

個別技術要件検討 「電圧・無効電力制御(運転制御)」

2021年9月16日

電力広域的運営推進機関

1. 個別技術要件の検討

- ① 論点整理
- ② 発電側の対策（低圧、高圧、特別高圧）
- ③ 発電側関連団体の意見
- ④ 系統側の対策
- ⑤ 比較・検討結果
- ⑥ 遡及適用検討結果

2. 他の規程への影響

3. 運用・市場コードの観点からの検討

4. 詳細検討資料

- ① 定量評価、解析結果等
- ② 系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）
- ③ その他
- ④ 確認事項

① 論点整理

■ 現在の対応状況

- 主に基幹系統に接続される火力等の大型・集中電源が、系統全体のベースとなる電圧を維持しつつ、電圧調整能力を提供しており、系統側の電圧調整設備（調相設備やSVCなど）と合わせて、需給・系統状況の変化に対して、系統の適正電圧を維持している。また、PVなどに適用されている力率一定制御は、基本的に固定力率となっており、系統状況の変化に対する柔軟な電圧変動対応が難しい。

■ 2030年時点に想定される課題、その後の課題と提言

(発電側)

- 電圧安定性の低下に伴う送電容量低下によって発電抑制が増加することや、系統電圧の適正範囲から逸脱し需要家へ支障を及ぼすなどの懸念が出る可能性がある。

(系統側)

- 再エネ電源の導入拡大に伴って、既存の大型・集中電源による電圧維持・調整能力が減少していくおそれがあるとともに、系統電圧維持のために求められる適正な力率の値が変わってくることが考えられる。

■ 要件化の必要性およびメリット

- 再エネ電源を含めた発電設備からの無効電力を設備に支障が無い範囲で有効活用し、系統の電圧維持・調整能力を確保するため、無効電力を調整できる機能の具備を系統連系技術要件に定める。
- 再生可能エネルギー電源の導入拡大に伴い、大型・集中電源の調整能力が減少した状況において、**電圧安定性の低下に伴う送電容量低下での発電抑制増加を回避することができる（発電機会損失の低減）**。なお、基幹系統に接続される多くの電源がこれまで対応してきたことから、費用対効果は非常に大きい。

②発電側の対策

- 発電事業者が取り得る対策で短期的（3年程度）に適用可能な対策として、以下の（1）を検討した。

（1）電圧・無効電力制御(運転制御)

（対象電源種：**特別高圧の全電源種** 対象容量：**特別高圧の全容量**）

（特別高圧）

- 基幹系統※1へ接続する発電設備 ※1：一般的に187（沖縄は132）kV以上

以下の機能のうち、一送が必要と判断した機能を具備し、設備に支障が無い範囲で無効電力を調整できること。

- ・一送が指定する電圧に応じた運転を可能とする機能
- ・一送が指定する無効電力または力率に応じた運転を可能とする機能
- ・制御目標値の遠方制御機能
- ・制御モードの遠方変更機能

- 基幹系統より下位の電圧階級に接続する発電設備

- ・力率一定制御を行う発電設備は、一送の求めに応じて、運転可能な力率範囲において力率設定値を変更できること。
- ・なお、系統の電圧維持に必要と一送が判断した場合は、基幹系統と同様に機能具備する。

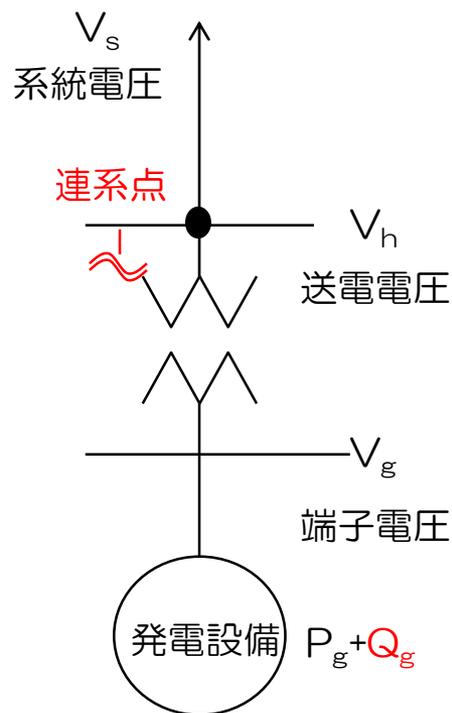
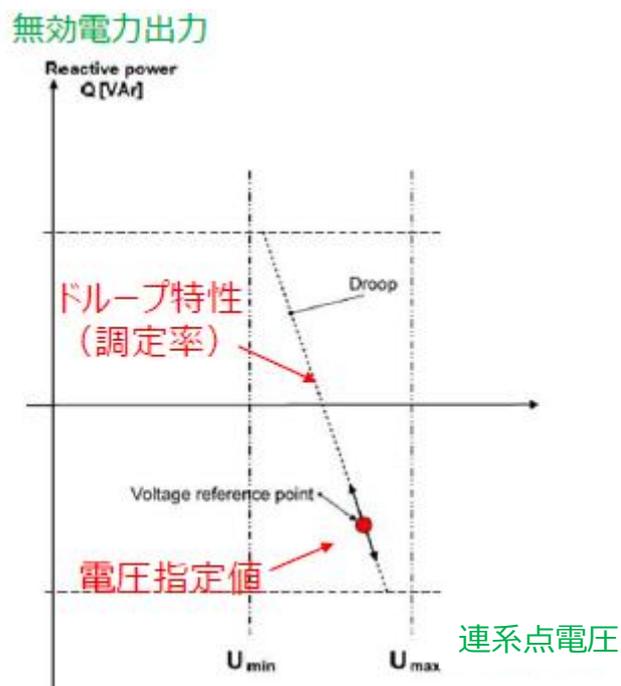
（高圧）（低圧）・・・「継続検討（中長期）」（力率一定制御については「電圧変動対策」にて検討）

