価で広域予備率低下に伴う供給力提供の周知対象となったコマ（以下「低予備率アセスメント対象コマ」という。）は除く。）

iii. 前日以降の需給バランス評価で平常時と判断された時間帯において、バランス停止（出力抑制を含む。）からの起動が不経済となる場合

iv. 提供する供給力の最大値が、アセスメント対象容量未満の場合

v. その他やむを得ない理由があり、本機関が合理的と認めた場合

(3) 電気の供給指示への対応

対象実需給年度の容量停止計画※1 を提出していないコマにおいて、前日以降の需給バランス評価で低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断された場合に、属地一般送配電事業者からの電気の供給指示に応じて、ゲートクローズ以降の発電余力を供給力として提供すること。

ただし、以下のいずれかに該当する場合はこの限りではありません。

※1：出力抑制に伴う停止計画は除く。

i. 属地一般送配電事業者との間で給電申合書等が締結されていない場合

ii. 属地一般送配電事業者と専用線オンラインで接続され、かつ、直接的に出力の制御が可能な場合

iii. その他、やむを得ない理由があり、本機関が合理的と認めた場合

(4) 脱炭素燃料の混焼率の達成

脱炭素燃料※1を使用する電源（バイオマスの新設・リプレースを除く。）は、契約容量に含まれる脱炭素燃料部分※2の容量における当該脱炭素燃料による年間の混焼率が、年間最低混焼率を達成すること。ただし、応札年度が2026年度以降の水素・アンモニアを燃料とする電源については、水素社会推進法に基づくCI値の要件を満たした水素・アンモニアで発電した混焼率を達成することを求めます※3。

年間最低混焼率は年間設備利用率※4に応じて算定します。なお、バイオマス専焼電源（新設・リプレースを除く。）については、年間設備利用率によらず年間最低混焼率70%を求めます。

※1：バイオマス、アンモニア、水素

※2：高位発熱量ベースで脱炭素燃料を定格出力で90%以上を混焼して発電する火力電源が、本オークションにおいて専焼の火力電源として契約している場合は、実際の混焼率によらず専焼として扱い、化石燃料部分を含む。

※3：CI値達成率の詳細な算定方法は、資源エネルギー庁ホームページにて公表される方法に従うものとする。

※4：年間設備利用率 = 年間発電電力量（送電端）/（設備容量（送電端）×暦時間数）

i. 年間設備利用率が40%以下の場合

年間最低混焼率 ＝ 70%

ii. 年間設備利用率が40%を超える場合

年間最低混焼率 ＝ （ 2,800 /（年間設備利用率 × 100））%

(5) 年間CO_2貯蔵率の達成

既設火力をCCS付火力に改修する電源は、契約容量の発電に伴うCO_2発生量※1に対するCO_2貯蔵量※2の割合（以下「年間CO_2貯蔵率」という。）が、年間最低CO_2貯蔵率を達成すること。

なお、年間最低CO_2貯蔵率は年間設備利用率※3に応じて算定します。

※1：電気のエネルギー源としての化石燃料の利用に伴って発生するCO_2に限る。所内率分の発電に伴って発生するCO_2や、CO_2の分離回収に使用する蒸気を発生させるためのCO_2発生量は含まない。

※2：CO_2の分離回収に使用する蒸気を発生させるために排出するCO_2も分離回収の対象となり、貯蔵量に含まれる場合には、その分の貯蔵量は除く。

※3：年間設備利用率 = 年間発電電力量（送電端）/（設備容量（送電端）×暦時間数）

i. 年間設備利用率が40%以下の場合

年間最低CO_2貯蔵率 ＝ 70%

ii. 年間設備利用率が40%を超える場合

年間最低CO_2貯蔵率 ＝ （ 2,800 /（年間設備利用率 × 100））%

② 電源等の区分が変動電源の場合

(1) 供給力の維持

対象実需給年度において、契約電源をアセスメント対象容量以上の供給力を提供できる状態を維持すること。

ただし、第 9 条第 1 項に基づく容量停止計画※1※2 を提出する場合は、8,640 コマ（180 日相当）を上限に、契約電源の停止又はアセスメント対象容量以下の出力を認めるものとします。

※1：対象となる容量停止計画：電源等の維持・運営に必要な作業に伴い出力停止等する場合、及び、流通設備作業等に伴い出力停止等する場合（高圧及び低圧等の流通設備作業は除く。）、並びに、地元自治体との協定の履行に伴い出力停止等する場合

※2：自然影響：日没、無風、渇水等により、契約電源の出力が低下又は停止する場合については、容量停止計画の提出は不要。

(2) 年間設備利用率の達成

対象実需給年度の年間設備利用率※1 が、電源種別、発電方式に応じた年間設備利用率の基準値を達成すること。

年間設備利用率の基準値	太陽光	陸上風力	洋上風力	流込式水力
応札年度:2023 年度	18.3%	28.0%	34.8%	44.8%
応札年度:2024 年度	18.3%	29.1%	39.3%	44.8%
応札年度:2025 年度	18.3%	29.1%	39.3%	44.8%
応札年度:2026 年度	14.8%	24.5%	25.2%	51.0%

※1：年間設備利用率 = 年間発電電力量（送電端）/（設備容量（送電端）×暦時間数）

第 20 条　対象実需給年度のアセスメント

1. 容量提供事業者は、本機関に対し、本機関が別途定める容量市場業務マニュアルのとおり、アセスメントに必要な情報を提供するものとします。

本機関は、電源等の区分に応じ、以下の各号に示すアセスメントを行います。

① 電源等の区分が安定電源の場合

(1) 供給力の維持

年間停止コマ相当数により、供給力を提供できる状態をどの程度まで維持していたかを確認します。

年間停止コマ相当数 ＝ 計画停止コマ相当数 ＋（計画外停止コマ相当数 × 5 ）

・当該電源の計画停止コマ相当数※1 ＝

（アセスメント対象容量 － 提供する供給力の最大値）／ アセスメント対象容量

※1：計画停止として扱う期間をコマごとに評価し、負値となる場合は零とする。

・当該電源の計画外停止コマ相当数※2 ＝

（アセスメント対象容量 － 提供する供給力の最大値）／ アセスメント対象容量

※2：計画外停止として扱う期間をコマごとに評価し、負値となる場合は零とする。

(2) 発電余力の卸電力取引所等への入札

容量停止計画※1 が提出されていない時間帯に、小売電気事業者等が活用しない発電余力を全て卸電力取引所等に売り入札※2 しているかを確認します。

※1：出力抑制に伴う停止計画は除く。

※2：揚水、蓄電池及び長期エネルギー貯蔵システムの場合、1 日のうち応札時に容量提供事業者が登録した運転継続時間分の供給力のうち小売電気事業者等が活用しない発電余力を売り

入札すること。

なお、アセスメントはコマごとに評価するものとします。

・リクワイアメント未達成量※3

＝ 小売電気事業者等が活用しない発電余力

－ 卸電力取引所等に売り入札した容量※4※5

・小売電気事業者等が活用しない発電余力※3

＝ アセスメント対象容量又は提供する供給力の最大値のいずれか低い値

－ 発電計画値

※3：負値となる場合は零とする。

※4：提出書類の不足等により確認ができない場合や、燃料制約又は充電制約等の妥当性が確認できない場合は、小売電気事業者等が活用しない発電余力の全量をリクワイアメント未達成量とする。

※5：卸電力取引所等に売り入札した容量とは、卸電力取引所等に売り入札したが落札されなかった容量とする。

(3) 電気の供給指示への対応

前日以降の需給バランス評価で低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断され、かつ、属地一般送配電事業者からの電気の供給指示があった場合に、対応状況を確認します。アセスメント対象容量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が正となる場合、原則として、この値をリクワイアメント未達成量と判断します。

