2026 年 11 月更新

ローカル系統における再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御に関するＦＡＱ

【全般に関する質問】

Ｑ1.　なぜこのタイミングで説明資料を掲載したのか。

Ａ1.　ローカル系統混雑における制御について弊社において，2026 年 4 月 1 日から「再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御」による混雑処理の運用開始を予定しております。現状，低圧電源において複数の発電所をまとめて発電計画値を提出いただいておりますが，各系統の設備毎の混雑処理を的確に行ない，ノンファーム電源に対して一律に出力制御を行うためには発電所毎に個別の発電・販売計画値を提出していただく必要がございます。また，2026 年度以降ローカル系統にて発電潮流による混雑が見込まれることから，発電事業者さま，発電契約者さまの準備期間等を考慮し説明資料を掲載しました。

Ｑ2.　（暫定対応における）ノンファーム一律制御とは何か。

Ａ2.　電源を発電・販売計画値に対して制御を行います。なお，制御対象はローカル系統～低圧 10kW 以上に連系するノンファーム型接続電源（全ての発電設備）が対象になります。
詳細は当社ＨＰをご確認ください
・ローカル系統におけるノンファーム一律制御の運用開始について
<https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/workshop/information/renewable/fit/20231106_01.html>

Ｑ3.　ファーム接続の電源も出力制御されるのか。

Ａ3.　2026 年 4 月以降は，国の審議会※1 にて整理された「基幹系統の再給電方式　（一定の順序）と同様の出力制御順出力制御方法で制御」においては，ファーム接続の電源も一部出力制御対象※2 になります。
（現状の弊社エリアで 2024 年から始めている，ノンファーム一律制御では，ファーム接続の電源は原則出力制御されませんでした。）
※1：第 46 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 11 月 15 日）
※2：下記の①や③のファーム電源

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

2-2. ローカル系統混雑時の制御対象ならびに制御方法

- ✓ ローカル系統混雑時における、現状の「ノンファーム一律制御」では、以下の「ローカル系統混雑時の出力制御(一定の順序)による出力制御ルール」の②④⑤⑥を一律による制御対象としております。2026年４月１日以降は①③も含め一定の順序で制御いたします。
- ✓ 下げ調整の余力活用契約のないノンファーム型接続の電源においては引き続き、発電計画値に対して一律で制御し、発電契約者は一般送配電事業者より提示される混雑予想をもとに発電計画の修正（※1）を行います。

【2024～2025年度】
暫定対応(ノンファーム一律制御)

電源種別	出力制御方法
ノンファーム	一律
ファーム	

【2026年度～】
ローカル系統混雑時の出力制御(一定の順序)

出力制御順	出力制御方法
①調整電源（※2）の出力制御	メリットオーダー（※3）
②ノンファーム型接続の調整電源以外の電源（以下、「非調整電源」といいます。）の出力制御 ②-1 ノンファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等の出力制御 ②-2 ノンファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システムの出力制御	一律
③ファーム型接続の非調整電源の出力制御 ③-1 ファーム型接続の非調整電源のうち、火力電源等の出力制御 ③-2 ファーム型接続の非調整電源のうち、電力貯蔵システムの出力制御	メリットオーダー（※3）
④ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源の出力制御	一律
⑤ノンファーム型接続の非調整電源のうち、自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ノンファーム型接続の非調整電源のうち、バイオマス電源および長周期固定電源の出力制御	一律

（※1）なお、FIT特例制度③の電源は、混雑予想送信後の発電計画の再提出は不要となります。
（※2）下げ調整の余力活用契約を締結している電源が対象になります。
（※3）限界費用単価の提出が必要(後述)となります。

無断複製･転載禁止 東京電力パワーグリッド株式会社 2025.10

Q4. 基幹系統の混雑時はどうするのか。

A4. 基幹系統においては 2023 年 12 月 28 日から再給電方式（一定の順序）が運用開始されています。

Q5. 今回のように，毎年，混雑設備を一送から公表してもらえるのか。

A5. 基本的には，発電事業者さまの事業収益性を適切に評価するためには，系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが重要となるため，「系統情報の公表の考え方」(資源エネルギー庁作成）に基づき，一送から潮流実績や予想潮流等の公開・開示し，発電事業者さま自らが系統混雑の見通しを得るためシミュレーションを行うことになっています。また配変毎の系統コード分割などの事前手続きや，実際に出力制御を行った際に発電計画書換えを行っていただく事から混雑設備に変化がある場合に公表させていただく予定です。

Q6. 他電力も同様に再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御が開始されるのか。

A6. 混雑発生見通しに伴う制御対応であり，他電力の混雑見通し等は分かりかねます。。

Q7. 接続検討申込の対応で変更はあるか。

A7. 変更はありません。従来通り検討開始後３ヶ月以内の回答に努めてまいります。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q8.　契約申込に関する応動で変更はあるか。

A8.　2026 年 1 月 1 日以降に契約申込をされる際は「ローカル系統混雑による発電計画の変更に関する情報ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」の提出が必要になります。また、2026 年度に系統混雑が予想される設備に接続する低圧非 FIT、FIT 特例①、FIT 特例②の発電所の場合は配変毎かつ電源種別毎に系統コードが必要となります。系統コードの申請につきましては広域機関のウェブ資料をご覧ください。なお，ノンファーム型への接続への同意やそれに伴うシステムへの接続が必要という点では全電圧階級変わりませんのでご留意ください。

