

2020 年度 電源Ⅱ周波数調整力 募集要綱（案）

2020 年 7 月 1 日

九州電力送配電株式会社

目 次

第1章	はじめに	1
第2章	注意事項	2
第3章	用語の定義	3
第4章	募集スケジュール	8
第5章	募集概要	9
第6章	契約申込み方法	14
第7章	契約条件	26
第8章	その他	29

第1章 はじめに

- 2016年（平成28年）4月以降のライセンス制導入に伴い、各事業者がそれぞれに課された責務を履行していくことが求められます。
- 九州電力送配電株式会社（以下、当社）は、一般送配電事業者としての役割を果たすために、主に実需給断面で周波数制御・需給バランス調整を実施するための調整力を確保するため、一般送配電事業者から専用線オンラインで調整ができる電源（電源Ⅰ-a または電源Ⅱ-a に該当するもの）を募集します。
- 本要綱では、当社の募集する調整力が満たすべき条件、契約方法等について説明します。契約後の権利義務関係等については、募集にあわせて公表する電源Ⅱ周波数調整力契約書【標準契約書】をあわせて参照してください。
なお、一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（電源Ⅰ-a）については、「電源Ⅰ周波数調整力募集要綱」に記載のとおり、別途入札による募集を行いますので、応札を希望される場合はそちらを合わせて参照してください。
- 電源Ⅱ周波数調整力契約の希望者は、本要綱に記載の作成方法のとおり、契約申込書を作成してください。

第2章 注意事項

■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、安定的に継続して電源Ⅱ周波数調整力を供給できる事業者を募集します。
- (2) 契約希望者は契約申込書を作成する際には、本要綱に記載の作成方法に準拠して、不備や遺漏等がないよう十分注意の上、読みやすく分かりやすいものを作成してください。
- (3) 契約希望者は、本要綱に定める諸条件の内容を全て了解のうえ、当社に契約申込書を提出してください。
- (4) 契約電源等が発電設備である場合、当社との間で当社託送供給等約款にもとづく発電量調整供給契約（発電量調整供給契約者と電源Ⅱ周波数調整力契約者とが同一であることは求めません。）が締結されていることが必要です。一方、契約電源等がDRを活用したものである場合、当社との間で当社託送供給等約款にもとづく接続供給契約（接続供給契約者と電源Ⅱ周波数調整力契約者とが同一であることは求めません。）が締結されていること等が必要です。
- (5) 本要綱に基づく電源Ⅱ周波数調整力契約は、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。
- (6) 契約希望者が契約申込書に記載する会社名は、正式名称を使用してください。契約希望者の事業主体者は、日本国において法人格を有するものとします。
また、ジョイント・ベンチャー等のグループで契約申込することも可能です。この場合には、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、契約申込書において参加企業すべての会社名および所在地を明らかにするとともに、当社との窓口となる代表企業を明示していただきます。なお、全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) 当社または契約者が第三者と合併または電源Ⅱ周波数調整力契約に関係のある部分を第三者へ譲渡するときは、あらかじめ相手方の承認を受けるものとします。なお、電源Ⅱ周波数調整力契約承継の詳細な取扱いについては、募集にあわせて公表する電源Ⅱ周波数調整力契約書【標準契約書】を参照してください。
- (8) 契約申込に伴って発生する諸費用（本契約申込に係る費用、契約申込書作成に要する費用、電源Ⅱ周波数調整力契約の交渉に要する費用等）は、すべて契約希望者で負担してください。
- (9) 契約申込書は日本語で作成してください。また、契約申込書で使用する通貨については円貨を使用してください。添付する書類等もすべ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。
- (10) 契約申込書提出後は、契約申込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。ただし、落札者の選定にあたり、当社が追加書類の提出を求めた場合については除きます。

■守秘義務

契約希望者および当社は、契約に関わる協議等を通じて知り得た相手方の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。

■問合せ先

本要綱の内容に関し、個別の質問がある場合は、下記の当社問合せ専用メールで受け付けます。

当社専用メール：chouseiryoku_nyusatsu@kyuden.co.jp

第3章 用語の定義

電源分類・契約関連

- 電源 I
- 電源 I 周波数調整力
- 電源 I 需給バランス調整力
- 電源 I 〃 厳気象対応調整力
- 電源 II
- 電源 III
- 電源 I 周波数調整力契約
- 電源 I 需給バランス調整力契約
- 電源 I 〃 厳気象対応調整力 (kW) 契約
- 電源 II 周波数調整力契約
- 電源 II 需給バランス調整力契約
- 電源 I 〃 厳気象対応調整力 (kWh) 契約

契約・料金関連

- 基本料金
- 従量料金
- 申出単価
- 上げ調整単価 (V1)
- 下げ調整単価 (V2)
- 起動単価 (V3)
- その他単価 (V4)
- 需給調整市場システム

需給・発電機関連

- DR (デマンドリスポンス)
- アグリゲーター
- エリア需要
- H3 需要
- 需給ひっ迫
- ブラックスタート
- 調相運転
- 専用線オンライン指令

発電機能関連

- ポンプアップ (揚水運転)
- 可変速揚水発電機
- 系統連系技術要件
- 需給バランス調整機能
- ガバナフリー運転 (GF)
- LFC・AFC・ADC
- EDC (ELD)
- DSS
- DPC (OTM)
- MWD
- 調整力ベースライン
- OP 運転
- ピークモード運転
- FCB

電源分類・契約関連

用語	定義
電源Ⅰ	一般送配電事業者があらかじめ確保する、専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除く）で調整できる電源等。 なお、常時の周波数制御および需給バランス調整に用いるため、周波数調整機能の具備を必須とするものを電源Ⅰ-a、周波数調整機能を提供することを期待されないものを電源Ⅰ-bと区分する。
電源Ⅰ周波数調整力	当社があらかじめ確保し、周波数調整機能を必須とし、周波数制御及び需給バランス制御に活用される調整力。
電源Ⅰ需給バランス調整力	当社があらかじめ確保し、周波数調整機能を期待されず、専ら需給バランス調整に活用される調整力。
電源Ⅰ ^レ 厳気象対応調整力	当社があらかじめ確保し、需給ひっ迫等必要時に、オンライン（ただし、簡易指令システムを用いたものを含む）で上げ調整指令ができる電源等（周波数調整機能の提供を期待されないもの）によって得られる調整力
電源Ⅱ	一般送配電事業者から専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除く）で調整ができる電源等（電源Ⅰを除く）。原則としてゲートクローズ以降余力がある場合に一般送配電事業者が周波数制御・需給バランス調整に利用することが可能。 なお、常時の周波数制御および需給バランス調整に用いるため、周波数調整機能の具備を必須とするものを電源Ⅱ-a、周波数調整機能を提供することを期待されないものを電源Ⅱ-bと区分する。
電源Ⅲ	一般送配電事業者からオンラインで調整ができない電源等。
電源Ⅰ周波数調整力契約	当社が周波数維持のために調整力として活用することを目的とし、電源Ⅰ-aに関して、当該契約kWの確保・待機とその対価としての基本料金支払について締結する契約。
電源Ⅰ需給バランス調整力契約	当社が需給バランス維持のために調整力として活用することを目的とし、電源Ⅰ-bに関して、当該契約kWの確保・待機とその対価としての基本料金支払について締結する契約。
電源Ⅰ ^レ 厳気象対応調整力（kW）契約	10年に1度の猛暑時等需給ひっ迫時等に需給バランス調整のための調整力として活用することを目的とし、オンライン（ただし、簡易指令システムを用いたものを含む）で上げ調整力を指令できる電源等を対象に、当該契約kWの確保・待機とその対価としての固定費支払について締結する契約
電源Ⅱ周波数調整力契約	当社が周波数維持のために調整力として活用することを目的とし、電源Ⅰ-a及びⅡ-aと締結する契約。
電源Ⅱ需給バランス調整力契約	当社が需給バランス維持のために調整力として活用することを目的とし、電源Ⅰ-b及びⅡ-bと締結する契約。
電源Ⅰ ^レ 厳気象対応調整力（kWh）契約	電源Ⅰ ^レ 厳気象対応調整力（kW）契約を締結した電源等を対象とした電力量（kWh）料金支払に関する契約

契約・料金関連

用語	定義
基本料金	別途定める電源 I 周波数調整力契約を当社と締結した電源が kW を供出するために必要な費用への対価。本要綱に基づく契約においては設定なし。ただし、後述するブラックスタート機能を提供する電源に関しては、その都度協議し設定するものとする。
従量料金	当社指令により、電源 I・II が起動・運転 (kWh) するために必要な費用への対価。本契約に基づき精算。
申出単価	従量料金を算定する際に利用する単価。燃料費等の情勢を反映するため、契約者は需給調整市場システムに毎週登録する必要がある。当社指令の種類に応じ、以下の 4 つの単価がある。 上げ調整単価 (V1)、下げ調整単価 (V2)、起動単価 (V3)、その他単価 (V4)
上げ調整単価 (V1)	当社が契約電源等に対して、出力増指令したことにより増加した kWh に乗じて支払う単価。
下げ調整単価 (V2)	当社が契約電源等に対して、出力減指令したことにより減少した kWh に乗じて受け取る単価。
起動単価 (V3)	当社が契約電源等 (発電設備を用いたものに限る) に対して指令したことにより、追加で起動または起動中止した回数に応じて必要または不要となった起動費用の単価。
その他単価 (V4)	需給ひっ迫等非常時に、当社が契約電源等に対して、定格出力以上の出力指令をした場合等、V1～V3 で設定できない事由に適用する単価。(本要綱に定める契約時に個別設定)
需給調整市場システム	需給調整市場において Δ kW (一般送配電事業者が、調整電源を調達した量で調整できる状態で確保し、必要なときに指令できる権利) を取引するためのシステム。