・リクワイアメント未達成量※1

＝ アセスメント対象容量※2 － 発電量調整受電電力量

※1：負値となる場合は零とする。

※2：出力抑制に伴う容量停止計画が提出されている時間帯は提供する供給力の最大値とする。

(4) 脱炭素燃料の混焼率の達成

脱炭素燃料を使用する電源（バイオマスの新設・リプレースを除く。）の混焼率が前条第1号(4)に定める基準以上であることを確認します。

① 水素、アンモニアを燃料とする電源の場合

・混焼率＝（A / B）×（C / D)※1 ×100 ％

A：契約容量に含まれる脱炭素燃料部分の容量における脱炭素燃料から生じた高位発熱量

B：契約容量に含まれる脱炭素燃料部分の容量における全燃料から生じた高位発熱量合計

C：水素社会推進法に基づくCI値の要件を満たす水素・アンモニアの量

D：対象実需給年度中に取得した水素・アンモニアの量

※1：応札年度が2025年度以前の電源については、1とする。

② バイオマスを燃料とする電源の場合

・混焼率＝（A / B）×100 ％

A：契約容量に含まれる脱炭素燃料部分の容量における脱炭素燃料から生じた高位発熱量

B：契約容量に含まれる脱炭素燃料部分の容量における全燃料から生じた高位発

熱量合計

(5) 年間 CO_2 貯蔵率の達成

既設火力を CCS 付火力に改修する電源の年間 CO_2 貯蔵率が前条第 1 号(5)に定める基準以上であることを確認します。

・年間 CO_2 貯蔵率 ＝（A / B）×100 %

A：契約容量における CO_2 貯蔵量

B：契約容量の発電に伴う CO_2 発生量

② 電源等の区分が変動電源の場合

(1) 供給力の維持

年間の計画停止コマ相当数により、供給力を提供できる状態をどの程度まで維持していたかを確認します。

年間停止コマ相当数 ＝ 計画停止コマ相当数 ＋（計画外停止コマ相当数 × 5 ）

・当該電源の計画停止コマ相当数※1 ＝

（アセスメント対象容量 － 提供する供給力の最大値）／ アセスメント対象容量

※1：計画停止として扱う期間をコマごとに評価し、負値となる場合は零とする。

・当該電源の計画外停止コマ相当数※2 ＝

（アセスメント対象容量 － 提供する供給力の最大値）／ アセスメント対象容量

※2：計画外停止として扱う期間をコマごとに評価し、負値となる場合は零とする。

(2) 年間設備利用率の達成

対象実需給年度の年間設備利用率が、前条第 2 号(2)に定める年間設備利用率以上であることを確認します。

2. 本機関は、以下の手続きによりアセスメント結果を確定します。

① 本機関は、前項に基づくアセスメントの結果をとりまとめ、容量提供事業者に通知します。

② 容量提供事業者は、前号の通知内容に異議がある場合、通知を受けた日から 7 営業日以内に、その理由を付して本機関に通知するものとします。

③ 本機関は、前号の通知を受けた場合、その理由を確認し、再度アセスメントを行い、その結果を容量提供事業者に通知します。

第 21 条 対象実需給年度のペナルティ

1. 本機関は、前条の対象実需給年度のアセスメントの結果に基づき、以下の各号に掲げるとおり、経済的ペナルティを科します。

① 電源等の区分が安定電源の場合

(1) 供給力の維持

年間停止コマ相当数に応じて、経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ※1 ＝

容量確保契約金額（各年） ×（年間停止コマ相当数※2 － 8,640）× 0.0125%

※1：負値となる場合は零とする。

※2：対象実需給年度内での累計

(2) 発電余力の卸電力取引所等への入札

前日以降の需給バランス評価で低予備率アセスメント対象コマに該当すると判断された場合に、卸電力取引所等に売り入札していない小売電気事業者等が活用しない発電余力に対して、経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ ＝ リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート

ペナルティレート ＝ 容量確保契約金額（各年） ／（契約容量 × Z[※1]）

※1：1 年間で低予備率アセスメント対象コマに該当することが想定される時間であり、対象実需給年度のメインオークション募集要綱に記載される時間

(3) 電気の供給指示への対応

属地一般送配電事業者から電気の供給指示があった際に、その指示に応じた電気を供給していないと本機関が判断した場合、リクワイアメント未達成量に対して、経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ ＝ リクワイアメント未達成量 × ペナルティレート

ペナルティレート ＝ 容量確保契約金額（各年） ／（契約容量 × Z[※1]）

※1：1 年間で低予備率アセスメント対象コマに該当することが想定される時間であり、対象実需給年度のメインオークション募集要綱に記載される時間

(4) 脱炭素燃料の混焼率の達成

脱炭素燃料を使用する電源（バイオマスの新設・リプレースを除く。）の混焼率が第 19 条第 1 号(4)に定める基準未満の場合、達成度合いに応じて経済的ペナルティを科します。バイオマス専焼電源（新設・リプレースを除く。）については、年間設備利用率によらず年間設備利用率が 40%以下として扱います。なお、合理的な理由なく、継続的に混焼率が著しく低くなる場合には、重大な違反行為とし、第 33 条第 3 項に示す契約の解除とします。

i. 年間設備利用率が 40%以下の場合

(ア) 当該脱炭素燃料による混焼率（高位発熱量ベース）が 35%以上 70%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 10%

(イ) 当該脱炭素燃料による混焼率（高位発熱量ベース）が 35%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 20%

ii. 年間設備利用率が 40%を超える場合

(ウ) 当該脱炭素燃料による混焼率（高位発熱量ベース）が（ 1,400 /（年間設備利用率×100））%以上（ 2,800 /（年間設備利用率×100））%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 10%

(エ) 当該脱炭素燃料による混焼率（高位発熱量ベース）が（ 1,400 /（年間設備利用率×100））%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 20%

(5) 年間 CO_2 貯蔵率の達成

既設火力を CCS 付火力に改修する電源の年間 CO_2 貯蔵率が第 19 条第 1 号(5)に定める基準未満の場合、年間設備利用率と達成度合いに応じて経済的ペナルティを科します。なお、合理的な理由なく、継続的に年間 CO_2 貯蔵率が著しく低くなる場合には、重大な違反行為とし、第 33 条第 3 項に示す契約の解除とします。

i. 年間設備利用率が 40%以下の場合

(ア) 年間 CO_2 貯蔵率が 35%以上 70%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 10%

(イ) 年間 CO_2 貯蔵率が 35%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 20%

ii. 年間設備利用率が 40%を超える場合

(ウ) 年間 CO_2 貯蔵率が（ 1,400 /（年間設備利用率×100））%以上

（ 2,800 /（年間設備利用率×100））%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 10%

(エ) 年間 CO_2 貯蔵率が（ 1,400 /（年間設備利用率×100））%未満の場合

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年） × 20%

② 電源等の区分が変動電源の場合

(1) 供給力の維持

年間停止コマ相当数に応じて、経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ※1 ＝

容量確保契約金額(各年) ×(年間停止コマ相当数※2 － 8,640)× 0.0125%

※1：負値となる場合は零とする。

※2：対象実需給年度内での累計とする。

(2) 年間設備利用率の達成

電源種別、発電方式に応じた年間設備利用率の基準値未満の場合、経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ = 容量確保契約金額（各年）

× {1.1 ×（1 － 年間設備利用率 / 年間設備利用率の基準値※1)※2}

※1：第 19 条第 2 号(2)で定める電源種別、発電方式に応じた年間設備利用率の基準値

※2：負値となる場合は零とする。

2. 前項に定めるペナルティのうち、第 1 号（1)、(2)、(3) 及び第 2 号（1）は月ごとに算定し、第 1 号（4)、(5) 及び第 2 号（2）は対象実需給年度ごとに算定した上で、第 7 条に示す容量確保契約金額（各月）の算定時に反映します。

第 22 条 その他のリクワイアメント

容量提供事業者は、契約電源について、以下の各号に定めるその他のリクワイアメントを達成しなければならないものとします。

(1) 脱炭素化ロードマップの遵守

LNG 専焼火力の新設・リプレース、水素専焼火力（グレー水素に限る。）・アンモニア専焼（グレーアンモニアに限る。）の新設・リプレース・既設改修、アンモニア・水素混焼のための新設・リプレース・既設改修※1、既設火力をバイオマス専焼にするための改修及び既設火力を CCS 付火力にするための改修については、本機関が別途定める様式に従い、脱炭素化に向けたロードマップ※2※3 を作成し、必要に応じて改訂し、その内容を遵守すること。