Q9.　設備増強はしないのか。

A9.　増強規律が定められましたように再エネ連系に伴うＣＯ２対策コストと燃料コストの低減からなる便益と増強費用の比較を行い，抑制量が多ければ将来的には弊社の負担による自発で増強工事を行う場合があります。

Q10.　P13 制御タイミングの通知について”実需給の〇時間前”という記載となっているが 「出力抑制開始時間の〇時間前」として頂きたい

A10.　出力制御開始前と記載した場合は翌日計画提出後を指すのか実需給開始５時間前を指すのか等分かりにくい可能性がありますので，広域機関等の資料において記載された表現のまま（実需給〇時間前型）とすることについてご理解ください。

Q11.　P15 ファーム電源は計画値書き換え無しだが，ノンファーム電源は書き換え有りとなっている。どういった理由によるものか。

A11.　ノンファーム電源の計画値書換については国等の整理によって対応しているものとなります。広域機関さまの作成した「かいせつ電力ネットワーク」内のノンファーム型接続に関して記載ある通りとなります。

Q12.　今回の再給電(一定の順序)の運用について運用ガイドやマニュアル等の資料が公開される予定はあるか。

A12.　新規の仕様やマニュアルの公開予定はありません。

【系統コードに関する質問】

Q13.　なぜ配変毎かつ電源種別毎の系統コードが必要となるのか。

A13.　系統毎の混雑量を想定するにあたり，発電契約者さまから頂いた発電・販売計画を用い個別の発電所毎の発電量とそれに伴う系統側の潮流を予想するためです。仮にエリア全体の発電・販売計画しかない場合，個別の系統に流れ込む発電量が想定できません。なお，混雑

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

が想定されない系統においては，現時点で配変毎かつ電源種別毎の系統コードは不要となります。また，配変毎の系統コードを求めるのは低圧のみであり，高圧以上は引き続き地点単位の系統コードが必要となります。

Q14. 混雑想定されている地域に該当する低圧で既に申込をしているが新たに系統コードを発行する必要があるか。

A14. 再エネのファーム型接続とノンファーム型接続の電力受給契約申込（いわゆる一般送配電買取）とファーム型接続の発電量調整供給契約申込（いわゆる小売買取）の案件については対応不要です。一方，ノンファーム型接続の発電量調整供給契約申込，およびファーム型接続の太陽光・風力発電以外の発電量調整供給契約申込であれば新たに系統コードを発行する必要がありますので，広域機関に申請をお願いします。この扱いは当該地域における一般送配電買取から発電量調整供給契約（小売買取買取）へのスイッチング・再点に際しても同じです。該当する案件については個別に発電契約者さまにお伝えします。なお，系統コード申請等の事務手続に１． ５ヶ月程度見込くださると幸いです。

Q15. 低圧で混雑想定地域に該当しない場合は新たに系統コードを発行する必要があるか。

A15. 現時点では不要です。ただし，今後系統状況が変化し混雑が発生する場合は必要となります。その場合は個別にお知らせいたします。

Q16. 低圧で今後申込を行う場合，混雑地域に相当するか教えてくれるか。

A16. 当該支社にお問い合わせくだされば対応可能です。なお，系統コード申請の事務手続のみで１か月程度見込んでくださると幸いです。従来通り，系統コードとバランシングコードを確定させたうえで契約申込を行う必要がありますので，総合すると実連系の１． ５ヶ月ほど前から対応いただきたいものとなります。

Q17. いつまでに配変毎かつ電源種別毎の系統コードが必要となるか。

A17. 実際の制御が必要となる前で 2026 年４月１日に新たに地点別の発電・販売計画の提出が可能になっている必要があります。系統コードの申請については１か月程度かかり発電量調整供給契約上の処理で２週間ほどかかりますのでご留意ください。

Q18. 系統コードの申請も含めて実制御に間に合わない場合どうなるか。

A18. 連系手続きのリードタイム等を考慮してこの時期に資料を公表しております。実際の制御が必要となる時期に制御ができない場合，実制御にご同意頂けなかったものとして当社は連系に関するサービスの停止、契約解除等必要な措置を講じさせていただく可能性がございます。

Q19. 低圧の地点単位制御はローカル系統の「一定の順序」が始まっても継続するか。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

A19. 継続いたします。既に配変毎かつ電源種別毎の系統コードに変更して頂いた発電所については再度系統コードを変更する必要はありません。

Q20. 今回低圧で配変毎かつ電源種別毎で系統コードを申請する地域において，確実に制御が生じるものとみてよいか。

A20. 実際の需要動向等系統状況の変化に起因し，制御が発生しない場合もございます。

Q21. 2026 年度以降は対象となる設備は拡大していく方向なのか。設備数に応じた系統コード管理が必要となり低圧の設備数が多いとかなり煩雑となるがこれらの対策について検討いただけるか。

A21. 再エネ連系量の増加等を踏まえていくと対象となる設備が増える傾向にあることはご理解の通りです。そのため低圧に関しては配変毎かつ電源種別毎に系統コードを発番する対策を取っています。