需給・発電機関連

用語	定義
DR (ダイヤモンドリスポンス)	本要綱においては、需給バランス調整のために、需要家側で電力の使用を抑制もしくは増加すること。(Demand Response の略)
アグリゲーター	単独または複数の、DR を実施できる需要家を集約し、それらに対する負荷制御(増または減)量・期間等を指令し、制御を実行させることにより、総計として、当社の指令に応じ、本要綱に定める要件を満たす需給バランス調整を実現する事業者(その事業者が調整力提供に当たって使用する設備を含む)。なお、需要家が自らアグリゲータとなることも可能。
エリア需要	一般送配電事業者の自らの供給区域(離島除く)で消費される電力のこと。
H3 需要	ある年における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から3日とり平均したもの。
需給ひっ迫	想定される需要に対して、供給力が不足する状態のこと。
ブラックスタート	一般送配電事業者の供給区域(離島除く)において広範囲に及ぶ停電が発生した場合、電力系統からの電力供給を受けずに発電機の起動が可能な機能を活用して発電機の起動を行なうこと。
調相運転	一般送配電事業者が自らの供給区域(離島除く)の電圧調整のために、発電機(ポンプ水車)の空転状態において力率調整を行なうことにより無効電力を供給または吸収すること。
専用線オンライン指令	一般送配電事業者が周波数調整および需給バランス調整を行うため、通信伝送ルートを通じて、直接的に、周波数調整・需給バランス調整機能を具備した電源へ運転(出力増減)を指令すること。中央給電指令所～発電所間の通信設備等が必要となる。

発電機能関連

用語	定義
ポンプアップ (揚水運転)	揚水発電所において、発電電動機を用い水車（タービン）をポンプとして利用して、下池から上池へ水を汲み上げること。
可変速揚水 発電機	発電電動機の回転速度制御を行うことにより、ポンプ水車の回転速度を変化させ、揚水量を変化させることで、ポンプアップ時でも AFC が利用できる揚水発電機のこと。
系統連系技術要件	一般送配電事業者が維持・運営する電力系統に接続する電源に求める技術的な要件。託送供給等約款の別冊にて規定。
需給バランス調整機能	電源等が接続する電力系統の需給バランス調整を目的に、出力を増減させるために必要な機能。
ガバナフリー運転 (GF)	発電機の回転速度を負荷の変動の如何にかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気または水量を自動的に調整する装置である調速機（ガバナ）により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をいう。（Governor Free の略）
LFC・AFC・ADC	定常時における電力系統の周波数および地域間連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や地域間連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を自動制御することをいう。（LFC: Load Frequency Control の略、AFC: Automatic Frequency Control の略、ADC: Automatic Dispatch Control の略）
EDC (ELD)	電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をいう。（EDC: Economic Load Dispatching Control の略、ELD: Economic Load Dispatching の略）
DSS	需給運用の一環として、発電機を電気の使用量が少ない夜間は停止し、朝起動、昼間～点灯の時間帯運転すること。1日の間に起動・停止を行うことから、日間起動停止運転という。（Daily Start up and Shut down もしくは Daily Start Stop の略）
DPC (OTM)	中央給電指令所から発電機に対して運転基準出力を指令する装置。（DPC: Dispatching Power Control の略、OTM: Order Telemeter の略）
MWD	発電機の出力指令値。（Mega Watt Demand の略）
調整力ベースライン	託送供給等約款、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン（資源エネルギー庁策定）における標準ベースライン等。 DRを実施する際、その出力増減幅の基準となる負荷消費電力または一定期間の負荷消費電力量を言い、当社託送供給等約款における損失率を考慮したものとする。
OP 運転	事業者と事前に合意のうえ、定格出力を超えて発電すること。（Over Power の略）
ピークモード運転	事業者と事前に合意のうえ、排気ガスの温度設定を通常の運転値を超過して上昇させることにより出力を上昇させる運転のこと。
FCB	送電線事故などにより電力系統から分離した場合に、発電機の出力を急速に低下させ、所内単独運転に移行する機能をいう。（Fast Cut Back の略）

第4章 募集スケジュール

■2020年度における電源Ⅱ周波数調整力契約に関する募集開始から、契約締結までの予定スケジュールは以下のとおりです。

ただし、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もあります。

日程	ステップ	説明
7/1～ 7/30	①募集の公表および 意見募集	当社は、次年度分の調整力を調達するための「電源Ⅱ周波数調整力募集要綱（案）」を策定しましたので、募集内容を公表するとともに、要綱案の仕様等について、意見募集を行います。契約希望者は、本要綱案を参照の上、各項目に対するご意見がございましたら、理由と併せて7月30日までに専用メール宛にご意見をお寄せ下さい。
●/●～ ●/●	②募集要綱の確定	当社は、意見募集で頂いた意見や関係機関の検討状況等を反映した「電源Ⅱ周波数調整力募集要綱」を制定します。
●/●～ ●/●	③契約申込みの受付 開始および契約協 議	当社は、電源Ⅱ周波数調整力契約申込みの受付、契約協議を開始します。 電源Ⅰ周波数調整力の落札者の選定および2021年度供給計画へ反映するための契約受付については、●月●日を一次締切として設定しますので、契約希望者は、本要綱に記載のとおり契約申込書を作成し●月●日までに提出してください。
●/●～	④以降、随時受付お よび契約協議	一次締切を過ぎたあとも契約申込みは随時受け付けします。契約希望者は、本要綱に記載のとおり契約申込書を作成し、提出してください。

※ 電源Ⅰ周波数調整力の募集スケジュールは「2020年度 電源Ⅰ周波数調整力募集要綱」をご参照下さい。

第5章 募集概要

■ 募集内容および電源Ⅱ周波数調整力が満たすべき要件は以下のとおりです。

(1) 募集規模	—	<p>■ 募集規模は設けておりません。 (契約申込みを受付けた電源のうち、本要綱で規定する要件を満たす電源全てと契約協議を行います。)</p>
(2) 調整力提供期間	・ 1年間	<p>■ 調整力提供期間は、2021年4月1日から2022年3月31日までの1年間としますが、調整力提供期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、調整力提供期間満了後も1年ごとに同一条件で契約が継続されるものとします。</p> <p>■ 一次募集締切以降の随時受付による契約申込みにより、4月1日以降に契約する場合の提供期間は、提供開始日から当該年度末(3月31日)までとし、契約期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、契約期間を1年間延長することとし、以降これになります。</p>
(3) 対象電源	・ 当社の系統に連系する専用線オンラインで出力調整可能な電源等	<p>■ 当社の系統(離島除く)に連系する電源(地域間連系線を経由して当社系統に接続するものを除く)で、当社中央給電指令所から専用線オンライン簡易指令システムを用いたものを除く)で出力調整可能な電源等といたします。</p> <p>■ 契約申込時点で営業運転を開始していない電源等、および当社と専用線オンライン信号の送受信を開始していない電源等の場合、電源Ⅱ周波数調整力提供期間開始までに電源等の試運転や必要な対応工事・試験が完了していることが必要です。また、電源Ⅱ周波数調整力契約において、計量器の取り付け・取り替え等の工事が必要な場合、契約期間開始までに必要な対応工事・試験が完了していることが必要です。やむを得ず契約期間開始までに必要な対応工事・試験が完了していない場合の取り扱いについては、別途協議いたします。</p>
(4) 契約単位	・ 原則、発電機単位	<p>■ 原則として発電機単位で契約しますので、契約に際して計量器の設置が必要になる場合があります。計量器の設置に係る費用は、契約者の負担とします。</p> <p>■ DRを活用した契約を希望される場合は、本要綱に定める要件を満たすことのできるアグリゲーター単位で契約申込みしていただきます。</p> <p>■ 契約者が計量単位の集約を希望する場合は個別協議させていただきます。</p>

