

Ver 5.1

発電計画等受領業務ビジネスプロトコル  
標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)  
記載要領

2024年11月



電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

## 前書き

### ■ 広域機関システム

System for Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators(OCCTO)

### ■ 商標類

Excel、Microsoft Edge、および前記関連製品は Microsoft の商品名称であり、前記略称あるいは正式名称は Microsoft 社の商標または登録商標です。

### ■ マイクロソフト製品のスクリーンショットの使用

マイクロソフト社の許可を得て使用しています。

### ■ マイクロソフト製品の表記

このマニュアルでは、マイクロソフト製品の名称を次のように表記しています。

表記	製品名
Excel	Microsoft® Office Excel
Microsoft Edge	Microsoft Edge

※広域機関システム利用に関する環境設定については、広域機関システム操作マニュアル(共通)を参照。

### ■ 使用する略称

このマニュアルで使用する略称を次のように表記しています。

略称	正式名称
広域機関	電力広域的運営推進機関
事業者	発電事業者、小売電気事業者、一般送配電事業者等の総称
BP 標準規格	発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)
発販	発電販売計画(翌日・翌日 FIT・翌々日・週間・月間・年間)
需調	需要調達計画(翌日・翌々日・週間・月間・年間)

## 変更内容

### 変更内容

バージョン	変更内容	変更箇所
1.0	新規作成	-
1.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・出力ファイル名情報の注意事項の記載の明確化。</li> <li>・発電販売計画、需要調達計画の「時刻」の説明を追記</li> <li>・連系線利用計画「一部送電可容量登録」「年間月間日別化」「変更後」の説明の明確化。</li> <li>・計画変更理由と変更賦課金の関係を追記</li> <li>・連系線利用計画(5分値)の説明の明確化。</li> <li>・1.4.連系線希望計画の記載方法を追加。</li> <li>・2.1.連系線利用計画 送電可否判定結果通知を追加。</li> <li>・2.2.連系線希望計画 送電可否判定結果通知を追加。</li> <li>・2.3.連系線利用計画 混雑処理結果通知を追加。</li> <li>・3.特例発電 BG(FIT 特例①)の計画作成方法の記載の明確化。</li> <li>・5.計画の整合性確認についてを追加。</li> <li>・6.1.当日計画提出時の注意事項の記載の明確化。</li> <li>・6.3.計画変更の方法の記載の明確化。</li> <li>・6.4.送電可否判定結果通知の確認方法</li> </ul>	<p>P14、15、19 P12、25</p> <p>P48～58 P97～116 P117 P136～138</p>
1.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.2.需要調達計画「需要計画」の説明を追記。</li> <li>・1.3.連系線利用計画「連番」の説明を修正。</li> <li>・2.1.連系線利用計画「送電可否判定結果情報」「連系線利用計画 送電可否判定結果」の説明を追記。</li> </ul>	<p>P25 P35 P39</p>
1.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.4.時間断面の注意事項を追記</li> <li>・1.1.発電販売計画「契約識別番号 1」「発電計画」「発電上限」「発電下限」「取引先コード」「販売計画(確定・未確定)」「調達計画(確定・未確定)」の説明を追記</li> <li>・1.1.既存電源の契約終了時の注意事項を追記</li> <li>・1.1.市場取引の場合の注意事項を追記</li> <li>・1.2.5.時間断面の注意事項を追記</li> <li>・1.2.需要調達計画「取引先コード」「調達計画(確定・未確定)」「販売計画(確定・未確定)」の説明を追記</li> <li>・1.3.分割番号に関する注意事項を修正</li> <li>・1.3.連系線利用計画「申込番号」「契約識別番号 1」「共同処理有無」「計画変更理由」の説明を追記・修正</li> <li>・1.3.連系線利用計画変更提出に関する注意事項を追記</li> <li>・2.1.3.結果通知「登録時刻(今回容量登録分)」の説明を修正</li> <li>・2.1.6.個別可否判定結果の各地域間連系線の記載順を修正</li> <li>・2.3.8.マージン利用取消の各地域間連系線の記載順を修正</li> <li>・3.2.3.水力・地熱・バイオマスの系統コードの集約申請(発番申請)を修正</li> <li>・5.3.10.全時間帯の計画値が0の調達計画・販売計画の未提出を削除</li> </ul>	<p>P15 P12～17</p> <p>P12 P12 P27 P25～28</p> <p>P35</p> <p>P40 P41</p> <p>P50 P115</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・6.2.1.計画受付時のチェックおよび Web 画面、メール通知、XML ファイル提供を修正</li> <li>・6.4.1.月間計画の送電可否判定結果通知を追記</li> <li>・6.4.2.通告変更の送電可否判定結果通知を追記</li> </ul>	P118～132
1.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>・5.1.計画内の整合性確認の補足事項を追記</li> <li>・5.3.10.調達計画と連系線利用計画の不一致の注意事項を追記</li> <li>・5.3.11.同一取引先で複数の連系線利用計画がある場合の計画値の不一致の注意事項を追記</li> <li>・6.1.当日計画提出時の注意点の説明を修正</li> <li>・6.2.1.1.概要の説明を追加・修正</li> <li>・6.2.1.4.計画間の不整合通知メールの場合の不整合理由を追加・削除</li> <li>・6.2.3.提出エラー(計画受付データ項目異常チェックでのエラー)の内容のエラーコード詳細を追加</li> </ul>	P98 P115 P116 P117～118 P128～131 P126
1.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.7.発電計画(内訳)「電源(BG)種別」の説明を追記</li> <li>・1.2.7.調達計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・3.特例発電 BG(FIT 特例①)の計画作成方法の説明を追記</li> <li>・3.2.1.マスタデータ登録「特例発電 BG の組成単位」の説明を修正</li> <li>・3.2.2.太陽光・風力の系統コードの集約申請(発電申請)の説明を修正</li> <li>・3.2.3.水力・地熱・バイオマスの系統コードの集約申請(発電申請)の説明を修正</li> <li>・3.3.1.発電計画の作成方法の説明を修正</li> <li>・3.3.2.年間、月間、週間計画の説明を修正</li> </ul>	P18 P30 P48 P49 P50 P50 P59 P59
1.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.発電販売計画の記載方法の「販売計画(未確定)」と「供給余力」に関する補足事項を追加</li> <li>・1.2.需要調達計画の記載方法の「調達計画(未確定)」と「予備力」に関する補足事項を追加</li> </ul>	P17 P25
2.0	地域間連系線の間接オークション導入による BP 標準規格改定に伴い、記載要領を変更 <ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.4.時間断面の補足事項を追記</li> <li>・1.1.5.供給バランスの「販売計画(確定)合計」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正</li> <li>・1.1.8.販売計画(内訳)の「販売計画(確定)」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正、補足事項を追記</li> <li>・1.1.9.調達計画(内訳)の「調達計画(確定)」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正、補足事項を追記</li> <li>・1.2.5.時間断面の補足事項を追記</li> <li>・1.2.6.需給バランス(需要 BG、小売電気事業者毎)の「需要計画」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正</li> </ul>	P15 P16 P20 P22 P27 P28 P30、31

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.2.7.調達計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)の「申込番号[翌日のみ]」「調達計画(確定)」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正、補足事項を追記 P32</li> <li>・1.2.8.販売計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)の「販売計画(確定)」「変更▲ 変更(列集約)▲」の説明を修正、補足事項を追記 P35</li> <li>・1.3.連系線利用計画の記載方法を 1.3.経過措置計画の記載方法へ変更し、章内の記載を修正 P39～41</li> <li>・1.4.連系線希望計画の記載方法の削除</li> <li>・2.1.連系線利用計画 送電可否判定結果通知を 2.1.経過措置 可否判定結果通知へ変更し、章内の記載を修正 P42～44</li> <li>・2.2.連系線希望計画 送電可否判定結果通知を削除</li> <li>・2.3.連系線利用計画 混雑処理結果通知を 2.2. 経過措置 減少処理結果通知へ変更し、章内の記載を修正 P45～47 P65～71</li> <li>・2.3.前日スポット取引・1 時間前取引 混雑処理結果通知を追加 P91～96</li> <li>・4.1.(翌日)計画値同時同量計画の記載例を修正 P98～103</li> <li>・4.3.(翌日)計画値同時同量計画の入力間違い例を修正 P104～106</li> <li>・5.1.計画内の整合性確認を修正 P107</li> <li>・5.2.計画間の整合性確認を修正</li> <li>・5.3.2.計画提出に必要なライセンス設定(事業者マスタ)がされていないの参考を修正 P110～116</li> <li>・5.3.4.連系線利用計画の申込番号と需要調達計画の申込番号の不一致を削除し、以降の章を繰り上げ P114</li> <li>・5.3.9.販売計画・調達計画間の計画値不一致(常時バックアップの記入ミス)を修正 P117</li> <li>・6.1.1.当日計画提出時の計画値の入力方法(発販、需調、連利)の連利を削除 P118～120 P123～136</li> <li>・6.2.1.1.概要を修正</li> <li>・6.2.3.提出エラー(計画受付データ項目異常チェックでのエラー)の内容を 6.2.1.2.へ移動し、以降の章を繰り下げ P125</li> <li>・6.2.1.3.計画内のデータ異常通知(ファイル内における計画値不整合)メールの場合を修正 P126</li> <li>・6.2.1.4.計画間の不整合通知メールの場合を修正 P136</li> <li>・6.3.計画変更の方法を修正</li> <li>・6.4.送電可否判定結果通知についての削除</li> </ul>	
2.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.8. 販売計画(内訳)の「電源特定コード▲」の説明を修正 P20</li> <li>・1.1.9. 調達計画(内訳)の「電源特定コード▲」の説明を修正 P22</li> <li>・1.2.7. 調達計画(内訳) (需要 BG、小売電気事業者毎) の「電源特定コード▲」の説明を修正 P30</li> <li>・1.3.4. 経過措置計画情報の「電源特定コード▲」の説明を修正 P37</li> <li>・2.1.5. 経過措置計画可否判定結果の「判定理由」の説明を修正および補足事項の削除 P40 P41</li> </ul>	

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2.1.6. 経過措置計画 個別可否判定結果の「判定理由」の説明を修正および補足事項の削除</li> <li>・2.1.6. 経過措置計画 個別可否判定結果の「個別可否[将来用]」、「判定理由[将来用]」の説明を修正</li> <li>・2.2.4. 経過措置計画 抑制情報の「混雑理由区分」の説明を修正および補足事項の削除</li> <li>・2.2.7. 経過措置計画 減少処理通知の「週間計画」の説明を修正</li> <li>・BP 標準規格との名称合わせ（減少処理通知、混雑処理通知）</li> <li>・5.1. 計画内の整合性確認の(2)需要調達計画の「◆連系線利用計画マスタチェック」を削除</li> </ul>	<p>P41</p> <p>P43</p> <p>P44</p> <p>P42、P44～46</p> <p>P99</p>
2.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>・6.2.1.1. メール通知文の内容、[異常箇所]の修正および[計画間チェック契機]の追加</li> <li>・6.2.1.1. 計画内のコード・計画値の確認依頼メールの通知文例を追加</li> </ul>	<p>P121、122</p> <p>P122</p>
2.3 2019/6	<ul style="list-style-type: none"> <li>・Microsoft® Office 対応バージョンの追加</li> <li>・作成日付時刻の説明を追加</li> <li>・計画間整合性チェックの監視周期を修正</li> </ul>	<p>P2</p> <p>P12、25、35</p> <p>P39、42、45</p> <p>P119</p>
2.4 2020/2	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.4. , 1.2.5. 注意事項に月間計画における存在しない平休日チェックに関する説明を追記</li> <li>・5.(1)計画内の整合性確認に、変更計画提出時に最新の計画値を考慮したファイル名単位の計画値に対して整合性確認を実施する旨を追記。また、事業者マスタチェックは年間・月間・週間・翌日計画全てに対して行うこと旨を追記。</li> <li>・5.1. 需要調達計画に対する BG マスタチェックに関する説明を追記</li> <li>・6.2.1.1. ※5 に計画間整合性チェックにおける即時通知に関する説明を追記</li> <li>・6.2.1.1. ファイル内における計画値の不整合等の対象を「翌日」から「翌日・当日」に変更</li> <li>・6.2.1.1. [異常箇所]に記載する内容追加及び[計画名単位のチェック No.]に関する説明を追記</li> </ul>	<p>P15、27</p> <p>P97</p> <p>P99</p> <p>P119</p> <p>P120</p> <p>P121～122</p>
2.5 2020/4	<ul style="list-style-type: none"> <li>・3.1 全体の概略フローの翌日計画の作成に関する説明を修正</li> <li>・3.2 系統コードの集約申請および発電計画の作成方法の翌日計画、ステータス3 提出時の説明を修正</li> <li>・3.2 翌日発電計画の作成イメージを修正</li> <li>・3.3.2. 太陽光・風力の発電計画値には調整係数を用いることを追記</li> <li>・3.3.3. 翌日計画の業務フローに関する説明を修正</li> <li>・3.3.3.1. ステータス 1 での注意事項、留意事項 2 の説明を修正。ステータス3(太陽光・風力)での注意事項に関する説明を追記</li> <li>・3.4.4. FIT 特例①の太陽光・風力の前日スポット取引の売れ残り控除についてを追加</li> <li>・4.2 (翌日 FIT)計画値同時同量計画の記載例に FIT 特例①の計画提出の運用変更に関する説明を追加</li> <li>・6.2.2 計画受付フローのイメージ図を修正</li> </ul>	<p>P48</p> <p>P52</p> <p>P53～P58</p> <p>P59</p> <p>P60</p> <p>P62</p> <p>P64</p> <p>P75、78、81</p> <p>P84、87</p> <p>P135</p>

2.6 2020/4	・3.3.2. FIT 特例①の太陽光及び風力に関して、年間・月間・週間計画のうち、調整係数を用いて作成する計画を明確化	P59
2.7 2022/4	<ul style="list-style-type: none"> <li>・マイクロソフト製品の表記中の製品名を修正</li> <li>・1.1.4. 時間断面の「時刻[週間のみ]」の説明を修正、「■注意事項」の説明を修正</li> <li>・1.2.5. 時間断面の「時刻[週間のみ]」の説明を修正、「■注意事項」の説明を修正</li> <li>・1.1.8. 販売計画(内訳)の「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・1.1.8. 販売計画(内訳)の「販売計画(確定)」の説明を修正</li> <li>・1.1.9. 調達計画(内訳)の「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・1.2.7. 調達計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)の「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・1.2.8. 販売計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)の「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・3.3.2. 年間、月間、週間計画の「提出期限」の修正</li> <li>・5.3.3. 「取引先コード」・「計画提出者コード」の記入ミス の間違い例を追加</li> <li>・5.3.3. 「取引先コード」・「計画提出者コード」の記入ミス の BG コード等の記入ルール「計画提出者コード (抑制) 」の説明を追加</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>P2</li> <li>P15</li> <li>P28</li> <li>P20</li> <li>P21</li> <li>P23</li> <li>P31</li> <li>P33</li> <li>P60</li> <li>P109</li> <li>P110</li> </ul>
2.8 2022/7	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.8. 販売計画(内訳)の「取引先コード」の説明を修正</li> <li>・5.1. 計画内の整合性確認の(5)需給計画、(6)発電計画を削除</li> <li>・5.2. 計画間の整合性確認の(3)実需発電計画を削除</li> <li>・5.2. 計画間の整合性確認の(5)同時最大受電電力の実需の例を削除</li> <li>・5.3.2. 参考の例を修正</li> <li>・6.1.2. 当日計画提出時の計画値の入力方法(発電計画、需給計画)を削除</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>P20</li> <li>P104</li> <li>P106</li> <li>P107</li> <li>P108</li> <li>P120</li> </ul>
2.9 2022/8	<ul style="list-style-type: none"> <li>・5.2. 計画間の整合性確認の(5)地内潮流制約の説明を修正</li> <li>・6.2.1.1. メール通知文(地内送電不可通知)の修正</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>P106</li> <li>P122</li> </ul>
3.0 2022/11	<ul style="list-style-type: none"> <li>・マイクロソフト製品の表記中の製品名を修正</li> <li>・1.1.9. 調達計画(内訳)補足事項：電源Ⅱの事前予約に関する説明を削除</li> <li>・1.2.8. 販売計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)：同上</li> <li>・3.2.1. マスタデータ登録【参考 1】特例発電 BG の組成単位から激変緩和措置に関する記述を削除</li> <li>・3.4.1. 激変緩和措置対象者の注意点を削除</li> <li>・6.2.1.1. 概要の表に「チェック対象の計画」および「月間計画の存在しない平休日」のチェック、「年間～週間計画の JEPX 取引値記載のチェック」を追記</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>P2</li> <li>P25</li> <li>P35</li> <li>P51</li> <li>P64</li> <li>P120</li> </ul>
3.1 2022/12	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1.1.7. 発電計画(内訳)の発電上限の説明を補記</li> </ul>	P18
4.0 2023/12	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日計画の記載・説明を追加</li> </ul>	P2、9、13、14、 16、28～33、 35、39～41、 55、59、66、 104、105、128

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2024 年度以降における発電計画値・発電上限値について、具体的な考え方を記載。</li> <li>・電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅲに関する記述を削除、修正</li> <li>・分割番号に関する注意事項に参照先を追記</li> <li>・「申請が必要な系統コード」の注意事項(※1)に、東京エリアにて実施するローカル系統における混雑処理(ノンファーム一律制御)の対象電源の場合、受電地点特定番号ごとの申請が必要となる説明を追記。</li> <li>・「5.3.12.分割番号の記入ミス」を追記</li> </ul>	<p>P20～26</p> <p>P19、31、41 P16、34 P58</p> <p>P125</p>
4.1 2024/6	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「申請が必要な系統コード」の注意事項(※2)に、系統制約による出力抑制に関する説明を追記。</li> </ul>	P58
4.2 2024/7	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発動指令電源に関する補足説明を追記</li> </ul>	P22
5.0 2024/8	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2025 年度以降の翌々日計画(48 点)の記載・説明を修正・追加</li> <li>・容量市場の実需給年度として、2025 年度以降、1 地点複数応札が可能となったことおよび非効率石炭火力電源の稼働抑制が適用されることを踏まえ説明を追記</li> </ul>	<p>P9、13～15、 17、19、20、30 ～37、39、40、 42～47、61、 65、72、77、 81、82、86、 89、92、95、 98、101、110、 134</p> <p>P23～26、29</p>
5.1 2024/11	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「申請が必要な系統コード」の注意事項(※1、2)の説明を一部修正(FIT 特例制度の適用有無に関わらない部分の補記および※2 についてマスタ申請・登録手引きを参照いただくよう修正)。</li> </ul>	P64

単なる誤字、脱字などはお断りなく訂正しました。

# 発電計画等受領業務ビジネスプロトコル 標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A) 記載要領

## はじめに

この記載要領は、BP 標準規格を利用して、事業者から広域機関へ系統利用計画のデータ送信を行う際の、BP 標準規格の解釈やデータ入力の方法等について、入力支援ツールの記載例を用いて解説を行うものです。

広域機関システムへのログイン、ログアウト方法等、ご利用いただくシステムの共通的な操作や画面項目については、「広域機関システム スタートアップガイド」を参照してください。

広域機関システムでの計画提出における画面操作については、「広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用)」を参照してください。

入力支援ツールの使用方法については、「広域機関システム操作マニュアル 入力支援ツール(同時同量計画)」を参照してください。

## 対象者

広域機関に発電販売計画、需要調達計画、経過措置計画を提出頂く事業者を対象としています。

## 注意点

- ・本記載要領(Ver5.0)は 2025 年 3 月 30 日に提出を求める 2025 年 4 月 1 日を対象とする翌々日計画(48 点)から適用を開始します。
- ・2025 年度より提出を求める翌々日計画は、翌日発電販売計画(情報区分コード: 0150)、翌日需要調達計画(情報区分コード: 0250)のフォーマットを使用して作成し、翌々日計画の提出期限(計画対象日の前々日 10 時)までに提出してください。
- ・FIT 特例①は翌々日計画の提出対象外です。翌々日計画に FIT 特例①の計画を記載して提出した場合、翌日計画がダブルカウントされるなど、意図しない計画になる可能性がありますので、FIT 特例①は翌々日計画で提出しないでください。
- ・FIT 特例③は一般送配電事業者及び配電事業者は提出不要です。  
※FIT 特例③を提出する特定送配電事業者は翌々日計画の提出が必要です。
- ・翌々日計画の調達計画・販売計画に記載する前日スポット約定想定量の取引先コードは「JSPT3」としてください。また、翌々日計画の調達計画の前日スポット約定想定量は、「エリア間の相対契約分」と「調達先未定分」を別々に記載し、取引先名は「相対契約分」と「調達先未定分」と記載してください。  
※販売計画に記載する前日スポット約定想定量は、別々に記載する必要はありません。
- ・翌日計画については、前日スポット取引後に翌日計画の提出期限(前日 12 時)までに前日スポット約定量に更新してください。なお、翌々日計画と翌日計画に差異がない場合、翌日計画の提出は不要です。  
※ 1 つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。

## 目次

前書き	2
変更内容	3
はじめに	9
目次	10
1. 計画の記載方法	13
1.1. 発電販売計画の記載方法	13
1.1.1. 対象年月日他	13
1.1.2. 基本情報	14
1.1.3. 出力ファイル名情報	15
1.1.4. 時間断面	15
1.1.5. 供給バランス	17
1.1.6. 発電計画(発電 BG)	18
1.1.7. 発電計画(内訳)	19
1.1.8. 販売計画(内訳)	30
1.1.9. 調達計画(内訳)	33
1.2. 需要調達計画の記載方法	37
1.2.1. 対象年月日他	37
1.2.2. 基本情報	37
1.2.3. 出力ファイル名情報	38
1.2.4. 小売電気事業者(小売電気事業者毎)	39
1.2.5. 時間断面	39
1.2.6. 需給バランス(需要 BG、小売電気事業者毎)	40
1.2.7. 調達計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)	42
1.2.8. 販売計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)	45
1.3. 経過措置計画の記載方法	48
1.3.1. 対象年月日他	48
1.3.2. 基本情報	48
1.3.3. 出力ファイル名情報	49
1.3.4. 経過措置計画情報	50
1.3.5. 提出先情報	51
1.3.6. 共同処理先情報	51
1.3.7. 時間断面	51
1.3.8. 経過措置計画	51
2. 通知	52
2.1. 経過措置可否判定結果通知	52
2.1.1. 対象年月日他	52
2.1.2. 基本情報	52
2.1.3. 可否判定結果情報	53
2.1.4. 時間断面	53
2.1.5. 経過措置計画可否判定結果	53

2.1.6.	経過措置計画 個別可否判定結果.....	54
2.2.	経過措置減少処理通知 .....	55
2.2.1.	対象年月日他 .....	55
2.2.2.	基本情報 .....	55
2.2.3.	減少処理通知情報.....	55
2.2.4.	経過措置計画 抑制情報 .....	56
2.2.5.	経過措置計画情報.....	56
2.2.6.	時間断面 .....	57
2.2.7.	経過措置計画 減少処理通知 .....	57
2.3.	前日スポット取引・1時間前取引 混雑処理通知.....	58
2.3.1.	対象年月日他 .....	58
2.3.2.	基本情報 .....	58
2.3.3.	集約情報 .....	58
2.3.4.	時間断面 .....	59
2.3.5.	混雑処理通知 .....	59
2.3.6.	約定個別情報 .....	59
3.	特例発電 BG(FIT 特例①)の計画作成方法 .....	61
3.1.	全体の概略フロー.....	61
3.2.	事前準備 .....	62
3.2.1.	マスタデータ登録.....	62
3.2.2.	太陽光・風力の系統コードの集約申請(発番申請).....	63
3.2.3.	水力・地熱・バイオマスの系統コードの集約申請(発番申請).....	63
3.3.	計画作成・提出 .....	72
3.3.1.	発電計画の作成方法 .....	72
3.3.2.	年間、月間、週間計画 .....	72
3.3.3.	翌日計画(前々日～前日に実施) .....	73
3.4.	その他 .....	76
3.4.1.	部分買取り発電所がある場合の計画作成と実績仕訳のイメージ(太陽光・風力).....	76
3.4.2.	分割番号について .....	77
3.4.3.	FIT 特例①の太陽光・風力の前日スポット取引の売れ残り控除について .....	77
4.	記載例 .....	78
4.1.	計画値同時同量計画の記載例 .....	78
4.2.	(翌日 FIT)計画値同時同量計画の記載例 .....	85
4.3.	計画値同時同量計画の入力間違い例 .....	104
5.	計画の整合性確認について .....	110
5.1.	計画内の整合性確認 .....	111
5.2.	計画間の整合性確認 .....	117
5.3.	(翌日)計画値同時同量計画のよくある入力間違い .....	119
5.3.1.	XML の構造違反(入力支援 ツール以外を使用した場合).....	119
5.3.2.	計画提出に必要なライセンス設定(事業者マスタ)がされていない .....	120
5.3.3.	「取引先コード」・「計画提出者コード」の記入ミス.....	121
5.3.4.	(翌日 FIT)発電販売計画(ステータス 3)で発電内訳の仕訳け誤り.....	123

5.3.5.	計画提出者マスタ及び発電販売計画マスタへの発電 BG コード登録漏れ.....	124
5.3.6.	発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 の不整合 .....	124
5.3.7.	経過措置計画の送電側及び受電側の BG/計画提出者コードの記載誤り.....	126
5.3.8.	販売計画・調達計画間の計画値不一致(常時バックアップの記入ミス) .....	127
5.3.9.	発電販売計画で同時最大受電電力を超過 .....	128
5.3.10.	系統コード等を修正する際の手順ミス .....	129
5.3.11.	その他よくある記入ミス.....	130
5.3.12.	分割番号の記入ミス .....	131
6.	特記事項 .....	132
6.1.	当日計画提出時の注意点.....	132
6.2.	広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等 .....	133
6.2.1.	計画受付時のチェックおよび Web 画面、メール通知、XML ファイル提供 .....	133
6.2.2.	(翌日 FIT)発電販売計画の受付ステータス.....	149
6.3.	計画変更の方法 .....	151
6.3.1.	既に登録した計画値を変更して提出 .....	152
6.3.2.	既に登録した取引先を削除して提出 .....	153

## 1. 計画の記載方法

### 1.1. 発電販売計画の記載方法

#### 1.1.1. 対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	FIT用ステータス	1.発電計画登録済
システム登録日時		作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日 [翌々日・翌日・翌日 FIT 用のみ]	当該計画が対象とする年月日。		
対象期間開始年月日 [年間・月間・週間のみ]	当該計画が対象とする期間の開始年月日。 週間の場合は土曜日。月間の場合は 1 日。年間の場合は 4 月 1 日。		
FIT 用ステータス [翌日 FIT 用のみ]	<ul style="list-style-type: none"> <li>・小売電気事業者はステータス 1、ステータス 3 でアップロードが可能。</li> <li>・一般送配電事業者はステータス 2 でアップロードが可能。</li> <li>・入力支援ツールの表示は、それぞれ以下のステータスを表す。 ステータス 1:「1.発電計画登録済」 ステータス 2:「2.発電計画値(太陽光・風力)登録済」 ステータス 3:「3.発電販売計画提出済」</li> </ul> ※3.特例発電 BG(FIT 特例①)の計画作成方法を参照。		
システム登録日時 [翌日 FIT 用のみ]	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ステータス 1(およびステータス 2)を新規で提出する場合は、空欄または任意の時間を許容。</li> <li>・新規で提出する場合以外(既にシステム登録されているものを送信する場合は、広域機関システム内のシステム登録日時を記載して提出する必要あり。</li> <li>・入力支援ツールの場合は、広域機関システムからシステム登録された XML ファイルをダウンロードし、計画値 XML 読込で計画値を読み込むことで広域機関システム内の登録日時が取り込まれるので、その状態でステータスの変更等を行い、XML 出力し提出する。</li> </ul>		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>・計画値 XML 読込、上位断面計画値 XML 読込、通知 XML 読込で、計画値を読み込むことにより表示する。</li> <li>・計画値 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

## 1.1.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称 <sup>▲</sup>
情報区分	0150	(翌日)発電販売計画
提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社
送信事業者	49993	広域エネルギーサービス
BG/計画提出者	G8XX3	広域エネルギーサービス(計画提出者東京)
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	各計画の種別を示すコード。 0150 (翌日)発電販売計画 ※2025年度以降は翌々日計画としても使用 0152 (翌日 FIT)発電販売計画 0160 (週間)発電販売計画 0170 (月間)発電販売計画 0180 (年間)発電販売計画 0151 (翌日)発電販売計画不整合結果通知	
情報区分名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
提出先事業者コード	広域機関を通じて計画を提出する一般送配電事業者を示すコード。 10011 北海道電力ネットワーク 10022 東北電力ネットワーク 10033 東京電力パワーグリッド 10044 中部電力パワーグリッド 10055 北陸電力送配電 10066 関西電力送配電 10077 中国電力ネットワーク 10088 四国電力送配電 10099 九州電力送配電 10100 沖縄電力	
提出先事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
送信事業者コード	計画を提出する事業者の事業者コード(4桁)+提出先事業者コードの下1桁。 例)事業者コード XXXX 東京電力パワーグリッドエリアに提出 →送信事業者コード:XXXX3	
送信事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
BG/計画提出者コード	計画提出者コード。 ※計画提出者は発電契約者のため、BGコード(発電BG、需要BG)は入力不可。	
BG/計画提出者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
運用モード	「通常」は計画提出用。「テスト」はデータ疎通試験用。	

### 1.1.3.出力ファイル名情報

出力ファイル名情報	
XMLファイル名	W6_0150_20160401_00_6WVU6_6.xml
BPID副機関コード	W6
情報区分コード	0150
対象時期の開始日	20160401
分割番号	00
送信事業者コード	6WVU6
提出先エリアコード	6

データ項目	説明
XML ファイル名	以下のデータ項目を用いて作成。
BPID 副機関コード	W6 で固定値。
情報区分コード	<基本情報> 情報区分コード。
対象時期の開始日	<対象年月日他> 対象年月日または対象期間開始年月日。
分割番号	<ul style="list-style-type: none"> <li>分割しない場合は「00」。</li> <li>分割する場合は 1 つ目のファイルには「01」、2 つ目のファイルに「02」、以降同様に入力。</li> </ul>
送信事業者コード	<基本情報> 送信事業者コード。
提出先エリアコード	<基本情報> 提出先事業者コードの下 1 桁。

#### ■ 注意事項

同一ファイル名の計画を受信した場合、広域機関システム内部では、先に提出された計画に、後から提出された計画が上書きされます(システム上、一旦提出された計画を取り下げることはできません)。詳細は、「6.3.計画変更の方法」をご参照ください。

ファイルの分割番号のみ変更したファイルを提出した場合、前の計画と後で送った計画が加算(ダブルカウント)されます。修正する場合は、片方のファイルの計画値をすべてゼロにして再提出してください(例:分割番号「00」の計画を提出した後、変更計画を誤って分割番号「01」で提出した場合、どちらも有効な計画として受理)。詳細は、「5.3.12.分割番号の記入ミス」をご参照ください。

### 1.1.4.時間断面

時間帯	週間						月間					年間						
	週	年	月	日	最大	最小	時刻	年	月	週	平休	最大	最小	年	月	平休	最大	最小
時間帯																		
時間断面	以下の時間断面ごとに計画を作成。 翌々日・翌日:時間帯 (30 分刻み) 週間:週、年、月、日、最大最小 月間:年、月、週、平休、最大最小 年間:年、月、平休、最大最小																	
時刻 [週間のみ]	<ul style="list-style-type: none"> <li>計画の対象日について、本機関が指定する 2 点の時刻。</li> <li>時刻はその 30 分間の終わりの時刻を hhmm 形式(4 桁)で記載(0:00~0:30→0030、23:30~24:00→2400)。</li> </ul>																	

■ 注意事項

- ・年間・月間計画の場合、各計画値は販売計画(確定)合計が最大、最小時の計画を記載してください。
- ・月間計画における存在しない平日もしくは休日欄に計画値が入力されている場合、当該計画は登録されません。存在しない平日もしくは休日の計画値を空白(ブランク)に修正して再提出をお願いします。

■ 補足事項

月間計画において、カレンダー取込機能を使用することで、存在しない平日もしくは休日の背景色を濃い灰色に変換できます。

#	年	月	週	平日	休日	販売 単	販売計画(確定) 合計(MW)	販売 *	発電計画 合計(MW)	販売 *	調達が計画(確定) 合計(MW)	販売 *	供給過不足 (MW)*	供給余力(NET) (MW)	販売 *
1	2018	10	1	平日	休日	最大									
2				最小											
3					休日	最大									
4				最小											
5	2018	10	2	平日	休日	最大									
6				最小											
7					休日	最大									
8				最小											
9	2018	10	3	平日	休日	最大									
10				最小											
11					休日	最大									
12				最小											
13	2018	10	4	平日	休日	最大									
14				最小											
15					休日	最大									
16				最小											
17	2018	10	5	平日	休日	最大									
18				最小											
19					休日	最大									
20				最小											
21	2018	10	6	平日	休日	最大									
22				最小											
23					休日	最大									
24				最小											
25	2018	11	1	平日	休日	最大									
26				最小											
27					休日	最大									
28				最小											
29	2018	11	2	平日	休日	最大									
30				最小											
31					休日	最大									
32				最小											

←2018年10月は第1週に休日が無いため  
第1週休日はグレーアウト

←2018年10月は第6週が無いため  
第6週平日・休日いずれもグレーアウト

←2018年11月は第1週に休日が無いため  
第1週休日はグレーアウト

1.1.5.供給バランス

供給バランス																		
販売計画(確定)合計			供給力(確定) 発電計画合計 (自BG)		調達計画(確定)合計 (他BGからの調達)		供給過不足		供給力(未確定) 供給余力(NET)		調達計画(未確定)合計 (他BGからの調達)		販売計画(未確定)合計 (他BGへの販売)		発電余力		(取引計画)	
販売計画(確定)合計=Σ販売計画(確定)			発電計画合計=Σ発電計画BG計		調達計画(確定)合計=Σ調達計画(確定)		供給過不足=供給過不足合計+発電計画合計-販売計画(確定)合計		供給余力(NET)=発電余力+調達計画(未確定)合計-販売計画(未確定)合計		調達計画(未確定)合計=Σ調達計画(未確定)		販売計画(未確定)合計=Σ販売計画(未確定)		発電余力=Σ発電上限-発電計画合計		取引計画(確定)=販売計画(確定)合計-調達計画(確定)合計	
販売計画(確定)合計(kWh)			発電計画合計(kWh)		調達計画(確定)合計(kWh)		供給過不足(kWh) <sup>※</sup>		供給余力(NET)(kWh)		調達計画(未確定)合計(kWh)		販売計画(未確定)合計(kWh)		発電余力(kWh) <sup>※</sup>		取引計画(確定)(kWh)	
変更▲			変更▲		変更▲		変更▲		変更※		変更※		変更※		変更※		変更▲	
データ項目			説明															
販売計画(確定)合計			<ul style="list-style-type: none"> <li>以下の数式が成り立つ。 「販売計画(確定)合計」=Σ「販売計画(確定)」</li> <li>翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>託送契約期間外は空白。</li> <li>月間計画において、第 1 週または最終週で、休日のみ場合は休日のみ提出(平日は提出しない)し、平日のみ場合は平日のみ提出(休日は提出しない)。 ※ 1 週間の単位は土曜日～金曜日</li> </ul>															
変更▲ 変更(列集約)▲			<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。 &lt;不整合を通知する整合性チェック&gt; 計画内:(発販)販売計画 合計チェック</p>															
発電計画合計			<p>以下の数式が成り立つ。 「発電計画合計」=Σ「発電計画 BG 計」</p>															
変更▲ 変更(列集約)▲			<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。 &lt;不整合を通知する整合性チェック&gt; 計画内:(発販)発電計画 合計チェック</p>															
調達計画(確定)合計			<p>以下の数式が成り立つ。 「調達計画(確定)合計」=Σ「調達計画(確定)」</p>															
変更▲ 変更(列集約)▲			<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。 &lt;不整合を通知する整合性チェック&gt; 計画内:(発販)調達計画 合計チェック</p>															
供給過不足 <sup>※</sup>			<p>以下の数式が成り立つ(入力支援ツール上のみの表示)。 「供給過不足」 =「発電計画合計」+「調達計画(確定)合計」-「販売計画(確定)合計」</p>															
供給余力(NET)			<p>以下の数式が成り立つ。 「供給余力(NET)」 =「発電余力」+「調達計画(未確定)合計」-「販売計画(未確定)合計」</p>															
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>			(入力支援ツール上のみの表示)															
調達計画(未確定)合計			<p>以下の数式が成り立つ。 「調達計画(未確定)合計」=Σ「調達計画(未確定)」</p>															
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>			(入力支援ツール上のみの表示)															

販売計画(未確定)合計	以下の数式が成り立つ。 「販売計画(未確定)合計」=Σ「販売計画(未確定)」
変更※ 変更(列集約)※	(入力支援ツール上のみの表示)
発電余力※	以下の数式が成り立つ(入力支援ツール上のみの表示)。 「発電余力」=Σ「発電上限値」-「発電計画合計」
取引計画(確定)	以下の数式が成り立つ。 「取引計画(確定)」=「販売計画(確定)合計」-「調達計画(確定)合計」
取引計画(未確定)	以下の数式が成り立つ。 「取引計画(未確定)」 =「販売計画(未確定)合計」-「調達計画(未確定)合計」
変更▲ 変更(列集約)▲	提出は任意。

### 1.1.6.発電計画(発電 BG)

発電計画 発電BG No.1	
発電BGコード	GZ996
発電BG名▲	OCCTOパワー(関西)BG
契約識別番号1	99999999999999999999

発電計画 BG計	
発電計画BG計= ΣBG内の発電計画	
▲	
発電計画 BG計(kWh)	変更 ▲

データ項目	説明
発電 BG コード	当該計画提出者マスタおよび当該発電販売計画マスタに含まれる発電 BG コード。
発電 BG 名▲	提出は任意。
契約識別番号 1	託送契約締結後に一般送配電事業者が発番。 ※2016/3/31 までの契約識別番号と異なる。 ※契約識別番号の発番後、発電販売計画マスタの新規申請または契約識別番号の変更申請を実施。マスタ登録完了通知メールを受領後、登録した契約識別番号を発電販売計画に記載して提出する。
発電計画 BG 計	以下の数式が成り立つ。 「発電計画 BG 計」=Σ当該発電 BG 内の「発電計画」
変更▲ 変更(列集約)▲	提出は任意。 不整合結果通知時に、不整合を通知。 <不整合を通知する整合性チェック> 計画内:(発販)発電計画 各 BG 合計チェック

## 1.1.7.発電計画(内訳)

発電計画 内訳 No.1					
系統コード	61234				
発電所名 <sup>▲</sup>	OCCTOパワー発電所1				
契約識別番号 <sup>2◆</sup>	88888888888888888888				
電源(BG)種別	非調整電源 <sup>▲</sup>				
発電計画 (kWh)	発電上限 (kWh)	発電下限 (kWh)	優先 順位	プロ ダ <sup>◆</sup>	変更 ▲
データ項目	説明				
系統コード	当該発電 BG に含まれる系統コード。				
発電所名 <sup>▲</sup>	提出は任意。				
契約識別番号 <sup>2◆</sup>	託送契約締結後に一般送配電事業者が発番。 一般送配電事業者から指定がない場合、空欄(記載しない)。				
電源(BG)種別	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整電源は、各社の託送供給等約款に記載される「調整電源」のこと。</li> <li>FIT 電源 1、2、FIT 送配 1、2 は、FIT インバランス特例制度①、②の適用を受ける電源。</li> <li>FIT 送配 3 は FIT インバランス特例制度③の適用を受ける電源。</li> <li>非調整電源は、上記以外の電源。</li> <li>FIT 電源 1 および FIT 送配 1 のみ、(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)を使用する。</li> </ul>				
発電計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>以下の条件式が成り立つ。 「発電上限」≥「発電計画」≥「発電下限」</li> <li>定期点検により発電機が停止する場合はゼロ。</li> </ul>				
発電上限	<ul style="list-style-type: none"> <li>翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>発電可能上限を記載(下記「発電上限の具体的な考え方」参照)。</li> </ul>				
発電下限	<ul style="list-style-type: none"> <li>翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>最低負荷を考慮した発電可能下限を記載。</li> <li>調整電源については、運用上の下限值。</li> <li>非調整電源については、一般送配電事業者と出力抑制の事前合意がある場合は、その下限値。</li> <li>自然変動電源(太陽光・風力)については、発電計画と同値。</li> </ul>				
優先順位 [翌々日・翌日・翌日 FIT 用のみ]	<ul style="list-style-type: none"> <li>各社の託送供給等約款に記載される「受電地点の電力量の計量値の仕訳に係る順位(1~99)」のこと。</li> <li>他の契約と同一計量されない(単独計量)の場合は「99」。</li> <li>他の契約と同一計量される場合は、発電者と協議のうえ決定。</li> <li>数値が小さい方の優先順位が高い。「1」が最も優先順位が高い。</li> <li>常に最劣後を希望する場合は「99」を入力。この場合、他の優先順位の高い計画値を充当した結果、余り kWh があると「99」の計画に全て配分される。</li> </ul>				

	<p>・計画値按分(プロラタ)処理を希望する場合は、他の計画値按分(プロラタ)処理を希望する計画と同一の優先順位とする。</p>
<p>プロラタ◆ [翌々日・翌日・翌日 FIT 用のみ]</p>	<p>・優先順位が同じ計画は、同一優先順位として計画値按分(プロラタ)処理を行う。この際、端数が生じた場合は各計画に処理を行う。この処理を指定する順位(1~9)のこと。</p> <p>・プロラタ処理を希望しない場合、記入は不要。</p> <p>・端数処理は1kWh単位で行う。</p> <p>・計画値按分(プロラタ処理)を希望した場合で、空白とした場合は、最劣後となる。</p>
<p>変更▲ 変更(列集約)▲</p>	<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。</p> <p>&lt;不整合を通知する整合性チェック&gt;</p> <p>計画内:(発電)発電計画 上限チェック</p> <p>計画内:(発電)発電計画 下限チェック</p> <p>計画間:(発電)発電所マスタチェック(同時最大受電電力)</p> <p>計画間:(発電)地内潮流制約チェック(年間~翌日)</p> <p>計画間:(発電)地内潮流制約チェック(変更)</p>

