

系統連系技術要件への反映 ((例)東京電力PG 発電者設備)

2022年3月28日

電力広域的運営推進機関

II 発電者設備 (低圧)

1 発電設備の種類

2 電気方式

3 運転可能周波数・並列時許容周波数 ※並列時許容周波数は、2025年4月改訂時に反映

※技術要件 「発電設備の運転可能周波数(下限)」「発電設備の並列時許容周波数」反映

4 力率

5 高調波

6 発電出力の抑制 ※技術要件 「発電出力の抑制」、「発電出力の遠隔制御」反映

7 不要解列の防止 ※技術要件 「事故時運転継続」反映

8 保護装置の設置 ※技術要件 「単独運転防止対策」反映

9 保護装置の設置場所

10 解列箇所

11 保護リレーの設置相数

12 接地方式

13 直流流出防止変圧器の設置 ※電圧変動対策(力率設定)は、2025年4月改訂時に反映

14 電圧変動対策 ※技術要件 「電圧変動対策(力率設定)」、「電圧フリッカの防止」反映

15 短絡容量

16 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

17 サイバーセキュリティ対策

18 電力品質に関する対策

19 発電機諸元 ※「系統安定化に関する情報提供」「事故電流に関する情報提供」反映

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

改定案

3. 運転可能周波数・並列時許容周波数 ※並列時許容周波数は、2025年4月改訂時に反映

(1) 運転可能周波数

発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

a 連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b 運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では 10 分程度以上、48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは47.5Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。

(協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上)

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。

また、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とする。ただし、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

改定案

6 発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用やウィンドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める地域資源バイオマス発電であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

改定案

7 不要解列の防止

(1)保護協調

発電設備の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「V 需要者設備（低圧）」に準じた対策を実施していただきます。

- a 発電設備の異常及び故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備を即時に解列すること。
- b 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備が解列すること。
- c 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
- d 事故時の再閉路時に、発電設備が連系する系統から確実に解列されていること。
- e 連系する系統以外の事故時には、発電設備は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。
なお、満たすべきFRT要件は次の通りです。

1. 系統連系技術要件への反映((例)東京電力PG 発電者設備(低圧))

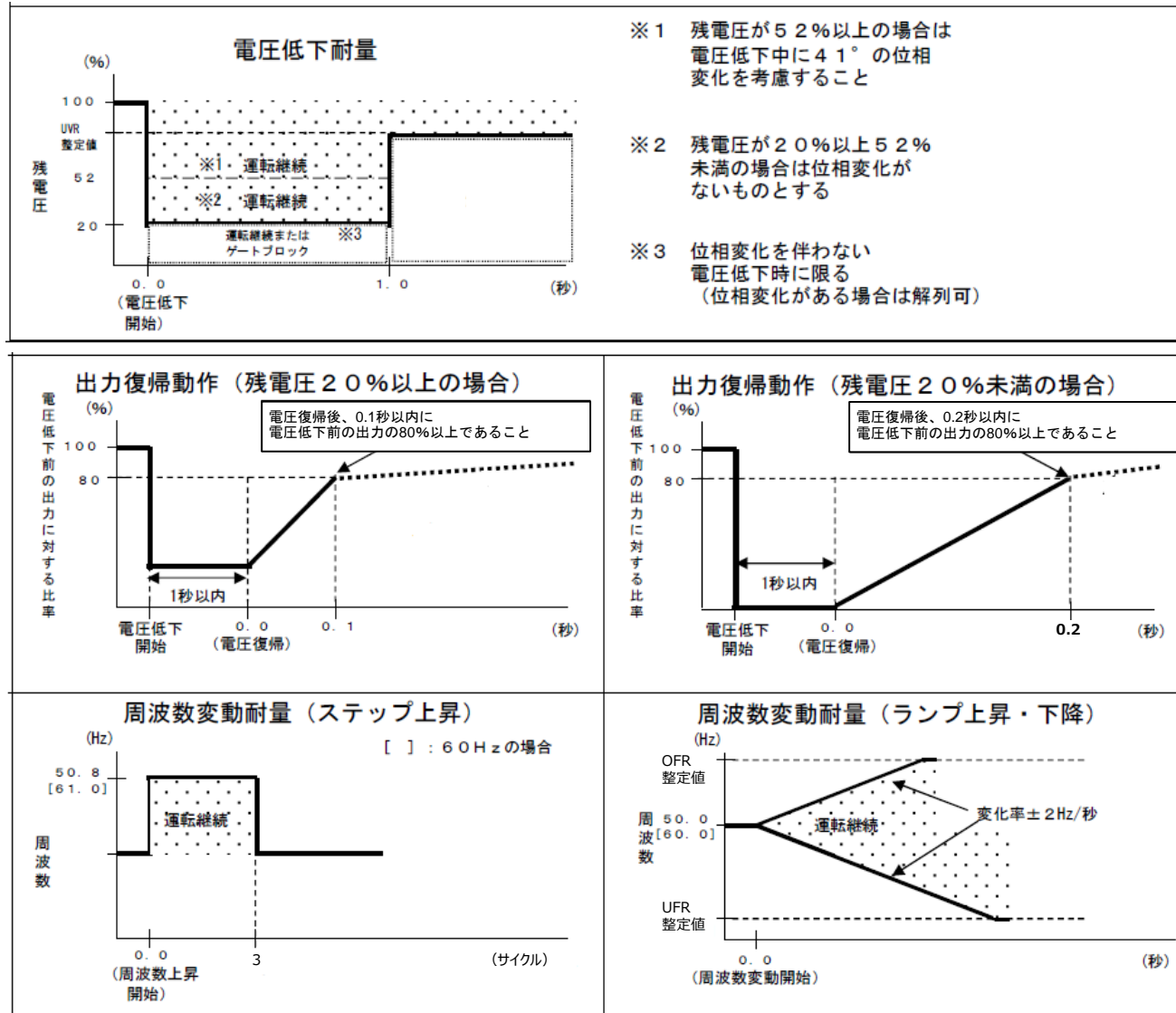
発電設備		電圧低下			周波数変動 (運転継続)			
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続または「ストップ」)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下 (運転継続)	50Hz 系統	60Hz 系統		
低圧	単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		ガソリンエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。
			単機出力 2kW 以上 10kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。
	複数直流入力システム	太陽光 + 蓄電池	下記 <記載内容> 参照	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	下記 <記載内容> 参照	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
三相	太陽光 + 蓄電池 + 燃料電池 + がエンジン	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。		
		高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。		
	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 サイクル継続。 ・3 σ 上の $\pm 2\text{Hz}/\sigma$ 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。		

※発電機能を備えたガソリンエンジン(空調を主目的としたもの)を除く。

<記載内容>

- ・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
- ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御(構内の負荷電力に応じて出力制御)状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4 秒以内としてもよい。)

FRT要件のイメージ (太陽光発電設備を例に記載)



改定案

8 保護装置の設置

(1) 発電設備故障対策

発電設備故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により、検出できる場合は省略できるといたします。

- a 発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
- b 発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

- a 同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、又は過電流リレーにより、連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できる。
- b 誘導発電機、二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備の電圧低下を検出し、発電設備を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 構内設備故障対策

発電設備構内の短絡故障及び地絡故障保護用として、過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(5) 単独運転防止対策

単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

- a 連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。
- b 頻繁な不要解列を生じさせないこと。
- c 能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

改定案

1 4 電圧変動対策 ※電圧変動対策（力率設定）は、2025年4月改訂時に反映

(1)常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧 100V に対しては $101\pm 6V$ ，標準電圧 200V に対しては $202\pm 20V$ ）以内に維持する必要があります。なお、電圧規制点は構内負荷機器への影響を考慮し、原則として受電点とします。ただし、系統側の電圧が電圧上限値に近い場合、発電設備等からの逆潮流の制限により発電電力量が低下する場合は、当該発電設備等設置者以外の低圧需要家への供給電圧が適正值を逸脱するおそれがないことを条件として、電圧規制点を引込柱とします。発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行います。

また、発電設備等のパワーコンディショナは逆潮流による電圧上昇を抑制する対策として、次に示す対策を行っていただきます。

①発電設備等のパワーコンディショナに、適正電圧範囲内で常に一定の力率【80%～100%（1%刻み）】で進相運転を行う機能（力率一定制御）を有するものを用いること。

②太陽光発電設備（複数直流入力の発電設備含む）については、現時点における標準的な力率値95%に設定すること。ただし、連系点の潮流が順潮流状態の時は、力率を100%に制御してもよい。

なお高圧配電線等の系統状況により個別に力率値を指定する場合には、力率値を変更すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

a 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期する機能を有するものを用いること。

b 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。

c 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

d 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。

e 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

f 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

改定案

1.4 電圧変動対策

(3)電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備の頻繁な解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

①風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

②風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

③単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は一般送配電事業者と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限值の変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

改定案

1.9 発電機諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。(第3者認証機関 発行の認証証明書による提供可)

電源種	設備	諸元	
共通	発電プラント	定格(定格容量, 定格出力, 台数, 定格電圧)	
		力率(定格, 運転可能範囲)	
		単線結線図, 系統並解列箇所	
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料	
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料	
	保護装置	↓	設置要素
			設置場所
			設置相数
			解列箇所
			整定範囲
整定値			
シーケンスブロック			
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー, 型式	
		単独運転検出方式, 整定値	
		逆変換装置の容量	
		FRT要件の適用有無	
風力	発電プラント 制御装置	蓄電池, <u>ウィンドファームコントローラの有無</u>	
蓄電池	発電プラント	蓄電容量	

また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ 発電者設備 (高圧)

- 1 電気方式
- 2 運転可能周波数・並列時許容周波数 ※並列時許容周波数は、2025年4月改訂時に反映
※技術要件 「発電設備の運転可能周波数(下限)」、「発電設備の並列時許容周波数」反映
- 3 力率
- 4 高調波
- 5 発電出力の抑制 ※技術要件 「発電出力の抑制」、「発電出力の遠隔制御」反映
- 6 不要解列の防止 ※技術要件 「事故時運転継続」反映
- 7 保護装置の設置 ※技術要件 「単独運転防止対策」反映
- 8 保護装置の設置場所
- 9 解列箇所
- 10 保護リレーの設置相数
- 11 自動負荷制限
- 12 線路無電圧確認装置の設置
- 13 接地方式
- 14 直流流出防止変圧器の設置 ※電圧変動対策(力率設定)は、2025年4月改訂時に反映
- 15 電圧変動対策 ※技術要件 「電圧変動対策(力率設定)」、「電圧フリッカの防止」反映
- 16 短絡容量
- 17 発電機定数・諸元 ※「系統安定化に関する情報提供」「事故電流に関する情報提供」反映
- 18 昇圧用変圧器
- 19 連絡体制
- 20 バック逆潮流の制限
- 21 サイバーセキュリティ対策
- 22 電力品質に関する対策

