

系統連系規程への反映

2022年3月28日

電力広域的運営推進機関

改定案の記載内容の詳細については、JESC作業会へ一任させていただくため、記載はイメージとなります。

第1章 総則

第1節 通則

1-1 目的

1. 目的
2. 基本的な考え方

1-2 適用の範囲と連系の区分

1. 適用の範囲
2. 連系の区分
3. 発電設備等の一設置者当たりの電力容量
4. 逆潮流の有無
5. 瞬時連系への対応
6. 既設発電設備等への対応

1-3 単独運転防止の考え方

第2節 用語の解説

1. 系統の種類
2. 系統及び発電設備等の状態
3. 装置
4. 機能・方式
5. その他

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

※今回対象なし

第2章 連系に必要な設備対策

第1節 共通の事項

1-1 電気方式

1. 基本的な考え方
2. 系統と異なる電気方式の連系
3. 3極に過電流引き出し素子を有する遮断器の設置

1-2 力率

1. 基本的な考え方
2. 低圧配電線との連系
3. 高圧配電線との連系
4. スポットネットワーク配電線との連系
5. 特別高圧電線路との連系
6. 力率計算の例
7. 誘導発電機又は他励式の逆変換装置を用いる場合

1-3 高調波

1. 高調波
2. 高周波

1-4 設備の整定値・定数等の設定

1. 基本的な考え方
2. 運転可能周波数範囲
3. 昇圧用変圧器と発電機の定数

1-5 発電出力の抑制

1. 基本的な考え方
2. 火力発電設備及びバイオマス発電設備に求める発電出力抑制

1-6 並列時許容周波数 ※「発電設備の並列時許容周波数」反映

1. 基本的な考え方
2. 並列時許容周波数範囲

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

※今回対象なし

※高圧・低圧に関する記載内容・記載時期調整要

改定案

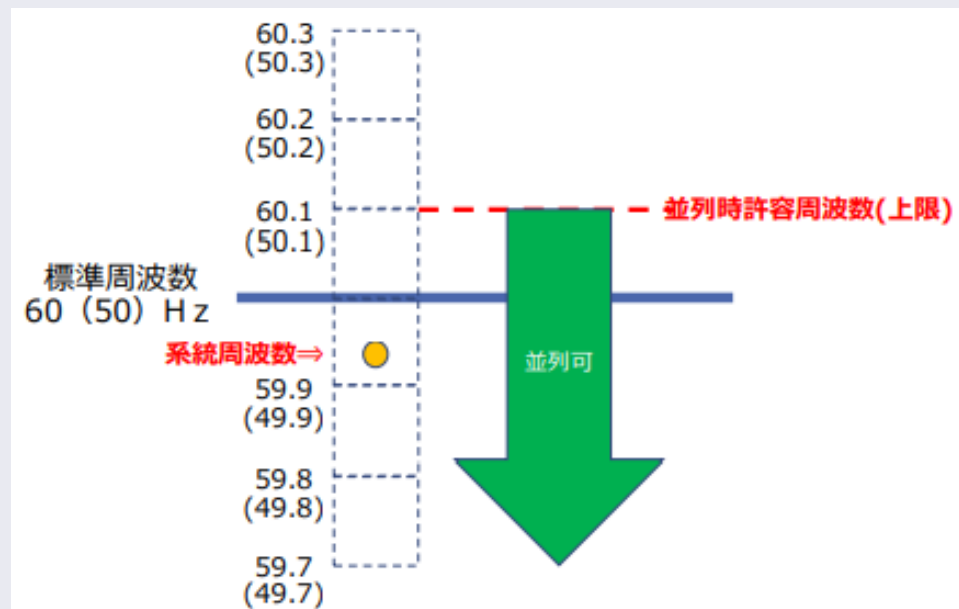
1-6 並列時許容周波数 ※高圧・低圧に関する記載内容・記載時期調整要

1. 基本的な考え方

再生可能エネルギーの導入拡大に伴って、大型・集中電源の周波数調整能力が減少する一方で、(無制約)に系統並列する分散型電源が増加することは、系統安定・周波数品質への影響が懸念される。特に、系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電設備等が並列すると、更なる周波数上昇を助長することになるため、系統安定を大きく乱すことが懸念される。このため、並列時の周波数範囲を一般送配電事業者からの求めに応じて、適切な数値に設定する必要がある。