Q22. 対象外の低圧の発電所について，将来対象になる可能性があることを考慮して配変毎かつ電源種別毎の系統コードを現時点で取得することは可能か？

A22. 現時点においては対象となる発電所のみの対応とさせて頂きます。

Q23. 低圧非 FIT 発電所の新設申請を行う際，対象の発電所が混雑系統に属する場合，新設申請の時点で配変毎かつ電源種別毎個別の系統コードを発行しておく必要があるか。新設申請時点では共通の低圧発電所群の系統コードを使用し，後日，計画提出までに配変毎かつ電源種別毎の系統コードを発行して変更申請をする，という対応は認められるでしょうか。

A23. 新設申込時点では従来の群単位系統コードとし，連系日までに変更する対応は問題ありません。ただし，連系時に確実な計画値の書換が行えるように，計画提出までには系統コード変更が必要となりますのでご注意ください（1.5 か月程度のリードタイムを見込んでください）。

Q24. 名義変更先の発電 BG コードや系統コードを都度設定して変更を行いますが，対象の発電所が混雑系統に属する場合，名義変更の時点で個別の系統コードを発行しておく必要がありますでしょうか。
名義変更時点では変更先事業者の共通の低圧発電所群の系統コードを使用し，後日，計画提出までに配変毎かつ電源種別毎の系統コードを発行して変更申請をする，という対応は認められるでしょうか。

A24. 混雑系統に属す場合の対応ですが，計画提出まで（≒連系するまで）は配変毎かつ電源種別毎の系統コードでなくても構いません。ただし，計画提出までには確実に個別の系統コードを持っていただく必要がありますのでご注意ください（1.5 か月程度のリードタイムを見込んでく

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

ださい）。

Q25. P23 低圧の系統コードについて「指定の様式にて 2026 年 2 月 28 日までに弊社ネットワークサービスセンターへお申込みください。」とあるが，発調契約書の変更申込を指しているのですか。また，同タイミングで BG コードを変更することは可能か。

A25. 「系統コード変更申込書」については以下の様式をご使用下さい。B Gコードの変更も可能です。
（https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/workshop/information/renewable/fit/pdf/system_code_change_application_form.xlsx）

Q26. 初回の対象設備の連絡については既連系の設備以外にも，発調申請中の設備（発調承諾前の設備も含む）についても発電契約者宛てに連絡をもらえるのか。また，現在発調申請中や今後発調申請予定で，2026 年 2 月１３日までの系統コード変更連絡が間に合わない案件 （例えば，2026 年 3 月以降に発電する設備等）についてはどのように対応すれば良いのか。

A26. 厳密には申請中に接続先の変電所が変わる可能性もありますので，申請中の案件でありましたら承諾以降にお知らせいたします。再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御の運用開始は 2026 年 4 月以降ですので，4 月の発電計画提出に間に合う時期までに配変毎かつ電源種別毎の系統コードをご申請いただければ問題ありません。配変毎かつ電源種別毎の系統コードへの切替を行うものとし，それまでの期間において群単位での運用は可能です。ただし，確実な計画値書換を行う観点から切替は必ず必要になることはご理解ください。

Q27. 【他事業者への発調廃止・追加の際の扱い】低圧対象の配変毎かつ電源種別毎の計画提出が必要地点である旨の連絡は PG が行う認識でよいか。

A27. 対象の地点は今回の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御において配変毎かつ電源種別毎の系統コードに変更した前提で回答させていただきます。スイッチングに際して系統コードの変更が必要になります。スイッチング承諾時点で配変毎かつ電源種別毎の系統コードが必要であることは当社からスイッチング先の事業者様にご案内します。

Q28. 低圧地点について，従来の群コードから配変毎かつ電源種別毎の系統コードへの変更が必要となる地点もあるため容量市場（変動電源アグリ）にも影響があると思料している。そのため，広域機関とも調整しながら進めさせて頂きたく。

A28. 協調して対応して参ります。

【制御に関する質問】

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q29. 出力制御をどのように行うのか

A29. システムにて各送変電設備の予想潮流，混雑量を想定し，混雑を解消するため受電地点毎に制御量を配分するものとなります。別紙 1P9,10,11 の出力制御順・方法に従い制御を行います。

Q30. 出力制御情報の通知タイミングを教えてほしい。

A30. ノンファーム電源の発電事業者さまが発電機の運転スケジュールを変更するために，当社から発電設備へ，①翌日発電計画提出後，②実需給の 5 時間前，③実需給の 1 時間前の 3 回，混雑予想（最大受電電力比）の通知を実施します。詳細は別紙 1P.13 をご覧ください。

Q31. 出力制御量は公表されるか。

A31. ノンファーム電源の発電契約者さまが発電計画値の書き換えを実施するために，当社 HP にて①翌日発電計画提出後，②実需給の 5 時間前，③実需給の 1 時間前の 3 回，混雑予想（最大受電電力比）の公表を実施します。詳細は別紙 1P.13 をご覧ください。また，発電事業者さま向けの「事業者マイページ」では，混雑予想・実績（最大受電電力比）がご確認可能です。

「事業者マイページ」
https://re-enesys03.pg.tepco.co.jp/reene/login
当社 HP「出力制御について」
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/access/outputcontrol.html

Q32. ローカル系統の出力制御実績については公表されるのか

A32. 資源エネルギー庁「系統情報の公表の考え方」に従い、出力制御実績を公表致します。
当社 HP「系統混雑による出力制御の実施状況に関する情報」
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/keitoukonzatu/information/index-j.html