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

改定案

2. 運転可能周波数・並列時許容周波数 ※並列時許容周波数は、2025年4月改訂時に反映

(1) 運転可能周波数

発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

a 連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b 運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では 10 分程度以上、48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは47.5Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。

(協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上)

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。

また、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とする。ただし、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただきます場合があります。

改定案

5 発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用やウィンドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める地域資源バイオマス発電であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

改定案

6 不要解列の防止

(1)保護協調

発電設備の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「VI 需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

- a 発電設備の異常及び故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備を即時に解列すること。
- b 連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備が解列すること。
- c 上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備が高速に解列し一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
- d 事故時の再閉路時に、発電設備が連系する系統から確実に解列されていること。
- e 連系する系統以外の事故時には、発電設備は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

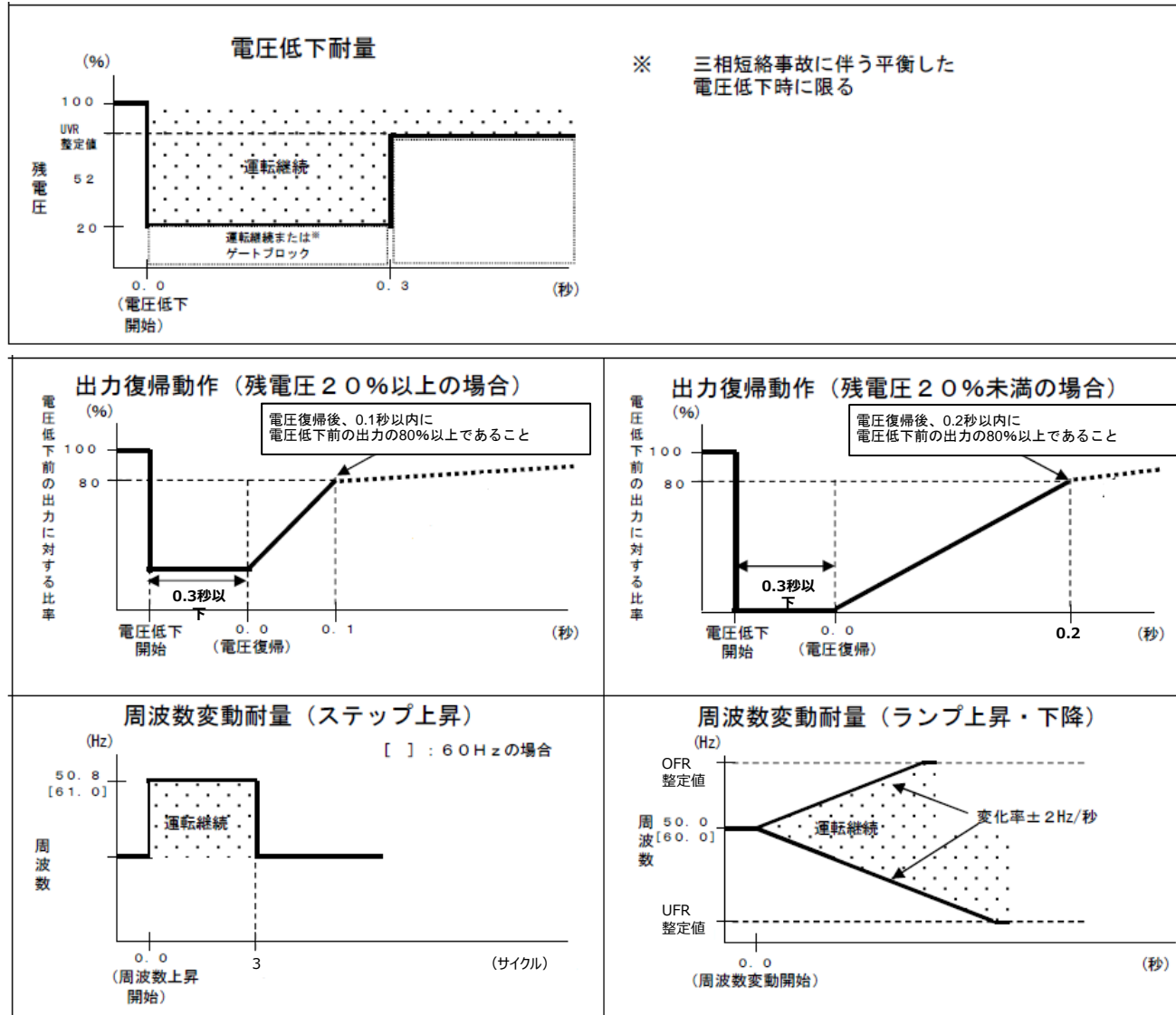
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。
なお、満たすべきFRT要件は次の通りです。

2. 系統連系技術要件への反映((例)東京電力PG 発電者設備(高圧))

発電設備		電圧低下			周波数変動 (運転継続) 50Hz 系統	
		三相短絡を想定		二相短絡を想定		
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続または「ストップ」)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下 (運転継続)		
高圧	三相	太陽光	低圧単相に準ずる。	低圧単相に準ずる。	低圧単相に準ずる。	低圧単相に準ずる。
		風力				
		蓄電池				
		燃料電池 がスエゾック				
	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続 ラップ上の±2Hz/e₁ (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz 	
風力	[*電圧低下時における高圧風力発電設備(三相)のFRT要件]のとおり。				<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続 ラップ上の±2Hz/e₁ (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz 	
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい) 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続 ラップ上の±2Hz/e₁ (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz 		
燃料電池*	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続 ラップ上の±2Hz/e₁ (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz 		
ガスエンジン (単機出力 35kW 以下)	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3 秒以下 電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ステップ状に+0.8Hz, 3 サイクル継続 ラップ上の±2Hz/e₁ (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz 		

*燃料電池にマイクがスエゾックを組み合わせた発電設備は除く。

FRT要件のイメージ (太陽光発電設備を例に記載)



改定案

7 保護装置の設置

(1) 発電設備故障対策

発電設備故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により、検出できる場合は省略できることといたします。

- a 発電設備の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
- b 発電設備の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

- a 同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。
- b 誘導発電機、二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

- a 発電設備の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合
- b 逆変換装置を用いた発電設備が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合
- c 逆変換装置を用いた発電設備が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が 10kW 以下の場合

(4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合、単独運転防止のため、発電設備故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

- a 連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。
- b 頻繁な不要解列を生じさせないこと。
- c 能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合、単独運転防止のため、逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお、構内低圧線に連系する発電設備において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ 1 方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

○単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

改定案

1.5 電圧変動対策 ※電圧変動対策（力率設定）は、2025年4月改訂時に反映

(1)常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧 100V に対しては $101 \pm 6V$ ，標準電圧 200V に対しては $202 \pm 20V$ ）以内に維持する必要があるため、発電設備の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正值を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行うなどの対策を行います。

a 発電設備の脱落等により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限する。または、適正な電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する自動負荷遮断装置を設置すること。

b 発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

なお、自動的に電圧を調整する対策等とは、発電設備の進相または遅相運転、力率改善用コンデンサの制御、パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御【80%～100%（1%刻み）】（進相または遅相運転）あるいは静止型無効電力補償装置などによる対策であること。

なお、受電点ならびに発電端の力率は、協議により決定することとするが、高圧配電線等の系統状況により個別に力率値を指定する場合には、力率値を変更すること。

この自動電圧調整の手段としては、逆潮流電力の大きさや発電設備等の形式により、以下の4方式などから選択することとなる。

(a) 発電設備等を一定の遅相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサ（一般には開放）で受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者と協議による。）に調整する。

(b) 発電設備等を一定の進相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサで受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者と協議による。）に調整する。

(c) 一定値以上の逆潮流が発生するときに、力率改善用コンデンサを一定値まで減じ、かつ発電設備等の無効電力出力を制御して、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者との協議による。）に調整する。ただし、発電設備等の無効電力出力が限界値となる場合には、有効電力を減ずることで電圧上昇の抑制をするとともに受電点の力率を所定力率に調整する。

(d) PCSの力率一定制御又は静止型無効電力補償装置の制御などにより、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者との協議による。）に調整する。

改定案

1.5 電圧変動対策

- (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。
- a 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同様以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
 - b 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。
 - c 誘導発電機の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行うこと。
 - d 自励式の逆変換装置を用いた発電設備の場合は、自動的に同期する機能を有するものを用いること。
 - e 他励式の逆変換装置を用いた発電設備の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。
 - f 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は、出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。
 - g 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施すること。

改定案

1.5 電圧変動対策

(3)電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備の頻繁な解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

①風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

②風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

③単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は一般送配電事業者と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

改定案

1.7 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。(第三者認証機関 発行の認証証明書による提供可)

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格(定格容量, 定格出力, 台数, 定格電圧)
		最低出力
		所内負荷(定格, 最低)
		力率(定格, 運転可能範囲)
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図, 系統並列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値, 最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料 電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格(定格容量, 定格電圧)
インピーダンス(変圧器定格容量ベース)		
制御方式, 整定値		
調相設備	定格(容量, 台数)	
遮断器	定格(遮断電流, 遮断時間) 自動同期検定装置の有無	
保護装置	設置要素	
	設置場所	
	設置相数	
	解列箇所	
	整定範囲	
	整定値	
	CT比, VT比 シーケンスブロック	

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数(発電機+タービン)
逆変換装置	発電プラント制御装置	制動巻線の有無
		ガバナ系ブロック(調定率, GF幅, CV, ICVモデルを含む)
		励磁系ブロック(AVR, PSS, PSVR)
		FRT要件の適用有無
蓄電池	発電プラント	メーカー, 型式
		単独運転検出方式, 整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
蓄電池, ウィンドファームコントローラーの有無		
二次励磁機	発電プラント	蓄電容量 拘束リアクタンス