#### ■注意事項

既存電源の契約終了時は、マスタの変更も必要になります。

- ・発電販売計画マスタ:該当発電所の削除申請
- ・発電所マスタ:所属事業者の削除申請

#### ■発電上限の具体的な考え方

【a.発電計画値・発電上限値の入力に関する電源の分類】

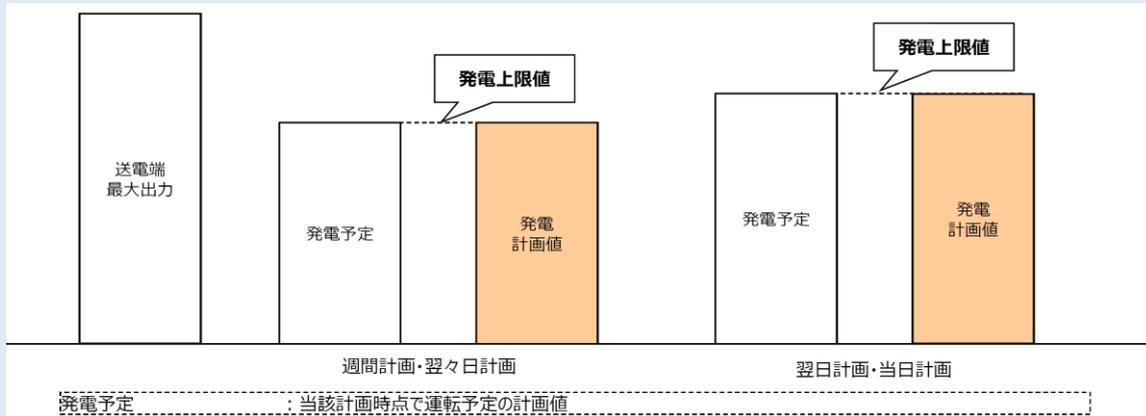
計画提出の対象電源が下表①から⑨のどのパターンになるかを確認し、具体的な内容は下表に続く該当項目をご確認ください。

容量市場	余力活用契約	容量市場における名称	需給調整市場への参加	具体的な電源例	パターン
落札電源	無	変動電源(単独・アグリ)	不可	太陽光・風力・自流水水力 (アグリは計量単位1,000kW未満)	①
		発動指令電源	可	基本計量単位1,000kW未満の電源(水力・火力・原子力・地熱・バイオ・廃棄物・蓄電池)または蓄電池(1,000kW以上)	②
		安定電源	不可	DR	③
	有	発動指令電源	可	火力・原子力・水力・地熱・バイオマス・廃棄物	④
安定電源		可	蓄電池(1,000kW以上)	⑤	
非落札電源	有	—	可	火力・水力(揚水・貯水式)・蓄電池	⑥
	無	—	一部可	火力・水力・原子力・地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池	⑦
			不可	太陽光・風力	⑧
			可	DR	⑨

※パターン③・⑨(DR)については「需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領」参照。

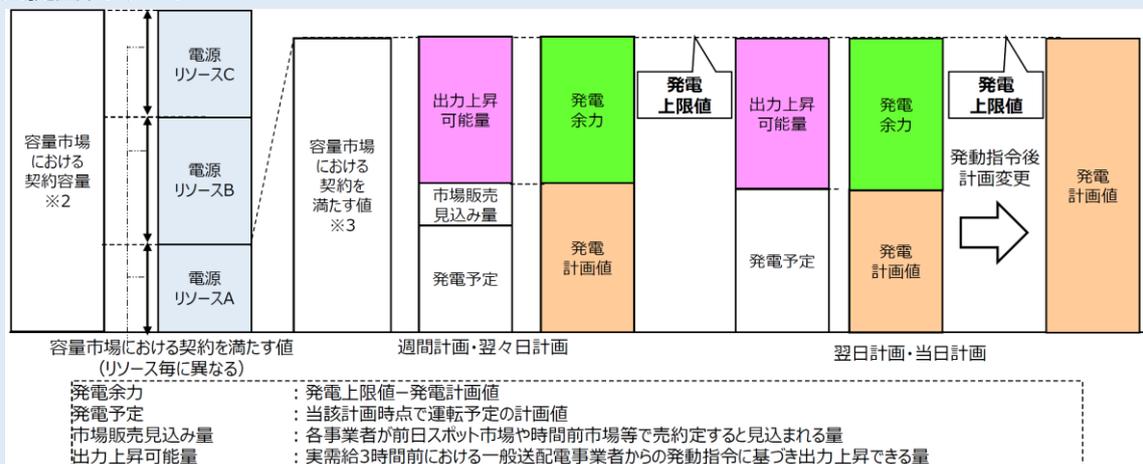
【b.パターン①・⑧:自然変動電源(太陽光・風力等)】

- ・週間計画・翌々日計画断面では、当該計画時点での気象予測等に基づいた発電計画値を作成します。
- ・翌日計画・当日計画断面も同様に発電計画値を作成します。
- ・なお、発電上限値は発電計画値と同値となります。



【c.パターン②:発動指令電源(火力・水力他)・ΔkW 約定なし】

- ・週間計画・翌々日計画断面では、スポット市場等での売約定を見込んだうえで発電計画値を作成します。発電上限値は、容量市場における契約を満たす値以上とします(ただし、ユニット作業時、流通設備作業に伴う出力抑制時等は除きます。以下、同様です)。
- ・翌日計画・当日計画断面では、現状と同様に当該計画時点で販売が確定している量を発電計画値とします。発電上限値は、容量市場における契約を満たす値以上とします。
- ・また、発動指令があった場合、発電計画値は容量市場における契約を満たす値以上となるよう速やかに計画変更提出します<sup>※1</sup>。



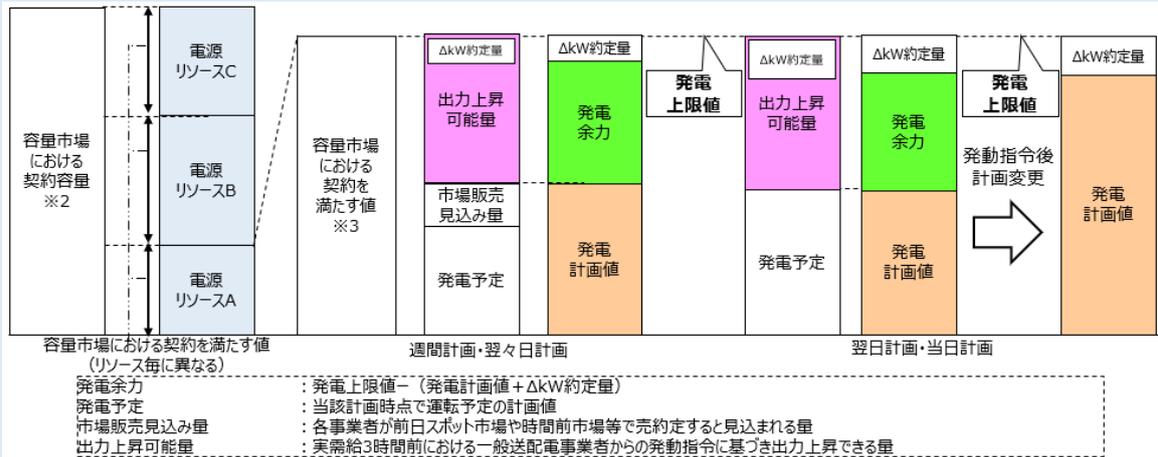
※1 発動指令後、相对契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に応札する場合、供給量確定前・市場約定前であっても発電計画値を速やかに変更します。

※2 実需給年度 2026 年度以降において調整係数がかけられる場合は、調整係数を反映前の応札容量とします。

※3 容量市場における契約を満たす値 < 送電端最大出力、となる場合があります。

【d.パターン②:発動指令電源(火力・水力他)・ΔkW 約定あり】

- ・週間計画・翌々日計画断面では、スポット市場等での売約定を見込んだうえで発電計画値を作成します。発電上限値は、容量市場における契約を満たす値以上とします(ただし、ユニット作業時、流通設備作業に伴う出力抑制時等は除きます。以下、同様です)。
- ・翌日計画・当日計画断面では、現状と同様に当該計画時点で販売が確定している量を発電計画値とします。発電上限値は、容量市場における契約を満たす値以上とします。
- ・また、発動指令があった場合、発電計画値は「容量市場における契約を満たす値から ΔkW 約定量を除いた値」以上となるよう速やかに計画変更提出します<sup>※1</sup>。



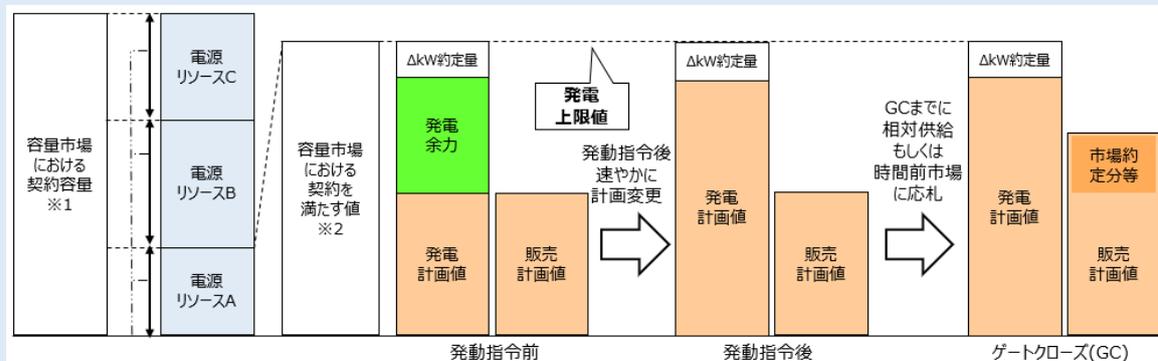
※1 発動指令後、相对契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に応札する場合、供給量確定前・市場約定前であっても発電計画値を速やかに変更します。

※2 実需給年度 2026 年度以降において調整係数がかけられる場合は、調整係数を反映前の応札容量とします。

※3 容量市場における契約を満たす値 < 送電端最大出力、となる場合があります。

【d'.パターン②:発動指令電源(ΔkW 約定あり・なし)の補足】

- ・発動指令があれば、速やかに発電計画値を変更する必要がありますが、その際、販売計画値はその時点の販売予定量から変更不要です。ゲートクローズまでに相对供給もしくは 1 時間前市場に応札し、供給量確定・市場約定した電力量について販売計画値に反映してください。なお、ゲートクローズにおいて、販売計画値が発動指令反映後の発電計画値未滿となる場合は、発電計画値は販売計画に合わせず実際に発電する値としてください。



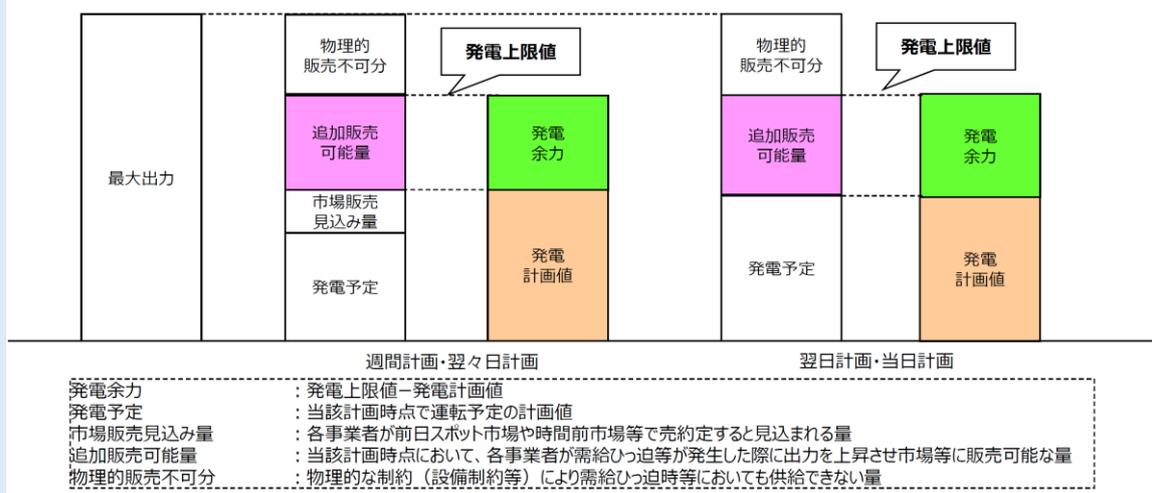
※1 実需給年度 2026 年度以降において調整係数がかけられる場合は、調整係数を反映前の応札容量とします。

※2 容量市場における契約を満たす値 < 送電端最大出力、となる場合があります。

1.1 発電販売計画の記載方法

【e.パターン④:安定電源(需給調整市場不参加)・パターン⑦:容量市場非落札電源・余力活用契約無】

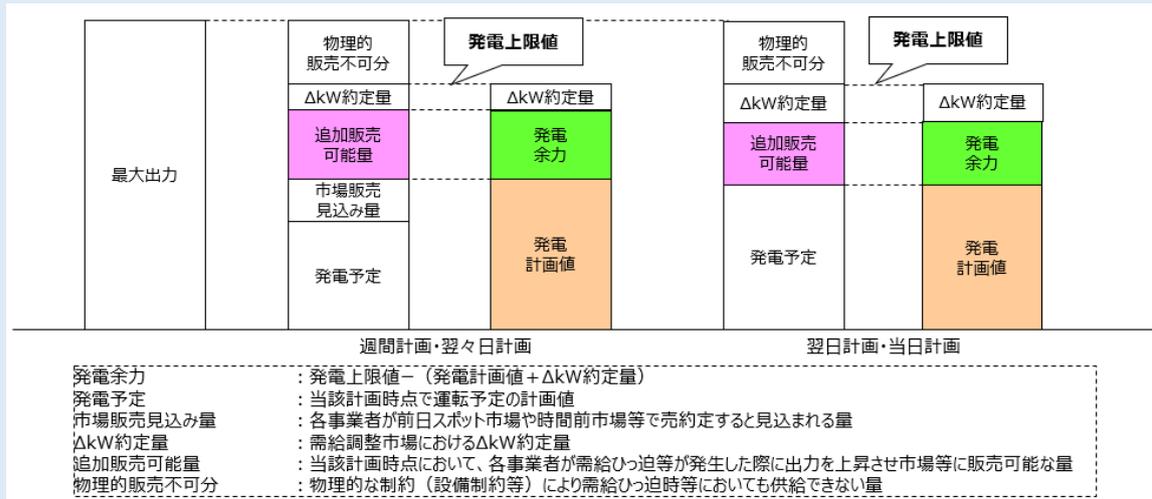
- ・週間計画・翌々日計画断面では、スポット市場等での売約定を見込んだうえで発電計画値を作成します。発電上限値は、需給ひっ迫等が発生した際に出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値<sup>※1</sup>とします。
- ・翌日計画・当日計画断面では、現状と同様に当該計画時点で販売が確定している量を発電計画値とします。発電上限値は、需給ひっ迫等が発生した際に出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値<sup>※1</sup>とします。



※1 パターン④の稼働抑制対象電源(非効率石炭火力)について、稼働抑制に伴う燃料制約を考慮した上で出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値を記載。

【f.パターン⑤:安定電源(需給調整市場参加)・パターン⑥:容量市場非落札電源・余力活用契約有】

- ・週間計画・翌々日計画断面では、スポット市場等での売約定を見込んだうえで発電計画値を作成します。発電上限値は、 $\Delta kW$  約定量を含め、余力活用契約を考慮したうえで需給ひっ迫等が発生した際に出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値<sup>※1</sup>とします。
- ・翌日・当日計画断面では、現状と同様に当該計画時点で販売が確定している量を発電計画値とします。発電上限値は、 $\Delta kW$  約定量を含め、余力活用契約を考慮したうえで需給ひっ迫等が発生した際に出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値<sup>※1</sup>とします。



※1 パターン⑤の稼働抑制対象電源(非効率石炭火力)について、稼働抑制に伴う燃料制約を考慮した上で出力を上昇させ市場等に販売可能な上限値を記載。



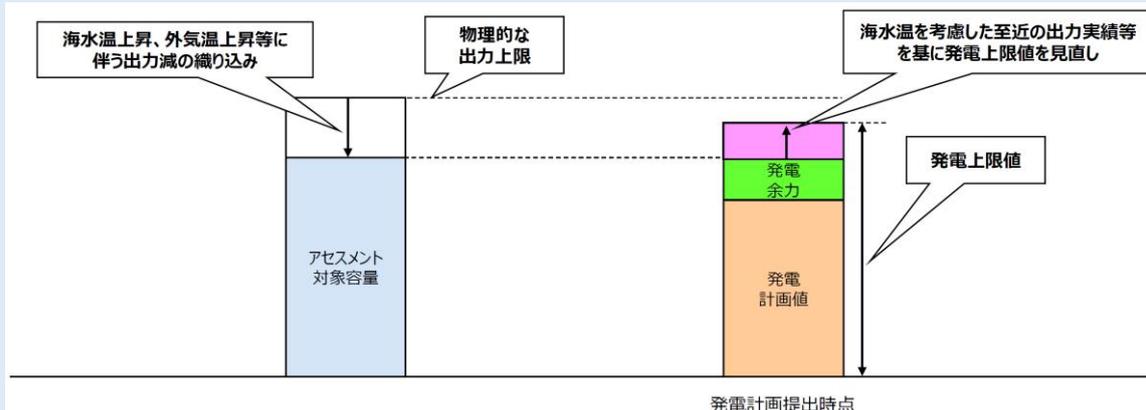


【g.発電計画値・上限値の注意点(パターン②・④・⑤基本事項)】

・パターン②・④・⑤の発電上限値は、「容量市場におけるアセスメント対象容量(発動指令電源については、容量市場における契約を満たす値、以下同様)を基本としつつ、至近の海水温、外気温等を考慮し、需給ひっ迫時に提供できる最大値<sup>※1</sup>」とします。

・したがって、基本的に発電上限値はアセスメント対象容量<sup>※2</sup>を下回ることはありません。アセスメント対象容量を下回った発電上限値が提出された場合、ペナルティの対象となる可能性があります(ただし、ユニット作業時、流通設備作業に伴う出力抑制時、バランス停止等は除く(i.発電計画値・上限値の注意点(パターン②・④・⑤)停止電源)参照します)。

・また、需給ひっ迫のおそれがある中で、燃料制約があったとしても、これに伴って一定期間発電上限値を下げた場合、容量市場における経済的ペナルティとなる可能性があります。

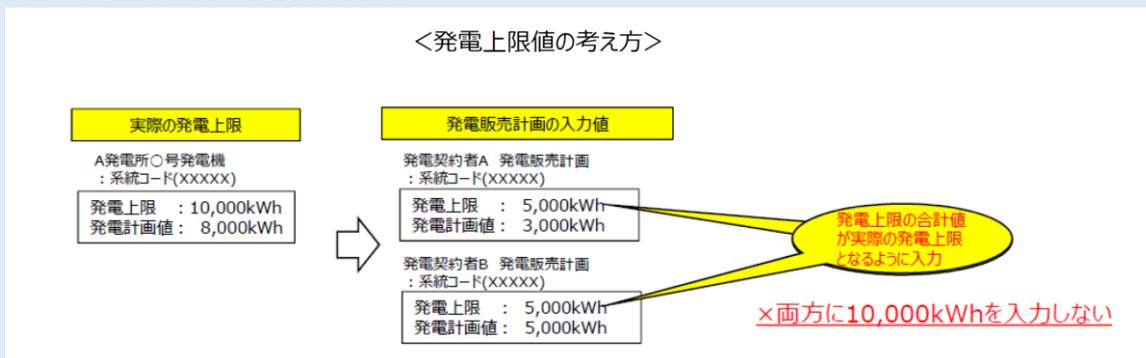


※1 1地点複数応札箇所の発電上限値は、活用に制約がある出力帯を除く

※2 1地点複数応札箇所の場合は、安定電源(パターン④または⑤)のアセスメント対象容量

【h.発電計画値・上限値の注意点(パターン②・④・⑤・⑥・⑦ 販売先が複数となる場合)】

販売先が複数となり、発電販売計画の内訳を同一の系統コードで分けて入力する場合は、発電上限値の合計が適切な値となるようご注意ください。



【i.発電計画値・上限値の注意点(パターン②・④・⑤停止電源)】

・定期点検または補修停止等によって発電できない状態の場合、発電上限値及び発電計画値はゼロで提出してください。

・当該計画提出時点において「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」や「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発信されておらず、発電予定はないものの、発電可能な状態(バランス停止)である場合、発電計画値・発電上限値は次のとおりとしてください。

(1) 週間計画・翌々日計画断面

・発電上限値は、9時に発電上限に到達するような並列・起動カーブとしてください(j.(参考)週間計画におけるバランス停止機(パターン②・④・⑤)の発電上限値参照)。

・発電計画値はゼロで提出してください。

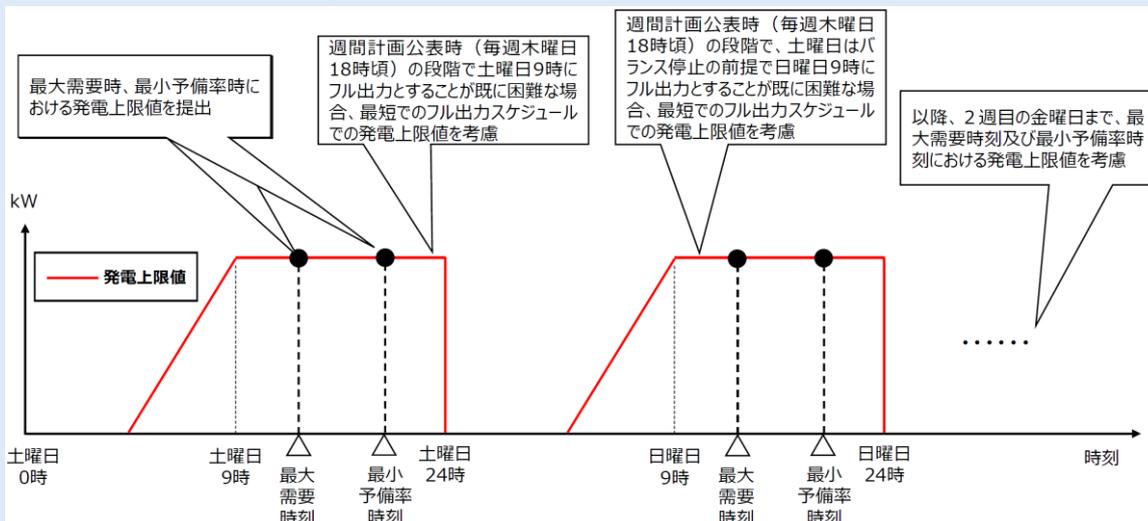
(2) 翌日計画・当日計画断面(下表参照)】

パターン	翌日計画提出時 (前日12時) (翌々日計画で「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合)		広域予備率公表後 (前日18時頃) (「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」発信後)	
	発電計画値	発電上限値	発電計画値	発電上限値
②	ゼロ	ゼロ	3時間前の指令が来た場合、計画値を提出。	同左
④	同上	前日19時頃に並列の必要性が判明したことを前提に、当日9時にフル出力となる並列・起動カーブを考慮する。時間的な制約等で困難な場合、並列・起動からフル出力まで最短のカーブとする。	リクワイアメント達成に必要な並列・起動カーブを考慮して計画値を作成。	発電計画値に応じた上限値を作成。
⑤	同上	同上	同上。なお、一送との調整の結果、カーブが変更となった場合でも計画値の変更不要。発動指令電源についてはパターン②と同様。	同上

【j.(参考)週間計画におけるバランス停止機(パターン②・④・⑤)の発電上限値】

・週間計画におけるバランス停止機(パターン②・④・⑤)の発電上限値は、下図(週を通してバランス停止を計画していた場合)を参考に考慮してください。

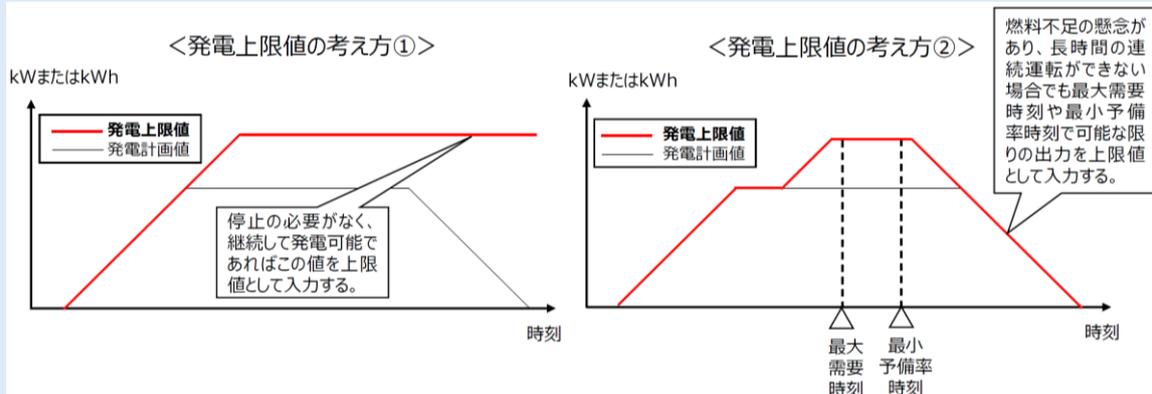
・なお、週間計画公表時(毎週木曜日 18 時頃)の段階で 9 時にフル出力とすることが既に困難な場合、最短でのフル出力スケジュールでの発電上限値を考慮してください。



## 【k.発電計画値・上限値の注意点(パターン⑥・⑦基本事項)】

・発電上限値は、「物理的な制約を考慮した、需給ひっ迫時等に出力上昇可能な上限値」とします。物理的な制約とは、機器の故障、海水温の上昇、外気温による出力減、燃料制約等を指します。物理的な制約があるものの短時間の出力上昇が可能な場合は、広域機関が週間計画において指定する最大需要時刻や最小予備率時刻において市場等に供出可能な量を発電上限値として入力してください。

・また、発電計画の提出者が契約に基づき他社の電気を受電している場合は契約上の最大受電量とします。



## 【l.発電計画値・上限値の注意点(パターン⑥・⑦停止電源)】

・定期点検または補修停止等によって発電できない状態の場合、発電上限値及び発電計画値はゼロで提出してください。

・発電予定はないものの、必要に応じて発電可能である場合、発電上限値は【m.(参考)パターン④⑤⑥⑦およびパターン②の発電上限値の記載方法】及び【n.(参考)パターン④⑤⑥⑦の発電上限値の記載方法のイメージ】を参照してください。

【m.(参考)パターン④⑤⑥⑦およびパターン②の発電上限値の記載方法】

・パターン④⑤⑥⑦の上限値(定期点検または補修停止、燃料制約等の出力制約なしの場合)

状態	ケース	週間・翌々日計画	翌日計画 前日12時	翌日計画見直し 前日17時以降	
				前日12時から 「発電予定あり⇔なし」の変更	
発電予定あり	起動時 (バランス停止からの起動)	計画値のとおり もしくは9時フル出力 ※1,2,3となるカーブ	計画値のとおり もしくは9時フル出力 ※1,2,3となるカーブ※4	あり	前日12時と同様
	解列時 および DSS実施時 (解列～起動)	フル出力継続※3,5 (解列時は24時まで)	フル出力継続※3,4,5 (解列時は24時まで)	なし	
発電予定なし	-	9時フル出力※1,2,3 24時まで継続	9時フル出力※1,2,3 24時まで継続	あり	

※1 前日19時起動指令で9時フル出力に間に合わなければ最短の起動カーブ  
 ※2 前日19時起動指令で間に合う場合は9時よりも前にフル出力となるカーブとすることも可  
 ※3 1地点複数応札(パターン②+④または②+⑤)については、制約なく活用できる出力帯のフル出力とする  
 ※4 余力活用電源のパターン⑤⑥について、一般送配電事業者によっては、起動・停止時に上限値と計画値が乖離することで、余力活用の範囲の把握等に  
 影響がある可能性があるため、事前に関係する一般送配電事業者に確認ください ※5 継続して発電することが困難な場合は計画値のとおり

※DSS(Daily Start and Stop)：需給状況に合わせ、1日の中で停止・起動を行うこと

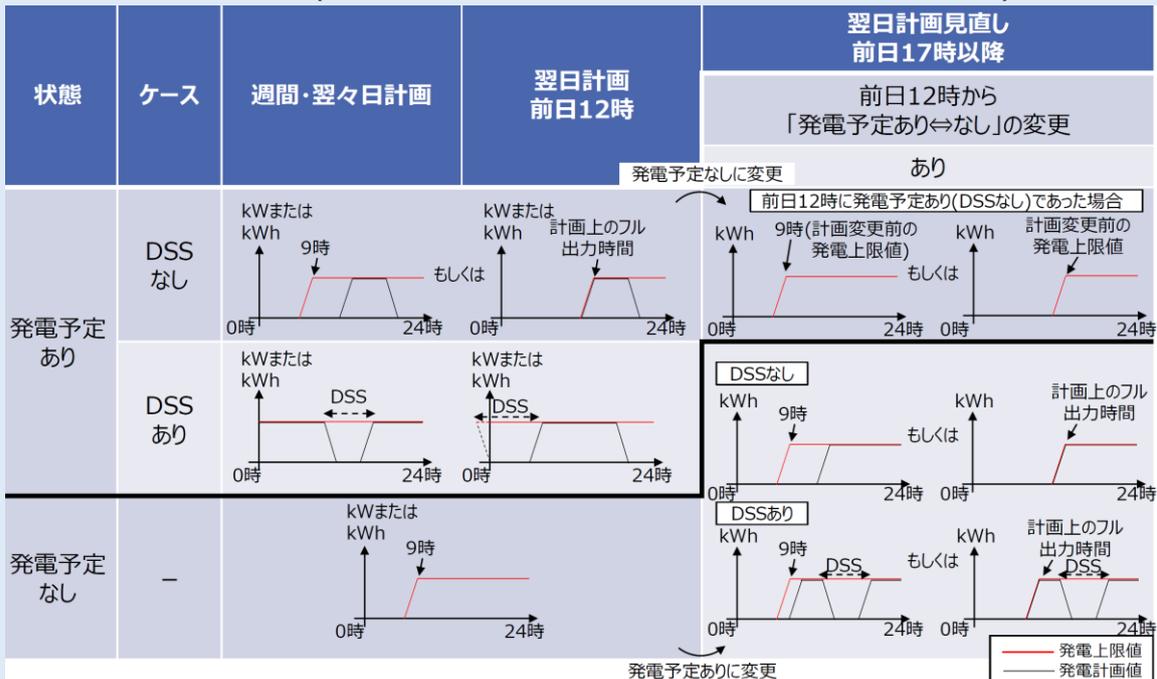
・パターン②の上限値

・発電予定ありの場合、「週間・翌々日計画～前日12時」は上表と同様です。前日17時以降で発電予定なしに変更する場合はゼロとします。

・発電予定なし(バランス停止)の場合は、「i.発電計画値・上限値の注意点(パターン②・④・⑤停止電源)」を参照してください。前日17時以降で発電予定ありに変更する場合、起動時は計画値のとおり、解列時およびDSS実施時はフル出力継続とします※5。

【n.(参考)パターン④⑤⑥⑦の発電上限値の記載方法のイメージ】

・パターン④⑤⑥⑦の上限値(定期点検または補修停止、燃料制約等の出力制約なしの場合)





販売計画(確定)	<p>&lt;単位&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> </ul> <p>&lt;他の計画との整合&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・翌日および翌日 FIT 計画の場合は販売先の調達計画(確定)と同一になるように入力。</li> </ul> <p>&lt;計画値&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・確定している販売量を記載(対象：年間・月間・週間・翌々日・翌日計画)</li> </ul> <p>【年間・月間・週間計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・特定契約等に基づくエリア内・エリア間の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>・先渡、ベースロード市場約定量の合計値(取引先コード：JSPT3)</li> </ul> <p>【翌々日計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>・特定契約等に基づくエリア間の取引量、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード：JSPT3)</li> </ul> <p>【翌日計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>・前日スポット取引、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード：JSPT3)</li> <li>・1 時間前取引約定量(取引先コード：J1HR3)</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・前日スポット取引約定想定量を記載(対象：週間・翌々日計画)</li> </ul> <p>【週間計画(非調整電源のみ)】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・前日スポット取引約定想定量(取引先コード：GSSS + エリアコードの下 1 桁)</li> </ul> <p>【翌々日計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・前日スポット取引約定想定量(上記「確定している販売量を記載」の【翌々日計画】に記載の特定契約等に基づくエリア間取引、先渡、ベースロード市場約定量を含む) (取引先コード：JSPT3)</li> </ul>
変更 <sup>△</sup> 変更(列集約) <sup>△</sup>	<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。</p> <p>&lt;不整合を通知する整合性チェック&gt;</p> <p>計画間:JEPX)販売計画と取引所約定量(売り)チェック</p> <p>計画間:発販→需調問)販売計画と調達計画の取引量チェック</p> <p>計画間:発販→発販問)販売計画と調達計画の取引量チェック</p> <p>計画間:発販→発電問)販売計画と発電計画の取引量チェック</p> <p>計画間:エリア間取引記載有無のチェック</p>
販売計画(未確定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>・翌日および翌日 FIT 計画の場合は、販売先の調達計画(未確定)と同一になるように入力。</li> <li>・販売確定済みではないものの、当該販売先にもみ調達権利がある量。</li> </ul>

	(前日スポット取引、1時間前取引の値は記載しないでください。) 例)販売先の調達計画に応じられるよう、当該販売先への販売専用として確保しておく供給力。複数の事業者と緊急時融通契約を締結し、調達希望の先着で発電余力を販売する等は対象外(当該販売先への販売専用ではないため)。
変更※ 変更(列集約)※	(入力支援ツール上でのみの表示)

#### ■補足事項

販売計画(内訳)におけるエリア間取引の記載について説明します。

作業停止計画調整やエリア需給状況の把握に地域間連系線潮流の見込みが必要なため、それぞれの計画について以下の通り記載してください。

##### <年間・月間・週間計画>

- ・取引先コード:特定契約等をもとにしたエリア外の取引先のコード
- ・販売計画(確定):特定契約等をもとにしたエリア外取引先とのエリア間の取引量

##### <翌々日計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3)
- ・販売計画(確定):前日スポット取引約定想定量

##### <翌日(当日)計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3、J1HR3)
- ・販売計画(確定):取引所での約定量

#### ■注意事項

市場取引の場合は、売り約定量と買い約定量は差し引きせず、それぞれを販売計画、調達計画に記載ください。

例)同一時間帯で1時間前取引 7MWの売り、1時間前取引 5MWの買いの場合

正)販売計画 7MW、調達計画 5MW

誤)販売計画 2MW

例)同一時間帯で先渡取引 7MWの売り、前日スポット取引 5MWの買いの場合

正)販売計画 7MW、調達計画 5MW

誤)販売計画 2MW

#### ■2025年度以降の翌々日計画に関する注意事項

- ・スポット約定想定量は、取引先コード「JSPT3」で入力してください。
- ※ 前日スポット取引を行う予定がない場合、記載不要です。
- ※ 販売計画のスポット約定想定量は、エリア間の相対契約分と調達先未定分を別々に記載する必要はありません(取引先名の記載は任意です)。

販売計画				調達計画							
販売計画 内訳 No.1				調達計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.2					
取引先コード	JSPT3			取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3				
取引先名▲				取引先名▲	相対契約分	取引先名▲	調達先未定分				
電源特定コード▲				電源特定コード▲		電源特定コード▲					
広域指示	指示なし			広域指示	指示なし	広域指示	指示なし				
				自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外	自動紐付除外なし				
▲		※		▲		※					
販売計画(確定) (kWh)	変更 ▲	販売計画(未確定) (kWh)	変更 ※	調達計画(確定) (kWh)	変更 ▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更 ※	調達計画(確定) (kWh)	変更 ▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更 ※
100				100				50			
100				100				50			

■ 2025 年度以降の翌日計画に関する注意事項

・スポット取引後、翌日計画の締切(前日 12 時)までにスポット約定量に更新して提出してください。

※ 翌々日計画と差異がない場合、翌日計画の提出は不要です。

※ 1つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。

1.1.9.調達計画(内訳)

調達計画			
調達計画 内訳 No.1			
取引先コード			
取引先名▲			
電源特定コード▲			
広域指示			
自動紐付除外	自動紐付除外なし		
▲		※	
調達計画(確定) (kWh)	変更 ▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更 ※

データ項目	説明
取引先コード	<ul style="list-style-type: none"> <li>・需要 BG との取引の場合 BG コード(需要 BG)</li> <li>・計画提出者(発電、抑制)との取引の場合 計画提出者コード</li> <li>・市場取引(先渡、ベースロード、前日スポット取引、1 時間前取引)の場合 JSPT3(先渡、ベースロード、前日スポット取引)、J1HR3(1 時間前取引)</li> <li>・翌々日計画における前日スポット取引約定想定量の場合 JSPT3(前日スポット取引約定想定量その他、先渡、ベースロード市場約定量も含む)</li> <li>・週間計画(非調整電源のみ)における前日スポット取引約定想定量の場合 GSSS+エリアコードの下 1 桁</li> </ul>
取引先▲	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日計画における前日スポット取引約定想定量の場合</li> <li>・エリア間の相対契約や先渡、ベースロード市場約定分の場合、「相対契約分」</li> <li>・調達先未定の場合、「調達先未定分」</li> </ul> <p>翌々日計画における前日スポット取引約定想定量以外の場合</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・提出は任意</li> </ul>

1.計画の記載方法  
1.1 発電販売計画の記載方法

電源特定コード <sup>▲</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自己託送事業者が地域間の託送を行う場合は特定託送コードを記載。</li> <li>その他の事業者は空白のまま問題なし。空白とすることに伴って、インバランス、計画不整合扱いになることはない。</li> </ul>
広域指示	需給状況の悪化時に広域機関からの指示がある場合に使用。通常は、「指示なし」を選択。
自動紐付除外	「自動紐付除外なし」固定。
調達計画(確定)	<p>&lt;単位&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> </ul> <p>&lt;他の計画との整合&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>翌日および翌日 FIT 計画の場合は調達先の販売計画(確定)と同一になるように入力。</li> </ul> <p>&lt;計画値&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>確定している調達量を記載(対象：年間・月間・週間・翌々日・翌日計画)</li> <li>【年間・月間・週間計画】 <ul style="list-style-type: none"> <li>特定契約等に基づくエリア内・エリア間の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>先渡、ベースロード市場約定量の合計値(取引先コード：JSPT3)</li> </ul> </li> <li>【翌々日計画】 <ul style="list-style-type: none"> <li>特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>特定契約等に基づくエリア間の取引量、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード：JSPT3)</li> </ul> </li> <li>【翌日計画】 <ul style="list-style-type: none"> <li>特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード：BG コードまたは計画提出者コード)</li> <li>前日スポット取引、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード：JSPT3)</li> <li>1 時間前取引約定量(取引先コード：J1HR3)</li> </ul> </li> <li>前日スポット取引約定想定量を記載(対象：週間・翌々日計画)</li> <li>【週間計画(非調整電源のみ)】 <ul style="list-style-type: none"> <li>前日スポット取引約定想定量(取引先コード：GSSS + エリアコードの下 1 桁)</li> </ul> </li> <li>【翌々日計画】 <ul style="list-style-type: none"> <li>前日スポット取引約定想定量(上記「確定している調達量を記載」の【翌々日計画】に記載の特定契約等に基づくエリア間取引、先渡、ベースロード市場約定量を含む) (取引先コード：JSPT3)</li> </ul> </li> </ul>
変更 <sup>▲</sup> 変更(列集約) <sup>▲</sup>	<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。</p> <p>&lt;不整合を通知する整合性チェック&gt;</p> <p>計画間: JEPX) 調達計画と取引所約定量(買い)チェック</p> <p>計画間: 発電→発電間) 販売計画と調達計画の取引量チェック</p> <p>計画間: 需調→発電間) 販売計画と調達計画の取引量チェック</p>

	計画間:エリア間取引記載有無のチェック
調達計画(未確定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日および翌日 FIT の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>・翌日および翌日 FIT 計画の場合は、調達先の販売計画(未確定)と同一になるように入力。</li> <li>・調達確定済みではないものの、当該調達先に対し調達権利がある量。 (前日スポット取引、1 時間前取引の値は記載しないでください。) 例)調達を希望すれば、当該調達先から必ず調達可能な供給力(当該販売先が供給力を専用で確保済み)。</li> </ul>
変更※ 変更(列集約)※	(入力支援ツール上でのみの表示)

■補足事項

調達計画(内訳)におけるエリア間取引の記載について説明します。

作業停止計画調整やエリア需給状況の把握に地域間連系線潮流の見込みが必要なため、それぞれの計画について以下の通り記載してください。

<年間・月間・週間計画>

- ・取引先コード:特定契約等をもとにしたエリア外の取引先のコード
- ・調達計画(確定):特定契約等をもとにしたエリア外取引先とのエリア間の取引量

<翌々日計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3)
- ・調達計画(確定):前日スポット取引約定想定量

<翌々日・翌日(当日)計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3、J1HR3)
- ・調達計画(確定):取引所での約定量

