

広域系統長期方針の策定について

2015年12月15日
広域系統整備委員会事務局

■ ご議論いただきたい事項

これまでの議論内容と今後の検討

■ ご報告事項

1. 震災前後における広域的な潮流の概観
2. 各エリアの広域連系系統の特徴・変遷

- 広域系統長期方針の策定の方向性の3つの軸に沿って検討を進めてきたが、その検討状況について今年度3月末を目途に中間報告を行うこととしたい。(中間報告の内容については1月以降に審議)
- 1つ目の軸である「電力系統利用の円滑化・低廉化」の検討において実施している電力潮流シミュレーションは、調整力に関する費用負担等に係る課題が解決された状況を前提としていること、また電源構成については不確実性が高いことから、エネルギーミックスの実現に関して予断を与えないように、その取扱いには十分に慎重を期す必要がある。
- 電力潮流シミュレーションの実施状況を中間報告に記載する場合は、その前提として制度面・運用面において解決が必要となる課題や、シミュレーション手法の制約事項等を明確に示すことが不可欠。
- 今後、連系線増強等の費用面やエリア内広域連系系統の潮流状況等についても検討を進める。

	議論内容	報告内容
第1回	広域系統長期方針策定の進め方	地域間連系線の利用状況
第2回	広域系統長期方針策定の進め方	—
第3回	広域系統長期方針のあるべき姿(3つの軸)	これまでの電力系統整備の考え方と今後の対応について(関西電力殿)
第4回	3つの軸に対する検討の進め方 電力潮流シミュレーションの前提(Ⅰ軸)	過去の需給実績 広域連系系統の運用状況 風力・太陽光の導入状況等
第5回	電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(Ⅰ軸)	電力流通設備の健全性確保(Ⅲ軸)
第6回	電力流通設備の健全性確保(Ⅲ軸) 電力潮流シミュレーションの実施状況(Ⅰ軸)	—
第7回	適切な信頼度の確保(Ⅱ軸) 電力潮流シミュレーションの実施状況(Ⅰ軸)	—

広域運営の拡大によって、我が国の電力供給における3E+Sの実現に貢献する。
このため、次に挙げる3つの軸から、広域連系系統の長期的な整備方針を取りまとめる。

I 電力系統利用の円滑化・低廉化

- エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する
- 電力市場の活性化に寄与する

II 適切な信頼度の確保

- 系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する
- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

III 電力流通設備の健全性確保

- 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新・形成を計画的に推進する

※ 以上の3つの軸に沿って適切に設備形成・運用されている状態が広域連系系統の「あるべき姿」

- このあるべき姿の実現に向けた考え方を具体化していくために、将来(10～20年程度)の広域連系系統の電力潮流シミュレーションや、流通設備の経年・更新情報等を調査することで、系統の長期的な課題を探る。
- その課題に対し、系統整備等どのような対応を採るべきかを考察し、長期方針として取りまとめる。
- 対応の検討に当たっては、電力関連技術の開発動向や電力需要構造の変化も的確に踏まえたものとする。

- 一般送配電事業者がエリアで調整可能な量を超えて再生可能エネルギーが導入される見込みを得るには、調整力に関する費用負担等に係る課題の解決が必要。
- 今回の電力潮流シミュレーションはそのような制度的課題が解決された状態を前提としているため、エネルギーミックスの実現に関して予断を与えないように、その取扱いには十分に慎重を期す必要がある。

市場活用

再生可能エネルギーにより発電された電気の卸電力市場を通じた取引の拡大

- ・卸電力市場に1時間前市場の創設
- ・買取義務者を一般送配電事業者に変更
- ・再生可能エネルギーの回避可能費用単価を市場価格連動に変更

調整力

再生可能エネルギーの導入拡大に伴う一般送配電事業者の調整力確保及びその費用負担に係る課題の解決

- ・火力発電の稼働率低下による発電効率悪化等に伴う費用
- ・火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
- ・揚水式動力によって需要を創出することによる費用
- ・発電設備を自然変動電源の対応のために確保しておくために必要な費用 等

他エリアの一般送配電事業者の調整力を最大限活用するための費用負担に係る課題及びそのための連系線利用方法に係る課題の解決

- ・追加的に費用が発生する範囲まで調整を行うこととするルール
- ・当該追加的費用に掛かる費用精算の仕組み

系統整備

ローカル系統の整備

- ・系統情報公表による予見性の向上
- ・電源募集プロセスによる特定負担の軽減

エリア内基幹系統の整備

- ・費用負担の考え方整理(原則一般負担、一般負担の上限)
- ・全国又は特定エリアの一般負担の上昇に関する国民の理解

制度的課題が実現

今回のシミュレーションで前提としているような
エリア毎の再生可能エネルギーの導入が成立

今回の電力潮流シミュレーションの結果

3. 広域的な系統運用を推進するための課題

15

(1) エリアを越えた周波数調整に要する調整費用について

○現行の電事法においても、改正後の電事法においても、一般電気事業者(改正後は「一般送配電事業者」。以下同じ。)は、あくまでエリアごとに周波数維持義務が課される仕組み。このため、一般電気事業者が、自エリアの接続可能量を越える量の再エネを導入・運用するインセンティブは、法制上生じない。

○また、一般電気事業者が周波数を維持するためには、調整力が必要であり、その調整力の活用のためには費用を伴う(※)。このため、一般電気事業者が、積極的に再エネの導入・運用を行えるようにするためには、その調整に要する費用が何らかの方法で賄われることが必要。ただし、この費用については、どこまでが再エネの調整のために必要なものであるかを切り出し、特定することが困難。

○さらに、一般電気事業者が、自エリアの接続可能量を越える量の再エネを導入・運用しようとするれば、他エリアの調整力を活用する必要があるが、費用を払ってまで他エリアの調整力を活用するインセンティブは、上述のとおり生じない。しかしながら、他エリアの調整力に対して払う費用に関しては、契約行為が発生するため、ある程度客観的に特定することが可能。

○したがって、一般電気事業者に対して、自エリアの接続可能量を越える量の再エネの導入・運用を求めるためには、一般電気事業者が他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みの導入が必要条件ではないか。