※また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

IV 発電者設備 (特別高圧)

- 1 電気方式
- 2 運転可能周波数・並列時許容周波数 ※「発電設備の並列時許容周波数」反映
- 3 力率 ※「電圧・無効電力制御(運転制御)」反映
- 4 高調波
- 5 発電出力の抑制 ※「発電出力の抑制」、「発電出力の遠隔制御」反映
- 6 不要解列の防止 ※技術要件 「事故時運転継続」「発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間」 反映
- 7 保護装置の設置 ※技術要件 「単独運転防止対策」、「事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)」反映
- 8 再閉路方式
- 9 保護装置の設置場所
- 10 解列箇所
- 11 保護リレーの設置相数
- 12 自動負荷制限・発電抑制 ※「自動負荷制限・発電制御(蓄電設備遮断)」反映
- 13 線路無電圧確認装置の設置
- 14 発電機運転制御装置の付加 ※「発電設備の制御応答性」「発電出力一定維持」「発電出力低下限度」
「発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)」「電圧・無効電力制御(運転制御)」反映
- 15 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施
- 16 直流流出防止変圧器の設置
- 17 電圧変動対策 ※「電圧フリッカの防止」反映
- 18 出力変動対策 ※「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」、「発電設備の制御応答性」反映
- 19 短絡・地絡電流対策
- 20 発電機定数・諸元 ※「系統安定化に関する情報提供」「事故電流に関する情報提供」「慣性力に関する情報提供」 反映
- 21 昇圧用変圧器
- 22 連絡体制 ※「電圧・無効電力制御(運転制御)」「慣性力に関する情報提供」反映
- 23 電気現象記録装置
- 24 サイバーセキュリティ対策
- 25 電力品質に関する対策

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

改定案

2 運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hzを超え50.5Hz以下

運転可能周波数：47.5Hz以上51.5Hz以下

周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hzでは10分程度以上、48.0Hzでは1分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを47.5Hz、検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(協調が取れる範囲の最大値：2秒以上)

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下(設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz)とする。ただし、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

改定案

3 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、**必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更できるものとしていただきます。**

発電設備の安定に運転できる範囲は、原則として遅れ力率 90%～進み力率 95%としていただきます。

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、発電設備の安定に運転できる範囲は、原則として遅れ力率 90%～進み力率 95%としていただきます。

改定案

5 発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、**当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる**機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。**なお、ウインドファームとしての運用やウインドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。**

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

3. 系統連系技術要件への反映((例)東京電力PG 発電者設備(特別高圧)) 25

改定案

6 不要解列の防止

(1)保護協調

発電設備の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行うために、次の考え方に基づき 保護協調を図っていただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「Ⅶ 需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

- a 発電設備の異常及び故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備を当該系統から解列すること。
- b 連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合もある。
- c 上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備が解列し単独運転が生じないこと。
- d 連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備が当該系統から解列されていること。
- e 連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備は解列しないこと。
- f 連系する系統から発電設備が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備の不要な遮断を回避できる時限で行うこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。
なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続またはゲートブロック)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下 (運転継続)	
特別 高圧	単相	太陽光	低圧単相に準ずる。	低圧単相に準ずる。	低圧単相に準ずる。
		風力			
		蓄電池			
		燃料電池 かエネジャツ			
	三相	太陽光	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。	高圧三相に準ずる。
		風力			
		蓄電池			
		燃料電池 かエネジャツ			

改定案

6 不要解列の防止

(3)電圧・周波数変動による不要解列の防止

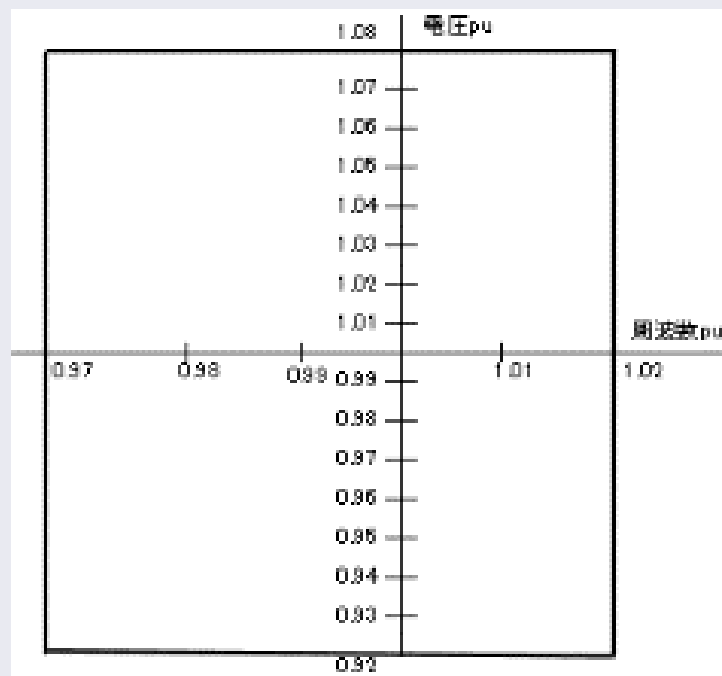
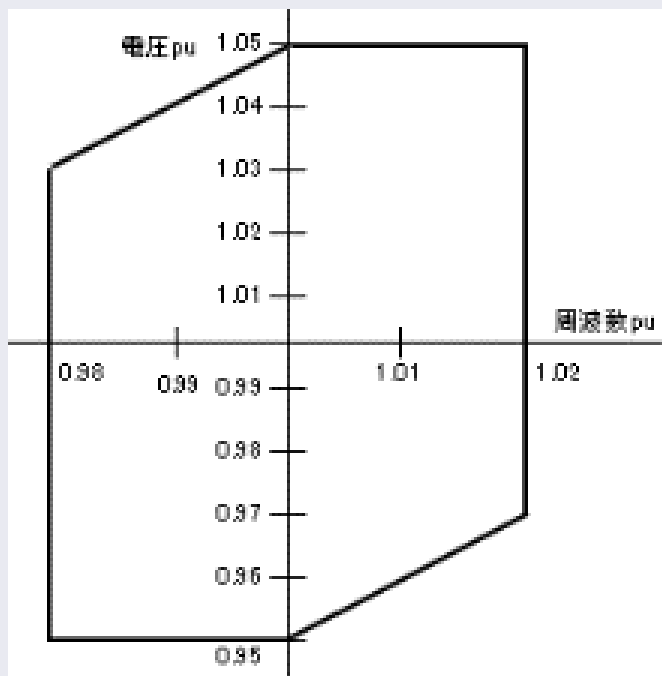
作業停止や需要増加などに伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備を連続運転し、発電設備の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また、これを超える端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備については、対策内容を協議させていただきます。

○同期発電機，誘導発電機

○逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「IV-2 運転可能周波数・並列時許容周波数（1）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

改定案

7 保護装置の設置

発電者の発電設備故障時、発電者の連系設備事故時の系統保護または系統 事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。また、受電電圧が 22kV で、当社変電所において逆潮流が生じる場合は、系統運用や保護協 調上（単独運転防止を含む。）の支障を及ぼさないような対策を実施させていただきます。

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを 設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保 護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

a 短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(a) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列することのできる 短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない 場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(b) 誘導発電機、二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列する ことのできる不足電圧リレーを設置していただきます。なお、この不足電 圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレー と兼用することができます。

連系する系統の保護方式に応じ、主保護として、当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー、方向比較リレー、回線選択リレー、環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合、電流差動リレー、方向 比較リレー、回線選択リレーについては、発電者側で設置していただきます が、環線系統保護リレーについては、当社で設置させていただきます。

なお、電流差動リレー、方向比較リレーについては、当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また、電流差動リレー、方向比 較リレー及び環線保護リレーの後備保護として、短絡方向距離リレー（または短絡方向リレー）を設置していただきます。

b 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、発電設備の種類に関わらず、次の保護 リレーを設置していただきます。なお、必要に応じて連系する系統と同じ 方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを 設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡 方向 リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

改定案

7 保護装置の設置

イ 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

□ 発電設備の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

ハ 逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者、発電設備を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

連系する系統と同じ方式の保護リレーが必要な場合は次のとおりとなります。

(a) 受電電圧 154kV 以下の場合（中性点直接接地方式以外）連系する系統の保護方式に応じ、主保護として、当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー、方向比較リレー、回線選択リレー、環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合、電流差動リレー、方向比較リレー、回線選択リレーについては、発電者側で設置していただきますが、環線系統保護リレーについては、当社で設置させていただきます。なお、電流差動リレー、方向比較リレーについては、当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

また、電流差動リレー、方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として、地絡方向リレー（または地絡過電圧リレー）を設置していただきます。

(b) 受電電圧 275kV 以上の場合（中性点直接接地方式）

連系する系統の保護方式に応じ、主保護として、当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー、方向比較リレー）を当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また、後備保護として、地絡方向距離リレーを設置していただきます。

c 系列数

154kV 以下の系統へ連系する場合、系統保護リレーを1系列設置していただきます。

ただし、主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを2系列設置していただくことがあります。

275kV 以上の系統へ連系する場合は、主保護として電流差動リレーを2系列設置していただきます。後備保護として短絡方向距離リレーと地絡方向距離リレーを2系列設置していただきます。

改定案

7 保護装置の設置

(3) 単独運転防止対策

a 逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお、必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧(本系統へ再並列)するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧及び位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

b 逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として「Ⅶ 需要者設備(特別高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

遮断器：2サイクル以内

保護リレー(短絡・地絡事故除去用)：2サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

改定案

12 自動負荷制限・発電抑制

発電設備の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また、系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電設備の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし、出力変動緩和対策として設置して頂く蓄電設備については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。

改定案

1 4 発電機運転制御装置の付加

(1)系統安定化, 潮流制御のための機能

系統安定化, 潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には, 以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお, 設置については個別に協議させていただきます。

a 超速応励磁制御方式

(a) 受電電圧が 275kV 以上の発電者の発電機には, 超速応励磁制御方式を採用していただきます。

(b) 受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電機でも, 必要により, 超速応励磁制御方式を採用していただく場合があります。

b 系統安定化装置 (PSS)