■注意事項

調達先がない場合は、調達計画の欄はすべて空白としてください。

■2025 年度以降の翌々日計画に関する注意事項

- ・スポット約定想定量は、取引先コード「JSPT3」で入力してください。
- ※ 前日スポット取引を行う予定がない場合、記載不要です。
- ・調達計画のスポット約定想定量は、エリア間の相対契約分と調達先未定分を別々に記載してください。  
なお、取引先名は「相対契約分」と「調達先未定分」としてください。
- ※ 該当のある項目(相対契約分または調達先未定分)のみの記載で問題ありません。

販売計画				調達計画			
販売計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.2			
取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3		
取引先名▲		取引先名▲	相対契約分	取引先名▲	調達先未定分		
電源特定コード▲		電源特定コード▲		電源特定コード▲			
広域指示	指示なし	広域指示	指示なし	広域指示	指示なし		
		自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外	自動紐付除外なし		
▲	※	▲	※	▲	※	▲	※
販売計画(確定) (kWh)	変更 ▲	販売計画(未確定) (kWh)	変更 ※	調達計画(確定) (kWh)	変更 ▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更 ※
100				100		50	
100				100		50	

■ 2025 年度以降の翌日計画に関する注意事項

- ・スポット取引後、翌日計画の締切(前日 12 時)までにスポット約定量に更新して提出してください。
- ※翌々日計画と差異がない場合、翌日計画の提出は不要です。
- ※ 1 つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。

## 1.2.需要調達計画の記載方法

### 1.2.1.対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日[翌々日・翌日のみ]	当該計画が対象とする年月日。		
対象期間開始年月日 [年間・月間・週間のみ]	当該計画が対象とする期間の開始年月日。 週間の場合は土曜日。月間の場合は1日。年間の場合は4月1日。		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>計画値 XML 読込、上位断面計画値 XML 読込（週間・月間のみ）、通知 XML 読込で、計画値を読込むことにより表示する。</li> <li>計画値 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

### 1.2.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称 <sup>▲</sup>
情報区分	0250	(翌日)需要調達計画
提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社
送信事業者	49993	広域エネルギーサービス
BG/計画提出者	LZ993	広域エネルギーサービス(需要BG東京)
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	各計画の種別を示すコード。 0250 (翌日)需要調達計画 ※2025年度以降は翌々日計画としても使用 0260 (週間)需要調達計画 0270 (月間)需要調達計画 0280 (年間)需要調達計画 0251 (翌日)需要調達計画不整合結果通知	
情報区分名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
提出先事業者コード	広域機関を通じて計画を提出する一般送配電事業者を示すコード。 10011 北海道電力ネットワーク 10022 東北電力ネットワーク 10033 東京電力パワーグリッド 10044 中部電力パワーグリッド 10055 北陸電力送配電 10066 関西電力送配電 10077 中国電力ネットワーク 10088 四国電力送配電 10099 九州電力送配電 10100 沖縄電力	
提出先事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	

送信事業者コード	計画を提出する事業者の事業者コード(4桁)+提出先事業者コードの下1桁。 例)事業者コード XXXX 東京電力パワーグリッドエリアに提出 →送信事業者コード:XXXX3
送信事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。
BG/計画提出者コード	BGコード(需要BG)。 ※計画提出者は(代表)契約者のため、計画提出者コード、BGコード(発電BG)は入力不可。
BG/計画提出者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。
運用モード	「通常」は計画提出用。「テスト」はデータ疎通試験用。

### 1.2.3.出力ファイル名情報

出力ファイル名情報	
XMLファイル名	W6_0250_20160401_00_49993_3.xml
BPID副機関コード	W6
情報区分コード	0250
対象時期の開始日	20160401
分割番号	00
送信事業者コード	49993
提出先エリアコード	3
データ項目	説明
XMLファイル名	以下のデータ項目を用いて作成。
BPID副機関コード	W6で固定値。
情報区分コード	<基本情報> 情報区分コード。
対象時期の開始日	<対象年月日他> 対象年月日または対象期間開始年月日。
分割番号	・分割しない場合は「00」。 ・分割する場合は1つ目のファイルには「01」、2つ目のファイルに「02」、以降同様に入力。
送信事業者コード	<基本情報> 送信事業者コード。
提出先エリアコード	<基本情報> 提出先事業者コードの下1桁。

#### ■ 注意事項

同一ファイル名の計画を受信した場合、広域機関システム内部では、先に提出された計画に、後から提出された計画が上書きされます(システム上、一旦提出された計画を取り下げることはできません)。詳細は、「6.3.計画変更の方法」をご参照ください。

ファイルの分割番号のみ変更したファイルを提出した場合、前の計画と後で送った計画が加算(ダブルカウント)されます。修正する場合は、片方のファイルの計画値をすべてゼロにして再提出してください(例:分割番号「00」の計画を提出した後、変更計画を誤って分割番号「01」で提出した場合、どちらも有効な計画として受理)。詳細は、「5.3.12.分割番号の記入ミス」をご参照ください。

### 1.2.4.小売電気事業者(小売電気事業者毎)

小売電気事業者 No.1		
事業者コード	49993	
事業者名 <sup>▲</sup>	広域エネルギーサービス	
データ項目	説明	
事業者コード	事業者コード(4桁)+提出先事業者コードの下1桁。 ※他の小売電気事業者と需要BGを組まない単独需要BGも入力必須。	
事業者名 <sup>▲</sup>	提出は任意。	

### 1.2.5.時間断面

時間帯	週間						月間					年間			
	週	年	月	日	最大 最小	時刻	年	月	週	平休	最大 最小	年	月	平休	最大 最小
データ項目	説明														
時間断面	以下の時間断面ごとに計画を作成。 翌々日・翌日:時間帯(30分刻み) 週間:週、年、月、日、最大最小 月間:年、月、週、平休、最大最小 年間:年、月、平休、最大最小														
時刻 [週間のみ]	・計画の対象日について、本機関が指定する2点の時刻。 ・時刻はその30分間の終わりの時刻をhhmm形式(4桁)で記載(0:00~0:30→0030、23:30~24:00→2400)。														

#### ■注意事項

- ・年間・月間計画の場合、各計画値は需要BGの需要計画が最大、最小時の計画を記載してください。
- ・月間計画における存在しない平日もしくは休日欄に計画値が入力されている場合、当該計画は登録されません。存在しない平日もしくは休日の計画値を空白(ブランク)に修正して再提出をお願いします。

#### ■補足事項

月間計画において、カレンダー取込機能を使用することで、存在しない平日もしくは休日の背景色を濃い灰色に変換できます。

#	年	月	日	平休	最大 最小	需要計画 (kW)	需要 A	需要計画(確定) 需要B(kW)	需要 A	需要計画(確定) 需要C(kW)	需要 A	需要計画千足 (kW)	千足力(NET) (kW)	需要 B
1	2018	10	1	平日	最大 最小									
2				休日	最大 最小									
3				休日	最大 最小									
4				休日	最大 最小									
5	2018	10	2	平日	最大 最小									
6				平日	最大 最小									
7				平日	最大 最小									
8				平日	最大 最小									
9				平日	最大 最小									
10				平日	最大 最小									
11				平日	最大 最小									
12				平日	最大 最小									
13	2018	10	4	平日	最大 最小									
14				平日	最大 最小									
15				平日	最大 最小									
16				平日	最大 最小									
17	2018	10	5	平日	最大 最小									
18				平日	最大 最小									
19				平日	最大 最小									
20				平日	最大 最小									
21	2018	10	6	平日	最大 最小									
22				平日	最大 最小									
23				平日	最大 最小									
24				平日	最大 最小									
25	2018	11	1	平日	最大 最小									
26				平日	最大 最小									
27				平日	最大 最小									
28				平日	最大 最小									
29	2018	11	2	平日	最大 最小									
30				平日	最大 最小									
31				平日	最大 最小									
32				平日	最大 最小									

←2018年10月は第1週に休日がないため  
第1週休日はグレーアウト

←2018年10月は第6週が無いため  
第6週平日・休日いずれもグレーアウト

←2018年11月は第1週に休日がないため  
第1週休日はグレーアウト

1.2.6.需給バランス(需要 BG、小売電気事業者毎)

需給バランス															
需要計画		販売計画(確定)合計		供給力(確定)調達計画(確定)合計 (他BGからの調達)		調達過不足		供給力(未確定)予備力(NET)		調達計画(未確定)合計 (他BGからの調達)		販売計画(未確定)合計 (他BGへの販売)		(取引計画)	
需要計画	変更 ▲	販売計画(確定)合計(kWh)	変更 ▲	調達計画(確定)合計(kWh)	変更 ▲	調達過不足(kWh) <sup>※</sup>	予備力(NET)(kWh) <sup>※</sup>	変更 ※	調達計画(未確定)合計(kWh)	変更 ※	販売計画(未確定)合計(kWh)	変更 ※	取引計画(確定)合計(kWh)	変更 ▲	
		$\Sigma$ BG内の販売計画(確定)		$\Sigma$ BG内の調達計画(確定)		調達過不足 = 調達計画(確定)合計 - 需要計画 - 販売計画(確定)合計	予備力(NET) = 調達計画(未確定)合計 - 販売計画(未確定)合計		$\Sigma$ BG内の調達計画(未確定)		$\Sigma$ BG内の販売計画(未確定)		取引計画(確定) = 調達計画(確定)合計 - 販売計画(確定)合計		
データ項目		説明													
需要計画		<ul style="list-style-type: none"> <li>・需要 BG:以下の数式が成り立つ。 需要 BG の「需要計画」=Σ小売電気事業者内の「需要計画」</li> <li>・小売電気事業者毎:小売電気事業者毎の需要計画を入力。</li> <li>・翌々日・翌日の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>・託送契約期間外は空白。</li> <li>・月間計画において、第 1 週または最終週で、休日のみ場合は休日のみデータ入力(平日は空欄)し、平日のみ場合は平日のみデータ入力(休日は空欄)。</li> <li>・需要計画は損失率で割り戻した値を入力。</li> </ul> ※1 週間の単位は土曜日～金曜日													
変更▲ 変更(列集約)▲		提出は任意。 不整合結果通知時に、不整合を通知。 <不整合を通知する整合性チェック> 計画内:(需調)需要計画 合計チェック													
販売計画(確定)合計		以下の数式が成り立つ。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・需要 BG 「販売計画(確定)合計」=Σ需要 BG 内の「販売計画(確定)」</li> <li>・小売電気事業者毎 「販売計画(確定)合計」=Σ小売電気事業者内の「販売計画(確定)」</li> </ul>													
変更▲ 変更(列集約)▲		提出は任意。 不整合結果通知時に、不整合を通知。 <不整合を通知する整合性チェック> 計画内:(需調)販売計画 合計チェック													
調達計画(確定)合計		以下の数式が成り立つ。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・需要 BG 「調達計画(確定)合計」=Σ需要 BG 内の「調達計画(確定)」</li> <li>・小売電気事業者毎 「調達計画(確定)合計」=Σ小売電気事業者内の「調達計画(確定)」</li> </ul>													
変更▲ 変更(列集約)▲		提出は任意。 不整合結果通知時に、不整合を通知。 <不整合を通知する整合性チェック> 計画内:(需調)調達計画 合計チェック													

調達過不足 <sup>※</sup>	以下の数式が成り立つ(入力支援ツール上のみの表示)。 「調達過不足」 =「調達計画(確定)合計」-「需要計画」-「販売計画(確定)合計」
予備力(NET) <sup>※</sup>	以下の数式が成り立つ(入力支援ツール上のみの表示)。 「予備力(NET)」=「調達計画(未確定)合計」-「販売計画(未確定)合計」
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>	(入力支援ツール上のみの表示)
調達計画(未確定)合計	以下の数式が成り立つ。 ・需要 BG 「調達計画(未確定)合計」=Σ需要 BG 内の「調達計画(未確定)」 ・小売電気事業者毎 「調達計画(未確定)合計」=Σ小売電気事業者内の「調達計画(未確定)」
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>	(入力支援ツール上のみの表示)
販売計画(未確定)合計	以下の数式が成り立つ。 ・需要 BG 「販売計画(未確定)合計」=Σ需要 BG 内の「販売計画(未確定)」 ・小売電気事業者毎 「販売計画(未確定)合計」=Σ小売電気事業者内の「販売計画(未確定)」
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>	(入力支援ツール上のみの表示)
取引計画(確定)	以下の数式が成り立つ。 「取引計画(確定)」=「調達計画(確定)合計」-「販売計画(確定)合計」
変更 <sup>▲</sup> 変更(列集約) <sup>▲</sup>	提出は任意。

## 1.2.7.調達計画(内訳)(需要 BG、小売電気事業者毎)

需要BG				小売電気事業者名(広域エネルギーサービス)			
調達計画				調達計画			
調達計画 内訳 No.1				調達計画 内訳 No.1			
取引先コード	G8XX3			取引先コード	G8XX3		
取引先名 <sup>▲</sup>	広域エネルギー(火力)			取引先名 <sup>▲</sup>	広域エネルギー(火力)		
電源特定コード <sup>▲</sup>				電源特定コード <sup>▲</sup>			
広域指示	指示なし			広域指示	指示なし		
自動紐付除外	自動紐付除外なし			自動紐付除外	自動紐付除外なし		
申込番号	0399999999999						
			※				※
調達計画(確定) (kWh)	変更 <sup>▲</sup>	調達計画(未確定) (kWh)	変更 <sup>※</sup>	調達計画(確定) (kWh)	変更 <sup>▲</sup>	調達計画(未確定) (kWh)	変更 <sup>※</sup>
データ項目	説明						
取引先コード	<ul style="list-style-type: none"> <li>・計画提出者(発電、送配電、抑制)との取引の場合 計画提出者コード</li> <li>・需要 BG との取引の場合 BG コード(需要 BG)</li> <li>・市場取引(先渡、ベースロード、前日スポット取引、1 時間前取引)の場合 JSPT3(先渡、ベースロード、前日スポット取引)、J1HR3(1 時間前取引)</li> <li>・翌々日計画における前日スポット約定想定量の場合 JSPT3(前日スポット取引の他、先渡、ベースロードも含む)</li> </ul>						
取引先名 <sup>▲</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日計画における前日スポット取引約定想定量の場合</li> <li>・エリア間の相対契約や先渡、ベースロード市場約定分の場合、「相対契約分」</li> <li>・調達先未定の場合、「調達先未定分」</li> </ul> 翌々日計画における前日スポット取引約定想定量以外の場合 <ul style="list-style-type: none"> <li>・提出は任意</li> </ul>						
電源特定コード <sup>▲</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自己託送事業者が地域間の託送を行う場合は特定託送コードを記載。</li> <li>・その他の事業者はブランクのまま問題なし。ブランクとすることに伴って、インバランス、計画不整合扱いになることはない。</li> </ul>						
広域指示	需給状況の悪化時に広域機関からの指示がある場合に使用。通常は、「指示なし」を選択。						
自動紐付除外	通常は「自動紐付除外なし」を選択。 調達先の電源を特定するために広域機関システムによる自動紐付を除外する必要がある場合は「自動紐付除外あり」を選択。 (小売電気事業者内訳は「自動紐付除外なし」固定)						

申込番号[翌々日・翌日のみ]	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地域間連系線を利用しないで調達する場合 xx9999999999(13桁)(xxはエリアコード※) (例:関西電力エリア内取引なら、069999999999)</li> <li>・JEPX市場から調達する場合(前日スポット取引、1時間前取引共通) W510099999999(13桁)</li> </ul> <p>※エリアコードは以下の通り。凡例:「エリアコード:エリア名」 「01:北海道」、「02:東北」、「03:東京」、「04:中部」、「05:北陸」、「06:関西」、「07:中国」、「08:四国」、「09:九州」、「10:沖縄」</p>
調達計画(確定)	<p>&lt;単位&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日の単位はkWh、年間・月間・週間はkW。kWhの場合は30分単位のkWh。</li> </ul> <p>&lt;他の計画との整合&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・翌日計画の場合は調達先の販売計画(確定)と同一になるように入力。</li> </ul> <p>&lt;計画値&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・確定している調達量を記載(対象:年間・月間・週間・翌々日・翌日計画) 【年間・月間・週間計画】</li> <li>・特定契約等に基づくエリア内・エリア間の取引量(取引先コード:BGコードまたは計画提出者コード)</li> <li>・先渡、ベースロード市場約定量の合計値(取引先コード:JSPT3) 【翌々日計画】</li> <li>・特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード:BGコードまたは計画提出者コード)</li> <li>・特定契約等に基づくエリア間の取引量、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード:JSPT3) 【翌日計画】</li> <li>・特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード:BGコードまたは計画提出者コード)</li> <li>・前日スポット取引、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード:JSPT3)</li> <li>・1時間前取引約定量(取引先コード:J1HR3)</li> <li>・前日スポット取引約定想定量を記載(対象:翌々日計画) 【翌々日計画】</li> <li>・前日スポット取引約定想定量(上記「確定している調達量を記載」の【翌々日計画】に記載の特定契約等に基づくエリア間取引、先渡、ベースロード市場約定量を含む)(取引先コード:JSPT3)</li> </ul>
変更 <sup>▲</sup> 変更(列集約) <sup>▲</sup>	<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。</p> <p>&lt;不整合を通知する整合性チェック&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>計画間:JEPX)調達計画と取引所約定量(買い)チェック</li> <li>計画間:発販→需調間)販売計画と調達計画の取引量チェック</li> <li>計画間:需調→需調間)販売計画と調達計画の取引量チェック</li> <li>計画間:エリア間取引記載有無のチェック</li> </ul>

調達計画(未確定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>・翌日および翌日 FIT 計画の場合は、調達先の販売計画(未確定)と同一になるように入力。</li> <li>・調達確定済みではないものの、当該調達先に対し調達権利がある量。 (前日スポット取引、1 時間前取引の値は記載しないでください。) 例)調達を希望すれば、当該調達先から必ず調達可能な供給力(当該販売先が供給力を専用に確保済み)。</li> </ul>
変更※ 変更(列集約)※	(入力支援ツール上のみの表示)

■補足事項

調達計画(内訳)におけるエリア間取引の記載について説明します。作業停止計画調整やエリア需給状況の把握に地域間連系線潮流の見込みが必要なため、それぞれの計画について以下の通り記載してください。

<年間・月間・週間計画>

- ・取引先コード:特定契約等をもとにしたエリア外の取引先のコード
- ・調達計画(確定):特定契約等をもとにしたエリア外取引先とのエリア間の取引量

<翌々日計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3)
- ・調達計画(確定):前日スポット取引約定想定量

<翌々日・翌日(当日)計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3、J1HR3)
- ・調達計画(確定):取引所での約定量

■2025 年度以降の翌々日計画に関する注意事項

- ・スポット約定想定量は、取引先コード「JSPT3」で入力してください。
- ※ 前日スポット取引を行う予定がない場合、記載不要です。
- ・調達計画のスポット約定想定量は、エリア間の相対契約分と調達先未定分を別々に記載してください。  
なお、取引先名は「相対契約分」と「調達先未定分」としてください。
- ※ 該当のある項目(相対契約分または調達先未定分)のみの記載で問題ありません。

調達計画				販売計画			
調達計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.2		販売計画 内訳 No.1		販売計画 内訳 No.2	
取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3
取引先名▲	相対契約分	取引先名▲	調達先未定分	取引先名▲		取引先名▲	
電源特定コード▲		電源特定コード▲		電源特定コード▲		電源特定コード▲	
広域指示	指示なし	広域指示	指示なし	広域指示		広域指示	
自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外		自動紐付除外	
申込番号	W510099999999	申込番号	W510099999999	申込番号		申込番号	
▲	※	▲	※	▲	※	▲	※
調達計画(確定) (kWh)	変更▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更※	調達計画(確定) (kWh)	変更▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更※
100				50			
100				50			
						販売計画(確定) (kWh)	変更▲
						100	
						100	
							販売計画(未確定) (kWh)
							変更※

■2025 年度以降の翌日計画に関する注意事項

- ・スポット取引後、翌日計画の締切(前日 12 時)までにスポット約定量に更新して提出してください。
- ※ 翌々日計画と差異がない場合、翌日計画の提出は不要です。
- ※ 1 つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。



	<p>【翌日計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・特定契約等に基づくエリア内の取引量(取引先コード：BGコードまたは計画提出者コード)</li> <li>・前日スポット取引、先渡、ベースロード市場約定量(取引先コード：JSPT3)</li> <li>・1時間前取引約定量(取引先コード：J1HR3)</li> <li>・前日スポット取引約定想定量を記載(対象：翌々日計画)</li> </ul> <p>【翌々日計画】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・前日スポット取引約定想定量(上記「確定している販売量を記載」の【翌々日計画】に記載の特定契約等に基づくエリア間取引、先渡、ベースロード市場約定量を含む)(取引先コード：JSPT3)</li> </ul>
変更 <sup>▲</sup> 変更(列集約) <sup>▲</sup>	<p>提出は任意。</p> <p>不整合結果通知時に、不整合を通知。</p> <p>&lt;不整合を通知する整合性チェック&gt;</p> <p>計画間:JEPX)販売計画と取引所約定量(売り)チェック          計画間:需調→需調間)販売計画と調達計画の取引量チェック          計画間:需調→発販間)販売計画と調達計画の取引量チェック          計画間:エリア間取引記載有無のチェック</p>
販売計画(未確定)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・翌々日・翌日の単位は kWh、年間・月間・週間は kW。kWh の場合は 30 分単位の kWh。</li> <li>・翌日および翌日 FIT 計画の場合は、販売先の調達計画(未確定)と同一になるように入力。</li> <li>・販売確定済みではないものの、当該販売先にのみ調達権利がある量。(前日スポット取引、1時間前取引の値は記載しないでください。)</li> </ul> <p>例)販売先の調達計画に応じられるよう、当該販売先への販売専用として確保しておく供給力。複数の事業者と緊急時融通契約を締結し、調達希望の先着で発電余力を販売する等は対象外(当該販売先への販売専用ではないため)。</p>
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>	(入力支援ツール上でのみの表示)

#### ■補足事項

販売計画(内訳)におけるエリア間取引の記載について説明します。

作業停止計画調整やエリア需給状況の把握に地域間連系線潮流の見込みが必要なため、それぞれの計画について以下の通り記載してください。

##### <年間・月間・週間計画>

- ・取引先コード:特定契約等をもとにしたエリア外の取引先のコード
- ・販売計画(確定):特定契約等をもとにしたエリア外取引先とのエリア間の取引量

##### <翌々日・翌日(当日)計画>

- ・取引先コード:取引所のコード(JSPT3、J1HR3)
- ・販売計画(確定):取引所での約定量(翌々日計画においては、前日スポット約定想定量)

#### ■注意事項

販売先がない場合は、販売計画の欄はすべて空白としてください。

■ 2025 年度以降の翌々日計画に関する注意事項

- ・スポット約定想定量は、取引先コード「JSPT3」で入力してください。
- ※ 前日スポット取引を行う予定がない場合、記載不要です。
- ※ 販売計画のスポット約定想定量は、エリア間の相対契約分と調達先未定分を別々に記載する必要はありません（取引先名の記載は任意です）。

調達計画				販売計画			
調達計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.2		販売計画 内訳 No.1			
取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3	取引先コード	JSPT3		
取引先名▲	相対契約分	取引先名▲	調達先未定分	取引先名▲			
電源特定コード▲		電源特定コード▲		電源特定コード▲			
広域指示	指示なし	広域指示	指示なし	広域指示			
自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外	自動紐付除外なし	自動紐付除外			
申込番号	W51009999999	申込番号	W51009999999	申込番号			
▲	※	▲	※	▲	※	▲	※
調達計画(確定) (kWh)	変更▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更※	調達計画(確定) (kWh)	変更▲	販売計画(確定) (kWh)	変更▲
100				50		100	
100				50		100	

■ 2025 年度以降の翌日計画に関する注意事項

- ・スポット取引後、翌日計画の締切(前日 12 時)までにスポット約定量に更新して提出してください。
- ※ 翌々日計画と差異がない場合、翌日計画の提出は不要です。
- ※ 1 つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。

## 1.3.経過措置計画の記載方法

### 1.3.1.対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日	当該計画が対象とする年月日。		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>・計画値 XML 読込で計画値を読込むことにより表示する。</li> <li>・計画値 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

### 1.3.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称 <sup>▲</sup>
情報区分	0460	経過措置計画
提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社
送信事業者	49993	広域エネルギーサービス
計画提出目的	経過措置計画提出用	
託送契約変更	託送契約変更不要	
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	当該計画の種別を示すコード。 0460 経過措置計画	
情報区分名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
提出先事業者コード	広域機関を通じて計画を提出する一般送配電事業者を示すコード。 10011 北海道電力ネットワーク 10022 東北電力ネットワーク 10033 東京電力パワーグリッド 10044 中部電力パワーグリッド 10055 北陸電力送配電 10066 関西電力送配電 10077 中国電力ネットワーク 10088 四国電力送配電 10099 九州電力送配電 10100 沖縄電力 ・経過措置計画ファイルを、経路連系線単位に作成する方法 <sup>※</sup> の場合は、受電側の一般送配電事業者。 ・経過措置計画ファイルを、提出先一般送配電事業者単位に作成する方法 <sup>※</sup> の場合は、受電側、送電側、経路エリアそれぞれの一般送配電事業者。 ※「広域機関システムに関する事業者向け説明会 資料 P65、66」参照	
提出先事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
送信事業者コード	計画を提出する事業者の事業者コード(4桁)+提出先事業者コードの下1桁。	
送信事業者名称 <sup>▲</sup>	提出は任意。	

計画提出目的	「経過措置計画提出用」固定。
託送契約変更	「託送契約変更不要」固定。
運用モード	「通常」は計画提出用。「テスト」はデータ疎通試験用。

### 1.3.3.出力ファイル名情報

出力ファイル名情報	
XMLファイル名	W6_0460_20190101_0_00_49993_3_01.xml
BPID副機関コード	W6
情報区分コード	0460
対象時期の開始日	20190101
託送契約変更コード	0
分割番号	00
送信事業者コード	49993
提出先エリアコード	3
連番	01

データ項目	説明
XML ファイル名	以下のデータ項目を用いて作成。
BPID 副機関コード	W6 で固定値。
情報区分コード	<基本情報> 情報区分コード。
対象時期の開始日	<対象年月日> 対象年月日。
託送契約変更コード	<基本情報> 託送契約変更。
分割番号	<ul style="list-style-type: none"> <li>分割しない場合は「00」。</li> <li>分割する場合は 1 つ目のファイルには「01」、2 つ目のファイルに「02」、以降同様に入力。</li> <li>1 つのファイルには最大 18 銘柄の経過措置計画を入力可。</li> </ul>
送信事業者コード	<基本情報> 送信事業者コード。
提出先エリアコード	<基本情報> 提出先事業者コードの下 1 桁。
連番	<ul style="list-style-type: none"> <li>「経過措置計画ファイルを、経路連系線単位に作成する方法」の場合は、「01」～「99」までの連番。</li> <li>「経過措置計画ファイルを、提出先一般送配電事業者単位に作成する方法」の場合は、「00」固定。</li> </ul>

#### ■ 注意事項

申込番号が同一の計画を受信した場合、広域機関システム内部では、先に提出された計画に、後から提出された計画が上書きされます(システム上、一旦提出された計画を取り下げることはできません)。

## 1.3.4.経過措置計画情報

経過措置計画(OCCTO/パワー→広域エネルギーサービス(関西→東京)) No.1		
申込番号	0320160311X01	
申込計画名 <sup>▲</sup>	OCCTO/パワー→広域エネルギーサービス(関西→東京)	
(送電側)BG/計画提出者コード	G9996	OCCTO/パワー(計画提出者関西)
(送電側)電源特定コード <sup>▲</sup>		
(受電側)系統コード(エリア)	30000	東京エリア
(受電側)BG/計画提出者コード	LZ993	広域エネルギーサービス(需要BG東京)
契約電力(kW)	9,999,999	
一部送電可容量登録	一部送電可容量登録する	
マージン利用	マージン利用なし	
マージン使用	マージン使用なし	
運用容量拡大	運用容量拡大なし	
5分値展開要否	5分値展開しない	
計画変更 <sup>▲</sup>		
通告変更識別	通告変更に対応しない	
データ項目	説明	
申込番号	連系線利用計画マスタ登録時に広域機関が発番する番号。	
申込計画名 <sup>▲</sup>	提出は任意。	
(送電側)BG/計画提出者コード	計画提出者コードまたは BG コード(需要 BG)。 ※通常は計画提出者コード。小売⇒小売などの転売の場合は、BG コード(需要 BG)。	
(送電側)電源特定コード <sup>▲</sup>	提出は任意。 ブランクのまま問題なし。ブランクとすることに伴って、インバランス、計画不整合扱いになることはない。	
(受電側)系統コード(エリア)	受電側のエリアコード下 1 桁+0000。	
(受電側)BG/計画提出者コード	BG コード(需要 BG)または計画提出者コード。 ※通常は BG コード(需要 BG)。発電⇒発電などの転売の場合は、計画提出者コード	
契約電力	・入力値は「9,999,999」。 ・実際の契約電力は連系線利用計画マスタ画面で確認可能。	
一部送電可容量登録	「一部送電可容量登録する」固定 ※「一部送電可容量登録」となっているが、BP 標準規格の流用による便宜上の表示。実際は、「可否判定にて「一部可」となった経過措置計画値を登録」となる	
マージン利用	「マージン利用なし」固定。	
マージン使用	「マージン使用なし」固定。	
運用容量拡大	「運用容量拡大なし」固定。	
5分値展開要否	「5分値展開しない」固定。	
計画変更 <sup>▲</sup>	提出は任意。ブランクのまま問題なし。	
通告変更識別	「通告変更に対応しない」固定。	

## ■補足事項

「連系線利用計画マスタ」は経過措置計画用のマスタとして継続使用します。

ただし、マスタ名称に変更はありません。よって、以降の記載に「連系線利用計画マスタ」の表記があった場合は経過措置計画用マスタであることを認識ください。

### 1.3.5.提出先情報

提出先情報				
提出先事業者(一般送配電事業者)		地内地外	契約識別番号	
コード	名称 <sup>▲</sup>		1	2 <sup>◆</sup>
データ項目		説明		
提出先事業者コード		<ul style="list-style-type: none"> <li>・「経過措置計画ファイルを、経路連系線単位に作成する方法」の場合は、受電側、送電側、経路エリアすべての一般送配電事業者を記載。</li> <li>・「経過措置計画ファイルを、提出先一般送配電事業者単位に作成する方法」の場合は、&lt;基本情報&gt;の提出先事業者のみ(1つ)を記載。</li> </ul>		
提出先事業者名称 <sup>▲</sup>		提出は任意。		
地内地外		受電側であれば「地内」、送電側、経路エリアであれば「地外」。		
契約識別番号 1		託送契約締結後に一般送配電事業者が発番。		
契約識別番号 2 <sup>◆</sup>		同上		

### 1.3.6.共同処理先情報

共同処理先情報	
共同処理有無	共同処理なし
データ項目	説明
共同処理有無	「共同処理なし」固定。

### 1.3.7.時間断面

データ項目	必須
時間断面	時間帯(30分刻み)

### 1.3.8.経過措置計画

経過措置計画				
変更前(kWh) <sup>※</sup>	変更後(kWh)	増減(kWh) <sup>※</sup>	計画変更理由	変更 <sup>※</sup>
データ項目	説明			
変更前 <sup>※</sup>	(入力支援ツール上でのみの表示)			
変更後	単位は30分単位のkWh。			
増減 <sup>※</sup>	以下の数式の通り(入力支援ツール上でのみの表示)。 「増減」=「変更後」-「変更前」			
計画変更理由	入力は必須。「変更なし」の場合も選択する必要あり。			
変更 <sup>※</sup> 変更(列集約) <sup>※</sup>	(入力支援ツール上でのみの表示)			

## 2. 通知

### 2.1.経過措置可否判定結果通知

#### 2.1.1.対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日	当該計画が対象とする年月日。		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通知 XML 読込で通知を読込むことにより表示する。</li> <li>・通知 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

#### 2.1.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称
情報区分	0461	(経過措置)可否判定結果通知
提出先事業者	49993	広域エネルギーサービス
送信事業者	70013	電力広域的運営推進機関
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	当該計画の種別を示すコード。 0461 (経過措置)可否判定結果通知	
情報区分名称	同上	
提出先事業者コード	当該結果通知を受領する事業者コード。	
提出先事業者名称	同事業者コード名称。	
送信事業者コード	当該結果通知を送信する広域機関の事業者コード(70013)。	
送信事業者名称	「電力広域的運営推進機関」	
運用モード	「通常」のみ。	

## 2.1.3.可否判定結果情報

可否判定結果通知情報(関西 → 東京 : 広域エネルギーサービス(関西→東京)_63) No.1	
申込番号	0320160311X01
利用計画名	広域エネルギーサービス(関西→東京)_63
契約識別番号1	12345678901234567890
契約識別番号2	
登録時刻	201603311530123
可否判定結果(集約)	送電可
(送電側)BG/計画提出者コード	G9996
(受電側)系統コード(エリア)	30000
(受電側)BG/計画提出者コード	LZ993

データ項目	説明
申込番号	可否判定結果の対象となる申込番号。
利用計画名	マスタに登録された利用計画名。
契約識別番号 1	マスタに登録された契約識別番号 1。
契約識別番号 2	マスタに登録された契約識別番号 2。
登録時刻	最新の可否判定結果登録時刻。
可否判定結果(集約)	可否判定結果を集約して通知。 「送電可」、「一部送電可」、「送電不可」 ※「送電」となっているが、BP 標準規格の流用による便宜上の表示。 実際は以下の通り 「送電可」→可否判定「可」 「一部送電可」→可否判定「一部可」 「送電不可」→可否判定「不可」
(送電側)BG/計画提出者コード	(送電側)BG/計画提出者コードを通知。
(受電側)系統コード(エリア)	(受電側)系統コード(エリア)を通知。
(受電側)BG/計画提出者コード	(受電側)BG/計画提出者コードを通知。

## 2.1.4.時間断面

データ項目	説明
時間断面	時間帯(30 分刻み) ※利用計画の一部の時間帯をblankで提出した場合も、全ての時間帯を通知。

## 2.1.5.経過措置計画可否判定結果

経過措置計画 可否判定結果		
可能量 (kWh)	(判定結果)	
	可否	判定理由
データ項目	説明	
可能量	当該経過措置計画として有効な登録値。	

## 2.1 経過措置可否判定結果通知

可否	各連系線での個別可否判定結果を集約して通知。 「可」、「一部可」、「不可」
判定理由	・可否判定が「一部可」「不可」の場合、「減少」を通知。 BP のコード値は「2:混雑」を設定。 ・可否判定が「可」の場合、「空欄」(通知しない)。

## 2.1.6.経過措置計画 個別可否判定結果

経過措置計画 個別可否判定結果 No.1											
地域間連系線											
送電可能量 (kWh)	(判定結果)		マージン利用分			マージン使用分			運用容量拡大分		
	個別 可否	判定 理由	マージン利用 (kWh)	個別 可否	判定 理由	マージン使用 (kWh)	個別 可否	判定 理由	運用容量拡大 (kWh)	個別 可否	判定 理由
データ項目			説明								
地域間連系線			経過措置計画が経由する地域間連系線。								
可能量			当該地域間連系線に対する可能量。								
個別可否			当該地域間連系線に対する個別可否判定結果。 「可」、「一部可」、「不可」								
判定理由			・個別可否が「一部可」「不可」の場合、「減少」を通知。 BP のコード値は「2:混雑」を設定。 ・可否が「可」の場合、「空欄」(通知しない)。								
マージン利用			入力値なし。								
マージン使用			入力値なし。								
運用容量拡大			入力値なし。								
個別可否[将来用]			入力値なし。								
判定理由[将来用]			入力値なし。								

## ■補足事項

個別可否判定結果の各地域間連系線の記載順は以下の通りです。

- 北海道本州間連系設備(北本)
- 東北東京間連系線(相馬双葉)
- 東京中部間連系設備(FC)
- 中部関西間連系線(三重東近江)
- 北陸関西間連系線(越前嶺南)
- 関西中国間連系線(西播東岡山・山崎智頭)
- 中国四国間連系線(本四)
- 中国九州間連系線(関門)
- 中部北陸間連系設備(南福光 BTB)
- 関西四国間連系設備(阿南紀北)
- 中部関西-北陸間(北陸フェンス)

## 2.2.経過措置減少処理通知

### 2.2.1.対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日	減少処理の対象となる年月日。		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通知 XML 読込で通知を読込むことにより表示する。</li> <li>・通知 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

### 2.2.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称
情報区分	0513	(経過措置)減少処理通知
提出先事業者	49993	広域エネルギーサービス
送信事業者	70013	電力広域的運営推進機関
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	当該計画の種別を示すコード。 0513 (経過措置)減少処理通知	
情報区分名称	同上	
提出先事業者コード	当該通知を受領する事業者コード。	
提出先事業者名称	同事業者コード名称。	
送信事業者コード	当該通知を送信する広域機関の事業者コード(70013)	
送信事業者名称	「電力広域的運営推進機関」	
運用モード	「通常」のみ。	

### 2.2.3.減少処理通知情報

減少処理通知情報		
混雑通知区分	算出用	
データ項目	説明	
混雑通知区分	減少処理実施の区分を通知。 「算出用」、「計画変更用」	

#### ■補足事項

混雑通知区分の詳細は以下の通りです。

算出用：経過措置計画の策定時に減少処理となった場合の区分

計画変更用：経過措置計画策定終了以降に減少処理となった場合の区分

## 2.2.4.経過措置計画 抑制情報

経過措置計画 抑制情報	
地域間連系線	東京中部間連系設備(FC)
混雑方向区分	逆方向
混雑理由区分	運用容量超過
データ項目	説明
地域間連系線	減少処理により登録値の抑制を招いた連系線。
混雑方向区分	<ul style="list-style-type: none"> <li>減少処理により登録値が抑制された潮流の方向「順方向/逆方向」</li> <li>エリアコードの若番から老番方向が順方向。</li> </ul> ※エリアコード 「01:北海道」、「02:東北」、「03:東京」、「04:中部」、「05:北陸」、「06:関西」、「07:中国」、「08:四国」、「09:九州」、「10:沖縄」
混雑理由区分	減少理由は「運用容量超過」を通知。

## 2.2.5.経過措置計画情報

経過措置計画情報(関西 → 東京 : OCCTOパワー→広域エネルギーサービス(関西→東京)) No.1	
申込番号	0320160311X01
利用計画名	OCCTOパワー→広域エネルギーサービス(関西→東京)
(送電側)系統コード(エリア)	60000
(送電側)BG/計画提出者コード	G9996
(受電側)系統コード(エリア)	30000
(受電側)BG/計画提出者コード	LZ993
データ項目	説明
申込番号	減少処理の対象となる申込番号。
利用計画名	マスタに登録された利用計画名。
(送電側)系統コード(エリア)	(送電側)系統コード(エリア)を通知。
(送電側)BG/計画提出者コード	(送電側)BG/計画提出者コードを通知。
(受電側)系統コード(エリア)	(受電側)系統コード(エリア)を通知。
(受電側)BG/計画提出者コード	(受電側)BG/計画提出者コードを通知。

## 2.2.6.時間断面

データ項目	説明
時間断面	時間帯(30 分刻み) ※減少処理の対象外を含む全ての時間帯を通知。

## 2.2.7.経過措置計画 減少処理通知

経過措置計画 減少処理通知				
週間計画 (kWh)	抑制前 (kWh)	抑制後 (kWh)	抑制量 (kWh)	
データ項目	説明			
週間計画	抑制前の登録値。※抑制前 (kWh) と同値が入る。 ※「週間計画」は BP 標準規格の流用による便宜上の表示。			
抑制前	抑制前の登録値。			
抑制後	抑制後の登録値。			
抑制量	抑制前の登録値－抑制後の登録値。			

## 2.3.前日スポット取引・1 時間前取引 混雑処理通知

### 2.3.1.対象年月日他

対象年月日	2019/1/1	作成日付時刻	
データ項目	説明		
対象年月日	混雑処理の対象となる年月日。		
作成日付時刻	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通知 XML 読込で通知を読込むことにより表示する。</li> <li>・通知 XML 内の作成日付時刻&lt;JPC19&gt;を「YYMMDDhhmmss」の形式で表す。</li> </ul>		

### 2.3.2.基本情報

基本情報		
	コード	名称
情報区分	0515	(スポット・1時間前)混雑処理通知
提出先事業者	49993	広域エネルギーサービス
送信事業者	70013	電力広域的運営推進機関
BG/提出者	LZ993	広域エネルギーサービス(需要BG東京)
運用モード	通常	
データ項目	説明	
情報区分コード	当該計画の種別を示すコード。 0515 (前日スポット取引・1 時間前取引)混雑処理通知	
情報区分名称	同上	
提出先事業者コード	当該通知を受領する事業者コード。	
提出先事業者名称	同事業者コード名称。	
送信事業者コード	当該通知を送信する広域機関の事業者コード(70013)	
送信事業者名称	「電力広域的運営推進機関」	
BG/提出者コード	BG コード(需要 BG)または計画提出者コード	
BG/提出者名称	BG コード(需要 BG)または計画提出者コード名称	
運用モード	「通常」のみ。	

### 2.3.3.集約情報

集約情報 No.1	
データ項目	説明
集約情報	取引種別および売買。 「スポット 売電」、「スポット 買電」、「1 時間前 売電」、「1 時間前 買電」

## 2.3.4.時間断面

データ項目	説明
時間断面	時間帯(30 分刻み) ※混雑処理の対象外を含むすべての時間帯を通知。

## 2.3.5.混雑処理通知

混雑処理通知		
抑制前 (kWh)	抑制後 (kWh)	抑制量 (kWh)
データ項目	説明	
抑制前	集約情報ごとに集約した抑制前の約定値。	
抑制後	集約情報ごとに集約した抑制後の約定値。	
抑制量	抑制前の約定値-抑制後の約定値。	