(※)再エネに関しては、再エネから発生する電気を得られることにより回避可能となる費用が期待できる一方、その出力が大きく見込まれる場合には、予め石炭火力など負荷追従性の低い電源を停止し石油やLNGの火力を運転させておく、揚水の上池を空けた状態で待機させておく等の費用が追加的に発生することが考えられる。

【現行電氣事業法】

第18条 一般電気事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における一般の需要(事業開始地点における需要及び特定規模需要を除く。)に応ずる電気の供給を拒んではならない。

第26条 電気事業者(卸電気事業者及び特定規模電気事業者を除く。以下この条において同じ。)は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

【第2弾電氣事業法】

第2条

八 一般送配電事業 自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び電力量調整供給を行う事業(発電事業に該当する部分を除く。)をいい、当該送電用及び発電用の電気工作物により次に掲げる小売り供給を行う事業(発電事業に該当する部分を除く。)を含むものとする。

第26条 一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

3. 広域的な系統運用を推進するための課題

(1) エリアを越えた周波数調整に要する調整費用について

16

【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】(第2弾改正後)

第5条 一般送配電事業者、電気事業法第2条第1項第11号に規定する送電事業者及び同項第13号に規定する特定送配電事業者(以下「一般送配電事業者等」という。)は、前条第一項の規定により特定契約の申込みをしようとする特定供給者から、当該特定供給者が用いる認定発電設備と当該一般送配電事業者等がその事業の用に供する変電用、送電用又は配電用の電気工作物(同法第2条第1項第18号に規定する電気工作物をいう。第39条第2項において同じ。)とを電氣的に接続することを求められたときは、次に掲げる場合を除き、当該接続を拒んではならない。

- 一 当該特定供給者が当該接続に必要な費用であつて経済産業省令で定めるものを負担しないとき。
- 二 当該一般送配電事業者等による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき。
- 三 前二号に掲げる場合のほか、経済産業省令で定める正当な理由があるとき。

【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施行規則】

第6条 法第5条第1項第3号の経済産業省令で定める正当な理由は、次のとおりとする。

- 三 当該特定供給者が当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項(第七号及び第九号に掲げる場合にあっては、ホからチまでに掲げる事項)を当該接続に係る契約の内容とすることに同意しないこと。
- イ 接続請求電気事業者が、次の(1)及び(2)に掲げる措置(以下「回避措置」という。)を講じたとしてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合(略)において、当該特定供給者(略)は、当該接続請求電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと(略)、当該抑制により生じた損害(略)の補償を求めないこと(略)及び当該抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。
 - (1) 当該接続請求電気事業者が所有する発電設備(太陽光発電設備、風力発電設備、原子力発電設備、水力発電設備(揚水式発電設備を除く。))及び地熱発電設備を除く。以下この(1)において同じ。)及び接続請求電気事業者が調達している電気の発電設備の出力の抑制(安定供給上の支障があると判断される限度まで行われる出力の抑制(二に規定する認定発電設備の出力の抑制の指示に応じることが困難な場合を除く。))をいう。)、並びに水力発電設備(揚水式発電設備に限る。)の揚水運転
 - (2) 当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合における当該上回ることが見込まれる量の電気の取引の申込み