(a) 超速応励磁制御方式など, 応答速度の速い励磁方式 (励磁系電圧応答時間が 0.1 秒以下の励磁方式) を採用する発電機には, 系統安定化装置 (PSS) を設置していただきます。

(b) 上記 a 以外の励磁制御方式を採用する発電機でも, 当該発電機の安定運転上あるいは連系する系統の安定度上必要な場合は, PSS を設置していただくことがあります。

(c) 連系する系統の広域的な安定度上必要な場合は, 複数入力 PSS を設置していただくことがあります。(なお, PSS とは, 電力系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため, 端子電圧を制御する装置で, Power System Stabilizer のことです。)

c 励磁系頂上電圧

必要により, 励磁系頂上電圧を指定していただく場合があります。

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備 (地域資源バイオマス発電設備を除く) については, 以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお, その他の発電設備については, 個別に協議させていただきます。

a ガバナフリー運転

タービンの调速機 (ガバナ) を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転 (ガバナフリー運転) する機能を具備すること。

b LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能

当社からの LFC 信号に追従し, 発電機出力を変動させる機能を具備すること。

改定案

1 4 発電機運転制御装置の付加

c 周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hz を超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

d EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) 機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

e 出力低下防止機能

100MW以上の火力発電設備は、周波数49.0Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz以下については、1Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び 混焼バイオマス発電設備
機能・仕様等	GF調定率	5%以下	
	GF幅	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始, 10秒以内にGF幅の出力変化完了	
	LFC幅	±5%以上 (定格出力基準)	
	LFC変化速度	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC変化速度	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	最低出力 (定格出力基準)	50%以下, DSS 機能具備	30%以下

※1 GT 及び GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上、その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力 付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力 付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス (BOG) 処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転 (DSS) は、発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。また、周波数調整機能に必要な受信信号 (EDC・LFC 指令値, EDC・LFC 運転指令) を受信する機能及び、必要な送信信号 (現在出力, 可能最大発電出力[GT 及び GTCC のみ。], EDC・LFC 使用/除外, 周波数調整機能故障) を送信する機能を具備していただきます。

改定案

1 4 発電機運転制御装置の付加

(3)早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（G T C C）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。

(4)電圧調整のための機能

(a) 275kV以上の系統に連系する発電設備は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

(b) 受電電圧が154kV以下の発電者の発電機でも、必要により、上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

(c) 受電電圧が500kV以上の発電者の発電機には、送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が275kV以下の発電者の発電機でも、系統電圧を適正に維持するために必要な場合は、PSVRもしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。

（なお、PSVRとは、昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で、Power System Voltage Regulator のことです。）

改定案

1 7 電圧変動対策

(2) 瞬時電圧変動対策

f 発電設備の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

改定案

18 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備や蓄電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

a 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと。なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議する。

b 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと、また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

c 系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

(3) 蓄電設備の場合

系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の放電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。また、系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の充電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。なお、調定率は、上昇側および低下側ともに2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

ただし、逆潮流なし、または、需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については、充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることとなるため、本要件の適用範囲外とします。

改定案

20 発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流 抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
直軸過渡リアクタンス (X_d')	0.2~0.3[pu]※発電機定格容量ベース
直軸同期リアクタンス (X_d)	1.5~1.8[pu]※発電機定格容量ベース
直軸開路過渡時定数 (T_{do}')	4.0~8.0[pu]
単位慣性定数 ($M=2H$)	6.0~9.0[MW・SEC/MVA]

※発電機定格容量ベース

次頁

3. 系統連系技術要件への反映((例)東京電力PG 発電者設備(特別高圧)) 36

改定案

20 発電機定数・諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

電源種 [○]	設備 [○]	諸元 [○]	
共通 [○]	発電プラント [○]	定格容量, 定格出力, 台数, 定格電圧 [○]	
		最低出力 [○]	
		所内負荷(定格, 最低) [○]	
		力率(定格, 運転可能範囲) [○]	
		運転可能周波数の範囲, 運転継続時間 [○]	
		単線結線図, 系統並列箇所 [○]	
		発電プラントモデル(原動機の種類, 発電機の種類) [○]	
		電気所監視制御方式 [○]	
		構内設備 [○]	自家消費電力の最大値, 最小値 [○]
			総合負荷力率 [○]
	電動機容量(高圧・低圧) [○]		
	発電用変圧器, 連系用変圧器 [○]	電灯容量 [○]	
		高調波発生機器と高調波対策資料 [○]	
電圧フリッカの発生源と対策設備資料 [○]			
定格(定格容量, 定格電圧) [○]			
	インピーダンス(タップ電圧毎, 変圧器定格容量ベース) [○]		
	励磁特性曲線 [○]		
	制御方式, 整定値 [○]		

電源種 [○]	設備 [○]	諸元 [○]
	調相設備 [○]	定格容量, 台数, 制御方式, 整定値, インピーダンス, アドミタンス, 連断器, 定格(連断電流, 連断時間), 自動同期検定装置の有無, 保護装置, 設置要否, 仕様, 設置場所, 設置相数, 解列箇所, 整定範囲, 整定値, CT比, VI比, シーケンスブロック, 送電線再開路方式, 記録, 電気現象記録装置, 誘導機 [○]
	発電プラント [○]	拘束リアクタンス, 限流リアクトル容量, 限時リアクトルインピーダンス, 慣性定数, 定格すべり, 等価回路定数, 同期機 [○]
	発電プラント [○]	各種内部リアクタンス(飽和値, 不飽和値), 各種短絡時定数・開路時定数, 慣性定数(発電機・タービン), 制動巻線の有無, 飽和特性, 可能出力曲線, 発電機軸モデル, 発電機プラントモデル, モデル構築に必要なプラン

電源種 [○]	設備 [○]	諸元 [○]	
	制御装置 [○]	ト, 制御系の各種定数(ボイラ, タービン, 水車等) 並列所要時間(平常時, 事故時), ガバナ系ブロック(調定率, GF幅, CV, ICV モデルを含む), LFC・発電機出力制御ブロック, EDC変化速度(出力毎), LFC幅・変化速度(出力毎), 出力キープタイム(出力毎, 上げ下げ), 励磁装置の形式(直流・交流・サイリスタ・他), 応答速度(超応答励磁が否か), 励磁系ブロック(AVR, PSS, PSVR), FRT要件の適用有無, 過励磁保護 59V/F ブロック, OEL, UEL ブロック, 水力 [○]	
		発電プラント, 制御装置 [○]	揚水待機・開始所要時間, 上ダム・下ダム運用可能水位, 電水比(kW/m³/s), 逆変換装置 [○]
		発電プラント制御装置, 逆変換装置 [○]	モータ, 型式, 単独運転検出方式, 整定値, 逆変換装置の容量, 連電電流制限値, 系統事故時の力率制御時間, 三相事故時の事故電流(大きさ, 供給時間), 一, 二相事故時の事故電流(大きさ, 供給時間), FRT要件の適用有無, 無効電力制御方式, 整定値, 慣性力供給能力, 周波数調定率設定可能範囲, 不感帯設定可能範囲, 風力 [○]
		発電プラント, 制御装置 [○]	周波数調定率設定可能範囲, 不感帯設定可能範囲, 発電機の出力特性, 出力変動対策の方法, 蓄電池, ウィンドファームコントローラの有無, 蓄電池容量, 二次励磁機 [○]
		蓄電池, 二次励磁機 [○]	蓄電池, 拘束リアクタンス,

また、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

改定案

2.2 連絡体制

(1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社給電所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い、速やかに必要な措置を講ずる必要があります。

このため、当社給電所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。

なお、受電電圧が275kV以上または発電機が大容量機（概ね定格出力100MW以上）の場合は、別ルートによる2回線となります。

専用保安通信用電話設備は当社にて設置させていただきます。ただし、伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は、発電者側で設置していただきます。

保安通信用電話設備は、22kVの特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

a 専用保安通信用電話設備

b 電気通信事業者の専用回線電話

c 次の条件を全て満たす場合においては、一般加入電話又は携帯電話

(a) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(b) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c) 停電時においても通話可能なものであること

(d) 災害時等において当社の給電所等と連絡が取れない場合には、当社の給電所等との連絡が取れるまでの間発電設備の解列又は運転を停止すること。また、保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社給電所等と発電者との間に、~~一必要に~~一必要に~~応じ~~、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

改定案

2.2 連絡体制

発電者設備	情報種別	情報内容
受電電圧が、 22kV、 の場合、	スーパー ビジョン	連系用遮断器の開閉状態。
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4。
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態。
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示。
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示。
		連系用遮断器（線路側、母線側）の開閉状態。
	線路側遮断器の操作機能ロック状態。	
	テレメ タ。	受電地点の有効電力。
		受電地点の電力量。
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）。
発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）。		
受電電圧が、 66kV以上、 の場合、	スーパー ビジョン	連系用遮断器の開閉状態。
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4。
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態。
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示。
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示。
		連系用遮断器（線路側、母線側）の開閉状態。
	線路側遮断器の操作機能ロック状態。	
	ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3。	
	電圧・無効電力の制御モード。	
	テレメ タ。	各発電機毎の有効電力と無効電力(受電電圧 275kV以上)。
	または定格出力が概ね 100MW 以上の場合)。	
	連系する母線の電圧(受電電圧 275kV 以上または定格出力が概ね 100MW 以上の場合)。	
	受電地点の有効電力と無効電力。	
	受電地点の電力量。	
	代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）。	
	発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）。	

※1 ナセルで計測する風向・風速

※2 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数

※3 ケーブル事故区間検出装置の動作表示は、受電保護リレーの保護範囲より 当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。

※4 慣性把握のため、最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

【参考】系統連系技術要件への反映（個別技術要件要件別）

※第3回～第7回グリッドコード検討会資料より抜粋 ※一部会議後修正

現行記載

影響

技術要件「発電出力の抑制」

発電出力の抑制
逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

発電出力の抑制
逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、**0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる**機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。なお、**ウインドファームとしての運用やウインドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。**※会議後修正追記

（「発電出力の遠隔制御」改定分含む記載）

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、**当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる**機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。なお、**ウインドファームとしての運用やウインドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。**

技術要件「発電出力の遠隔制御」

発電出力の抑制
逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

発電出力の抑制
逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社の求めに応じて、**当社からの遠隔制御により発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制**ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