## 2.3.6.約定個別情報

約定個別情報						
対応付け番号	時間帯	市場	売買	抑制前 (kWh)	抑制後 (kWh)	抑制量 (kWh)
連系設備		混雑方向	混雑理由			
データ項目	説明					
対応付け番号	JEPX にて付与される番号。 ・前日スポット取引 1(固定)+受渡年月日(6桁)+商品連番(2桁)+商品連番(2桁)+連番(4桁) ・1時間前取引 2(固定)+受渡年月日(6桁)+商品連番(2桁)+連番(6桁)					
時間断面	時間帯(30 分刻み)					
市場	JEPX 取引市場。 「スポット市場」、「1 時間前市場」					
売買	JEPX 取引市場における売買。 「売」、「買」					
抑制前	抑制前の約定値。					
抑制後	抑制後の約定値。					
抑制量	抑制前約定値-抑制後の約定値。					
連系設備	混雑処理により約定値の抑制を招いた連系線。					
混雑方向区分	<ul style="list-style-type: none"> <li>・混雑処理により約定値が抑制された潮流の方向「順方向/逆方向」</li> <li>・エリアコードの若番から老番方向が順方向。</li> </ul> ※エリアコード 「01:北海道」、「02:東北」、「03:東京」、「04:中部」、「05:北陸」、「06:関西」、「07:中国」、「08:四国」、「09:九州」、「10:沖縄」					

混雑理由区分	以下の混雑理由を通知。 「運用容量超過」、「下限制約」、「刻み制約」、「運用容量超過+下限制約」、「運用容量超過+刻み制約」、「下限制約+刻み制約」、「運用容量超過+下限制約+刻み制約」
--------	--

## ■補足事項

混雑理由の詳細は以下の通りです。

混雑理由区分	混雑理由詳細
運用容量超過	①空容量が負となることによる混雑 (原因:運用容量の低下、反対方向の銘柄の減少(融通原資減少を含む))
下限制約	②北本(作業時)、阿南紀北、BTB で下限制約による混雑 (原因:作業により下限制約が発生、同一または反対方向の銘柄の減少)
刻み制約	③北本、阿南紀北の反転制約による混雑 (原因:週間策定で反転制約が発生、同一または反対方向の銘柄の減少) ④北本の段差制約による混雑 (原因:週間策定で段差制約が発生、同一または反対方向の銘柄の減少)
運用容量超過 +下限制約	下記、複数理由による混雑 ・①と②
運用容量超過 +刻み制約	下記、複数理由による混雑 ・①と③ ・①と④
下限制約 +刻み制約	下記、複数理由による混雑 ・②と③ ・②と④
運用容量超過 +下限制約 +刻み制約	下記、複数理由による混雑 ・①と②と③ ・①と②と④

### 3. 特例発電 BG(FIT 特例①)の計画作成方法

特例発電バランシンググループ(以下、「特例発電 BG」)とは、託送供給等約款に定める契約者がいわゆる FIT 法に定める特定契約を締結している場合に、一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結する際に設定する、特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループのことを指します。本資料では、FIT インバランス特例制度①を適用する際に設定する特例発電 BG(以下、「特例①BG」)の発電計画作成フローについて説明します。(2017年4月施行の改正 FIT 法においては買取義務者が送配電事業者となりますが、送配電買取および改正 FIT 法以前の小売買取りの場合のどちらも、FIT 特例①の計画作成方法は同じです)

なお、特例①BGの発電計画作成にあたっては、小売電気事業者が広域機関へのマスタデータ登録申請や発電販売計画の提出を行います。特定供給者(再エネ事業者)が広域機関に申請や計画提出を行うことはありません。

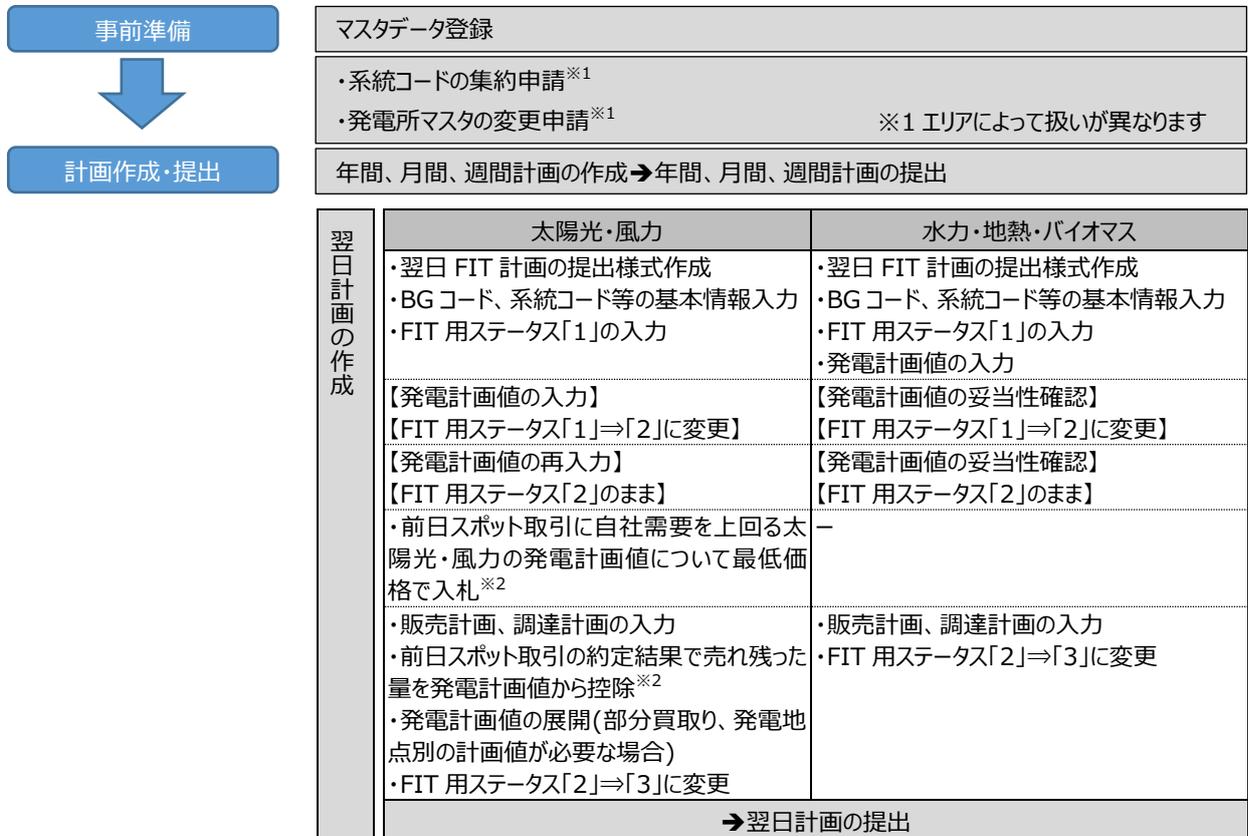
**【参考】送配電買取における FIT インバランス特例の種類**

～「改正 FIT 法に関する直前説明会」(資源エネルギー庁、平成 29 年 2・3 月)より～

特例制度の種類	計画発電量の設定	インバランス精算主体等	FIT 送配電買取		
			FIT 小売買取適用の有無	適用の有無	引き渡し形態
特例制度①	一般送配電事業者	小売電気事業者(リスクなし)	○	○	(2-1)電源を特定した小売電気事業者との相対供給 ※小売に選択権あり
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者(リスクあり)	○	○	
特例制度③(新設)	送配電事業者	送配電事業者	—	○	(1)市場経由の引渡し (2-2)電源を特定しない小売電気事業者との相対供給

#### 3.1. 全体の概略フロー

小売電気事業者に実施していただく作業の概略フローは以下の通りです。



【 】: 一般送配電事業者による作業

※2 沖縄エリアを除く。沖縄エリアは前日スポット取引がないため、ステータス 3 提出時には自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値を控除してください。

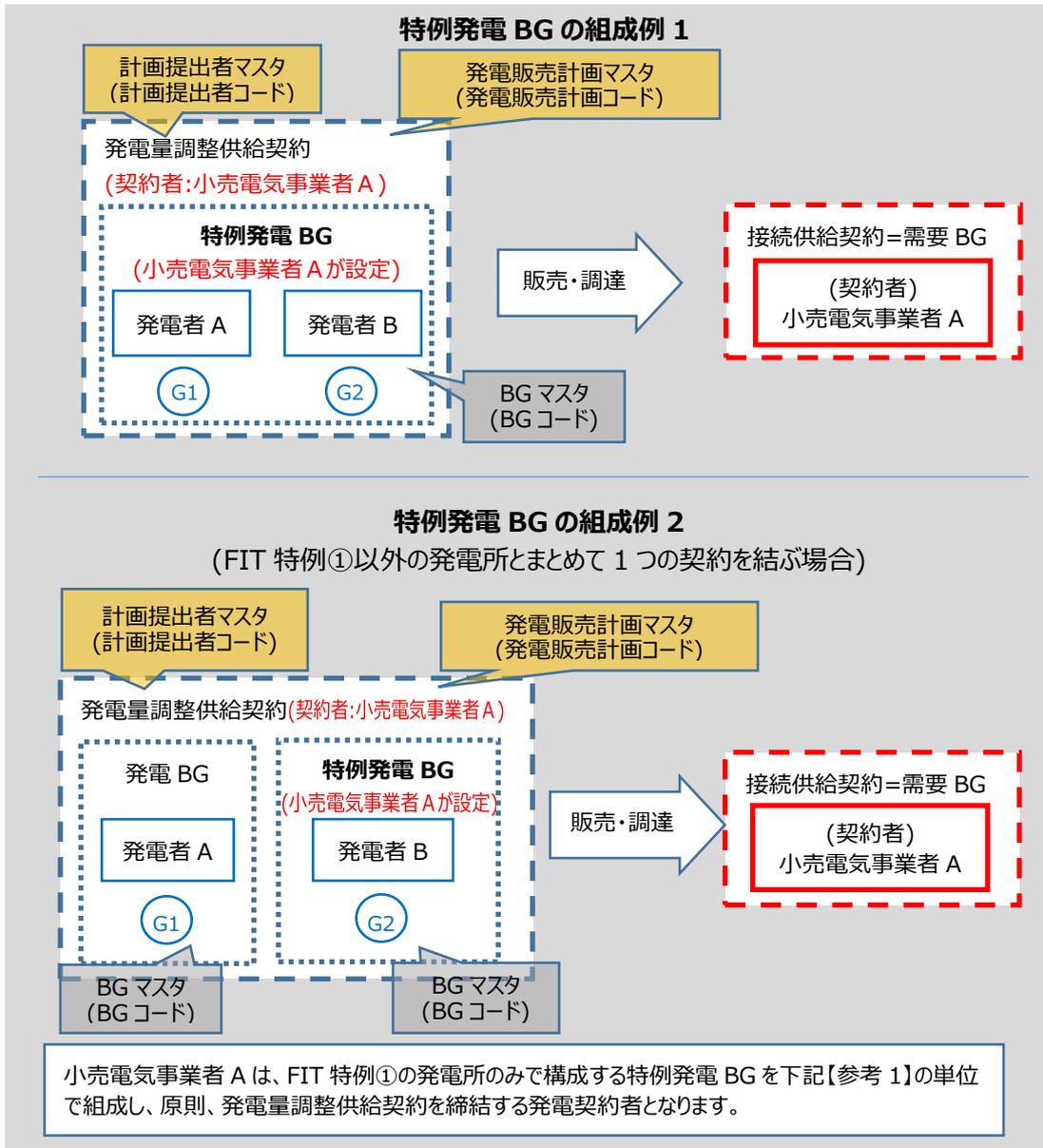
## 3.2. 事前準備

### 3.2.1. マスタデータ登録

特例発電 BG の計画を提出するためには、BG コード、計画提出者コード、発電販売計画コードが必要となりますので、コード取得及びマスタデータ登録申請を広域機関に行ってください。

特例発電 BG は、参考 1 の表の区分け毎に必要です。申請漏れがないようご注意ください。

コード取得及びマスタデータの申請方法の詳細は、当機関の HP 公表資料(「マスタ申請・登録の手引き」)をご覧ください。



## 【参考 1】特例発電 BG の組成単位

発電 BG はインバランスを算定する単位で組成します。適用するインバランス料金単価の差異の観点に加え、FIT に係る発電 BG については、交付金(回避可能費用、インバランスリスク)を算定する観点及び裁定取引を防止する観点から、以下の表の区分に仕分けて BG を組成してください。

買取義務者	回避可能費用	FIT インバランス特例制度①		FIT インバランス特例制度②		FIT インバランス特例制度③		(参考) 特例制度 非適用
		変動電源 (太陽光、 風力)	非変動電源 (水力、地熱、 バイオマス)	変動電源 (太陽光、 風力)	非変動電源 (水力、地熱、 バイオマス)	変動電源 (太陽光、 風力)	非変動電源 (水力、地熱、 バイオマス)	
小売	市場価格 (前日スポット取引 と1時間前取引の 加重平均)	1	2	3		-		4
送配電	市場価格 (前日スポット取引)	5	6	7	8	9	10	11

送配電買取りと改正 FIT 法以前の小売買取りは、特例制度の類型が同じでも別々に(買取事業者別)発電 BG を組成する必要があります。

### 3.2.2. 太陽光・風力の系統コードの集約申請(発番申請)

「◆申請が必要な系統コード」と「◆系統コードの集約申請および発電計画の作成方法」に示すように、特例① BG の太陽光・風力用に系統コードの集約申請が必要な供給区域と、不要な供給区域があります。

系統コードの集約申請が必要な供給区域については、太陽光、風力それぞれで複数の発電所をまとめた1つの系統コードの発番申請を行ってください。

ただし、複数の小売電気事業者が買取り(いわゆる部分買取り)を行う発電所がある場合、または部分買取りから小売の一部が離脱し、小売買取+送配電買取となった発電所がある場合、一般送配電事業者が発電地点別の計画値を求める場合(以下「発電地点別の発電計画値が必要な場合」)には、当該発電所は個別に計画管理する必要があります。その場合は、当該発電所は含めずに複数の発電所をまとめた系統コードの申請を行ってください。

系統コードの集約申請方法の詳細は、当機関の HP 公表資料(「特例発電 BG(FIT 特例①)における系統コードの集約および発電所マスタの変更申請について」)をご覧ください。

※集約申請の不要なエリアもあります。供給区域によって取扱いが異なりますので、ご注意ください。

### 3.2.3. 水力・地熱・バイオマスの系統コードの集約申請(発番申請)

下表に示すように、水力・地熱・バイオマスの複数の高圧発電所の集約が可能となる供給区域と、集約ができない供給区域があります。

集約を希望される場合は、水力・地熱・バイオマス毎に系統コードの集約申請を行ってください。

## ◆申請が必要な系統コード ( )は必要な場合のみ申請

供給区域	特例①BG						特例①BG 以外
	太陽光・風力			水力・地熱・バイオマス			
	特高	高圧※2	低圧※1,2	特高	高圧※2	低圧※1,2	
北海道	計画入力用※3			個別	個別	群	※8
	個別	個別	群				
東北	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
東京	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
中部	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
	(計画入力用)※5						
北陸	計画入力用※3			個別	個別	群	※8
	個別	個別	群				
関西	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
	(計画入力用)※5						
中国	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
	(計画入力用)※5						
四国	個別	集約	群	個別	個別	群	※8
		(個別)※4			(集約)※7		
九州	個別	個別	群	個別	個別	群	※8
沖縄	集約			個別	個別	群	※9
	(個別)※4	(個別)※4	(集約)※6				

※1 基本的に低圧の複数の発電所を低圧群として系統コードを発番します。電源種別(太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス)毎に集約します。なお、FIT 特例制度の適用有無に関わらず、東京エリアにて実施するローカル系統における混雑処理(ノンフォーム一律制御)の対象電源の場合、受電地点特定番号単位の申請が必要となります。

※2 全エリアで順次実施する系統制約による出力抑制を行う際に必要となる対象電源の場合、FIT 特例制度の適用有無に関わらず、以下の通り系統コードの申請が必要となります。詳細はマスタ申請・登録の手引きをご確認ください。

- ・低圧：混雑系統以下の「配電用変電所単位」かつ電源種別毎
- ・高圧(集約している供給区域のみ対象)：「配電用変電所単位」または「受電地点特定番号単位」かつ電源種別毎

※3 発電地点別及び低圧群の系統コードとは別に発番します。

※4 部分買取りや発電地点別の発電計画値が必要な場合のみ発番します。

※5 低圧買取りの無い小売電気事業者に発番します。

※6 発電地点を集約して計画値を提出する場合に、発電地点別のコードとは別に発番します。ただし、集約できるのは高圧のみで、電源種別(水力、地熱、バイオマス)毎の集約となります。

※7 発電地点を集約して計画値を提出する場合は、発電地点別コードに替えて発番します。高圧・低圧の集約も可能です。ただし、電源種別(水力、地熱、バイオマス)毎の集約となります。

※8 特例①BG の水力・地熱・バイオマスと同じです。

※9 太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスについては、特例①BG と同じです。その他電源については、特例①BG の水力・地熱・バイオマスと同じです。

◆系統コードの集約申請および発電計画の作成方法(供給区域ごと)

集約申請および発電計画の作成は、太陽光、風力それぞれで行います。

供給区域	系統コードの集約申請 (発番申請)	年間・月間・週間計画		翌日計画		
		小売電気事業者による入力 (系統コード)	小売電気事業者による入力 (発電計画値)	ステータス 1 小売電気事業者による入力 (系統コード)	ステータス 2 一般送配電事業者の計画 値入力箇所	ステータス 3 小売電気事業者による入力 (発電計画の展開) <sup>※2</sup>
A.沖縄	→ 特高～低圧の複数の発電所をまとめた 1 つの系統コード(集約コード)を発番申請	→ 集約コード <sup>※1</sup>	→ 集約コード単位での発電計画値	→ 集約コード <sup>※1</sup>	→ 集約コード	→ 一般送配電事業者の入力値から自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値を控除する。部分買取りや発電地点別の計画値は別途入力が必要
B.四国	→ 高圧・低圧の複数の発電所をまとめた 1 つの系統コード(集約コード)を発番申請	→ 特高は全地点の系統コード、高圧・低圧は集約コード <sup>※1</sup>	→ 系統コード及び集約コード単位での発電計画値 <sup>※3※4</sup>	→ 特高は全地点の系統コード、高圧・低圧は集約コード <sup>※1</sup>	→ 集約コード、もしくは集約コードがない場合は各 BG の左端の系統コードに代表して入力。ただし、同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左に太陽光、左から 2 番目に風力を入力	→ 一般送配電事業者の入力値から前日スポット取引の約定結果で売れ残り量を控除し、系統コード単位での発電計画値に配分して入力 <sup>※3※4※5</sup>
C.北海道、北陸	→ 計画入力用の系統コード(計画入力コード)を発番申請	→ 特高、高圧、低圧群の全地点の系統コードと、計画入力コード	→ 系統コード単位での発電計画値 <sup>※3</sup> (計画入力コード欄はゼロで可)	→ 特高、高圧、低圧群の全地点の系統コードと、計画入力コード	→ 計画入力コード	→ 一般送配電事業者の入力値から前日スポット取引の約定結果で売れ残り量を控除し、系統コード単位での発電計画値に配分して入力 <sup>※3※5</sup>
D.中部、関西、中国	→ 低圧群の系統コードがある場合は申請不要、ない場合は計画入力用の系統コード(計画入力コード)を発番申請	→ 特高、高圧の全地点の系統コードと、低圧群または計画入力コード	→ 系統コード単位での発電計画値 <sup>※3</sup> (計画入力コード欄はゼロで可)	→ 特高、高圧の全地点の系統コードと、低圧群または計画入力コード	→ 低圧群の系統コード、もしくは計画入力コード	→ 一般送配電事業者の入力値から前日スポット取引の約定結果で売れ残り量を控除し、系統コード単位での発電計画値に配分して入力 <sup>※3※5</sup>
E.東北、東京、九州	→ 集約申請は不要	→ 特高、高圧、低圧群の全地点の系統コード	→ 系統コード単位での発電計画値 <sup>※3※4</sup>	→ 特高、高圧、低圧群の全地点の系統コード	→ 各 BG の左端の系統コードに代表して入力。ただし、同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左に太陽光、左から 2 番目に風力を入力	→ 一般送配電事業者の入力値から前日スポット取引の約定結果で売れ残り量を控除し、系統コード単位での発電計画値に配分して入力 <sup>※3※4※5</sup>

- ※1 部分買取りや発電地点別の発電計画値が必要な場合は、当該地点の系統コードも追加します。
- ※2 部分買取りの場合は仕訳情報を、発電地点別の発電計画値が必要な場合(一般送配電事業者が系統運用上の理由により指定するもの)は設備容量比率などの方法で按分した値を入力します。
- ※3 発電計画の値(入力支援ツールにおける発電計画、発電上限、発電下限、優先順位)を空欄とすることはできません。なお、全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合は、発電地点別の発電計画値をゼロ(発電計画、発電上限、発電下限はゼロ、優先順位は 99)とすることも可能です。
- ※4 一般送配電事業者が代表入力した地点において、発電計画値が、発電計画の発電上限と、発電所マスタで管理されている同時最大受電電力を超過しないようご注意ください(発電計画値が発電上限と同時に最大受電電力を超過していると、発電計画提出時に計画内不整合となります。)。  
 なお、一般送配電事業者が代表入力した地点以外の発電計画値をゼロとして入力する場合には、代表させる系統コードの発電所マスタの同時最大受電電力の変更申請を行ってください(低圧群の系統コードで代表させる場合は、低圧群の系統コードの同時最大受電電力は「999,999,999」で設定されているため、発電所マスタの変更申請は不要です。)。本措置は FIT 特例①に限定したものですので、FIT 特例②または FIT 特例③に移行した場合などは正規の同時最大受電電力に戻してください。
- ※5 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値については、前日スポット取引に最低入札価格で入札し、売れ残った量については FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値から控除してください。

◆翌日発電計画の作成イメージ(A:沖縄エリア)



～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード		集約コード (太陽光)		
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード		集約コード (太陽光)		
発電 計画	BG 計	一括入力値		

自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値を「B」とする。

ステータス 3<sup>※1</sup>

系統コード		集約コード (太陽光)		
発電 計画	BG 計	一括入力値		

※1 小売での発電計画値の修正不要(販売計画等を追加入力)

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	
発電 計画	BG 計	一括入力値		

自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値を「B」とする。

ステータス 3

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	
発電 計画	BG 計	一括入力値	G1 計画値 (仕訳情報) <sup>※2</sup>	

※2 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳

◆翌日発電計画の作成イメージ(B:四国エリア)

～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 <sup>※1</sup> (特高太陽光)	G2 <sup>※1</sup> (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計				

ステータス 2

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (特高太陽光)	G2 (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値 <sup>※2</sup>	A		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (特高太陽光)	G2 (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値	C = A - B - ΣD		
			G1 計画値 <sup>※4</sup>	G2 計画値 <sup>※4</sup>	D

- ※1 特高発電地点を記入(部分買取りが無ければ高低圧受電の発電地点の記入は不要)
- ※2 特高の場合は各 BG の左端の系統コードに代表して入力。ただし、同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左に太陽光、左から 2 番目に風力を入力

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (高圧・部分買取り 太陽光)	G2 <sup>※1</sup> (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計				

ステータス 2

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (高圧・部分買取り 太陽光)	G2 (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値	A		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード		集約コード (太陽光)	G1 (高圧・部分買取り 太陽光)	G2 (特高太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値	C = A - B - ΣD		
			G1 計画値 (仕訳情報) <sup>※3</sup>	G2 計画値 <sup>※4</sup>	D

- ※3 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳け
- ※4 全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合はゼロとすることも可能

◆翌日発電計画の作成イメージ(C:北海道、北陸エリア)

～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値	G1 計画値 <sup>※1</sup>	G2 計画値 <sup>※1</sup>

※1 全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合はゼロとすることも可能

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値	G1 計画値 (仕訳情報) <sup>※2</sup>	G2 計画値 <sup>※1</sup>

※2 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳け

◆翌日発電計画の作成イメージ(D:中部、関西、中国エリアで、低圧群の系統コードがある場合)

～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計				

ステータス 2

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値			

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	C=A-B-ΣD			
		G1 計画値	G2 計画値 <sup>※1</sup>	G3 計画値 <sup>※1</sup>	D

※1 全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合はゼロとすることも可能

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計				

ステータス 2

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値			

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード		G1 (低圧群太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	C=A-B-ΣD			
		G1 計画値	G2 計画値 (仕訳情報) <sup>※2</sup>	G3 計画値 <sup>※1</sup>	D

※2 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳け

◆翌日発電計画の作成イメージ(D:中部、関西、中国エリアで、低圧群の系統コードがない場合)

～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	C = A - B - ΣD		
		一括入力値	G1 計画値 <sup>※1</sup>	G2 計画値 <sup>※1</sup>

※1 全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合はゼロとすることも可能

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	一括入力値		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	計画入力コード (太陽光)	G1 (部分買取り太陽光)	G2 (太陽光)	...
発電 計画	BG 計	C = A - B - ΣD		
		一括入力値	G1 計画値 (仕訳情報) <sup>※2</sup>	G2 計画値 <sup>※1</sup>

※2 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳け

◆翌日発電計画の作成イメージ(E:東北、東京、九州エリア)

～ 基本ケース ～

ステータス 1

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計	A		
		一括入力値 <sup>※1</sup>		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計	C = A - B - ΣD		
		G1 計画値	G2 計画値 <sup>※2</sup>	G3 計画値 <sup>※2</sup>

※1 各 BG の左端の系統コードに代表して入力。ただし、同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左に太陽光、左から 2 番目に風力を入力

～ 部分買取り発電所がある場合 ～

ステータス 1

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計			

ステータス 2

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計	A		
		一括入力値 <sup>※1</sup>		

前日スポット取引 自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った量を「B」とする。

ステータス 3

系統コード	G1 (太陽光)	G2 (部分買取り太陽光)	G3 (太陽光)	...
発電計画	BG 計	C = A - B - ΣD		
		G1 計画値	G2 計画値 (仕訳情報) <sup>※3</sup>	G3 計画値 <sup>※2</sup>

※2 全量買取りの発電所で発電地点別の発電計画値を一般送配電事業者から求められていない場合はゼロとすることも可能

※3 部分買取り発電所の実績は計画値に基づき仕訳け

### 3.3.計画作成・提出

#### 3.3.1.発電計画の作成方法

太陽光・風力は、前表に示すように、それぞれで1つの系統コードにまとめて計画値を入力する供給区域と、全地点を別々に入力する供給区域、およびその混合の供給区域があります。

ただし、1つの系統コードにまとめて計画値を入力する供給区域についても、部分買取りを行う発電所がある場合、または部分買取りから小売の一部が離脱し、小売買取+送配電買取となった発電所がある場合、発電地点別の発電計画値が必要な場合には、当該発電所は系統コード毎に入力します。

※供給区域によって取扱いが異なりますので、ご注意ください。

水力・地熱・バイオマスは、系統コード毎に入力します。

#### 3.3.2.年間、月間、週間計画

小売電気事業者自らが以下の提出期限内に計画を作成・提出します。

	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月、翌々月)	週間計画 (翌週、翌々週)
提出期限	毎年10月末日	毎月1日	毎週水曜日10時

※2025年度以降、FIT 特例①については翌々日計画の提出対象外です。

発電計画、発電上限および発電下限は、以下の値を入力します。

	太陽光・風力		水力・地熱・バイオマス
	年間・月間計画	週間計画	年間・月間・週間計画
最大/発電計画、発電上限 <sup>※1</sup> 、発電下限 <sup>※1</sup>	沖縄エリア以外：調整係数 <sup>※2</sup> 沖縄エリア：月間L5値 <sup>※3</sup>	発電事業者の予測した計画値	発電事業者の計画値
最小/発電計画、発電上限 <sup>※1</sup> 、発電下限 <sup>※1</sup>	沖縄エリア以外：調整係数 <sup>※2</sup> 沖縄エリア：月間L5値 <sup>※3</sup>		

※1 「1.1.7. 発電計画(内訳)」の発電上限、発電下限の説明に準ずる。

※2 調整係数は、広域機関 HP を参照ください。

※3 月間L5値の算定方法は、下記【参考2】を参照ください。新規運開等で発電実績がない場合は、既存の発電所の稼働実績または一般送配電事業者が提示するL5出力比率を参考に算定して計上します。

なお、特例①BGとしての計画値(L5値)が、どこか1つの系統コードに入力されていれば、それ以外の系統コードの発電計画値をゼロとすることも可能です。

#### 【参考2】供給能力の算定方法

～「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」(資源エネルギー庁、2019年12月)より～

#### イ.電源別供給能力の算定方法

#### (ウ)新エネルギー等

- ・沖縄エリア以外における風力および太陽光の供給能力は、広域機関が提示する調整係数（供給区域における単位設備容量あたりの供給能力）を用いて算定すること。
- ・沖縄エリアにおける風力および太陽光の供給能力は、以下の手法により、供給区域の一般送配電事業者が算定し、広域機関が提示するL5出力比率(当該供給区域における単位設備容量あたりの供給能力:広域機関において公表)を用いて算定すること。

## ①風力

・風力発電の供給能力は、過去の発電実績が把握可能な期間について、水力の評価手法を参考に、最大需要発生時(月内は同一時刻)における発電実績の下位 5 日平均値により評価する。

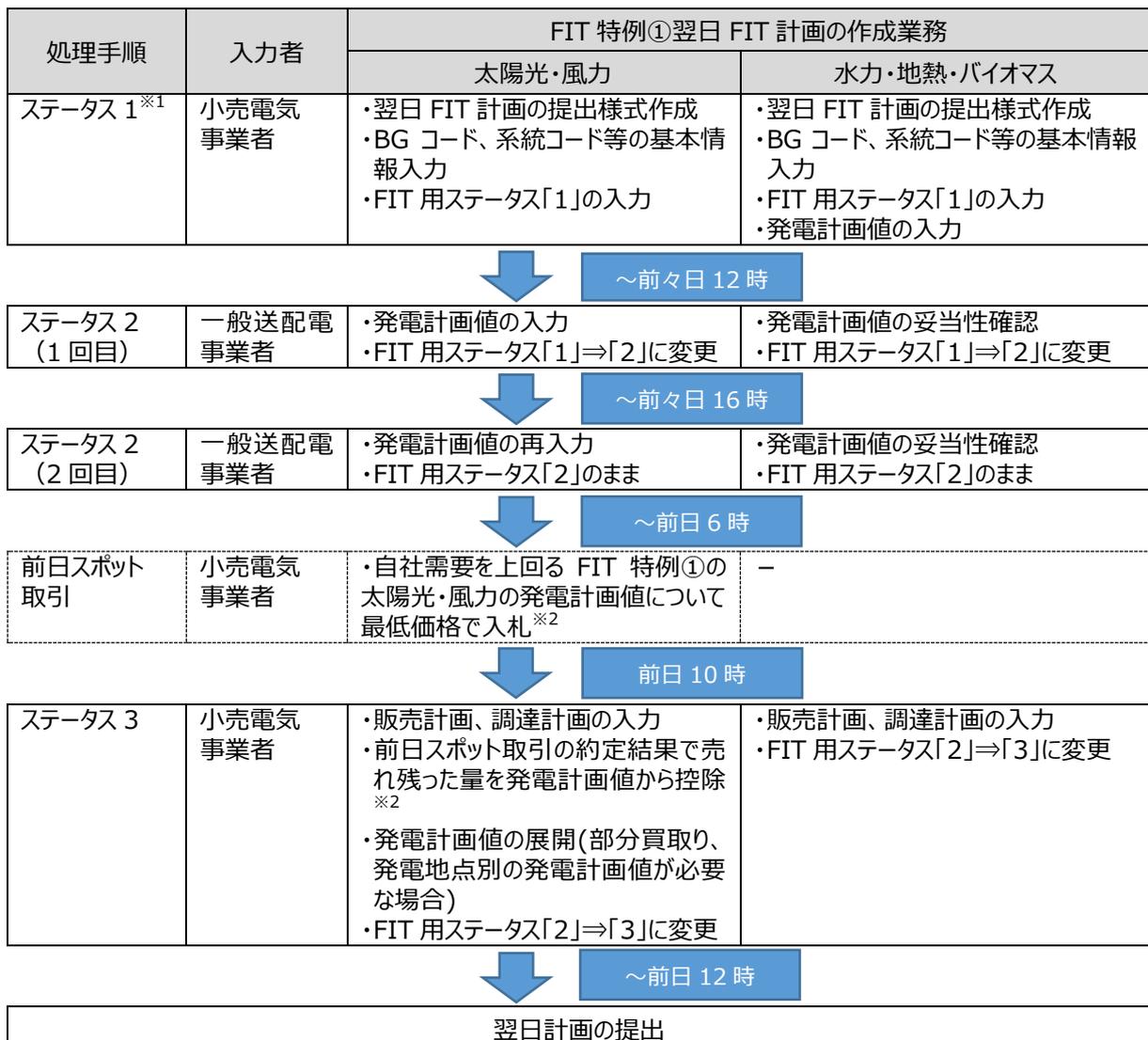
## ②太陽光

・太陽光発電の供給能力は、過去 20 ヶ年の最大 3 日平均電力の該当日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時間における、発電推計データ(計 60 データ)から、下位 5 日平均値を算出し、これより自家消費分(算定対象期間は直近の 5 年間)を減じて評価する。

## 3.3.3.翌日計画(前々日～前日に実施)

特例①BG では、小売電気事業者と一般送配電事業者の双方が計画を入力するため、登録状態(ステータス)を管理します。

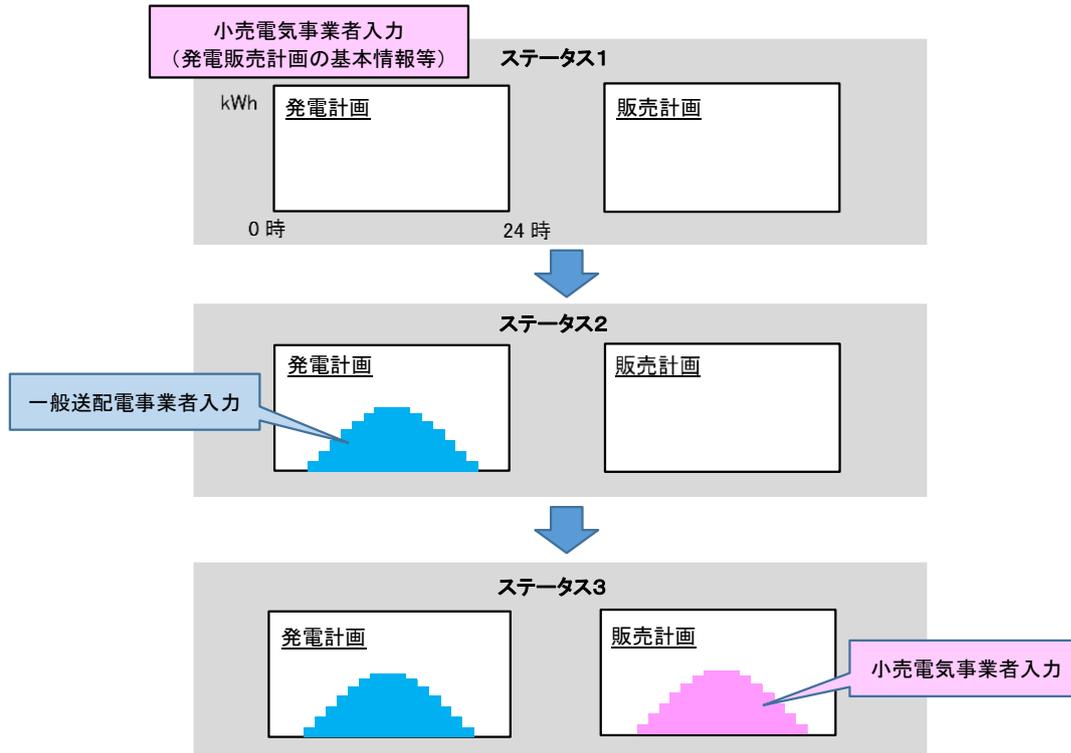
ステータス 3 のファイルを広域機関システムに登録することで、翌日計画が提出されます。



※1 小売電気事業者が前々日 16 時以降に、水力・地熱・バイオマスの計画変更を求める場合には、小売電気事業者は、発電計画値を変更し、前日 2 時までステータス 1 を再提出してください。その後、一般送配電事業者は前日 6 時まで計画の妥当性を確認して、ステータス 2 を再提出します。

※2 沖縄エリアを除く。沖縄エリアは前日スポット取引がないため、ステータス 3 提出時には自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値を控除してください。

◆翌日計画のステータスに伴う遷移図(太陽光・風力の場合)



発電計画、発電上限および発電下限は、以下の値を入力します。

	太陽光・風力	水力・地熱・バイオマス
発電計画	3.3.3.1 注意事項を参照してください	発電事業者の計画値
発電上限、発電下限	発電計画と同じ値	発電可能な上下限值

### 3.3.3.1. 注意事項

#### ステータス 1 での注意事項

ステータス 1 のファイルが未作成の場合、以降の処理を実施できないため、翌日計画の提出ができません。ステータス 1 のファイルは、2 年度分を事前に作成・登録が可能ですので、忘れずに提出ください。なお、発電所の追加等に伴い発電 BG 等が変更になりましたら、提出し直しが必要です。

小売電気事業者は、「◆翌日発電計画の作成イメージ」で示すように、一般送配電事業者が入力する系統コードを、特例①BG の発電計画の中で 1 番左端に(同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左に太陽光用、左から 2 番目に風力用の系統コードを)入力してください。

#### ■ 留意事項

##### 1. 発電計画(太陽光・風力)に見受けられるエラー

(1)【発電計画、発電上限、発電下限】に、ゼロ以外の数字が入力されている。

⇒空白(またはゼロ)としてください。

※発電計画に数字が入っていると、一般送配電事業者は発電 BG 計の計画値を作成できません。

※部分買取りの発電所では、ステータス 1 では空白とし、ステータス 3 で仕訳情報(計画値)を入力してください。

(2)1 番左の系統コードの【優先順位】に、「99」以外の数字が入力されている。

⇒ブランク(または「99」)としてください。

※1 番左の系統コードは、一般送配電事業者が一括配分値と優先順位(99)を入力します。

※1 番左の系統コードの優先順位に「99」以外の数字を入力する場合は、ステータス 1 ではブランクとし、ステータス 3 で入力してください。

2. 販売計画・調達計画に、数値が入力されている。

⇒ブランクとしてください。

※発電 BG の計画値はステータス 2 で入力されるため、販売計画、調達計画はステータス 3 から入力してください。

※ステータス 1 で販売計画、調達計画に入力があると、ステータス 3 での修正忘れを助長する可能性があるため、広域機関システムでは、ブランクとする処理を行います。

### ステータス 2(太陽光・風力)での注意事項

一般送配電事業者は、エリア全体での太陽光・風力の発電電力量を想定したうえで、特例①BG 毎の発電計画値を、BG ごとに発電計画の左端の系統コードに(同一 BG に太陽光と風力が混在する場合は、1 番左の系統コードに太陽光、左から 2 番目に系統コードに風力の発電計画値を)一括して入力します。

### ステータス 3(太陽光・風力)での注意事項

小売電気事業者は前日 6 時以降に、2 回目のステータス 2 の発電計画値を用いてステータス 3 を提出してください。前々日 16 時～前日 6 時までステータス 3 を提出した場合、一般送配電事業者が前日 6 時まで 2 回目のステータス 2 の提出を適切に実施できなくなるおそれがあります。

一般送配電事業者が、システムトラブル等で前日 6 時まで 2 回目のステータス 2 の提出が実施できなかった場合、小売電気事業者は前々日 16 時の 1 回目のステータス 2 の発電計画値を用いてステータス 3 を提出して下さい。前日 6 時以降も一般送配電事業者の 2 回目のステータス 2 の提出を待つこととなると、小売電気事業者の前日スポット取引入札等への作業時間が確保できない恐れがあるため、前日 6 時を過ぎた場合、一般送配電事業者は 2 回目のステータス 2 の提出を実施しません。

部分買取りの発電所がある場合、小売電気事業者は、一括入力値を部分買取りの発電所とその他(修正後の一括入力値)に分割し、部分買取りの発電所に仕訳情報を入力します。発電計画値(発電計画、発電上限、発電下限、優先順位)を空欄とすることはできません。また、各 30 分コマ(0:00～0:30、0:30～1:00、…、23:30～24:00)で分割後の合計が一括入力値と一致する必要があります。その他(修正後の一括入力値)にマイナス値が入らないようにご注意ください。

発電地点別の発電計画値が必要な場合、小売電気事業者は、一括入力値を発電地点別とその他(修正後の一括入力値)に配分します。配分方法は、設備容量比率などの方法で按分します。計画値(電力または電力量、発電上限、発電下限、優先順位)を空欄とすることはできません。また、按分値の合計が一括入力値と一致することが必要なため、端数処理にご注意ください。