3. 広域的な系統運用を推進するための課題

(2) 国民に対してどのように理解を得ていくか

17

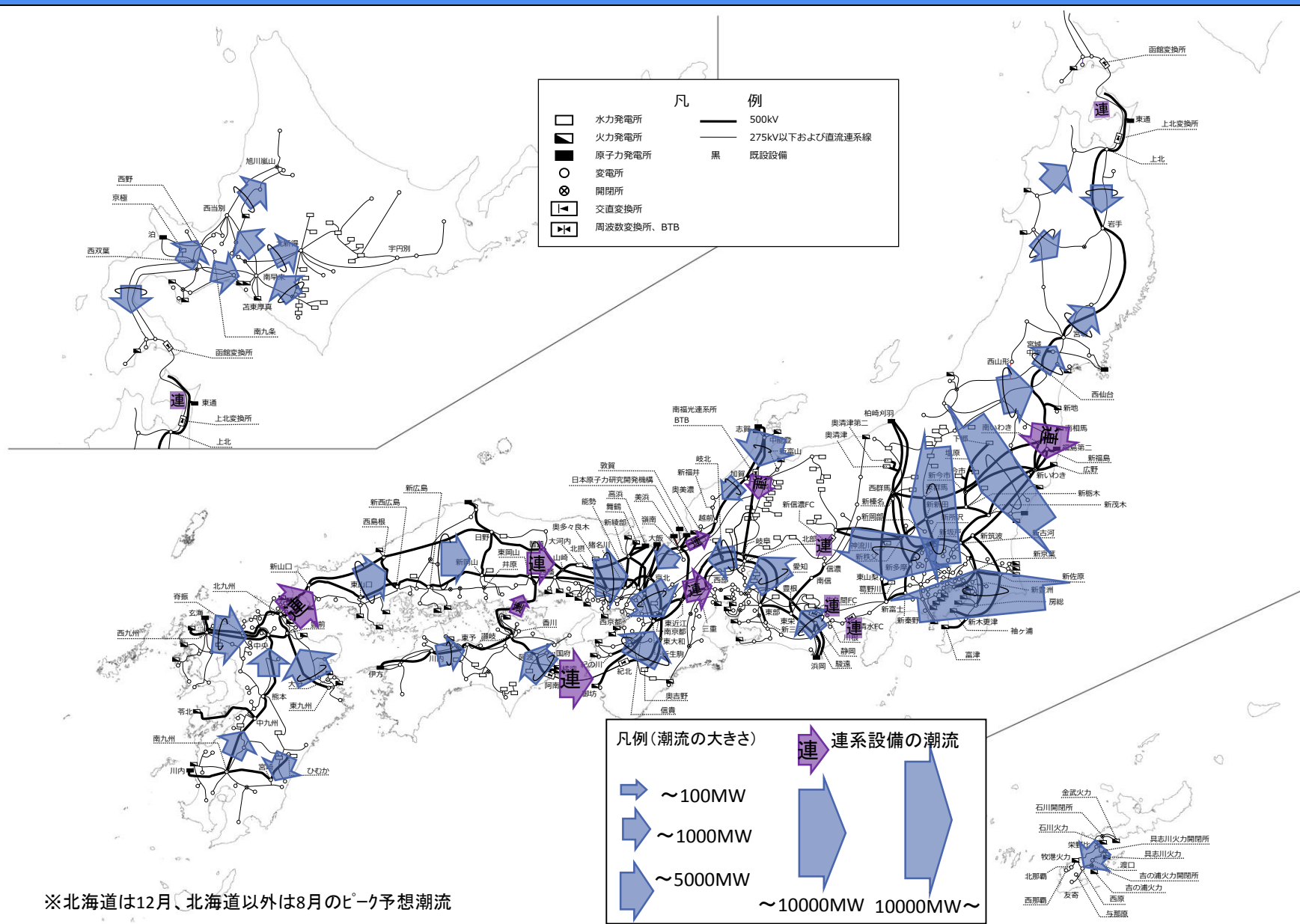
- 他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みを含む制度面の課題が解消され、各一般電気事業者が、自エリア内で調整できる以上の再エネの導入・運用を行う際に、はじめて地域間連系線(エリア間をまたぐ系統設備)の増強の課題に直面することとなる。逆にいえば、これまで述べてきたような費用回収の仕組みがなければ、一般電気事業者が、その接続可能量を越える量の再エネを導入・運用し、自エリアで調整しきれない部分を他エリアに流すという行動が生じないため、地域間連系線の増強という課題はそもそも生じない。
- なお、地域(エリア)内の比較的低い電圧階級を含む系統設備の増強については、経済産業省より、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」というガイドラインが11月6日に公表された。
従来、再エネを含む発電設備設置者と一般電気事業者の系統部門との間の費用分担の考え方が不明確であったところ、このガイドラインにより、一般電気事業者の系統部門による一般負担となる部分が明確化され、こうした明確化されたルールの下、設備形成が行われていくと考えられる。
- 他方、地域間連系線の増強に当たっては、P9の東北東京間連系線の増強計画の例にあるとおり、10年単位の工事期間を要し、かつ、1000億円オーダーの費用を要することとなる。
この議論の際には、具体的な発電設備設置者が一定割合を特定負担により負担するという前提であってもなお、発電設備設置者が希望を取り下げた場合には計画を見直すべき等の意見も提起された。
- 今後、我が国全体の再エネ導入量目標達成の観点から、およそ10年後の不特定多数の再エネ導入のための系統設備増強を進める場合には、特定のエリア又は全国エリアの一般負担が増加することについて、国民の理解が得られるかという点が課題。地域間連系線についてもエリア内の系統設備についても、この課題が解消されれば、設備形成が促進されていくものと考えられる。

1. 震災前後における広域的な潮流の概観

(余白)