② 発電側の対策

<一送が指定する無効電力に応じた運転を可能とする機能>

○ Volt-Var制御

- ・制御概要：連系点の電圧値を検出し、電圧指定値との差分に応じてドロップ特性（調定率）に沿って発電設備の無効電力出力を制御。ドロップ特性は各一送から指定。
- ・電圧指定値の指定方法：一送からオンラインでの指定、パターン設定、電話連絡のいずれか
- ・発電側で必要な装置・機能：
制御概要に記載の制御を可能とする装置、電圧指定値の指定方法に応じて指定値を制御へ反映する機能



② 発電側の対策

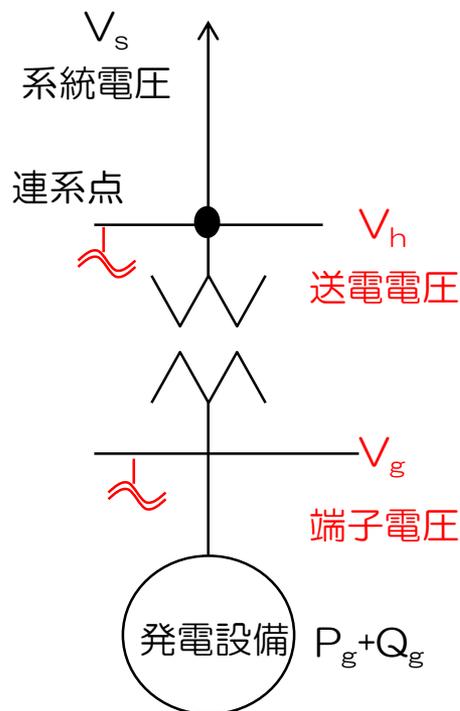
<一送が指定する無効電力に応じた運転を可能とする機能>

○ 電圧一定制御

※ **太陽光などPCS電源については除外とする**

- ・制御概要：発電設備の端子電圧または送電電圧を指定の値となるよう制御
- ・電圧指定値：一送からオンラインでの指定(または上げ/下げ指令)、パターン設定、電話連絡のいずれか
- ・発電側に必要な装置・機能：

制御概要に記載の制御を可能とする装置、電圧指定値の指定方法に応じて指定値を制御へ反映する機能



②発電側の対策

<一送が指定する無効電力に応じた運転を可能とする機能>

○無効電力一定制御

- ・制御概要：発電設備の無効電力出力を指定の値となるよう制御
- ・無効電力指定値の指定方法：
 - 一送からオンラインでの指定（または上げ/下げ指令）、パターン設定、電話連絡のいずれか
- ・発電側に必要な装置・機能：
 - 制御概要に記載の制御を可能とする装置、無効電力指定値の指定方法に応じて指定値を制御へ反映する機能

○力率一定制御

- ・制御概要：発電設備の力率を指定の値となるよう制御
- ・力率指定値の指定方法：
 - 一送からオンラインでの指定(または上げ/下げ指令)、パターン設定、電話連絡のいずれか
- ・発電側に必要な装置・機能：
 - 制御概要に記載の制御を可能とする装置、力率指定値の指定方法に応じて指定値を制御へ反映する機能

②発電側の対策

- 対象電源種および対象容量の選定理由を下記に記載する。

(選定理由)

- ・特別高圧（対象電源種：**特別高圧の全電源種** 対象容量：**特別高圧の全容量**）

基幹系統については潮流変化が大きく、送電線が長距離となることなどから電圧変動が大きくなる一方で、その電圧変動の影響が下位系統へ広く及ぶことから、適正電圧の維持が系統全体の安定運用のために特に重要となってくるため、基幹系統に接続される発電設備については、電源種・容量によらず、系統状況に応じた無効電力調整能力を求める。

また、基幹系統より下位の電圧階級の系統へ接続する発電設備についても、今後の再エネ電源の導入拡大を見据え、電源種・容量によらず力率一定制御を行う場合は、接続系統への新規再エネ接続などによる系統状況の変化に適応できるよう、力率設定値の変更を可能とする。