一般送配電事業者が代表入力した地点の発電計画値が、発電計画の発電上限と、発電所マスタで管理されている同時最大受電電力を超過しないようご注意ください。

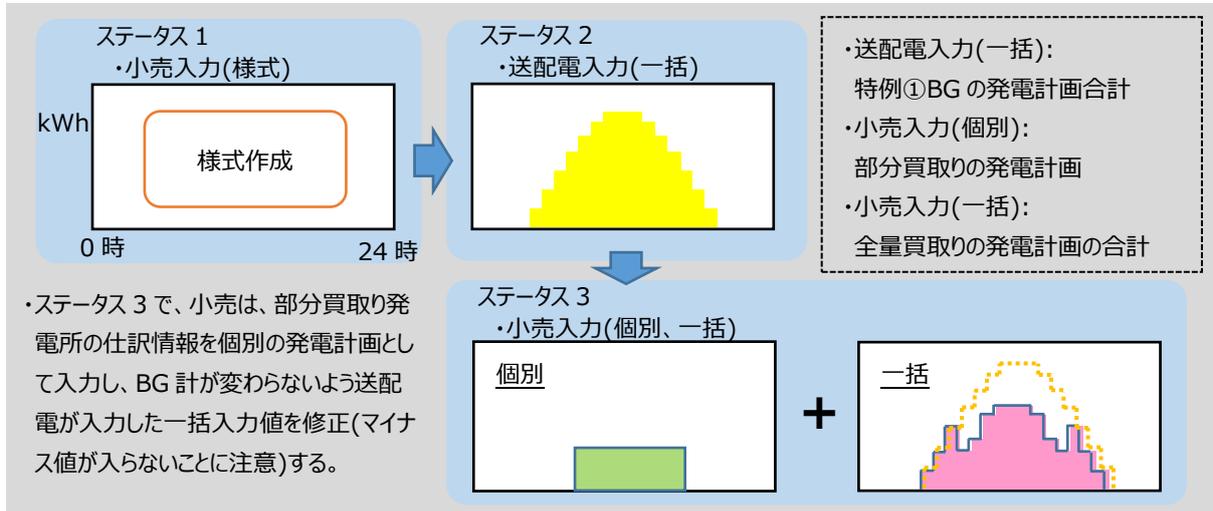
#### ■ 留意事項

販売計画、調達計画は、ステータス 1 で記入されていても、ブランクとする処理を行います。ステータス 3 で再度、入力をお願いします。

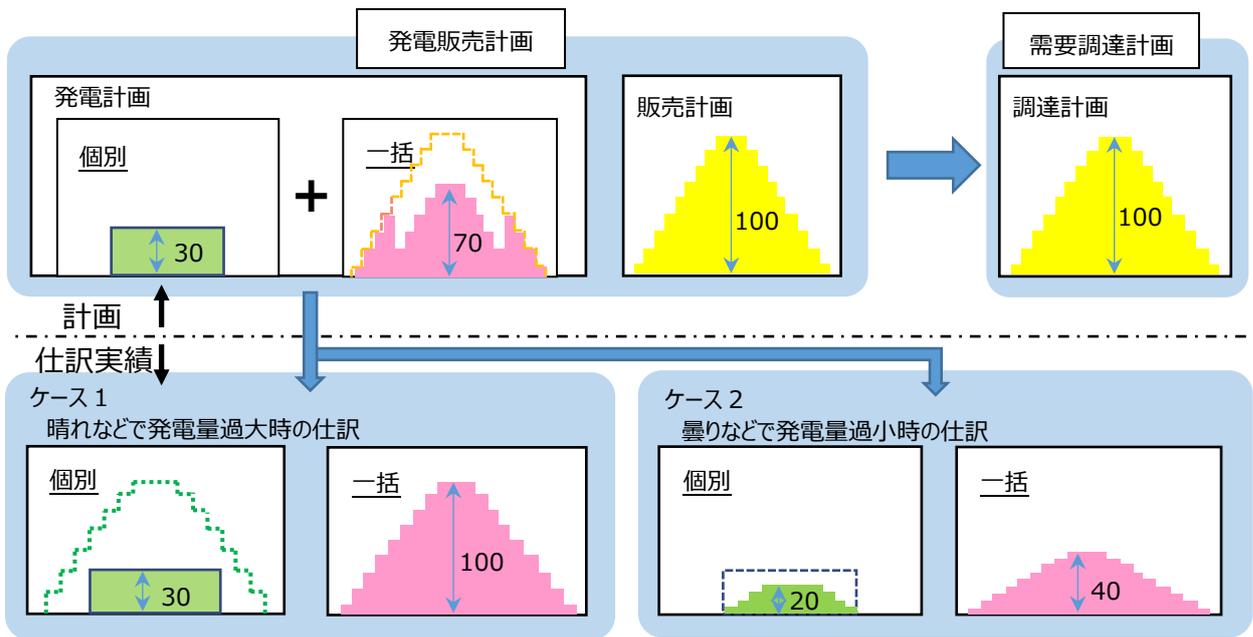
### 3.4.その他

#### 3.4.1.部分買取り発電所がある場合の計画作成と実績仕訳のイメージ(太陽光・風力)

◆部分買取り発電所がある場合の計画作成イメージ



◆部分買取り発電所がある場合の実績仕訳イメージ



### 3.4.2. 分割番号について

ステータス 3 の(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)が広域機関システムに登録されると、(翌日)発電販売計画(情報区分コード:0150)として計画受付されるため、同一エリアに FIT 特例①と FIT 特例①以外の発電販売計画を提出する場合(同一エリアに(翌日 FIT)発電販売計画と(翌日)発電販売計画を提出する場合)は、同じ分割番号を使用しないでください。

例えば、FIT 用のファイルの分割番号を「00」として計画を提出すると、FIT 用ファイルがステータス 3 でシステム登録されると情報区分コード・分割番号が「0152・00」から「0150・00」に変わります。この時、火力用の分割番号を「00」で提出すると、FIT 用のファイル名と火力用のファイル名が同じとなります。詳細は「6.3 計画変更の方法」をご参照ください。

例)以下①の FIT 用ファイルがステータス 3 で正常にシステム登録されると、②のファイルとして翌日計画が受けられます。

ファイル名①:W6\_0152\_20160401\_00\_49983\_3.xml

ファイル名②:W6\_0150\_20160401\_00\_49983\_3.xml

情報区分コード:0152、0150

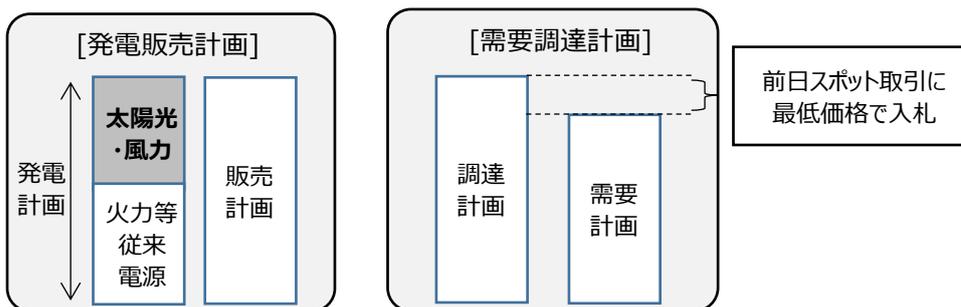
分割番号:00

### 3.4.3. FIT 特例①の太陽光・風力の前日スポット取引の売れ残り控除について

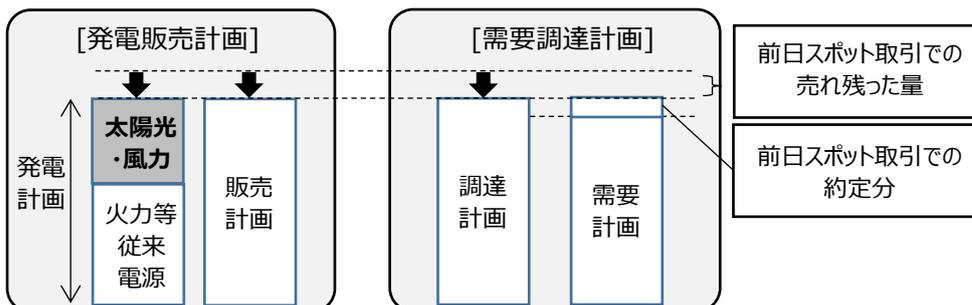
小売電気事業者は前日 6 時のステータス 2 の FIT 特例①の発電計画値を用いて、発電計画を作成しますが、需要計画を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値については、前日スポット取引に最低価格で入札してください。入札の結果部分約定となり、売れ残った量については、売れ残り量を FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値から控除して、ステータス 3 を提出してください<sup>※1</sup>。なお、売れ残り量を太陽光・風力どちらから控除するかについては、小売電気事業者の判断で行ってください。詳細については当機関の HP 公表資料(「FIT インバランス 特例制度 1 の運用方法の変更について」)をご覧ください。

※1 沖縄エリアは前日スポット取引がないため、自社需要を上回る FIT 特例①の太陽光・風力の発電計画値を控除して、ステータス 3 を提出してください。

前日 6 時までに入力された太陽光・風力の発電計画値



前日スポット取引での売れ残った量を控除し、ステータス 3 で提出する太陽光・風力の発電計画値



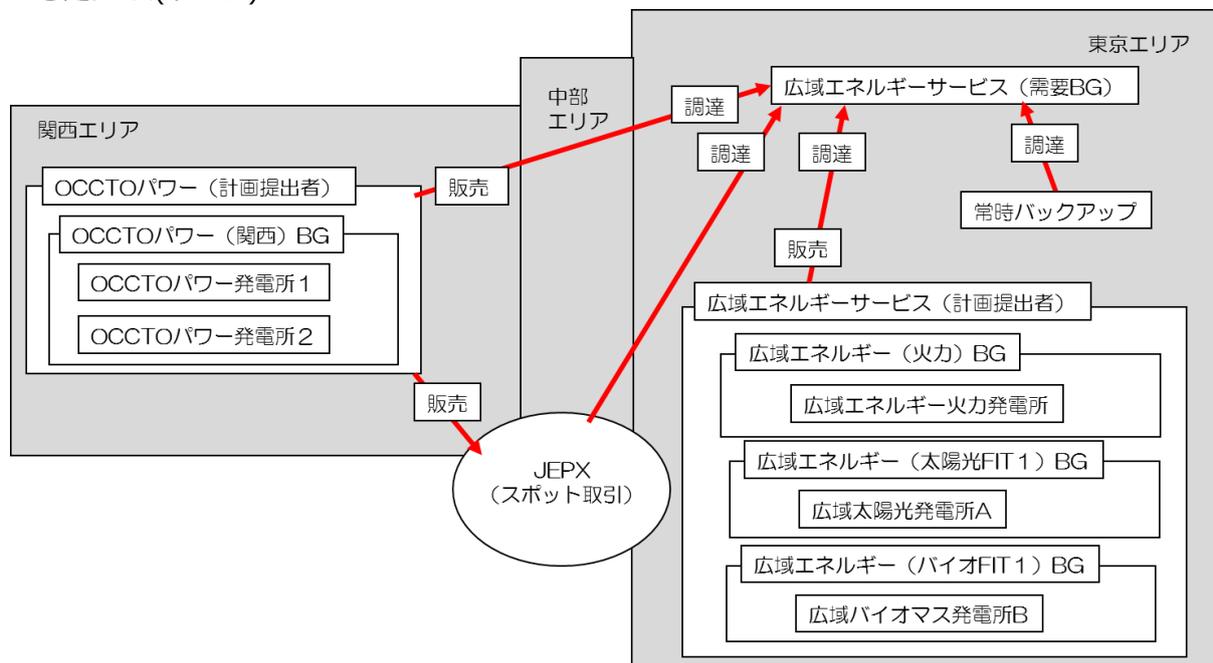
## 4. 記載例

### 4.1. 計画値同時同量計画の記載例

以下の想定ケースの場合について、入力支援ツールでの記載例を記載します。

- ①(翌日)発電販売計画(OCCTO パワー)
- ②(翌日)発電販売計画(広域エネルギーサービス火力分(分割番号 01))
- ③(翌日 FIT)発電販売計画(広域エネルギーサービス太陽光・バイオマス分(分割番号 02))  
(※FIT 特例①ステータス 1 提出時)
- ④(翌日)需要調達計画(広域エネルギーサービス)
- ⑤経過措置計画(広域エネルギーサービス)

#### ■ 想定ケース(イメージ)



#### ■ 想定ケース(コード類)

OCCTOパワー	
事業者コード	6WVU
需要BGコード	なし
計画提出者コード	G9996
発電BGコード	GZ996
系統コード(発電所1)	61234
系統コード(発電所2)	62345

広域エネルギーサービス	
事業者コード	4999
需要BGコード	LZ993
計画提出者コード	G8XX3
発電BGコード(火力)	GX993
系統コード(火力発電所)	31234
発電BGコード(太陽光FIT1)	GAXX3
系統コード(発電所A)	3YY12
発電BGコード(バイオFIT1)	GBYY3
系統コード(発電所B)	3YY56





③(翌日 FIT)発電販売計画(広域エネルギーサービス太陽光・バイオマス分(分割番号 02))(※FIT 特例①ステータス 1 提出時)

(翌日FIT)発電販売計画

対象年月日		2019/1/1		FIT用ステータス		1 発電計画登録済		システム登録日時	
計画値XML読み込		コード		名称*		出力ファイル名		V02-R05	
通知XML読み込	情報区分	0152	翌日FIT)発電販売計画	情報区分コード	0152	XMLファイル名	W6_0152_20190101_02_49993_3.xml	発電BG数	
FIT登録値XML読み込	提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社	情報区分コード	0152	出力ファイル名	W6_0152_20190101_02_49993_3.xml	発電計画内訳数	
計画値XML出力	送信事業者	49993	広域エネルギーサービス	分割番号	02	出力ファイル名	W6_0152_20190101_02_49993_3.xml	販売計画内訳数	
終了(上書き保存)	BG/計画提出者	G8X3	広域エネルギーサービス(計画提出者東京)	送信事業者コード	49993	出力ファイル名	W6_0152_20190101_02_49993_3.xml	調達計画内訳数	
	運用モード	通常		提出先エリアコード	3	出力ファイル名	W6_0152_20190101_02_49993_3.xml		

#	時間帯	販売計画(確定)合計		供給力(確定)		調達計画(確定)合計		供給力(未確定)		調達計画(未確定)合計		販売計画(未確定)合計		供給力(未確定)		調達計画(未確定)合計		販売計画(未確定)合計		供給力(未確定)		調達計画(未確定)合計	
		変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更	変更
1	0:00~0:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
2	0:30~1:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
3	1:00~1:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
4	1:30~2:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
5	2:00~2:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
6	2:30~3:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
7	3:00~3:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
8	3:30~4:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
9	4:00~4:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
10	4:30~5:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
11	5:00~5:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
12	5:30~6:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
13	6:00~6:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
14	6:30~7:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
15	7:00~7:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
16	7:30~8:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
17	8:00~8:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
18	8:30~9:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
19	9:00~9:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
20	9:30~10:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
21	10:00~10:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
22	10:30~11:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
23	11:00~11:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
24	11:30~12:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
25	12:00~12:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
26	12:30~13:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
27	13:00~13:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
28	13:30~14:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
29	14:00~14:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
30	14:30~15:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
31	15:00~15:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
32	15:30~16:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
33	16:00~16:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
34	16:30~17:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
35	17:00~17:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
36	17:30~18:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
37	18:00~18:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
38	18:30~19:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
39	19:00~19:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
40	19:30~20:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
41	20:00~20:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
42	20:30~21:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
43	21:00~21:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
44	21:30~22:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
45	22:00~22:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
46	22:30~23:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
47	23:00~23:30			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
48	23:30~24:00			2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000		2,000	
49	日量			96,000		96,000		96,000		96,000		96,000		96,000		96,000		96,000		96,000		96,000	

2025年度以降、FIT 特例①は翌々日計画の提出対象外となり、翌々日計画(情報区分コード:0150)として FIT 特例①以外の発電 BG の計画を提出する必要がありますので、FIT 特例①の発電 BG とその他の発電 BG の計画は分けて提出してください。なお、翌々日計画(情報区分コード:0150)として FIT 特例①以外の発電 BG の計画を提出した上で、(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)に FIT 特例①以外の発電 BG の計画を記載すると、最終的に翌日計画(情報区分コード:0150)が複数提出された扱い(ダブルカウント)となります。また、ステータス 3 の(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)が広域機関システムに登録されると、(翌日)発電販売計画(情報区分コード:0150)として計画受付されるため、翌々日計画と(翌日 FIT)発電販売計画は分割番号を分けて提出する必要があります。

例：  
 翌々日計画(前々日 10 時締切) : W6\_0150\_20250401\_01\_12345\_5.xml  
 翌日 FIT 計画(前々日 12 時締切) : W6\_0152\_20250401\_02\_12345\_5.xml

ステータス 1 の提出時点の状態のため、FIT1 の太陽光の計画値は未入力です。

④(翌日)需要調達計画(広域エネルギーサービス)(1/2)

(翌日)需要調達計画

対象年月日		2019/1/1		VC	
基本情報		コード		名称*	
情報区分		0250	(翌日)需要調達計画		出力ファイル名
提出先事業者		10033	東京電力パワーグリッド株式会社		XMLファイル名
送信事業者		49993	広域エネルギーサービス		BPID計測機コード
BG/計画提出者		L2993	広域エネルギーサービス(需要BG東京)		情報区分コード
運用モード		通常			対象期間の開始日
					分割番号
					送信事業者コード
					提出先エリアコード

#	時間帯	需要計画 (kWh)		販売計画(確定)合計 (kWh)		供給力(確定)合計 (他BGからの調達) (kWh)		調達過不足 (kWh)	供給力(未確定)合計 (他BGからの調達) (kWh)		販売計画(未確定)合計 (他BGへの販売) (kWh)		取引計画(確定)合計 (kWh)	調達計画 内訳 No.1		調達計画 内訳 No.2		調達計画 内訳 No.3		調達計画 内訳 No.4		販売計画 内訳 No.1			
		変更	実	変更	実	変更	実		変更	実	変更	実		変更	実	変更	実	変更	実	変更	実	変更	実	変更	実
1	0:00~0:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
2	0:30~1:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
3	1:00~1:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
4	1:30~2:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
5	2:00~2:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
6	2:30~3:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
7	3:00~3:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
8	3:30~4:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
9	4:00~4:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
10	4:30~5:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
11	5:00~5:30		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
12	5:30~6:00		19,000		19,000		19,000	0					19,000		0		2,000		0		6,000		0		11,000
13	6:00~6:30		23,000		23,000		23,000	0					23,000		5,000		2,010		0		5,990		0		10,000
14	6:30~7:00		30,000		30,000		30,000	0					30,000		5,000		2,070		0		5,930		0		17,000
15	7:00~7:30		36,000		36,000		36,000	0					36,000		8,000		2,130		0		5,870		0		20,000
16	7:30~8:00		39,000		39,000		39,000	0					39,000		8,000		2,210		0		5,790		0		23,000
17	8:00~8:30		43,000		43,000		43,000	0					43,000		15,000		2,290		0		5,710		0		20,000
18	8:30~9:00		49,000		49,000		49,000	0					49,000		15,000		2,360		0		5,640		0		26,000
19	9:00~9:30		51,000		51,000		51,000	0					51,000		20,000		2,430		0		5,570		0		23,000
20	9:30~10:00		52,000		52,000		52,000	0					52,000		20,000		2,480		0		5,520		0		24,000
21	10:00~10:30		53,000		53,000		53,000	0					53,000		20,000		2,540		0		5,460		0		25,000
22	10:30~11:00		53,000		53,000		53,000	0					53,000		20,000		2,570		0		5,430		0		25,000
23	11:00~11:30		52,000		52,000		52,000	0					52,000		20,000		2,590		0		5,410		0		24,000
24	11:30~12:00		52,000		52,000		52,000	0					52,000		20,000		2,600		0		5,400		0		24,000
25	12:00~12:30		52,000		52,000		52,000	0					52,000		20,000		2,600		0		5,400		0		24,000
26	12:30~13:00		52,000		52,000		52,000	0					52,000		20,000		2,580		0		5,420		0		24,000
27	13:00~13:30		51,000		51,000		51,000	0					51,000		20,000		2,560		0		5,440		0		23,000
28	13:30~14:00		51,000		51,000		51,000	0					51,000		20,000		2,520		0		5,480		0		23,000
29	14:00~14:30		50,000		50,000		50,000	0					50,000		20,000		2,470		0		5,530		0		22,000
30	14:30~15:00		50,000		50,000		50,000	0					50,000		20,000		2,410		0		5,590		0		22,000
31	15:00~15:30		49,000		49,000		49,000	0					49,000		20,000		2,350		0		5,650		0		21,000
32	15:30~16:00		48,000		48,000		48,000	0					48,000		20,000		2,300		0		5,700		0		20,000
33	16:00~16:30		47,000		47,000		47,000	0					47,000		18,000		2,240		0		5,760		0		21,000
34	16:30~17:00		46,000		46,000		46,000	0					46,000		15,000		2,180		0		5,820		0		23,000
35	17:00~17:30		45,000		45,000		45,000	0					45,000		13,000		2,110		0		5,890		0		24,000
36	17:30~18:00		43,000		43,000		43,000	0					43,000		10,000		2,060		0		5,940		0		25,000
37	18:00~18:30		41,000		41,000		41,000	0					41,000		8,000		2,000		0		6,000		0		25,000
38	18:30~19:00		39,000		39,000		39,000	0					39,000		5,000		2,000		0		6,000		0		26,000
39	19:00~19:30		37,000		37,000		37,000	0					37,000		0		2,000		0		6,000		0		29,000
40	19:30~20:00		35,000		35,000		35,000	0					35,000		0		2,000		0		6,000		0		27,000
41	20:00~20:30		33,000		33,000		33,000	0					33,000		0		2,000		0		6,000		0		25,000
42	20:30~21:00		30,000		30,000		30,000	0					30,000		0		2,000		0		6,000		0		22,000
43	21:00~21:30		27,000		27,000		27,000	0					27,000		0		2,000		0		6,000		0		19,000
44	21:30~22:00		25,000		25,000		25,000	0					25,000		0		2,000		0		6,000		0		17,000
45	22:00~22:30		23,000		23,000		23,000	0					23,000		0		2,000		0		6,000		0		15,000
46	22:30~23:00		21,000		21,000		21,000	0					21,000		0		2,000		0		6,000		0		13,000
47	23:00~23:30		19,000		19,000		19,000	0					19,000		0		2,000		0		6,000		0		11,000
48	23:30~24:00		18,000		18,000		18,000	0					18,000		0		2,000		0		6,000		0		10,000
49	日量		1,682,000		1,682,000		1,682,000	0					1,682,000		405,000		104,660		0		279,340		0		893,000

同一取引先コードを合算して1銘柄として記載することも可能です。  
 同一取引先を複数に記載した場合は、広域機関システム側で取引先コード毎に合算します。  
 なお、(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)については、同一取引先を複数の列に記載するとエラーとなりますのでご注意ください。



4.1 計画値同時同量計画の記載例

⑤経過措置計画(広域エネルギーサービス)

経過措置計画 経過措置計画の提出対象者は、「平成 28 年度長期連系線利用計画を登録していた事業者」です。

計画値XML読込		基本情報		2019/1/1		出カファイル名情報		V03-R01	
通知XML読込		情報区分	0460	経過措置計画	XMLファイル名	W6_0460_20190101_00_49993_3.01.xml			
計画値XML出力		提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社	情報区分コード	0460			
模擬判定XML出力		送信事業者	49993	広域エネルギーサービス	対象時期の開始日	20190101			
終了(上書保存)		託送契約変更	託送契約変更不要	分割番号	00				
		運用モード	通常	送信事業者コード	49993				
		託送契約変更	託送契約変更不要	提出先エリアコード	3				
		運用モード	通常	連番	01				
経過措置計画(OCCTO/パワー→広域エネルギーサービス(関西→東京) No.1									
利用計画数		申込番号	0320160311X01						
マージン利用等数		申込計画名	OCCTO/パワー→広域エネルギーサービス(関西→東京)						
5分値切替		(送電側)BG/計画提出者コード	G9996	(送電側)電源特定コード	*				
		(受電側)系統コード(エリア)	30000	(受電側)BG/計画提出者コード	LZ993				
		契約電力(kW)	9,999.999						
		一部送電容量登録	一部送電容量登録する						
		マージン利用	マージン利用なし						
		マージン使用	マージン使用なし						
		運用容量拡大	運用容量拡大なし						
		5分値展開要否	5分値展開しない						
		計画変更							
		通告変更識別	通告変更しに相当しない						
提出先情報									
		提出先事業者(一般送配電事業者)	地内	契約識別番号					
		コード	名称	1	2*				
		10044	中部電力(株)	地外	109902				
		10066	関西電力(株)	地外	R06100000000000009999				
共同処理先情報									
		共同処理有無	共同処理なし						
経過措置計画									
#	時間帯	変更前(kWh)	変更後(kWh)	増減(kWh)	計画変更理由	変更			
1	0:00~0:30		10,000		変更なし				
2	0:30~1:00		10,000		変更なし				
3	1:00~1:30		10,000		変更なし				
4	1:30~2:00		10,000		変更なし				
5	2:00~2:30		10,000		変更なし				
6	2:30~3:00		10,000		変更なし				
7	3:00~3:30		10,000		変更なし				
8	3:30~4:00		10,000		変更なし				
9	4:00~4:30		10,000		変更なし				
10	4:30~5:00		10,000		変更なし				
11	5:00~5:30		10,000		変更なし				
12	5:30~6:00		10,000		変更なし				
13	6:00~6:30		10,000		変更なし				
14	6:30~7:00		10,000		変更なし				
15	7:00~7:30		20,000		変更なし				
16	7:30~8:00		20,000		変更なし				
17	8:00~8:30		20,000		変更なし				
18	8:30~9:00		20,000		変更なし				
19	9:00~9:30		20,000		変更なし				
20	9:30~10:00		20,000		変更なし				
21	10:00~10:30		20,000		変更なし				
22	10:30~11:00		20,000		変更なし				
23	11:00~11:30		20,000		変更なし				
24	11:30~12:00		20,000		変更なし				
25	12:00~12:30		20,000		変更なし				
26	12:30~13:00		20,000		変更なし				
27	13:00~13:30		20,000		変更なし				
28	13:30~14:00		20,000		変更なし				
29	14:00~14:30		20,000		変更なし				
30	14:30~15:00		20,000		変更なし				
31	15:00~15:30		20,000		変更なし				
32	15:30~16:00		20,000		変更なし				
33	16:00~16:30		20,000		変更なし				
34	16:30~17:00		20,000		変更なし				
35	17:00~17:30		20,000		変更なし				
36	17:30~18:00		20,000		変更なし				
37	18:00~18:30		20,000		変更なし				
38	18:30~19:00		20,000		変更なし				
39	19:00~19:30		20,000		変更なし				
40	19:30~20:00		20,000		変更なし				
41	20:00~20:30		20,000		変更なし				
42	20:30~21:00		20,000		変更なし				
43	21:00~21:30		20,000		変更なし				
44	21:30~22:00		20,000		変更なし				
45	22:00~22:30		10,000		変更なし				
46	22:30~23:00		10,000		変更なし				
47	23:00~23:30		10,000		変更なし				
48	23:30~24:00		10,000		変更なし				
49	日量	0	780,000	0					

経過措置計画値の上限は、長期連系線利用計画に登録された利用計画値とし、増加変更は認めません(減少変更は問題ありません)。

## 4.2.(翌日 FIT)計画値同時同量計画の記載例

翌日 FIT 特例①の太陽光について、入力支援ツールでのステータス 1～3 の記載例を、以下のケース毎に記載します。

A: 沖縄エリア

B: 四国エリア

C: 北海道、北陸エリア(記載例は北海道エリア)

D1: 中部、関西、中国エリアで低圧群の系統コードがある場合(記載例は中部エリア)

D2: 中部、関西、中国エリアで低圧群の系統コードがない場合(記載例は中部エリア)

E: 東北、東京、九州エリア(記載例は東京エリア)

※ C の北陸エリア、D の関西、中国エリア、E の東北、九州エリアの場合は、「送信事業者」の下 1 桁と「提出先事業者」が変わりますのでご注意ください。

※ ステータス 3 で、提出先事業者と送信事業者が元に戻っていることを確認してください。

※ 「計画値同時同量計画の記載例」に合わせ、分割番号 02 の例を示しています。ご自身の発電販売計画の提出方法に合わせ、適宜、修正ください

A:沖縄エリア(ステータス 1)

**(翌日FIT)発電販売計画**

対象年月日: 2016/4/1 FIT用ステータス: 発電計画登録

**【FIT用ステータス】**  
ステータス1のファイルは、「1. 発電計画登録済」としてごさい。

**【発電計画】**  
・FIT 特例①を選択している全ての発電BGコードおよび系統コードを入力してください。  
・集約コードは一番左に入力します。 ※集約コードの取得には、系統コードの集約申請が必要です。  
・「電源種別」は全て「FIT電源1」又は「FIT送配1」を選択してください。  
・発電計画、発電上限、発電下限、優先順位は空欄でも提出可能です(ただしステータス3のファイルを提出する際には、数値の入力が必須となります。)

**【基本情報】**  
・「提出先事業者」は各エリアの一般送配電事業者を入力してください。  
・「送信事業者」は計画を提出する小売電気事業者の事業者コードを入力してください。  
・「BG/計画提出者」は小売電気事業者の計画提出者コードを入力してください。  
・「運用モード」は「通常」を選択してください。

**【分割番号】**  
翌日発電販売計画(情報区分コード:0150)と(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)を提出する場合には、分割番号を「01」と「02」に分けて提出してください。

#	時間帯	販売計画(確定)		発電計画		調達計画(確定)		供給過不足		供給余力(NET)		調達計画(未確定)		販売計画(未確定)		発電電力		FIT計画(確定)		FIT計画(未確定)		調整計画(確定)		調整計画(未確定)	
		変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	(kWh)	(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	(kWh)	(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	変更	合計(kWh)	
1	0:00~0:30																								
2	0:30~1:00																								
3	1:00~1:30																								
4	1:30~2:00																								
5	2:00~2:30																								
6	2:30~3:00																								
7	3:00~3:30																								
8	3:30~4:00																								
9	4:00~4:30																								
10	4:30~5:00																								
11	5:00~5:30																								
12	5:30~6:00																								
13	6:00~6:30																								
14	6:30~7:00																								
15	7:00~7:30																								
16	7:30~8:00																								
17	8:00~8:30																								
18	8:30~9:00																								
19	9:00~9:30																								
20	9:30~10:00																								
21	10:00~10:30																								
22	10:30~11:00																								
23	11:00~11:30																								
24	11:30~12:00																								
25	12:00~12:30																								
26	12:30~13:00																								
27	13:00~13:30																								
28	13:30~14:00																								
29	14:00~14:30																								
30	14:30~15:00																								
31	15:00~15:30																								
32	15:30~16:00																								
33	16:00~16:30																								
34	16:30~17:00																								
35	17:00~17:30																								
36	17:30~18:00																								
37	18:00~18:30																								
38	18:30~19:00																								
39	19:00~19:30																								
40	19:30~20:00																								
41	20:00~20:30																								
42	20:30~21:00																								
43	21:00~21:30																								
44	21:30~22:00																								
45	22:00~22:30																								
46	22:30~23:00																								
47	23:00~23:30																								
48	23:30~24:00																								
49	日量		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0

数値は入力しないでください



A:沖縄エリア(ステータス 3)

(翌日FIT)発電販売計画

対象年月日		2016/4/1		FIT用ステータス		発電販売計画提出済		システム登録日時		2016091810075506																					
計画値XML送付		基本情報		コード		名称		XMLファイル名		システム登録日時																					
通知XML送付		情報区分		0152		(翌日FIT)発電販売計画		XMLファイル名		W6_0152_20160401_02_49690_0_01																					
FIT登録済XML送付		提出先事業者		10100		沖縄電力		XMLファイル名		W6_0152_20160401_02_49690_0_01																					
計画値XML出力		送信事業者		49690		広域エネルギーサービス		情報区分		0152																					
終了(上書き保存)		B3/計画提出者		3653		広域エネルギーサービス(計画提出者沖縄)		販売計画内訳数		0																					
		運用モード		1				調達計画内訳数		0																					
【提出先事業者、送信事業者】		ステータス3では、小売電気事業者が送信します。システムが自動で提出先事業者と送信事業者を元に戻します。(事業者様においても、元に戻っていることを確認してください。)																													
【FIT用ステータス】		ステータス3のファイルは、「3. 発電販売計画提出済」としてください。																													
【参考】		提出先事業者と送信事業者が入れ替わると、XMLファイル名も自動変更されます。																													
【発電計画B3計】		部分買取りの仕訳情報として「発電計画 内訳」を入力する際は、「ステータス2で一般送配電事業者から配分された値」=「自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値」=「発電計画B3計」となるようご注意ください。																													
【販売計画】		「取引先コード」には販売先の小売電気事業者の需要B3コードを入力します。「広域指示」は通常は「指示なし」を選択してください。「販売計画(確定)」に販売量を入力してください。「販売計画(未確定)」は必須入力です。通常はゼロを入力してください。																													
#	時間帯	変更	販売計画(確定)合計(kWh)	変更	発電計画合計(kWh)	変更	調達計画(確定)合計(kWh)	変更	供給過不足(kWh)	変更	供給余力(NET)(kWh)	変更	調達計画(未確定)合計(kWh)	変更	販売計画(未確定)合計(kWh)	変更	発電余力(kWh)	変更	取引計画(確定)(kWh)	変更	取引計画(未確定)(kWh)	変更	発電計画B3計(kWh)	変更	発電計画内訳 No.1	変更	発電計画内訳 No.2	変更	販売計画内訳 No.1	変更	販売計画内訳 No.2
1	0:00~0:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
2	0:30~1:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
3	1:00~1:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
4	1:30~2:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
5	2:00~2:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
6	2:30~3:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
7	3:00~3:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
8	3:30~4:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
9	4:00~4:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
10	4:30~5:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
11	5:00~5:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
12	5:30~6:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
13	6:00~6:30		10		10		0		0		0		0		0		0		0		0		10		0VY10		0VY12		0		0
14	6:30~7:00		70		70		0		0		0		0		0		0		0		0		70		0VY10		0VY12		0		0
15	7:00~7:30		130		130		0		0		0		0		0		0		0		0		130		0VY10		0VY12		0		0
16	7:30~8:00		210		210		0		0		0		0		0		0		0		0		210		0VY10		0VY12		0		0
17	8:00~8:30		290		290		0		0		0		0		0		0		0		0		290		0VY10		0VY12		0		0
18	8:30~9:00		360		360		0		0		0		0		0		0		0		0		360		0VY10		0VY12		0		0
19	9:00~9:30		430		430		0		0		0		0		0		0		0		0		430		0VY10		0VY12		0		0
20	9:30~10:00		480		480		0		0		0		0		0		0		0		0		480		0VY10		0VY12		0		0
21	10:00~10:30		540		540		0		0		0		0		0		0		0		0		540		0VY10		0VY12		0		0
22	10:30~11:00		570		570		0		0		0		0		0		0		0		0		570		0VY10		0VY12		0		0
23	11:00~11:30		590		590		0		0		0		0		0		0		0		0		590		0VY10		0VY12		0		0
24	11:30~12:00		600		600		0		0		0		0		0		0		0		0		600		0VY10		0VY12		0		0
25	12:00~12:30		500		500		0		0		0		0		0		0		0		0		500		0VY10		0VY12		0		0
26	12:30~13:00		480		480		0		0		0		0		0		0		0		0		480		0VY10		0VY12		0		0
27	13:00~13:30		560		560		0		0		0		0		0		0		0		0		560		0VY10		0VY12		0		0
28	13:30~14:00		520		520		0		0		0		0		0		0		0		0		520		0VY10		0VY12		0		0
29	14:00~14:30		470		470		0		0		0		0		0		0		0		0		470		0VY10		0VY12		0		0
30	14:30~15:00		410		410		0		0		0		0		0		0		0		0		410		0VY10		0VY12		0		0
31	15:00~15:30		350		350		0		0		0		0		0		0		0		0		350		0VY10		0VY12		0		0
32	15:30~16:00		300		300		0		0		0		0		0		0		0		0		300		0VY10		0VY12		0		0
33	16:00~16:30		240		240		0		0		0		0		0		0		0		0		240		0VY10		0VY12		0		0
34	16:30~17:00		180		180		0		0		0		0		0		0		0		0		180		0VY10		0VY12		0		0
35	17:00~17:30		110		110		0		0		0		0		0		0		0		0		110		0VY10		0VY12		0		0
36	17:30~18:00		80		80		0		0		0		0		0		0		0		0		80		0VY10		0VY12		0		0
37	18:00~18:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
38	18:30~19:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
39	19:00~19:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
40	19:30~20:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
41	20:00~20:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
42	20:30~21:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
43	21:00~21:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
44	21:30~22:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
45	22:00~22:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
46	22:30~23:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
47	23:00~23:30		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
48	23:30~24:00		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0VY10		0VY12		0		0
49	日量		8,460		8,																										







C:北海道、北陸エリア(ステータス 1) ※記載例は北海道エリア

**(翌日FIT)発電販売計画**

2016/4/1 FIT用ステータス 1 発電計画登録済

**【FIT用ステータス】**  
ステータス1のファイルは、「1. 発電計画登録済」としてごさい。

**【発電計画】**  
・FIT 特例①を選択している全ての発電B/Cコードおよび系統コードを入力してください。  
・計画入力コードは一番左に入力します。 ※計画入力コードの取得には、系統コードの集約申請が必要です。  
・「電源種別」は全て「FIT 電源1」又は「FIT 送配1」を選択してください。  
・発電計画、発電上限、発電下限、優先順位は空欄でも提出可能です(ただしステータス3のファイル提出の際には、数値の入力が必要となります。)

**【基本情報】**  
・「提出先事業者」は各エリアの一般送配電事業者を入力してください。  
・「送信事業者」は計画を提出する小売電気事業者の事業者コードを入力してください。  
・「B/C(計画提出者)」は小売電気事業者の計画提出者コードを入力してください。  
・「運用モード」は「通常」を選択してください。

**【分割番号】**  
翌日発電販売計画(情報区分コード:0150)と(翌日 FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)を提出する場合には、分割番号を「01」と「02」に分けて提出してください。

数値は入力しないでください

#	時間帯	売電計画(確定) 合計(MWh)	買電	発電計画 合計(MWh)	買電	送電計画(確定) 合計(MWh)	買電	供給過不足 (MWh) <sup>①</sup>	供給余力(MWh) <sup>②</sup>	買電	発電計画 No.1		発電計画 No.2		発電計画 No.3		発電計画 No.4		発電計画 No.5		
											発電計画 (MWh)	発電上限 (MWh)	発電計画 (MWh)								
1	0:00~0:30																				
2	0:30~1:00																				
3	1:00~1:30																				
4	1:30~2:00																				
5	2:00~2:30																				
6	2:30~3:00																				
7	3:00~3:30																				
8	3:30~4:00																				
9	4:00~4:30																				
10	4:30~5:00																				
11	5:00~5:30																				
12	5:30~6:00																				
13	6:00~6:30																				
14	6:30~7:00																				
15	7:00~7:30																				
16	7:30~8:00																				
17	8:00~8:30																				
18	8:30~9:00																				
19	9:00~9:30																				
20	9:30~10:00																				
21	10:00~10:30																				
22	10:30~11:00																				
23	11:00~11:30																				
24	11:30~12:00																				
25	12:00~12:30																				
26	12:30~13:00																				
27	13:00~13:30																				
28	13:30~14:00																				
29	14:00~14:30																				
30	14:30~15:00																				
31	15:00~15:30																				
32	15:30~16:00																				
33	16:00~16:30																				
34	16:30~17:00																				
35	17:00~17:30																				
36	17:30~18:00																				
37	18:00~18:30																				
38	18:30~19:00																				
39	19:00~19:30																				
40	19:30~20:00																				
41	20:00~20:30																				
42	20:30~21:00																				
43	21:00~21:30																				
44	21:30~22:00																				
45	22:00~22:30																				
46	22:30~23:00																				
47	23:00~23:30																				
48	23:30~24:00																				
49	日集	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	

C:北海道、北陸エリア(ステータス 2) ※記載例は北海道エリア

【翌日FIT】発電販売計画

短集年月日: 2016/4/1 FIT用ステータス: 2.発電計画値(太陽光・風力)登録済 システム実行日時: 2016031810075906

【参考】提出先事業者と送電事業者が入れ替ると、XMLファイル名も自動変更されます。

【FIT用ステータス】ステータス2のファイルでは、「2.発電計画値(太陽光・風力)登録済」となっています。

【発電計画、発電上限、発電下限、優先順位】ステータス1のファイルで入力されている一番左の計画入力コードに、発電B0合計の計画値が配分されています。\*「発電上限」「発電下限」には発電計画と同値、「優先順位」には「99」が入力されています。

【提出先事業者、送電事業者】ステータス2では、一般送配電事業者が計画値を入力し計画を送信しますので、提出先事業者と送電事業者が入れ替わっています。

#	時間帯	販売計画(確定)		発電計画		送電計画(確定)		供給過不足		供給余力(NET)		販売計画(未確定)		発電計画		送電計画(未確定)		販売計画(確定)		発電計画		送電計画(確定)		販売計画(未確定)		発電計画		送電計画(未確定)	
		正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更	正実	変更
1	0:00~0:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
2	0:30~1:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
3	1:00~1:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
4	1:30~2:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
5	2:00~2:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
6	2:30~3:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
7	3:00~3:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
8	3:30~4:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
9	4:00~4:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
10	4:30~5:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
11	5:00~5:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
12	5:30~6:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
13	6:00~6:30			10		10		10		10		10		10		10		10		10		10		10		10		10	
14	6:30~7:00			70		70		70		70		70		70		70		70		70		70		70		70		70	
15	7:00~7:30			130		130		130		130		130		130		130		130		130		130		130		130		130	
16	7:30~8:00			210		210		210		210		210		210		210		210		210		210		210		210		210	
17	8:00~8:30			290		290		290		290		290		290		290		290		290		290		290		290		290	
18	8:30~9:00			360		360		360		360		360		360		360		360		360		360		360		360		360	
19	9:00~9:30			430		430		430		430		430		430		430		430		430		430		430		430		430	
20	9:30~10:00			490		490		490		490		490		490		490		490		490		490		490		490		490	
21	10:00~10:30			540		540		540		540		540		540		540		540		540		540		540		540		540	
22	10:30~11:00			570		570		570		570		570		570		570		570		570		570		570		570		570	
23	11:00~11:30			590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590	
24	11:30~12:00			600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600	
25	12:00~12:30			600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600		600	
26	12:30~13:00			590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590		590	
27	13:00~13:30			560		560		560		560		560		560		560		560		560		560		560		560		560	
28	13:30~14:00			520		520		520		520		520		520		520		520		520		520		520		520		520	
29	14:00~14:30			470		470		470		470		470		470		470		470		470		470		470		470		470	
30	14:30~15:00			410		410		410		410		410		410		410		410		410		410		410		410		410	
31	15:00~15:30			350		350		350		350		350		350		350		350		350		350		350		350		350	
32	15:30~16:00			300		300		300		300		300		300		300		300		300		300		300		300		300	
33	16:00~16:30			240		240		240		240		240		240		240		240		240		240		240		240		240	
34	16:30~17:00			180		180		180		180		180		180		180		180		180		180		180		180		180	
35	17:00~17:30			110		110		110		110		110		110		110		110		110		110		110		110		110	
36	17:30~18:00			60		60		60		60		60		60		60		60		60		60		60		60		60	
37	18:00~18:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
38	18:30~19:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
39	19:00~19:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
40	19:30~20:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
41	20:00~20:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
42	20:30~21:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
43	21:00~21:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
44	21:30~22:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
45	22:00~22:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
46	22:30~23:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
47	23:00~23:30			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
48	23:30~24:00			0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
49	日量			8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660		8660	