<p>(5) 出力調整量</p>	<p>・0.5 万 kW 以上(1kW 単位)</p>	<p>■当社中央給電指令所からの専用線オンライン(簡易指令システムを用いたものを除く)による信号により、5分以内に出力調整可能な量は、0.5 万 kW 以上とします。 ※同じ募集量に対し、一定レベルの最低容量を設けなければ、契約する事業者数が相当数増加し、指令に応じるための通信設備等の設備コストの増加、起動・解列指令等の当社中給における実務対応の増加を招くことになるため、現状の設備実態等を踏まえて最低容量を設定しております。</p>
<p>(6) 設備要件</p>	<p>・周波数調整機能</p>	<p>■周波数制御・需給バランス調整機能</p> <p>契約していただく電源等については、周波数調整のため、原則として下記の機能を具備していただきます。なお、LFCおよびEDCの機能、あるいはADCの機能については、いずれかの機能を具備していただきます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ガバナフリー運転機能 タービンの调速機(ガバナ)において、系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転(ガバナフリー運転)する機能。 ・周波数変動補償機能 発電所側の周波数または回転数を検出し、変動幅が一定の基準を超過した場合に発電機の出力指令値を変化させることで、変動を補償する機能。 ・出力低下防止機能 ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備については系統周波数の低下にとともない発電機出力が低下することから、周波数 58.8Hz までは発電機出力を低下しない、もしくは一度出力低下しても回復する機能。 ・LFC 定常時における電力系統の周波数および地域間連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や地域間連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を自動制御する機能 ・EDC 電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う機能 ・ADC(自動負荷給電制御機能) 当社中央給電指令所からの出力制御信号に追従し、自動的に運転出力を調整する機能。

(6)設備要件	・周波数調整機能	■具体的な発電設備の性能は以下のとおりです。ただし、電源種別等により、必要に応じて別途協議を行うことがあります。なお、LFCおよびEDCの要件、あるいはADCの要件については、いずれかの設備要件を満たしていただきます。																											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>GTおよびGTCC火力</th> <th>その他火力発電設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ガバナフリー運転※1</td> <td>・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 5%以上(定格出力基準)</td> <td>・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 3%以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">LFCおよびEDC要件</td> <td>LFC幅</td> <td>±5%以上(定格出力基準)</td> <td>±5%以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td>LFC変化速度※2</td> <td>5%/分以上(定格出力基準)</td> <td>1%/分以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td>EDC変化速度※2</td> <td>5%/分以上(定格出力基準)</td> <td>1%/分以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td>EDC+LFC変化速度</td> <td>10%/分以上(定格出力基準)</td> <td>1%/分以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">ADC要件</td> <td>ADC範囲</td> <td>定格出力の 60%以下～定格出力</td> <td>定格出力の 40%以下～定格出力</td> </tr> <tr> <td>ADC変化速度※2</td> <td>5%/分以上(定格出力基準)</td> <td>1%/分以上(定格出力基準)</td> </tr> <tr> <td>最低出力※3</td> <td>50%以下(定格出力基準) DSS機能具備※4</td> <td>30%以下(定格出力基準)</td> </tr> </tbody> </table>		GTおよびGTCC火力	その他火力発電設備	ガバナフリー運転※1	・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 5%以上(定格出力基準)	・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 3%以上(定格出力基準)	LFCおよびEDC要件	LFC幅	±5%以上(定格出力基準)	±5%以上(定格出力基準)	LFC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)	EDC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)	EDC+LFC変化速度	10%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)	ADC要件	ADC範囲	定格出力の 60%以下～定格出力	定格出力の 40%以下～定格出力	ADC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)	最低出力※3
	GTおよびGTCC火力	その他火力発電設備																											
ガバナフリー運転※1	・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 5%以上(定格出力基準)	・速度調定率 5%以下 ・ロードリミッタまでの上げ余裕値 3%以上(定格出力基準)																											
LFCおよびEDC要件	LFC幅	±5%以上(定格出力基準)	±5%以上(定格出力基準)																										
	LFC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)																										
	EDC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)																										
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)																										
ADC要件	ADC範囲	定格出力の 60%以下～定格出力	定格出力の 40%以下～定格出力																										
	ADC変化速度※2	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)																										
最低出力※3	50%以下(定格出力基準) DSS機能具備※4	30%以下(定格出力基準)																											
<p>※1 定格出力付近など要件を満たせない出力帯については、別途協議。</p> <p>※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。</p> <p>※3 気化ガス処理などにより最低出力要件を満たせない場合には別途協議。</p>																													

		<p>※4 日間起動停止運転(DSS)は、発電機解列～並列まで8時間以内で可能なこと。</p>
	<p>・信号</p>	<p>■契約していただく電源等については、周波数調整機能に必要な信号を受信する機能及び、必要な信号を送信する機能を具備していただきます。</p> <p>当該機能については電力制御システムに該当するため、情報セキュリティ対策として「電力制御システムセキュリティガイドライン」への準拠が必要になります。(改訂の際には速やかに最新版を参照および最新版に準拠いただくものとします。)</p> <p>加えて、当社の電力制御システムに接続することになるため、当社が定めるセキュリティ要件に従っていただきます。</p> <p>●受信信号</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ADC指令値 ・ADC制御モード など <p>●送信信号</p> <ul style="list-style-type: none"> ・現在出力 ・ADC使用/除外 など
(7)運用要件	<p>・需給運用への参加</p> <p>・運用要件の遵守</p>	<p>■当社の求めに応じて契約電源等の発電等計画値(DRを活用した契約者の場合は、需要家毎の内訳を含む)や発電等可能電力、発電等可能電力量、その他運用制約等を提出していただきます。</p> <p>■ゲートクローズ後、当社が調整力の提供を求めた場合、特別な事情がある場合を除いて、これに応じていただきます。</p> <p>■当社が調整力を必要とする場合は、ゲートクローズ前であっても並解列等の指令に従っていただきます。なお、この場合も、当社託送供給等約款にもとづき提出される、発電バランスグループの発電計画値に織り込む必要はありません。</p> <p>■また、当社が必要とする調整力を契約電源等から供出できるように予め確保していただくことについて、協議をさせていただくことがあります。</p> <p>■作業等により契約電源等(発電設備を活用した電源等に限る)の出力抑制が必要となった場合は、速やかに発電計画値を制約に応じたものに変更していただきます。</p> <p>■トラブル等、不具合の発生時には、速やかに当社へ連絡の上、遅滞なく復旧できるよう努めていただきます。</p>
(8)その他	<p>・技術的信頼性</p>	<p>■申込していただく設備等については、発電事業者であれば発電実績を有すること、DR事業者であればDR実績(DR実証試験による実績を含む)を有すること、またはそれぞれの実績を有する者の技術支援等により、電源II周波</p>

(8)その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 技術的信頼性 	<p>数調整力の供出を継続的に行なううえでの技術的信頼性を確保していただきます。</p> <p>■設備要件、運用要件を満たしていることを確認するために、当社が以下の対応を求めた場合は、その求めに応じていただきます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・試験成績書の写し等、電源等の性能を証明する書類等の提出。 ・当社からの、専用線オンライン指令による性能確認試験の実施。 ・現地調査、および現地試験。 ・その他、当社が必要と考える対応。 <p>■電源Ⅱ周波数調整力提供期間において、定期点検の結果等により、契約電源等の機能等に変更があった場合は、適宜、当社に連絡していただきます。</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源等が準拠すべき基準 	<p>■契約申込していただく電源等については、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。</p>

第6章 契約申込み方法

■契約希望者は、下記のとおり、契約申込書を募集期間内に2部（本書1部、写し1部）提出して下さい。

1 契約申込書の提出

ア 提出書類	様式1『契約申込書』および添付書類
イ 提出方法	提出書類は部単位にまとめ、一式を、それぞれ封緘、封印のうえ持参してください。なお、当社は契約申込書受領時に受領書を発行いたしますので、持参者は本人の印鑑（認印で可）をお持ちください。
ウ 提出場所	福岡県福岡市中央区渡辺通二丁目1番82号 九州電力送配電株式会社 系統技術本部 運用計画グループ
エ 募集期間	一次募集：2020年●月●日（●）～2020年●月●日（●） ・受付時間は、土・日・祝日を除く平日の午前10時～午前12時および午後1時～午後4時とさせていただきます。 ・提出手続きを円滑に進めるため、お手数をおかけいたしますが、ご提出の際には事前に当社までご連絡をお願いします。 ・一次応募期間を過ぎた後も契約申込みは随時受け付けます。契約希望者は、本要綱に記載のとおり契約申込書を作成し、提出してください。 <ご連絡先> 九州電力送配電株式会社 系統技術本部 運用計画グループ 電話：092-761-3340（代表）
オ 申込みを無効とするもの	・記名捺印のないもの ・提出書類に虚偽の内容があったもの

2 契約申込書の添付書類

契約申込書に以下の書類を添付し提出してください。

なお、様式のあるものは別添様式に従って作成してください。

- (1) 契約者の概要（様式2）
- (2) 電源等の仕様（様式3-1、3-2、3-3）
- (3) 周波数調整機能（様式4-1、4-2）
- (4) 発電設備の主要運用値・起動停止条件（様式5-1、5-2、5-3）
- (5) 電源等の運転実績について（様式6）
- (6) 運用条件に関わる事項（様式7）
- (7) 契約申込書に押捺した印章の印鑑証明書

※申込書および添付書類において使用する言語は日本語、通貨は日本円としていただきます。

(1) 契約申込書 (様式1)