2. 並列時許容周波数範囲

並列時の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)とすること。ただし、離島など系統固有の事由等がある場合には、一般送配電事業者と発電設備等設置者の個別協議により決定する。



2. 系統連系規程への反映(低圧)

第2章 連系に必要な設備対策 第2節 低圧配電線との連系要件

2-1 保護協調

1. 保護協調の目的
2. 保護協調の設置
3. 高低圧混触事故対策
4. 単独運転防止対策
5. 事故時運転継続
6. 保護装置の設置場所
7. 解列箇所
8. 保護リレーの設置相数
9. 変圧器
10. その他
11. 発電設備等設置者保護装置（低圧連系）構成例

2-2 電圧変動

1. 常時電圧変動
2. 瞬時電圧変動
3. 電圧フリッカ

2-3 短絡容量

2-4 連絡体制

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

※今回対象なし

第2章 連系に必要な設備対策 第3節 高圧配電線との連系要件

3-1 保護協調

1. 保護協調の目的
2. 保護協調の設置
3. 単独運転防止対策
4. 事故時運転継続
5. 保護装置の設置場所
6. 解列箇所
7. 保護リレーの設置相数
8. 自動負荷制限
9. 線路無電圧確認装置の設置
10. その他
11. 発電設備等設置者保護装置（高圧連系）構成例

3-2 逆潮流の制限

3-3 電圧変動・出力変動

1. 常時電圧変動 ※「電圧変動対策(力率設定)」反映 ※記載時期調整要
2. 瞬時電圧変動
3. 電圧フリッカ
4. 出力変動

3-4 短絡容量

1. 短絡容量対策の必要性
2. 交流発電設備の短絡容量の計算
3. 逆変換装置を用いた発電設備等の短絡容量の計算

3-5 連絡体制

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

※今回対象なし

改定案

3-3 電圧変動 1. 常時電圧変動 ※記載時期調整要

(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。

第2章 連系に必要な設備対策 第5節 特別高圧電線路との連系要件

5-1 保護協調

1. 保護協調の目的※「事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)」、「発電設備の運転可能電圧範囲と継続時間」反映
 2. 保護協調の設置
 3. 単独運転
 4. 事故時運転継続
 5. 保護装置の設置場所
 6. 解列箇所
 7. 保護リレーの設置相数
 8. 自動負荷制限・発電抑制
 9. 線路無電圧確認装置の設置
10. 発電機運転制御装置の付加 ※技術要件 「「電圧・無効電力制御(運転制御)」反映
- 1.1. 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施
 - 1.2. その他
 - 1.3. 発電設備等設置者保護装置(特別高圧連系)構成例

凡例

黒字：既設技術要件

赤字：今回記載内容修正追記

5-2 電圧変動・出力変動

1. 常時電圧変動
2. 瞬時電圧変動
3. 電圧フリッカ
4. 出力変動 ※技術要件 「周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)」反映

5-3 短絡容量

1. 短絡容量対策の必要性
2. 交流発電設備等の短絡容量の計算
3. 逆変換装置を用いた発電設備等の短絡容量の計算

5-4 連絡体制

1. 保安通信用電話設備の設置
2. 遠方監視

改定案

5-1 保護協調 10. 発電機運転制御装置の付加

(2) 運転制御装置に求められる機能の例

発電設備等に必要な運転制御装置に求められる機能には、以下に示すものなどがある。

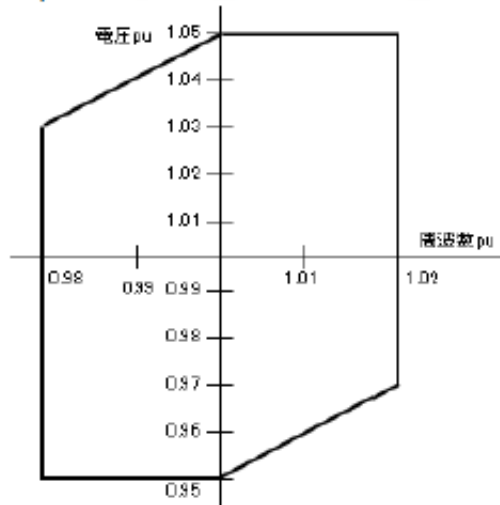
- a. 系統の安定度維持機能向上のための機能
- b. 潮流制御や周波数調整のための機能
- c. 系統の安定運用に資する風力発電設備の機能
- d. 系統の安定運用に資する太陽光発電設備の機能
- e. 電圧調整のための機能