※1：アンモニア・水素混焼を前提とした LNG 火力の新設・リプレース、又は既設の石炭火力・LNG 火力・石油火力をアンモニア・水素混焼にするための改修

※2：LNG 専焼火力の新設・リプレースについては、2050 年カーボンニュートラルとの関係性を考慮し、供給力提供開始日から 10 年後までの間に、脱炭素化に向けた対応（改修のための本オークションへの応札等）を開始する旨の記載を求める。

※3：脱炭素化（水素・アンモニアの混焼電源は水素・アンモニアの専焼化等。グレー水素又はグレーアンモニアを使用する電源は、低炭素水素・低炭素アンモニアへの燃料転換。）への道筋を示すこと。既設火力をバイオマス専焼にするための改修については、2050 年度までにバイオマス燃料の専焼化を実現すること。

第 23 条　その他のアセスメント

容量提供事業者は、本機関に対し、本機関が別途定める容量市場業務マニュアルのとおり、アセスメントに必要な情報を提供するものとします。

(1) 脱炭素化ロードマップの遵守

LNG 専焼火力の新設・リプレース、水素専焼火力（グレー水素に限る。）・アンモニア専焼（グレーアンモニアに限る。）の新設・リプレース・既設改修、アンモニア・水素混焼のための新設・リプレース・既設改修、既設火力をバイオマス専焼にするための改修及び既設火力を CCS 付火力にするための改修について、必要に応じてロードマップを改訂し、その内容を遵守していることを確認します。

必要な改訂を行っていない場合や、脱炭素化に向けた追加投資を行っていない場合は、合理的な理由の有無を確認します。

既設火力をバイオマス専焼にするための改修については、2050 年度における発電実績をもとにバイオマス燃料の専焼化が完了していることを確認します。

既設火力をバイオマス専焼にするための改修について、2050 年度末日より前に契約電源を設備廃止する場合は、廃止前 1 年間の発電実績をもとに専焼化が完了していることを確認します。

第 24 条　その他のペナルティ

本機関は、前条のその他のアセスメントの結果に基づき、以下の各号に掲げるとおり、経済的ペナルティを科します。

(1) 脱炭素化ロードマップの遵守

LNG 専焼火力の新設・リプレース、水素専焼火力（グレー水素に限る。）・アンモニア専焼（グレーアンモニアに限る。）の新設・リプレース・既設改修、アンモニア・水素混焼のための新設・リプレース・既設改修、既設火力をバイオマス専焼にするための改修及び既設火力を CCS 付火力にするための改修について、合理的な理由なく必要なロードマップを改訂していない場合、又はその内容を遵守していない場合は、第 33 条第 3 項に示す契約の解除とします。

既設火力をバイオマス専焼にするための改修については、2050 年度中（同年度末日までに契約電源の設備を廃止する場合は当該廃止前の 1 年間）にバイオマス燃料の専焼化が実現していない場合、以下状況に応じた対応をします。

i. 2051 年 4 月 1 日までに制度適用期間が終了している場合、第 30 条の参入ペナルティを科すとともに以下の経済的ペナルティを科します。

経済的ペナルティ = 制度適用期間最終年度の容量確保契約金額（各年） × 10%

ii. 2051 年 4 月 1 日までに制度適用期間が終了していない場合、第 33 条第 3 項に示す契約の解除とします。

第 25 条　対象実需給年度の経済的ペナルティの上限

1. 第 21 条に示す対象実需給年度の経済的ペナルティの上限額は以下のとおりとします。
   ① 年間上限額※1：容量確保契約金額（各年） × 110%
   ② 月間上限額：容量確保契約金額（各年） × 18.3%

   ※1：第 18 条第 1 項第 1 号(1)及び同項第 2 号(1)に定める経済的ペナルティが科される場合は、差し引いた金額とする。
2. 第 21 条第 1 項第 1 号(4)に示す脱炭素燃料の混焼率の達成に対する経済的ペナルティ、同号(5)に示す年間 CO_2 貯蔵率の達成に対する経済的ペナルティ及び同項第 2 号(2)に示す年間設備利用率の達成に対する経済的ペナルティについては、前項第 2 号に示す月間上限額の対象外とします。

第 26 条　金員の移動

本契約に基づく金員の移動は、相手方が指定する金融機関の口座に振込送金する方法によるものとし、振込送金にかかる手数料は、容量提供事業者が負担するものとします。

なお、本機関より容量提供事業者へ振込送金による金員の移動は、支払金額から振込送金にかかる手数料を差し引いた金額となります。

第 27 条　容量確保契約金額（各月）の精算

容量確保契約金額（各月）の精算に当たっては、以下の手続きによります。

① 本機関より、容量提供事業者に対して支払金額、請求金額等及びその根拠を通知します。
② 容量提供事業者は、前号の通知を確認し、通知内容に異議がある場合、通知を受けた日から 5 営業日以内に、その理由を付して本機関に通知します。
③ 本機関は、前号の通知を受けた場合、その理由を確認し、支払金額又は請求金額等を再度算定し、その結果を容量提供事業者に再度通知します。
④ 容量提供事業者は、前号の通知を確認し、異議申立の手続きが完了するまで、第 2 号、前号に示す内容を繰り返します。
⑤ 第 2 号の異議が無い場合又は前号の手続きが完了した場合、第 7 条に示す期日までに、前条に基づき金員の移動を行います。

   なお、第 7 条に示す期日の一定期間前までに前号の異議申立が解消しなかった場合も、本機関の通知内容に基づき金員の移動を行います。
⑥ 請求金額が第 7 条に示す期日までに金員の移動が行われなかった場合、翌月の支払金額の減額や容量提供事業者の事業者名、請求金額の入金がない事実の公表等を行います。

第 28 条　還付

1. 容量提供事業者は、他市場収益※1 が正値となる場合は、他市場収益の一部を事後的に還付することが求められます※2。

還付額は、他市場収益の多寡に応じて以下のように算定します。

① 応札価格に織り込まれている資本コスト※3※4（単位「円/年」）までの他市場収益は、95%を還付対象とします。

② 「契約単価×契約容量」と対象実需給年度における「メインオークション価格（契約電源が立地するエリアの約定価格） × 契約容量」の差額を超える部分※5の他市場収益は85%を還付対象とします。

③ ①と②の間の他市場収益は90%を還付対象とします。

還付額は、上記に基づき算定された①と②と③の合計金額とします。

※1：応札時の本オークションに参加可能な設備容量（送電端）から生じる実際の他市場収入※6と、当該部分の設備容量（発電端）によって生じる実際の可変費から、応札価格に算入した可変費（別紙 1「物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法」に従い補正する。）を控除した値に基づき算出する。ただし、相対契約に係る規律が満たされていない場合は、実際の他市場収益は、スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格と電源種ごとの高度化法義務達成市場の単純平均価格の合計額（揚水、蓄電池、長期エネルギー貯蔵システム及び LNG 専焼火力は、スポット市場の当該エリアプライスの単純平均価格）をもとに算出する。

※2：容量提供事業者とは異なる事業者が、契約電源を用いて他市場収益を得た場合、容量提供事業者が当該収益の一部を事後的に納付することが求められる。

※3：別紙 1「物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法」に従い補正した後の値とする。

※4：別紙 2「事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法」に従い契約単価を変更している場合、変更前の契約単価における資本コストの比率に、変更後の契約単価と契約容量を乗じて算出したものとする。

※5：契約単価からメインオークション価格（契約電源が立地するエリアの約定単価）を引いた値が応札価格に織り込まれている資本コストより小さくなり、①と②が重複する部分は②として扱う。