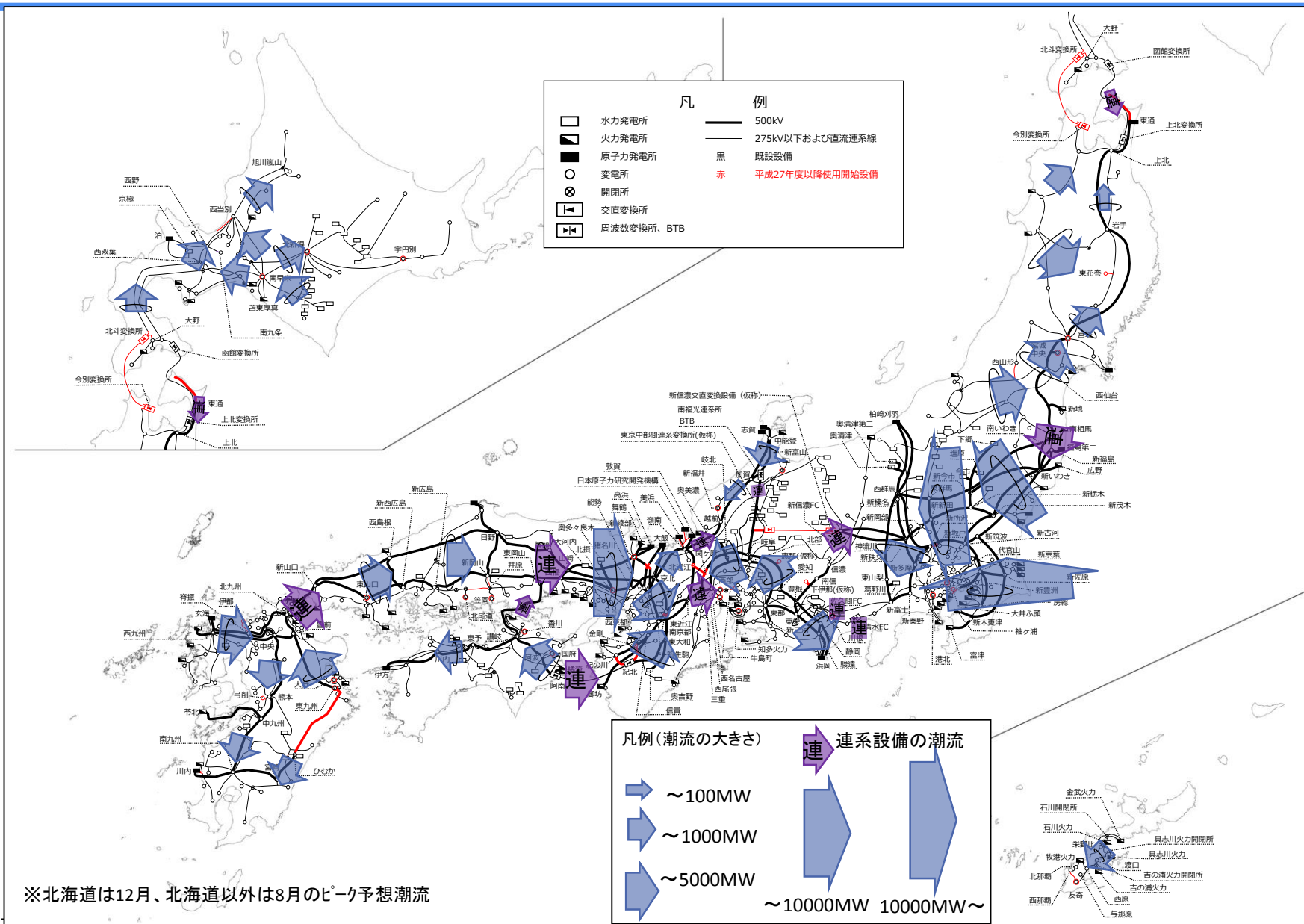
1. 平成26年度ピーク潮流※概要図(H22年度計画):震災前

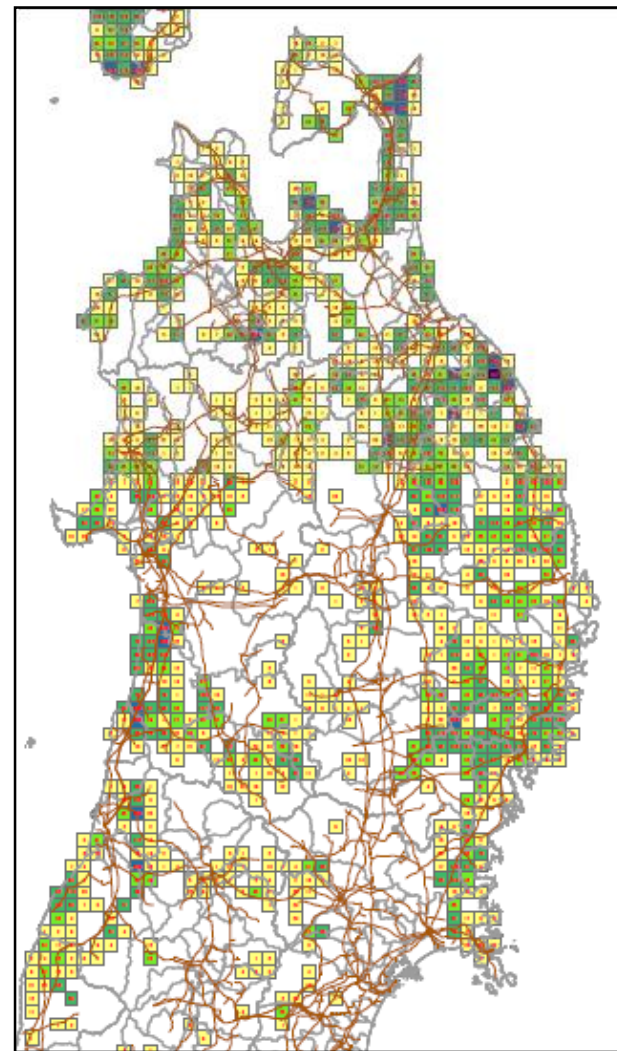
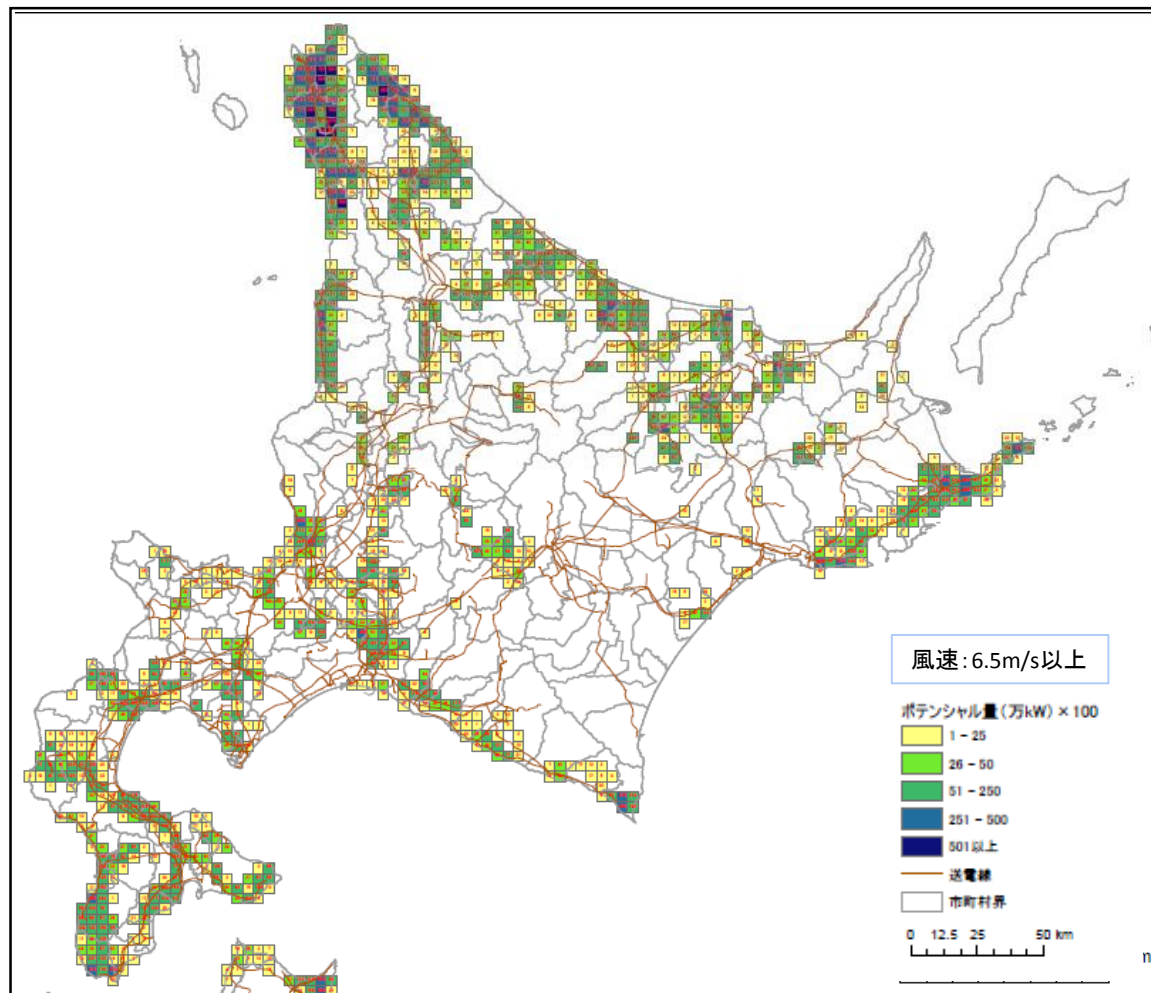
11

