

発電抑制・設備改修について



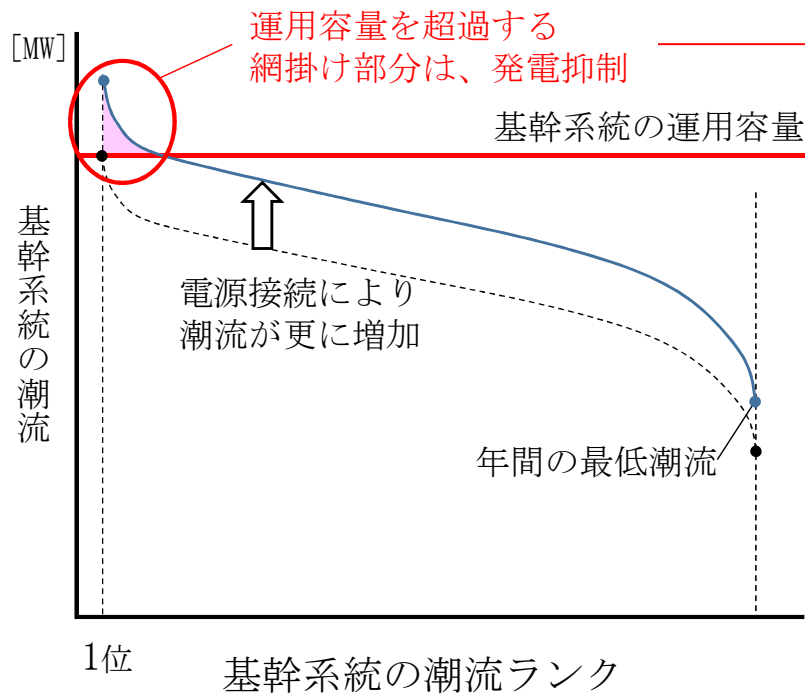
東京電力パワーグリッド株式会社

発電抑制の仕組み・装置・電力市場参画への影響

1-1. 発電抑制の発電所間配分(常時)

- 30分毎の発電抑制が必要な総量を、電源燃種などに拠らず、試行的な取り組みで連系した電源（以下「ノンファーム電源」）に対して配分します。
- 各時間帯で各ノンファーム電源へ発電抑制量を一律に配分します。具体的には、当該時間帯における各ノンファーム電源の出力計画値の比で配分します。

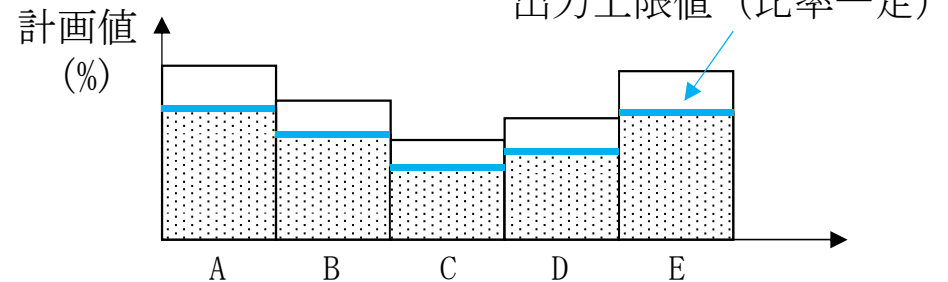
【想定潮流（イメージ）】



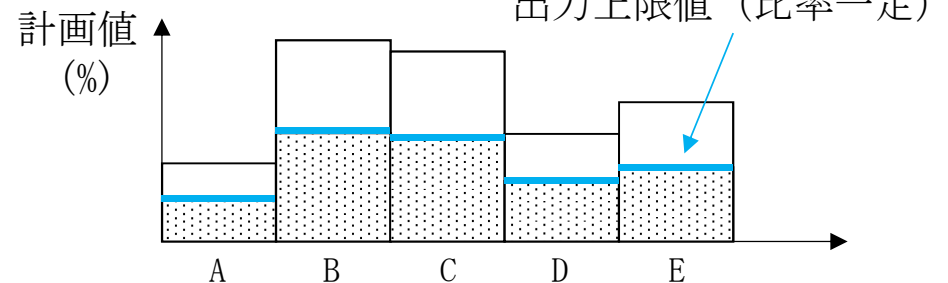
【発電抑制量配分（イメージ）】

ノンファーム電源：
A, B, C, D, E

● 1/20 12:00-12:30



● 2/22 16:00-16:30



- 送変電設備の作業停止時（事故時含む）については、試行的な取り組み以前に連系した電源とノンファーム電源との間では、ノンファーム電源を優先して発電抑制します。（ノンファーム電源を全抑制しても発電抑制量が不足する場合に、試行的な取り組み以前に連系した電源も発電抑制対象とします）



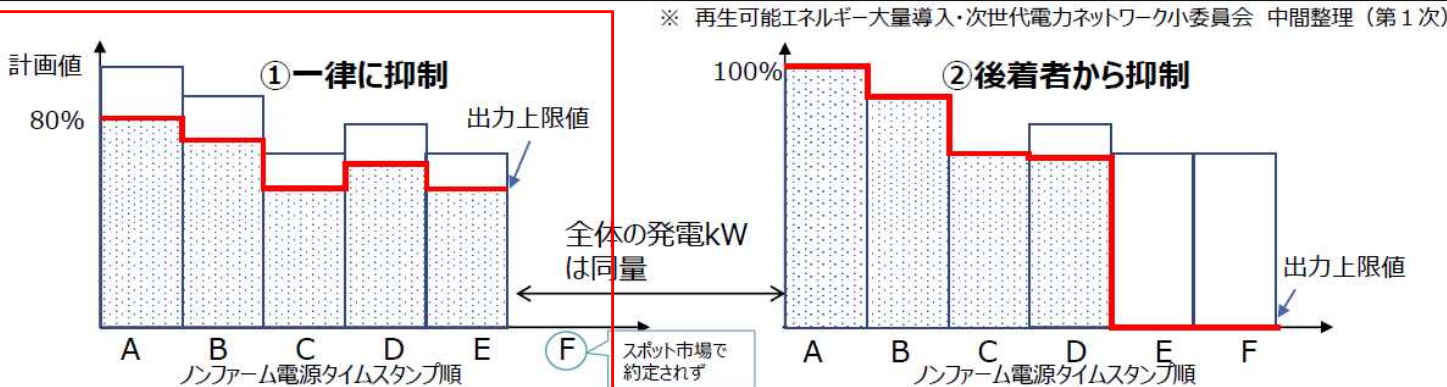
- 広域機関における「ノンファーム型接続」の議論においても、出力計画値による一律配分と整理されています。

出典：第42回 広域系統整備委員会 資料1

1-(2)-1. 系統混雑時の抑制方法と予見性について

13

- 系統混雑時のノンファーム電源間の抑制方法については、①一律に抑制する方法 ②後着順から順に抑制する方法の2案に対し、案①は将来の抑制量に対する事業予見性が低いことから案②を推す意見が多かった。
- 事業予見性については、国の議論※により示された一般送配電事業者や広域機関が基礎となる情報を公開・開示し、それを基に発電事業者等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断するとの基本的な考え方にに基づき対応していくこととなる。
- **系統接続後は、接続時のタイムスタンプに関係なく公平に取り扱うという系統利用の基本的な考え方を考慮すると、事業予見性を高めることを目的に、抑制方法をノンファーム電源間に順番を設ける案②とすることは望ましいことではない。**
- 加えて、将来、送電権等が導入された場合を考慮すると、ノンファーム電源間のタイムスタンプ自体が無くなっているものと考えらえる。
- **このため、抑制方法については計画値に対し一律に抑制(案①)することとしてはどうか。**



- 広域機関における「ノンファーム型接続」の議論においても、ノンファーム電源を優先して発電抑制と整理されています。

出典：第32回 広域系統整備委員会 資料2

1 - 8. 設備停止作業時のノンファーム電源の扱い

19

- ノンファーム電源は、ファーム電源で運用される隙間の空容量内で運転されるものとするれば、設備停止作業時に系統制約が生じる場合も、ノンファーム電源を先に出力抑制することによいか。
- 具体的なノンファーム電源間の設備停止作業時の出力抑制方法については、今後、整理される平常時の出力抑制の考え方（均等抑制、後着順抑制 等）と同様とすることが適当ではないか。



1-2. 発電抑制に必要な装置

- 九州全体の発電量が消費量を上回らないよう実施されている「再エネ出力制御」向けに発電事業者さまが設置している装置と、同等の装置を、発電事業者さまにてご用意していただきます。
- 具体的な装置仕様につきましては、以下のとおり、別途ご案内いたします。