※6：応札価格に算入した設備や物品等を利用して、「kWh 収入」、「ΔkW 収入」や「非化石価値収入」以外の収入（LNG タンクを第三者に利用させて得た収入、燃料を転売して得た収入など。）を得る場合は、これらも他市場収入として扱う。なお、LNG タンクを第三者と共有する予定で自社割合分を応札価格に算入している場合は、想定される利用比率で按分する。

ただし、他市場収益の還付方法として「還付の固定化」を選択した LNG 専焼火力について、当該方法を選択している期間は、適用期間に応じて設定された還付水準額 9,900 円/kW/年、又は 8,300 円/kW/年に対象実需給年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）を 2025 年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）で除した値を乗算した上で、本オークションに参加可能な設備容量（送電端）※7を乗じたものを還付額とします。なお、消費者物価指数（コア CPI、年平均値）は補正実施時点で総務省により公表されている最新の基準年のものとします。また、当該還付水準額（円/kW/年）は、2034 年度までに供給力提供を開始する電源に適用し、2035 年度以降に適用する還付水準額（円/kW/年）については、今後、国の審議会（電力安定供給ワーキンググループ）において算定されます。ただし、「還付の固定化」を選択した場合においても、その他収入は実際の他市場収益の 90%を還付対象とします。

※7：脱炭素燃料の混焼率拡大のための追加投資が行われた場合は、追加投資に係る制度適用期間開始以降、追加投資における当該容量を控除した容量とする。

2. 還付額は、契約電源ごとに算定するものとします。

3. 還付額は、年間の他市場収益の確定後に算定するものとします。

4. 対象実需給年度における他市場収益が負値となる場合、当該金額は翌年度の他市場収益の算出において当該金額を更に減じた後の他市場収益を当該翌年度の他市場収益※1 とします。

※1：専焼化に伴い建て替えを実施する場合において、建て替え前電源の運転終了日が属する年度の前年度の他市場収益が負値となる場合、当該金額は建て替え後電源の制度適用期間初年度の他市場収益の算出において当該金額をさらに減じた後の他市場収益を建て替え後電源の制度適用期間初年度の他市場収益とします。

5. 容量確保契約金額、第 21 条及び第 25 条に基づき算定される経済的ペナルティ並びに本条に基づき算定される他市場収益の還付額は、消費税等相当額の課税対象となります。ただし、当該経済的ペナルティの年間累計額及び他市場収益の還付の合算値が容量確保契約金額（各年）を超えた部分は、消費税等相当額の課税対象外（不課税）となります。

第 29 条　不可抗力が生じた場合の特則

1. 第 12 条から第 24 条にかかわらず、以下の各号のいずれかに該当する事象や、その他の事業者の予見できない事象（以下「不可抗力」という。）が生じたことにより、合理的な努力をしたにもかかわらず、リクワイアメントを達成できない、又は、リクワイアメントを達成できなくなることが明らかとなった場合、容量提供事業者は遅滞なく本機関に連絡するものとし、本機関は当該容量提供事業者の状況を個別に確認した上で、例外的に経済的ペナルティを適用しない場合があります。ただし、第 11 条第 1 項第 2 号、第 3 号、第 4 号、第 6 号又は第 11 号のいずれかに該当し、その場合に科される第 12 条に示す市場退出時の経済的ペナルティには、本項を適用しません。
   ① 大規模な風水害や地震等の天災地変
   ② 戦争、内乱、暴動、革命その他の無秩序状態
   ③ 事後的な法令改正や規制適用、裁判による運転停止
   ④ 一般送配電事業者が保有する送電線故障による出力抑制等
2. 容量提供事業者は、不可抗力が発生した場合であっても、不可抗力による供給力の提供に対する影響が最小限となるよう努力するとともに、その影響が除去されたとき、ただちに本機関に通知するものとします。

第 30 条　参入ペナルティ

本機関は、容量提供事業者が、2051 年度期首時点で制度適用期間が終了している既設火力をバイオマス専焼にするための改修について、2050 年度までにバイオマス燃料の専焼化を実現していないことが明らかになった場合、当該容量提供事業者に容量オークションへの参入ペナルティを科すことができるものとします。

第 4 章　契約の変更等

第 31 条　契約の変更

1. 容量提供事業者に以下の各号のいずれかに該当する事象が生じ、容量確保契約に定められた電源の内容に変更が生じた場合、容量提供事業者と本機関は、本機関が別途定める容量市場業務マニュアルに従い、本契約を変更するものとします。
   ① 契約電源が第 11 条に示す市場退出をした場合
   ② 第 10 条に示す電源等差替を実施した場合
   ③ 供給力提供開始時期の変更に伴い制度適用期間の開始時期が変更される場合
   ④ 第 13 条に基づく「供給力提供開始期限の遵守」のリクワイアメント不履行により、第 15 条に基づき短縮された第 6 条に基づき算定される容量確保契約金額（各年）を容量収入として得られる期間が短縮した場合
   ⑤ 契約電源に係る系統接続費が応札価格に含めた見積もり額を下回った場合
   ⑥ 契約電源に係る水素・アンモニアに係る価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度の支援金額が応札価格から控除した支援予想金額を超えた場合
   ⑦ 制度適用期間中の新設・リプレース又は追設に対し、混焼率拡大のための追加投資を行う場合
   ⑧ 制度適用期間中の既設火力のアンモニア・水素混焼設備への改修に対して、専焼化に向けた追加投資による建て替えを行う場合
   ⑨ 第 32 条に基づく権利義務及び契約上の地位の譲渡がなされた場合
   ⑩ 複数の契約電源を含む本契約のうち、特定の契約電源が第 33 条 3 項に基づき契約解除となった場合
   ⑪ 法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、第 6 条に基づき容量確保契約金額及び制度適用期間の両方若しくは片方が変更となった場合
   ⑫ その他、本機関が変更を必要と判断した場合
2. 前項の本契約の変更は、原則として容量市場システムを通じて行うものとします。
3. 第 1 項の本契約の変更は、本機関の容量確保契約の承認をもって成立するものといたします。

第 32 条　権利義務及び契約上の地位の譲渡

1. 容量提供事業者は、事前に本機関の同意を得た場合を除き、本契約に定める自己の権利若しくは義務又は本契約上の地位（以下総称して「本契約上の地位等」という。）を第三者に譲渡又は承継させることはできません。
2. 容量提供事業者は、本契約上の地位等を譲渡又は承継する場合、譲渡又は承継の時点で既に発生している容量提供事業者の債権及び債務の承継については、本機関の同意を得て決定するものとします。

   なお、プロジェクトファイナンス等により設立された発電所あるいは法人について、容量確保契約を対象とした担保設定等に対する承諾が必要な場合には、本機関指定の様式（ひな型）を用いることを原則として、本機関と容量提供事業者の間で協議するものとします。
3. 承継により新たな容量確保契約を締結した場合であっても、承継される電源のリクワイアメント達成状況が承継されるものとします。