- ・高圧、低圧・・・「継続検討（中長期）」

高低圧については、今後の電源構成の動向を踏まえ継続検討とする。

なお、力率一定制御については「電圧変動対策」にて検討

1. 個別技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」の検討

③発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
火原協	総括	<ul style="list-style-type: none"> 技術面：<u>既設と同レベルの要求であり、技術的課題は無い</u>と思われる。 費用面：システムの要求により設置するものであり、<u>追加費用の公平な負担の仕組みについて検討が必要</u>。
	対象	「—」
	技術	<ul style="list-style-type: none"> 既設と同レベルの要求であり、技術的課題は無いと思われる。
	費用	<ul style="list-style-type: none"> システムの要求により設置するものであり、<u>追加費用の公平な負担の仕組みについて検討が必要</u>。
	その他	<ul style="list-style-type: none"> 今後の電力システムの状況変化により無効電力のコントロールがより一層必要になるのであれば市場化等を検討するのが妥当。 現行、電力システムの状況により発電機側の対応は全国一律となっていない。<u>今回の改定案では、場合によって既設レベルを超えることになっている。電圧・無効電力の制御は、系統側のニーズに基づき行われるものであり、接続コードとしてはAVRの具備に留めるのが妥当である</u>と考える。
自家発電	総括	<ul style="list-style-type: none"> 技術面：<u>中小容量の自家発電設備（同期発電機）は調達コストの関係から発電機の定格力率は0.9~1の間であるものも多く、十分な無効電力の供出が困難な場合があります。要求によっては有効電力を犠牲にしなければならない事態が発生する可能性があります</u>ので、この点をご認識をお願いします 費用面：<u>発電機AVRが力率一定制御機能を有していれば対応可能</u>です。
	対象	「—」
	技術	<ul style="list-style-type: none"> 自家発電設備の<u>発電機AVR（自動電圧調整装置）は、小容量機以外は力率一定制御の機能を有している</u>と考えます。 また、<u>一般需要家ではAVRの機能を活用し受電力率を一定とする運用を行っている場合があります</u>。 <u>AVRの機能により要件化に対応することは可能</u>です。 電圧・無効電力制御について、<u>中小容量の自家発電設備（同期発電機）は調達コストの関係から発電機の定格力率は0.9~1の間であるものも多く、十分な無効電力の供出が困難な場合があります。要求によっては有効電力を犠牲にしなければならない事態が発生する可能性があります</u>ので、この点をご認識をお願いします
	費用	<ul style="list-style-type: none"> AVRが有する機能により対応が異なります。<u>新規調達には1,000千円/機程度の費用が必要</u>です。
	その他	「—」

1. 個別技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」の検討

③発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
JPEA	総括	<ul style="list-style-type: none"> 技術面：TSOが持つ既存のインフラ、制御仕様を活用することは問題ないと考えます。IEC規格との整合の話もありますが、通信網のサイバーセキュリティを考えると重要インフラは取立て分けのような対応の方が望ましいと考えます。 費用面：<u>既存のインフラベースの通信制御は、ご指摘のとおり、CDT回線の中で伝送項目を増やす話で高速性も要求されないため、伝送仕様書があれば、技術的に特段の問題はなく、費用は数百万円～1千万円、開発自体は数カ月で対応可能</u>と考えます。
	対象	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧に系統連系した太陽光
	技術	<ul style="list-style-type: none"> TSOが持つ既存のインフラ、制御仕様を活用することは問題ないと考えます。IEC規格との整合の話もありますが、通信網のサイバーセキュリティを考えると重要インフラは取立て分けのような対応の方が望ましいと考えます。 将来インフラについては、IECベースの通信網の整備の推進をお願いしたい。 <u>頻繁な制御は、発電機会の損失になるため、想定量の明示と発電機会損失が最小限となる系統運用を望む。本来、無効電力も有効電力同様、価値あるものなので、対応する事業者に対してインセンティブを付与することが望ましい。</u> <u>国内市場向けのPCSは、進相制御(系統側から見ると遅相)の要件しかなかったため、遅相制御は新規対応の扱いとなります。</u> 一般送配電事業者による制御に電圧一定制御がありますが、PCSはGrid-Forming電源ではないため、結果としてP-Q制御になりますので、<u>太陽光については電圧一定制御は対象外と整理した方が良い</u>と考えます。 系統連系技術要件の改定案については、異論はございません。
	費用	<ul style="list-style-type: none"> <u>既存のインフラベースの通信制御は、ご指摘のとおり、CDT回線の中で伝送項目を増やす話で高速性も要求されないため、伝送仕様書があれば、技術的に特段の問題はなく、費用は数百万円～1千万円、開発自体は数カ月で対応可能</u>と考えます。
	その他	「—」