改定案

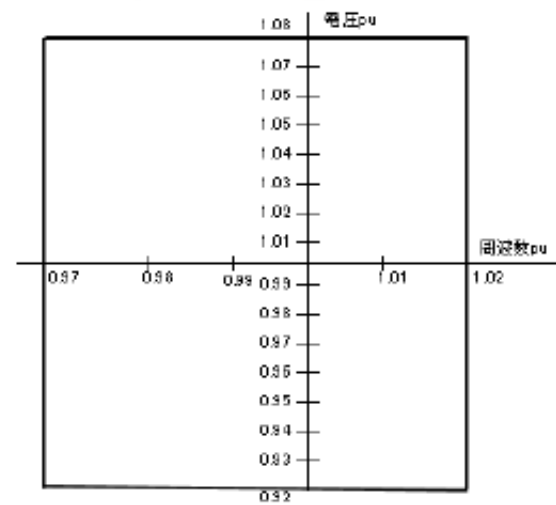
5-1 保護協調 ○○電圧・周波数変動による不要解列の防止

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、一定の電圧・周波数範囲内においては発電設備等は運転を継続するものとする。

○同期発電機, 誘導発電機の端子電圧変動範囲



○逆変換装置の端子電圧変動範囲



改定案

5-1 保護協調 ○○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する。

遮断器：2ㄱ以内

保護リレー(短絡・地絡事故除去用)：2ㄱ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一般送配電事業者と発電事業者の間で個別協議とする場合がある。

改定案

5-2 電圧変動・出力変動 4. 出力変動 ※タイトル変更も含めて検討

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う。

(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、ウイ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、対策を一般送配電事業者と発電事業者の間で協議する。
- 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、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%の範囲で一般送配電事業者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、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%の範囲で一般送配電事業者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%の範囲で一般送配電事業者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、対策適用範囲外とする。

<周波数変動の抑制対策(上昇側)の要求仕様(注)>

特性	設定項目	設定範囲例	備考
周波数変動が低下した領域で、定率に設定された出力変動率を超過する場合は、出力変動率を抑制し、必要に応じて出力変動率を抑制する。	周波数変動率	2~5%(%)	
周波数変動率 (注) $(\frac{f - f_0}{f_0}) \times 100 \leq 100 \times 5.0\%$	最大周波数	51.5Hz/61.8Hz	【FRT要件】に準じ
Active power 出力変動率 出力変動率 出力変動率	周波数変動率 出力変動率 出力変動率	10%(最低出力)~100% 出力変動率 出力変動率	
周波数変動率 (不感帯)	開始周波数 (不感帯)	50.1~50.3Hz(0.1Hz) 60.1~60.3Hz(0.1Hz)	
周波数変動率	周波数変動率	2秒以内に出力変動を開始し、10秒以内に出力変動を完了すること。なお、調定率は、2~5%の範囲で一般送配電事業者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。	
設定変更	周波数変動率	選択可能	指定値 【FRT要件】 設定

<周波数変動の抑制対策(低下側)の要求仕様(注)>

特性	設定項目	設定範囲例	備考
周波数変動が低下した領域で、定率に設定された出力変動率を超過する場合は、出力変動率を抑制し、必要に応じて出力変動率を抑制する。	周波数変動率	2~5%(%)	
周波数変動率 (注) $(\frac{f - f_0}{f_0}) \times 100 \leq 100 \times 5.0\%$	最小周波数	47.5Hz/57.2Hz (北角部247.0Hz)	【FRT要件】に準じ
Active power 出力変動率 出力変動率 出力変動率	周波数変動率 出力変動率 出力変動率	10%(最低出力)~100% 出力変動率 出力変動率	
周波数変動率 (不感帯)	開始周波数 (不感帯)	49.7~49.9Hz(0.1Hz) 59.7~59.9Hz(0.1Hz)	
周波数変動率	周波数変動率	2秒以内に出力変動を開始し、10秒以内に出力変動を完了すること。なお、調定率は、2~5%の範囲で一般送配電事業者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。	
設定変更	周波数変動率	選択可能	指定値 【FRT要件】 設定