Q33. 再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御の指令に従わなかった場合はどうなるか。

A33. 個別具体的な状況によりますが，連系解除を検討させていただきます。ノンファーム型接続の同意書にて出力制御について当社の求めに応じること，条件に反すれば契約解除されても異議を申し立てないことに同意いただいています。

Q34. 日々の系統切替は考慮されるか。

A34. 66kV 以上の特別高圧系統の系統切替については考慮され，その系統に応じた制御量の算

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

出が行われます。

Q35. 出力制御の仕様についてはどこで承認されたか。

A35. 第 4 回，17 回，44 回系統ワーキング，および第 54 回，76 回広域系統整備委員会にて承認頂いたものとなります。ご承認を踏まえて技術仕様書を当社ホームページに公開しています。

・第 4 回系統ワーキング
（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/004_02_00.pdf）
・第 17 回系統ワーキング
（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/017_05_00.pdf）
・第 44 回系統ワーキング
（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/044_01_02.pdf）
・第 54 回広域系統整備委員会
（https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2021/files/seibi_54_03_01.pdf）
・第 76 回広域系統整備委員会
（https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_76_02_01.pdf

【計画提出に関する質問】

Q36. 受電地点毎の計画値を提出後，制御量に応じた変更が必要となるのか。

A36. ローカル系統の混雑処理における再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御は，系統混雑の状態に応じて，発電契約者さまが発電計画を変更する必要がございます。なお，調整電源，ファーム電源、FIT 特例制度③電源は変更不要です。

Q37. 発電計画の変更に伴い既に確定済みの販売計画および調達計画と不整合を生じた場合，どのようにするか。

A37. 変更された発電計画に合わせ，販売計画または調達計画を変更して頂く必要があります。具体的には販売量を減少させるか，時間前市場等により不足分の電力を調達し調達計画を増加させることにより，発電計画と整合して頂きますようお願いします。

Q38. FIT 特例①の発電計画は，一般送配電事業者から配賦された計画値と一致させて広域機関へ提出するルールとなっているが，ローカル系統の混雑処理におけるノンファーム電源の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御による発電計画値の変更

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

は可能か。

A38. FIT 特例①は，一般送配電事業者が配賦した発電計画値と一致させた値で広域機関へ提出して頂くことを基本としておりますが，計画提出のステータス３においては，一般送配電事業者が配賦した発電計画値から売れ残りを控除した発電計画値に変更することは許容されております。ローカル系統の混雑処理におけるノンファーム電源の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御は，発電計画値の減少側への変更となりますので，上記スキームを準用し，抑制量を反映した発電計画値を提出頂きますようお願いします。

Q39. 混雑予想の公表による計画の書き換えによる広域機関への計画提出は，①翌日 発電計画提出後と②実需給の 5 時間前の通知によって発電計画が変更となった時のみでよいか。

A39. ご理解の通りです。ただし，ノンファームかファームかに関係なく一般論の応動となりますが，仮に貴社起因で減出力するような場合は計画値の変更をしていただく必要があることはご留意ください。

Q40. 混雑予想の通知を受けた時点で，発電契約者側でも気象予測の変更などにより発電予測値が変更する場合，発電計画値はどのような値に変更すべきか。

A40. 弊社から公表した混雑予想（最大受電電力比）以下になる前提で，売れ残り分や需要計画を加味して発電計画値を変更してください

Q41. 計画値書換は発電者ではなく発電契約者側が行う認識で良いか。

A41. ご理解の通りです。

Q42. 混雑が想定されるローカル系統・配電系統に接続されないならば，低圧 10kW 以上の電源ノンファーム型電源であっても今まで通り群による計画値提出でよいか。

A42. 個別の対応が必要となる送電線および同送電線網に属するローカル系統・配電系統以外に接続される発電設備については，従前通り低圧群にて計画値の提出を頂けるものとなります。

Q43. 今まで群でまとめて提出していた計画を配変毎かつ電源種別毎に計画作成を行うため，システム改修が必要になるがその費用は負担いただけるのか。

A43. システム改修費用については発電契約者さま（系統連系希望者さま）にてご負担いただくようお願いします。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

【精算に関する質問】

Q44. 2026 年度から開始するローカル系統混雑の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御により抑制した場合，抑制に応じた補償はどのようになるのか。

A44. ノンファーム型接続は，系統混雑時に無補償で出力制御に応じて頂くことを条件としております。このため，抑制頂いた電力量に対する補償はございません。なお，ファーム型接続につきましてはご提出いただいた限界費用単価を用いて給電指令時補給電力量料金の精算をいたします。

Q45. 2026 年度から開始するローカル系統混雑の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御の精算方法は，どのようになるのか。

A45. 高圧以上は，余力活用契約がある場合は余力活用に関する契約にもとづき，ファーム型接続の非調整電源の場合は提出いただいた限界費用単価，ノンファーム型接続電源の場合はインバランス単価で精算します。また，低圧（10kW 以上）は，発電量調整受電計画差対応電力（インバランス）として（インバランス単価で）精算します。

Q46. 2026 年度開始のローカル系統の再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御が発動した場合，帳票はどのようになるのか。

A46. 現行，請求書（支払明細書）・料金計算書（別紙）・給電指令時補給内訳の３つを同一ファイルで作成していますが，2026 年４月１日からは請求書（支払明細書）・料金計算書（別紙）の２つを同一ファイルで作成し，給電指令時補給が発生した場合は給電指令時補給内訳を別ファイルで作成いたします。詳細につきましては別途周知いたします。