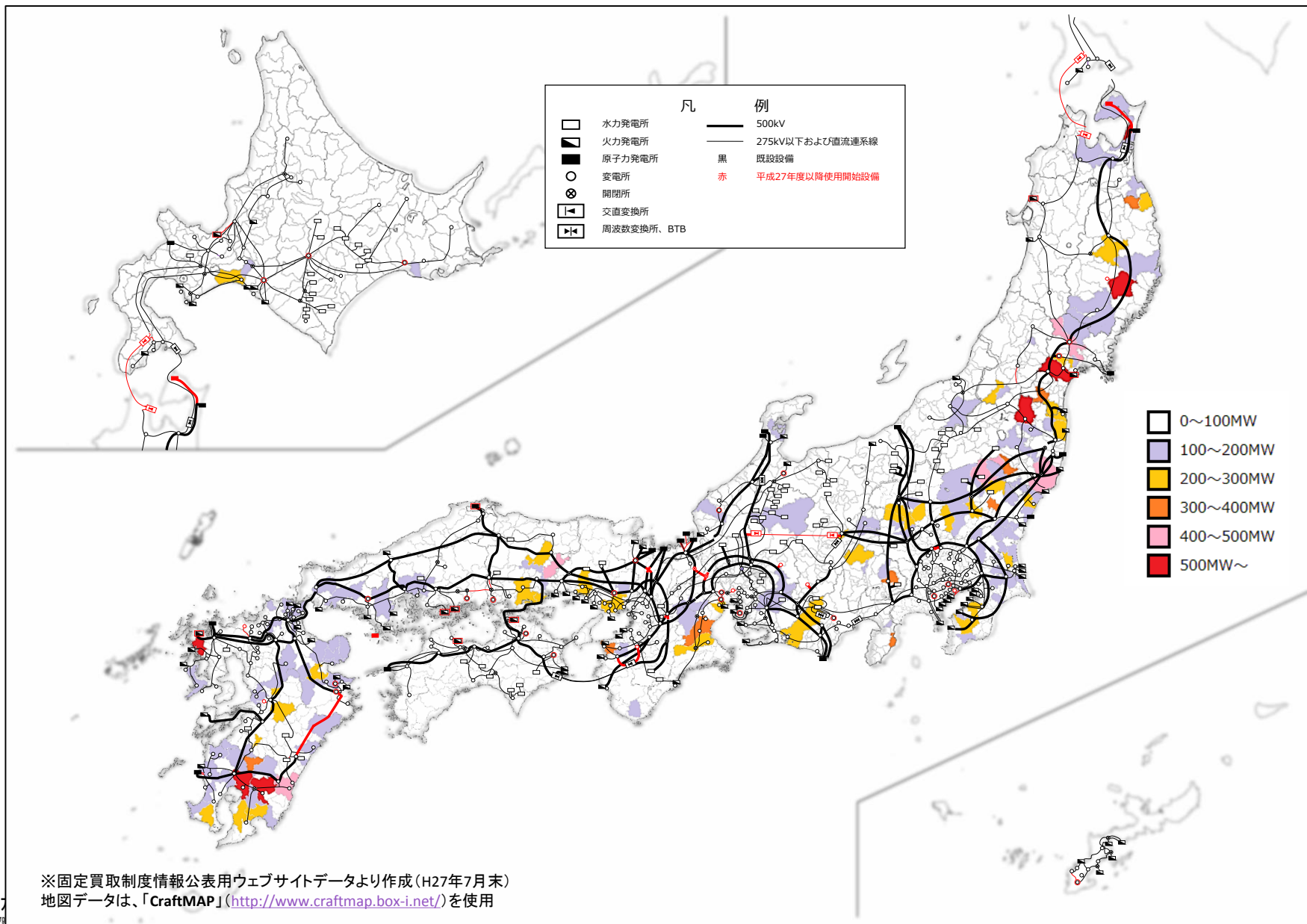


2. 平成27年度ピーク潮流※概要図(H27年度計画):震災後

12

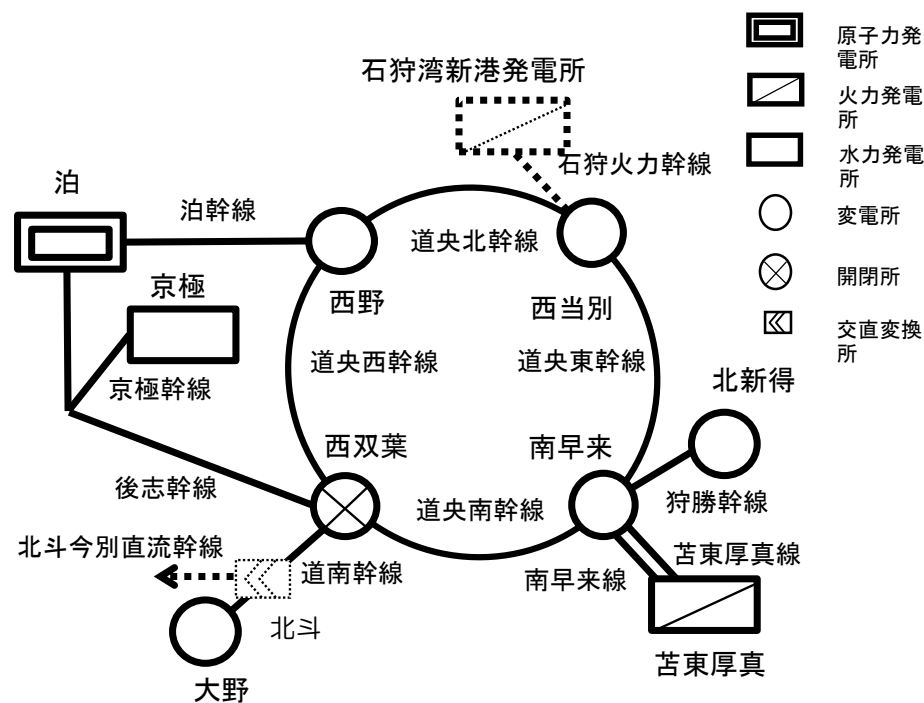




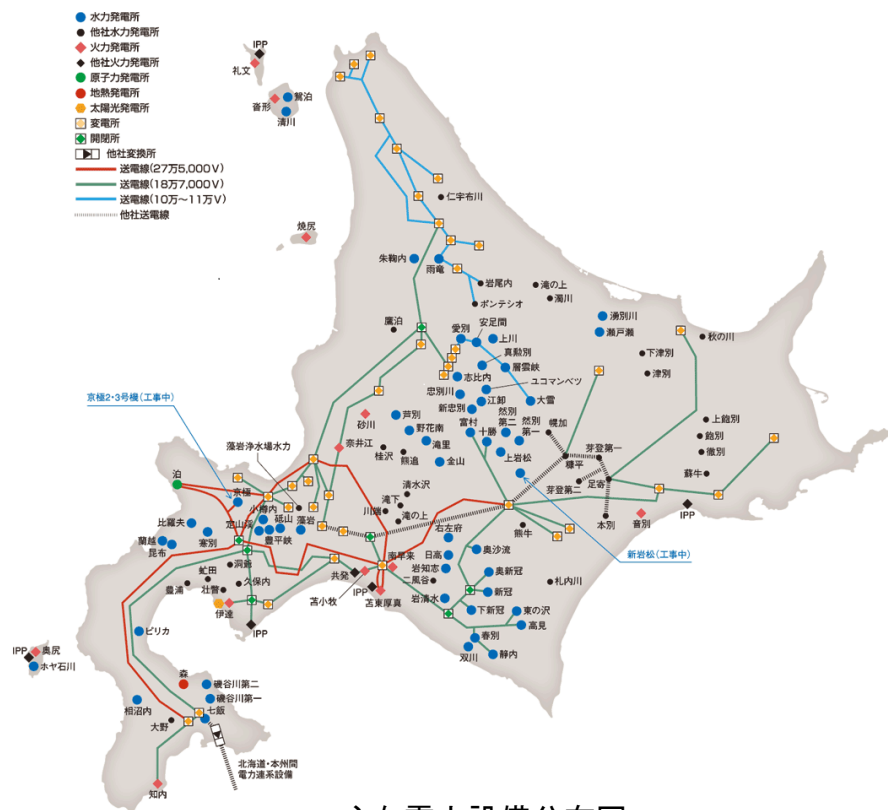


2. 各エリアの広域連系系統の特徴・変遷

- 電力需要の増加に対応するため、それまでの送電線最上位電圧が187kVであった中、275kV道央ループ系構想を計画し、2005年の道央南幹線運転開始により完成。