- 66kV以上の電圧階級に連系する場合

発電事業者さまに個別にご案内します。

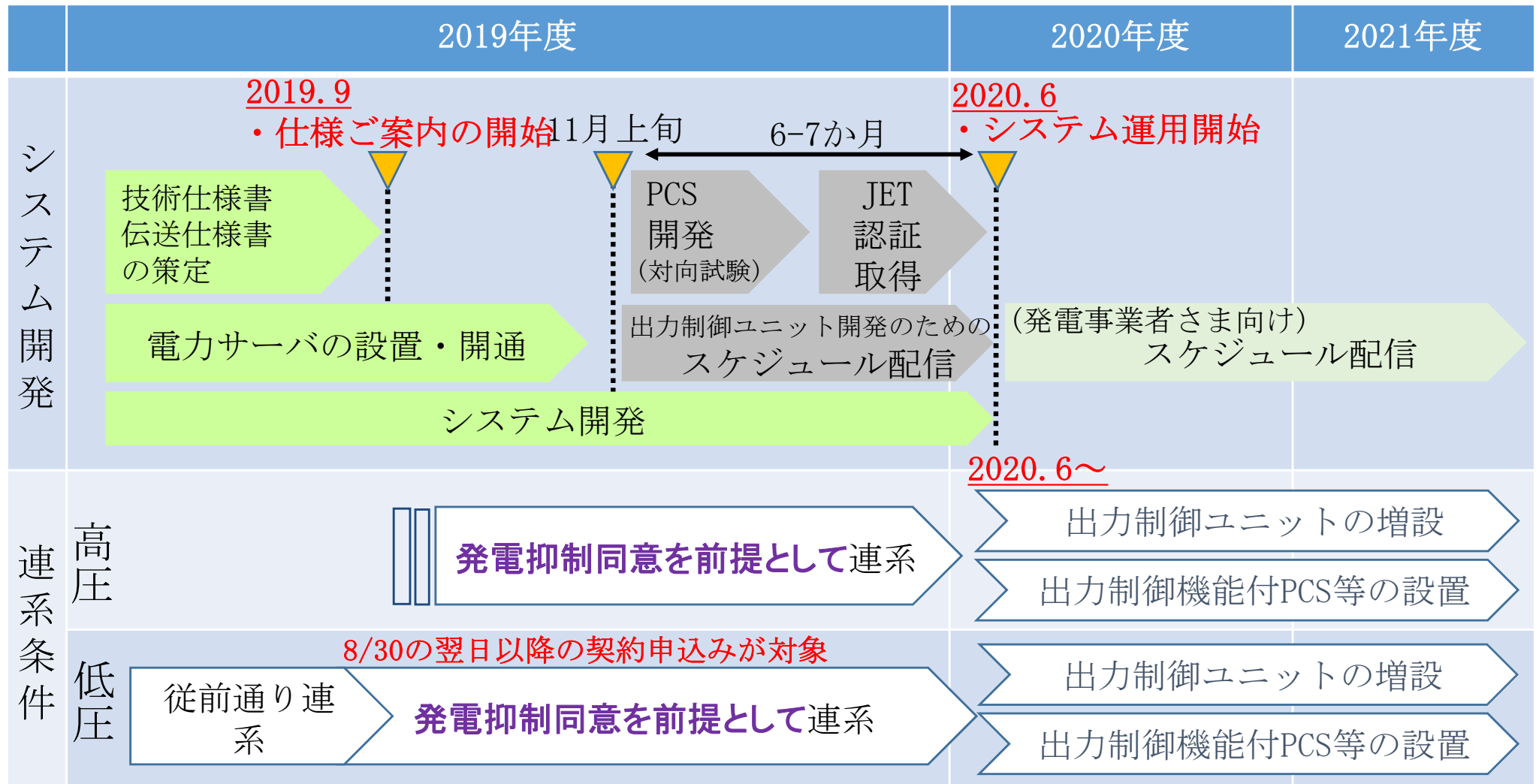
- 22kV以下の電圧階級に連系する場合

次シートのとおり、系統連系時期に応じて、ご用意いただく装置が異なります。出力制御機能付PCS等の仕様については、以下のURLをご参照ください。

<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/workshop.html#anchor05>

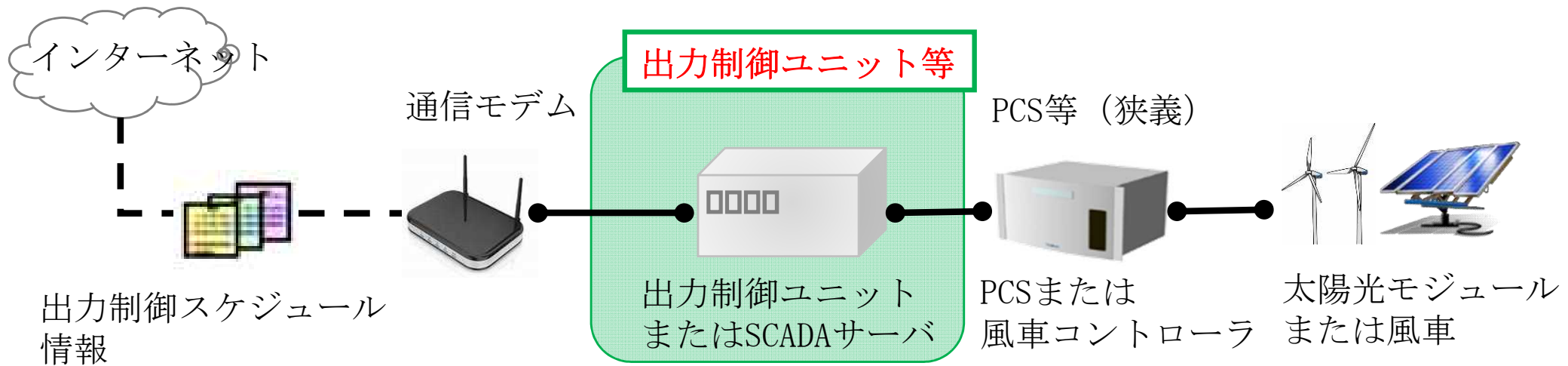
低圧連系の発電設備については、2019年8月30日の翌日以降の受給契約申込から当社は、発電抑制に必要な装置を用意することに、発電事業者さまが同意されることを前提に、受付することとします。

【参考】発電抑制に必要な装置の当社開発スケジュール



1-2. 発電抑制に必要な装置(2020年6月以前に22kV以下連系)

- 一体的な装置の開発・規格認証が完了し、市場流通が開始される予定の2020年6月以前に系統連系される場合は、2020年6月以降も系統連系を継続するには、新たに出力制御ユニット等の設置が必要となります。
- 発電事業者さまにて出力制御ユニット等を後付けすることに、受給契約申込時点で同意いただく必要があります。



※ 太陽光発電設備・風力発電設備以外についても、同等の機能を有する設備構成としていただく必要があります

(通信伝送はインターネットでなく専用回線となる可能性があります)

※ 2020年6月以前に出力制御ユニット等を取り付けると、PCSが停止となります



- 国の審議会資料で、出力制御ユニット等の追加費用について、メーカーへのアンケート結果が以下のとおり、記載されています。

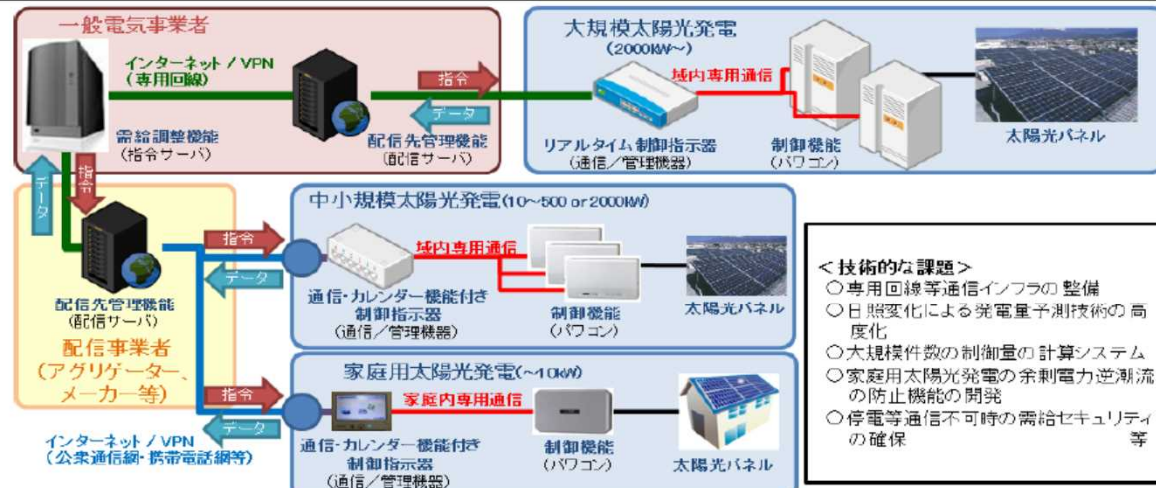
出力制御ルールの見直し:(2)遠隔出力制御システムの導入義務付け

【対応策】

- 太陽光発電設備について、時間単位でのきめ細かな出力制御を実施する場合に必要な設備(リアルタイム制御指示器、パワコンなど)の設置を再生可能エネルギー発電事業者に求める。

【考え方】

- 遠隔出力制御システムの構築には、一定の時間を要する見込み。このため、当分の間は「制御に必要な設備の設置や費用負担を行うこと」を予め約した上で、カレンダー方式や電話・メール等での連絡による運用を可能とする。なお、費用の中には、再エネ事業者が負担すべきではないものも含まれ得ることから、費用負担のあり方については別途検討する。
- なお、今後リアルタイム制御を目指していくことを踏まえ、現在、原則前日までに実施しなければならないとされている制御の指示を、より柔軟に行えるように見直す(当分の間は現在と同様に扱う。)



<技術的な課題>
 ○専用回線等通信インフラの整備
 ○日照変化による発電量予測技術の高度化
 ○大規模件数の制御量の計算システム
 ○家庭用太陽光発電の余剰電力逆潮流の防止機能の開発
 ○停電等通信不可時の需給セキュリティの確保
 等

出典：第8回 総合資源エネルギー調査会
 省エネルギー・新エネルギー分科会
 新エネルギー小委員会 資料2

太陽光発電	一台当たり追加費用	製品開発期間	備考
10kW未満向け	5,000円*	10~12ヶ月	JIS等の標準化の検討が必要。 遠隔出力制御システムの導入のために必要なガイドライン等の改定が必要。
10-500kW向け	5~10万円	9~11ヶ月	メーカー各社の製品開発費用(数千円程度)も必要となる。
500kW以上向け	70~100万円	10~18ヶ月	

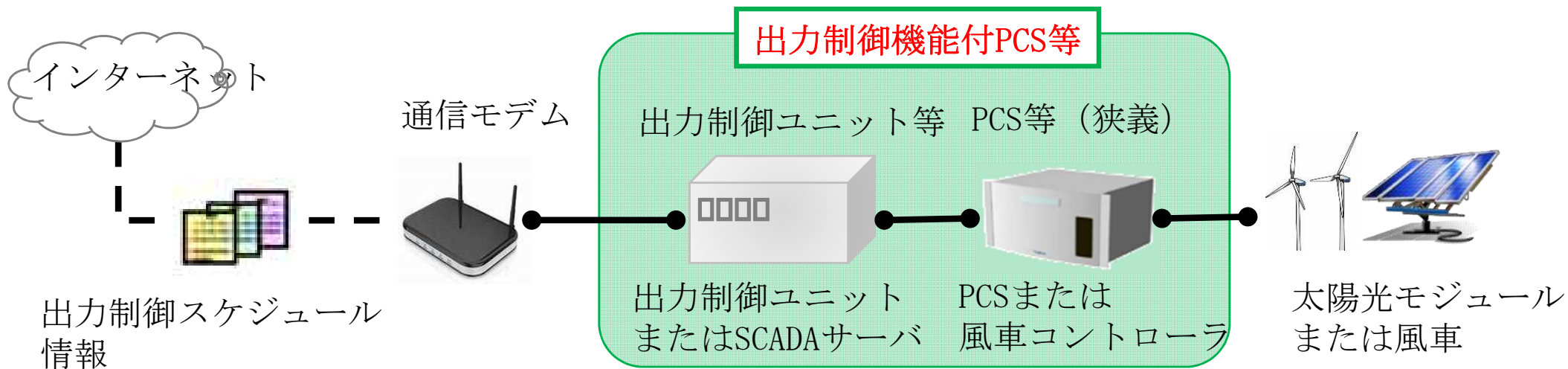
*PCSの機能や通信インターフェースは既に導入が始まっており、この場合は通信機能及びソフトウェア面の対応で遠隔制御が可能。

(出典)事業者団体によるメーカーへのアンケート結果を元に資源エネルギー庁作成



1-2. 発電抑制に必要な装置(2020年6月以降に22kV以下連系)

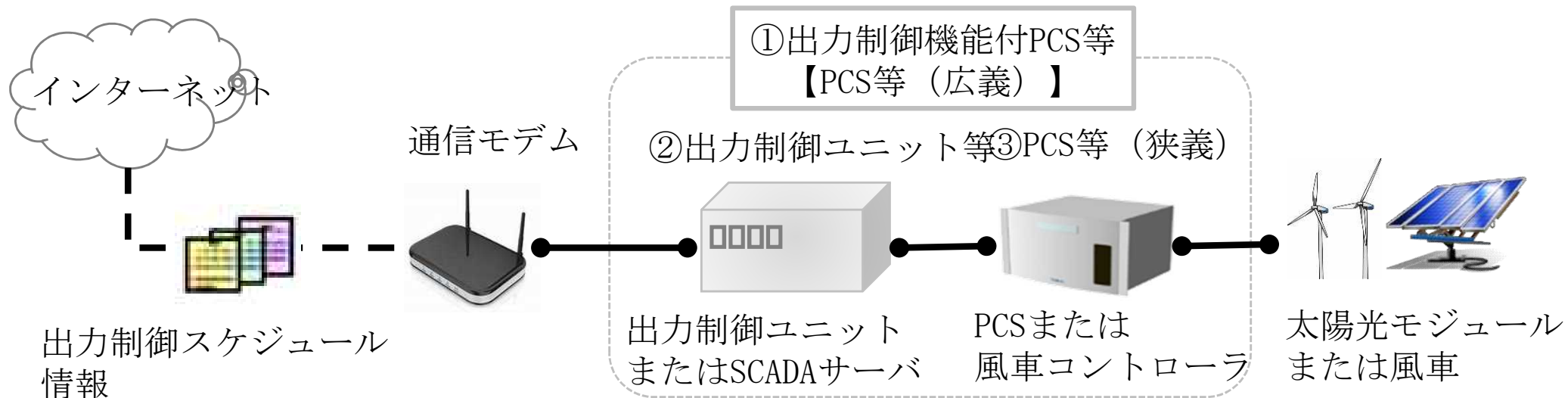
- 2020年6月以降に系統連系される場合は、系統連系の条件として、一体的な装置（出力制御機能付PCS等）の設置が必要となります。
- 発電事業者さまにて一体的な装置を設置することに、受給契約申込時点で同意いただく必要があります。



※ 太陽光発電設備・風力発電設備以外についても、同等の機能を有する設備構成としていただく必要があります
(通信伝送はインターネットでなく専用回線となる可能性があります)