20●●年●月●日

契 約 申 込 書

九州電力送配電株式会社

代表取締役社長 廣渡 健殿

会社名 ●●株式会社

代表者氏名 ●●●● 印

九州電力送配電株式会社が公表した「2020年度電源Ⅱ周波数調整力募集要綱」を承認し、下記のとおり申込みます。

記

1. 申込み契約

電源Ⅱ周波数調整力契約

2. 対象発電機等 ●●発電所 ●号機

●●発電所 ●号機

※DRを活用した電源等については、アグリゲーター名を記載

3. 調整力提供期間

20●●年●月●日 ～ 20●●年●月●日

4. 提出書類

- (1) 契約申込書 (本書)
- (2) 契約者の概要
- (3) 電源等の仕様
- (4) 周波数調整機能
- (5) 発電設備の主要運用値・起動停止条件
- (6) 電源等の運転実績について
- (7) 運用条件に関わる事項
- (8) 契約申込書に押捺した印章の印鑑証明書

(2) 契約者の概要 (様式2)

契約者の概要

会 社 名	●●株式会社
業 種	●●
本 社 所 在 地	●●県●●市●●町●●番
設 立 年 月 日	19●●年●●月●●日
資 本 金 (円)	●, ●●●
売 上 高 (円)	●, ●●●
総 資 産 額 (円)	●, ●●●
従 業 員 数 (人)	●, ●●●
事 業 税 課 税 標 準	<input checked="" type="radio"/> 収入割を含む ・ <input type="radio"/> 収入割を含まない

(作成にあたっての留意点)

- ・業種は、証券コード協議会の定める業種別分類(33業種)に準拠してください。
- ・契約主体が、合弁会社の場合や契約後に設立する新会社である場合は、代表となる事業者に加えて関係する事業者についても、本様式を提出してください。また、あわせて会社概要を示した資料(パンフレット等)を添付してください。
- ・資本金、売上高、総資産額、従業員数は、直前の決算期末の値(単独決算ベース)を記入してください。
なお、契約後に新会社等を設立する場合は、契約時点で予定している資本金等を可能な限り記入してください。
- ・契約者が適用する事業税課税標準について、該当するものを○(マル)で囲んでください。

(3) 電源等の仕様 (様式3-1)

発電設備の仕様 (火力発電機)

1 発電機の所在地

- (1) 住所 ○○県○○市○○町○○番○
(2) 名称 ○○火力発電所 ○号発電機
(3) 受電地点特定番号 ○○

2 営業運転開始年月日 20●●年6月30日

3 使用燃料・貯蔵設備等

- (1) 種類 LNG
(2) 発熱量 44.7×10^6 (kJ/t)
(3) 燃料貯蔵設備 総容量 100.0 千 (kl)
タンク基数 6 基
備蓄日数 10 日分 (100%利用率)
(4) 燃料調達計画

4 発電機

- (1) 種類 (形式) コンバインドサイクルガスタービン
(2) 定格容量 800,000kVA
(3) 定格電圧 25kV
(4) 連続運転可能電圧(定格比) 97%~103%
(5) 定格力率 90%
(6) 周波数 60Hz
(7) 連続運転可能周波数 58.5Hz~60.5Hz

5 熱効率、所内率

- (1) 発電端熱効率 38.8% (HHV)
(2) 送電端熱効率 37.2%
(3) 所内率 4.0%

6 その他機能の有無

- (1) ブラックスタート 有 ・ 無
(2) FCB 運転機能 有 ・ 無
(3) DSS 機能 有 ・ 無

○発電機の性能 (発電機容量、周波数調整機能に必要な信号を送受信する機能) を証明する書類を添付してください。

(3) 電源等の仕様 (様式3-2)

発電設備の仕様 (水力発電機)

- 1 発電機の所在地
 - (1) 住所 ○○県○○市○○字○○番○
 - (2) 名称 ○○水力発電所 ○号発電機
 - (3) 受電地点特定番号 ○○

- 2 営業運転開始年月日 20●●年 11月 30日

- 3 最大貯水容量 (発電所単位で記載) 9,000 (10³m³)

- 4 発電機
 - (1) 種類 (形式) 揚水式
 - (2) 定格容量 279,000kVA
 - (3) 定格電圧 13.2kV
 - (4) 連続運転可能電圧 (定格比) 97%~103%
 - (5) 定格力率 90%
 - (6) 周波数 60Hz
 - (7) 連続運転可能周波数 58.5Hz~60.5Hz

- 5 所内率 4.0%

- 6 その他機能の有無
 - (1) ブラックスタート 有 ・ 無
 - (2) ポンプアップ 有 ・ 無
 - (3) 可変速揚水運転機能 有 ・ 無
 - (4) 調相運転機能 有 ・ 無

○発電機の性能 (発電機容量、周波数調整機能に必要な信号を送受信する機能) を証明する書類を添付してください。

(3) 電源等の仕様 (様式3-3)

電源等の仕様 (DRを活用した電源等)

- 1 アグリゲーターの所在地・名称
 - (1) 住所 〇〇県〇〇市〇〇字〇〇番〇
 - (2) 名称 〇〇

- 2 一般送配電事業者以外に、需要抑制により生じる供給力を提供するか否か
 - 本要綱に基づく一般送配電事業者への提供のみを実施する
 - ・一般送配電事業者以外の小売事業者へも提供する
 - (該当するものを○ (マル) で囲んでください)

3 電源等の設備一覧 (アグリゲーターが集約する需要家等の一覧)

電源等の名称	●●
住所	●●●●県●●●●市●●●●字●●●●番
供出電力 (kW) ※1	●●
供給地点特定番号	●●
電源等種別 ※2	(自家発等) 電源 ・ <input checked="" type="radio"/> 需要抑制
供出方法	工場ラインの一部停止
契約者からの指令手段	電話連絡・運転員手動遮断
電源設備または 負荷設備の仕様	受電電圧：●kV 電源の場合：発電設備の仕様、起動カーブ等 需要抑制の場合：負荷設備の容量、制御方法等
計量器の有無 ※3	<input checked="" type="radio"/> 有 ・ 申請中

(作成にあたっての留意点)

○電源等が複数の場合は、欄を追加の上、記載してください。

○契約電力を変更しないことを前提に落札者選定後の需要家の追加、差し替えは可能とします。

※1 供出電力 (kW) が、電源設備または負荷設備の容量 (送電端値) 以下であることが必要です。

同一の設備 (または需要家) を他の契約と共有する場合は、それらの供出電力 (kW) と供出電力量 (kWh) が重複しておらず、明確に区別・区分されることが前提となり、それぞれの契約への供出電力 (kW) の合計値が、当該設備 (または需要家) 容量 (送電端値) 以下となっているかを確認させていただきます。そのため、当該設備 (または需要家) からの調整力供出電力・供出電力量の区分方法などが分かるものを当社の通知の翌日から起算して5営業日以内に提出願います。(様式は問いません。)

同一設備 (または需要家) を共有する他の契約にも同様の資料を提出いただいた上で、それぞれの調整力供出電力を確実に供出いただけることを確認させていただきますが、その内容が確認できない場合は (それぞれの契約での当該設備 (または需要家) からの調整力供出 (電力 (kW) / 電力量 (kWh)) の現実性が確認できない場合) は、当該設備 (または需要家) を契約内容として勘案しません。(需要家等の対象から除外します。)

※2 該当するものを○ (マル) で囲んでください。

※3 約款に基づく計量器の有 (ただし調整力ベースラインの設定、ならびに、当社からの指令に基づく調整力ベースラインからの出力増減が特定できる計量器に限ります。)、もしくは当社に事前に計量器取り付け・取り替えを申請中である場合、申請中を○ (マル) で囲んでください。

(4) 周波数調整機能 (様式 4-1)

LFC および EDC 要件の場合

発電機名	定格出力 (MW)	OP 運転時 最大出力 (MW)	ピークモード 運転時 最大出力 (MW)	GF 調定率 (%)	LFC 幅 ^{※1} (MW)	EDC 変化 速度 ^{※2} (MW/分)	周波数変動 補償機能	最低出力 (MW)	LFC 運転 可能出力 帯切替所 要時間 ^{※3} (分)	緊急時変 化速度 ^{※4} (MW/分)
				GF 幅 ^{※1} (MW)	LFC 変化 速度 ^{※2} (MW/分)	EDC+LFC 変 化速度 ^{※2} (MW/分)	出力低下防 止機能			
●●発電所 ●号機	700	700	700	4.5%	80	21	有	210	10	210
				40	21	21	有			

※1 出力により GF 幅、LFC 幅に差がある場合には区分して記載してください。

※2 出力により変化速度に差がある場合には区分して記載してください。

※3 運転可能出力帯切替時に、補機の起動・停止で時間を要するユニットがある場合に記載してください。

※4 現地操作にて、出力上昇、降下させる場合の出力変化速度を記載してください。

○上記機能を証明する書類の添付が必要。

(4) 周波数調整機能 (様式 4-2)