- 需要の集中する道央圏を取り囲む275kVループ系統を形成し、更に主要電源を連系することで、札幌圏はもとより道央圏の供給信頼度を向上。

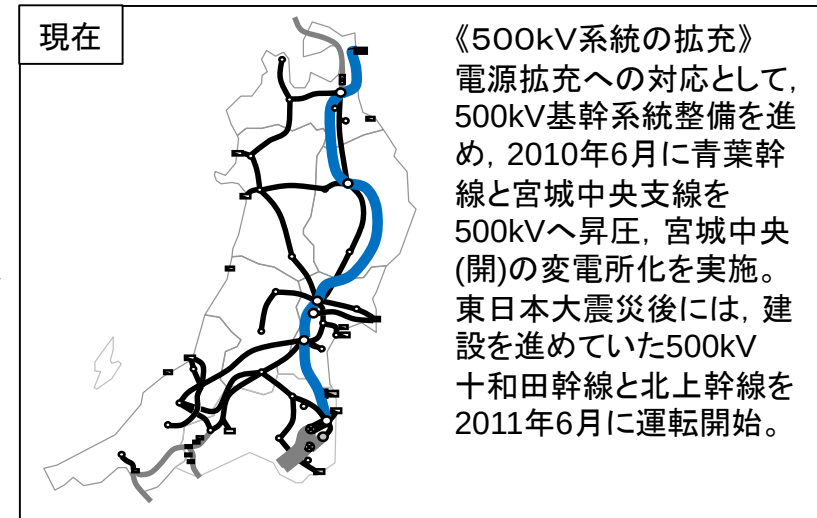
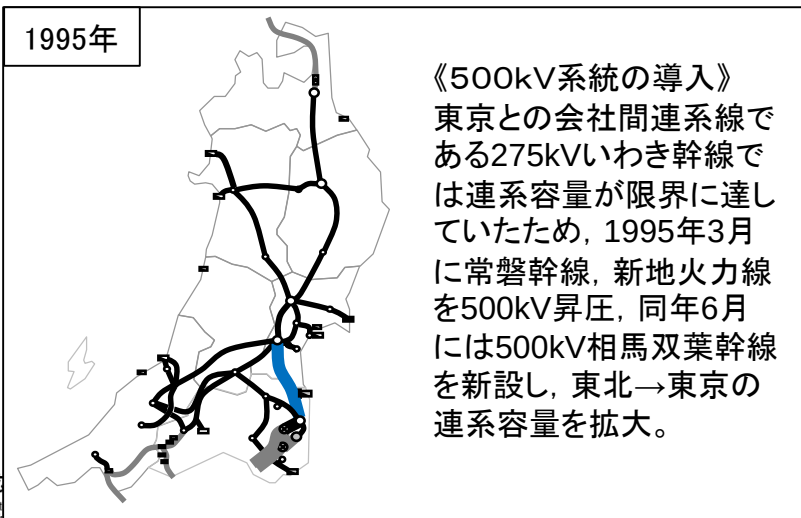
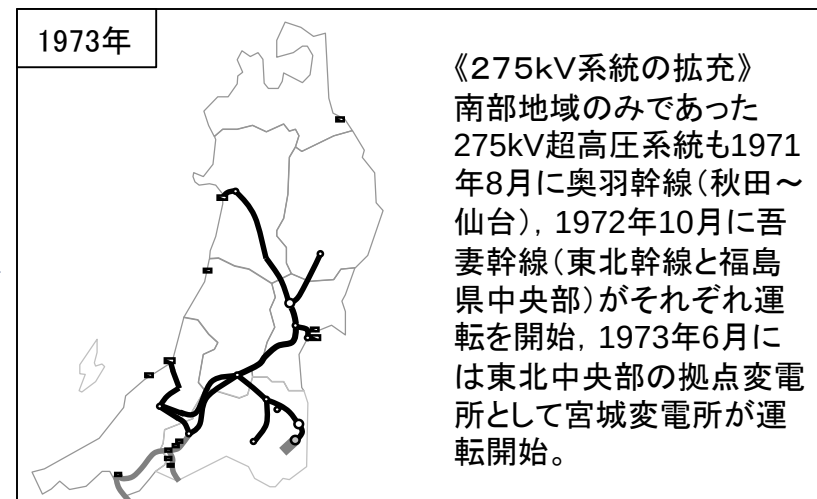
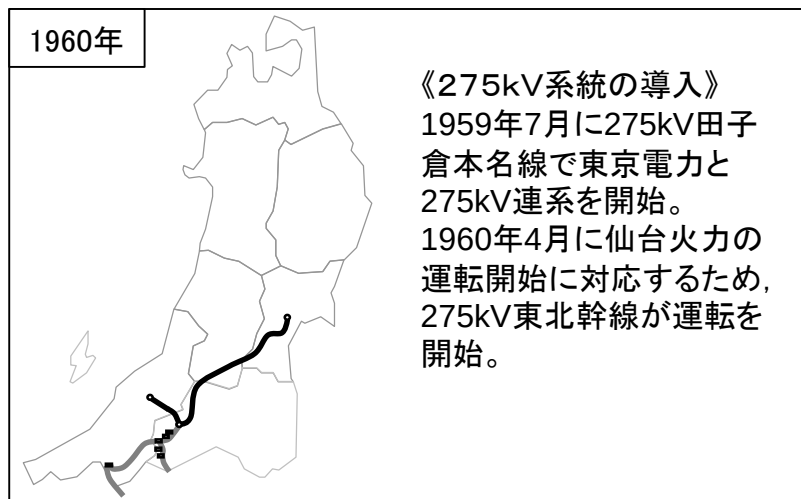