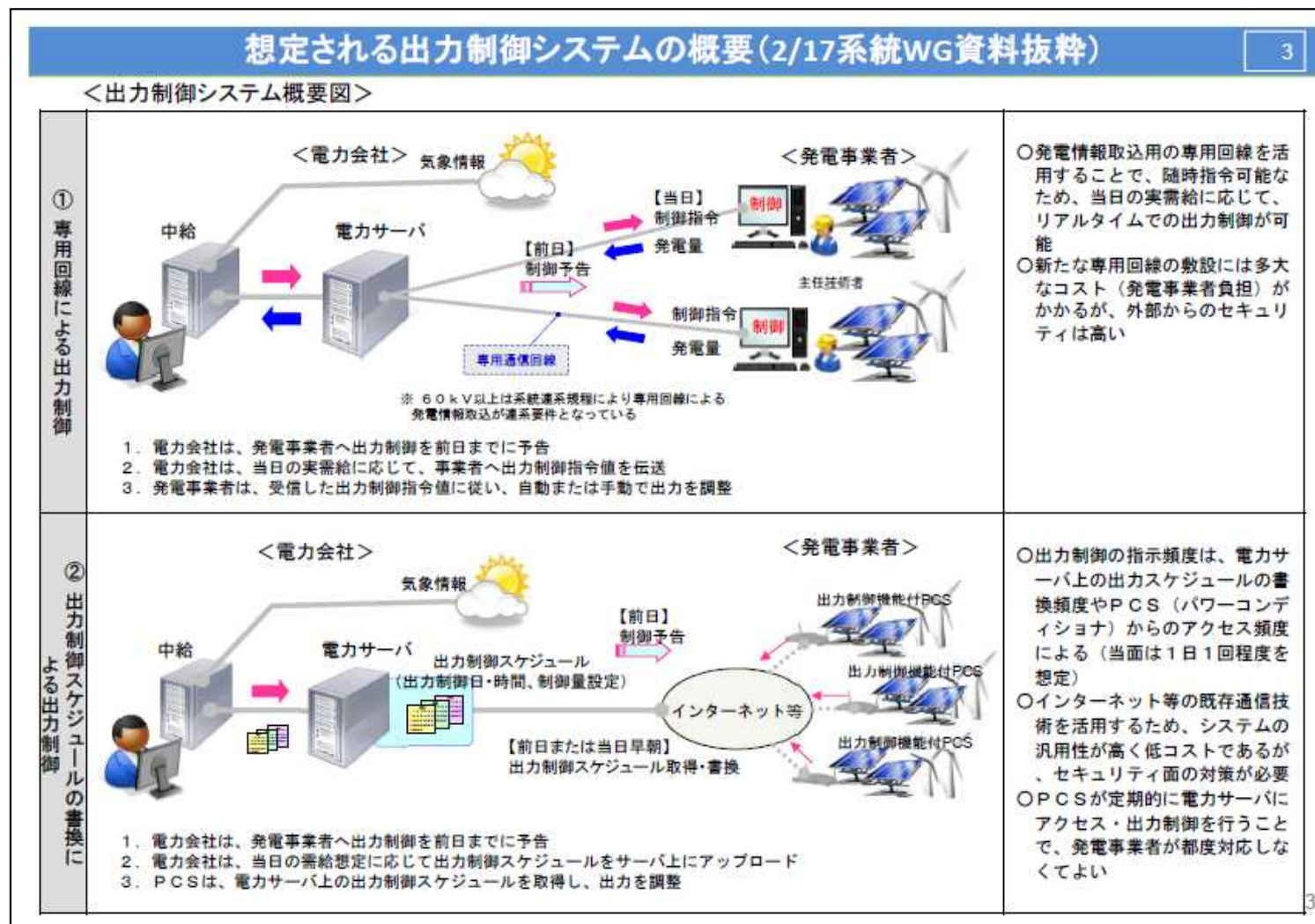
■ 出力制御機能付PCS等の構成は、以下のとおりです。



<p>①PCS等（広義） 出力制御機能付PCS等</p>	<p>電力会社または配信事業者が提示する出力制御スケジュール情報を取得し、そのスケジュールに応じて発電出力を制御する機能を有する装置。基本的には「②出力制御ユニット等」と「③PCS等(狭義)」から構成。（②、③の機能を一体化したシステムもある）</p>
<p>②出力制御ユニット等</p>	<p>電力サーバまたは配信事業者サーバから出力制御スケジュールを取得し、出力制御スケジュールに基づいて、「③PCS等（狭義）」を制御する機能をもつ制御装置。外部通信機能がない場合でも、ユニット内に保存された固定スケジュールにより、「③PCS等（狭義）」を制御可能。</p>
<p>③PCS等（狭義）</p>	<p>（出力制御機能がない）従来のPCSまたは風車コントローラの機能に加え、「②出力制御ユニット等」から出力制御情報を受けて、発電出力（上限値）を制御する機能を有する装置</p>



- 当社は、国の審議会で整理された仕様に準拠したシステム構成等を念頭に、今後装置を開発してまいります。



出典：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ 第5回 資料2（太陽光）、第17回 資料5（風力）



1-3. 時間前市場における扱い

- 広域機関での議論を踏まえると、試行的な取り組みに参加しても、時間前市場への参加及び最終計画提出について制約はない見通しです。
- ただし、発電抑制が必要となった時間帯は、インバランスリスクが高まることが前提となります。

出典：第42回 広域系統整備委員会 資料1

1-(1)-1. ノンファーム電源の出力制御値算出のタイミングについて

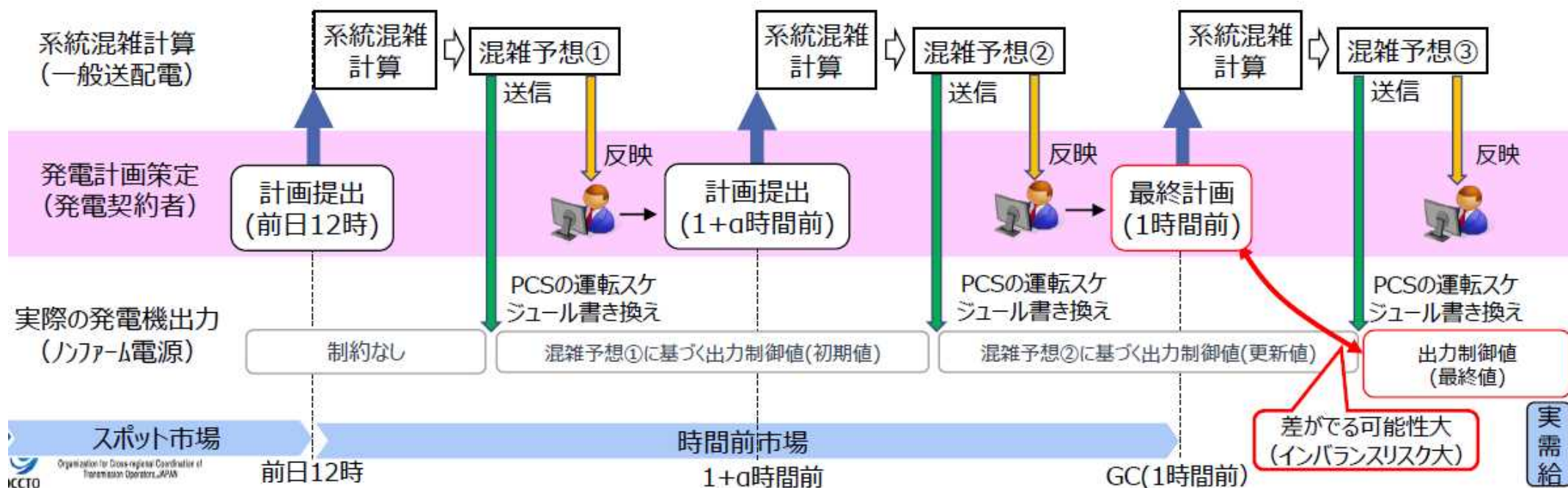
8

- 発電機の出力想定は、事業者の発電計画を用いることが最も蓋然性が高い想定となる。また、自然変動電源の出力や需要想定は、最新の情報（天候等）を反映することで精度の高い想定が可能となることから、実潮流に近い値で必要量に応じた最小限の出力制御とするため、一般送配電事業者は、以下の様に出力制御値の算出を行うこととしてはどうか。
- 各コマ（30分毎 48コマ/日）「GC（1時間前）の α 時間前（システム処理時間、抑制分の調達時間を考慮して設定）」の情報に基づき算出した混雑予想をノンファーム事業者へ提供し、事業者は混雑予想の結果を最終計画に反映する。結果が反映された最終計画に基づき、**GC後（実需給断面の1時間前）に当該コマの出力制御値を算出**する。
- このため、時間前市場における取扱いにおいても制約等はなく、発電可能量を最大限拡大する一方で、**計画値と実出力に差が出る可能性（インバランスリスク）が高まること、それに伴い必要な調整力が増加する可能性があること**には留意が必要である。



- 広域機関の議論を踏まえ、発電抑制想定（混雑予想）を元にした発電契約者さまによる発電計画見直しに役立てていただけるよう、当社へ提出される発電計画に対し、当社から発電契約者さま及び発電設備へ、①翌日計画提出後、②1 + α時間前、③ゲートクローズ後の3回、混雑予想の通知を実施します。

出典：第42回 広域系統整備委員会 資料1



- 現行のFIT制度において、FIT特例①か③を小売電気事業者さまか発電事業者さまが選択することで、FIT発電設備のインバランス（出力計画値と実出力値との差分）リスクは、一般送配電事業者が負うことになっています。
- 今後、国や広域機関での制度議論を経て、インバランスリスクを発電事業者さまが負うよう制度変更される可能性があります。
- 上述のような制度変更リスクについては、同意のうえで、試行的な取り組みにご参加いただきます。



(参考1) 送配電買取における小売電気事業者への引渡し方法

- 国全体でFIT電気を広域的・効率的に使用することによって再生可能エネルギーの最大限の導入を促進する観点から、送配電事業者が調達したFIT電気は、原則として、卸電力取引市場を経由して小売に引き渡すこととする。
- その上で、電源を特定した供給が必要となる場合や市場が使えない場合等において、再生可能エネルギー電気卸供給約款に基づく送配電事業者と小売電気事業者との相対供給を可能とする。

第9回再エネ改革小委員会より抜粋

<改正法第17条に基づく引渡しの詳細(省令事項)>

特例③
市場供出

特例①②
特定卸供給

特例③
任意卸供給

	契約上の電気の流れのイメージ	詳細
1 項	<p>(1) 市場経由の引渡し</p> <p>市場での買い付け</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ この引渡しを原則とする。 ■ 旧一般電気事業者内のやり取り(法律上は「使用」)についても同様とする。
2 項	<p>(2-1) 電源・供給先固定型</p> <p>※FIT発電事業者と小売との間に個別の契約が締結されていることが必要。 ※あくまで送配電事業者が買い取った上で、小売電気事業者に供給。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。 ■ 発電・小売双方の間に契約が成立していることが条件。 ■ 地域をまたぐ場合は、連系線の確保が必要。
	<p>(2-2) 電源・供給先非固定型</p> <p>※個別の電源は特定されず、小売電気事業者にはkWhだけが渡される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。 ■ 利用できる場合は、 ①市場が存在していない地域(沖縄・離島等) ②市場が存在していても使えない場合等(災害時等)



送配電買取におけるFITインバランス特例

34

■ 送配電買取においても、計画値同時同量制度とFIT（全量買取）との整合性を保つため、FIT発電事業者の代わりに送配電事業者または小売電気事業者が発電計画を作成し、インバランスリスクを負うFITインバランス特例を設けることとする。

<FITインバランス特例の種類>

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

※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。
 ※ (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、発電BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。
 ※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度と同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)
 ※ インバランスリスク分も引き続きFIT交付金対象とする。