1. 個別技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」の検討

③ 発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
JWPA	総括	<ul style="list-style-type: none"> 技術面： 費用面：
	対象	<ul style="list-style-type: none"> 特高 風力発電
	技術	<ul style="list-style-type: none"> 最近の風力発電所は連系点の電圧を計測して、基準電圧との偏差に応じた無効電力を供給できる機能（VQ制御機能）を備えてきているが、制御方法等も含めた、より具体的な要求仕様を明確にいただかないと対応状況などの確認は不可。 （例：メーカーA） 電圧に応じた固定値事前設定(折れ点設定)による無効電力制御は可能。TSOからのリアルタイム遠隔制御は受入れ不可。 TSOのオンライン指令値に応じた無効電力制御(Var値の制御)は可能。遠隔制御受付可能。 TSOのオンライン指令値に応じた力率制御は可能。遠隔制御受付可能。 上記3種制御(モード)の同時使用およびモード変更は遠隔では不可。(風車メーカーエンジニアの介在が必要) → 上記3種制御(モード)の指令値を、風車側へ送信する1種の制御値へ換算することを目的とした”別の演算装置”を導入して対応することは可能だが、このような装置の開発が必要かつ費用負担が増える。
	費用	<ul style="list-style-type: none"> ファームコントロールユニットが別途必要。また、設定・調整などの費用が必要。 欧州で適用されている機能をそのまま使えない場合は追加対応が必要となり、開発時間・費用を要する。
	その他	<ul style="list-style-type: none"> 運開前にシミュレーションで最適な制御方法を検討し、設定確立することが重要だと認識しています。 <メーカーD> 風力発電所からの供給無効電力を制御する機能を備えていますが、当該制御可否については、発電所内の供給可能無効電力量（風力発電設備からの供給量が不足する場合、その他の無効電力供給機器(STATCOM等)の設置有無）や系統側短絡容量比にも依存します。なお、供給無効電力と電圧の関係は風力発電所の諸定数にも依存するため、事前のシミュレーション等が必要になります。 ・Volt-Var制御 <メーカーE> 電圧指定値(Droopのカーブ)は運開後は基本的に不可能。事前にシミュレーションなどを用いた検討が必要になります。

1. 個別技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」の検討

③発電側関連団体の意見

団体		意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見）
JEMA（個社意見）	総括	「―」
	対象	「―」
	技術	<ul style="list-style-type: none"> ・ <u>コージェネ機器は一般に、系統連系時は力率制御運転を行っている。『当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運用可能な機能を具備し、有効電力に応じた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。』とあるが、力率制御ではなく、電圧制御や無効電力制御を要求される場合、従来の制御では対応できない可能性がある。</u> ・ <u>系統の適正電圧を維持するために、系統電圧の上昇に応じて進相無効電力を調整する機能を有している。</u> ・ <u>力率一定制御は既に搭載済み（0.8～1.0）一部メーカーでは低力率に問題有る場合有。遠方制御は技術的には可能だが、現在の出力制御との兼ね合いをどうするのか。電圧制御は可能だがリフト変更が必要。また、PVは夜間は動作していないので限定的な効果しかない。</u>
	費用	<ul style="list-style-type: none"> ・ 対応済。追加費用不要。 ・ 通信の設計もあると想定するため数百万円と考える
	その他	「―」
JEMA(コージェネ,ガス)	総括	<ul style="list-style-type: none"> ・ 費用面：コストアップが課題
	対象	<ul style="list-style-type: none"> ・ コージェネレーション発電設備
	技術	「―」
	費用	<ul style="list-style-type: none"> ・ コストアップが課題
	その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ TSOが指定する無効電力制御を行う（力率制御）場合、無効電力の大きさによるが、有効電力を維持するためにはより大きな機種を選定するか、定格出力を従来より低く抑えるなどの対応が必要となる場合がある。 ・ TSOやアグリゲータ等の設備所有者以外の遠隔操作により発電設備の制御変更などを行い、事故または設備の損傷などが発生した場合の責任の所在を明確にしておく必要がある。 ・ 技術要件の改訂案「14.(3)(a)OkV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、有効電力に応じた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。」については、主に発電機が進み領域で運転する場合に、系統側のインピーダンスによって定まる「定態安定度曲線」が発電機のP-Qカーブに交差してしまうと、同期を維持できなくなり、安定した運転ができなくなる問題があります。これを避けるには、発電機の体格を大きくしてP-Qカーブを「定態安定度曲線」から遠ざけることとなります。そうするとコストの上昇を招く要因になりますので、無効電力の調整範囲については事前協議等で融通性を持たせられる様な表現にさせていただくことを希望します。

④系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策

- (1) 調相設備（並列コンデンサ、分路リアクトル）の設置

需要や電圧変動に応じて、調相設備の投入・開放により段階的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制

- (2) 静止型無効電力補償装置（SVC）の設置

需要や電圧変動に応じて、サイリスタを用いた高速制御により連続的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制