275kV基幹系統概略図



主な電力設備分布図

- 東北エリアは国土の5分の1のエリアに需要地が点在している特徴があり、需要地近傍へ電源配置と合わせて、大電源地帯から需要地へ輸送するための流通設備を整備し、異電圧多重ループ系統を構成。

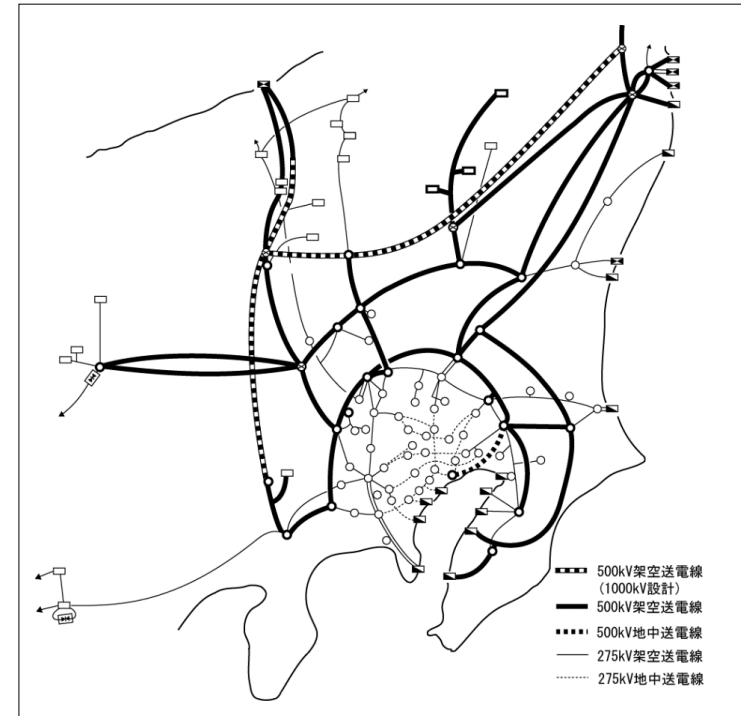


外輪系統

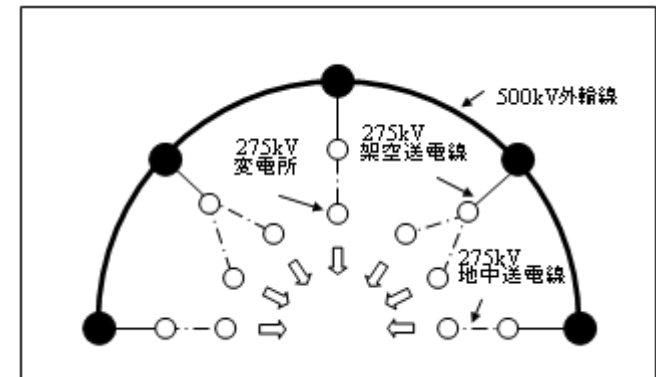
- 需要地である首都圏を囲む500kVの多重外輪線と、外輪線に連系する電源送電線から形成。
- 送電線ルートを多数確保することは困難なことから1ルートで大電力を送電しており、系統安定度と電圧安定性を維持することが重要なため、系統を密に連系。
- このため、事故電流が大きくなり、遮断器の遮断容量格上げなど、事故電流の増大対策を実施。また、高度な系統保護装置を用い、事故波及防止に万全を期す。