第 33 条　契約の解除

1. 本機関及び容量提供事業者は、相手方が以下の各号のいずれかの事由が生じた場合には、相手方に通知することにより、本契約を解除することができるものとします。
   ① 監督官庁より業務停止等の処分を受けたとき
   ② 支払停止若しくは支払不能の状態に陥ったとき、又は不渡り処分を受けたとき
   ③ 第三者より差押、仮差押、仮処分、強制執行、その他これに準ずる処分を受けたとき
   ただし、信用状況が極端に悪化したと認められる場合に限る。
   ④ 信用資力に影響を及ぼす運営上の重要な変更があったとき
   ⑤ 資産状況が悪化して債務超過のおそれがあると認める相当な理由があるとき
   ⑥ 破産、民事再生、会社更生その他法的倒産手続の開始申し立てがなされたとき、又はその原因となる事由が生じたとき
   ⑦ 解散の決議をしたとき
   ⑧ その他、前各号のいずれかに準ずることが明らかとなったとき
2. 本機関は、容量提供事業者が、容量市場の公正を害する行為をしたと認めた場合には、容量提供事業者に通知することにより、本契約を解除することができるものとします。
3. 本機関は、容量提供事業者が、以下の各号のいずれかの事由が生じた場合や、送配電等業務指針、本オークション募集要綱、容量市場業務マニュアル、本約款及びその他容量市場に関連する法令等について、重大な違反行為を行ったと本機関が認めた場合は、容量提供事業者に通知することにより、本契約又は契約電源ごとの契約を解除することができるものとします。
   ① LNG 専焼火力の新設・リプレース、水素専焼火力（グレー水素に限る。）及びアンモニア専焼火力（グレーアンモニアに限る。）の新設・リプレース・既設改修、アンモニア・水素混焼のための新設・リプレース・改修、既設火力をバイオマス専焼にするための改修及び既設火力を CCS 付火力にするための改修について、合理的な理由なくロードマップの実現への取組みを行っていないことが明らかになったとき
   ② 契約電源が第 6 条第 2 項に基づき算定された容量確保契約金額（各年）を受け取っている場合であって、建て替え後の発電設備が市場退出した場合
   ③ 2051 年度期首時点で制度適用期間が終了していない既設火力のバイオマス専焼にするための改修について、2050 年度までにバイオマス燃料の専焼化を実現していないことが明らかになったとき
   ④ 契約電源の補助金の受領又は申請を伴う減税・免税措置の適用が後になって判明したとき
   ⑤ 契約電源について環境影響評価が必要な場合において、環境影響評価方法書に関する手続を開始したことを称する書類を事業計画書の提出時に添付できず、約定結果公表後、5 か月以内に提出されないとき
   ⑥ 脱炭素燃料を使用する電源（バイオマスの新設・リプレースを除く。）について、合理的な理由なく、継続的に混焼率が著しく低いことが明らかになったとき
   ⑦ 既設火力を CCS 付火力に改修する電源について、合理的な理由なく、継続的に年間 CO_2 貯蔵率が著しく低いことが明らかになったとき

⑧　監視に当たり電力・ガス取引監視等委員会に提出しなければならない書類を合理的な理由なく提出していないことが明らかになったとき

4. 前 3 項により契約解除となった場合、契約容量の全ての容量又は契約電源の契約容量の全量を第 11 条に示す市場退出とします。

なお、第 1 項及び第 2 項により契約解除となった場合には、第 12 条に示す市場退出時の経済的ペナルティを科した上で、契約解除となった年度において市場退出までに交付された容量確保契約金額（各年）を上限に契約解除の経済的ペナルティを科す場合があります。

第 5 章　一般条項

第 34 条　免責

本機関は、本機関に故意又は重過失がある場合を除き、リクワイアメントを達成することによる発電設備の事故や停電等により容量提供事業者が受けた不利益について、一切の責任を負いません。

第 35 条　守秘義務

1. 本機関及び容量提供事業者は、以下の各号のいずれかの場合を除き、本契約の内容及びその他本契約に関する一切の事項並びに本契約に関して知り得た相手方に関する情報（以下総称して「秘密情報」という。）について、相手方の同意なくして、第三者（親会社、自己又は親会社の役員及び従業員、容量提供事業者に容量市場に関する業務を委託した者、弁護士、公認会計士、税理士、その他法令に基づき秘密保持義務を負うアドバイザー、金融機関、容量提供事業者と相対契約等の協議を行う取引先は除く。）に開示してはならないものとします。
   ① 開示のときに既に公知であったもの、又は開示後に、被開示者の責めによらずして公知となったもの
   ② 開示のときに、被開示者の既知であったもの、又は被開示者が既に所有していたもの
   ③ 被開示者が、第三者から秘密保持義務を負うことなく適法に取得したもの
   ④ 被開示者が、開示された情報によらずして独自に開発したことを証明できるもの
   ⑤ 法令に従い行政機関又は司法機関により開示を要求されたもの、企業会計基準「収益認識に関する会計基準」に基づくもの又は電気供給事業者である者若しくは電気供給事業者と見込まれる者より正当な手続きを経て開示請求され、本機関が適切と承認したもの
   なお、開示する内容はできる限り最小限の範囲となるよう努力するものとし、速やかに、その事実と開示する情報を相手方に通知するものとします。
   ⑥ 本オークション募集要綱で公表するとした情報
   ⑦ 第 27 条第 1 項第 6 号に基づき公表するとした情報
2. 前項にかかわらず、本機関及び容量提供事業者は、本契約の履行に必要な範囲において、以下の各号に掲げる者に対して、秘密情報を開示することができるものとします。
   ① 監督官庁
   ② 電力・ガス取引監視等委員会
   ③ 一般送配電事業者
3. 容量提供事業者は、本機関が本契約の履行に必要な範囲において、各一般送配電事業者から当該容量提供事業者の情報を得ることについて、あらかじめ同意することとします。
4. 前各項の定めは、本契約の存続、終了によらず、本契約及び附帯する一切の契約等の有効期間終了後も有効とします。

第 36 条　個人情報の取扱い

1. 本機関は、容量提供事業者から預託された個人情報（個人情報の保護に関する法律（平成 15 年 5 月 30 日法律第 57 号、以下「個人情報保護法」という。）第 2 条第 1 項に定める情報をいう、以下同じ。）については、善良なる管理者の注意をもって取り扱います。

2. 本機関は、容量提供事業者から預託された個人情報を取り扱わせる業務を第三者に再委託する場合は、本条に基づき個人情報の適切な管理のために本機関が行うべき必要な措置と同様の措置を当該第三者も講ずるよう書面で義務づけます。
3. 本機関は、容量提供事業者から預託された個人情報を取り扱う場合には、適切な実施体制のもと個人情報の漏えい、滅失、き損の防止その他の個人情報の適切な管理（再委託先による管理を含む。）のための必要な措置を講じます。
4. 本機関は、容量提供事業者から預託された個人情報について漏えい、滅失、き損、不正使用、その他本条に違反する事実を認識した場合には、ただちに自己の費用及び責任において被害の拡大防止等のため必要な措置を講ずるとともに、容量提供事業者に当該事実が発生した旨、並びに被害状況、復旧等の措置及び本人（個人情報により識別されることとなる特定の個人）への対応等についてただちに報告します。
5. 本機関は、本機関又は再委託先の責めに帰すべき事由により、委託業務に関連する個人情報に係る違反等があった場合は、これにより容量提供事業者又は第三者に生じた一切の損害について、賠償の責めを負います。
6. 本規定は、本契約又は委託業務に関連して本機関又は再委託先が容量提供事業者から預託され、又は自ら取得した個人情報について、委託業務を完了し、又は解除その他の理由により本契約が終了した後であっても、なおその効力を有します。

第 37 条　反社会的勢力との関係排除

1. 本機関及び容量提供事業者は、次の各号に掲げる事項を表明し、保証するものとします。
   ① 自己及び自己の役職員が反社会的勢力（平成 19 年 6 月 19 日付犯罪対策閣僚会議発表の『企業が反社会的勢力による被害を防止するための指針』に定義する「反社会的勢力」をいう、以下同じ。）でないこと、又は、反社会的勢力でなくなった時から 5 年を経過しない者でないこと。
   ② 自己及び自己の役職員が、自己の不当な利得その他目的の如何を問わず、反社会的勢力の威力等を利用しないこと。
   ③ 自己及び自己の役職員が反社会的勢力に対して資金を提供する等、反社会的勢力の維持運営に協力しないこと。
   ④ 自己及び自己の役職員が反社会的勢力と社会的に非難されるべき関係を有しないこと。
   ⑤ 自己及び自己の役職員が自ら又は第三者を利用して、相手方に対し、暴力的な要求行為、法的な責任を超えた不当な要求を行わず、相手方の名誉や信用を毀損せず、相手方の業務を妨害しないこと。
2. 容量提供事業者及び本機関は、前項各号に違反する事実が判明した場合には、相手方にただちに通知するものとします。
3. 容量提供事業者又は本機関は、相手方が第 1 項各号に違反した場合は、何らの通知催告を要せず、ただちに本契約の全部又は一部を解除することができるものとします。