⑤比較・検討結果

<検討モデル>

【検討モデル選定理由】発電側対策(電圧・無効電力制御)と系統側対策の費用、電圧変動対応能力を比較

【検討方法】定量評価 (解析なし)

✓ 比較する対策内容

発電側対策：電圧・無効電力制御 (ここでは昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定に制御)

系統側対策：調相設備(80MVar)の設置、SVC(100MVar)の設置

✓ 検討内容

・発電設備の電圧・無効電力制御を端子電圧100%運転に変更した場合に、電圧・無効電力制御時と同様の基幹系統の電圧を維持するために必要となる調相設備(またはSVC)の台数を高需要期と低需要期の2断面で検討

・上記で求めた調相設備(またはSVC)の必要台数の設置費用と電圧・無効電力制御に関わる費用を比較

✓ 検討条件

・電圧階級

基幹系統 (275kV以上) の電圧維持に必要な台数を検討

・系統容量

高需要期：56000MW、低需要期：21500MW

・電圧・無効電力制御を端子電圧100%運転に変更した発電機台数

高需要期：49機、低需要期：21機

⑤比較・検討結果

<検討モデル>

✓ 検討結果

・高需要期

調相設備必要台数 SC (80MVar) 18台, SVC(100MVar)必要台数 14台

・低需要期

調相設備必要台数 ShR (80MVar) 20台, SVC(100MVar)必要台数 16台

【発電側対策と系統側対策の費用比較】

調相設備必要台数 38台 (SC18台Shr20台) ⇒ 約100億円程度 (約数億円/1台)

SVC必要台数 16台 ⇒ 約200億円程度 (約十数億円/1台)

電圧・無効電力制御 49機 ⇒約50億円程度 (最大約1億円※/1機)

※これまでの火力発電設備での実績参照
制御方式により対策費用は低くなる場合あり。

評価項目	発電側対策	調相設備	SVC
費用	約50億円程度	約100億円程度 ただし、変電所の土地拡幅工事が 必要な場合はさらに費用が必要	約200億円程度 ただし、変電所の土地拡幅工事が 必要な場合はさらに費用が必要
電圧変動 対応能力	連続的な電圧変動対応 が可能	段階的な電圧変動対応	連続的な電圧変動対応が可能

⑤比較・検討結果

評価項目*1	発電側対策：電圧・無効電力制御	系統側対策：SVCもしくは調相設備
費用	約50億円程度(これまでの火力発電設備実績参照)	SVC:約200億円*2程度 調相:約100億円*2程度
出力制御低減効果	評価対象外	評価対象外
変動対応能力	連続的な電圧変動対応が可能	SVCは連続的な電圧変動対応が可能
公平性	<u>全電源種に求めるため公平</u>	<u>SVCは費用面で過度な負担の可能性あり。</u>
実現性	新規研究・開発・実証試験不要で対応	新規研究・開発・実証試験不要で対応

「評価項目*1」：第3回 資料3 「個別技術要件の具体的検討の方向性」の評価項目を参照

*2：ただし、変電所の土地拡幅工事が必要な場合はさらに費用が必要

■ 検討結果

- 費用 **費用メリットは「発電側対策」の方が大きい**
- 出力制御低減 評価対象外
- 変動対応 **発電側対策とSVCは連続的な電圧変動対応が可能(調相設備は段階的である)**
- 公平性 **全電源種に求めるため公平**
- 実現性 **新規研究・開発・実証試験不要で対応**
- その他 **適用時期は2023年4月を予定**
遡及適用せず(系統運用に支障を来すおそれなし)
調相設備、SVC設置には変電所内のスペース確保が必要

■ 総合評価での検討事項

- 採用する対策が相互に影響する他の技術要件：特になし
- その他：特になし

⑥ 遡及適用検討結果

- 遡及適用検討結果について示す。

遡及適用なし

系統運用に支障を来すおそれ「なし」

<判断理由>

現時点では系統運用に支障をきたすおそれが予見されないため、発電設備からの無効電力の調整機能具備については遡及適用は不要。

2. 他の規程への影響 技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」

■ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

現行記載	影響
<p>1. 力率 特別高圧電線路に連系する場合には、高圧配電線との連系に準ずる。ただし、逆潮流がある場合には、発電設備等設置者の受電点における力率は、系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとする。</p> <p>6. 発電機運転制御装置の付加 特別高圧電線路と連系する際、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の理由により運転制御が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。</p>	<p>現行記載を変更する必要なし</p>

2. 他の規程への影響

技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」

■ 送配電等業務指針

現行記載	影響
<p>第5節 電圧の調整 (電圧調整)</p> <p>第186条 一般送配電事業者は、次の各号に掲げる方法により、その供給する電気の電圧を電気事業法施行規則（平成7年10月18日通商産業省令第77号、以下「施行規則」という。）第38条第1項に定める範囲内に維持するよう努める（以下「電圧調整」という。）。</p> <p>一 発電機による電圧の調整（発電機の運転又は停止を伴う調整を含む。）</p> <p>二 変圧器による電圧の調整</p> <p>三 調相設備による電圧の調整</p> <p>四 系統構成の変更</p> <p>五 その他電圧を調整するための方法</p> <p>2 一般送配電事業者を除く電気供給事業者は、一般送配電事業者との合意又は給電指令に基づき発電機による電圧の調整を行う。</p>	<p>現行記載を変更する必要なし。</p>