4.2(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例

C:北海道、北陸エリア(ステータス3) ※記載例は北海道エリア

**(翌日FIT)発電販売計画**

対象年月日: 2016/4/1 | FIT用ステータス: 発電販売計画提出 | システム実行日時: 2016031810075906

【提出先事業者、送信事業者】ステータス3では、小売電気事業者が送信します。システムが自動で提出先事業者と送信事業者を元に戻します。(事業者欄においても、元に戻っていることを確認してください。)

【FIT用ステータス】ステータス3のファイルは、「3\_発電販売計画提出」ステータスとしてください。

【参考】提出先事業者と送信事業者が入れ替わると、XMLファイル名も自動変更されます。

【発電計画BGM計】部分買取りの仕訳情報として「発電計画 内訳」を入力する際は、「ステータス2で一般送電事業者から配分された値」-「前日スポット取引(自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値)について最低価格で入札し、売れ残った値」=「発電計画BGM計」となるようご注意ください。

【発電計画、発電上限、発電下限、優先順位】部分買取り以外の系統コードに数値を入力してください。  
 ・なお、全量買取りの発電地点については、  
 ◆発電計画をゼロ※として入力する場合: 発電計画および発電上限・発電下限に「0」、優先順位に「99」を入力してください。(本記載例)  
 ◆設備容量比率などの方法で入力する場合: 発電上限・発電下限に発電計画と同値、優先順位に「99」を入力してください。  
 ※発電計画をゼロとしても、優先順位を「99」とすることで、発電実績は全量買取り者に仕訳されます。

【販売計画】  
 ・取引先コードには販売先の小売電気事業者の需要BGMコードを入力します。  
 ・「広域指示」は通常は「指示なし」を選択してください。  
 ・「販売計画(確定)」に販売量を入力してください。  
 ・「販売計画(未確定)」は必須入力です。通常はゼロを入力してください。

【発電計画、発電上限、発電下限】部分買取りがある場合、仕訳情報を入力してください。その場合、発電計画および発電上限・発電下限を部分買取り分だけ減算(修正)が必要です。

【発電計画、発電上限、発電下限、販売計画】前日スポット取引(自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値)について最低価格で入札し、売れ残った場合、発電計画および発電上限・発電下限・販売計画を売れ残った分(100kWhと仮定)だけ減算(修正)が必要です。

#	時間帯	発電計画(確定)		発電計画(未確定)																	
		発電量(kWh)	発電上限(kWh)	発電量(kWh)	発電上限(kWh)																
1	0:00~0:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0:30~1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1:00~1:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1:30~2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	2:00~2:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2:30~3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	3:00~3:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	3:30~4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	4:00~4:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	4:30~5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	5:00~5:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	5:30~6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	6:00~6:30	10	10	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	6:30~7:00	70	70	0	0	0	0	70	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	7:00~7:30	130	130	0	0	0	0	130	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	7:30~8:00	210	210	0	0	0	0	210	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	8:00~8:30	290	290	0	0	0	0	290	290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	8:30~9:00	360	360	0	0	0	0	360	360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	9:00~9:30	430	430	0	0	0	0	430	430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	9:30~10:00	480	480	0	0	0	0	480	480	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	10:00~10:30	540	540	0	0	0	0	540	540	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	10:30~11:00	570	570	0	0	0	0	570	570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	11:00~11:30	590	590	0	0	0	0	590	590	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	11:30~12:00	600	600	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	12:00~12:30	500	500	0	0	0	0	500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	12:30~13:00	480	480	0	0	0	0	480	480	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	13:00~13:30	560	560	0	0	0	0	560	560	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	13:30~14:00	520	520	0	0	0	0	520	520	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	14:00~14:30	470	470	0	0	0	0	470	470	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	14:30~15:00	410	410	0	0	0	0	410	410	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	15:00~15:30	350	350	0	0	0	0	350	350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	15:30~16:00	300	300	0	0	0	0	300	300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	16:00~16:30	240	240	0	0	0	0	240	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	16:30~17:00	180	180	0	0	0	0	180	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	17:00~17:30	110	110	0	0	0	0	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	17:30~18:00	60	60	0	0	0	0	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	18:00~18:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	18:30~19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	19:00~19:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	19:30~20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	20:00~20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	20:30~21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	21:00~21:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	21:30~22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	22:00~22:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	22:30~23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	23:00~23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	23:30~24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	日計*	8,460	8,460	0	0	0	0	8,460	8,460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0





4.2(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例

D1:中部、関西、中国エリアで低圧群の系統コードがある場合(ステータス 3) ※記載例は中部エリア

**(翌日FIT)発電販売計画**

対象年月日: 2016/4/1 FIT用ステータス: 発電販売計画提出

【提出先事業者、送信事業者】ステータス3では、小売電気事業者が送信します。システムが自動で提出先事業者と送信事業者を元に戻します。(事業者欄においても、元に戻っていることを確認してください。)

【FIT用ステータス】ステータス3のファイルは、「3\_発電販売計画提出」です。

【発電計画B9計】部分買取りの仕訳情報として「発電計画 内訳」を入力する際は、「ステータス2で一送配電事業者から配分された値」-「前日スポット取引に自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った値」=「発電計画B9計」となるようご注意ください。

【発電計画、発電上限、発電下限、優先順位】  
 ・低圧群コード以外の系統コードに数値を入力してください。  
 ・なお、全量買取りの発電地点については、  
 ◆発電計画をゼロとして入力する場合: 発電計画および発電上限・発電下限に「0」、優先順位に「99」を入力してください。(本記載例)  
 ◆設備容量比率などの方法で入力する場合: 発電上限・発電下限に発電計画と同値、優先順位に「99」を入力してください。  
 ※発電計画をゼロとしても、優先順位を「99」とすることで、発電実績は全量買取り者に仕訳されます。

【販売計画】  
 ・取引先コードには販売先の小売電気事業者の需要B9コードを入力します。  
 ・「広域指示」は通常は「指示なし」を選択してください。  
 ・「販売計画(確定)」に販売量を入力してください。  
 ・「販売計画(未確定)」は必須入力です。通常はゼロを入力してください。

#	時間帯	発電計画(確定)		発電計画(未確定)																	
		発電量(MWh)	発電上限(MWh)	発電下限(MWh)	優先順位																
1	0:00~0:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
2	0:30~1:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
3	1:00~1:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
4	1:30~2:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
5	2:00~2:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
6	2:30~3:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
7	3:00~3:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
8	3:30~4:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
9	4:00~4:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
10	4:30~5:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
11	5:00~5:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
12	5:30~6:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
13	6:00~6:30	10	10	0	99	0	0	0	99	10	10	0	99	0	0	0	99	10	10	0	99
14	6:30~7:00	70	70	0	99	0	0	0	99	70	70	0	99	0	0	0	99	70	70	0	99
15	7:00~7:30	130	130	0	99	0	0	0	99	130	130	0	99	0	0	0	99	130	130	0	99
16	7:30~8:00	210	210	0	99	0	0	0	99	210	210	0	99	0	0	0	99	210	210	0	99
17	8:00~8:30	290	290	0	99	0	0	0	99	290	290	0	99	0	0	0	99	290	290	0	99
18	8:30~9:00	360	360	0	99	0	0	0	99	360	360	0	99	0	0	0	99	360	360	0	99
19	9:00~9:30	430	430	0	99	0	0	0	99	430	430	0	99	0	0	0	99	430	430	0	99
20	9:30~10:00	480	480	0	99	0	0	0	99	480	480	0	99	0	0	0	99	480	480	0	99
21	10:00~10:30	540	540	0	99	0	0	0	99	540	540	0	99	0	0	0	99	540	540	0	99
22	10:30~11:00	570	570	0	99	0	0	0	99	570	570	0	99	0	0	0	99	570	570	0	99
23	11:00~11:30	590	590	0	99	0	0	0	99	590	590	0	99	0	0	0	99	590	590	0	99
24	11:30~12:00	600	600	0	99	0	0	0	99	600	600	0	99	0	0	0	99	600	600	0	99
25	12:00~12:30	500	500	0	99	0	0	0	99	500	500	0	99	0	0	0	99	500	500	0	99
26	12:30~13:00	480	480	0	99	0	0	0	99	480	480	0	99	0	0	0	99	480	480	0	99
27	13:00~13:30	560	560	0	99	0	0	0	99	560	560	0	99	0	0	0	99	560	560	0	99
28	13:30~14:00	520	520	0	99	0	0	0	99	520	520	0	99	0	0	0	99	520	520	0	99
29	14:00~14:30	470	470	0	99	0	0	0	99	470	470	0	99	0	0	0	99	470	470	0	99
30	14:30~15:00	410	410	0	99	0	0	0	99	410	410	0	99	0	0	0	99	410	410	0	99
31	15:00~15:30	350	350	0	99	0	0	0	99	350	350	0	99	0	0	0	99	350	350	0	99
32	15:30~16:00	300	300	0	99	0	0	0	99	300	300	0	99	0	0	0	99	300	300	0	99
33	16:00~16:30	240	240	0	99	0	0	0	99	240	240	0	99	0	0	0	99	240	240	0	99
34	16:30~17:00	180	180	0	99	0	0	0	99	180	180	0	99	0	0	0	99	180	180	0	99
35	17:00~17:30	110	110	0	99	0	0	0	99	110	110	0	99	0	0	0	99	110	110	0	99
36	17:30~18:00	60	60	0	99	0	0	0	99	60	60	0	99	0	0	0	99	60	60	0	99
37	18:00~18:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
38	18:30~19:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
39	19:00~19:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
40	19:30~20:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
41	20:00~20:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
42	20:30~21:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
43	21:00~21:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
44	21:30~22:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
45	22:00~22:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
46	22:30~23:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
47	23:00~23:30	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
48	23:30~24:00	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99	0	0	0	99
49	日計*	8,460	8,460	0	99	0	0	0	99	8,460	8,460	0	99	0	0	0	99	8,460	8,460	0	99





4.2(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例

D2:中部、関西、中国エリアで低圧群の系統コードがない場合(ステータス3) ※記載例は中部エリア

**(翌日FIT)発電販売計画**

対象年月日: 2016/4/1 FIT用ステータス: 発電販売計画提出

【提出先事業者、送信事業者】ステータス3では、小売電気事業者が送信します。システムが自動で提出先事業者と送信事業者を元に戻します。(事業者欄においても、元に戻っていることを確認してください。)

【FIT用ステータス】ステータス3のファイルは、「3\_発電販売計画提出」です。

【発電計画B0計】部分買取りの仕訳情報として「発電計画」内訳を入力する際は、「ステータス2で一般送配電事業者から配分された値」「前日スポット取引」に自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った値は「発電計画B0計」となります。ご注意ください。

【発電計画、発電上限、発電下限、優先順位】部分買取りの仕訳情報として「発電計画」内訳を入力する際は、「ステータス2で一般送配電事業者から配分された値」「前日スポット取引」に自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った値は「発電計画B0計」となります。ご注意ください。また、発電計画をゼロ※として入力する場合は、発電計画および発電上限・発電下限に「0」、優先順位に「99」を入力してください。(本記載例) ※設備容量比率などの方法で入力する場合は、発電上限・発電下限に発電計画と同値、優先順位に「99」を入力してください。 ※発電計画をゼロとしても、優先順位を「99」とすることで、発電実績は全量買取り者に仕訳されます。

【販売計画】「取引先コード」には販売先の小売電気事業者の需要B0コードを入力します。「広域指示」は通常は「指示なし」を選択してください。「販売計画(確定)」に販売量を入力してください。「販売計画(未確定)」は必須入力です。通常はゼロを入力してください。

【発電計画、発電上限、発電下限、販売計画】前日スポット取引に自社需要を上回る太陽光・風力の発電計画値について最低価格で入札し、売れ残った場合、発電計画および発電上限・発電下限・販売計画を売れ残った分(100kWhと仮定)だけ減算(修正)が必要です。

#	時間帯	発電計画(確定)		発電計画(未確定)		販売計画(確定)		販売計画(未確定)		発電上限		発電下限		優先順位	
		計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値	計画値	実績値
1	0:00~0:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
2	0:30~1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
3	1:00~1:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
4	1:30~2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
5	2:00~2:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
6	2:30~3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
7	3:00~3:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
8	3:30~4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
9	4:00~4:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
10	4:30~5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
11	5:00~5:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
12	5:30~6:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
13	6:00~6:30	10	10	0	0	0	0	0	0	10	10	0	0	0	99
14	6:30~7:00	130	130	0	0	0	0	0	0	130	130	0	0	0	99
15	7:00~7:30	130	130	0	0	0	0	0	0	130	130	0	0	0	99
16	7:30~8:00	210	210	0	0	0	0	0	0	210	210	0	0	0	99
17	8:00~8:30	290	290	0	0	0	0	0	0	290	290	0	0	0	99
18	8:30~9:00	380	380	0	0	0	0	0	0	380	380	0	0	0	99
19	9:00~9:30	430	430	0	0	0	0	0	0	430	430	0	0	0	99
20	9:30~10:00	480	480	0	0	0	0	0	0	480	480	0	0	0	99
21	10:00~10:30	540	540	0	0	0	0	0	0	540	540	0	0	0	99
22	10:30~11:00	570	570	0	0	0	0	0	0	570	570	0	0	0	99
23	11:00~11:30	590	590	0	0	0	0	0	0	590	590	0	0	0	99
24	11:30~12:00	600	600	0	0	0	0	0	0	600	600	0	0	0	99
25	12:00~12:30	500	500	0	0	0	0	0	0	500	500	0	0	0	99
26	12:30~13:00	480	480	0	0	0	0	0	0	480	480	0	0	0	99
27	13:00~13:30	560	560	0	0	0	0	0	0	560	560	0	0	0	99
28	13:30~14:00	520	520	0	0	0	0	0	0	520	520	0	0	0	99
29	14:00~14:30	470	470	0	0	0	0	0	0	470	470	0	0	0	99
30	14:30~15:00	410	410	0	0	0	0	0	0	410	410	0	0	0	99
31	15:00~15:30	350	350	0	0	0	0	0	0	350	350	0	0	0	99
32	15:30~16:00	300	300	0	0	0	0	0	0	300	300	0	0	0	99
33	16:00~16:30	240	240	0	0	0	0	0	0	240	240	0	0	0	99
34	16:30~17:00	180	180	0	0	0	0	0	0	180	180	0	0	0	99
35	17:00~17:30	110	110	0	0	0	0	0	0	110	110	0	0	0	99
36	17:30~18:00	60	60	0	0	0	0	0	0	60	60	0	0	0	99
37	18:00~18:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
38	18:30~19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
39	19:00~19:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
40	19:30~20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
41	20:00~20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
42	20:30~21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
43	21:00~21:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
44	21:30~22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
45	22:00~22:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
46	22:30~23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
47	23:00~23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
48	23:30~24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99
49	日計*	8,460	8,460	0	0	0	0	0	0	8,460	8,460	0	0	0	0







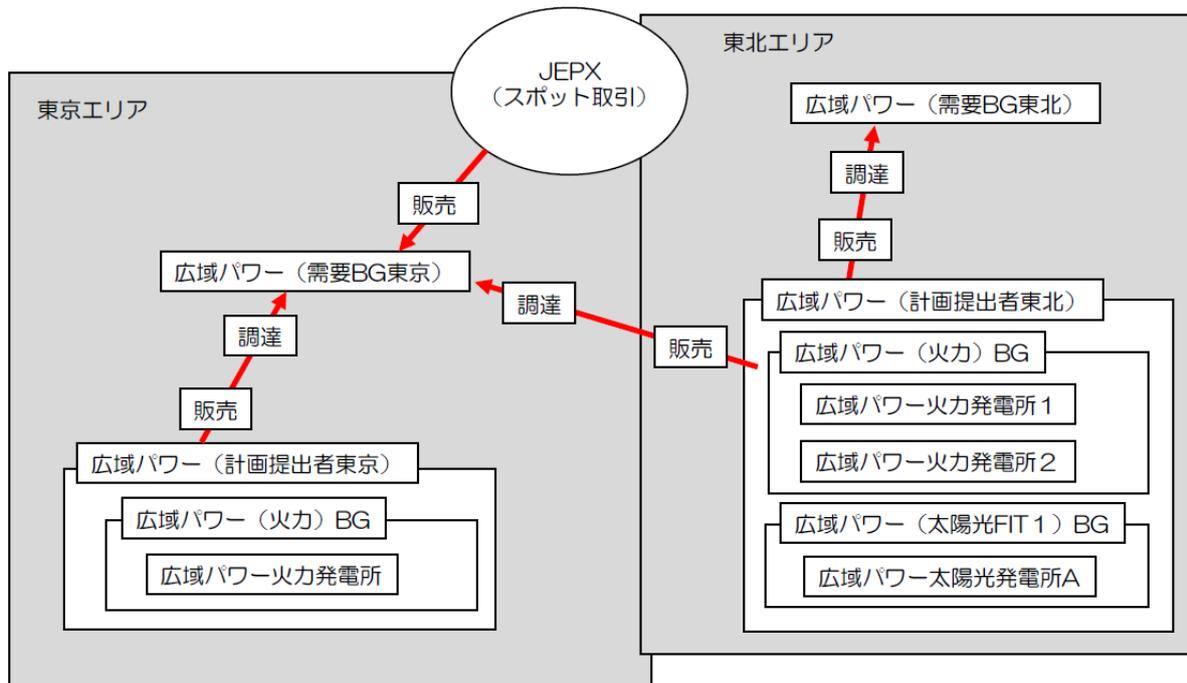
### 4.3.計画値同時同量計画の入力間違い例

以下の想定ケースの場合について、入力支援ツールでの入力間違い例を記載します。

- ①(翌日)発電販売計画(広域パワー)
- ②(翌日)需要調達計画(広域パワー)
- ③経過措置計画(広域パワー)

※経過措置計画は、受給日の前々日に策定を実施

#### ■想定ケース(イメージ)



#### ■想定ケース(コード類)

広域パワー	
事業者コード	4998
需要BGコード	LDDD3
計画提出者コード	G9993
発電BGコード(火力)	G BBB3
系統コード(火力発電所)	3SSSS

広域パワー	
事業者コード	4998
需要BGコード	LDDE2
計画提出者コード	G8882
発電BGコード(火力)	G B BC2
系統コード(火力発電所1)	2SSS1
系統コード(火力発電所2)	2SSS2
発電BGコード(太陽光FIT1)	G F F F2
系統コード(発電所A)	2SSS3

①(翌日)発電販売計画(広域パワー)(1/2)

(翌日)発電販売計画

計画値XML読込

通知XML読込

計画値XML出力

終了(上書保存)

対象年月日: 2019/1/1

【送信事業者】事業者コードの下1桁(東北エリアの「2」)が入力されていません。正しくは「49982」となります。

情報区分	コード	名称
情報区分	0150	(翌日)発電販売計画
提出先事業者	10022	東北電力
送信事業者	4998	広域パワー
BG/計画提出者	G8882	広域パワー(計画提出者東北)
運用モード	通常	

出力ファイル名情報

XMLファイル名	W6_0150_20190101_00_4998_2.xml
BPID副機関コード	W6
情報区分コード	0150
対象時期の開始日	20190101
分割番号	00
送信事業者コード	4998
提出先エリアコード	2

発電BG数

発電計画内訳数

販売計画内訳数

調達計画内訳数

【発電BGコード】計画提出者コードを入力していますが、(発電)BGコードを入力します。  
※本ケースでは「G8882」を入力します。  
※(発電)BGコード、計画提出者コードともに同じ「G+一連番号(4桁)」なので、間違えないようご注意ください。

供給バランス															発電計画 発電BG No.1										
販売計画(確定)合計		供給力(確定) 発電計画合計(自BG)		調達計画(確定)合計(他BGからの調達)		供給過不足		供給力(未確定) 供給余力(NET)		調達計画(未確定)合計(他BGからの調達)		販売計画(未確定)合計(他BGへの販売)		発電余力		取引計画		発電計画 BG計			発電計画 内訳 No.1				
販売計画(確定)合計 = Σ販売計画(確定)		発電計画合計 = Σ発電計画BG計		調達計画(確定)合計 = Σ調達計画(確定)		供給過不足 = 発電計画合計 + 調達計画(確定)合計 - 販売計画(確定)合計		供給余力(NET) = 発電余力 + 調達計画(未確定)合計 - 販売計画(未確定)合計		調達計画(未確定)合計 = Σ調達計画(未確定)		販売計画(未確定)合計 = Σ販売計画(未確定)		発電余力 = Σ発電上限 - 発電計画合計		取引計画(確定) = 販売計画(確定)合計 - 調達計画(確定)合計		取引計画(未確定) = 販売計画(未確定)合計 - 調達計画(未確定)合計		ΣBG内の発電計画			系統コード 2SSS1 発電所名 広域パワー火力発電所1 契約識別番号2 K00000000000999998		
#	時間帯	販売計画(確定)合計(kWh)	変更	発電計画合計(kWh)	変更	調達計画(確定)合計(kWh)	変更	供給過不足(kWh)	供給余力(NET)(kWh)	変更	調達計画(未確定)合計(kWh)	変更	販売計画(未確定)合計(kWh)	変更	発電余力(kWh)	取引計画(確定)(kWh)	取引計画(未確定)(kWh)	変更	発電計画BG計(kWh)	変更	発電計画(kWh)	発電上限(kWh)	発電下限(kWh)		
1	0:00~0:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
2	0:30~1:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
3	1:00~1:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
4	1:30~2:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
5	2:00~2:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
6	2:30~3:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
7	3:00~3:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
8	3:30~4:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
9	4:00~4:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
10	4:30~5:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
11	5:00~5:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
12	5:30~6:00	32,000		32,000				0	0				0		10	32,000	0		32,000		27,000	27,000	15,000		
13	6:00~6:30	37,000		37,000				0	10				0		70	37,000	0		37,000		26,990	27,000	15,000		
14	6:30~7:00	37,000		37,000				0	70				0		130	37,000	0		37,000		26,930	27,000	15,000		
15	7:00~7:30	37,000		37,000				0	130				0		210	37,000	0		37,000		26,870	27,000	15,000		
16	7:30~8:00	37,000		37,000				0	210				0		290	37,000	0		37,000		26,790	27,000	15,000		
17	8:00~8:30	37,000		37,000				0	290				0		360	37,000	0		37,000		26,710	27,000	15,000		
18	8:30~9:00	37,000		37,000				0	360				0		430	37,000	0		37,000		26,640	27,000	15,000		
19	9:00~9:30	37,000		37,000				0	430				0		480	37,000	0		37,000		26,570	27,000	15,000		
20	9:30~10:00	37,000		37,000				0	480				0		540	37,000	0		37,000		26,520	27,000	15,000		
21	10:00~10:30	37,000		37,000				0	540				0		570	37,000	0		37,000		26,460	27,000	15,000		
22	10:30~11:00	37,000		37,000				0	570				0		600	37,000	0		37,000		26,430	27,000	15,000		
23	11:00~11:30	37,000		37,000				0	590				0		600	37,000	0		37,000		26,410	27,000	15,000		
24	11:30~12:00	37,000		37,000				0	600				0		600	37,000	0		37,000		26,400	27,000	15,000		
25	12:00~12:30	37,000		37,000				0	600				0		600	37,000	0		37,000		26,400	27,000	15,000		
26	12:30~13:00	37,000		37,000				0	580				0		580	37,000	0		37,000		26,420	27,000	15,000		
27	13:00~13:30	37,000		37,000				0	560				0		560	37,000	0		37,000		26,440	27,000	15,000		
28	13:30~14:00	37,000		37,000				0	520				0		520	37,000	0		37,000		26,480	27,000	15,000		
29	14:00~14:30	37,000		37,000				0	470				0		470	37,000	0		37,000		26,530	27,000	15,000		
30	14:30~15:00	37,000		37,000				0	410				0		410	37,000	0		37,000		26,590	27,000	15,000		
31	15:00~15:30	37,000		37,000				0	350				0		350	37,000	0		37,000		26,650	27,000	15,000		
32	15:30~16:00	37,000		37,000				0	300				0		300	37,000	0		37,000		26,700	27,000	15,000		
33	16:00~16:30	37,000		37,000				0	240				0		240	37,000	0		37,000		26,760	27,000	15,000		
34	16:30~17:00	37,000		37,000				0	180				0		180	37,000	0		37,000		26,820	27,000	15,000		
35	17:00~17:30	37,000		37,000				0	110				0		110	37,000	0		37,000		26,890	27,000	15,000		
36	17:30~18:00	37,000		37,000				0	60				0		60	37,000	0		37,000		26,940	27,000	15,000		
37	18:00~18:30	32,000		32,000				0	0				0		0	32,000	0		32,000		27,000	27,000	15,000		
38	18:30~19:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
39	19:00~19:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
40	19:30~20:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
41	20:00~20:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
42	20:30~21:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
43	21:00~21:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
44	21:30~22:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
45	22:00~22:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
46	22:30~23:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
47	23:00~23:30	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
48	23:30~24:00	27,000		27,000				0	0				0		0	27,000	0		27,000		27,000	27,000	15,000		
49	日量	1,546,000		1,546,000		0		0	8,660		0		0		8,660	1,546,000	0		1,546,000		1,287,340	1,296,000	720,000		





4.3 計画値同時同量計画の入力間違い例

②(翌日)需要調達計画(広域パワー)(2/2)

【凡例】 赤字:入力間違い  
入力必須セルに入力していない

【小売電気事業者 No.2】  
下一桁が東北エリアの「2」になっています。東北エリア  
用の需要調達計画を本計画とは別(エリア別)に新たに  
作成してください。

Table with multiple columns for electricity supply and demand planning, including sections for '小売電気事業者 No.2', '需要計画', and '供給力(確定)'. It contains numerical data for kWh and various planning metrics.

4.3 計画値同時同量計画の入力間違い例

③経過措置計画(広域パワー)

経過措置計画

対象年月日		2019/1/1		出力ファイル名情報	
計画値XML読込	基本情報	コード	名称	XMLファイル名	W6_046
通知XML読込	情報区分	0480	経過措置計画	BPID副機関コード	W6
計画値XML出力	提出先事業者	10033	東京電力パワーグリッド株式会社	情報区分コード	0460
模擬判定XML出力	送信事業者	49983	広域パワー	対象時期の開始日	20190101
終了(上書保存)	託送契約変更	託送契約変更不要		託送契約変更コード	
	運用モード	通常		分割番号	00
				送信事業者コード	49983
				提出先エリアコード	3
				連番	00

**【凡例】 赤字:入力間違い**  
**入力必須セルに入力していない**

**【連番】**  
 「①経由連系統単位に作成する方法」を選択されていますので、「01」を入力してください。  
 詳細は、「操作マニュアル」補足説明」をご参照ください。

**【申込番号】**  
 古い申込番号となっていますが、新しい申込番号を入力してください。  
 ※新しい申込み番号は4~11桁目が今年の日付(西暦)に変わっています。

**【(受電側)系統コード(エリア)】**  
 (需要)BGコードを入力していますが、需要側系統コードを入力ください。  
 ※本ケースでは「東京エリアの30000」を入力します。

**【契約電力(kW)】**  
 計画値同時同量の契約電力は「9,999,999」を入力してください。

経過措置計画(広域パワー(東北⇒東京)) No.1	
申込番号	0320140601XXX
申込計画名	広域パワー(東北⇒東京)
(送電側)BG/計画提出者コード	G8882 広域パワー(計画提出者東北)
(送電側)電源特定コード	
(受電側)系統コード(エリア)	LDD03 東京エリア
(受電側)BG/計画提出者コード	LDD03 広域パワー(需要BG東京)
契約電力(kW)	20,000
一部送電容量登録	一部送電容量登録する
マージン利用	マージン利用なし
マージン使用	マージン使用なし
運用容量拡大	運用容量拡大なし
5分値展開要否	5分値展開しない
計画変更	
通告変更識別	通告変更不相当しない

提出先情報		契約識別番号	
提出先事業者(一般送配電事業者)	地内 地外		
コード	名称	1	2*
10022	東京電力	地外	K0000000000008123456

共同処理先情報	
共同処理者無	共同処理なし

#	時間帯	変更前 (kWh)	変更後 (kWh)	増減 (kWh)	計画変更理由	変更
1	0:00~0:30		12,000		変更なし	
2	0:30~1:00		12,000		変更なし	
3	1:00~1:30		12,000		変更なし	
4	1:30~2:00		12,000		変更なし	
5	2:00~2:30		12,000		変更なし	
6	2:30~3:00		12,000		変更なし	
7	3:00~3:30		12,000		変更なし	
8	3:30~4:00		12,000		変更なし	
9	4:00~4:30		12,000		変更なし	
10	4:30~5:00		12,000		変更なし	
11	5:00~5:30		12,000		変更なし	
12	5:30~6:00		12,000		変更なし	
13	6:00~6:30		15,000		【計画値】 長期連系統利用計画に登録された利用計画値以下の値を入力してください。	
14	6:30~7:00		12,000			
15	7:00~7:30		12,000		(例)	
16	7:30~8:00		12,000		長期連系統利用計画に登録された利用計画値が24,000kWの場合、 30分kWhの上限は12,000kWhとなります。 よって、12,000kWhを超過する値は入力不可です。 ※整合性チェックにより不整合検出し、ファイル受付不可となります。	
17	8:00~8:30		12,000		変更なし	
18	8:30~9:00		12,000		変更なし	
19	9:00~9:30		12,000		変更なし	
20	9:30~10:00		12,000		変更なし	
21	10:00~10:30		12,000		変更なし	
22	10:30~11:00		12,000		変更なし	
23	11:00~11:30		12,000		変更なし	
24	11:30~12:00		12,000		変更なし	
25	12:00~12:30		12,000		変更なし	
26	12:30~13:00		12,000		変更なし	
27	13:00~13:30		12,000		変更なし	
28	13:30~14:00		12,000		変更なし	
29	14:00~14:30		12,000		変更なし	
30	14:30~15:00		12,000		変更なし	
31	15:00~15:30		12,000		変更なし	
32	15:30~16:00		12,000		変更なし	
33	16:00~16:30		12,000		変更なし	
34	16:30~17:00		12,000		変更なし	
35	17:00~17:30		12,000		変更なし	
36	17:30~18:00		12,000		変更なし	
37	18:00~18:30		12,000		変更なし	
38	18:30~19:00		12,000		【計画変更理由】 必須項目です。変更なしの場合でも「変更なし」を選択してください。	
39	19:00~19:30		12,000		変更なし	
40	19:30~20:00		12,000		変更なし	
41	20:00~20:30		12,000		変更なし	
42	20:30~21:00		12,000		変更なし	
43	21:00~21:30		12,000		変更なし	
44	21:30~22:00		12,000		変更なし	
45	22:00~22:30		12,000		変更なし	
46	22:30~23:00		12,000		変更なし	
47	23:00~23:30		12,000		変更なし	
48	23:30~24:00		12,000		変更なし	
49	日量	0	579,000	0		

## 5. 計画の整合性確認について

広域機関システムに計画を提出する際は、大きく分けて計画内と計画間の2つの整合性を確認した上で、計画の提出をお願いします。

### (1) 計画内の整合性確認

提出したXMLファイル内の整合性を確認してください。なお、変更計画を提出した場合は、広域機関システムに登録された最新の計画値を考慮したファイル名単位の計画値に対して整合性確認を実施します。

- ・提出したXMLファイルに記載したコードとマスタ※に入力されているコードとの整合性
  - ・提出したXMLファイル内における計画値の整合性(例:発電計画BG計 $\neq$  $\Sigma$ BG内の発電計画)
- ※事業者マスタ、計画提出者マスタ、発電販売計画マスタ、需要調達計画マスタ、連系線利用計画マスタ、発電所マスタ、BGマスタ
- ※事業者マスタチェックは年間・月間・週間・翌々日・翌日計画全てに対してチェックを行います。年間・月間・週間の各計画の事業者マスタチェック以外のマスタチェックについては、段階的に実施する予定です。

### (2) 計画間の整合性確認

提出したXMLファイルと関連する計画間の整合性を確認してください。

- ・他の計画との取引における取引先コードや計画値の整合性
- ・他の計画を含めた合計値の整合性(例:同時最大受電電力 $\leq$  $\Sigma$ 同一系統コードの発電計画)



## 5.1.計画内の整合性確認

以下の計画内の整合性を確認してください。

### (1)提出期間

確認項目	間違い例
<p>◆提出可能期間チェック(発販・需調)</p> <p>提出された計画が提出可能期間内かを確認</p> <p>※策定計画の提出期限は送配電等業務指針 別表 8-1、8-2、(附則)別表 1、2 を参照</p> <p>※変更計画の提出期限は以下:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・年間計画:計画変更月の前々月 15 日 17 時まで</li> <li>・月間計画:計画変更週初日の前々週火曜 17 時まで</li> <li>・週間計画:計画変更日の前々日 10 時まで</li> <li>・翌々日計画:提出期限後の変更は不可</li> <li>・翌日計画: 受給日前日 17 時からゲートクローズ※まで</li> </ul> <p>※当日の計画提出期限 (30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前)</p> <p>※年間~翌日計画の先行提出は翌年度末まで</p>	
<p>◆提出可能期間チェック(経過措置計画)</p> <p>提出された計画が提出可能期間内かを確認</p> <p>※提出期限は対象日の前々日 12 時まで</p>	

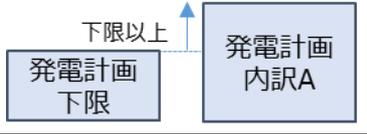
### (2)需要調達計画

確認項目	間違い例							
<p>◆需要計画 合計チェック</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">[需要BG] 需要計画</td> <td style="width: 10%; text-align: center;">合計 値が 一致</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">[小売B] 需要計画</td> <td rowspan="2" style="width: 50%; text-align: center;">[需要 BG]需要計画=Σ[小売毎]需要計画</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">[小売A] 需要計画</td> </tr> </table>	[需要BG] 需要計画	合計 値が 一致	[小売B] 需要計画	[需要 BG]需要計画=Σ[小売毎]需要計画			[小売A] 需要計画	5.3.11
[需要BG] 需要計画	合計 値が 一致	[小売B] 需要計画	[需要 BG]需要計画=Σ[小売毎]需要計画					
		[小売A] 需要計画						
<p>◆調達計画 合計チェック</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 合計</td> <td style="width: 10%; text-align: center;">合計 値が 一致</td> <td style="width: 20%; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳B</td> <td rowspan="2" style="width: 50%; text-align: center;">[需要 BG]調達計画=Σ[需要 BG]調達計画</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳A</td> </tr> </table>	[需要BG] 調達計画 合計	合計 値が 一致	[需要BG] 調達計画 内訳B	[需要 BG]調達計画=Σ[需要 BG]調達計画			[需要BG] 調達計画 内訳A	5.3.1
[需要BG] 調達計画 合計	合計 値が 一致	[需要BG] 調達計画 内訳B	[需要 BG]調達計画=Σ[需要 BG]調達計画					
		[需要BG] 調達計画 内訳A						

◆販売計画 合計チェック			
[需要BG] 販売計画 合計	合計 値が 一致	[需要BG] 販売計画 内訳B [需要BG] 販売計画 内訳A	$[需要 BG]販売計画 = \Sigma [需要 BG]販売計画$



## (3)発電販売計画

確認項目			間違い例
◆発電計画 各 BG 合計チェック			5.3.4 5.3.10
発電計画 BG計B	合計 値が 一致	発電計画 内訳C	発電計画 BG 計=ΣBG 内の発電計画  (発電 BG(A)内に発電計画 A、B。 発電 BG(B)内に発電計画 C がある。)
発電計画 BG計A		発電計画 内訳B	
		発電計画 内訳A	
◆発電計画 合計チェック			5.3.4 5.3.10
発電計画 合計	合計 値が 一致	発電計画 内訳C	発電計画合計=Σ発電計画
		発電計画 内訳B	
		発電計画 内訳A	
◆発電計画 上限チェック			5.3.11
発電計画 上限		 上限以下 発電計画 ≤ 発電上限	
◆発電計画 下限チェック			5.3.11
発電計画 下限		 下限以上 発電計画 ≥ 発電下限	
◆販売計画 合計チェック			
販売計画 合計	合計 値が 一致	販売計画 内訳B	販売計画合計=Σ販売計画
		販売計画 内訳A	
◆調達計画 合計チェック			
調達計画 合計	合計 値が 一致	調達計画 内訳B	調達計画合計=Σ調達計画
		調達計画 内訳A	

確認項目	間違い例
◆事業者マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード                  [マスタ]ライセンス区分コード=“発電”                  [マスタ]同時同量種別コード=“計画値”</li> <li>・[計画]提出先事業者コード=[マスタ]事業者コード                  [マスタ]ライセンス区分コード=“送配電”</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日≤時間断面≤[マスタ]適用終了日</li> </ul>	5.3.2
◆計画提出者マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]BG/計画提出者コード=[マスタ]計画提出者コード                  [マスタ]BG 区分コード=“発電”</li> <li>・[計画]すべての発電 BG コード=[マスタ]各所属 BG コード</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日≤時間断面≤[マスタ]適用終了日</li> </ul>	5.3.5
◆発電販売計画マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード</li> <li>・[計画]送信事業者コード下 1 桁=[マスタ]エリア名</li> <li>・[計画]すべての発電 BG コード=[マスタ]各 BG コード</li> <li>・[計画]すべての契約識別番号 1=[マスタ]各契約識別番号 1</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日≤時間断面≤[マスタ]適用終了日</li> </ul>	5.3.5 5.3.6
◆発電所マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]すべての系統コード=[マスタ]各系統コード</li> <li>・[計画]すべての系統コード上 1 桁=[マスタ]各電源所属エリアコード</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日≤時間断面≤[マスタ]適用終了日</li> </ul>	

## (4)経過措置計画

確認項目	間違い例
◆事業者マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]同時同量種別コード="計画値"</li> <li>・[計画]提出先事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="送配電"</li> <li>・[計画] (提出先情報の)提出先事業者コード=[マスタ]各事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="送配電"</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日<math>\leq</math>時間断面<math>\leq</math>[マスタ]適用終了日</li> </ul>	5.3.2 (類似)
◆計画提出者マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画] (送電側)BG/計画提出者コード=[マスタ]計画提出者コード</li> <li>・[計画] (受電側)BG/計画提出者コード=[マスタ]計画提出者コード</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日<math>\leq</math>時間断面<math>\leq</math>[マスタ]適用終了日</li> </ul>	
◆連系線利用計画マスタチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]申込番号=[マスタ]申込番号</li> <li>・[計画]送信事業者コード上 4 桁=[マスタ]事業者コード上 4 桁</li> <li>・[計画] (送電側)BG/計画提出者コード=[マスタ](送電側)BG/計画提出者コード</li> <li>・[計画] (受電側)BG/計画提出者コード=[マスタ](受電側)BG/計画提出者コード</li> <li>・[マスタ]契約・適用開始日<math>\leq</math>時間断面<math>\leq</math>[マスタ]適用終了日</li> </ul>	5.3.7
◆契約情報チェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]5 分値展開要否 =[契約情報]5 分値展開要否・[契約情報]同時同量種別コード="計画値"</li> </ul>	
◆マージン利用等のチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]マージン利用=利用なし</li> <li>・[計画]マージン使用=使用なし</li> <li>・[計画]運用容量拡大=利用なし</li> </ul>	
◆5 分値展開要否のチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]5 分値展開要否=5 分値展開不要</li> </ul>	
◆長期容量登録有無のチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]対象開始年月=[利用計画_経過措置根拠]計画日付</li> </ul>	
◆計画値増加有無のチェック <ul style="list-style-type: none"> <li>・[計画]計画値(変更後)<math>\times 2 \leq</math>長期断面の判定用容量登録値</li> <li>・[計画]計画値(変更後)<math>\leq</math>最新の計画値</li> </ul>	

## 5.2.計画間の整合性確認

以下の計画間の整合性を確認してください。

### (1)販売計画と調達計画間

確認項目		間違い例
◆発販→需調間)販売計画と調達計画の取引量チェック <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">販売計画 内訳A (Bから調達)</div> <div style="font-size: 2em;">}</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳B (Aから調達)</div> </div> <p style="text-align: center;">[発販]販売計画<sup>※2</sup>=[需調<sup>※1</sup>]調達計画<sup>※2</sup></p> <p>発電販売計画 致 需要調達計画</p> <p>※1 需要 BG の調達計画をチェック(小売電気事業者ではない)(以下同じ)            ※2 同一取引先が複数ある場合は、取引先毎の合計値で判断(以下同じ)</p>		5.3.3 5.3.8
◆発販→発販間)販売計画と調達計画の取引量チェック <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">販売計画 内訳A (Bから調達)</div> <div style="font-size: 2em;">}</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">調達計画 内訳B (Aから調達)</div> </div> <p style="text-align: center;">[発販]販売計画=[発販]調達計画</p> <p>発電販売計画 致 発電販売計画</p>		5.3.3 5.3.8
◆需調→需調間)販売計画と調達計画の取引量チェック <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 販売計画 内訳A (Bから調達)</div> <div style="font-size: 2em;">}</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳B (Aから調達)</div> </div> <p style="text-align: center;">[需調]販売計画=[需調]調達計画</p> <p>需要調達計画 致 需要調達計画</p>		5.3.3 5.3.8
◆需調→発販間)販売計画と調達計画の取引量チェック <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 販売計画 内訳A (Bから調達)</div> <div style="font-size: 2em;">}</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">調達計画 内訳B (Aから調達)</div> </div> <p style="text-align: center;">[需調]販売計画=[発販]調達計画</p> <p>需要調達計画 致 発電販売計画</p>		5.3.3 5.3.8
◆エリア間取引記載有無のチェック 翌日計画でエリア間取引が記載されている場合、計画間不整合となります。		