ADC 要件の場合

発電機名	定格出力 (MW)	OP 運転時 最大出力 (MW)	ヒートモード 運転時 最大出力 (MW)	GF 調定率 (%)	ADC 幅 ^{※1} (MW)	周波数変動 補償機能	最低出力 (MW)	ADC 運転 可能出力 帯切替所 要時間 ^{※3} (分)	緊急時変 化速度 ^{※4} (MW/分)
				GF 幅 ^{※1} (MW)	ADC 変化 速度 ^{※2} (MW/分)	出力低下防 止機能			
●● 発電所 ●● 号機	700	700	700	4.5%	80	有	210	10	210
				40	21	有			

※1 出力により GF 幅、ADC 幅に差がある場合には区分して記載してください。

※2 出力により変化速度に差がある場合には区分して記載してください。

※3 運転可能出力帯切替時に、補機の起動・停止で時間を要するユニットがある場合に記載してください。

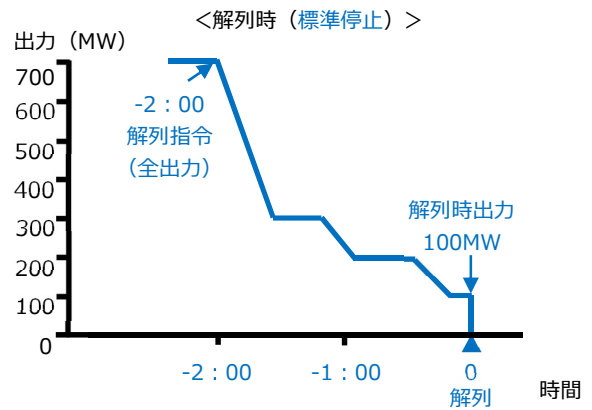
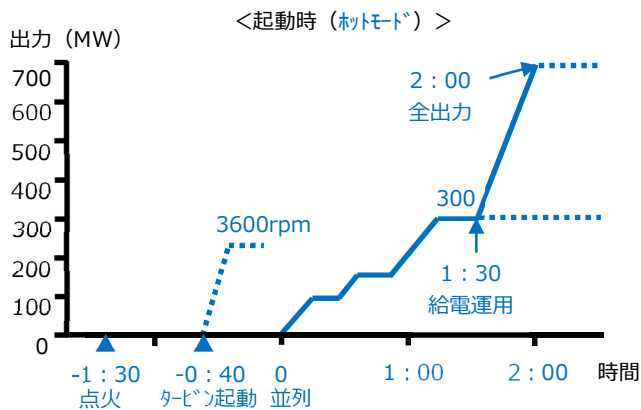
※4 現地操作にて、出力上昇、降下させる場合の出力変化速度を記載してください。

○上記機能を証明する書類の添付が必要。

(5) 発電設備の主要運用値・起動停止条件 (様式5-1)

火力発電機の場合

発電機名	認可 最大 出力 (MW)	起動								停止				その他制約		
		区分	停止 時間	指令〜フル出力 (並列時間基準)				給電運用		標準停止		冷却停止		運転 可能 時間 (時間)	起動 可能 回数 (回)	
				起動 指令	ボイラ 点火	タービン 起動	並列	定格 出力	並列 から	出力 (MW)	定格出 力〜解 列	解列時 出力 (MW)	定格出 力〜解 列			解列時 出力 (MW)
●● 発電所 ●号 発電機	700	ベリー ホット	2H 以内	-1H 30M	-1H	-30M	0	1H 30M	1H	300	2H	100	1H 30M	100	8000	200
		ホット	8H 以内	-3H	-1H 30M	-40M	0	2H	1H 30M	300						
							



(作成にあたっての留意点)

- 発電機に複数の起動区分がある場合、全ての起動区分 (ベリーホット、ホット等) を記載してください。

(5) 発電設備の主要運用値・起動停止条件 (様式5-2)

水力発電機の場合

発電所名	認可最大出力 (MW)	最低出力 (揚水動力) (MW)	使用 水量 (m ³ /s)	発電・揚水容量				※ 揚水総 合効率 (%)	貯水池 名称	貯水池容量 (10 ³ m ³)	フル発電 可能時間 (時間)	8時間 継続可能 出力 (MW)	※ 揚発 供給力 (MW)	指令～並列 時間 (分)	
				号機	発電 (MW)	※ 揚水 (MW)	使用 水量 (m ³ /s)							発電	※ 揚水
B発電所	1500	750 (1560)	375	1	250	260	62.5	73	上池 下池	9,000 9,000	6.7	1100	1500	3	8

発電所単位で記載

発電機単位で記載

発電所単位で記載

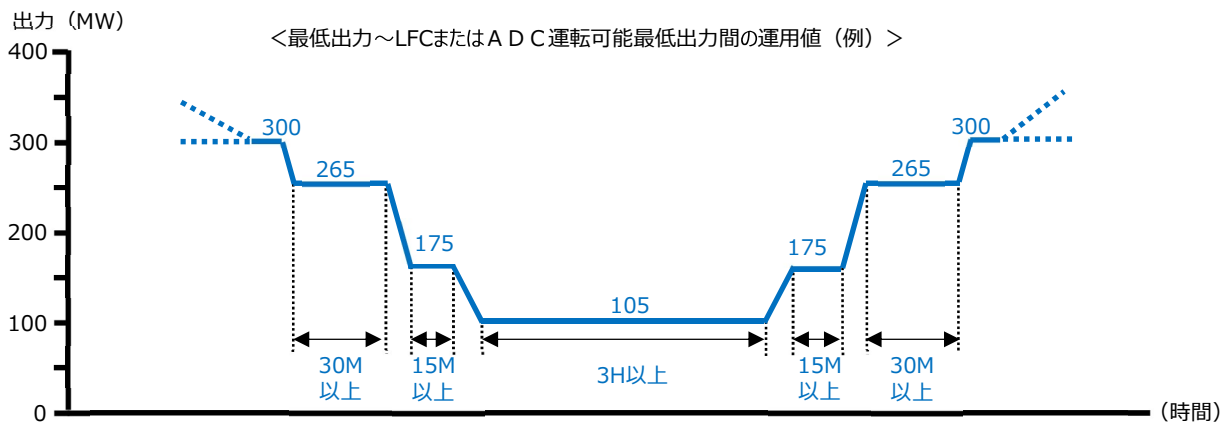
電源Ⅱ周波数調整力契約電力
あたりで記載

※揚水式水力発電所の場合に記入してください。

5) 発電設備の主要運用値・起動停止条件 (様式 5-3)

火力発電機の場合 (「最低出力～LFC または ADC 運転可能最低出力」の運用値)

発電機名	認可最大出力 (MW)	最低出力 (MW)	ADC 運転可能最低出力 (MW)	「最低出力～LFC または ADC 運転可能最低出力」の運用値			備考
				出力 (MW)	運転継続必要時間	出力変化速度 (MW/分)	
●●発電所 ●号発電機	700	105	300	300	—	(300～265) 21	「105MW」からの出力上昇時は、出力上昇の○時間前までに予告要
				265	30M 以上	(265～175) 21	
				175	15M 以上	(175～105) 10	
				105	3H 以上		



※最低出力と LFC または ADC 運転可能最低出力が同じ場合は、記載不要。

(6) 電源等の運転実績について (様式6)

電源等の運転実績について

○電源II周波数調整力を供出する電源等の運転実績(前年度以前実績)について記入してください。(DRを活用して契約を希望される場合、当社との瞬時調整契約の実績や、過年度の調整力契約実績、DR実証事業^{※1}などへの参画実績等を記載ください。)

- ※1 一般社団法人新エネルギー導入促進協議会が公募した H26 年度次世代エネルギー技術実証事業費補助金(補正予算に係るもの)のうち、「C. エネルギーマネジメントシステムの構築に係る実証事業、C-1. ネガワット取引に係るエネルギーマネジメントシステム構築と実証」、一般財団法人エネルギー総合工学研究所が公募した(H28年度)バーチャルパワープラント構築実証事業のうち、「B. 高度制御型ダイヤモンドリスポンス実証事業、B-1. 一般送配電事業者が活用するネガワット取引の技術実証」、および、(H29年度)バーチャルパワープラント構築実証事業のうち、「需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築実証事業、A事業. VPP構築実証事業」、一般社団法人環境共創イニシアチブが公募した(平成30年度)需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築実証事業のうち、「B-1. VPPアグリゲーター事業」を指します。

- ※2 運転実績等のない場合は、本要綱で求める要件を満たしていることを証明できる書類ならびに発電機等の試験成績書を提出してください。

設備運転実績

電源等名称	●●発電所
出力/総使用量	●●, ●●●●kW
営業運転開始年月	20●●年 ●●月
運転年数	●●年 ●●ヶ月 (20●●年●●月末時点)
総発電電力量/総使用電力量	●●, ●●●●kWh(20●●年●●月末時点)
設備利用率 ^{※3}	約●●%