（「発電出力の遠隔制御」改定分含む記載）

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、当社からの求めに応じて、**当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限を掛けられる**機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。なお、**ウインドファームとしての運用やウインドファームコントローラーがない発電所については、必要があれば個別協議とする。**

現行記載

影響

技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」、技術要件「発電設備の制御応答性」

18.出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

③ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

18.出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備や蓄電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1)風力発電設備の場合

③ 系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、**2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了**すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

同上

(3) 蓄電設備の場合

系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の放電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。また、系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、蓄電設備の充電を調定率に応じて、2秒以内に自動的に抑制を開始し、10秒以内に抑制を完了すること。なお、調定率は、上昇側および低下側ともに2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

ただし、逆潮流なし、または、需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については、充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることになるため、本要件の適用範囲外とします。

現行記載

影響

技術要件「発電設備の制御応答性」

14. 発電機運転制御装置の付加

(2) 周波数調整のための機能

①.ガバナフリー運転

タービンの调速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて、発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

②. LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能
当社からのLFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

③.周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hzを超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

④. EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

次頁の追記が必要

現行記載

機能・仕様等	発電機定格出力	100MW以上（沖縄エリアは35MW以上）	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び 混焼バイオマス発電設備
	GF調定率	5%以下	5%以下
	GF幅	5%以上（定格出力基準）	3%以上（定格出力基準）
	LFC幅	±5%以上（定格出力基準）	±5%以上（定格出力基準）
	LFC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	最低出力（定格出力基準）	50%以下, DSS 機能具備	30%以下

改定案

機能・仕様等	発電機定格出力	100MW以上（沖縄エリアは35MW以上）	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び 混焼バイオマス発電設備
	GF調定率	5%以下	
	GF幅	5%以上（定格出力基準）	3%以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始, 10秒以内にGF幅の出力変化完了	
	LFC幅	±5%以上（定格出力基準）	
	LFC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC変化速度	5%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始	60秒以内に出力変化開始
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上（定格出力基準）	1%/分以上（定格出力基準）
	最低出力（定格出力基準）	50%以下, DSS 機能具備	30%以下

現行記載

影響

技術要件「自動負荷制限・発電制御(蓄電設備遮断)」

自動負荷制限・発電抑制

発電設備の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また、系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力(揚水遮断含む)を行っていただくことがあります。

なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

自動負荷制限・発電抑制

発電設備の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また、系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力(揚水遮断および蓄電設備の充電停止を含む)を行っていただくことがあります。

なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし、出力変動緩和対策として設置して頂く蓄電設備については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。

技術要件「発電出力一定維持」「発電出力低下限度」

14. 発電機運転制御装置の付加 (特別高圧)

(2) 周波数調整のための機能

⑤.出力低下防止機能

ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (GT及びGTCC) については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、周波数49.0Hzまでは発電機出力を低下しない、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

14. 発電機運転制御装置の付加 (特別高圧)

(2) 周波数調整のための機能

⑤.出力低下防止機能

ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (GT及びGTCC) については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、**100MW以上(沖縄は35MW以上)の火力発電設備は、周波数49.0Hz (北海道:48.5Hz, 60Hz系統: 58.8Hz) までは発電機出力を低下しない、周波数49.0Hz (北海道:48.5Hz, 60Hz系統: 58.8Hz) 以下については、1Hz (60Hz系統: 1.2Hz) 低下するごとに5%以内の出力低下に抑える**、もしくは、一度出力低下しても回復する機能または装置を具備すること。

現行記載	影響
<p>技術要件「発電設備の並列許容周波数」</p> <p>記載なし</p>	<p>●●. 並列時許容周波数 系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下(設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz)とする。なお、離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。</p>
<p>技術要件「単独運転防止対策」</p> <p>(低圧) 発電設備故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、次のすべての条件を満たす単独運転検出機能(受動的方式、能動的方式のそれぞれ一方式以上を含む。)を有する装置を設置する。 ・連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ・頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ・能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。</p>	<p>(低圧) 発電設備故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、次のすべての条件を満たす単独運転検出機能(受動的方式、能動的方式のそれぞれ一方式以上を含む。)を有する装置を設置する。 ・連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ・頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ・能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。</p> <p>○整定値例 単独運転検出機能の整定値例を○表に示す</p>

(低圧)

○受動的方式の整定値例

方式名	検出基準	検出時限 ^{※1}
電圧位相跳躍検出	位相変化: ±3～±10度	0.5秒以内
3次高調波 電圧歪急増検出	3次高調波変化: +1～+3%	0.5秒以内
周波数変化率検出	周波数変化: ±0.1～±0.3%	0.5秒以内

※1: 単独運転発生時にゲートブロックなどで発電設備等を停止させるまでの時限。

○従来型能動的方式の整定値例

方式名	変動幅	検出要素※1	解列時限※2
周波数シフト方式	周波数バイアス: 定格周波数の数%	周波数異常	0.5秒以上1秒以内
スリップモード 周波数シフト方式	—	周波数異常	0.5秒以上1秒以内
有効電力変動方式	有効電力: 運転出力の数%	電圧、電流、周波数 などの周期変動分	0.5秒以上1秒以内
無効電力変動方式	無効電力: 定格出力の数%	電流、周波数などの 周期変動分	0.5秒以上1秒以内
負荷変動方式	挿入抵抗: 定格出力の数% 挿入時間:1周期以下	電圧及び負荷への流 入電流の変動分	0.5秒以上1秒以内

※1:表中の検出要素を検出して、解列点を遮断する。なお、検出レベルは個別協議とする。負荷変動方式では、電流制御形などの電流源では電流変化で検出する。

なお、解列点の遮断は単独運転局限化のためのリレー(UVR,UFR,OVR及びOFR)で確実に検出・遮断できる場合は、これで代替してもよい。

※2:単独運転発生後に解列するまでの時限である。表中の値は、1台の解列時限であり、多数台連系時は5秒以内に発電設備が解列・停止することが望ましい。

○新型能動的方式の整定値例

方式名	周波数 フィードバックゲイン※1	無効電力注入量 上下限值※2	検出要素	解列時限
ステップ注入付周波数 フィードバック方式	周波数変化が0.01Hz以上、又は-0.01Hz以下の場合： 0.25pu/0.3Hz～ 0.25pu/0.9Hz※3	±0.25pu	周波数異常	瞬時

※1: 周波数変化に応じた無効電力の注入量。周波数フィードバックゲインは変更できる機能にしておくこと。

※2: 無効電力注入量の上下限値は変更できる機能にしておくこと。

※3: 電圧フリッカが発生した場合又は発生のおそれがある場合には、周波数フィードバックゲインを可能な限り低く整定すること。なお、電圧フリッカの発生抑制の観点から、0.25pu/0.9Hzよりも低く整定できる機能にしておくことが望ましい。

現行記載	影響
<p>技術要件「単独運転防止対策」</p> <p>(高圧)</p> <p>○逆潮流がある場合の単独運転防止対策</p> <p>系統への逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし、変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合は、周波数上昇リレーを省略することができます。</p> <p>①連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。</p> <p>②頻繁な不要解列を生じさせないこと。</p> <p>③能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。</p> <p>○逆潮流が無い場合の単独運転防止対策</p> <p>系統への逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーによって単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。なお、構内低圧線に連系する発電設備において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ1方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備が停止または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。</p>	<p>同左</p> <p>○整定値例 単独運転検出機能の能動的方式を設置する場合の整定値例 を○表に示す。</p>

(高圧)

○交流発電設備における単独運転検出機能の能動的方式の整定値例

方式名	変動幅	検出要素	解列時限
無効電力 変動方式	(変動要素) 自動電圧調整装置(AVR) 電圧設定値 (変動量) 数%程度	(検出要素) 周波数変化量 (検出レベル) $\Delta f = 0.2 \sim 0.4 \text{ Hz}$	3秒程度 (一段上位系統の再 閉路時間以内の検 出が必要)
無効電力 補償方式	(変動要素) 無効電力補償装置電圧設定値 (変動量) 数%程度		
QCモード周波数 シフト方式	(変動要素) 自動電圧調整装置(AVR) 電圧設定値 (変動量) 数%程度(系統周波数変動に応じた変動量)	(検出要素) 周波数変化率 (検出レベル) $\Delta f / \Delta t$ $= 0.08 \sim 0.8 \text{ (Hz/sec)}$	
負荷変動方式	(変動要素) 挿入抵抗量 (変動量) 発電機定格出力の数%程度	(検出要素) 電流分担比 (系統分担電流/総電流) (検出レベル) 数十%程度	
次数間高調波 注入方式	(変動要素) 次数間高調波注入量 (変動量) 系統インピーダンスの監視が可能なレベル	(検出要素) 系統サセプタンス (検出レベル) $-0.01 \sim -0.1 \text{ (s)}$ 程度	

現行記載	影響
<p>技術要件「単独運転防止対策」</p> <p>(特別高圧)</p> <p>○逆潮流がある場合</p> <p>適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。</p> <p>○逆潮流がない場合</p> <p>単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、発電設備の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。</p>	<p>○逆潮流がある場合</p> <p>適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。</p> <p>また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧及び位相差が合致しない場合には、一般送配電事業者からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。</p> <p>○逆潮流がない場合</p> <p>…</p>