■ 系統アクセスルール

現行記載	影響
<p>記載なし</p>	<p>系統連系技術要件と同様の追記</p>

2. 他の規程への影響 技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」

■ 系統連系規程

現行記載	影響
<p>5.特別高圧電線路との連系</p> <p>(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。</p> <p>(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。</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 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。</p> <p>(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。</p> <p>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</p>	<p>「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。</p> <p>「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</p> <p>(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。</p> <p>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</p>

3. 運用・市場コードの観点からの検討 技術要件「電圧・無効電力制御(運転制御)」

技術要件改定案

運用・市場コードの観点 での検討

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といたします。

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

特になし

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

- 以下検討結果について示す。

解析不要、他会議体の検討資料を添付

4. 詳細検討資料

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

現行

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。

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。

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。

② 系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

現行	改定案
<p>14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧）</p> <p>(1) 系統安定化，潮流制御のための機能</p> <p>(2) 周波数調整のための機能</p>	<p>14. 発電機運転制御装置の付加（特別高圧）</p> <p>(1) 系統安定化，潮流制御のための機能</p> <p>(2) 周波数調整のための機能</p> <p>(3) 電圧調整のための機能</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p>

4. 詳細検討資料

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

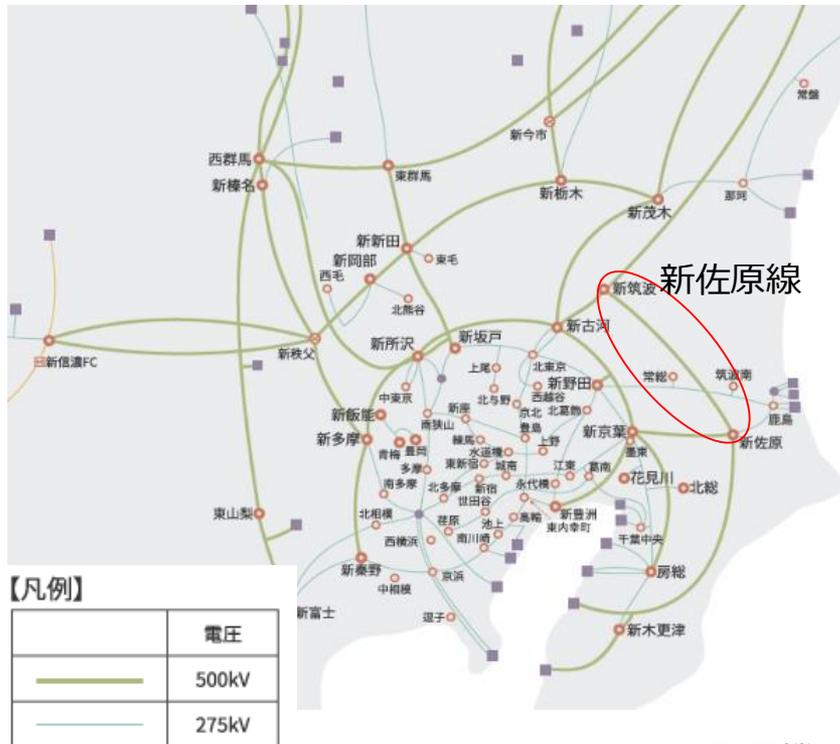
現行	改定案
<p>22. 連絡体制</p> <p>(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。</p>	<p>22. 連絡体制</p> <p>(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電制御所等と発電者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。</p> <p>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</p>

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

課題および対策の必要性

- 基幹系統はローカル系統に比べ一般的に送電線巨長が長く、潮流も大きくなる。
- そのため、1日の中での潮流変化や送電線停止などによる基幹系統の電圧への影響は大きく、その影響は下位のローカル系統へも広く及ぶため、系統側および発電機からの基幹系統への無効電力の適切な補償が特に必要となる。



○500kV新佐原線での電圧変動の例

送電線巨長：約67km

送電線潮流：約5,150MW（夏期重負荷期）

- 1回線停止時の電圧変動：20 k V程度（発電機・系統側の無効電力補償なし※）
- 1回線停止時の電圧変動：2 k V程度（発電機・系統側の無効電力補償あり）