- ※3 DRを活用して応札される場合は、記載不要です。

DRにおける瞬時調整契約等の実績

DR 実績	契約(実証参画)期間
●●	●●年●●月～●●年●●月
▲▲	▲▲年▲▲月～▲▲年▲▲月
■	■年■月～■年■月

- ※4 複数のDR実績が該当する場合は、それぞれについて記載するとともに、当該契約または実証事業参画のエビデンスを添付してください。

○定期検査の実績について記入してください。

○契約申込された電源Ⅱ周波数調整力の調整力供出能力・性能を把握する為、契約開始前に、契約申込者の負担において、調整力発動試験を実施いたします。
ただし、上記運転実績等をもって、調整力供出能力・性能の把握が可能な場合、当社の判断において、調整力発動試験を省略することがあります。
また、契約申込者が上記以外のエビデンスによって調整力供出能力・性能を示すことを申し出、当社が認める場合、当該エビデンスをもって、調整力発動試験を省略することがあります。

(7) 運用条件に関わる事項 (様式7)

運用条件に関わる事項

運 転 管 理 体 制	※当社中央給電指令所からの給電指令に対応するための運転管理体制 (運転要員、緊急連絡体制等) について記入してください。
給電指令対応システム	※当社中央給電指令所からの専用線オンライン指令に対応するためのシステム概要について記入してください。(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等。なお、DR を活用して契約申込される場合は、アグリゲーターが当社からの信号を受信し、個別需要家等への指令を行うまでの方法も含めて記入してください。)
そ の 他	※その他、起動や解列にかかる制約 (同一発電所における同時起動制約等)、条例による制約等、特記すべき運用条件等がありましたら、記入してください。

第7章 契約条件

■電源Ⅱ周波数調整力契約における主たる契約条件は以下のとおりです。

(1) 契約期間	<ul style="list-style-type: none"> 電源Ⅱ周波数調整力契約締結の日から当該契約に基づく全ての債務の履行が完了した日まで 	<ul style="list-style-type: none"> 契約期間は、電源Ⅱ周波数調整力契約締結の日から当該契約に基づく全ての債務の履行が完了した日までといたします。 契約期間満了の3ヶ月前までに契約解除の申し出がない場合は、契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものとします。
(2) 基本料金	—	<ul style="list-style-type: none"> 本契約に基本料金の設定はありません。 ただし、ブラックスタート機能を供出することについて、当社と合意した場合は、その機能維持にかかる費用を当社が負担します。
(3) 従量料金	<ul style="list-style-type: none"> 当社指令による kWh 調整費用を各月毎に支払い 	<ul style="list-style-type: none"> 当社指令に従って運転したことにとりあう kWh 調整費用を各月ごとにお支払いいたします。 イ 契約者は、契約期間の開始までに、ロの単価の登録が期限までに行なわれなかった場合に適用する上げ調整単価、下げ調整単価、起動費（発電設備に限ります。）の単価、その他単価（以下、総称して「初期登録単価」といいます。）およびその算定基準となる火力発電機の熱消費量特性曲線より求めた定数（火力発電機を用いた契約者に限ります。以下、「abc 定数」といいます。）をあらかじめ需給調整市場システムに登録していただきます。初期登録単価に変更が生じた場合は、需給調整市場システムに再登録していただきます（契約設備が需給調整市場における取引に用いられない場合（需給調整市場に関する契約が締結されていない場合）であっても、ロの単価含め需給調整市場システムへの登録が必要です。）。 ロ 契約者は、毎週火曜日 14 時まで、週間単位（当該週の土曜日から翌週金曜日まで）の料金に適用する上げ調整単価、下げ調整単価、起動費（発電設備に限ります。）の単価、その他単価および abc 定数（火力発電機を用いた契約者に限ります。）を、需給調整市場システムに登録（上げ調整単価および下げ調整単価、その他単価の単位は円/kWh とし、銭単位まで、起動費の単価は円単位で、それぞれ登録いただきます。）していただきます。 なお、当該期限までに単価の登録が行なわれなかった場合、初期登録単価を適用することといたします。 また、各単価については、コストを踏まえた設定とさせていただきます。

		<p>ハ ロの単価登録以降にロで登録した単価を変更する場合は、約款にもとづく当日計画の提出締め切りまでに行なっていただきます。</p> <p>ただし、契約設備が電源 I' 廠気象対応調整力の提供に関する契約が締結されている場合、または需給調整市場における取引に用いられる場合(需給調整市場に関する契約が締結されている場合)の当該変更期限は、当該契約の規定によるものとします。</p> <p>ニ イおよびロの単価登録やハの単価変更をする際は、以下のとおりとしていただきます。</p> <p>(イ) 発電機を用いた契約者の場合</p> <p>最低出力から最大出力までの間において、常に上位の出力帯の単価が下位の出力帯の単価を上回るように登録していただきます。なお、最低出力未満はこの限りではありません。</p> <p>(ロ) DR を活用した契約者の場合</p> <p>常に上位の供出電力帯の単価が下位の供出電力帯の単価を上回るように登録していただきます。</p> <p>なお、出力帯および供出電力帯は、最下限值 0kWh から登録していただきます(最下限値が 0kWh 以外の場合は、最下限値を 0kWh とみなし料金の算定を行います。)</p> <p>ホ 当社指令による上げ調整費用(上げ調整量×上げ調整単価)、下げ調整費用(下げ調整量×下げ調整単価)、起動費等に係る料金を各月毎に、調整力を提供した翌々に精算します。</p> <p>へ 当社指令により揚水運転を行なうために要した託送料金を各月毎に精算します。</p> <p>ト 発電機の空転状態による調相運転機能を有する場合は、調相運転を行ったことにより増加した有効電力量損失相当分等の応分の費用を各月毎に精算します。</p> <p>チ その他、本項目に定めのない費用について、当社が必要と認めた場合には、別途協議のうえ、お支払いいたします。</p> <p>リ 契約設備が需給調整市場における取引に用いられる場合(需給調整市場に関する契約が締結されている場合)は、イ、ロおよびハの単価にもとづき、従量料金を需給調整市場における調整電力量料金とあわせて算出し、精算いたします。</p> <p>※イおよびロの単価登録やハの単価変更をする際</p>
--	--	---

		<p>に需給調整市場システムを使用するため、当該システムを利用するために必要となる機材等を、契約希望者の責任と負担において用意していただきます（当該機材等の購入費用や通信設備の施設に係る費用等、需給調整市場システムの利用に係る費用については、すべて契約希望者の負担といたします。）。</p> <p>また、単価登録および単価変更をするために必要となる電源等データ等その他の情報についても、あらかじめ需給調整市場システムに登録していただきます。</p> <p>なお、需給調整市場運営者が定める操作方法に従い操作し、需給調整市場システムを通じて行なわれた処理について、一切の責任を負っていただきます。需給調整市場システムに関する詳細については、需給調整市場における取引規程等をご確認ください。</p>
<p>※ (2) (3) について、消費税等相当額は、外税方式によりお支払いいたします。また、契約者の事業税に収入割を含む場合、イ、ロおよびハで登録・変更する上げ調整単価および起動費の単価は、あらかじめ需給調整市場システムへ登録した収入割に相当する率から算出される収入割相当額分を控除したものとしてください。料金支払い時に事業税相当額（収入割に相当する金額に限ります。）を加算いたします。</p> <p>一方、当社が支払いを受ける場合は、料金支払い時に、消費税等相当額ならびに事業税相当額（収入割に相当する金額に限ります。）を加算していただきます。</p>		
(4) 計量器	<ul style="list-style-type: none"> ・原則として、発電機毎に計量器を設置 	<ul style="list-style-type: none"> ■原則として発電機ごとに記録型等計量器を取り付け、30分単位で計量を実施します。 ■発電機ごとに計量できない場合は、別途協議により計量値の仕訳を実施します。 ■送電端と異なる電圧で計量を行なう場合は、別途協議により定めた方法により、計量値を送電端に補正したうえで調整電力量の算定を行ないます。 ■計量器の取り付けが必要な場合、計量器は当社が選定し、原則として、当社の所有として当社が取り付け、その工事費の全額を契約者から申し受けるものとします。 ■DRを活用した契約を希望される場合は、当社託送供給等約款にもとづく計量器を用いて、調整力ベースラインの設定、ならびに、当社からの指令にもとづく調整力ベースラインからの出力増を特定できることを前提とし、本要綱のみにもとづく計量器の設置は不要です。具体的には、アグリゲーターが集約する需要家等の状況（計量器の種類（例えば30分計量の可否等）・設置形態等）を踏まえ、個別協議させていただきます。
(5) 運用要件	<ul style="list-style-type: none"> ・需給運用への参加 ・運用要件の遵守 	<ul style="list-style-type: none"> ■契約者は、契約電源等について本要綱第5章に定める運用要件を満足させる必要があります。また、特別の事情