Q47. 別紙１ P13 発電契約者による計画変更ができない GC 後③タイミングで混雑処理される場合の適用単価にペナルティ要素的なインバランス単価が適用される理由はなぜか？

A47. ノンファームにおける計画と実績の差分は，一般送配電事業者が調整力を追加的に稼働して補給します。2022 年度以降，インバランス料金単価は調整力の限界費用ベースに算定しておりますので，ペナルティ要素はなく，実費に近しい単価となっております。

Q48. 発電計画の修正が間に合わない GC 後に抑制指令があった場合，実績が出力上限設定より大きい場合はどのように扱われるのでしょうか。
資料 P.36 例で実績が 70 となった場合の計画実績差の扱いがどうなるのか。

A48. ノンファーム型接続電源はすべてオンラインでの出力制御となっており，出力制御の指令については発電所に直接配信されるため，設備トラブル等がない限り出力上限値より大きい発電実績となることはありません。
※GC 後の出力制御量演算時点での天候変化等により GC 直前より混雑が緩和された場合は除く
なお，資料 P.36 の例で計画値 100 の場合，実績が 70 となった場合の計画実績差につい

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

ては，給電指令時補給 30 となります。

【混雑対象設備に関する質問】

Q49. 対象の設備はどのように判断できるのか。また，対象か不明な場合はどちらに問い合わせをすれば良いのか。

A49. 対象設備，対象地点につきましては当社からお伝えします。

Q50. 発電契約者向けの混雑予想の公表はＨＰ公表のみで，メール等はないか？

A50. 広域機関 HP「系統の接続および利用ルールについて」の整理に基づき当社 HP での公表を実施するものです。そのためメール等での公表は実施致しません。

Q51. 【今後の低圧地点の配変毎かつ電源種別毎計画増加について】今後も低圧の対象地点は増加するという認識でよいか。

A51. 一般論としてはご理解の通りです。

Q52. いつ頃発電所地点リストを頂けるのか？現時点で頂いていない場合は，対象となる低圧の発電所はないとの認識でよいか？

A52. 発電地点毎の発電計画値の提出が必要となる発電契約者さまには説明会の開催以降順次送付予定です。

Q53. 混雑予想(最大受電電力比)は発電事業者向け Web ページでも確認可能とあるが，画面から CSV ファイルなどでダウンロード可能となる予定でしょうか。

A53. 発電事業者さま向けの Web ページはあくまで閲覧用のため，CSV ダウンロード機能は設けておりません。発電事業者さま向けには，出力制御機能付 PCS 等に対して出力制御スケジュールを配信しておりますので，そちらをご利用ください。

Q54. 混雑予想（最大受電電力比）の単位は「%」で公表されるのでしょうか。また，書き換え後の発電計画値は以下の式で算出と思うが，計画値は整数のため，小数以下の端数処理についてはどのようになるのか。

書き換え後の発電計画値[kWh] ＝ 発電計画値[kWh] × 最大受電電力比(%)/100

A54. ご認識の通り単位は「%」となります。

発電計画値は混雑予想の出力上限「以下」としていただく必要がありますので，端数処理は「切り捨て」でお願いいたします。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q55. 混雑予想（最大受電電力比）は，整数か小数か。整数となります。

A55. 整数となります。

Q56. P13 に記載されている「当社 HP」とは「託送 HP」のことか，それともいわゆる HP か。

A56. 東京電力パワーグリッドのＨＰという意味になります。

Q57. 混雑予想(最大受電電力比)の通知はのイメージを教えてください。

A57. ①翌日発電計画提出後(前日 17 時頃を予定) ➡ 1 日分(30 分 48 コマ）をまとめて通知

②実需給の 5 時間前 ➡ 30 分コマ毎に実需給時間の 5 時間前に通知

③実需給の 1 時間前 ➡ 30 分コマ毎に実需給時間の 1 時間前に通知

※①は 1 日分に対して 1 回。②③は 30 分コマに対して 1 回(1 日分で見れば 48 回）となります。

Q58. 12:00-12:30 コマと 12:30-13:00 コマを対象に見た場合，具体的なイメージは以下の通りか。

①翌日発電計画提出後：12:00-12:30 と 12:30-13:00 は前日 17 時頃にまとめて 1 回目の通知

②実需給の 5 時間前：12:00-12:30 コマは 7:00 に 2 回目の通知

12:30-13:00 コマは 7:30 に 2 回目の通知

③実需給の 1 時間前：12:00-12:30 コマは 11:00 に 3 回目の通知

12:30-13:00 コマは 11:30 に 3 回目の通知

※②と③は 30 分毎に対象の 30 分コマに対して 2 回目と 3 回目がの通知される。

A58. 公表の表示としては 48 点全てのコマについて上限値を表示しておりますが，②③の上限値の更新タイミングは以下となります。

①ご認識のとおりです。

②実需給の 5 時間前：12:00-12:30 コマは 7:30 に 2 回目の値を更新

12:30-13:00 コマは 8:00 に 2 回目の値を更新

③実需給の 1 時間前：12:00-12:30 コマは 11:30 に 3 回目の値を更新

12:30-13:00 コマは 12:00 に 3 回目の値を更新

※実需給 5 時間前に提出いただいた発電計画をもとに出力制御量を算出するために 30 分程度の時間を要するため，1 コマずれます

Q59. 今回，”②実需給の 1+α 時間前"の α を 4 時間と設定したとありますが，今後 α の見直しが行われるのか。また，見直しが行われる場合の更新スパンは 1 年ごとか。