- 広域機関の議論を踏まえると、試行的な取り組みに参加する場合、容量市場へ参加できない可能性があります。

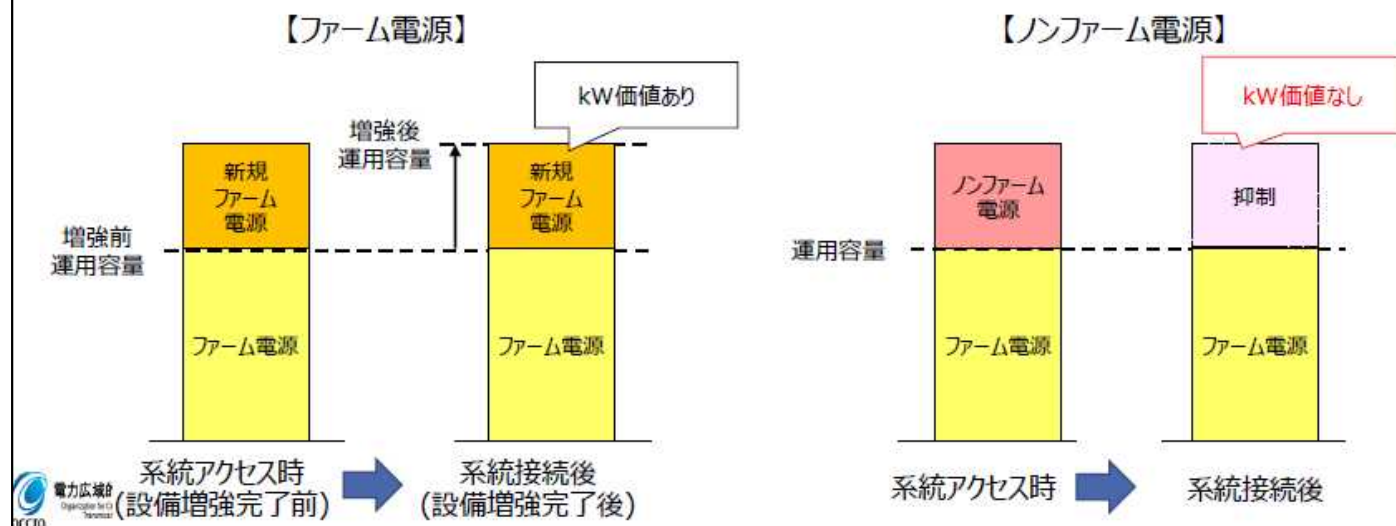
なお、FIT対象電源は容量市場に参加できないこととされています。

出典：第40回 広域系統整備委員会 資料1

10. 抑制を前提とする電源のkW価値について

15

- ファーム電源は系統の空容量が不足する場合、設備増強完了後に接続を行うため、kW価値は確保されている。(常時最大出力を発電可能)
- 一方で、ノンファーム電源のような抑制を前提に設備増強を行わずに接続する電源は、kW価値は確保されない。(出力を抑制される可能性があり確実に発電可能な出力が不明)
- このためノンファーム電源は、「ニーズがある際に発電できる状態にある」という容量市場のリクエストの基本を満たすことができず、容量市場へは参加できないとするのが適当ではないか。



設備改修に関する情報

2-1. 設備状況（改修状況）

- 新佐原線および新京葉線の概要、主な更新実績は以下のとおりです。
- 各線路概要

	設備運開年度	鉄塔基数	亘長
新佐原線	1974年	154基	67km
新京葉線	1968年	126基	46km

- 各線路の主な更新実績

・電線張替

[単位：回線延長]

	張替済(km)			未張替 (km)	総延長 (km)
	2018-2009年度	2008～1999年度	1998年度以前		
新佐原線	2.2	0.0	0.1	131.4	133.7
新京葉線	6.4	3.0	43.3※	38.9	91.6

※新京葉線(新野田(変)～新京葉(変))の増容量対策を含む

・鉄塔建替

	建替済(基)			未建替 (基)	総基数 (基)
	2018-2009年度	2008～1999年度	1998年度以前		
新佐原線	1	3	0	150	154
新京葉線	4	2	43※	77	126

※新京葉線(新野田(変)～新京葉(変))の増容量対策を含む

2-2. 設備停止計画（予定）

- 新佐原線および新京葉線の2019年度、2020年度の停止計画は下表のとおりです。

停止設備	作業内容	停止期間
新京葉線	鉄塔防錆塗装 電線点検 等	1L：2019/10/1～10/30 30日（連続）
		2L：2019/11/1～11/30 30日（連続）
新佐原線	鉄塔防錆塗装 部材取替 等	1L：2020/10/1～10/30 30日（連続）
		2L：2020/11/1～11/30 30日（連続）

- 上記の停止計画については、変更の可能性があります。
- 送電線停止以外にも変電所の設備停止等で発電出力制約が発生する場合があります。
- 今年度の設備停止調整結果を反映した2020年度、2021年度の設備停止計画については、2020年2月頃に広域機関のホームページで公表予定です。

2-3. 設備停止計画（過去の計画）

■ また、過去3ヶ年の設備停止計画は下表のとおりです。

停止設備	作業内容	停止期間
新京葉線	JP線張替補修	1L：2016/4/25～4/28（4日間 連続） 2L：2016/5/2～5/4（3日間 連続）
新佐原線	鉄塔防錆塗装 電線地線補修 他	2L：2016/ 9/22～10/20（29日間 連続） 1L：2016/10/21～11/17（28日間 連続）
新京葉線	圧縮接続管羽子板補修 電線腐食点検 他	2L：2017/11/10 1L：2017/11/11～11/12（2日間 連続）
新佐原線	鉄塔防錆塗装 スペーサ補修・点検 他	1L：2017/11/13～12/6（24日間 連続） 2L：2017/12/7～12/28（22日間 連続）
新京葉線	バイパス装置補修 アーマロッド補修 他	2L：2018/5/4 1L：2018/5/5
新佐原線	飛来物撤去	2L：2018/6/3
新京葉線	鉄塔防錆塗装 鉄塔建替工事 他	1L：2018/9/23～10/9（17日間 連続） 2L：2018/10/15～12/5（52日間 連続） 1L：2018/12/9～2019/1/6（29日間 連続）

■ 上記の停止計画（決定済）は、広域機関のホームページで公表しています。

- 新佐原線および新京葉線において必要となる改修については、以下の方向で検討。
 - 塗装・部材取替等については、2ヶ月程度/年の設備停止(1回線停止)を実施の見通しです。(電線張替・鉄塔建替を実施する年においては張替・建替期間中の実施を指向)
 - 電線張替・鉄塔建替については、設備の経年状況により個別に判断します。(今後2年間の工事は無い見通し)。
工事を行う場合は、原則、夏季冬季を避けた設備停止(1回線もしくは2回線停止)による実施を指向します。

<参考：鉄塔建替(2回線停止)に伴う年2回の停止期間の例>

(例) 10月-11月頃：新設鉄塔(下部)組立

3月-6月頃：新設鉄塔(上部)組立・電線接続替、既設鉄塔(上部)撤去
(基礎工事などは夏季冬季も含め実施[設備停止不要])

■ 各設備停止期間中の運用容量は、需要や連系電源状況（新增設電源の連系前後、連系済み電源の運転・定期検査状況）によりますが、過去の運用容量設定実績を踏まえると、概ね以下のとおりです。

- ・ 新佐原線1回線停止時：1,000万kW程度
- ・ 新京葉線1回線停止時：900万kW程度
- ・ 新佐原線2回線停止時：540万kW程度
- ・ 新京葉線2回線停止時：660万kW程度

- 当社では、発電事業者との電源定期検査（定検）時期調整などを通じ、設備停止に伴う出力抑制量の低減を図っています。
- 一例として、2018年度10-11月の新京葉線1回線設備停止中(10/10~15以外)における電源の定期検査状況と佐京連系線の潮流実績を以下に示します。
(結果して、この期間では、定検中の電源以外の出力抑制は不要となりました)