【参考】系統連系規程への反映（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」	
記載なし	影響なし
技術要件「発電出力の遠隔制御」	
記載なし	影響なし

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)」

記載なし

系統連系技術要件と合わせた記載に変更する。

＜参考 系統連系技術要件改定案＞

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う。

(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%の範囲で一般送配電事業者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%の範囲で一般送配電事業者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、対策適用範囲外とする。

現行記載

影響

技術要件「発電設備の制御応答性」

10. 発電機運転制御装置の付加

(1) 運転制御装置の設置

100kV以上の特別高圧電線路については、電力の安定供給確保の観点から他の電線路に比べて厳しい検討管理が求められる。したがって、100kV以上の特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化などの対策が必要な場合には、発電設備等の運転制御装置を設置する。ただし、100kV未満であっても連系する系統の条件によっては発電設備等の運転制御装置が必要となる場合がある。

影響なし

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)」	
8.自動負荷制限・発電抑制 (1)発電設備等の脱落による自動負荷制限	現行の規程において「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」の対策については記載されていないことから、本要件を系統連系技術要件に加えた際に当該規程を 変更する必要はない と考えられる。
技術要件 「発電出力一定維持」「発電出力低下限度」	
10. 発電機運転制御装置の付加 (1) 運転制御装置の設置 特別高圧電線路については、電力の安定供給確保の観点から厳しい検討管理が求められる。したがって、特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の対策が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。	追記・変更なし
技術要件 「発電設備の並列許容周波数」	
記載なし	系統連系技術要件と合わせた記載に変更する。 <参考 系統連系技術要件改定案> 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。
技術要件 「単独運転防止対策」	
系統連系規程の明文化のため、記載省略	系統連系規程の明文化のため、現行記載を変更する必要なし。

現行記載	影響
<p>技術要件「事故時運転継続」</p> <p>系統連系規程の明文化であり、記載ページが多数ページにわたるため記載省略</p> <ul style="list-style-type: none"> ・特別高圧：第2章 5-1. 保護協調 4. 事故時運転継続 ・高圧：第3章 3-1. 保護協調 4. 事故時運転継続 ・低圧：第2章 2-1. 保護協調 5. 事故時運転継続 	<p>系統連系規程の明文化のため、現行記載を変更する必要なし。</p>
<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>10. 発電機運転制御装置の付加</p> <p>(1) 運転制御装置の設置</p> <p>特別高圧電線路については、電力の安定供給確保の観点から厳しい検討管理が求められる。したがって、特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の対策が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。</p>	<p>影響なし</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)」

5. 特別高圧電線路との連系

(1) 逆潮流が無い場合

発電設備等が系統に連系した場合の力率は、約款などでの標準的な力率の考え方に準拠して、受電点における力率を85%以上とし、かつ系統側から見て進み力率とならないこととする。

(2) 逆潮流が有る場合

2. 低圧配電線との連系(2)逆潮流が有る場合に準じる。ただし、発電設備等設置者の受電点における力率は、系統の電圧を適正に維持できるように定めるものとする。

10. 発電機運転制御装置の付加

(1) 運転制御装置の設置

特別高圧電線路においては、電力の安定供給確保の観点から厳しい系統管理が求められる。したがって、特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の対策が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。

(2) 運転制御装置に求められる機能の例

発電設備等に必要な運転制御装置に求められる機能には、以下に示すものなどがある。

- a. 系統の安定度維持機能向上のための機能
- b. 潮流制御や周波数調整のための機能

「5.特別高圧電線路との連系」については現行の記載を変更する必要なし。

「10. 発電機運転制御装置の付加」については以下の通り修正

(2) 運転制御装置に求められる機能の例

発電設備等に必要な運転制御装置に求められる機能には、以下に示すものなどがある。

- a. 系統の安定度維持機能向上のための機能
- b. 潮流制御や周波数調整のための機能
- c. 系統の安定運用に資する風力発電設備の機能
- d. 電圧調整のための機能