## (2)JEPXと販売・調達計画間

確認項目	間違い例
<p>◆販売計画と取引所約定量(売り)チェック</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">販売計画 内訳A (JEPXへ販売)</div> <div>or</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 販売計画 内訳A (JEPXへ販売)</div> <div style="text-align: center;">取引 量が 一 致</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">JEPX 約定量 (売り)</div> </div> <p>発電販売計画      需要調達計画</p> <p>[発電/需調]販売計画=[JEPX]約定量(売り)</p>	<p>5.3.3</p> <p>5.3.8 (類似)</p>
<p>◆調達計画と取引所約定量(買い)チェック</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">調達計画 内訳A (JEPXから調達)</div> <div>or</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳A (JEPXから調達)</div> <div style="text-align: center;">取引 量が 一 致</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">JEPX 約定量 (買い)</div> </div> <p>発電販売計画      需要調達計画</p> <p>[発電/需調]調達計画=[JEPX]約定量(買い)</p>	<p>5.3.3</p> <p>5.3.8 (類似)</p>

## (3)広域指示(組み合わせ連絡票と販売・調達計画間)

確認項目	間違い例
<p>◆広域指示)組合せ連絡票と販売計画のチェック</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">販売計画 内訳A (Bへ融通)</div> <div>or</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 販売計画 内訳A (Bへ融通)</div> <div style="text-align: center;">取引 量が 一 致</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">広域指示 組合せ連絡票 融通指示量 (AからBへ)</div> </div> <p>発電販売計画      需要調達計画</p> <p>融通指示量(送電側)=[発電/需調]販売計画</p>	
<p>◆広域指示)組合せ連絡票と調達計画のチェック</p> <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: space-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">広域指示 組合せ連絡票 (AからBへ)</div> <div style="text-align: center;">取引 量が 一 致</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">調達計画 内訳B (Aから融通)</div> <div>or</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">[需要BG] 調達計画 内訳A (Aから融通)</div> </div> <p>発電販売計画      需要調達計画</p> <p>融通指示量(受電側)=[発電/需調]調達計画</p>	

## (4)同時最大受電電力

確認項目	間違い例
<p>◆発電)発電所マスタチェック(同時最大受電電力)</p> <p><math>\Sigma</math>[系統コード毎]発電計画<math>\leq</math>[発電所マスタ]最大受電電力</p>	5.3.9

(5)地内潮流制約

確認項目	間違い例
◆発販)地内潮流制約のチェック(年間～翌日) Σ[系統コード毎]発電計画について、当該エリアの地内潮流制約確認結果による制約違反	
◆発販)地内潮流制約のチェック(当日) Σ[系統コード毎]発電計画≤地内潮流制約発電所上限 ※地内潮流制約発電所上限がない場合、発電所マスタの同時最大受電電力と比較	

### 5.3.(翌日)計画値同時同量計画のよくある入力間違い

よくある入力間違いについて、次項以降で説明します。

#### 5.3.1.XMLの構造違反(入力支援ツール以外を使用した場合)

間違い例)調達計画内訳に値があるが、調達計画合計に値が無い  
→入力支援ツールにてテストデータを作成いただき、各社作成のXMLと比較してください。XML構文のルール詳細はBP標準規格を参照してください。

需要BG		調達計画					
需要計画	供給力(確定) 調達計画(確定)合計 (他BGからの調達)	取引先コード	調達計画 内訳 No.1				
	調達計画(確定)合計= ΣBG内の調達計画(確定)	取引先名▲	G8882 広域パワー(計画提出者東北)				
		電源特定コード▲					
		広域指示	指示なし				
		自動紐付除外	自動紐付除外なし				
		申込番号	0299999999999				
▲	▲	▲	※				
需要計画(kWh)	変更▲	調達計画(確定)合計(kWh)	変更▲	調達計画(確定)(kWh)	変更▲	調達計画(未確定)(kWh)	変更※
1,000				1,000		0	
1,000				1,000		0	
1,000				1,000		0	

調達計画内訳に入力があれば、調達計画合計も入力が必要です。  
(入力支援ツールでは、合計は自動計算するため、この間違いは発生しません。)

## 5.3.2.計画提出に必要なライセンス設定(事業者マスタ)がされていない

間違い例)発電販売計画を提出する事業者の事業者マスタに発電ライセンスの設定がされていない

→発電販売計画を提出するには、事業者マスタのライセンス情報に「発電ライセンス」の設定が必要です。

事業者マスタ申請					
ライセンス情報					
選択	区分	登録・承認番号	登録・届出年月日	登録抹消年月日	同時同量種別
<input checked="" type="checkbox"/>	小売	ZZZZZ	2016/02/01		計画値
<input type="checkbox"/>	発電				
<input type="checkbox"/>	送配				

## 事業者マスタのライセンス情報のチェック

発電販売計画を提出する事業者(送信事業者)の事業者マスターのライセンス情報に「発電ライセンス」が選択されていない

## (翌日)発電販売計画

計画値XML読込	対象年月日	
通知XML読込	基本情報	
計画値XML出力	情報区分	0150 (翌日)発電販売計画
終了(上書保存)	提出先事業者	10022 東北電力
	送信事業者	49982 広域パワー
	BG/計画提出者	G8882 広域パワー(計画提出者東北)
	運用モード	通常

## ■参考

各種計画提出に伴い必要なライセンス設定は以下の通りです。

同時同量種別	提出計画	事業者マスタのライセンス設定	
		区分	同時同量種別
計画値同時同量	発電販売計画	発電	計画値
	需要調達計画	小売	計画値

※小売電気事業者が発電事業者には該当しないものの、発電量調整供給契約を締結し発電販売計画(FIT含む)を提出する場合は「発電ライセンス」の設定が必要となります。

この場合は、「発電ライセンス」の「登録・承認番号」/「登録抹消日」はblank、「登録・届出年月日」は発電量調整供給契約の契約開始日を設定してください。

事業者マスタ申請					
ライセンス情報					
選択	区分	登録・承認番号	登録・届出年月日	登録抹消年月日	同時同量種別
<input checked="" type="checkbox"/>	小売	ZZZZZ	2016/02/01		計画値
<input checked="" type="checkbox"/>	発電		2016/04/01		計画値
<input type="checkbox"/>	送配				

## 5.3.3.「取引先コード」・「計画提出者コード」の記入ミス

間違い例 1) 発電 BG との販売/調達取引時の「取引先コード」に「発電 BG コード」を記入

→ 発電 BG との販売/調達取引時の「取引先コード」には「**計画提出者コード**」を記入してください。

間違い例 2) 需要抑制契約者との販売/調達取引時の「取引先コード」に「需要抑制 BG コード」を記入

→ 需要抑制契約者との販売/調達取引時の「取引先コード」には「**計画提出者コード**」を記入してください。

**(翌日) 発電販売計画**

対象年月日		2016/4/1	
計画値XML読込	基本情報		
	情報区分	0150	(選)
	提出先事業者	10022	東
	送信事業者	49982	広
	BG/計画提出者	G8882	広
	運用モード	通常	
通知XML読込	コード		
計画値XML出力			
終了(上書保存)			

**(翌日) 需要調達計画**

対象年月日		2016/4/1	
計画値XML読込	基本情報		
	情報区分	0250	(選)
	提出先事業者	10033	東
	送信事業者	49983	広
	BG/計画提出者	LDDD3	広
	運用モード	通常	
通知XML読込	コード		
計画値XML出力			
終了(上書保存)			

**販売計画**

販売計画 内訳 No.1	
取引先コード	LDDD3
取引先名▲	広域パワー(需要BG東京)
電源特定コード	
広域指示	示なし

**需要BGコード**  
1文字目が「L」になっているのを確認してください

**調達計画**

調達計画 内訳 No.1	
取引先コード	G8882
取引先名▲	広域パワー(計画提出者東北)
電源特定	
広域指示	示なし

**計画提出者コード**  
1文字目が「G」  
2文字目が数字になっているのを確認してください

## BGコード等の記入ルール

コード種別	コード使用箇所	体系
発電 BG コード 例)GBBC2	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電販売計画における「発電計画」の「発電 BG コード」</li> <li>※「取引先コード」「BG/計画提出者コード」には「計画提出者コード」を使用(発電 BG コードは使用不可)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全 5 文字</li> <li>1 文字目は「G」</li> <li>2 文字目は<u>アルファベット</u></li> <li>5 文字目はエリアコード 1 桁</li> </ul>
計画提出者コード (発電) 例)G8882	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電販売計画における「基本情報」の「BG/計画提出者コード」</li> <li>各種計画の発電 BG との取引における「取引先コード」</li> <li>経過措置計画における「利用計画情報」の「BG/計画提出者コード」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全 5 文字</li> <li>1 文字目は「G」</li> <li>2 文字目は<u>数字</u></li> <li>5 文字目はエリアコード 1 桁</li> </ul>
計画提出者コード (抑制) 例)D1002	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要抑制計画における「基本情報」の「BG/提出者コード」</li> <li>各種計画の需要抑制契約者との取引における「取引先コード」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全 5 文字</li> <li>1 文字目は「D」</li> <li>2 文字目は<u>数字</u></li> <li>5 文字目はエリアコード 1 桁</li> </ul>
需要 BG コード 例)LDDD3	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要調達計画における「基本情報」の「BG/計画提出者コード」</li> <li>各種計画の需要 BG との取引における「取引先コード」</li> <li>経過措置計画における「利用計画情報」の「BG/計画提出者コード」</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全 5 文字</li> <li>1 文字目は「<u>L</u>」</li> <li>2 文字目はアルファベット</li> <li>5 文字目はエリアコード 1 桁</li> </ul>

## ■ 注意事項

「計画提出者コード」と「発電 BG コード」の入力間違いが多発しています。

BGコード等の間違いやすい記入箇所

## (翌日)発電販売計画

計画値XML読込	対象年月日	2016/4/1	
通知XML読込	基本情報		
計画値XML出力	情報区分	0150	(翌日)発電販売計画
終了(上書保存)	提出先事業者	10022	東北電力
	送信事業者	49982	広域パワー
	BG/計画提出者	G8882	広域パワー(計画提出者東北)
	運用モード	通常	

## 利用計画情報(広域パワー(東北⇒東京)) No.1

申込番号	0320160311X01		
申込計画名 <sup>▲</sup>	広域パワー(東北⇒東京)		
(送電側)BG/計画提出者コード	G8882		
(送電側)電源特定コード <sup>▲</sup>			
(受電側)系統コード(エリア)	30000	東京電力	
(受電側)BG/計画提出者コード	LDDD3		

## 計画提出者コード使用箇所

「BG/計画提出者コード」「取引先コード」

1文字目が「G」

2文字目が数字になっているのを確認してください

## 調達計画 内訳 No.1

取引先コード	G8882
取引先名 <sup>▲</sup>	広域パワー(計画提出者東北)
電源特定コード <sup>▲</sup>	
広域指示	指示なし
自動紐付除外	自動紐付除外なし
申込番号	0299999999999

## 発電BGコード使用箇所

「発電BGコード」

1文字目が「G」

2文字目がアルファベットになっているのを確認してください

## 発電計画 発電BG No.1

発電BGコード	GBBC2
発電BG名 <sup>▲</sup>	広域パワー(火力)BG
契約識別番号1	00000000000000DUMMY

## 5.3.4.(翌日 FIT)発電販売計画(ステータス3)で発電内訳の仕訳け誤り

間違い例)ステータス2で通知された発電計画内訳 No.1 の値を内訳 No.2 に仕訳ける際に発電計画内訳 No.1 の値を未修正

→発電計画 BG 計がステータス2と同じになる様に、発電計画内訳 No.1、2 の値を修正してください。

仕訳け情報を入力した場合、一般送配電事業者が配分した発電計画および発電上限、発電下限を部分買い取り分だけ減算(修正)が必要です。

【ステータス2】：一般送配電事業者の入力(発電BG No.1に発電計画600を配分)

	発電計画 発電BG No.1						
	発電計画BG計	発電計画 内訳No.1			発電計画 内訳No.2		
時間帯	発電計画BG計	広域太陽光発電所A(全量買取)	発電計画 発電上限	発電計画 発電下限	広域太陽光発電所B(部分買取)	発電計画 発電上限	発電計画 発電下限
12:00~12:30	600	600	600	600			

【ステータス3】：小売電気事業者の入力(内訳No.2に仕訳け情報200を配分)

	発電計画 発電BG No.1						
	発電計画BG計	発電計画 内訳No.1			発電計画 内訳No.2		
時間帯	発電計画BG計	広域太陽光発電所A(全量買取)	発電計画 発電上限	発電計画 発電下限	広域太陽光発電所B(部分買取)	発電計画 発電上限	発電計画 発電下限
12:00~12:30	600	400	400	400	200	200	200

内訳No.1を600⇒400に修正する必要があります

### 5.3.5.計画提出者マスタ及び発電販売計画マスタへの発電 BG コード登録漏れ

間違い例)発電 BG マスタに登録完了した発電 BG コードを計画提出者マスタおよび発電販売計画マスタに登録しない状態で発電販売計画を提出

→発電販売計画に記載する発電 BG コードは、計画提出者マスタ(所属 BG)及び発電販売計画マスタ(BG 情報)に追加登録が必要です。新規契約による発電 BG コード追加の際は特にご留意ください。

発電計画 発電BG No.1	
発電BGコード	GBBC2
発電BG名▲	広域パワー(火力)BG
契約識別番号1	9999999999999999999
発電計画 BG計	発電計画 内
発電計画BG計=	系統コード
ΣBG内の発電計画	

**発電BGコードのチェック**  
 計画提出者マスタ(所属BG)、発電販売計画マスタ(BG情報)に  
 発電BGコードを登録せず、発電販売計画を提出している

追加登録が必要

計画提出者マスタ  
(所属BG)

発電販売計画マスタ  
(BG情報)

### 5.3.6.発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 の不整合

間違い例)発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 が不一致

→一般送配電事業者より発番された正しい契約識別番号に修正してください。

発電販売計画マスタ申請			
BG情報			
削除	BGコード	BG名	契約識別番号1
<input type="checkbox"/>	GBBC2	広域パワー(火力)BG	

**契約識別番号 1 のチェック**  
 発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 が一致していない

発電計画 発電BG No.1	
発電BGコード	GBBC2
発電BG名▲	広域パワー(火力)BG
契約識別番号1	9999999999999999999
発電計画 BG計	発電計画 内訳 No.1
発電計画BG計=	系統コード
ΣBG内の発電計画	
▲	発電所名▲
	契約識別番号2◆
	電源(BG)種別

## ■注意事項

## 【契約識別番号の発番後の対応】

- ①発電販売計画マスタの変更申請をしてください。
  - ②発電販売計画マスタの登録完了通知メールを受領後<sup>※1</sup>から、契約識別番号を修正して発電販売計画を提出してください。
- ※1 事業者様からの申請後、広域機関がマスタ登録を完了(登録完了通知メールを送付)するまでに発電販売計画を提出された場合は、マスタ登録が完了していないため、不整合となります。

## 【契約識別番号の入力値】

契約識別番号 2 は、発電販売計画とマスタで取扱いが異なり、提出する発電販売計画には一般送配電事業者が指定する番号の入力が必須となりますので、ご注意ください。

計画提出値/マスタ	契約識別番号 1	契約識別番号 2
発電販売計画(提出値)	一般送配電事業者指定の番号	<u>一般送配電事業者指定の番号</u>
発電販売計画マスタ	一般送配電事業者指定の番号	ブランク <sup>※2</sup>

- ※2 契約識別番号 2 は、エリアにより発電 BG 内の系統コード単位に異なる番号が発番される場合もあるため発電販売計画マスタはブランクとしてください。
- なお、契約識別番号 1 については、発電販売計画とマスタとの整合性チェックを実施しますが、契約識別番号 2 については整合性チェックを実施しません。

## 5.3.7.経過措置計画の送電側及び受電側のBG/計画提出者コードの記載誤り

間違い例)連系線利用計画マスタの送電側(または受電側)のBG/計画提出者コードと異なるコードを記載した経過措置計画を提出

→連系線利用計画マスタに登録されているコードを記載して計画提出をしてください。

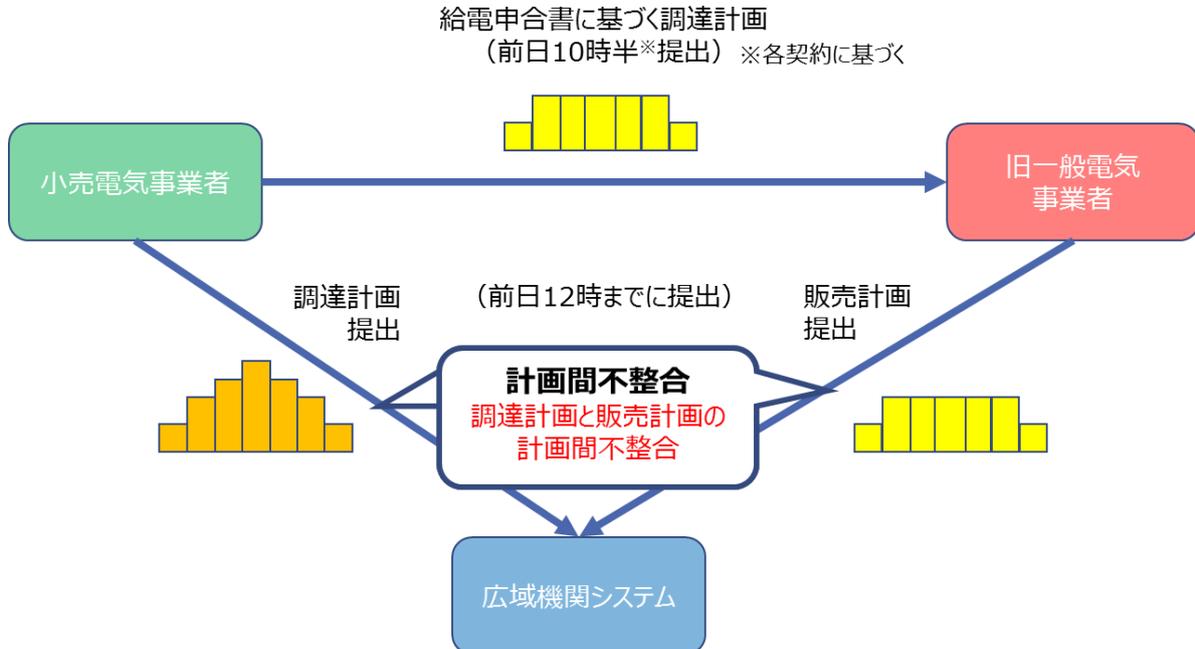
利用計画情報(広域パワー(東北⇒東京) No.1	
申込番号	0320160311X01
申込計画名 <sup>▲</sup>	広域パワー(東北⇒東京)
(送電側)BG/計画提出者コード	G8882 広域パワー(計画提出者東北)
(送電側)電源特定コード <sup>▲</sup>	
(受電側)系統コード(エリア)	30000 東京
(受電側)BG/計画提出者コード	LDDD3 広域(計画提出者)重要BG東京
契約電力(kW)	9,999,999
一部送電可容量登録	一部送電可容量登録する
マージン利用	マージン利用なし
マージン使用	マージン使用なし
運用容量拡大	運用容量拡大あり
5分値展開要否	5分値展開しない
計画変更 <sup>▲</sup>	
通告変更識別	通告変更に対応しない

## 送電側/受電側コードのチェック

連系線利用計画マスタと異なる送電側(または受電側)BG/計画提出者コードを記載

### 5.3.8.販売計画・調達計画間の計画値不一致(常時バックアップの記入ミス)

間違い例)常時バックアップを契約している小売電気事業者の調達計画と該当する旧一般電気事業者の販売計画が計画値不一致  
 →常時バックアップを契約している小売電気事業者は、旧一般電気事業者に提出した給電申告書に基づき提出した調達計画値と広域機関システムに提出する調達計画値が一致している事を確認してください。



小売電気事業者LDDD3の調達計画

旧一般電気事業者LXXX3の販売計画

調達計画			
調達計画 内訳 No.1			
取引先コード	LXXX3		
取引先名▲	常時バックアップ(ダム)		
電源特定コード▲			
広域指示	指示なし		
自動給付除外	自動給付除外なし		
申込番号	0399999999999		
▲	▼	※	◎
調達計画(確定) (kWh)	変更▲	調達計画(未確定) (kWh)	変更▼
0		0	
1,000		0	
2,000		0	
3,000		0	
4,000		0	
3,000		0	
2,000		0	
1,000		0	
0		0	

販売計画			
販売計画 内訳 No.1			
取引先コード	LDDD3		
取引先名▲	広域パワー(需要BG東京)		
電源特定コード▲			
広域指示	指示なし		
▲	▼	※	◎
販売計画(確定) (kWh)	変更▲	販売計画(未確定) (kWh)	変更▼
0		0	
1,000		0	
2,000		0	
2,000		0	
2,000		0	
2,000		0	
2,000		0	
1,000		0	
0		0	

**計画間不整合**  
 調達計画と販売計画の  
 計画間不整合

■補足事項

今までは、いずれか一方のみの提出の場合は計画間整合性チェックでエラーとお伝えしておりましたが、いずれか一方のみの提出の場合においても、全時間帯の計画値がゼロの場合には、不整合とはならないように広域機関システムを改修しました。

### 5.3.9.発電販売計画で同時最大受電電力を超過

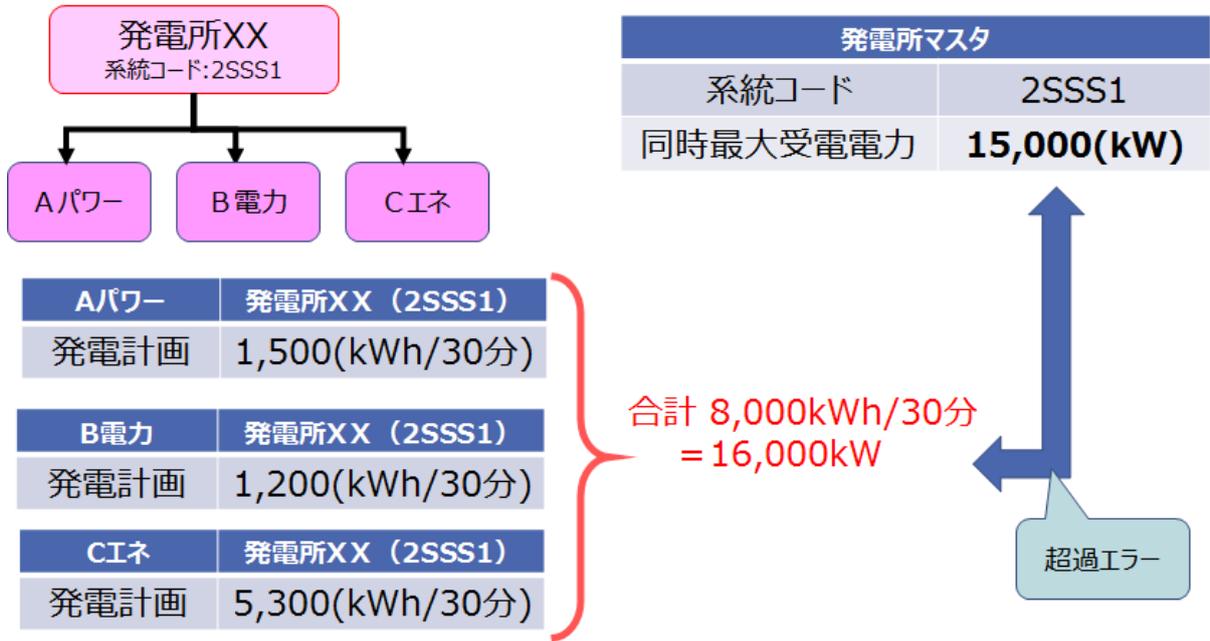
間違い例)発電販売計画で、発電所マスター「同時最大受電電力」を超えた発電計画を作成・提出

→発電所マスター「同時最大受電電力」以下で発電計画を作成してください。

なお、同一系統コードの発電計画値の合計が 発電所マスター「同時最大受電電力」以下としてください。

発電計画 発電BG No.1			発電BG No.2			発電計画 内訳 No.3		
発電BGコード	QBBC2		発電BG No.2			発電BG No.1		
発電BG名	広域パワー(火力)BG		発電BG名			発電BG名(広域)		
契約識別番号1	00000000000000DUMMY		契約識別番号1			契約識別番号1		
発電計画 BG計	#####		#####			発電計画 内訳 No.3		
系統コード	2SSS1		系統コード	2SSS1		系統コード	2SSS2	
発電所名	広域パワー火力発電所		発電所名	広域パワー火力発電所1		発電所名	広域パワー火力発電所2	
契約識別番号2	00000000000000DUM		契約識別番号2	00000000000000DUMMY		契約識別番号2	00000000000000DUMMY	
電源(BG)種別	非調整電源		電源(BG)種別	非調整電源		電源(BG)種別	非調整電源	
発電計画 (kWh)	変更	発電上限 (kW)	発電計画 (kWh)	発電上限 (kW)		発電計画 (kWh)	発電上限 (kW)	発電T (kW)
3,700		1,500	1,200	1,800		1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
3,700		1,500	1,200	800	0	1,000	1,000	
7,500		1,500				500	1,000	1,000

**同時最大受電電力のチェック**  
 同一系統コードの発電計画の合計値※ ≤ 発電所マスター「同時最大受電電力」  
 ※同じ系統コードが複数の計画にわたる場合は、それらを合算した発電計画の合計



## 5.3.10.系統コード等を修正する際の手順ミス

間違い例)系統コード等<sup>\*</sup>を間違えて提出したため、再提出時に系統コードのみ修正して作成・提出  
 →誤った系統コードに対応する計画値をゼロにし、正しい系統コードの計画値を入力する。  
<sup>\*</sup>発電 BG コード、取引先コード、も同様。

(間違った修正方法)系統コード B で提出したが、C の間違いだったため、系統コードを C に修正して提出  
 計画提出者(初回提出)

発電計画	BG 計	系統コード	
		A	B
計画値	50	20	30

広域機関システムデータベース

発電計画	BG 計	系統コード	
		A	B
計画値	50	20	30

計画提出者(2 回目提出)

発電計画	BG 計	系統コード	
		A	<u>C</u>
計画値	50	20	30

広域機関システムデータベース

発電計画	BG 計	系統コード		
		A	B	<u>C</u>
計画値	50	20	30	<u>30</u>

※系統コード B は提出されていないため「変更なし」として扱われる。システム上、BG 計も異常となる。

(正しい修正方法)系統コード B の計画値をゼロ、系統コード C に正しい計画値に修正して提出

計画提出者(2 回目提出)

発電計画	BG 計	系統コード		
		A	B	<u>C</u>
計画値	50	20	<u>0</u>	<u>30</u>

広域機関システムデータベース

発電計画	BG 計	系統コード		
		A	B	<u>C</u>
計画値	50	20	<u>0</u>	<u>30</u>

5.3.11.その他よくある記入ミス

**(翌日)発電販売計画**

計画値XML読込	対象年月日	2016/4/1	
通知XML読込	基本情報		
計画値XML出力	情報区分	0150	コード
終了(上書保存)	提出先事業者	10022	
	送信事業者	49982	広域パワー
	BG/計画提出者	G8882	広域パワー(計画提出者東北)
	運用モード	通常	

**送信事業者**  
 事業者コード4桁+エリアコード1桁  
 (間違い例)  
 ・4桁入力となっていた(エリアコード記入漏れ)  
 ・違うエリアのエリアコードが記入されていた

発電計画 BG計	#####
発電計画BG計=	系統コード 2SSS1
ZBG内の発電計画	発電所名 広域パワー火力発電所1
	契約識別番号2 00000000000000DUMMY
	電源(BG)種別 非調整電源

発電計画 BG計(kWh)	変更	発電計画 (kWh)	発電上限 (kWh)	発電下限 (kWh)	優先順位	プログラム	変更
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
4,700		1,500	2,000	1,000	99		
8,500		1,500	2,000	1,000	99		

**発電計画、発電上限、発電下限**  
 発電下限 ≤ 発電計画 ≤ 発電上限  
 (間違い例)  
 ・発電上限より大きい発電計画  
 ・発電下限より小さい発電計画

間違い例)需要調達計画で、小売電気事業者が1事業者のため、小売電気事業者の需給バランス・内訳のデータを省略して提出

→小売電気事業者が1事業者のみの場合、需要BGの需給バランス・内訳のデータ(下図青枠)と小売電気事業者の需給バランス・内訳のデータ(下図緑枠)は同じになりますが、省略はできません。

入力支援ツールの例

対象年月日	2016/4/1		
基本情報			←基本情報
情報区分	0030	取引日 需給調達計画	
提出先事業者	0003	販売電力グループ(計画)株式会社	
送信事業者	49982	広域パワー	
BG/計画提出者	L0003	広域パワー(需給BG 東京)	
取引モード	通常		

↓需要BG

↓小売電気事業者

省略できません

需要BG				小売電気事業者 No. 49982			
需給バランス	販売計画(確定)合計	供給力(確定)	調達計画	需給バランス	販売計画(確定)合計	供給力(確定)	調達計画
需給計画	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計	需給計画	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計
	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計		需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計	需給計画(確定)合計

## 5.3.12.分割番号の記入ミス

間違い例) 分割番号「00」の計画を提出した後、変更計画を分割番号「01」で提出

→ファイルの分割番号のみ変更したファイルを提出した場合、前の計画と後の計画が加算(ダブルカウント)されます。上記例の場合、分割番号「00」のファイルの計画値をすべてゼロにして再提出してください。

(間違った変更計画の提出方法) 分割番号を変更して変更計画を提出

初回提出(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

広域機関システムデータベース(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

変更計画(分割番号:01)

取引先	A	B	C
計画値	20	30	40

広域機関システムデータベース(分割番号:01)

取引先	A	B	C
計画値	20	30	40

上記の場合、分割番号 00、01 どちらも有効な計画として受理されており、計画値としては、以下の通りとなる。

取引先	A	B	C
計画値	30	50	70

※誤って分割番号を変更して提出した場合、「00」のファイルの計画値をすべてゼロにして再提出してください。

(正しい変更計画の提出方法) 変更計画を初回提出の計画ファイルと同じ分割番号で提出

初回提出(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

広域機関システムデータベース(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

変更計画(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	20	30	40

広域機関システムデータベース(分割番号:00)

取引先	A	B	C
計画値	20	30	40

上記の場合、分割番号 00 の計画が上書きされ、計画値としては、以下の通りとなる。

取引先	A	B	C
計画値	20	30	40

## 6. 特記事項

### 6.1. 当日計画提出時の注意点

当日計画の変更および1時間前取引約定後の計画値は、ゲートクローズ後の30分コマは、「前回提出時の計画値」または「blank」で提出が可能です。

ゲートクローズ後の30分コマが「前回提出時の計画値」と異なる場合はエラーとなります。

※当日計画による変更は、計画作成誤りなどを考慮して、余裕を持って対応されることをおすすめします。

対象計画: 発電販売計画、需要調達計画(計画値同時同量)

○入力例

時間帯		調達計画(kWh)	
		変更前 (参考)	変更後
.....		100	
3:30~4:00	GC後の30分コマ	100	
4:00~4:30	◆【4:10 提出】	100	100
4:30~5:00		100	100
5:00~5:30		100	100
5:30~6:00		100	200
6:00~6:30		100	200
6:30~7:00		100	0
7:00~7:30		100	0

blank、または前回提出時の計画値  
 ※前回提出時の計画値と異なるとエラー

当日計画の変更、または1時間前取引約定量

ゼロを入力すると計画がゼロに変更されます。

blankの場合は、計画は変更されません(この例では100)。

(例1) 4:10に計画変更を提出する場合 ※GC後の30分コマ(0:00~5:30)

「0:00~5:30」の30分コマはblankまたは翌日(当日)計画の値⇒受付

「0:00~5:30」の30分コマに翌日(当日)計画以外の値⇒提出エラー

(例2) 15:45に計画変更を提出する場合 ※GC後の30分コマ(0:00~17:00)

「0:00~17:00」の30分コマはblankまたは翌日(当日)計画の値⇒受付

「0:00~17:00」の30分コマに翌日(当日)計画以外の値⇒提出エラー

## 6.2.広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

### 6.2.1.計画受付時のチェックおよび Web 画面、メール通知、XML ファイル提供

#### 6.2.1.1.概要

広域機関システムで実施する各種計画に対するエラーチェック(自動チェック)の種類及びエラー通知方法等は下表のとおりです(現状の運用方法であり、今後変更することがあります。)

なお、エラーチェックは、下表の 1 から 4 の順に行い、エラーを検知したときは Web 画面表示、メール通知及び不整合結果通知 XML ファイルの提供を行います。エラー時のメール通知を受領した場合は、エラーとなっている発電販売計画、需要調達計画等は、速やかに再提出して下さい。

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

チェック	チェック内容	エラー時 Web 画面	エラー時 メール通知内容	エラー時 メール通知タイミング	エラー時 不整合結果通知 XML ファイル※1	エラー時 システム 登録	チェック対象の計画						
							年間	月間	週間	翌々日 ※2	翌日※2	当日※2	
1	ファイル形式異常	指定形式(XML ファイル)でアップロードされているか等	受付エラー	なし	なし	×	×	○	○	○	○	○	○
2	データ項目異常	BP 標準規格上の必須項目が入力されているか等	提出エラー	計画内のデータ異常通知※3 (XML エラー)	エラーの都度	×	×	○	○	○※4	○	○	○
3	計画内整合性	提出期限に間に合っているか	提出エラー	計画内のデータ異常通知※3 (計画提出可能期間外エラー)	エラーの都度	×	×	○	○	○	○	○	○
		コード類がマスタに登録されているか		計画内のデータ異常通知※3 (マスタとの不整合)		×	×	年間～週間は 事業者マスタチェックのみ			○	○	○
		ファイル内の計画値に不整合がないか		計画内のデータ異常通知※3 (ファイル内における計画値の不整合)		○	×	×	×	×	○	○	○
		・設定不可項目を使っていないか ・長期連系線利用計画の登録はあるか		計画内のデータ異常通知※3 (設定不可項目の使用) (長期連系線利用計画の登録なし)		×	×	経過措置計画のみ対象					
		長期断面の判定容量登録値、最新の計画値から増加変更をしていないか		計画内のデータ異常通知※3 (増加変更)		○	×						
		月間計画の存在しない平日日へ計画値を入力していないか		計画内のデータ異常通知※3 (存在しない平日日異常)		×	×	-	○	-	-	-	-
		年間・月間・週間計画に JEPX 取引値を記載していないか		提出済み		計画内の JEPX 取引値の確認依頼 (スポット取引または時間前取引の記載あり)	×	○	○	○	-	-	-

※1：発電販売計画及び需要調達計画に対して XML ファイルを提供します。(増加変更)については、経過措置計画に対して XML ファイルを提供します。

※2：翌々日計画：受給日前々日 10 時までに提出する計画、翌日：受給日前日 12 時までに提出する計画、当日：受給日前日 17 時からゲートクローズまでに提出する計画

※3：メール件名が同一で、本文内に括弧の中身の記載があります。 ※4：週間計画において、本機関が指定する 2 点の時刻が入力されていない場合、提出エラーとなり計画内のデータ異常通知(XML エラー)を行います。

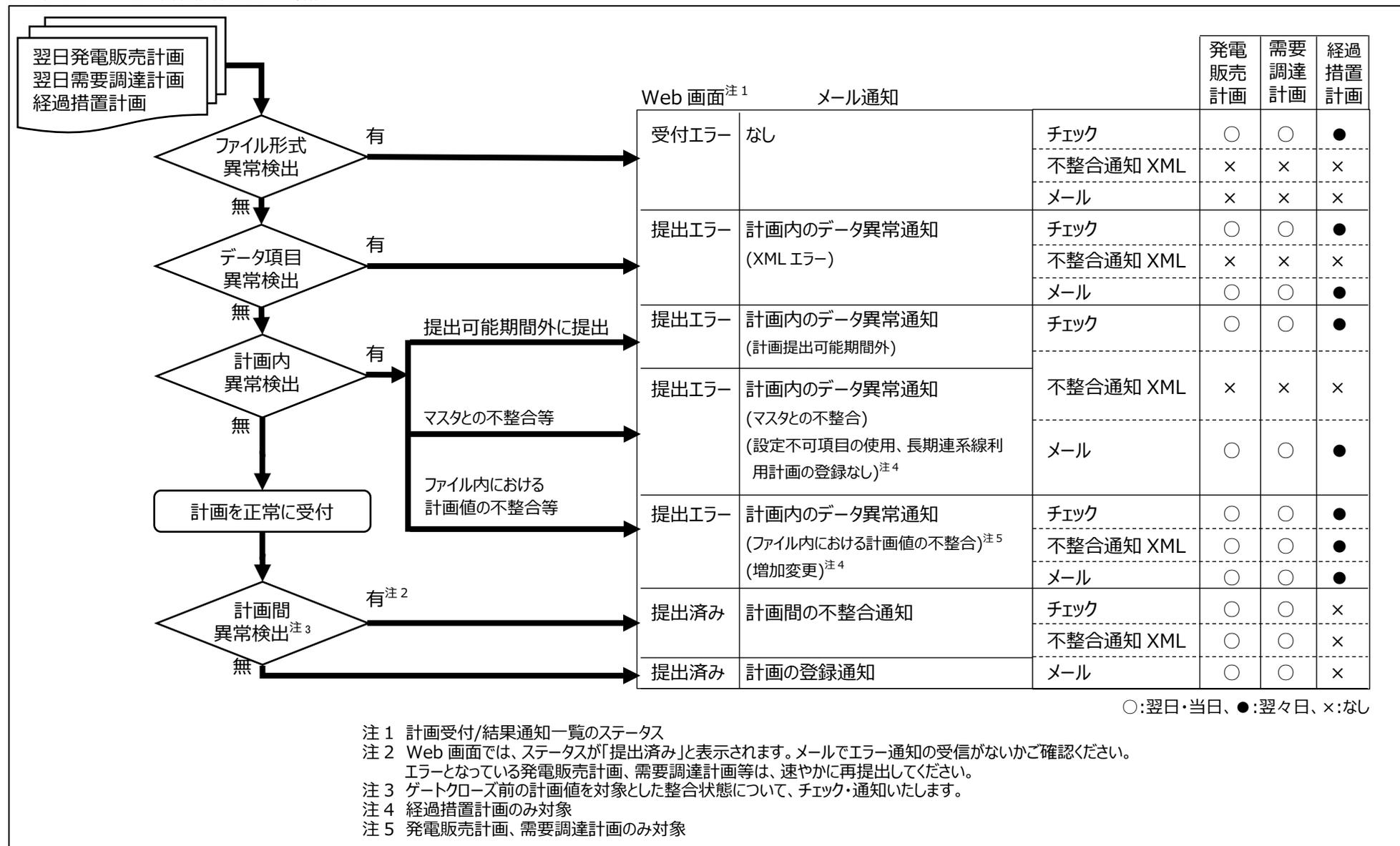
※5：異常が検出されなかった銘柄についてはシステム登録を行います。 ※6：市場取引結果(前日スポット取引)に関連する計画・記載の有無に対するチェックは、前日 14 時頃に行います。

※7：5 分周期で定期的に監視し、当該周期内に整合性チェックが完了した場合に、チェック結果を通知します。なお、チェック結果が「整合」の場合は、即時に通知します。

※8：市場取引結果(1 時間前取引)に関連する計画・記載の有無に対するチェックは、約定コマの 2 時間前頃に行います。また、市場取引結果(1 時間前取引)に関連する計画値に関するチェックについても、当日計画提出時のチェックに加え、約定コマの 2 時間前頃にチェックを行います。

※9：2025 年度以降、FIT 特例①については翌々日計画の提出対象外です。また、FIT 特例③については一般送配電事業者及び配電事業者は提出不要です(FIT 特例③を提出する特定送配電事業者は翌々日計画の提出が必要)。なお、FIT 特例①の翌々日計画を提出した場合、翌日計画がダブルカウントされるなど、意図しない計画になる可能性がありますので提出しないでください。