A59. 現状見直し予定はありませんが，今後の制度検討により見直しになる場合はあります。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q60. 発電契約者が発電計画値の書き換えを実施するために混雑予想を 3 回公表するとあるが，制御率は必ず大きくなるのか

A60. ①断面での制御量算出結果に従って発電契約者さまに発電計画を書換えいただきます。②断面では書換えいただいた発電計画により制御量を再算出し，さらに制御が必要であれば追加制御させていただきますので，不足分の市場調達を再度市場供出するようなケースはございません。

Q61. ○P13 ノンファーム電源の発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するために発電設備への土日や休祝日における通知スケジュールをご教示頂きたい。

A61. 土日や休祝日についても同様となります。
なお，混雑発生の可能性が高いのは，低需要となる土日や休祝日においてとなります。

Q62. 再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御において発電契約者は混雑予想（最大受電電力比）通知を確認し発電計画を書換え，一般送配電事業者は出力制御機能付き PCS へ出力制御値を直接送信することで遠隔・自動制御される理解で良いか。

A62. 発電契約者さまは混雑予想（最大受電電力比）の HP 公表を確認し発電計画の書換えが必要になります。
・発電事業者さまの出力制御機能付 PCS 等は一般送配電事業者から配信される出力制御情報をもとに自動制御されるものとなります。

Q63. P13「ノンファーム電源の発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するため～通知を実施します。」とあるが，どのような形で通知を行うのか。

A63. 発電機への出力制御情報の配信方法については，出力制御機能付 PCS 等の技術仕様書・伝送仕様書をご確認ください。
・出力制御機能付 PCS 等（66kV 未満）技術仕様書
・出力制御機能付 PCS 等（66kV 未満）伝送仕様書の開示申込み
・出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書および伝送仕様書
（https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/access/outputcontrol.html）

Q64. 混雑予想を行うタイミングの①で 70%、②で 90%と公表された場合、②はどの時点の発電計画を基準に 90%という理解になるのか。

A64. 各段階で提出された最新の発電計画が基準となります。
いただいた例では，②で 90%と公表された場合は，実需給 5 時間前までに提出された最新の発電計画を基準に 90%となります。（①の修正後の計画値×90%）。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q65. 混雑予想の通知ＨＰのフォーマットは全国共通か？

A65. 形式は CSV であり，東京 PG 全系の当日・翌日分の混雑予想を 1 ファイルで掲載予定です。このフォーマットにつきましては，全国共通となっております。

Q66. 混雑系統の配下にいる低圧ＮＦ連系のとき，発電事業者と発電契約者間の調整をどのように実施すればよいですか。

A66. 発電計画のご提出は発電量調整供給契約に基づき対応していただいています。当該契約は一般送配電事業者と発電契約者さまの間で締結しています。発電契約者さまと発電事業者さまの電力受給契約については双方の協議によりご調整お願いします。

Q67. 余剰太陽光の場合は受電電力が 10kW 以上で対象になる認識で良いか。

A67. ご理解の通りです。

【系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】の提出に関するご質問】

Q68. 「系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点特定番号の公表について【同意書】」はなぜ発電契約者が発電事業者から取得しなくてはならないのか。

A68. 受電地点特定番号，および出力上限値の情報は発電契約者さまが電力広域的運営推進機関に発電計画を提出するために必要な情報であるためになります。

Q69. 発電所新設に伴う契約申込時に「系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点特定番号の公表について【同意書】」を提出しなかった場合はどうなるのか。

A69. 契約申込時に「系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点特定番号の公表について【同意書】」をご提出頂けない場合は差し戻しさせて頂きます。

Q70. 「対応が必要な発電所の一覧」に記載されている発電所について発電事業者から「系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」を取得せず東京電力ＰＧに提出しなかった場合はどうなるのか。

A70. 当社に「系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点特定番号の公表について【同意書】」をご提出頂けない場合，当社は個人情報保護法違反になることを避けるため，当社ＨＰにて受電地点特定番号と出力上限値を公表することができません。そのため発電事業者さまと発電契約者さまで出力上限値の確認を実施頂き発電計画の書き換えを実施していただきますようお

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

願い致します。

【限界費用単価提出に関する質問】

Q71. 限界費用単価提出の対象発電所や期間はどこで確認出来るか。

A71. 系統混雑発生予想期間の１ヶ月前に系統混雑設備に連系する③ファーム非調整電源の発電契約者さまに対して系統混雑発生予想期間と当該期間に弊社から通知いたします。この通知は発電量調整供給兼基本契約において発電契約者さまが③ファーム非調整電源の発電事業者さまの限界費用単価提出に係る監督責任を負う停止条件となりますのでご承知おき下さい。

Q72. ③ファーム非調整電源の発電所との契約はないが，発電量調整供給兼基本契約書の契約更改は必要か。

A72. ③ファーム非調整電源の発電所との契約有無にかかわらず，将来的に③ファーム非調整電源の発電所と契約することに備えて，発電量調整供給兼基本契約書の契約を更改させて頂きます。発電契約者さまにおかれましては 2025 年下期に弊社契約箇所より契約更改のご連絡を致しますのでご対応のほど宜しくお願いします。