現行記載

影響

技術要件 「電圧変動対策(力率設定)」

系統連系規程の明文化のため、記載省略

系統連系規程の明文化のため、現行記載を変更する必要なし。
ただし、高圧は遅相も要求するため、明記する。

(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。

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」**

記載なし

系統連系技術要件と同様の追記

<参考 系統連系技術要件改定案>

5. 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、一定の電圧・周波数範囲内においては発電設備等は運転を継続するものとする。

現行記載

影響

技術要件「電圧フリッカの防止」

第2節 低圧配電線との連系要件

2-1 保護協調

4. 単独運転防止対策

(2) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

b. 単独運転検出機能を有する装置の設置

(a) 単独運転検出機能の各方式の概要

～略～

ウ. 新型能動的方式

(ア) ステップ注入付周波数フィードバック方式

～略～

この無効電力の発振を抑制する対策として、無効電力発振の予兆を検出し無効電力の注入を一時的に停止する無効電力発振抑制機能を具備する必要がある。なお、電圧フリッカ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を変更し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。

現行記載を変更する必要はなし

系統連系規程明文化のため

技術要件「事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)」

記載なし

系統連系技術要件と合わせた記載に変更する。

<参考 系統連系技術要件改定案>

** .事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度性確保、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㉵以内

保護リレー(短絡・地絡事故除去用)：2㉵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。

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」	
記載なし	影響なし
技術要件「慣性力に関する情報提供」	
<p>5-4 連絡体制</p> <p>2. 遠方監視</p> <p>60kV以上の特別高圧電線路と連系する場合であって、系統運用操作上で必要な場合（出力容量に関係なく系統運用上の観点からの必要性）は、スーパービジョン及びテレメータを設置し、発電設備等の運転情報、遮断器の開閉情報などの系統運用上必要な情報を給電所と発電設備等の設置者の間で相互に交換するものとする。なお、このような機器を設置することは、発電設備等設置者の過度な負担となるため、逆潮流のある場合に限定することとする。また、このための伝送路は保安通信用電話設備回線と兼用することを前提とする。</p>	影響なし

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)」

1. 基本的な考え方

系統故障などにより系統に接続されている発電設備等が脱落したりすると周波数が大幅に低下する可能性がある。その際、系統に連系する発電設備等が運転限界に達し、系統から解列すると、周波数低下が助長され、連鎖脱落を招く可能性がある。このため、運転可能周波数範囲を一般送配電事業者からの求めに応じて、2. 運転可能周波数範囲に示す数値に設定する必要がある。

ただし、これによりがたい場合には、可能な限り周波数低下の助長を回避・低減するように、一般送配電事業者と十分な協議を行い、適切な数値を設定する必要がある。協議が必要な例としては、次のようなものがある。

- ・連系する系統規模に起因する特殊事情がある場合
- ・製品の生産継続、事業継続、品質維持、設備保安等を目的として自立運転を行う場合
- ・同一受電点において発電設備と併設している負荷設備の機器耐量を満たすことが技術的に困難な場合

2. 運転可能周波数範囲

周波数低下時における発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、以下の数値を満たす設定とすること。

(1)連続運転可能周波数は、48.5Hz（50Hz系統）、58.2Hz（60Hz系統）を超える周波数領域であること。

(2)運転可能周波数は、47.5Hz（50Hz系統）、57.0Hz（60Hz系統）以上の周波数領域であること。なお、運転継続時間は、48.5Hz（50Hz系統）、58.2Hz（60Hz系統）では少なくとも10分以上、48.0Hz（50Hz系統）、57.6Hz（60Hz系統）では少なくとも1分以上であること。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、高低圧連系で交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンでは、周波数低下時に出力を調整する機能の開発が必要となるため、メーカーの開発期間を考慮し、2024年4月以降に連系協議する設備より適用とするが、電力レジリエンス向上の観点から製品開発においては可能な限り早期の適用を目指すこと。

系統連系規程の明文化のため、現行記載を変更する必要なし。

今後修正の可能性あり

現行記載	影響
<p>技術要件「電圧変動対策(瞬時電圧低下)」</p> <p>記載なし</p>	<p>系統連系技術要件と同様の追記</p> <p>○、その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流により、系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱する恐れが場合は、その抑制対策を実施すること。</p>