		がある場合を除き、当社の指令に従って運用していただきます。
(6) 契約解除	<ul style="list-style-type: none"> ・ 契約の遵守を著しく怠った場合、契約を解除可能 	<ul style="list-style-type: none"> ■ いずれか一方が契約の遵守を著しく怠った場合、その相手方が契約履行の催告を行い、催告後、30日を経過しても契約を履行しなかった場合、契約を解除することができるものとします。 ■ いずれか一方が、本契約に定める規定に違反し、その履行が将来にわたって客観的に不可能となった場合、または次の項目に該当する場合、契約者または当社は、違反または該当した相手方に対して何らの催告を要することなく、電源Ⅱ周波数調整力契約を解除することができます。 <ul style="list-style-type: none"> イ 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 ロ 強制執行、差押、仮差押、競売等の申立てがあった場合 ハ 手形交換所から取引停止処分を受けた場合 ニ 公租公課の滞納処分を受けた場合 ■ 契約の解除によって損害が発生する場合、その責めに帰すべき者は相手方の損害賠償の責を負うこととします。
(7) アグリゲーターの要件	<p>アグリゲーターが電源Ⅱ周波数調整力契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ アグリゲーターが当社指令に応じて電源Ⅱ周波数調整力を提供すること。 ■ アグリゲーターが供出する電源Ⅱ周波数調整力が5,000kW以上であり、かつ、アグリゲーターが複数の需要家を束ねて電源Ⅱ周波数調整力を供出するときは、需要家ごとの調整量が1kW以上であって、次のいずれにも該当すること。 <ul style="list-style-type: none"> イ 調整力の安定かつ適正な供出を確保するための適切な需給管理体制及び情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。 ロ 需要家の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。 ハ 需要家と電力需給に関する契約等を締結している小売電気事業者等が供給力を確保するよう、当該小売電気事業者とアグリゲーターとの間で、適切な契約がなされていること。 ■ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。 ■ 電源Ⅱ周波数調整力の算定上、需要場所が当社託送供給等約款（計量）（技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情があつて、計量器をとりつけない事業者等）に該当しないこと。 ■ アグリゲーターが、需要家に当社の託送供給等約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要家が当該約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。 	

	■需要家と電力需給に関する契約等を締結している小売電気事業者等が、当社託送供給等約款附則（契約の要件等についての特別措置）の適用を受けていないこと。
--	--

第8章 その他（上げ単価・下げ単価の設定について）

■電源Ⅱ周波数調整力契約を締結した調整電源（事業者）は、当社の指令に応じる kWh 対価を予め提示していただきます。

イ 発電設備を活用した場合

精算時は、GC 時点の計画値と実績との差分電力量に以下の kWh 対価（V1、V2、V4）を乗じて対価を算定します。

- V1：上げ調整を行った場合の増分価格（円/kWh）を出力帯別に設定
- V2：下げ調整を行った場合の減分価格（円/kWh）を出力帯別に設定
- V4：OP 運転、ピークモード運転を行った場合の定格出力を超えた出力帯の増分価格（円/kWh）

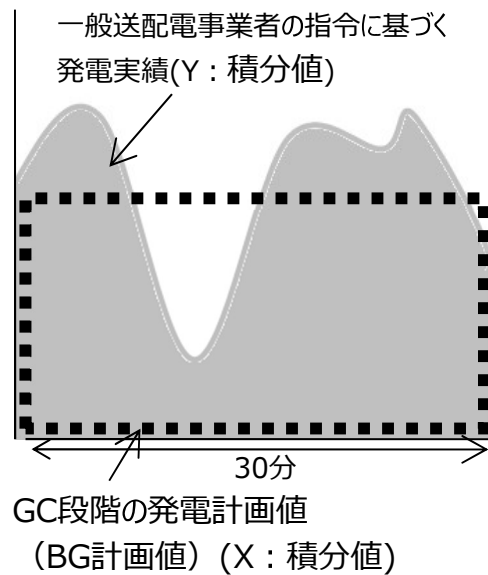
ロ DR を活用した場合

精算時は、実績電力量に当社託送供給等約款における損失率を考慮したものと、調整力ベースラインとの差分に、以下のキロワット時対価（V1、V2）を乗じて対価を算定します。

- V1：上げ調整を行った場合の増分価格（円/kWh）を出力帯別に設定
- V2：下げ調整を行った場合の減分価格（円/kWh）を出力帯別に設定

■当社の指令に応じる kWh 対価については、週 1 回需給調整市場システムに登録（火曜日 14 時まで）していただきます。

なお、入船トラブル・燃料切替時、ユニット効率低下時等、緊急的に変更が必要な場合は変更協議を行います。



「託送供給等約款」上、BG 計画に基づき発電したとみなした上で、調整電源と一般送配電事業者の対価の授受として

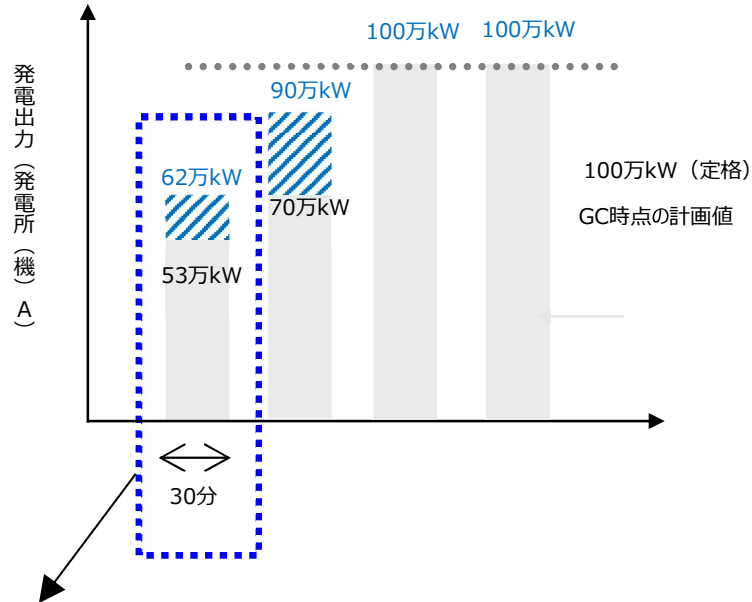
- $Y-X>0$ の場合
 - － 差分 $\times V1$ を一般送配電事業者が事業者に支払い
- $Y-X<0$ の場合
 - － 差分 $\times V2$ を一般送配電事業者が事業者から受領
($Y-X=0$ の場合は対価発生せず)
- 一般送配電事業者が BG 計画と異なる起動を指令した場合
 - － $V3$ を一般送配電事業者が事業者に支払い
(起動を回避できた場合は、 $V3$ を事業者が一般送配電事業者支払い)

上記において、DR を活用した契約者の場合、Y を “調整力ベースラインから求まる積分値” に、X を “一般送配電事業者の指令に基づく需要実績の積分値” に読み替えます。なお、それぞれ、当社託送供給等約款における損失率を考慮したもの ($1 / (1 - \text{損失率})$ を乗じたもの) とします。

その他（上げ単価・下げ単価の設定方法と精算方法の具体例）

■V1、V2 の設定イメージと精算方法の具体例は以下のとおりです。

一般送配電事業者と事業者の精算イメージ



- ①上げの場合（計画値 53 万 kW、実績 62 万 kW）
 $(62-60) \times 10.5 + (60-53) \times 10.0 = 91$ 万円
- ②下げの場合（計画値 62 万 kW、実績 53 万 kW）
 $(62-60) \times (-10.0) + (60-53) \times (-9.5) = -86.5$ 万円
 ⇒事業者から一般送配電事業者へ 86.5 万円支払
- ※30 分コマのため、実際はこの半量（簡単のため 1 時間分として算出）

V1, V2（設定イメージ）

（上段：V1（上げ側単価）
 下段：V2（下げ側単価） [円/kWh]）

(万 kW)	発電所 (機) A	発電所 (機) B	発電所 (機) C
90 以上～100	12.0 -11.5
80 以上～90 未満	11.5 -11.0
70 以上～80 未満	11.0 -10.5
60 以上～70 未満	10.5 -10.0
50 以上～60 未満	10 -9.5
...