系統状況に合わせた発電機および系統側の無効電力補償が基幹系電圧維持に非常に有効

※発電機の無効電力、系統側の調相設備量は線路停止前と同様とした。

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

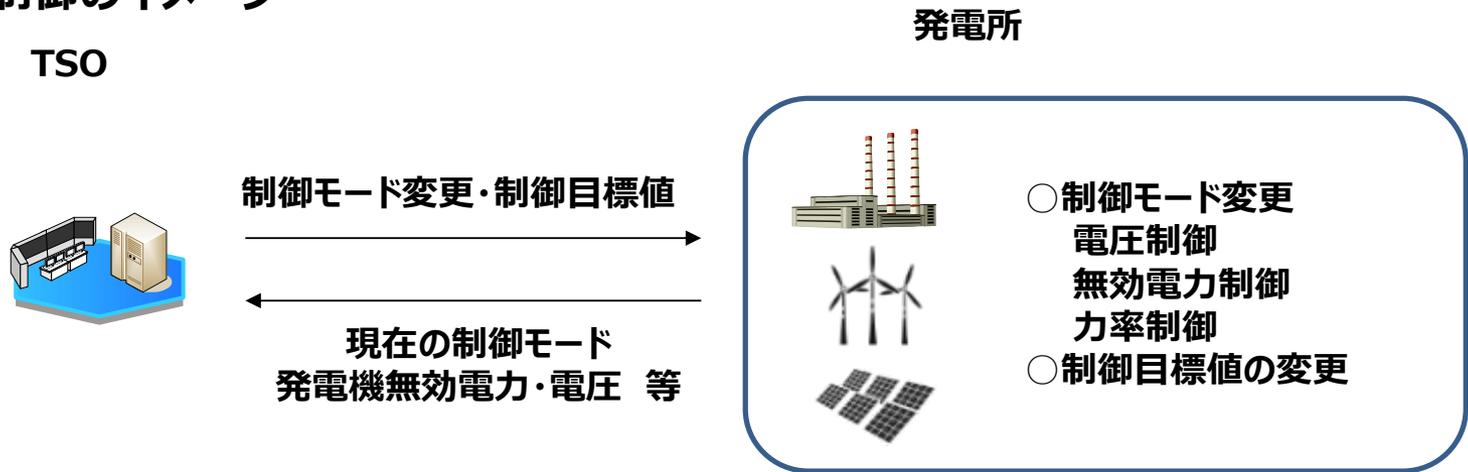
<参考> 海外諸国における発電設備の電圧・無効電力制御のグリッドコード

- RFGにおいては、制御モードは電圧制御モード／無効電力制御モード／力率制御モードの3パターンを求め、制御モード・制御目標値はTSOが指定。また、モード切替・目標値の遠隔制御の要否もTSOが指定となっている。

国と地域	管轄組織	規定内容 ※送電系統に接続される発電設備はほぼ全てが対象となっている。
英国	National Grid	下記3つの機能を備える必要があり、有効化する機能はTSOが指定する i. 供給する無効電力を一定に保つ機能(無効電力を独立して制御する機能) ii. 力率制御機能(力率を一定に保つ機能) iii. 電圧制御機能(接続点における電圧を一定に保つ機能)
アイルランド	EirGrid	各発電機の励磁システムは、継続的に動作するAVRの制御下で運転する必要があり、AVRは一定の電圧を維持するよう設定しなければならない ※適切な電圧値はTSOが系統の状況を考慮し定める
デンマーク	Energinet	下記3つの機能を備える必要があり、その内1つのみをTSOとの合意に従い有効化することができる i. 供給する無効電力を一定に保つ機能 ii. 力率制御機能 iii. 電圧制御機能
フィンランド	Fingrid	AVRを備え、無効電力を制御し電圧を一定に保つ必要があり、他に無効電力を一定に保つモード、力率を一定に保つモードを有していてもよい AVRの設定値は、slope±0～7%※の間で0.5%刻みで設定できなければならない ※slope: 電圧の変化量(p.u)/無効電力の変化量(p.u)
カナダ	Hydro-Québec	(風力)無効電力供給/吸収する電圧調整システムを備え、Droopを0～10%の範囲で調整できなければならない。静的同期補償装置(STATCOM)等の装置によって電圧制御を行ってもよい。 (風力以外)同期発電機は、無効電力供給/吸収する電圧調整システムを設置し、設定可能な力率の範囲で、無効電力を供給または吸収可能であること。その他の発電機は、静的同期補償装置(STATCOM)等の装置によって電圧制御を行ってもよい。
北米	NERC	系統に接続された発電機は、自動電圧制御モード(AVRを稼働させ自動的に電圧を制御している状態)もしくは、TSOから指示された他の運転モードにより、無効電力を制御しなければならない