現行記載

影響

技術要件「事故時運転継続」

6. 不要解列の防止

(2)事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。

X. 不要解列の防止

(2)事故時運転継続

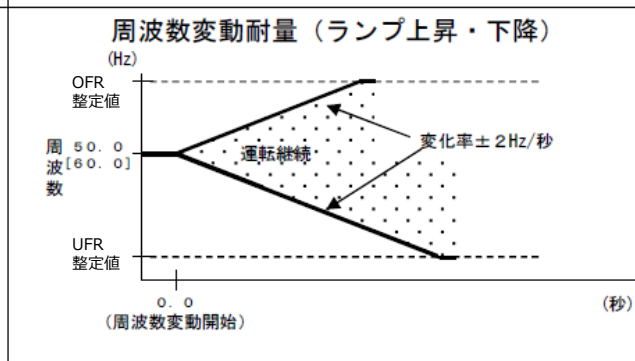
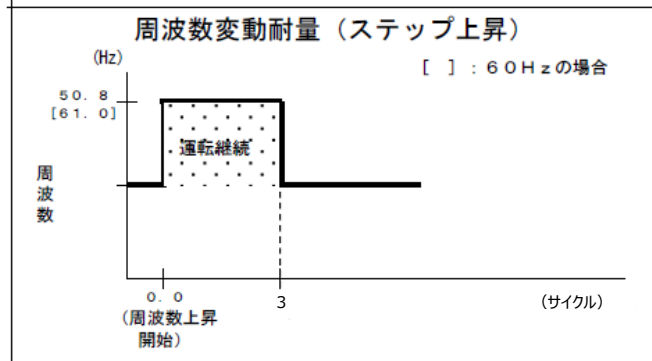
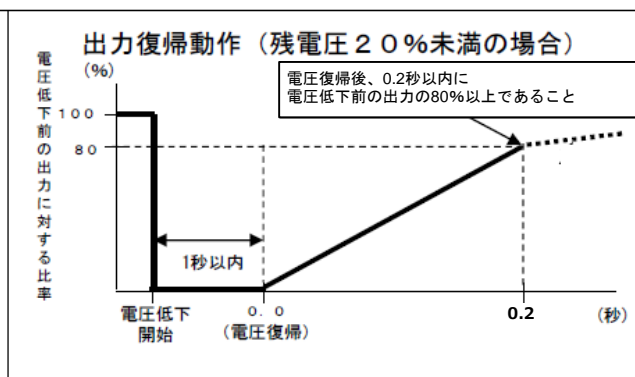
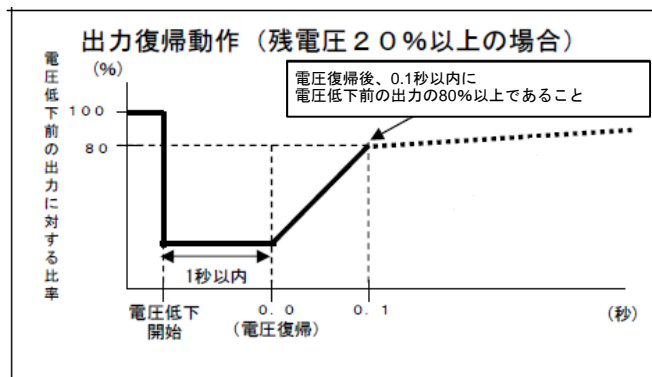
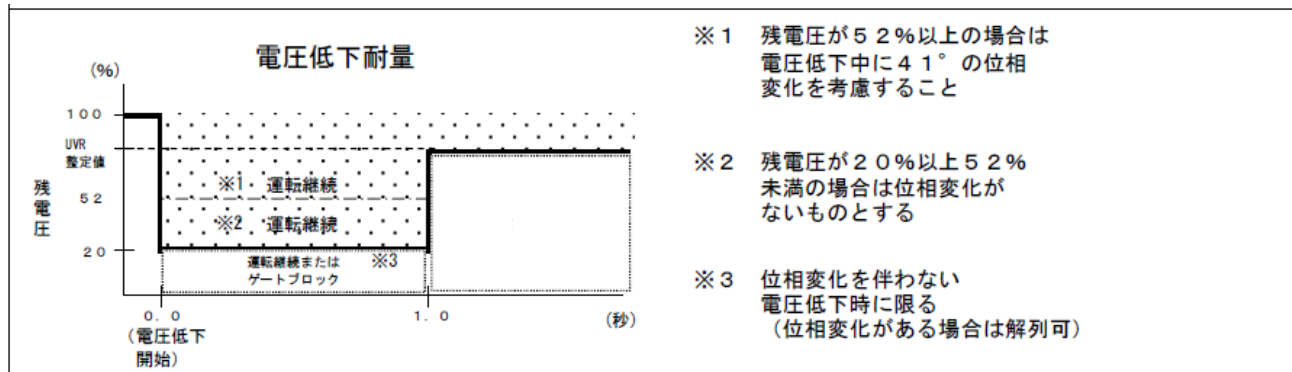
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備の種別毎に定められる次の事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。**なお、満たすべきFRT要件は別表〇〇によります。**

別表 低圧発電設備等のFRT要件

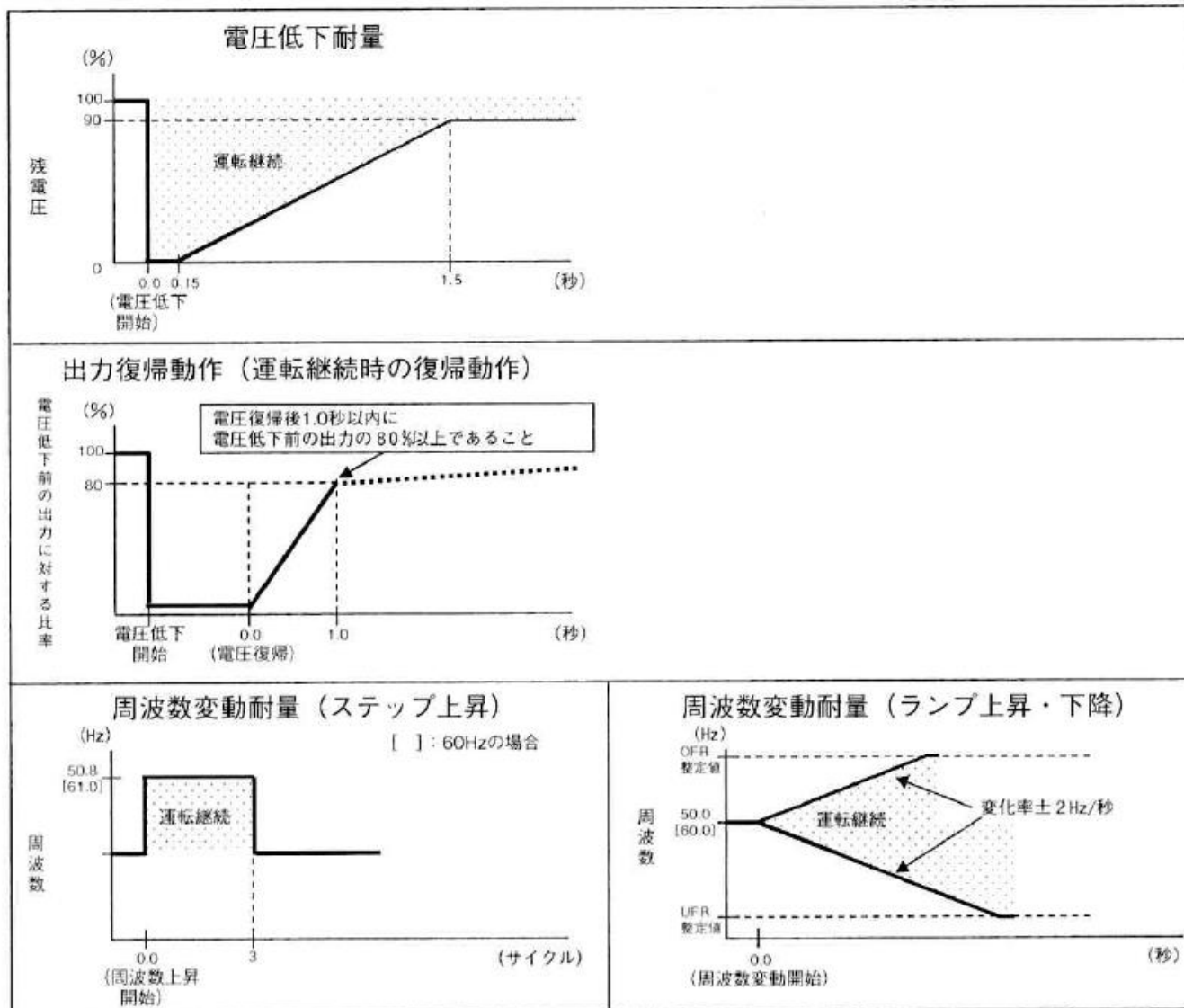
発電設備		電圧低下			周波数変動 (運転継続)			
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続またはゲートブロック)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下 (運転継続)	50Hz 系統	60Hz 系統		
低圧	単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい)。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい)。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
	ガスタービン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
	複数直流入力システム	太陽光 + 蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい)。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下。 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。 (RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため、0.4 秒以内の復帰としてもよい)。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
		燃料電池 + 蓄電池 + がエグツ + 蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	
	三相	太陽光 + 蓄電池 + 燃料電池 + がエグツ	高圧三相に準ずる。		高圧三相に準ずる。		高圧三相に準ずる。	
		風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下。 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰。	・ストップ状に+0.8Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 51.5Hz。 (周波数下限) 47.5Hz。	・ストップ状に+1.0Hz, 3 秒外間継続。 ・リップ上の±2Hz/e _g 。 (周波数上限) 61.8Hz。 (周波数下限) 57.0Hz。	