【主要な電源の定検実績】

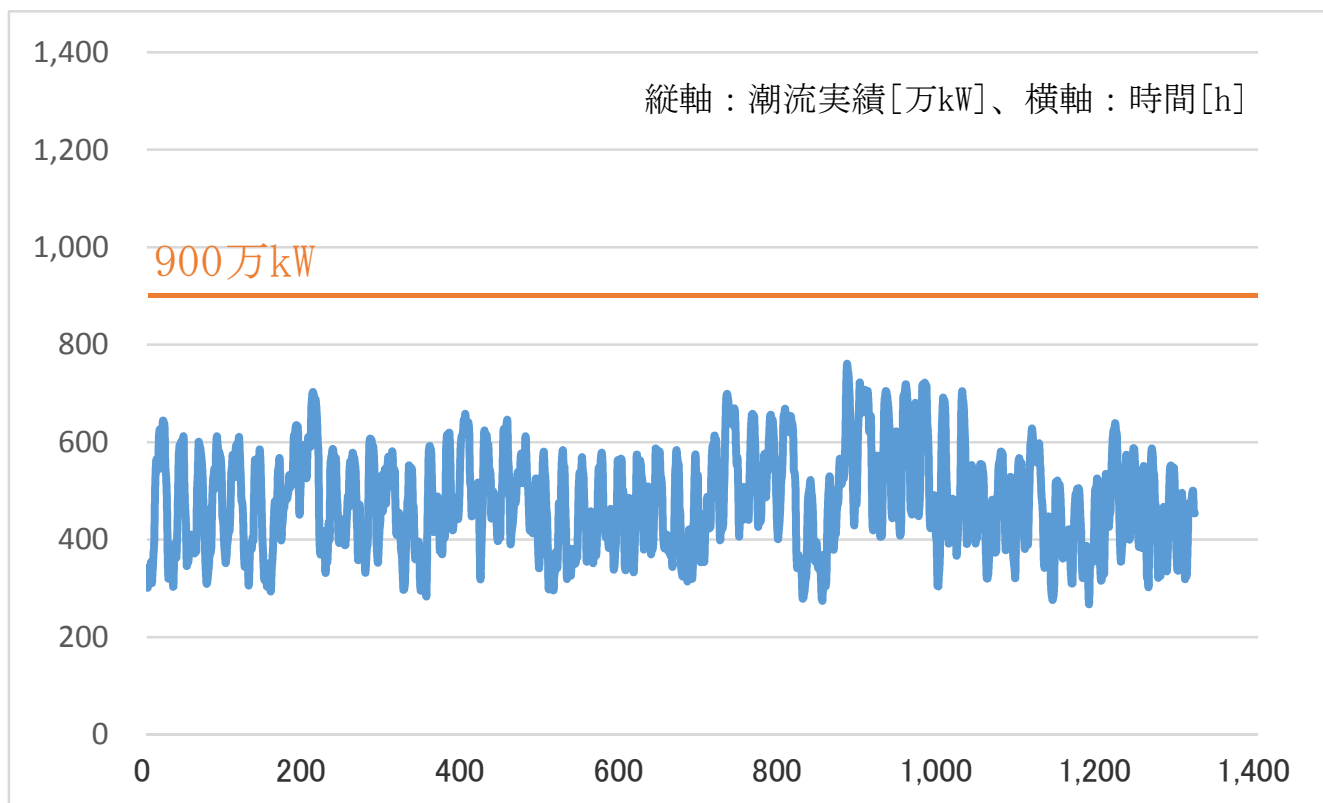
2018年10-11月定検電源の停止数量は下表のとおり

	電源台数	停止出力
最大	17台	約600万kW
最小	8台	約240万kW

<備考>

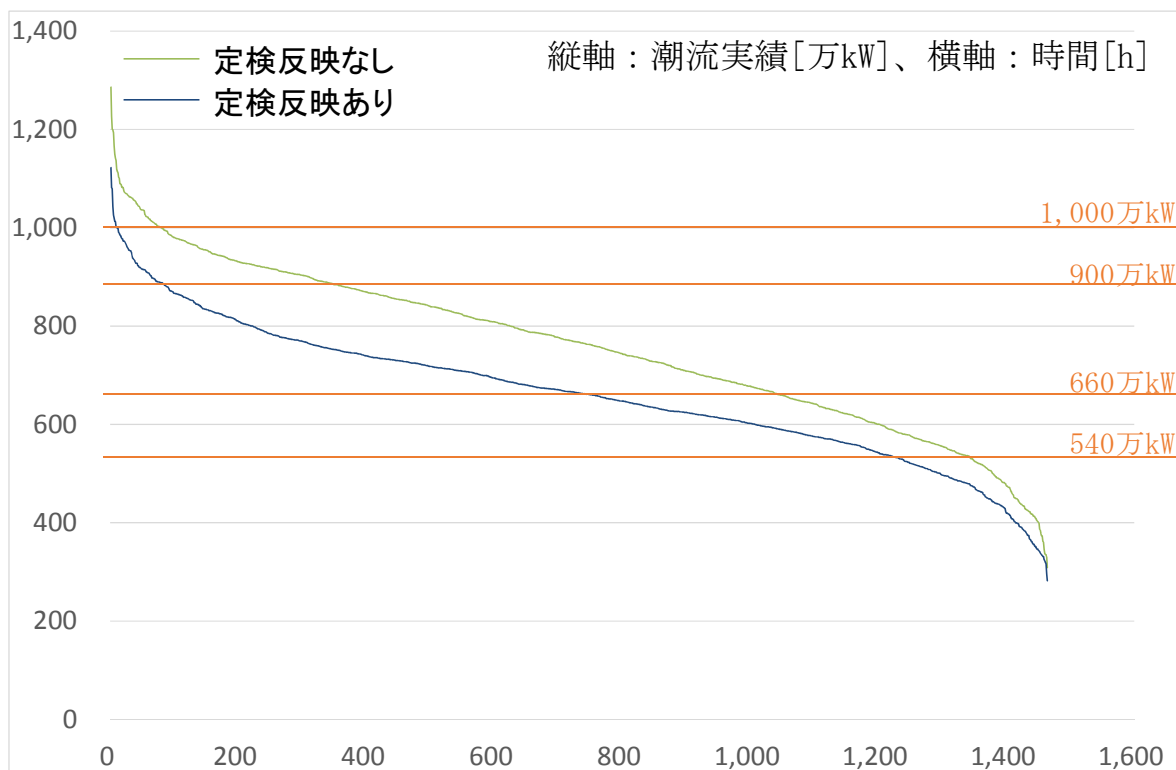
- 電源台数は154kV以上の定検電源の同時停止台数
- 停止出力は各電源の※想定出力値（送電端値）の合計

※10-11月の出力値を託送供給契約内容を参考に試算し想定



2-5. 設備停止時の影響（出力抑制量想定）

- 佐京系統に連系する電源の太宗をLNG火力が占めることから、佐京連系線の潮流は高需要期ほど大きくなる傾向があります。
- 当社は一般送配電事業者として、供給力確保に支障を生じないように、緊急作業を除いて低需要期（例. 10-11月）に設備停止時期を設定します。
- 500万kWの電源連系追加を仮定した場合のシミュレーションによる10-11月の出力抑制量への影響は以下のとおりです。（前シート定検実績相当を反映）



※計算条件はシート26参照

【運用容量別の出力抑制時間】

(2か月/1,464h中)

	定検反映なし	定検反映あり
1,000万kW	80h	9h
900万kW	311h	64h
660万kW	1,046h	752h
540万kW	1,327h	1,203h

注：

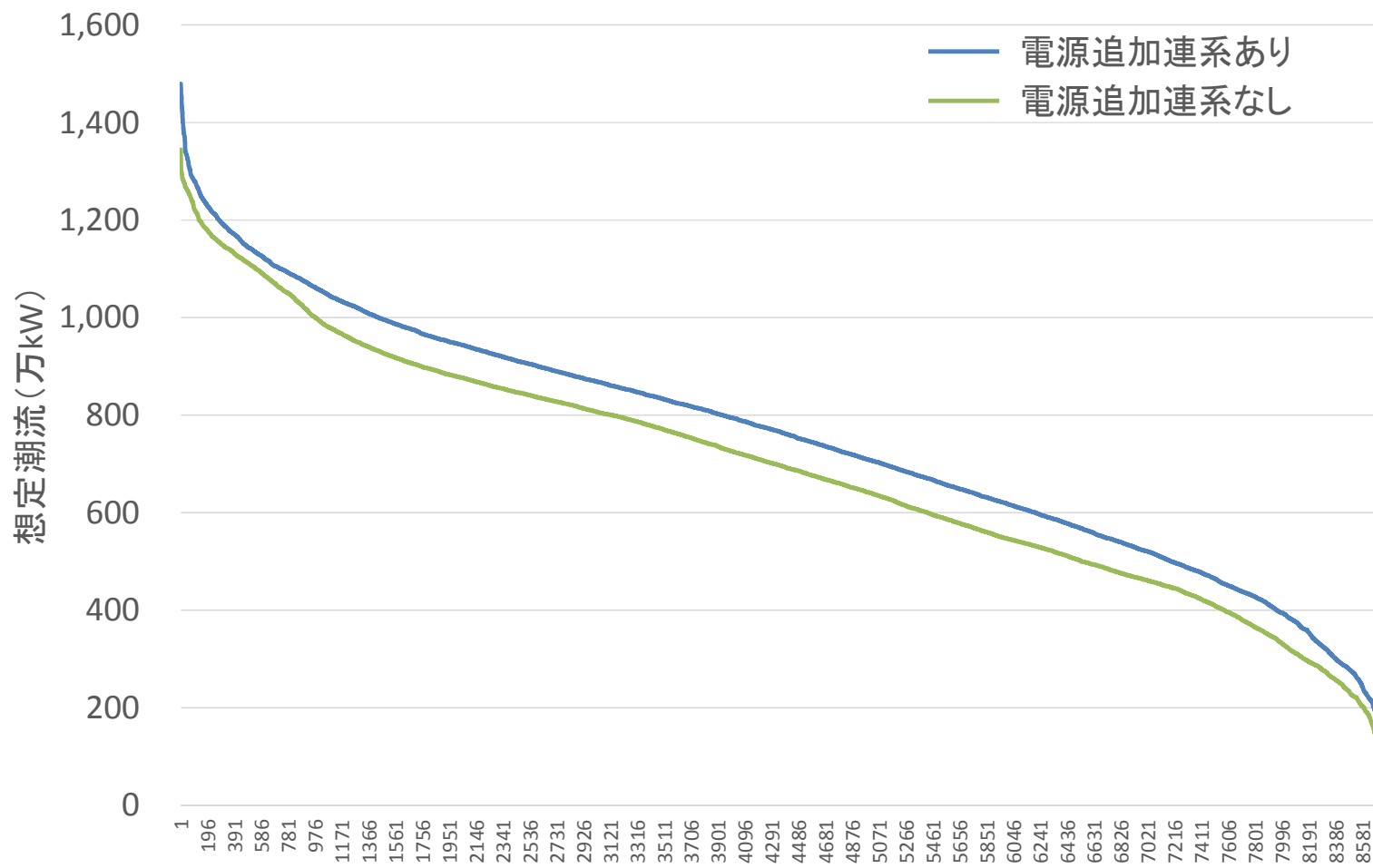
想定潮流は需要や電源等の条件が変われば、本試算通りとならない場合があります。

実運用で確保する調整力分は含んでおりません。

以下 参考

【参考】佐京系統の想定潮流

■ 500万kWの電源連系追加有無による想定潮流への影響度合いは、以下のとおりです。



注：
想定潮流は需要や電源等の条件が変われば、
本試算通りとならない場合があります。実運
用で確保する調整力分は含んでおりません。

2019年8月9日_千葉方面における再生可能エネルギーを含む発電設備の効率的な導入拡大に向けた試行的な取り組みに関する説明会資料より作成

【参考】佐京系統の想定潮流の条件

項目		東京エリア	他エリア	
系統構成		千葉方面と千葉方面以外の2エリアモデル	1エリアモデル	
需要(8760時間)		2017年度エリア実績		
再エネ	設備量	【試行前】 2017年度実績+ 2018年度時点接続申込済※(括弧内は千葉方面)の 太陽光 : 1,558万kW(470万kW) 陸上風力 : 68万kW(13万kW) 洋上風力 : 44万kW(25万kW) バイオマス : 167万kW(40万kW) 水力 : 7万kW(0万kW) 【再エネ追加連系時】 +千葉方面にPV:250万kW、風力:250万kW ※高圧以上は2018年11月末時点、低圧は2019年3月末時点 なお、低圧は想定分含む	2024年度 (2019年度供給計画から想定)	
	出力 カーブ	太陽光・ 陸上風力・水力	2017年度エリア実績	
		地熱・バイオマス	系統WG公表値(東京・中部・関西は他社平均値を利用)	
		洋上風力	NEDO実証を基に数百万kWの連系時の出力を想定	-
火力	ラインナップ	2024年度 (千葉方面は2024年度以降に運開のユニット含む)	2024年度(公知の情報を基に 独自に推定)	
	スペック	熱効率・AFC幅・AFC出力範囲・最低出力・運用制約・季節別出力・起動コスト (東京エリアの調整力契約電源は個別に反映。それ以外の電源は公知の情報を基に推定)		
原子力	稼働状況	現時点で再稼働中の9基		
	利用率	70%		
揚水	設備量	2024年度の設備量・池容量をエリア毎に縮約		
連系線	容量(マージン)	2024年度(広域機関)		

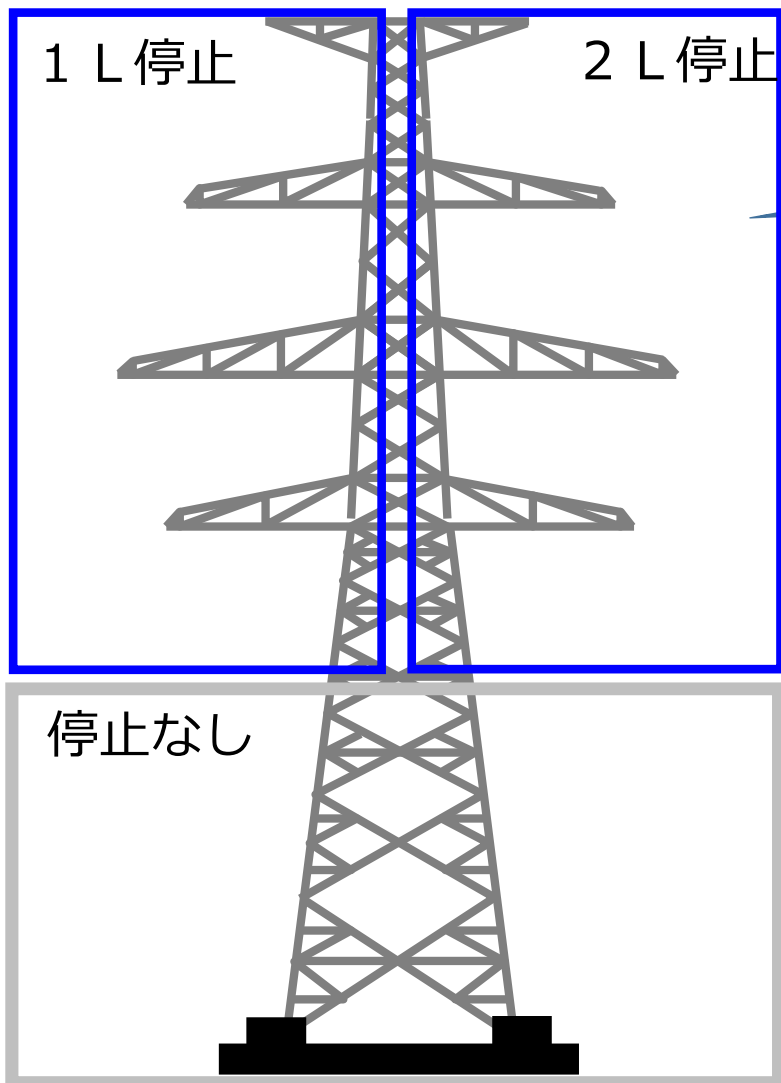
2019年8月9日_千葉方面における再生可能エネルギーを含む発電設備の効率的な導入拡大に向けた試行的な取り組みに関する説明会資料より抜粋