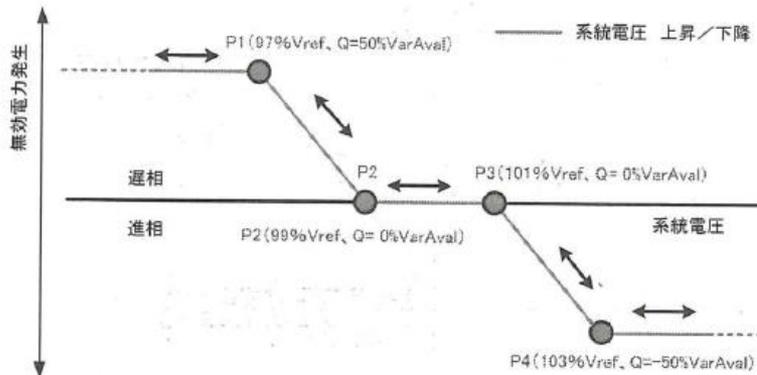
③その他（他会議体の検討資料）

○遠方制御のイメージ

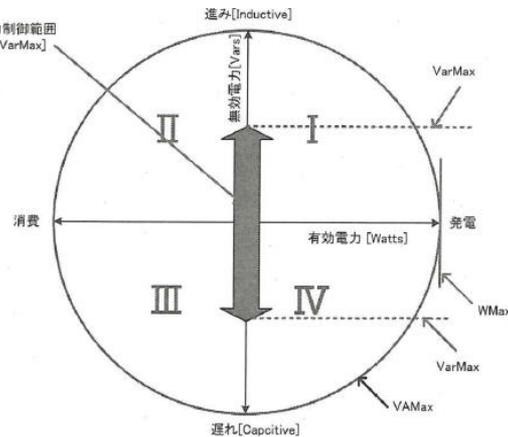


○電圧・無効電力制御イメージ

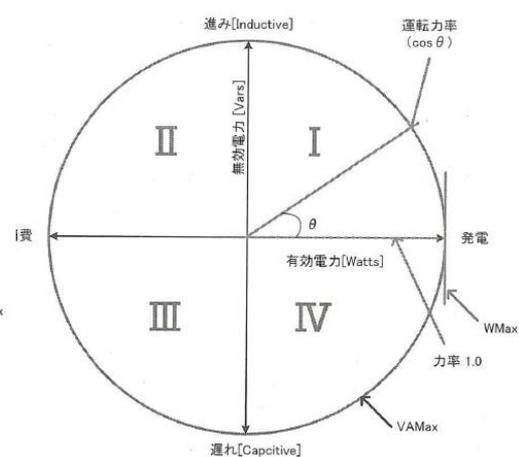
電圧制御



無効電力制御



力率制御



4. 詳細検討資料

④ 確認事項

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
論点1 対象（電源種・電圧階級・容量）	<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧全電源種 特別高圧全容量 		<ul style="list-style-type: none"> 特別高圧全電源種とする。 特別高圧全容量とする。
論点2 技術的実現性	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源を含めた発電設備からの無効電力を設備に支障が無い範囲で有効活用し、系統の電圧維持・調整能力を確保するため、無効電力を調整できる機能の具備を系統連系技術要件に定める。 	<ul style="list-style-type: none"> 既設と同レベルの要求であり、技術的課題は無いと思われる。(火原協) 今後の電力システムの状態変化により無効電力のコントロールがより一層必要になるのであれば市場化等を検討するのが妥当。(火原協) 小容量機以外は対応可能と考えます。(自家発電) 無効電力制御は、制御自体は可能だが、実現の可否は通信も含む要求仕様に依る。(JPEA) 最近の風力発電所は連系点の電圧を計測して、基準電圧との偏差に応じた無効電力を供給できる機能（VQ制御機能）を備えてきているが、制御方法等も含めた、より具体的な要求仕様を明確にさせていただかないと対応状況などの確認は不可。(JWPA) 力率一定制御は既に搭載済み（0.8～1.0）一部メーカーでは低力率に問題有る場合有。遠方制御は技術的には可能だが、現在の出力制御との兼ね合いをどうするのか。電圧制御は可能だがリフト変更が必要。また、PVは夜間は動作していないので限定的な効果しかない。(JEMA) 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ電源を含めた発電設備からの無効電力を設備に支障が無い範囲で有効活用し、系統の電圧維持・調整能力を確保するため、無効電力を調整できる機能の具備を系統連系技術要件に定めることとする。 「Volt-Var制御」「電圧一定制御(太陽光などPCS電源については除外とする)」、「無効電力一定制御」、「力率一定制御」の制御方法から基本的には連系に一送と協議により確定する。

	事務局案	主な発電側対応意見	確認事項
<p>論点3 費用</p>	<ul style="list-style-type: none"> 電源種別に対応差はあるが、過度な負担ではない。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統の要求により設置するものであり、<u>追加費用の公平な負担の仕組みについて検討が必要（火原協）。</u> AVRが有する機能により対応が異なります。<u>新規調達には1,000千円/機程度の費用が必要。（自家発電）</u> <u>ファームコントロールユニットが別途必要。</u>また、<u>設定・調整などの費用が必要。（JWPA）</u> コストアップが課題(JEMA) 	<ul style="list-style-type: none"> <u>既設と同レベルの要求であり、新設に適用するため、費用の発生はあるが過度な負担ではない。</u>