※発電機能を備えたガスタービン(空調を主目的としたもの)を除く。

低圧：FRT要件のイメージ（太陽光発電設備）



低圧・高圧・特別高圧：FRT要件のイメージ（風力発電設備）



別表 高圧発電設備等のFRT要件

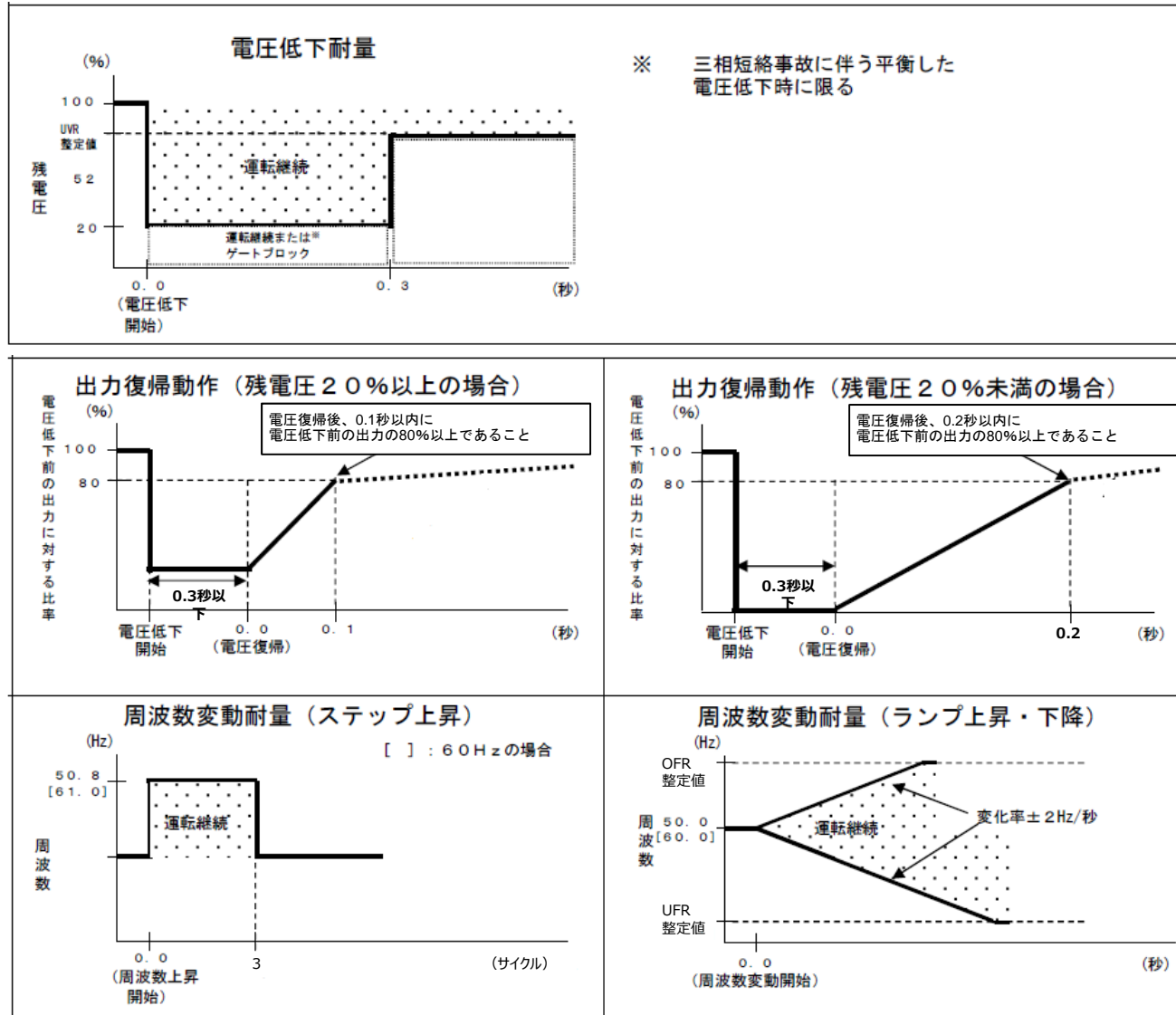
発電設備		電圧低下			周波数変動 (運転継続)		
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	50Hz系統	60Hz系統	
		残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続またはグートロック)	残電圧 52%以上・位相変化 41度以下 (運転継続)			
高圧	単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガソリン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	
	三相	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±0.8Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 51.5Hz, (周波数下限) 47.5Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±1.0Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 61.8Hz, (周波数下限) 57.0Hz
		風力	【*電圧低下時における高圧風力発電設備(三相)のFRT要件】のとおり			<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±0.8Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 51.5Hz, (周波数下限) 47.5Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±1.0Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 61.8Hz, (周波数下限) 57.0Hz
		蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 (RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい) 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±0.8Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 51.5Hz, (周波数下限) 47.5Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±1.0Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 61.8Hz, (周波数下限) 57.0Hz
		燃料電池*	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±0.8Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 51.5Hz, (周波数下限) 47.5Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±1.0Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 61.8Hz, (周波数下限) 57.0Hz
ガソリン (単機出力 35kW以下)	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> 電圧低下継続時間 0.3秒以下 電圧復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±0.8Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 51.5Hz, (周波数下限) 47.5Hz 	<ul style="list-style-type: none"> ストップ状に±1.0Hz, 3サイクル間継続 リップ上の±2Hz/g_e (周波数上限) 61.8Hz, (周波数下限) 57.0Hz 		

*燃料電池にマイクログスケツを組み合わせた発電設備は除く。

*電圧低下時における高圧風力発電設備(三相)のFRT要件

残電圧 0%・継続時間 0.15秒と残電圧 90%・継続時間 1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧の復帰後 1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰すること。

高圧：FRT要件のイメージ（太陽光発電設備）



別表 特別高圧発電設備等のFRT要件

発電設備			電圧低下			周波数変動 (運転継続)	
			三相短絡を想定		二相短絡を想定	50Hz系統	60Hz系統
			残電圧 20%以上 (運転継続)	残電圧 20%未満 (運転継続またはカットバック)	残電圧 52%以上・位相変化 41度以下 (運転継続)		
特別 高圧	単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
		風力					
		蓄電池					
		燃料電池 ガスエンジン					
	三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
		風力					
		蓄電池					
		燃料電池 ガスエンジン					

現行記載	影響
<p>技術要件「発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)」</p> <p>記載なし</p>	<p>1 4. 発電機運転制御装置の付加 (3)早期再並列のための機能 40万kW以上（発電所）※¹の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。 ※¹エリアの個別事情を考慮して別に定める場合がある</p>
<p>技術要件「特定系統単独維持(発電設備単独運転)」</p>	<p>短期での要件化を見送る。</p>

現行記載

影響

技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」

3 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、発電設備の安定に運転できる範囲は、原則として遅れ力率90%～進み力率95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85%以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧）

- (1) 系統安定化，潮流制御のための機能
- (2) 周波数調整のための機能

22. 連絡体制

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりいたします。

3 力率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、**必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更できるものとしていただきます。**

発電設備の安定に運転できる範囲は、原則として遅れ力率90%～進み力率95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85%以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧）

- (1) 系統安定化，潮流制御のための機能
- (2) 周波数調整のための機能
- (3) 電圧調整のための機能**

(a) ○kV以上の系統に連系する発電設備は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

(b) 受電電圧が△kV以下の発電者の発電機でも、必要により、上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

22. 連絡体制

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりいたします。

スーパービジョン：

電圧・無効電力の制御モード

※遠方制御を行う場合など必要により記載

現行記載

影響

技術要件「電圧変動対策(力率設定)」

(低圧)

X. 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては 101 ± 6 V，標準電圧200Vに対しては 202 ± 20 V）以内に維持する必要があります。発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。

(低圧)

X. 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては 101 ± 6 V，標準電圧200Vに対しては 202 ± 20 V）以内に維持する必要があります。なお，電圧規制点は構内負荷機器への影響を考慮し，原則として受電点とします。ただし，系統側の電圧が電圧上限値に近い場合，発電設備等からの逆潮流の制限により発電電力量が低下する場合は，当該発電設備等設置者以外の低圧需要家への供給電圧が適正值を逸脱するおそれがないことを条件として，電圧規制点を引込柱とします。

発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。

また，発電設備等のパワーコンディショナは逆潮流による電圧上昇を抑制する対策として，次に示す対策を行っていただきます。

①発電設備等のパワーコンディショナに，適正電圧範囲内で常に一定の力率【80%～100%（1%刻み）】で進相運転を行う機能（力率一定制御）を有するものを用いること。

②太陽光発電設備（複数直流入力の発電設備含む）については，現時点における標準的な力率値95%に設定すること。ただし，連系点の潮流が順潮流状態の時は，力率を100%に制御してもよい。

なお高圧配電線等の系統状況により個別に力率値を指定する場合には，力率値を変更すること。

現行記載

影響

技術要件「電圧変動対策(力率設定)」

(高圧)

X. 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ ，標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ ）以内に維持する必要があるため，発電設備の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正值を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。

① 発電設備の脱落等により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

② 発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

なお、自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備の進相運転，力率改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御あるいは静止型無効電力補償装置などによる対策であること

(高圧)

X. 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正值（標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ ，標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ ）以内に維持する必要があるため，発電設備の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正值を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。

① 発電設備の脱落等により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限するまたは，適正な電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する自動負荷遮断装置を設置すること。

② 発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正值を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

なお、自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備の進相または遅相運転，力率改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御【80%～100%（1%刻み）】（進相または遅相運転）あるいは静止型無効電力補償装置などによる対策であること。※会議後修正追記

なお、受電点ならびに発電端の力率は，協議により決定することとするが、高圧配電線等の系統状況により個別に力率値を指定する場合には、力率値を変更すること。

この自動電圧調整の手段としては、逆潮流電力の大きさや発電設備等の形式により、以下の4方式などから選択することとなる。

(a) 発電設備等を一定の遅相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサ（一般には開放）で受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者と協議による。）に調整する。

(b) 発電設備等を一定の進相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサで受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者と協議による。）に調整する。

(c) 一定値以上の逆潮流が発生するときに、力率改善用コンデンサを一定値まで減じ、かつ発電設備等の無効電力出力を制御して、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者との協議による。）に調整する。ただし、発電設備等の無効電力出力が限界値となる場合には、有効電力を減ずることで電圧上昇の抑制をするとともに受電点の力率を所定力率に調整する。

(d) PCSの力率一定制御又は静止型無効電力補償装置の制御などにより、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者との協議による。）に調整する。

現行記載

影響

技術要件「発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間」

不要解列の防止

- (1) 保護協調
- (2) 事故時運転継続

不要解列の防止

- (1) 保護協調
- (2) 事故時運転継続
- (3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

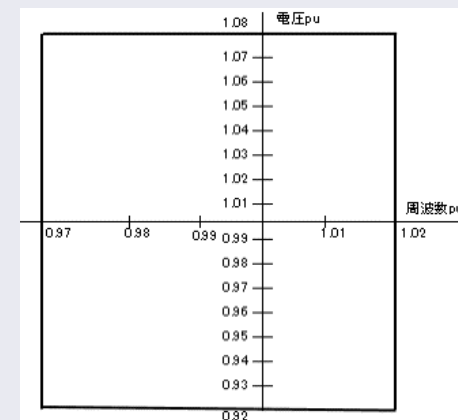
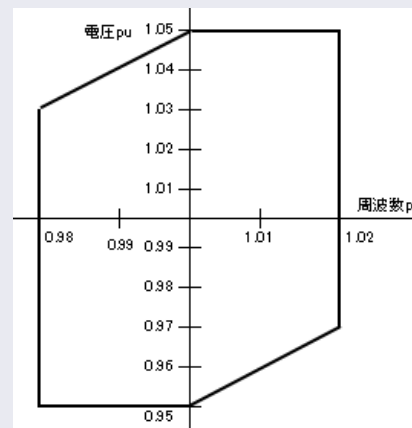
作業停止や需要増加などに伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備を連続運転し、発電設備の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また、これを超える端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備については、対策内容を協議させていただきます。