広域機関システムの計画受付フローの概要



## メール通知文例

件名
内容
<p><b>【広域機関】計画内のデータ異常通知([計画名]_策定/変更)『計画修正・提出依頼』</b></p> <p>提出いただいた以下の計画は、計画内のデータに異常があるまたは計画提出可能期間外のため、システムに登録されませんでした。</p> <p>計画を修正または計画提出可能期間を確認のうえ、再提出してください。</p> <p>なお、</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・翌日発電・販売計画、翌日需要・調達計画、翌日需要抑制計画のファイル内における計画値の不整合、あるいは経過措置計画の増加変更の場合、広域機関システムの「計画不整合通知メッセージ」により不整合箇所をご確認いただけます。</li> <li>・計画名 : [計画名] [ファイル名] [計画受付時刻]</li> <li>・異常箇所 : [異常箇所]</li> </ul>
<p><b>【広域機関】計画間の不整合通知([計画名]_策定/変更)『計画確認・提出依頼』</b></p> <p>提出いただいた以下の計画と、関係する他の計画との間に不整合があります。</p> <p>取引先などの関係箇所にご確認のうえ、不整合を引き起こした計画提出者側は、計画を再提出し不整合を解消してください。</p> <p>翌日発電・販売計画及び翌日需要・調達計画及び翌日需要抑制計画の不整合箇所は、広域機関システムの「計画不整合通知メッセージ」によりご確認ください。</p> <p>(当日計画の場合は、以下の記載を追記)</p> <p>計画提出タイミング、広域機関システムの混雑状況によっては通知が締切後になる事がございます。お早目のご提出をお願いいたします。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・計画間チェック契機 : [計画間チェック契機] ([計画名単位のチェック No.])</li> <li>・計画名 : [計画名] [ファイル名] [計画受付時刻]</li> <li>・異常箇所 : [異常箇所]</li> </ul>
<p><b>【広域機関】計画提出依頼([計画名]_策定/変更)『JEPX 約定分』</b></p> <p>JEPX から以下の約定の通知がありましたが、関連する計画提出あるいは取引の記載が確認できませんでした。</p> <p>当該取引内容を記載のうえ、計画提出をお願いします。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・取引区分: [取引市場] [買電/売電] [受渡日]</li> <li>・約定者: [約定者の BG/計画提出者コード]</li> </ul>
<p><b>【広域機関】地内送電不可通知([計画名]_策定/変更)</b></p> <p>提出いただいた以下の計画は、当該エリア地内潮流制約を確認した結果、「地内送電不可」となりました。</p> <p>当該エリアの一般送配電事業者にご確認のうえ、計画の修正及び再提出をしてください。</p> <p>なお、翌日計画(変更断面)において、発電計画が発電所マスタの同時最大受電電力を超えている場合は、計画の修正及び再提出をしてください。超えていない場合は、当該エリアの一般送配電事業者にご確認のうえ、計画の修正及び再提出をしてください。</p>

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

<ul style="list-style-type: none"> <li>・計画間チェック契機 : [計画間チェック契機] ([計画名単位のチェック No.])</li> <li>・計画名: [計画名] [ファイル名] [計画受付時刻]</li> <li>・異常箇所 : [異常箇所]</li> </ul>
<p><b>【広域機関】計画の登録通知([計画名])※</b></p> <p>提出いただいた以下の計画は、システムに登録を完了しました。          なお、約定結果等により、計画の再提出を依頼することがありますので、ご承知おきください。          (当日計画の場合は、以下の記載を追記)          計画間整合性のチェックは、ゲートクローズしていない計画値のみが対象となります。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・計画間チェック契機 : [計画間チェック契機] ([計画名単位のチェック No.])</li> <li>・計画名 : [計画名] [ファイル名] [計画受付時刻]</li> </ul>
<p><b>【広域機関】計画内のコード・計画値の確認依頼([計画名]_策定/変更)</b></p> <p>提出いただいた以下の計画は、販売・調達計画の特定紐付(電源特定)コードが不整合です。          当該コードをご確認いただき、計画を修正のうえ再提出してください。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・計画名 : [計画名] [ファイル名] [計画受付時刻]</li> <li>・異常箇所: 特定紐付 (電源特定) コード不整合</li> </ul>

[計画名]: 翌日発電・販売計画、翌日需要・調達計画など

[ファイル名]: W6\_0150\_20150101\_00\_XXXXX\_X.xml など

[計画受付時刻]: 当該通知の元になる計画の受付時刻

[異常箇所]: XML エラー(項目名、値)、事業者マスタの異常(違反コード、違反箇所数)、計画提出者マスタの異常(違反コード、違反箇所数)、計画提出可能期間外の提出によるエラー、マスタとの不整合、ファイル内における計画値の不整合、設定不可項目の使用、長期連系線利用計画の登録なし、増加変更、調達計画異常(取引先コード、取引先数)、発電計画異常(発電系統コード、違反箇所数)、BG/提出者コード前回受付値と不一致(BG/提出者コード)、存在しない平休日異常、繰り返し数超過(項目名、繰り返し数、違反箇所数)、BG マスタ所属事業者の異常(違反コード、違反箇所数) など

[計画間チェック契機]: 計画受信、関係取引先等の計画受信、1 時間前市場取引結果、策定など

※計画間の不整合通知及び計画の登録通知の場合、変更計画に対して本文に記載されます。

[計画名単位のチェック No.]: 4 桁数字 (計画名単位のチェック順番を示す番号)

※サーバの処理時間等により、計画間整合性チェック結果の通知が前後する場合がありますため、計画名単位のチェック No. が最も大きい通知の内容を確認してください。

[取引市場]: スポット市場、1 時間前市場

[買電/売電]: 買電、売電

[受渡日]: 4 月 1 日分 02 コマなど(コマ表示は 1 時間前取引のみ)

### 6.2.1.2. 提出エラー(計画受付データ項目異常チェックでのエラー)の内容

提出エラー(計画受付データ項目異常チェック、計画内異常チェックでのエラー「6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等」参照)時のエラー詳細の内容を記載します。エラー詳細は Web 画面[計画受付/結果通知一覧]のエラー詳細からダウンロードできます。

検索結果				
確認	送受信日時	ステータス	計画/結果通知詳細	業務種別
	対象期間開始年月日	詳細ステータス	エラー詳細	計画/結果通知情報
	2016/03/10 19:30:54	提出エラー	エラー詳細	同時同量計画
	2016/04/01			(翌日)発電販売計画
	2016/03/09 16:20:00	提出エラー	エラー詳細	同時同量計画
	2016/04/01			(翌日)発電販売計画
	2016/03/08 14:49:02	計画確認中	ダウンロード	同時同量計画
	2016/04/01			(月間)連系線利用計画

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

エラー詳細の XML ファイルの内容は以下の通りです。

エラーの詳細はエラーフラグ(JPE55～59、61～75)で囲まれた 2 桁のエラーコードを参照してください。

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<!-- 電力広域的運営推進機関 発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 -->
<SBD-MSG BPID="OCTO" BPIDSUB="W6" BPIDVER="3A" MSGID="9001" MAPVER="1.1-1A">
  <JPMGRP SEQ="1">
    <JPMGH>
      <JPC03>0</JPC03>
      <JPC06>700130000000</JPC06>
      <JPC09>111110000000</JPC09>
      <JPC10>OCTO</JPC10>
      <JPC11>W6</JPC11>
      <JPC12>3A</JPC12>
      <JPC14>9001</JPC14>
      <JPC19>160114160102</JPC19>
      <JPC21>1.1-1A</JPC21>
    </JPMGH>
    <JPAKM SEQ="1">
      <JPE51>
        <JPC03>0</JPC03>
        <JPC06>111110000000</JPC06>
        <JPC09>700130000000</JPC09>
        <JPC10>OCTO</JPC10>
        <JPC11>W6</JPC11>
        <JPC12>3A</JPC12>
        <JPC14>0150</JPC14>
        <JPC19>160114160102</JPC19>
      </JPE51>
      <JPE55>15</JPE55>
      <JPE56>17</JPE56>
      ...
      <JPE59>22</JPE59>
      <JPE60>20160114180122</JPE60>
      <JPE61>78</JPE61>
      <JPE62>79</JPE62>
      ...
      <JPE75>99</JPE75>
    </JPAKM>
  </JPMGRP>
</SBD-MSG>

```

※各タグの詳細は以下を参照してください

トップ > 広域機関システム 利用手続き・計画提出

> 広域機関システムの利用手続き > 広域機関システムとの連携に関する規格等

「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル 通信手順及び受信確認メッセージ標準規格(Ver1.3)」

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

## エラーコード詳細

エラーコード	内容説明
15	データ長の超過
17	型式の違反(数値以外の文字データ等)
22	型式の違反(マイナスデータ不可)
36	型式の違反(日付以外のデータ)
70	XML ファイル名、メッセージグループヘッダ、タグの違反
72	日付の違反
75	(共通コード表以外の値)
78	数値範囲(桁数)の違反
79	データ異常(半角・全角、事業者コード、日時重複などの違反)※
91	必須データ項目の違反
96	XML ファイルの中身が存在しない(ファイルサイズがゼロ)

※計画内異常チェックでのエラー時はエラーコード 79 を送信します

## 6.2.1.3.不整合結果通知 XML ファイルの提供

不整合結果通知 XML ファイルは、広域機関システムの「計画受付/結果通知一覧」画面の「計画/結果通知詳細」からダウンロードできます。

入力支援ツールの「通知 XML 読込」ボタンで XML ファイルを読み込むことで内容を確認できます。

計画受付/結果通知一覧				
検索結果				
確認	送受信日時	ステータス	計画/結果通知詳細	業務種別
	対象期間開始年月日	詳細ステータス	エラー詳細	計画/結果通知情報
		結果通知確認OK	<a href="#">ダウンロード</a>	同時同量計画
	2016/07/			(翌日) 発電販売計画 (不整合)
		結果通知確認OK	<a href="#">ダウンロード</a>	同時同量計画
	2016/07/			(翌日) 需要調達計画 (不整合)

### 6.2.1.4. 計画内のデータ異常通知(ファイル内における計画値不整合)メールの場合

ファイル内における計画値不整合は、不整合のあった計画を提出した計画提出者に対してエラー通知及び不整合結果通知 XML ファイルを提供します。下表は、各計画における不整合の通知箇所とその不整合理由をまとめたものです。次項目以降で詳細を説明します。

計画名	不整合通知箇所	不整合理由	項番
発電 販売 計画	販売計画(確定)合計の 「変更」に「不整」を表示	販売計画(確定)合計と Σ販売計画(確定)の不整合	(1)
	発電計画合計の 「変更」に「不整」を表示	発電計画合計と Σ発電計画の不整合	(2)
	調達計画(確定)合計の 「変更」に「不整」を表示	調達計画(確定)合計と Σ調達計画(確定)の不整合	(3)
	発電計画 BG 計の 「変更」に「不整」を表示	発電計画 BG 計と Σ(当該 BG 内の)発電計画の不整合	(4)
	発電計画内訳の 「変更」に「不整」を表示	発電上限 $\geq$ 発電計画 $\geq$ 発電下限 の関係式の不整合	(5)
需要 調達 計画	需要計画の 「変更」に「不整」を表示	(需要 BG の)需要計画と Σ(小売電気事業者の)需要計画の不整合	(6)
	販売計画(確定)合計の 「変更」に「不整」を表示	(需要 BG の)販売計画(確定)合計と Σ(需要 BG の)販売計画(確定)の不整合	(7)
	調達計画(確定)合計の 「変更」に「不整」を表示	(需要 BG の)調達計画(確定)合計と Σ(需要 BG の)調達計画(確定)の不整合	(8)
経過 措置 計画	経過措置計画の 「計画変更理由」に 「広域機関指示」を表示	・計画値(変更後) $\times 2 \leq$ 長期断面の判定用容量登録値 の関係式の不整合 ・計画値(変更後) $\leq$ 最新の計画値 の関係式の不整合	

(1)発電販売計画の販売計画(確定)合計に「不整」⇒販売計画(確定)合計とΣ販売計画(確定)の不整合

		販売計画(確定) 合計	
※		▲	不整
#	時間帯	販売計画(確定) 合計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整

販売計画  
(確定)  
合計

≠

販売計画  
(確定)  
販売計画  
(確定)

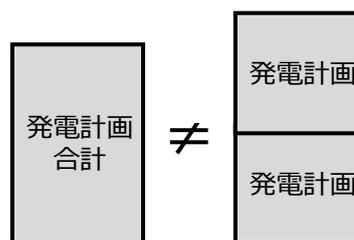
※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

## (2) 発電販売計画の発電計画合計に「不整」⇒発電計画合計とΣ発電計画の不整合

		発電計画 合計	
※		▲	不整
#	時間帯	発電計画 合計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整

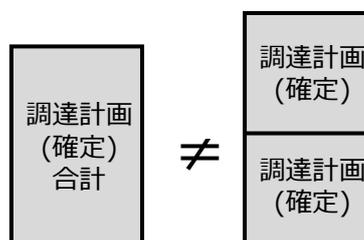


※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

## (3) 発電販売計画の調達計画(確定)合計に「不整」⇒調達計画(確定)合計とΣ調達計画(確定)の不整合

		調達計画(確定) 合計	
※		▲	不整
#	時間帯	調達計画(確定) 合計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整

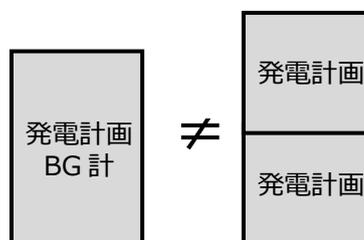


※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

## (4) 発電販売計画の発電計画 BG 計に「不整」⇒発電計画 BG 計とΣ(当該 BG 内の)発電計画の不整合

		発電計画 発電BG No.1	
※		▲	不整
		発電BGコード	
		発電計画 BG計	
#	時間帯	発電計画 BG計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整

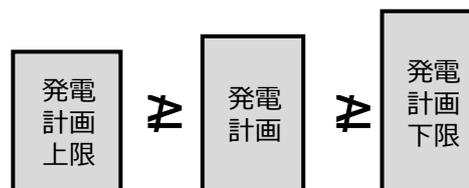


※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

## (5) 発電販売計画の発電計画内訳に「不整」⇒発電上限≥発電計画≥発電下限の関係式の不整合

		発電計画 内訳 No.1			
※					不整
#	時間帯	発電計画 (kWh)	発電上限 (kWh)	発電下限 (kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	500	1,000	不整
2	0:30~1:00	1,000	1,000	1,200	不整
3	1:00~1:30	1,000	1,000	1,000	



※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

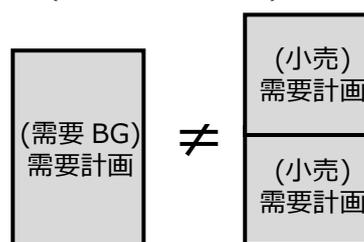
→0:00~0:30 は発電上限と発電計画の不整合。

0:30~1:00 は発電下限と発電計画の不整合。修正し再提出。

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

(6)需要調達計画の需要計画に「不整」⇒(需要 BG の)需要計画とΣ(小売電気事業者の)需要計画の不整合

		需要計画	
※		▲	不整
#	時間帯	需要計画 (kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整



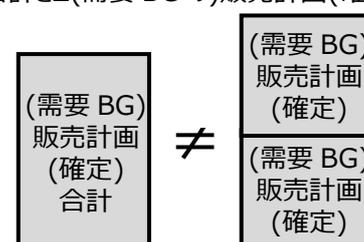
※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

(7)需要調達計画の販売計画(確定)合計に「不整」

⇒(需要 BG の)販売計画(確定)合計とΣ(需要 BG の)販売計画(確定)の不整合

		販売計画(確定)合計	
※		▲	不整
#	時間帯	販売計画(確定)合計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整



※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

(8)需要調達計画の調達計画(確定)合計に「不整」

⇒(需要 BG の)調達計画(確定)合計とΣ(需要 BG の)調達計画(確定)の不整合

		調達計画(確定)合計	
※		▲	不整
#	時間帯	調達計画(確定)合計(kWh)	変更▲
1	0:00~0:30	1,000	
2	0:30~1:00	1,000	不整
3	1:00~1:30	1,000	不整



※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

→0:30~1:00、1:00~1:30 が不整合。合計値を一致させて再提出。

### 6.2.1.5. 計画間の不整合通知メールの場合

ファイル間における計画値不整合は、販売先及び調達先が計画を提出した場合、双方の事業者に対してエラーを通知します。不整合の原因がどちらの事業者なのかは広域機関システムでは判定できないため、取引先と連携して不整合を解消してください。なお、誤った計画(一方)を修正の上、再提出することで、双方の不整合は解消されます。

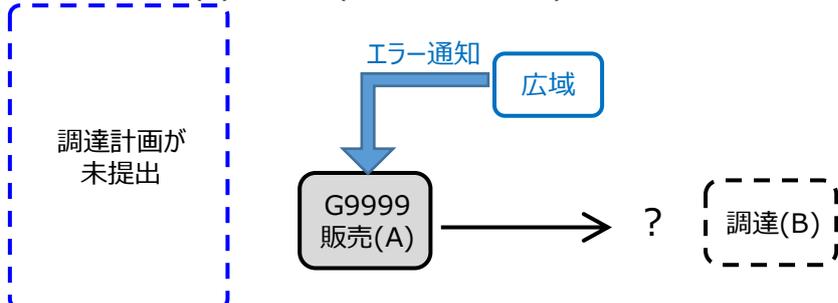
下表は、各計画における不整合の通知箇所及び不整合理由をまとめたものです。次項目以降で詳細を説明します。

計画名	不整合通知箇所	不整合理由	項番
発電 販売 計画  又は  需要 調達 計画	販売計画内訳又は調達計画内訳のすべての「変更」に「不整合」を表示	・販売計画又は調達計画の相手先の未提出	(1)
		・販売計画又は調達計画の取引先コードの誤記 <sup>※1</sup> ・販売計画又は調達計画のすべての計画値の誤記 <sup>※1</sup> ※1 市場取引(JEPX)分も含む	(2) (3) (4)、(5)
	・エリア間取引の記載	(6)	
	販売計画内訳又は調達計画内訳の一部の「変更」に「不整合」を表示	・販売計画又は調達計画の一部の計画値の誤記 <sup>※2</sup> ※2 市場取引(JEPX)分も含む	(7) (8)
発電 販売 計画	発電計画内訳の「変更」に「不整合」を表示	・発電計画値を誤記 ・系統コードを誤記 ・発電所マスタ登録時に同時最大受電電力を誤入力 ・一般送配電事業者における地内潮流制約の確認結果、地内送電不可	(9) (10) (11) (12)

6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

(1)販売計画と調達計画間の不整合の場合で、相手先(B)が未提出(Aにのみエラー通知)

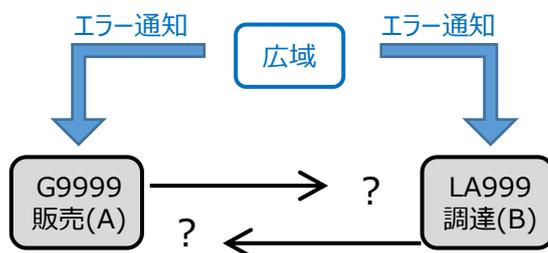
販売計画 販売(A)		
BG/計画提出者	G9999	
取引先コード	LA999	
取引先名 <sup>▲</sup>	販売先(B)	
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>
0:00~0:30	500	不整
0:30~1:00	500	不整
1:00~1:30	500	不整



※全ての時間帯の変更<sup>▲</sup>に「不整」を通知→取引相手(B)の計画の提出が必要

(2)販売計画と調達計画間の不整合の場合で、Bが取引先コードを誤記(A、Bにエラー通知)

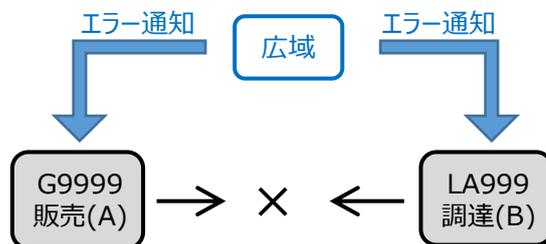
販売計画 販売(A)			調達計画 調達(B)		
BG/計画提出者	G9999		LA999		
取引先コード	LA999		GZ999		
取引先名 <sup>▲</sup>	販売先(B)		調達先(A)		
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>	調達計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>	
0:00~0:30	500	不整	500	不整	
0:30~1:00	500	不整	500	不整	
1:00~1:30	500	不整	500	不整	



※全ての時間帯の変更<sup>▲</sup>に「不整」を通知→(B)の取引先コードを修正し再提出

(3)販売計画と調達計画間の不整合の場合で、Bが全ての計画値を誤記(A、Bにエラー通知)

販売計画 販売(A)			調達計画 調達(B)		
BG/計画提出者	G9999		LA999		
取引先コード	LA999		G9999		
取引先名 <sup>▲</sup>	販売先(B)		調達先(A)		
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>	調達計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>	
0:00~0:30	500	不整	600	不整	
0:30~1:00	500	不整	600	不整	
1:00~1:30	500	不整	600	不整	

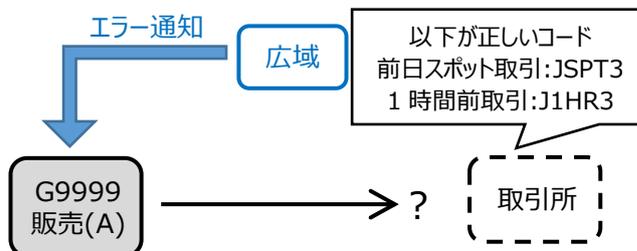


※計画が一致しない全ての時間帯の変更<sup>▲</sup>に「不整」を通知

→500kWh が正であれば、(B)の計画値を修正し再提出

(4)販売計画・調達計画と市場取引間の不整合の場合で、Aが取引先コードを誤記(Aにエラー通知)

販売計画 販売(A)		
BG/計画提出者	G9999	
取引先コード	J1HR3	
取引先名 <sup>▲</sup>	スポット取引	
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>
0:00~0:30	500	不整
0:30~1:00	500	不整
1:00~1:30	500	不整



※全ての時間帯の変更<sup>▲</sup>に「不整」を通知→取引先コードを修正して再提出

6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

(5)販売計画・調達計画と市場取引間の不整合の場合で、A が計画値(約定量)をすべて誤記(A にエラー通知)

販売計画 販売(A)			約定量 (kWh)
時間帯	販売計画(確定) (kWh)	変更▲	
0:00~0:30	500	不整	1,000
0:30~1:00	500	不整	1,000
1:00~1:30	500	不整	1,000

※計画が一致しない全ての時間帯の変更▲に「不整」を通知→計画値を修正して再提出

(6)販売計画・調達計画にエリア間取引が記載されている(A、B にエラー通知)

販売計画 販売(A)			調達計画 調達(B)	
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更▲	調達計画(確定)(kWh)	変更▲
0:00~0:30	500	不整	500	不整
0:30~1:00	500	不整	500	不整
1:00~1:30	500	不整	500	不整

※計画が一致しない全ての時間帯の変更▲に「不整」を通知→計画値を修正して再提出

(7)販売計画と調達計画間の不整合の場合で、B が「不整」の箇所に対応する計画値を誤記

(A、B にエラー通知)

販売計画 販売(A)			調達計画 調達(B)	
時間帯	販売計画(確定)(kWh)	変更▲	調達計画(確定)(kWh)	変更▲
0:00~0:30	500		500	
0:30~1:00	500		500	
1:00~1:30	500	不整	600	不整

※計画が一致しない時間帯の変更▲にのみ「不整」を通知

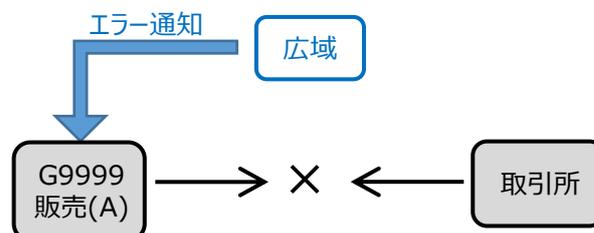
→500kWh が正であれば、(B)の計画値を修正し再提出

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

(8)販売計画・調達計画と市場取引間の不整合の場合で、「不整合」箇所の計画値(約定量)を誤記

(A にエラー通知)

販売計画 販売(A)			
BG/計画提出者	G9999		
取引先コード	JSPT3		
取引先名 <sup>▲</sup>	スポット取引		
時間帯	販売計画(確定) (kWh)	変更 <sup>▲</sup>	約定量 (kWh)
0:00~0:30	500		500
0:30~1:00	500		500
1:00~1:30	500	不整合	1,000

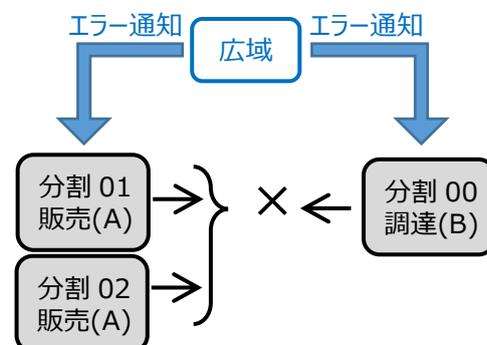


※計画が一致しない時間帯の変更<sup>▲</sup>にのみ「不整合」を通知→計画値を修正して再提出

### 補足説明

同一取引先の計画を複数のファイルに分割して提出し、計画値に不整合があった場合は、同一取引先を記載した全てのファイルにエラー通知します。

販売計画 販売(A)				販売計画 販売(A)				調達計画 調達(B)			
BG/計画提出者	G9999			G9999	G9999			LA999	LA999		
取引先コード	LA999			LA999	LA999			G9999	G9999		
取引先名 <sup>▲</sup>	販売先(B)			販売先(B)	販売先(B)			調達先(A)	調達先(A)		
分割番号	01			02	02			00	00		
時間帯	販売計画 (確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>		販売計画 (確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>			調達計画 (確定)(kWh)	変更 <sup>▲</sup>		
0:00~0:30	500			0				500			
0:30~1:00	250			250				500			
1:00~1:30	500	不整合		250	不整合			500	不整合		



※計画が一致しない時間帯の変更<sup>▲</sup>にのみ「不整合」を通知

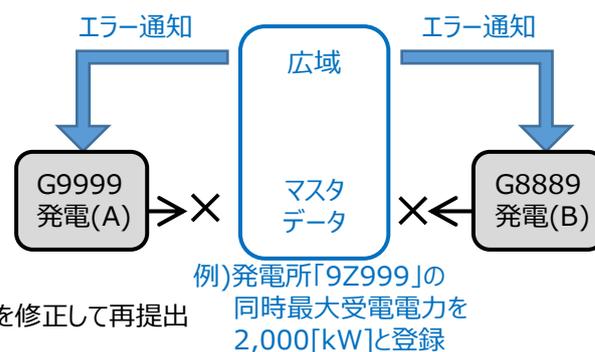
→500kWh が正であれば、販売計画の計画値を修正して再提出

## (9)発電計画内訳に「不整」が付いた場合で、発電計画値を誤記

(当該システムコードを記載した全てのファイルにエラー通知)

発電計画(A)			発電計画(B)		
BG/計画提出者	G9999		G8889		
システムコード	9Z999		9Z999		
発電所名▲	OCCTO発電所		OCCTO発電所		
時間帯	発電計画 (kWh)	変更▲	発電計画 (kWh)	変更▲	
0:00~0:30	1,000		0		
0:30~1:00	1,000		0		
1:00~1:30	10,000	不整	0	不整	

→発電計画値が誤記であれば、発電計画内訳の計画値を修正して再提出



## ■ 補足事項

複数の事業者で同一のシステムコード(発電所)をそれぞれの計画に記載している場合、システムコード毎に積上げた発電計画値と、マスタ申請時に記入された同時最大受電電力とを比較チェックします。

積上げた発電計画値が同時最大受電電力の値を逸脱していた場合、当該システムコードを記載している全ての発電計画にエラーを通知します。

## ■ 注意事項

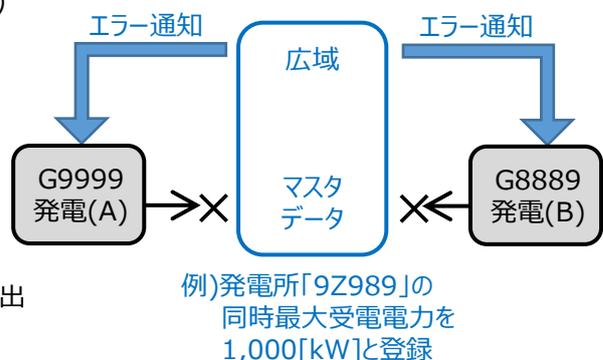
比較の単位にご注意ください。翌日計画の計画値は30分コマの[kWh]値であるのに対し、同時最大受電電力の設定値は[kW]での登録となります。

## (10)発電計画内訳に「不整」が付いた場合で、システムコードを誤記

(当該システムコードを記載した全てのファイルにエラー通知)

発電計画(A)			発電計画(B)		
BG/計画提出者	G9999		G8889		
システムコード	9Z989		9Z989		
発電所名▲	OCCTO発電所		広域ハワ-発電所		
時間帯	発電計画 (kWh)	変更▲	発電計画 (kWh)	変更▲	
0:00~0:30	1,000	不整	500	不整	
0:30~1:00	1,000	不整	500	不整	
1:00~1:30	1,000	不整	500	不整	

→システムコードが誤記であれば、システムコードを修正して再提出



## ■ 注意事項

システムコードの修正の際には、当初記載していたシステムコードの発電計画値を全てゼロにして、追加で変更後のシステムコードおよび発電計画値を入力し、再提出をお願いします。(「5.3.10.システムコード等を修正する際の手順ミス」参照)

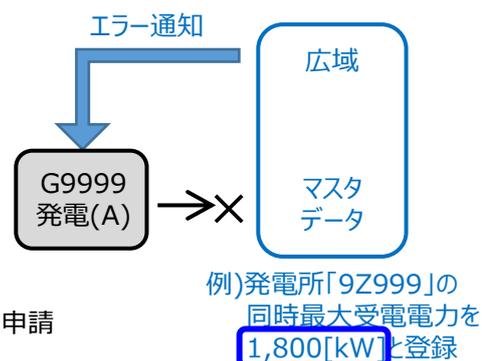
## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等

(11)発電計画内訳に「不整」が付いた場合で、発電所マスタ登録時に同時最大受電電力を誤入力

(当該系統コードを記載した全てのファイルにエラー通知)

発電計画(A)		
BG/計画提出者	G9999	
系統コード	9Z999	
発電所名▲	OCCTO発電所	
時間帯	発電計画 (kWh)	変更▲
0:00~0:30	1,000	不整
0:30~1:00	1,000	不整
1:00~1:30	1,000	不整

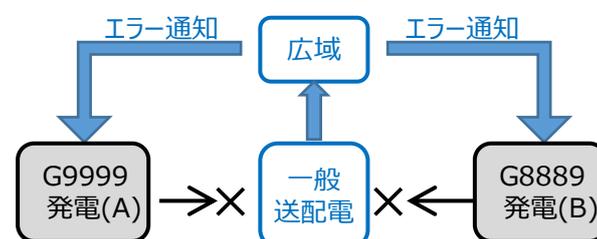
→同時最大受電電力が誤入力であれば、発電所マスタの修正を申請



(12)発電計画内訳に「不整」が付いた場合で、一般送配電事業者において地内潮流制約を確認した結果、地内送電不可(地内送電不可となった系統コードを記載したファイルにエラー通知)

発電計画(A)			発電計画(B)	
BG/計画提出者	G9999		G8889	
系統コード	9Z999		9Z989	
発電所名▲	OCCTO発電所		広域ハワ-発電所	
時間帯	発電計画 (kWh)	変更▲	発電計画 (kWh)	変更▲
0:00~0:30	1,000	不整	500	不整
0:30~1:00	1,000	不整	500	不整
1:00~1:30	1,000	不整	500	不整

→一般送配電事業者を確認

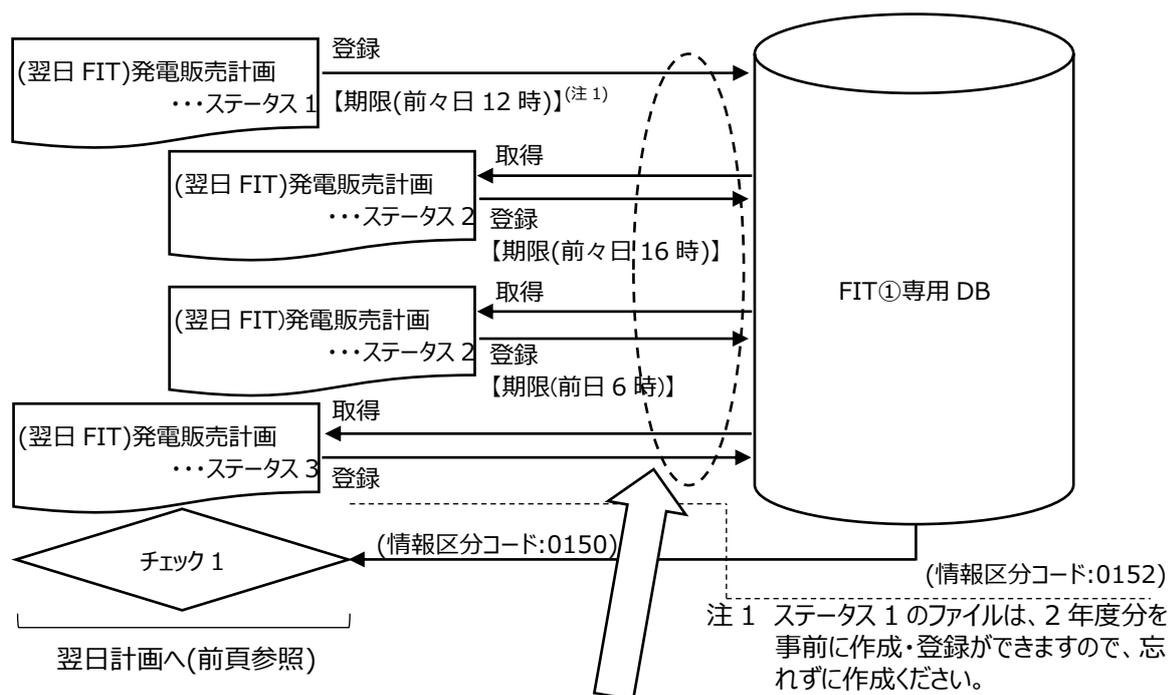


### 6.2.2.(翌日 FIT)発電販売計画の受付ステータス

Web 画面「FIT 計画登録一覧」に表示される受付ステータスおよび「一般送配電事業者・小売事業者再確認/更新待ち」となった場合の対応方法について記載します。

Web 画面「FIT 計画登録一覧」で「計画提出済み」となりましたら、Web 画面「計画受付/結果通知一覧」とメール通知を確認し、正常に受け付けられたことを確認してください。

## 6.2 広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等



【Web 画面】FIT 計画登録一覧	
受付ステータス	具体例
1 「受付エラー(小売事業者)」……エラー	必須項目に入力がない
	「受付済み(小売事業者)」 (ステータス 1 を登録)
2 「一般送配電事業者再確認/更新待ち」(注 2)……エラー	一般送配電事業者がステータス 1 のファイルを取得した後に、小売電気事業者がステータス 1 を再登録し、一般送配電事業者が再登録したものを使わずにステータス 2 を作成・登録 →再登録されたステータス 1 を使ってステータス 2 を作成・登録してください。
	「受付済み(一般送配電事業者)」 (ステータス 2 を登録) ※前々日 16 時を過ぎても「受付済み(一般送配電事業者)」にならない場合は、一般送配電事業者にご確認ください。
3 「小売事業者再確認/更新待ち」(注 2)……エラー	①小売電気事業者がステータス 2 のファイルを取得せずに、ステータス 1 のファイルからステータス 3 を作成・登録 →ステータス 2 のファイルを取得して、ステータス 3 を作成・登録してください。
	②小売電気事業者がステータス 2 のファイルを取得した後に、一般送配電事業者がステータス 2 を再登録し、小売電気事業者が再登録したものを使わずにステータス 3 を作成・登録 →再登録されたステータス 2 を使ってステータス 3 を作成・登録してください。
「計画提出済み」	(ステータス 3 を登録)
その他	小売電気事業者がステータス 2 のファイルを取得した後、誤ってステータス 1 (「1.発電計画登録済」)を選択し、登録 →ステータス 2 を再登録する必要があります。一般送配電事業者にご相談ください。

注 2 広域機関システムではステータス 1、2、3 の登録時刻を保持しています。(翌日 F I T)発電販売計画と Web 画面の「システム登録日時」が合わない計画が登録されるとエラーになります。

【参考:システム登録日時】

対象年月日		FIT用ステータス		システム登録日時
計画値XML読込	基本情報	コード	名称*	出力ファイル名情報
通知XML読込	情報区分	0152	(翌日FIT)発電販売計画	XMLファイル名
FIT登録値XML読込	提出先事業者			BPID副機関コード
計画値XML出力	送信事業者			情報区分コード
	BG/計画提出者			対象時期の開始日
	運用モード			分割番号
				送信事業者コード
				提出先エリアコード

システム登録日時が合っていることを確認したうえで提出ください。

※(翌日FIT)発電販売計画の表示桁数(年月日、時分秒+3桁)と、FIT計画登録一覧(年月日、時分秒)の表示桁数は異なります。

2016/03/16 【連系線等の運用】『連系線空容量等の公表の延期に関するお知らせ』を掲載いたしました。詳細は「その他情報>各種情報参照>各種情報(カテゴリ:連系線等の運用)」をご確認ください

FIT計画登録一覧

検索条件

事業者名: OCCTO 提出元事業者名: [ ]

提出日: [ ] ~ [ ] システム登録日: 2016/03/12 ~ 2016/04/12

対象年月日: [ ] ~ [ ]

FIT用ステータス:  1:発電計画登録済  2:発電計画値(太陽光・風力)登録済  3:発電販売計画提出済

保存状態:  選択なし  一時保存  登録/提出済

FIT計画管理番号: [ ]

新規 参照

検索結果

対象年月日	提出元事業者名	FIT用ステータス	受付ステータス	提出日時	システム登録日時	FIT計画管理番号

## 6.3.計画変更の方法

計画変更時の広域機関システムでの登録方法について、説明します。各項目について計画を変更(システム内のデータを上書)する条件を示します。計画を提出しない場合や計画値を空白で提出した場合は、システム内のデータは変更されません(一度広域機関システムに登録された計画を取り下げることはできません)。

(1)需給バランス、供給バランス(需要計画、発電計画合計、調達計画合計、販売計画合計等)

ファイル名\*の一致。

ただし、需要調達計画の小売電気事業者毎の場合は、事業者コードの一致も条件。

(2)販売計画、調達計画

ファイル名\*および取引先コードの一致。

ただし、需要調達計画の小売電気事業者毎の場合は、事業者コードの一致も条件。

(3)発電計画(発電BG計、発電計画、発電上限、発電下限等)

ファイル名\*、発電BGおよび系統コードの一致。

(4)経過措置計画

申込番号の一致。

※分割番号の一致も含む

以下の発電販売計画の初回提出の計画提出後、販売計画内訳 2 の 0:30~1:00 をゼロ→100 に変更したい場合の再提出方法は以下の①、②、③パターンがあります(①の提出が基本です)。

初回提出時(販売計画内訳 2 の 0:30~1:00 はゼロ)

初回提出	供給バランス			発電計画				販売計画		調達計画		
	時間帯	販売計画 合計	発電計画 合計	調達計画 合計	発電計画 BG計	発電計画	発電上限	発電下限	販売計画 内訳1	販売計画 内訳2	調達計画 内訳1	調達計画 内訳2
0:00~0:30	200	100	100	100	100	100	0	100	100	100	100	0
0:30~1:00	150	50	200	100	100	100	0	150	0	100	100	100
1:00~1:30	300	100	200	100	100	100	0	200	100	100	100	100
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

①計画全体を再提出

①	供給バランス			発電計画				販売計画		調達計画	
時間帯	販売計画 合計	発電計画 合計	調達計画 合計	発電計画 BG計	発電計画	発電上限	発電下限	販売計画 内訳1	販売計画 内訳2	調達計画 内訳1	調達計画 内訳2
0:00~0:30	200	100	100	100	100	100	0	100	100	100	0
0:30~1:00	250	50	200	100	100	100	0	150	100	100	100
1:00~1:30	300	100	200	100	100	100	0	200	100	100	100
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

②変更時間帯だけを再提出

②	供給バランス			発電計画				販売計画		調達計画	
時間帯	販売計画 合計	発電計画 合計	調達計画 合計	発電計画 BG計	発電計画	発電上限	発電下限	販売計画 内訳1	販売計画 内訳2	調達計画 内訳1	調達計画 内訳2
0:30~1:00	250	50	200	100	100	100	0	150	100	100	100

③変更箇所だけを再提出(要注意)

②	供給バランス			発電計画				販売計画		調達計画	
時間帯	販売計画 合計	発電計画 合計	調達計画 合計	発電計画 BG計	発電計画	発電上限	発電下限	販売計画 内訳1	販売計画 内訳2	調達計画 内訳1	調達計画 内訳2
0:30~1:00	250								100		

■注意事項

上記③で、販売計画合計を 100 で提出すると、データベース上の販売計画合計も 100 で上書されるため注意が必要です。

### 6.3.1.既に登録した計画値を変更して提出

以下の例で取引先 C の計画値を変更する方法は、以下の 2 通りがあります。

初回提出時に取引先 A、B、C の計画値を提出。2 回目提出時に取引先 A、B を変更せず、取引先 C の計画値をゼロとした場合、広域機関システムでは、取引先 A、B、C は 2 回目提出値となり取引先 C の計画はゼロとして登録されます。

計画提出者(初回提出)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

計画提出者(2 回目提出)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	0

広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	0

2 回目提出時に取引先 A、B を提出せず、取引先 C の計画値をゼロとした場合、広域機関システムでは、取引先 A、B は前回提出時の値のまま、取引先 C の計画はゼロとして登録されます。

計画提出者(初回提出)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30



広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

計画提出者(2 回目提出)

取引先			C
計画値			<u>0</u>



広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	<u>0</u>

↑ ↑

取引先 A、B を提出しない

↑ ↑

前回提出時の値のまま

### 6.3.2.既に登録した取引先を削除して提出

初回提出時に取引先 A、B、C の計画値を提出。2 回目提出時に取引先 C を提出しなかった場合、広域機関システムでは、C の計画は前回提出時の値のまま登録されます。提出した計画と広域機関システムで登録されるデータに齟齬が生じるため、取引先数を変更した計画提出はお勧めいたしません。

計画提出者(初回提出)

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30



広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	30

計画提出者(2 回目提出)

取引先	A	B	
計画値	10	20	



広域機関システムデータベース

取引先	A	B	C
計画値	10	20	<u>30</u>

取引先 C を提出しない ↑

前回提出時の値のまま ↑

以上