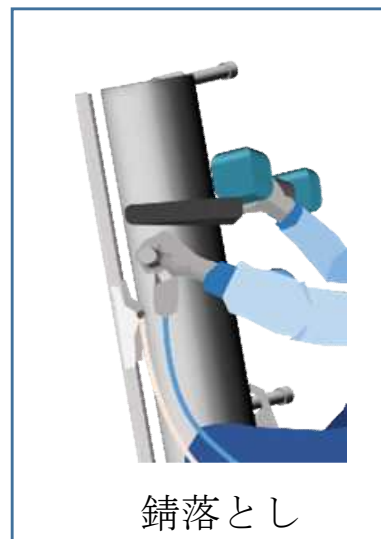
■ 架空送電線に関する主な作業イメージとしては、以下4つを以降で例示します。

- ・ 鉄塔塗装
 - ・ 鉄塔部材取替
 - ・ 電線張替
 - ・ 鉄塔建替
- 基本的には1回線停止で実施
- 1回線停止または2回線停止で実施

- 鉄塔部材の腐食防止のため、診断結果による対象鉄塔について塗装を行います。
- 鉄塔塗装の作業イメージは以下のとおりです。

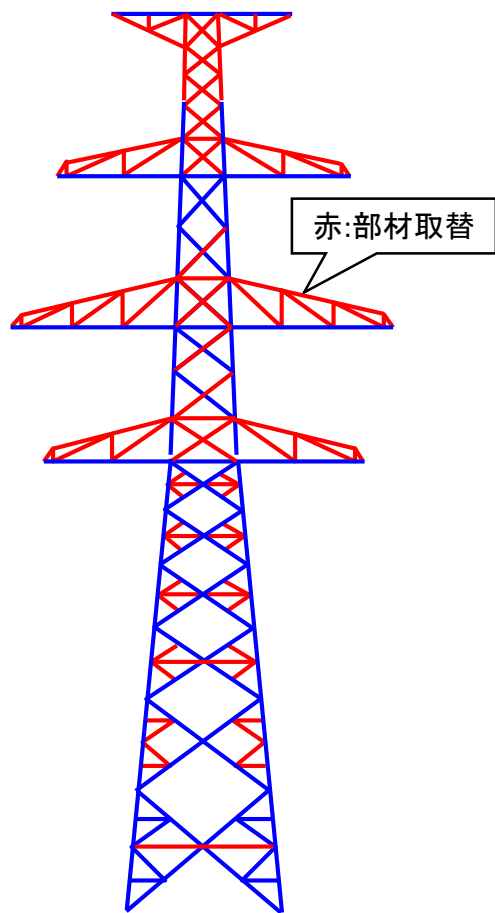


片回線ずつ停止し、停止回線側の腕金・塔体を錆落とし・塗装



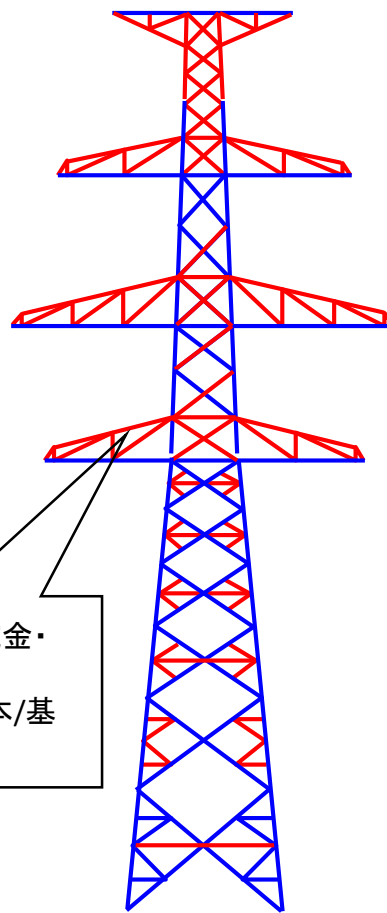
- 塗装を繰り返しても鉄地の腐食が進展し、部材劣化に至る場合、鉄塔部材の取替を行います。
- 鉄塔部材取替の作業イメージは以下のとおりです（ 設備停止必要期間）

①



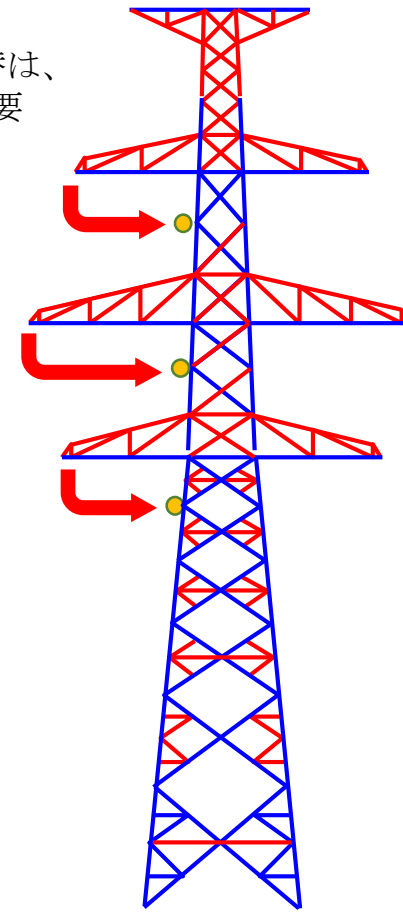
対象鉄塔の全部材を調査し、腐食劣化が進み要取替となる部材を決定

②



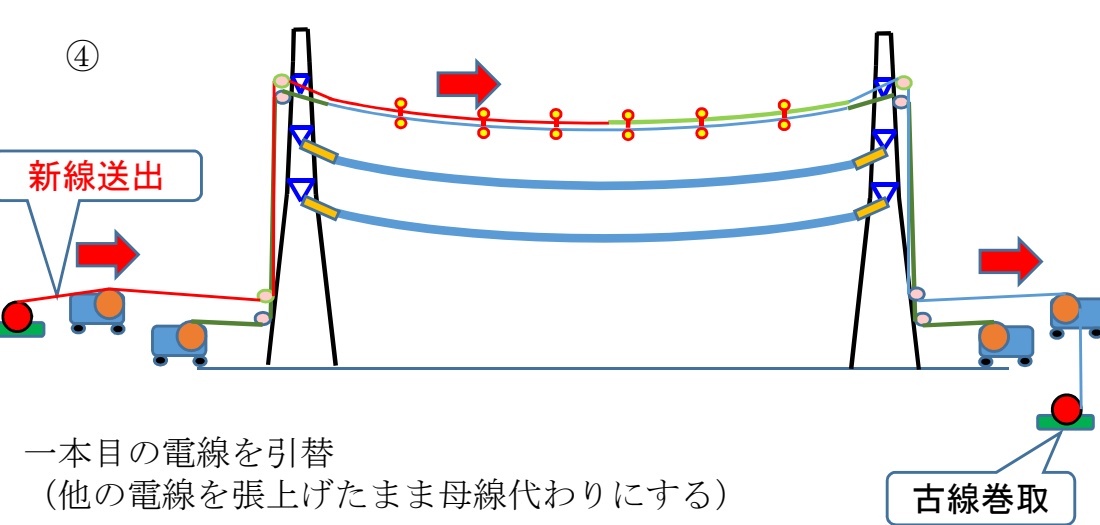
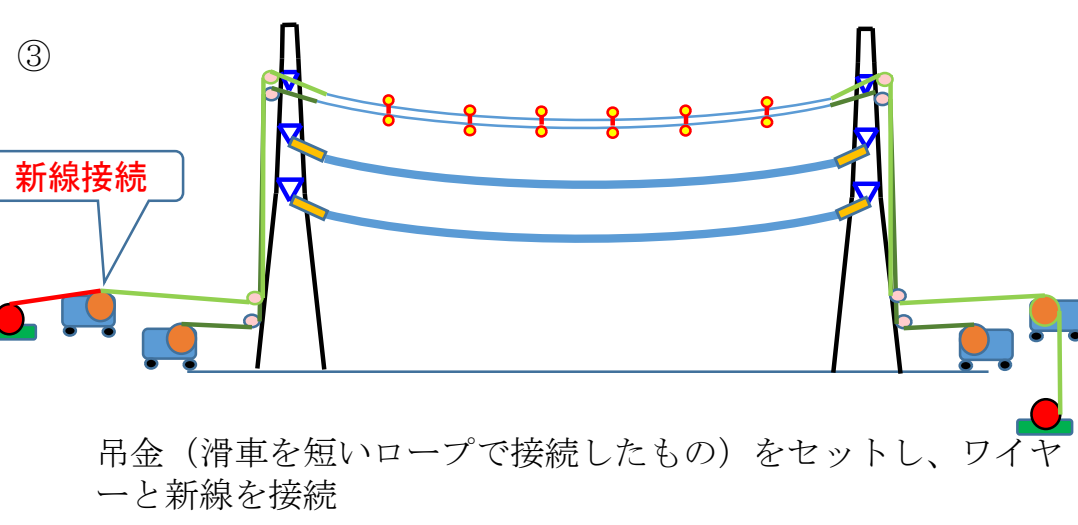
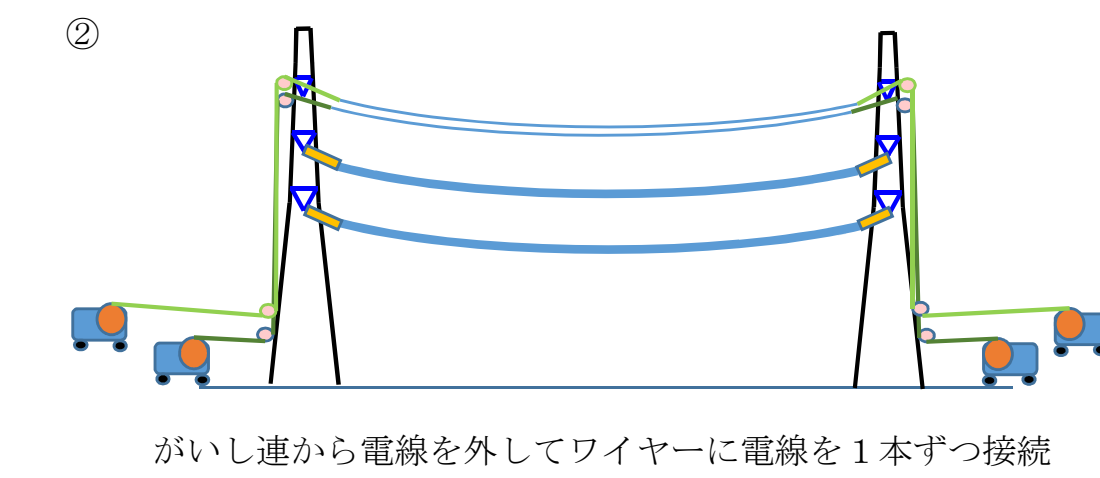
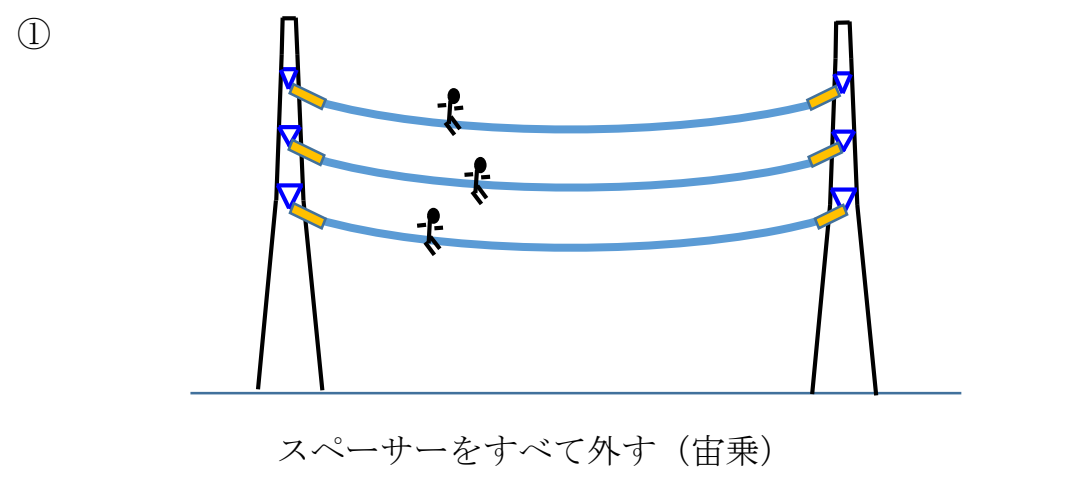
順番に**一本ずつ**部材取替を進める
【鋼管鉄塔では治具（仮部材）も使用】