○同期発電機, 誘導発電機

○逆変換装置



現行記載

影響

技術要件「電圧フリッカの防止」

【低圧】
（発電設備）
なし

【低圧】（発電設備）

X. 電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備の頻繁な解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

①風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

②風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

③単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は一般送配電事業者と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限值の変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

現行記載

影響

技術要件「電圧フリッカの防止」

【高圧】
（発電設備）
なし

【高圧】（発電設備）

X. 電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備の頻繁な解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

①風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下、SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

②風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強などを行うか、専用線による連系とする。

③単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は一般送配電事業者と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより、配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお、ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については、機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

現行記載

影響

技術要件「電圧フリッカの防止」

【特高】（発電設備）
なし

※電圧変動にフリッカに関する記載有

67 電圧変動

(2) 瞬時電圧変動対策

⑥ 発電設備の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

【特高】（発電設備）

X. 電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備の頻繁な解列や出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

①風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置(以下、SVC)の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

②風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル (ΔV_{10}) を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

現行記載	影響
<p>技術要件「事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)」</p> <p>記載なし</p>	<p>** 事故除去時間</p> <p>中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。</p> <p>遮断器：2ㄲ以内</p> <p>保護リレー(短絡・地絡事故除去用)：2ㄲ以内</p> <p>なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。</p>

現行記載

影響

技術要件 「系統安定化に関する情報提供」「事故電流に関する情報提供」

(特別高圧)

20. 発電機定数

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお、標準的な発電機の過渡リアクタンス等は、次のとおりです。

発電機定数	標準的な値 (火力機)
直軸過渡リアクタンス (Xd')	0.2~0.3[pu]※発電機定格容量ベース
直軸同期リアクタンス (Xd)	1.5~1.8[pu]※発電機定格容量ベース
直軸開路過渡時定数 (Tdo')	4.0~8.0[pu]
単位慣性定数 (M=2H)	6.0~9.0[MW・SEC/MVA]

(特別高圧)

20. 発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお、標準的な発電機の過渡リアクタンス等は、次のとおりです。

発電機定数	標準的な値 (火力機)
直軸過渡リアクタンス (Xd')	0.2~0.3[pu]※発電機定格容量ベース
直軸同期リアクタンス (Xd)	1.5~1.8[pu]※発電機定格容量ベース
直軸開路過渡時定数 (Tdo')	4.0~8.0[pu]
単位慣性定数 (M=2H)	6.0~9.0[MW・SEC/MVA]

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

次頁

※必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

現行記載

影響

技術要件 「系統安定化に関する情報提供」「事故電流に関する情報提供」

(高圧)

19. 発電機定数

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

(低圧)

記載なし

(高圧)

19. 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

※必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

次頁

(低圧)

XX. 諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

※必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

次頁

電源種	設備	諸元	連系電圧		
			特高	高圧※1	低圧※1
共通	発電プラント	定格 (定格容量, 定格出力, 台数, 定格電圧)	○	○	○
		最低出力	○	○	
		所内負荷 (定格, 最低)	○	○	
		力率 (定格, 運転可能範囲)	○	○	○
		運転可能周波数の範囲(※), 運転継続時間	○	※のみ	
		単線結線図, 系統並解列箇所	○		○
		発電プラントモデル(原動機の種類, 発電機の種類)	○		
		電気所監視制御方式	○		
	構内設備	自家消費電力の最大値, 最小値	○	○	
		総合負荷力率	○	○	
		電動機容量 (高圧・低圧)	○		
		電灯容量	○		
		高調波発生機器と高調波対策資料 電圧フリッカの発生減と対策設備資料	○	○	○
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格 (定格容量, 定格電圧)	○	○	
		インピーダンス(タップ電圧毎) (※: 変圧器定格容量 ^へ -s)	○	※のみ	
		励磁特性曲線	○		
		制御方式・整定値	○	○※ ²	
	調相設備	定格 (容量, 台数)	○	○	
		制御方式・整定値	○		
	アクセス線・構内線路	インピーダンス, アドミタンス	○		
	遮断器	定格 (遮断電流, 遮断時間)	○	○	
		自動同期検定装置の有無	○	○	
	保護装置	設置要素	○	○	○
		発電設備故障対策事故除去 仕様	○		
		構内保護事故除去 設置場所	○	○	○
		系統側短絡・地絡事故対策事故除去 設置相数	○	○	○
		解列箇所	○	○	○
単独運転防止対策 整定範囲		○	○	○	
脱調保護 整定値		○	○	○	
遮断失敗保護 CT比・VT比		○	○		
周波数低下防止 シーケンスブロック		○	○	○	
単独系統の安定運転維持 送電線再閉路方式		○			
記録 電気現象記録装置		○			
誘導機		発電プラント	拘束リアクタンス	○	○
	限流リアクトル容量		○	○	
	限時リアクトルインピーダンス		○		
	慣性定数		○		
	定格すべり 等価回路定数		○		

電源種	設備	諸元	連系電圧		
			特高	高圧※1	低圧※1
同期機 共通	発電プラント	各種内部リアクタンス (※飽和値・不飽和値)	○	○ ※以外	
		各種短絡時定数・開路時定数	○	○	
		慣性定数(発電機+タービン)	○	○	
		制動巻線の有無	○	○	
		飽和特性	○		
		可能出力曲線	○		
		発電機軸モデル	○		
		発電機プラントモデル, モデル構築に必要なプラント 制御系の各種定数 (ボイラ, タービン, 水車等) 並解列所要時間 (平常時, 事故時)	○		
		ガバナ系ブロック (調定率, GF幅, CV, ICVモデルを含む)	○	○	
		LFC・発電機出力制御ブロック	○		
	制御装置	EDC変化速度 (出力毎)	○		
		LFC幅・変化速度 (出力毎)	○		
		出力キープタイム (出力毎, 上げ下げ)	○		
		励磁装置の形式(直流・交流・サイリスタ・他) 応答速度 (超速励磁か否か)	○		
		励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR)	○	○	
		FRT用件の適用有無		○	
		過励磁保護59V/Fブロック	○		
		OEL, UELブロック	○		
		揚水待機・開始所要時間	○		
		上ダム・下ダム運用可能水位	○		
水力	発電プラント 制御装置	電水比 (kW/(m ³ /s))	○		
		メーカ- , 型式	○	○	○
逆変換 装置	発電プラント 制御装置	単独運転検出方式, 整定値		○	○
		逆変換装置の容量	○	○	○
		通電電流制限値	○	○	
		系統事故時の力率制御時間	○		
		3相事故時の事故電流 (大きさ, 供給時間)	○		
		1,2相事故時の事故電流 (大きさ, 供給時間)	○		
		FRT用件の適用有無	○	○	○
風力	発電プラント 制御装置	無効電力制御方式, 整定値	○		
		慣性力供給能力	○		
		周波数調定率設定可能範囲, 不感帯設定可能範囲	○		
		発電機の出力特性 出力変動対策の方法	○		
蓄電池 二次 励磁機	発電プラント	蓄電池, ウィンドファームコント-ラの有無	○	○※ ²	○※ ²
		蓄電容量	○	○※ ²	○※ ²
		拘束リアクタンス	○	○	

現行記載

影響

技術要件「慣性力に関する情報提供」

20. 発電機定数

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

22. 連絡体制

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします（以下関連個所）

- ・発電機並列用遮断器の開閉状態（スーパービジョン）

20. 発電機定数

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

22. 連絡体制

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします（以下関連個所）

- ・発電機並列用遮断器の開閉状態※1（スーパービジョン）

※1慣性把握のため、最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

発電者設備	情報種別	旧情報内容	新情報内容
受電電圧が 66kV以上 の場合	スーパー ビジョン	連系用遮断器の開閉状態	同左
		発電機並列用遮断器の開閉状態	発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態	同左
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示	
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示	
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態	
		線路側断路器の操作機能ロック状態	
	ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3		
	テレメータ	各発電機毎の有効電力と無効電力(受電電圧275kV以上 または定格出力が概ね100MW以上の場合)	同左
		連系する母線の電圧(受電電圧275kV以上または定格出 力が概ね100MW以上の場合)	
		受電地点の有効電力と無効電力	
		受電地点の電力量	
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）	
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）	
	※1 ナセルで計測する風向・風速	※1～3 同左 ※4 慣性把握のため、最小単位の発電設備 1 台毎に設置し ていただきます。	
	※2 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可 能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な 発電設備の台数		
	※3 ケーブル事故区間検出装置の動作表示は、受電保護リレーの 保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。		

現行記載

影響

技術要件「発電設備の運転可能周波数(低下側)」

(低圧)

3. 運転可能周波数

発電設備の運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT 要件の適用を受ける発電設備は 47.5Hz、それ以外は 48.5Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調 が取れる範囲の最大値とすること（協調が取れる範囲の最大値：2 秒）

(高圧)

2. 運転可能周波数

発電設備の運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT 要件の適用を受ける発電設備は 47.5Hz、それ以外は 48.5Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調 が取れる範囲の最大値とすること（協調が取れる範囲の最大値：2 秒）

(低圧)

3. 運転可能周波数

発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では 10 分程度以上、48.0Hz では 1 分程度以上とすること。周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT 要件の適用を受ける発電設備は 47.5Hz、それ以外は 48.5Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調 が取れる範囲の最大値とすること（協調が取れる範囲の最大値：2 秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。

また、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

(高圧)

2. 運転可能周波数

発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では 10 分程度以上、48.0Hz では 1 分程度以上とすること。周波数低下リレーの整定値は、原則として、FRT 要件の適用を受ける発電設備は 47.5Hz、それ以外は 48.5Hz とし、検出時限は自動再閉路時間と協調 が取れる範囲の最大値とすること（協調が取れる範囲の最大値：2 秒）

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備については、これによらない。

また、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。