第 38 条　準拠法

本契約は、日本語を正文とし、日本法に準拠し、これにしたがって解釈されるものとします。

第 39 条　合意管轄裁判所

本契約に関する一切の争訟については、東京地方裁判所を第一審専属的合意管轄裁判所とします。

第 40 条　誠実協議

本契約に定めのない事項又は本契約その他本契約の内容に疑義が生じた場合には、本機関及び容量提供事業者は、本契約及び電気事業法その他関係法令等の趣旨に則り、誠意を持って協議し、その処理にあたるものとします。

別紙 1

物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法

約定単価から減額要素（応札価格に含めた見積もり額を下回った分の系統接続費及び応札価格に含めた水素・アンモニアに係る価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度の支援予想金額を超えた分の支援金額を制度適用期間の年数と落札時の契約容量で除したもの。）を差し引いた値に対し、容量提供事業者が応札時に選択した補正方法に則り契約単価を補正する（制度適用期間の年度ごとの期首に毎年補正。）。

1. 応札価格に含まれる各費用項目の全部又は一部を補正する場合

容量提供事業者が応札時点で選択した費用項目について次の算式に基づき補正した上で、応札価格に含まれる各費用項目を合算する。なお、次の算式の補正指標は補正実施時点で公表されているものとする。

(1) 資本費※1

（建設費＋廃棄費用＋系統接続費）×（供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター / 応札年度前年度の建設工事費デフレーター）

(2) 運転維持費

運転維持費（可変費を除く） ×（対象実需給年度前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値） / 応札年度前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値））

(3) 資本コスト※1※2

資本コスト ×（供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター / 応札年度前年度の建設工事費デフレーター）×（(応札年度のベースの WACC※3＋（対象実需給年度前年の金利－応札年度前年の金利)） / 応札年度のベースの WACC※3）

(4) 可変費

(ア) 水素・アンモニアの燃料費

補正後の水素・アンモニアの燃料費※4 - LNG・石炭の燃料費※4

(イ) CCS の可変費

補正後の分離回収費用(燃料、電気代)※4 ＋ 補正後の分離回収費用(CO_2吸収液等のその他費用)※4 ＋ 輸送・貯留費用※4

※1：建設工事費デフレーターは、建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）の値を指す。

※2：金利は、国内銀行の貸出約定平均金利（新規・長期、年平均値）の値を指し、資本コストの補正方法は、建設工事費デフレーターでの補正、金利での補正又はその両方での補正が選択可能。

※3：応札年度 2023～2025 年度は 5.0%、応札年度 2026 年度は 5.5%とする。

※4：補正後の数値については、表 1 及び表 2 に基づいて算定。

2. 消費者物価指数（コア CPI、年平均値）で補正する場合

対象実需給年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）を応札年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）で除した値を乗算する。なお、消費者物価指数（コア CPI、年平均値）は補正実施時点で総務省により公表されている最新の基準年のものとする。

表 1 水素・アンモニアの燃料費の補正

		水素・アンモニアの燃料費(以下の合計)		LNG・石炭の燃料費
		原料代・電気代	水素・アンモニアの製造・輸送費	
化石燃料由来の水素・アンモニア	天然ガスマーケット連動	①の算式	④の算式	⑥の算式
	天然ガスエスカレ補正	②の算式		
再生可能エネルギー由来の水素・アンモニア	電気料金マーケット連動	③の算式	⑤の算式	

① 天然ガスの燃料費※5×天然ガスの価格指標（HH 又はブレント（原油価格連動の場合））の変化率※6×米ドル為替レートの変化率※6※9

② 天然ガスの燃料費※5×調達国の消費者物価指数の変化率※6※9×米ドル為替レートの変化率※6※9

③ 電気代※5×米ドル為替レートの変化率※6※9

④ （水素・アンモニアの燃料費 - 天然ガスの燃料費）※5 のうちの CAPEX※7×（供給力提供開始年度前年の調達国の消費者物価指数/応札年度前年の調達国の消費者物価指数）※9×米ドル為替レートの変化率※6※9＋（水素・アンモニアの燃料費－天然ガスの燃料費）※5 のうちの OPEX※7×調達国の消費者物価指数の変化率※6※9×米ドル為替レートの変化率※6※9

⑤ （水素・アンモニアの燃料費 - 電気代）※5 のうちの CAPEX※7×（供給力提供開始年度前年の調達国の消費者物価指数/応札年度前年の調達国の消費者物価指数）※9×米ドル為替レートの変化率※6※9＋（水素・アンモニアの燃料費－電気代）※5 のうちの OPEX※7×調達国の消費者物価指数の変化率※6※9×米ドル為替レートの変化率※6※9

⑥ LNG・石炭の燃料費※5×LNG・石炭貿易統計価格の変化率※6×水素・アンモニアと LNG・石炭の発熱量比率※8

※5：天然ガスの燃料費、水素・アンモニアの燃料費、LNG・石炭の燃料費、電気代は、応札価格の算定時に見積もった費用（円/応札 kW/年）を指す。

※6：変化率とは各指標の「対象実需給年度前年の年間平均値/応札年度前年の年間平均値」を指す。第 6 条に基づき算定される容量確保契約金額（各年）を容量収入として得られる期間の最後の 10 年度間のうち、前の 9 年度間の各指標の差分（対象実需給年度前年と対象実需給年度の期首が属する年の指標の差分）のみの累積損益（各年度の累積損益がプラスの場合は 0 とする）がマイナスの場合は、その絶対値の 9 割の金額を、当該期間の最終年度の期首において容量確保契約金額（各年）に加算する。

※7：CAPEX とは、建設費、運転開始前に必要となる費用（許認可の取得等）、資金調達コスト、利益、税金を指し、OPEX とは、水素等の継続的な供給に必要な費用を指す。

※8：発電コスト検証の LHV の数値を引用する（水素 120MJ/kg、アンモニア 18.6MJ/kg、LNG49.84MJ/kg、石炭 24.8MJ/kg（制度適用期間において一律とする）。発熱量比率は、水素 LNG 混焼・水素専焼の場合は 2.41、水素石炭混焼の場合は 4.84、アンモニア石炭混焼の場合は 0.75、アンモニア専焼の場合は 0.37 の値を用いる。

※9：応札時に当該指標による補正を不要と選択した場合は、1 とする。

表 2 CCS の可変費の補正

	分離回収費用（燃料費、電気代）	分離回収費用（CO_2 吸収液等のその他費用）	輸送・貯留費用
国内貯留	⑦の算式	⑧の算式	
海外貯留		⑨の算式	⑩の算式

⑦ CO_2 分離回収に要する燃料費※10※12と（外部調達する場合の）蒸気代※10の合計×LNG・石炭・石油貿易統計価格の変化率※11＋（外部から CO_2 分離回収のための電気を調達する場合の）CO_2 分離回収に要する電気代※10※12×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率※11

⑧ 輸送・貯留費用※10（CAPEX※13に限る。）×（供給力提供開始年度前年の国内企業物価指数/応札年度前年の国内企業物価指数）※14＋輸送・貯留費用※10（OPEX※13のうち燃料費に限る。）×LNG・石炭・石油貿易統計価格の変化率※11＋輸送・貯留費用※10（OPEX※13のうち電気代に限る。）×国内スポット市場価格（システムプライス）の変化率※11＋分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用（OPEX※13のうち燃料費・電気代を除いた費用に限る。）の合計※10×国内企業物価指数の変化率※11