Q73. 限界費用単価はどこに提出すれば良いか。

A73. 限界費用単価はメールにて，ご提出頂きます。なお，送信先のメールアドレスにつきましては情報セキュリティーの観点から対象となる発電契約者さまに限定してお知らせいたします。

Q74. 提出した単価が誤っていた場合，単価の変更は可能か。

A74. 限界費用単価は提出期限（前週火曜日１４時(火曜日が祝日の場合，前営業日 14 時)までであれば何度でも再提出頂けます。なお，提出期限を超えた場合の単価変更は認められず，限界費用単価をご提出頂いている場合は最後に提出頂いた単価を限界費用単価として採用いたします。

Q75. 限界費用単価の提出不備とは具体的にどのような事象が該当するか。

A75. 限界費用単価の提出不備につきましては，発電所に対する”受電地点特定番号”と”系統コード”の組み合わせが不一致であること，または提出頂いた限界費用単価 CSV ファイルが限界費用単価 CSV ファイル定義に一致しない場合となります。

Q76. 混雑系統において③ファーム非調整電源を複数所有している場合，限界費用単価を纏めて提出しても良いか。

A76. 同一期間に対する限界費用単価に限り同一ファイル内に複数の発電所における限界費用単価を記載頂けます。この場合，発電所毎にレコードを分けて記載お願いします。また，複数の

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

発電所の限界費用単価を１ファイルで提出頂く場合にはファイル名における系統コードを事業者コードに変更お願いします。

Q77. 発電所の限界費用単価は公表されることはあるか。

A77. 発電所の限界費用単価は機微な情報であることから公表いたしません。ただし，限界費用単価を用いた出力制御を実施した場合に限り，限界費用単価で精算することから発電契約者さまに当該時間帯の限界費用単価を通知します。

Q78. 系統混雑発生予測期間に対して限界費用単価を提出するが，提出した期間におけるインバランス料金は限界費用単価が適用されるのか。

A78. 実際に系統混雑が発生し，当該発電所を出力制御した時間帯に限り，一般送配電事業者が補給した電力を給電指令時補給電力料金として限界費用単価を用いて精算させて頂きます。なお，限界費用単価を提出頂いて当該発電所に出力制御を実施していない時間帯については通常通りインバランス料金単価を適用いたします。

Q79. 系統混雑発生予測期間に対して予め限界費用単価を提出するが，系統混雑が発生し出力制御があった時間帯のインバランス料金単価が提出した限界費用単価より安い場合，インバランス単価を適用して貰えるのか。

A79. 実際に系統混雑が発生し，当該発電所を出力制御した時間帯においてインバランス料金単価が限界費用単価または代替単価より安価になった場合でも限界費用単価または代替単価で精算させて頂きます。

【追加ＦＡＱ】

【全般に関する質問】

Q80. 自家消費のみで逆潮流がない場合は，発電計画の提出方法の変更，受電地点特定番号等のＨＰ公表に関する同意書の提出，限界費用単価の提出の対応は必要か。

A80. 実自家消費のみで当社系統への逆潮流がない発電所については対応不要となります。

Q81. 「対応が必要な発電所の一覧」はいつ送付されるのか。

A81. 対象の発電所がある発電契約者様に対しては 11 月 4 日までに「対応が必要な発電所の一覧」の送付を完了しています。

Q82. 受電地点毎のファーム型接続・ノンファーム型接続のリスト提供は可能か。

A82. 受電地点毎のファーム型接続・ノンファーム型接続のリストを提供することは致しません。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

【系統コードに関する質問】

Q83. 系統コード変更の対象範囲については，「系統混雑が予想される設備」に限定されているが，今後，混雑のない系統については従来の運用を継続するという方針に変わりはないか。

A83. 混雑のない系統については従来の運用を継続するという方針に変わりありません。

【系統混雑予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】の提出に関するご質問】

Q84. 「系統混雑による発電計画の変更に関する情報予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」は，発電者単位での作成・提出は可能か。 （受電地点が複数存在し，1 発電者が複数発電所を保有するケースを想定）

A84. 発電者単位での作成をお願いします。

Q85. 「系統混雑による発電計画の変更に関する情報予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」について発電者単位での作成・提出が可能な場合，どのような形式で同意書を作成すればよいか。

A85. 「1．発電所情報」欄に「別紙参照」とご記載頂き，発電所名・所在地を一覧化して添付の上，ご提出下さい。

Q86. 「系統混雑による発電計画の変更に関する情報予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」の提出方法については，押印済みの内容を PDF 化して送付する形で問題ないか。

A86. 押印済みの内容を PDF 化して送付下さい。

Q87. 現在、連系申込時に 「『ノンファーム型接続』を踏まえた発電量調整供給契約申込について【同意書】」を提出しているが，今後の新規申込地点については、「系統混雑による発電計画の変更に関する情報予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」を包含した内容とすることは可能か。

A87. 「『ノンファーム型接続』を踏まえた発電量調整供給契約申込について【同意書】」は発電契約者様から同意を頂くもの，「系統混雑による発電計画の変更に関する情報予想ウェブサイトへの受電地点番号の公表について【同意書】」は発電事業者様から同意を頂くものであり，同意していただく方が相違しているため統合することは出来ません。