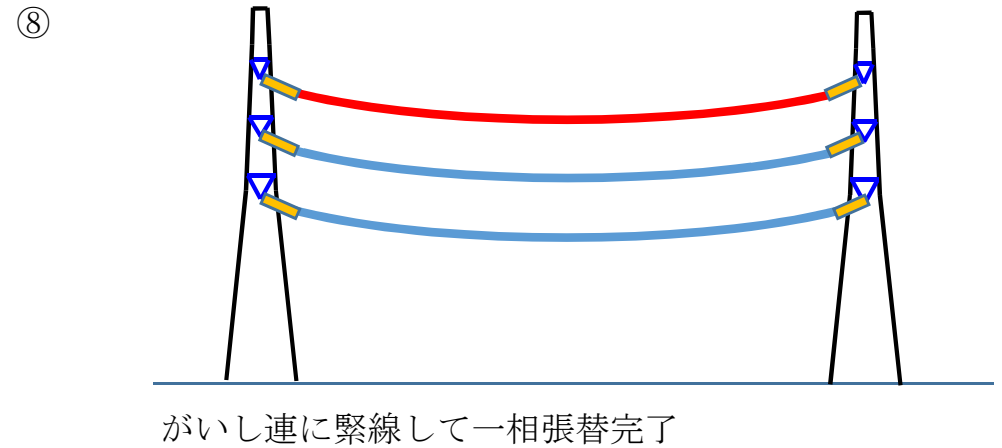
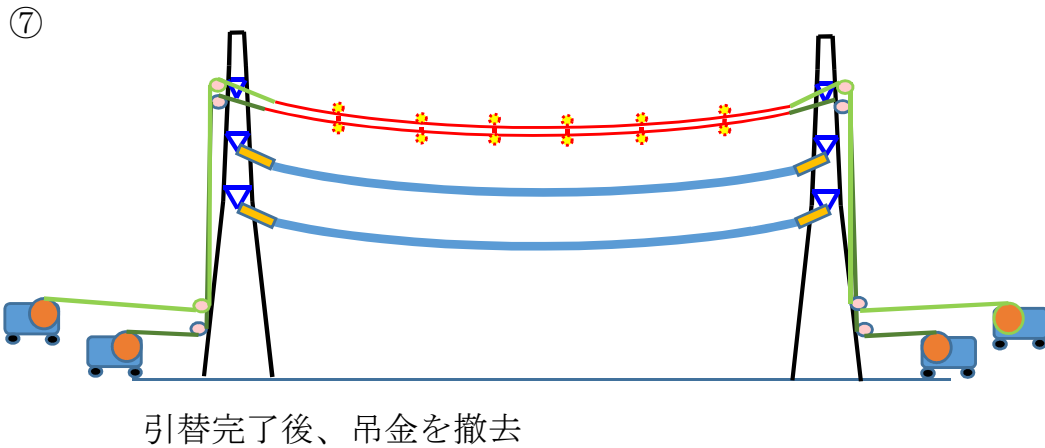
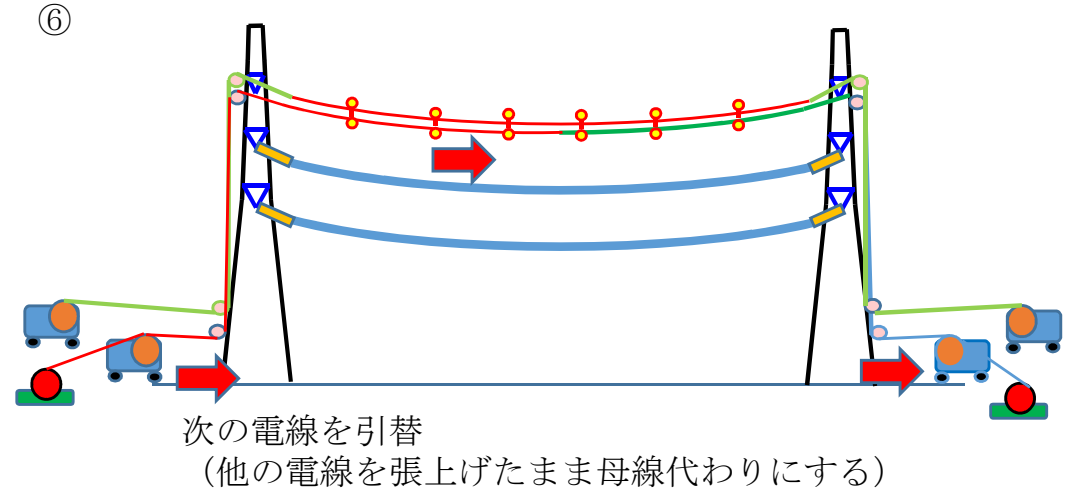
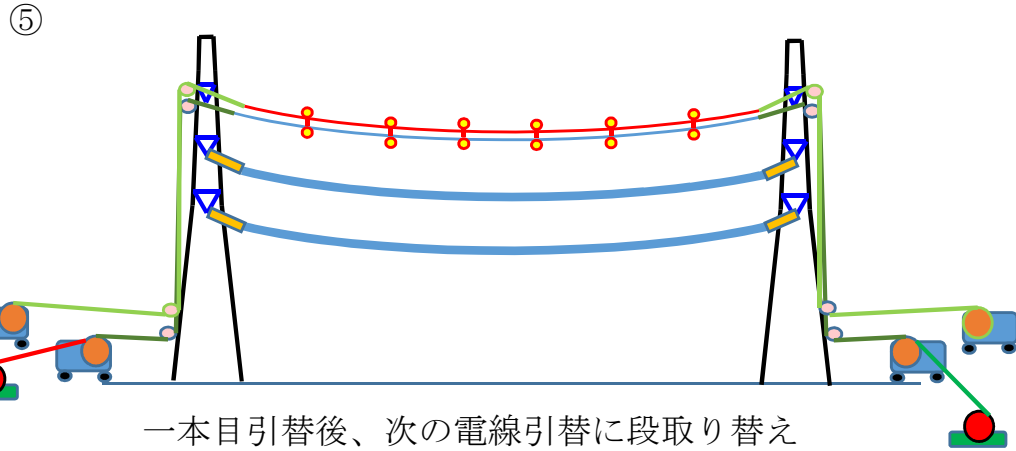
②' 腕金部材の取替は、1回線停止が必要

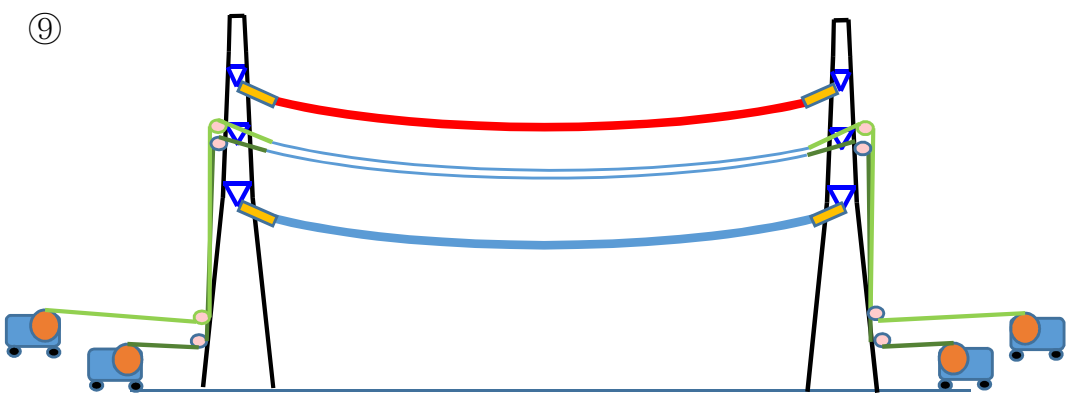


腕金部材の取替は、塔体への電線仮移線のうえ作業

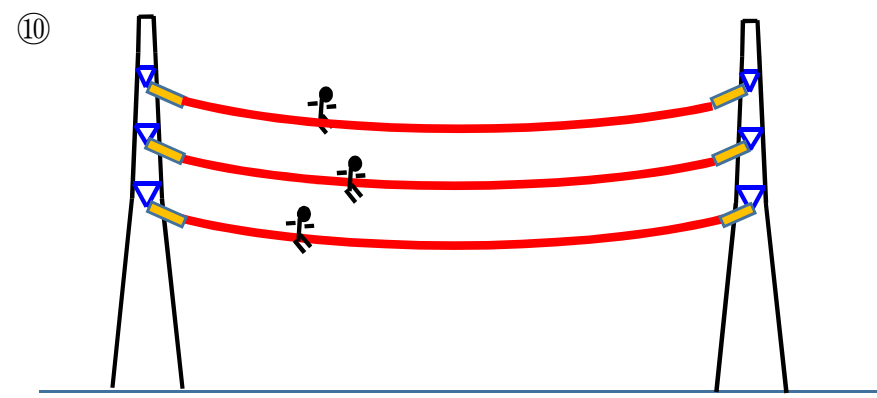
- 塩害等による電線腐食の進行が想定される場合、電線張替を行います。
- 電線張替の作業イメージは以下のとおりです（多導体の場合の一例）