⑨ 分離回収費用（その他費用）※10×国内企業物価指数の変化率※11

⑩ 輸送費用※10（CAPEX※13に限る。）×（供給力提供開始年度前年の米国生産者物価指数/応札年度前年の米国生産者物価指数）※14×米ドル為替レートの変化率※11※14＋輸送費用※10（OPEX※13のうち燃料費・電気代を除いた費用に限る。）×米国生産者物価指数の変化率※11※14×米ドル為替レートの変化率※11※14＋貯留費用※10（CAPEX※13に限る。）×（供給力提供開始年度前年の貯留対象国の企業物価指数/応札年度前年の貯留対象国の企業物価指数）※14×米ドル為替レートの変化率※11※14＋貯留費用※10（OPEX※13のうち燃料費・電気代を除いた費用に限る。）×貯留対象国の企業物価指数の変化率※11※14×米ドル為替レートの変化率※11※14＋輸送・貯留費用※10（OPEX※13のうち燃料費に限る。）×LNG・石炭・石油貿易統計価格の変化率※11＋輸送・貯留費用※10（OPEX※13のうち電気代に限る。）×米ドル為替レートの変化率※11※14

※10：CO_2 分離回収に要する燃料費、蒸気代、CO_2 分離回収に要する電気代、分離回収費用（その他費用）と輸送・貯留費用の合計、分離回収費用（その他費用）、輸送費用、貯留費用は、応札価格の算定時に見積もった費用（円/応札 kW/年）を指す。

※11：変化率とは各指標の「対象実需給年度前年の年間平均値/応札年度前年の年間平均値」を指す。第 6 条に基づき算定される容量確保契約金額（各年）を容量収入として得られる期間の最後の 10 年度間のうち、前の 9 年度間の各指標の差分（対象実需給年度前年と対象実需給年度の期首が属する年の指標の差分）のみの累積損益（各年度の累積損益がプラスの場合は 0 とする）がマイナスの場合は、その絶対値の 9 割の金額を、当該期間の最終年度の期首において容量確保契約金額（各年）に加算する。

※12：液化設備・CO_2 貯蔵設備・荷役設備へ蒸気・電力を供給（外部調達含む）する場合の燃料費・電気代、及び燃焼前の CO_2 分離回収と国内外での貯留を併せて化石燃料由来の水素発電を行う場合の（分離回収費用以外の）水素製造に係る電気代・燃料代等は、「分離回収費用（燃料費、電気代）」に含めて自動補正を行う。

※13：CAPEX とは、建設費、運転開始前に必要となる費用（許認可の取得等）、資金調達コスト、利益、税金を指し、OPEX とは、継続的な輸送・貯留（燃料費、電気代、その他）に必要な費用を指す。

※14：応札時に当該指標による補正を不要と選択した場合は、1 とする。

別紙 2

事後的な費用増加に伴う契約単価の算定方法

供給力提供開始期限が 10 年以上となり、かつ、本オークションに参加可能な設備容量(送電端)が 30 万 kW 以上の電源の新設・リプレースについて、法令に基づく規制・審査、行政指導への対応に伴い、容量提供事業者にとって他律的に発生し、あらかじめ見積もることが困難であった費用（建設費の増加額及び制度適用期間に発生する運転維持費の増加額の合計額）が契約期間中に応札価格に算入できる予備費（申請日が属する年度の前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）による補正後）を超えて増加した場合（複数事象により累積して超過した場合も含む。)、容量提供事業者からの申請が行われた日及び増加した建設費の対象となる工事が完了した日に応じて、監視を経て認められた増加金額をもとに以下のとおり契約単価を算定し、契約単価に適用する。

なお、1. の場合は、申請時に、1.(1)増加金額の算式のうちの①及び②（②は単年度の増加金額（円/年））の確認・監視を行い、実際の工事完了後に、1.（1）の増加金額の算式のうち、申請時に算定した①及び②（②は実際の工事完了日を基に計算）に加え、③及び④を算定し、1.（2）の契約単価を算定した上で再申請を行い、1.(1)増加金額及び 1.(2)契約単価について確認・監視を行う。

1. 建設費が増加した場合

(1) 増加金額の算式

増加した建設費に対する増加金額を次の算式に基づき算定する。

（①＋②＋③）※1×90%※2＋④

①（資本費の増加額※3-応札価格に算入した予備費※4）×応札年度前年への補正係数※5

②運転維持費の増加額※6×応札年度前年への補正係数※7

③資本コストの増加額※8×応札年度前年への補正係数※9

④（制度適用期間が延長になる場合）追加の運転維持費（延長期間×当初の契約単価に含まれる運転維持費） ＋ 追加の建設費（経年改修費）※10

※1：物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法において、消費者物価指数（コア CPI、年平均値）を選択している場合は、「応札年度前年の消費者物価指数（コア CPI、年平均値）/申請日が属する年度前年の消費者物価指数(コア CPI、年平均値)」を、①、②及び③の合計値に乗算する。ただし、この場合における①、②、③の応札年度前年への補正係数は 1 とする。

※2：(①＋②＋③）の 10%は容量提供事業者の負担とする。

※3：資本費のうち建設費及び廃棄費用が対象。資本費のうち建設費の増加額（制度適用期間の延長によって発生せざるを得なくなった当初織り込んでいない追加の経年改修費を含む。）は、申請時点（当該経年改修費は再申請時）の見積金額であり、応札価格に算入した建設費から応札価格に算入した予備費を控除した値（申請日が属する年度の前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）で補正後の値）の 0.5 倍を上限。

※4:申請日が制度適用期間中の場合は、申請日が属する年度の前年度の建設工事費デフレーター(電力、年度平均値）で補正。

※5：申請日が制度適用期間前の場合は「応札年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）/申請日が属する年度の前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値)」とし、制度適用期間中の場合は 1 とする。なお、容量提供事業者が応札時に資本費を自動補正の項目として選択していない場合は 1 とする。

※6：申請時点は、「運転維持費の 1 年当たりの増加額」。再申請時は、これに「実際の工事が完了した日が属する年度の翌年度以降の最新の制度適用期間の残余年数」を乗じる。運転維持費（各年）の増加額は、申請時点の見積金額であり、当初の契約単価に含まれる運転維持費（申請日が属する年度に行う別紙 1 による物価・ 金利変動等の補正後の値）に対して 0.5 倍を上限。

※7：応札年度前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値）/申請日が属する年の前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値)。なお、容量提供事業者が応札時に運転維持費を自動補正の項目として選択していない場合は 1 とする。可変費部分については、別紙 1 の可変費の補正方法により応札年度前年の数値に補正する。

※8：実際の工事完了時点を資本コスト算定の起点とし、当該時点において、建設費の増加額が発生し、その翌年度から契約単価の補正が行われる前提で算定した資本コスト（率は応札時と同じ。)。

※9：申請日が制度適用期間前の場合は「応札年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）/申請日の属する年度の前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値)」とし、制度適用期間中の場合は 1 とする。なお、容量提供事業者が応札時に資本コストを自動補正の項目として選択していない場合は 1 とする。

※10：制度適用期間の延長によって生じる追加の経年改修費（当初織込んでいた経年改修費（想定使用期間が当初の制度適用期間を跨ぐ場合に、当初の制度適用期間分に比率按分し限定していた費用）について、制度適用期間の延長年数に応じた増加金額）を、※3 の範囲内において、追加の建設費として加算可能。

(2) 契約単価の算式

容量提供事業者からの申請日及び増加した建設費の対象となる工事が完了した日に応じて契約単価を次の算式に基づき算定する。

① 制度適用期間前に増加した建設費の工事が完了した場合

（増加金額 ＋ 当初の容量確保契約金額※11）/ 契約容量 / 当初の制度適用期間の年数

② 増加した建設費の対象となる工事が完了した日が最新の制度適用期間中の場合

（増加金額＋期間補正後の容量確保契約金額※12）/ 契約容量 / 増加した建設費の対象となる工事が完了した日の属する年度の翌年度以降の最新の制度適用期間の残余年数※13

※11：当初の制度適用期間の開始年度から終了年度までに支払われる当初の容量確保契約金額（各年）の合計値。

※12：増加した建設費の対象となる工事が完了した日が属する年度の翌年度から、当初の制度適用期間終了年度までに支払われる当初の容量確保契約金額(各年)(当初の容量確保契約金額(各

年）のうち、資本費と資本コストについては供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）で補正後）の合計値。