【制御に関する質問】

Q88. 今回の再給電方式の出力制御について，ファーム型接続の地域資源バイオマス発電は地域資源バイオマス証明書の提出により，出力制御対象外になるのか。それともファーム型接続の為，メリットオーダー制御に伴い，出力制御対象になるのか。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

A88. ファーム型接続方式「地域資源バイオマス（出力制御困難なもの）※1」は原則，出力制御なし※2となります。

※1 地域資源バイオマス証明書をご提出頂き弊社にて判断させていただきます。

※2 電力広域的運営推進機関資料参考

（https://www.occto.or.jp/grid/business/documents/NF_setsuzokuriyou_20251001.pdf）

Q89. 混雑予想の HP 公表については、API の実装予定はないか

A89. 実装の予定はございません。

Q90. 下げ調整の余力活用契約を締結していない調整電源は，②～⑥の非調整電源の扱いとなるのか。

A90. 出力制御における「①調整電源」は「下げ調整の余力活用契約を締結している電源」を示すため、下げ調整の余力活用契約を締結していない電源については②～⑥非調整電源の認識となります。詳細は電力広域的運営推進機関 HP をご確認ください。

https://www.occto.or.jp/grid/business/documents/NF_setsuzokuriyou_20251001.pdf

Q91. 調整電源として中給システムと制御指令値を伝送するための仕組みが導入済みの場合、NF 電源の出力制御を行うための仕組みを導入する必要はないか。

A91. 調整力指令の通信方式や余力活用契約によってシステム導入の要否が決まります。詳細は以下リンクをご確認ください。

◎専用線オンラインの申込について

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/reserve/exclusive-j.html

・【別紙】専用線オンライン構築時の出力制御の考え方

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/reserve/pdf/exclusive-j_02.pdf

Q92. 容量の一部がノンファーム型接続となる発電所は系統混雑発生時，どのように出力制御されるのか。

A92. 出力制御システムから、当該発電所に紐づくすべての発電所 ID に対して、同一の出力上限値（同時最大受電電力比）を送信します。そのため、ファーム分・ノンファーム分の区別なく、同じ出力制御比率が適用されます。実際に出力制御の対象となるのはノンファーム容量分のみですが、発電所全体としてノンファーム容量を抑制するため、ファーム分の発電所 ID に対してもノンファーム分と同じ出力制御比率で出力制御が行われます。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

【計画提出に関する質問】

Q93. 発電計画書き換えについて，該当する時間帯の発電計画が 0 だった場合は計画の再提出は不要という認識良いか。

A93. 発電計画値が 0 の場合、HP 上で公表される最大受電電力に対する出力上限値以内となるため、発電計画値の書き換え対応は不要です。

【新規発電所(高圧)の連系力率の見直しについて】

Q94. なぜ混雑系統では PV 力率を 100%に変更しなければならないのか。

A94. 混雑の理由が「熱容量の超過」ではなく電圧起因であることによります。遅れ力率での連系が上位系統の電圧を低下させる要因のひとつとなっていることが判明したことから、力率 100%へ変更ください。安定な系統運用に必要な対策としてご理解賜りますようお願いします。

Q95. なぜ混雑系統では PV 力率を 100%にしたときの電圧上昇対策を負担しなければならないのか。

A95. 混雑の理由が「熱容量の超過」ではなく電圧起因であることによります。遅れ力率での連系が上位系統の電圧を低下させる要因のひとつとなっていることが判明したことから、力率 100%へ変更ください。安定な系統運用に必要な対策としてご理解賜りますようお願いします。

Q96. なぜ混雑系統では力率一定制御による電圧対策ではいけないのか。

A96. 力率一定制御による電圧対策は配電系統の電圧過上昇への対策で、混雑は上位系統の電圧が事故時に低下することにより発生することから、力率一定制御では対策できないため力率 100%へ変更ください。安定な系統運用に必要な対策としてご理解賜りますようお願いします。

Q97. 力率一定制御を採用した場合に、どの程度系統混雑に影響するのか。

A97. 事業者さま単体での影響は小さいと考えておりますが、多数の事業者さまに連系いただいている現状では無視できない影響があると認識しております。混雑する系統における事業者さまの軒数や規模によるため影響度合いは一概に申し上げることができませんが、力率一定制御を採用すると力率 100%採用時より系統混雑への影響が大きくなることから力率 100%で連系ください。

Q98. 既設 PV や混雑公表以前に接続検討申し込みした PV についても力率を 100%に変更したい。

A98. 力率変更に伴い、電圧上昇の対策のご負担が必要になる場合がございます。そのため、再度接続検討のお申込みが必要となります。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10

Q99. 低圧 PV も力率を 100%で連系したい。

A99. 低圧は約款別冊や系統連系規程に記載の通り、標準的力率：95%にて連系をお願いいたします。

Q100. なぜ PV のみが力率 100%の対象なのか。

A100. PV の出力が多くなる時間帯において電圧起因の系統混雑が発生することが想定されますので、PV のみ、力率 100%への変更を依頼しております。

Q101. 力率を 100%にすることで発電量への影響はないか。

A101. 力率を変更することによる発電量への影響は微小※なものと想定されます。詳細は以下リンクをご確認ください。

◎高圧電線路に連系する太陽光発電のパワーコンディショナー（PCS）への力率一定制御採用のお願いについて

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/distributor/attention/

・「電圧変動対策に関するお願いについて」

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/distributor/attention/pdf/20140519.pdf

以上

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2025.10