その他（起動費の設定方法と精算方法の具体例：発電設備を活用した事業者に限る）

■発電機を停止状態から、系統並列させる（以下、「起動」という）場合に必要となる、起動に係る費用を支払うもの。

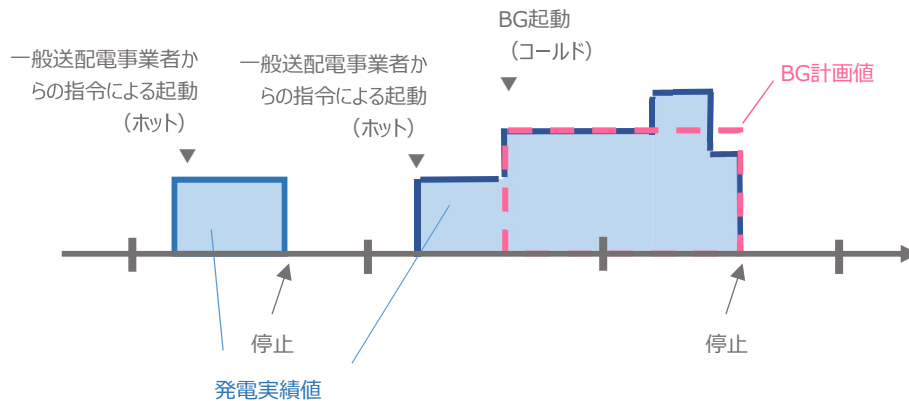
■電源II周波数調整力契約を締結した調整電源（事業者）は、当社の指令に応じる起動費（V3）を予め提示します。

精算時は、GC 時点の計画値による起動回数を各モード毎の V3 で積算した金額と、当社指令に従い実際に起動した回数を各モード毎の V3 で積算した金額の差分金額を、費用として事業者⇄一般送配電事業者間で精算します。

V3：停止から起動までの停止時間の長さに応じて設定するモード毎の起動費（円/回・機）

■契約単位（計量単位）が発電機単位でない場合の起動回数のカウント方法は、別途協議により決定します。

[精算イメージ]



	BG 計画値 によるカウント	発電実績値 によるカウント	差
ホット起動	0回	2回	2回
コールド起動	1回	0回	-1回

①BG 計画値による起動費

$$(200 \text{ 万円} \times 0 \text{ 回}) + (300 \text{ 万円} \times 1 \text{ 回}) = 300 \text{ 万円}$$

②発電実績値による起動費

$$(200 \text{ 万円} \times 2 \text{ 回}) + (300 \text{ 万円} \times 0 \text{ 回}) = 400 \text{ 万円}$$

⇒一般送配電事業者から事業者へ差分 100 万円を支払い

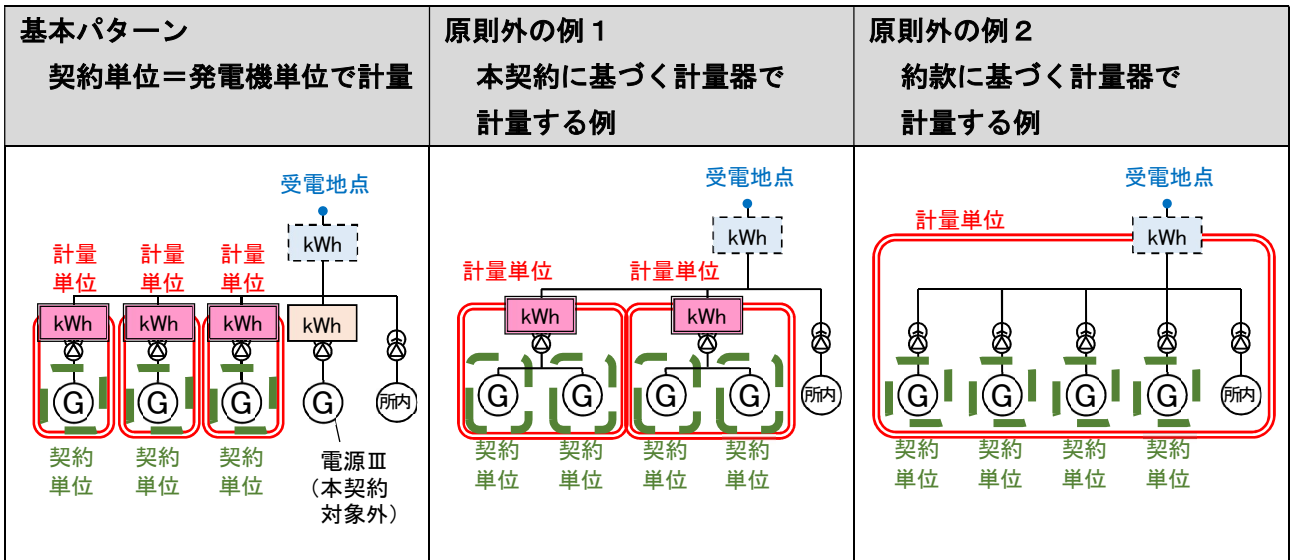
V3 (設定イメージ)

(円/回・機)

停止時間 (解列～並列まで)	発電所 (機) A	発電所 (機) B
2 時間以内 (ベリ－ホットモード)	100 万円	・・・ ・・・
8 時間以内 (ホットモード)	200 万円	・・・ ・・・
56 時間以内 (コールドモード)	300 万円	・・・ ・・・
56 時間を超える場合 (ベリ－コールドモード)	400 万円	・・・ ・・・

その他（計量単位について：発電設備を活用した事業者に限る）

- 本要綱の第5章、第7章にあるとおり、原則として発電機単位で契約しますので、契約に際して計量器の設置が必要になる場合があります。
- 計量単位の集約を希望する場合は個別に協議させていただきます。ただし、計量単位に含まれる全ての発電機と本契約を締結し、全ての発電機の調整力提供に関わる kWh 単価（V1、V2、V4）が同一であること等が条件になります。



kWh ……約款に基づく計量器
 (発電量調整契約の精算用)

kWh ……本契約に基づく計量器
 (本契約の調整電力量精算用)

その他（機能の確認・試験について）

■電源Ⅱ周波数調整力契約における、設備要件、運用要件を満たしていることを確認するために、当社が以下の対応を求めた場合、契約申込者（または電源Ⅱ周波数調整力契約者）はその求めに応じていただきます。

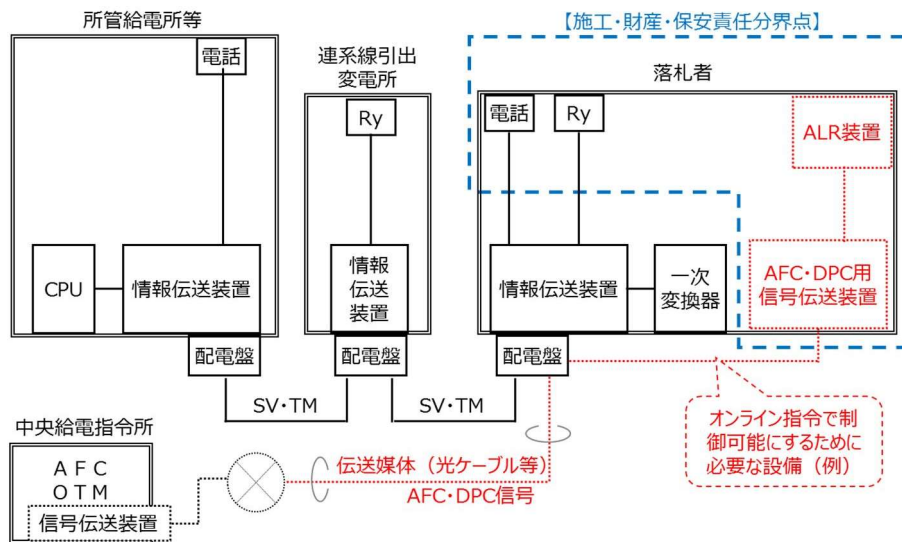
- ・試験成績書の写し等、電源等の性能を証明する書類等の提出。
- ・当社からの専用線オンライン指令による性能確認試験の実施。
- ・現地調査および現地試験。
- ・その他、当社が必要と考える対応。

機能	確認方法			試験内容（例）
	現地 確認	対向 試験	書類 確認	
ガバナフリー機能	○			■周波数偏差（速度調定率5%の場合0.3Hz）を模擬信号として発電機に与え、実出力の10%の出力変動が行えること。
LFCまたはADC機能 （自動周波数制御または自動負荷給電制御）	○	○		■LFCまたはADCの上げ下げ信号に従い、出力が出力変化速度どおりに変化すること。 ■現地での模擬入力および中央給電指令所との対向試験を実施。
OTM機能 （運転基準出力制御方式）	○	○		■発電機出力を変化させ、発電端または送電端出力の平均出力変化速度を計測し、出力変化速度が規定値以上であること。 ■現地での出力設定およびOTMによる中央給電指令所との対向試験を実施。
給電情報自動伝送		○		■中央給電指令所との対向試験を実施。
起動時間 （並列～定格出力到達） （DRを活用した契約を希望される電源等には不要）	○			■8時間停止： タービンをAPS（自動プラント起動停止制御装置）ホットモードにて起動し、 起動→100%負荷および並列→100%負荷までの時間を計測する。 ■56時間停止： タービンをAPSコールドモードにて起動し、起動→100%負荷および並列→100%負荷までの時間を計測する。 ■並列から100%出力到達までの時間が規定値以内であること。
上記以外で系統連系技術要件に定める機能			○	■発電機の性能を証明する書類等の提出で確認する。

その他（専用線オンライン指令で制御可能にするための設備について）

- (1) 本要綱に定める技術要件を満たすために必要となる、当社中央給電指令所からの専用線オンライン（簡易指令システムを用いたものを除く）指令で制御可能にする為の設備などは、契約者の費用負担にて設置いただきます。また、中央給電指令所との間で情報や信号の送受信を行う通信設備については、信頼度確保の観点から、原則として複ルート化していただきます。通信設備の財産・保安責任分界点の標準的な例（発電設備を活用した場合の例）を以下に示しますので参照して下さい。
- (2) 費用負担の範囲や負担額、工事の施工区分等、詳細については協議させていただきますので当社ネットワークサービスセンターにご相談下さい。

■ 発電設備を活用した事業者の設備例



■ DRを活用した事業者の設備例