※13：この算式に基づく算定後の契約単価が当初の契約単価（資本費と資本コストについては供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）で補正後）に対して1.5倍を超える場合は、1.5倍以下となるよう制度適用期間を最短期間延長し、新たな制度適用期間（年単位）として設定。

③　最新の制度適用期間中に申請を行い、増加した建設費の対象となる工事が完了した日が最新の制度適用期間終了後の場合

増加金額 / 契約容量 / 新たに設定する制度適用期間の年数※14

※14：増加した建設費の対象となる工事が完了した日が属する年度の翌年度から、当初の契約単価（資本費と資本コストについては供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値で補正後）に対して1.5倍以下となる最短の新たな制度適用期間（年単位）を設定。なお、制度適用期間は当初の年数に新たに設定した制度適用期間の年数を合算した値とし、当初の制度適用期間終了年度の翌年度から工事が完了した日が属する年度は制度適用期間の対象外とする。

2.　運転維持費のみが増加した場合

(1) 増加金額の算式

増加した運転維持費に対する増加金額を次の算式に基づき算定する。

運転維持費（各年）の増加額※15　×応札年度前年への補正係数※16※17×　申請が認められた日が属する年度の翌年度以降の最新の制度適用期間の残余年数　×　90%※18

※15：運転維持費（各年）の増加額は、申請時点の見積金額であり、当初の契約単価に含まれる運転維持費（申請日が属する年度の物価・金利変動等の補正後の値。）に対して0.5倍を上限。

※16：応札年度前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値）/申請日が属する年の前年の国内企業物価指数（総平均、年平均値）。なお、容量提供事業者が応札時に運転維持費を自動補正の項目として選択していない場合は1とする。可変費部分については、別紙1の可変費の補正方法により応札年度前年の数値に補正する。

※17：物価・金利変動等に伴う契約単価の補正方法において、消費者物価指数（コアCPI、年平均値）を選択している場合は、「応札年度前年の消費者物価指数（コアCPI、年平均値）/申請日が属する年度前年の消費者物価指数（コアCPI、年平均値）」とする。

※18：10%は容量提供事業者の負担とする。

(2) 契約単価の算式

契約単価を次の算式に基づき算定する。

（増加金額＋期間補正後の容量確保契約金額※19）/ 契約容量 / 補正後の制度適用期間※20

※19：申請が認められた日が属する年度の翌年度から、最新の制度適用期間終了年度までに支払われる当初（物価・金利変動等の補正前）の容量確保契約金額（各年）（当該翌年度が制度適用期間開始年度以降の場合における容量確保契約金額（各年）は、資本費と資本コストについては供給力提供開始年度前年度の建設工事費デフレーター（電力、年度平均値）で補正後）の合計値。

※20：申請が認められた日が属する年度の翌年度以降の最新の制度適用期間の残余年数

別添

用語の定義

属地	：	発電量調整供給契約等を締結している一般送配電事業者の供給区域
調整不調電源	：	容量停止計画の調整業務を実施した結果、追加設備量を利用する場合、及び供給信頼度確保に影響を与える場合に、容量停止計画を調整することに応じられなかった電源
アセスメント対象容量	：	容量提供事業者又は本機関が指定した、契約電源が提供する供給力。期待容量等算定諸元一覧に記載された「提供する各月の供給力」若しくは「各月の管理容量」を指す
コマ	：	毎正時又は毎30分を起点とし、1日を48に等分割した30分間
消費税等相当額	：	消費税法の規定により課される消費税及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
週（1週）	：	土曜日を初日とした金曜日までの7日間
休日	：	土曜日、日曜日及び祝日（「国民の祝日に関する法律」に規定する休日）に加えて、1月2日～3日、4月30日～5月2日、12月30日～31日及び本機関が指定する日
平日	：	休日以外の日
営業日	：	土曜日、日曜日及び祝日（「国民の祝日に関する法律」に規定する休日）に加えて、1月2日～3日、12月29日～31日以外の日
昼間	：	8時00分以降22時00分までの時間帯
夜間	：	昼間以外の時間帯
金融機関休業日	：	日曜日及び銀行法施行令第5条第1項で定める日
供給力提供開始日	：	契約電源が、本オークションの応札価格に算入した初期投資の工事が完了した後に、供給力の提供を開始する日（契約電源によってアセスメント対象容量以上の供給力を安定的に提供できる状態となる日を指し、試運転開始日、営業運転開始日、試運転期間中のある時点（一定の負荷試験終了後など）など、事業者によって判断いただき、広域機関に通知してください。）
供給力提供開始年度	：	供給力提供開始日が属する年度
供給力提供開始時期	：	容量提供事業者が電源等情報に登録した契約電源の供給力提供開始年度
供給力提供開始期限	：	契約電源が供給力を提供開始しなければいけない期限日
制度適用期間	：	供給力提供開始年度の翌年度（供給力提供開始年度が2025年度以前となる場合は2027年度）から原則20年間の容量収入を得られる期間
対象実需給年度	：	制度適用期間のうちの特定の１年度（4月1日から翌年3月31日）
水素・アンモニアに係る価格差に着目した支援制度・拠点整備支援制度	：	資源エネルギー庁が制度整備を進める水素・アンモニアのサプライチ

ェーン構築及び供給インフラ整備を支援する制度

CCSコスト差支援措置 ： 資源エネルギー庁が制度整備を進める、事業者によるCCS事業（パイプライン案件）への投資を促すための支援措置

セキュリティ要件適合評価及びラベリング制度（JC-STAR）
： インターネットとの通信が行える幅広いIoT製品を対象として、共通的な物差しで製品に具備されているセキュリティ機能を評価・可視化することを目的とした、情報処理推進機構が運用する「IoT製品に対するセキュリティ適合性評価制度構築方針」に基づき構築された制度

支援予想金額 ： 水素・アンモニアに係る価格差に着目した支援制度・拠点整備支援又はCCSコスト差支援措置で予想される支援金額

同時落札条件付応札 ： 同一場所（託送供給等約款で定める1発電場所）、若しくは主要な共用設備を持った異なる場所の複数電源（ユニット、号機）に対し、電源ごとに応札したものの特定の応札が非落札となった場合に残りも同時に非落札とする条件を付けた応札

脱炭素化ロードマップ：本制度で落札した燃料に化石燃料、グレー水素又はグレーアンモニアを含む電源に対して、当該電源の燃料の脱炭素化への道筋を示す書類

CI値 ： 水素･アンモニアの1キログラム当たりの製造に伴い排出されるキログラムで表した二酸化炭素の量（その製造等に伴って二酸化炭素以外の温室効果ガス（地球温暖化対策の推進に関する法律（平成十年法律第百十七号）第二条第三項に規定する温室効果ガスをいう。以下同じ。）が排出される場合には、当該二酸化炭素の量に、当該二酸化炭素以外の温室効果ガスの量に当該温室効果ガスの地球温暖化係数（地球温暖化対策の推進に関する法律第二条第五項に規定する地球温暖化係数をいう。）を乗じて得た量を加えた量とする。）。を指す。なお、脱炭素燃料の混焼率の達成のリクワイアメントで求めるCI値は、第三者機関による確認を受け、水素等供給事業者の低炭素水素等の供給の促進に関する判断の基準となるべき事項（令和6年経済産業省告示第174号）第四の一に規定される方法により算定した値であること

他市場収益： 契約電源が発電した電気、契約電源が有する需給調整市場で取引する価値及び当該電気が有する非化石価値を相対契約又は卸電力取引市場等を通じて小売電気事業者又は自社の小売部門等に対して売却した際の収入から当該発電に係る可変費を減じた後の収益。また、応札価格に算入した設備や物品等を利用して、「kWh収入」、「ΔkW収入」や「非化石価値収入」以外のその他収入（LNGタンクを第三者に利用させて得た収入、燃料を転売して得た収入、CO2分離回収設備等のCCS関連設備を利用してCO2を販売して得た収入など。）を得る場合は、これらも他市場収入として扱う。なお、LNGタンクを第三者と共有する予定で自社割合分を応札価格に算入している場合は、想定される利用比率で按分する。