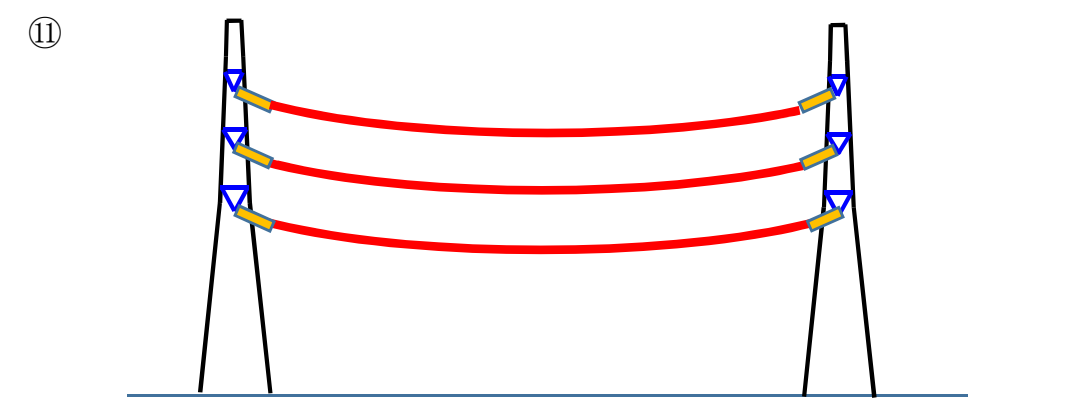




中相⇒下相の順に同様に張替



三相引替・緊線後にスペーサー取付（宙乗）



電線張替完了

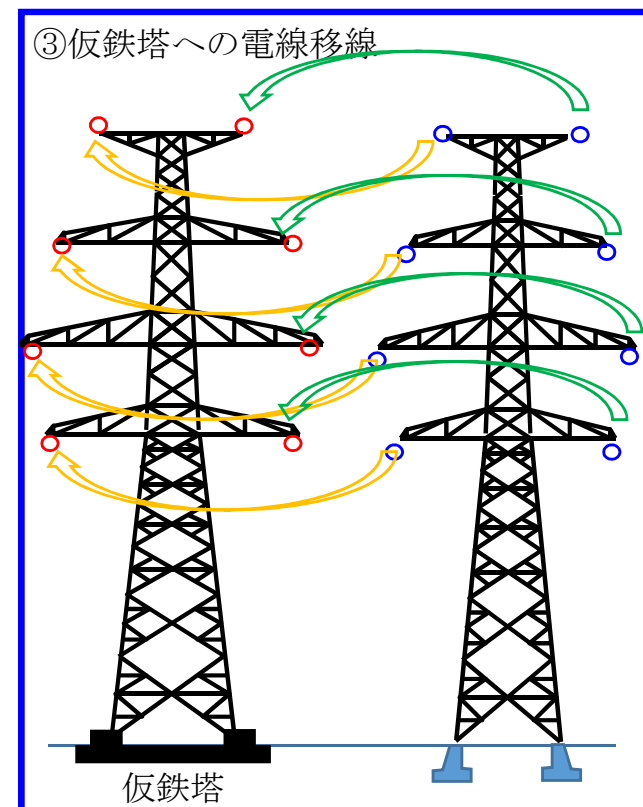
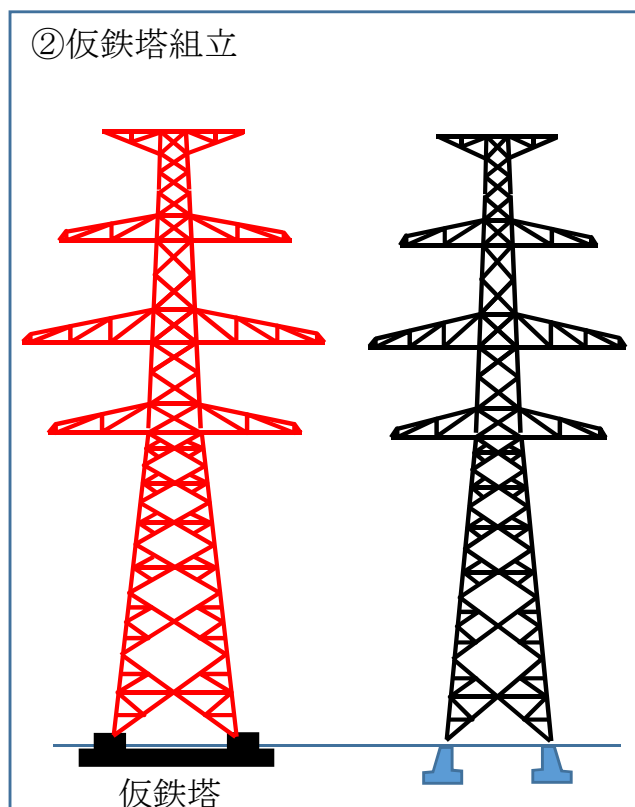
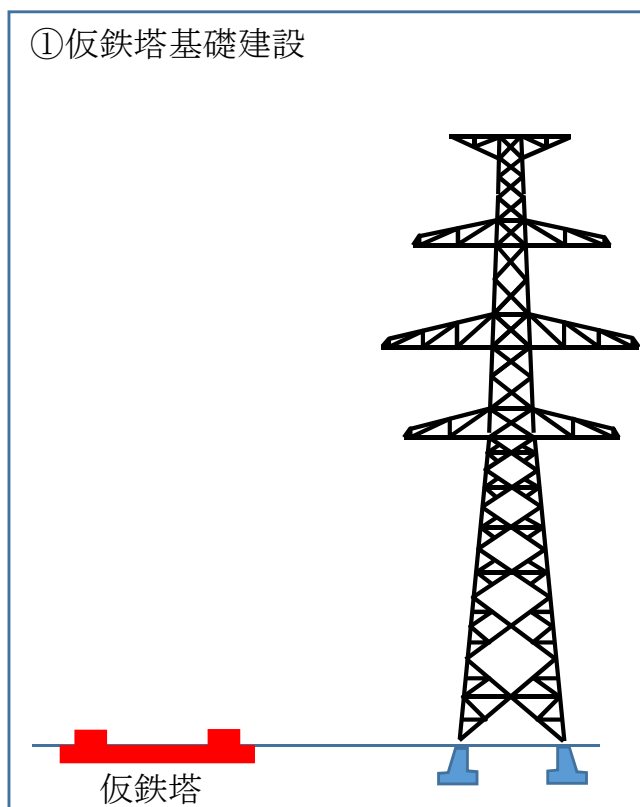
※通常片回線停止で実施するため、超高圧送電線の場合は誘導電流による感電防止対策も必要
(金車・延線車等の接地対策、導電作業着の着用等)

※重要横断物（高速道路・幹線鉄道・一級国道等）の横断箇所の場合、管理者との協議のうえ必要により防護足場等を設置

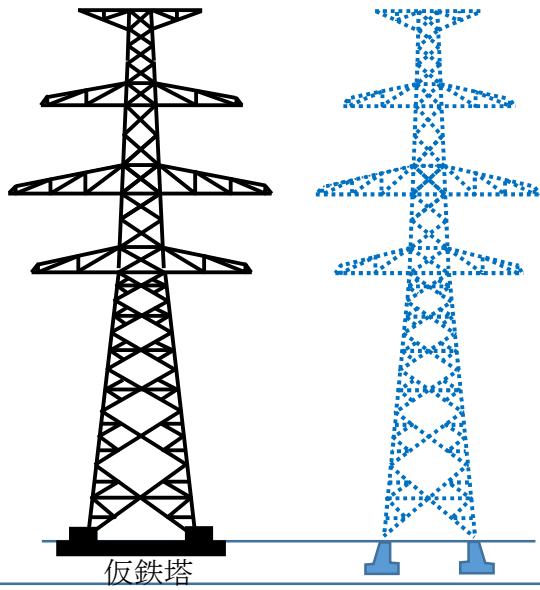
- 低地上高、環境・保安面、老朽化等により電技に抵触する虞がある場合においては、必要時期までに鉄塔建替を行います。
- 鉄塔建替の作業イメージは以下のとおりです（ 設備停止必要期間）

✓ 仮工事による建替（1回線ずつ分けた停止作業）

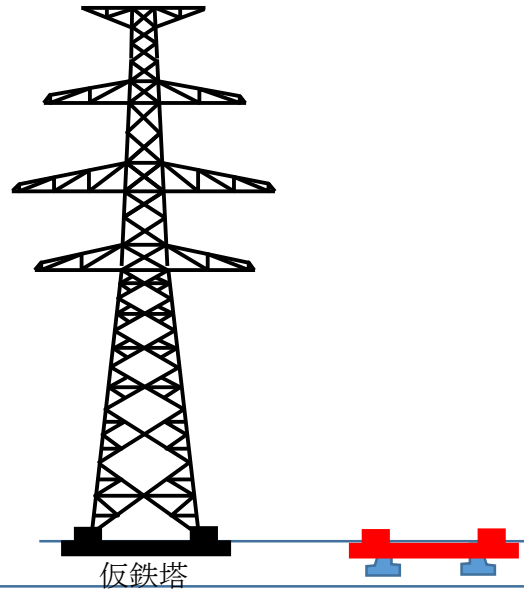
- 下図③, ⑦電線移線の接続替時のみの片回線停止につき停止期間が短い
- 仮鉄塔新設・撤去の工事費が増加する



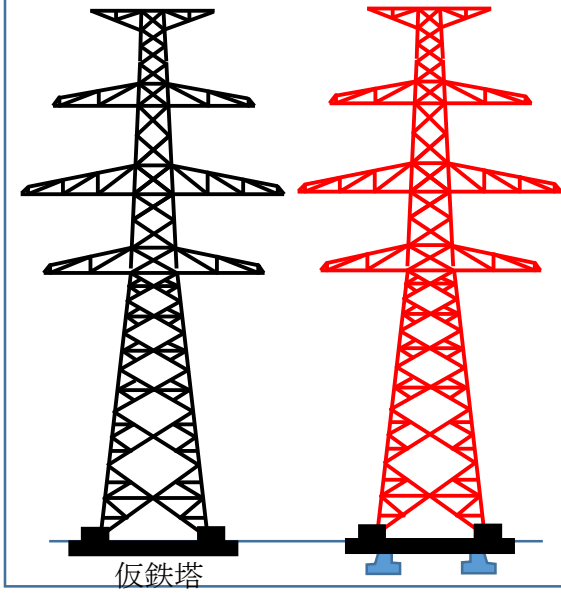
④既設鉄塔解体



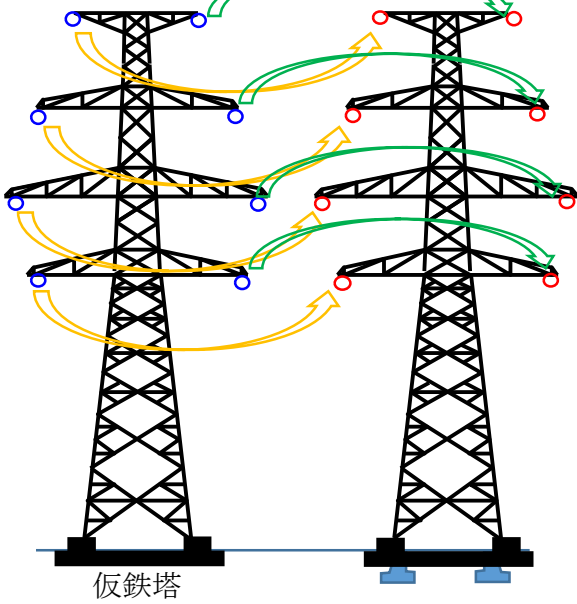
⑤新鉄塔基礎建設



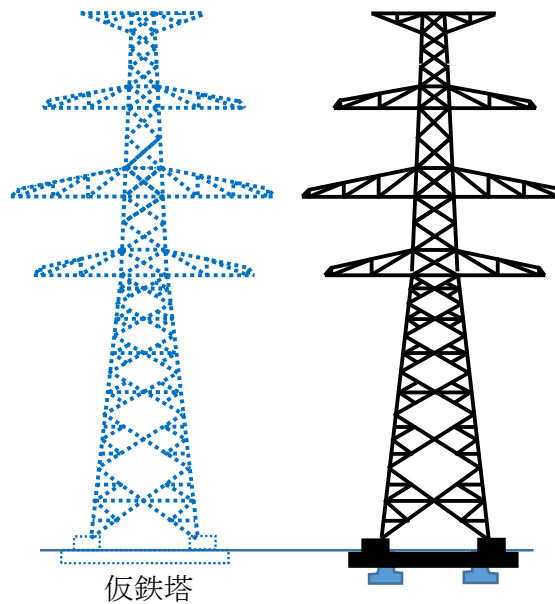
⑥新鉄塔組立



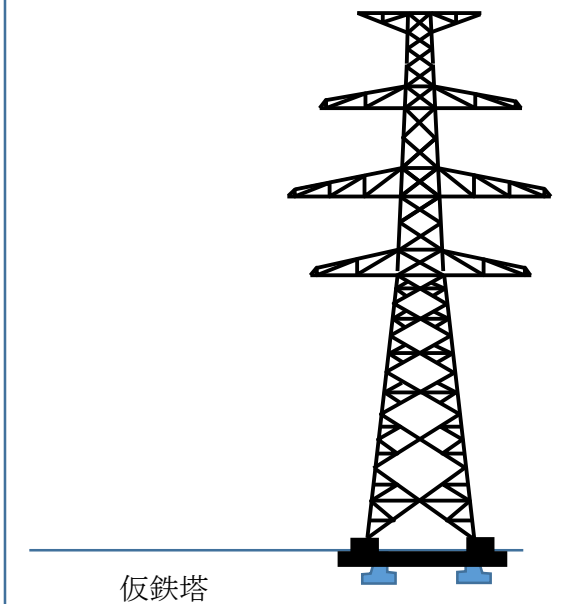
⑦新鉄塔へ電線移線



⑧仮鉄塔撤去

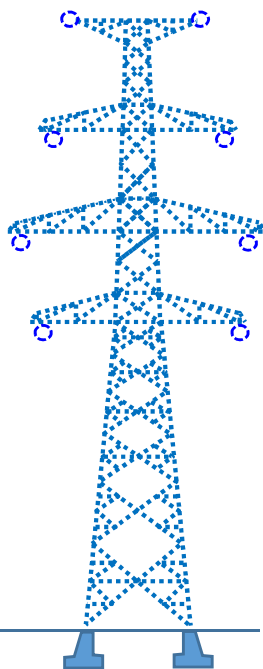


⑨竣工



- ✓ 仮工事のルート確保が難しい場合は、2回線同時停止による分断工事にて建替
 - ①～③の全工程期間中両回線停止となるため停止期間が長い
 - 本鉄塔の元位置建替のみ（仮鉄塔新設・撤去不要）につき工事費抑制が可能

①電線撤去・既設鉄塔解体



②新鉄塔基礎建設



③新鉄塔組立・電線架線