都内導入系統

- 首都圏を囲む500kV外輪線に設置されている拠点変電所から、都内に向けて電力を送電する275kV架空送電線と、途中からは、主として道路下に設置された地中送電線から構成。



基幹電力系統



都内導入系統概念図

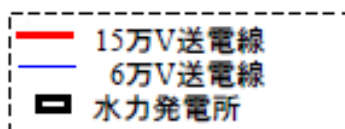


1951年

戦時中に遠隔地の水力増加



15万Vの長距離送電線、
6万Vの内輸送電線を整備

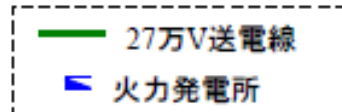


1965年

高度成長期の需要増に対応した、東京湾岸の火力(鶴見、東京、千葉、品川、横須賀など)の開発



27万Vの外輸送電系統を建設し、それによって全系を連系する系統を構築

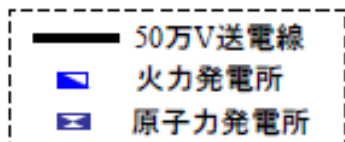


1985年

房総方面や遠方の福島方面で大容量の電源を開発

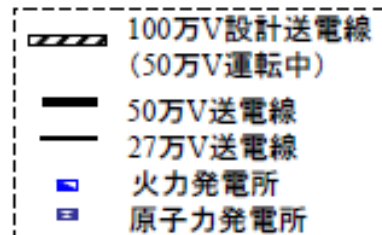


50万Vの長距離送電線と
需要の密集地を囲む送電線(外輸送電線)を整備



現在※

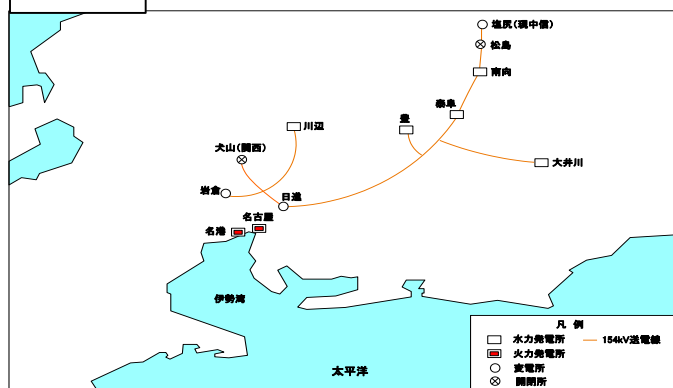
遠方の大容量電源地帯から、50万V、27万Vの基幹送電線を通じて大電力を長距離送電



※H24.2時点の「現在」

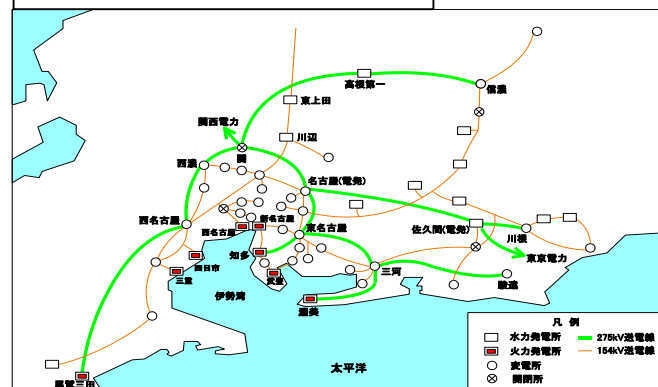
- 中部エリアは南部に海があり、北部方面に向けて内陸に長い地形であるため、中部エリアの系統は、伊勢湾を中心とした太平洋岸に建設された大規模電源から、北部方面の内陸需要地に送電する構成。
- 2012年に日本海側電源を上越市に建設したことで、長距離大電力輸送に頼っていた長野方面系統の供給信頼度と電力品質を向上。

1951年



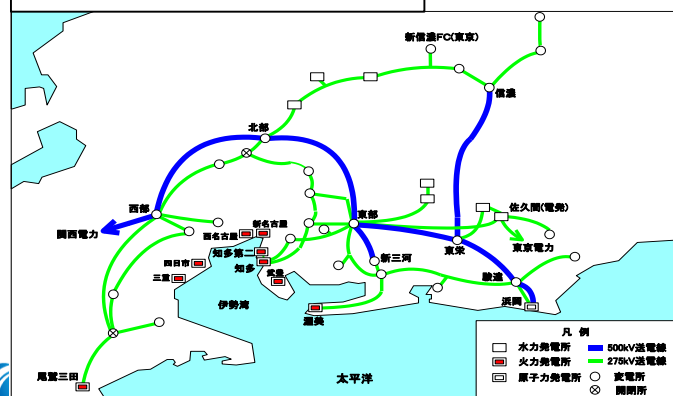
154kV 2系統構成。ローカル系統の事故が全系に波及する不安定な系統だったため、154kV系統の整備を進めていった。

1971年(275kV系統の導入)



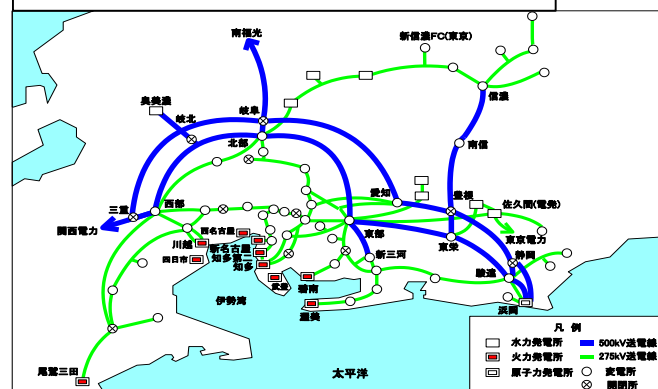
大規模石油火力の開発に伴い、熱容量・短絡電流面から、154kV系統では対応できなくなったため、275kV名古屋外輪系統と275kV電源線を構築。

1986年(500kV系統の導入)



電源の大規模化・遠隔地化により、275kV系統では安定度・短絡電流面等から対応できなくなったため、名古屋外輪線を骨格に、500kV系統を導入。

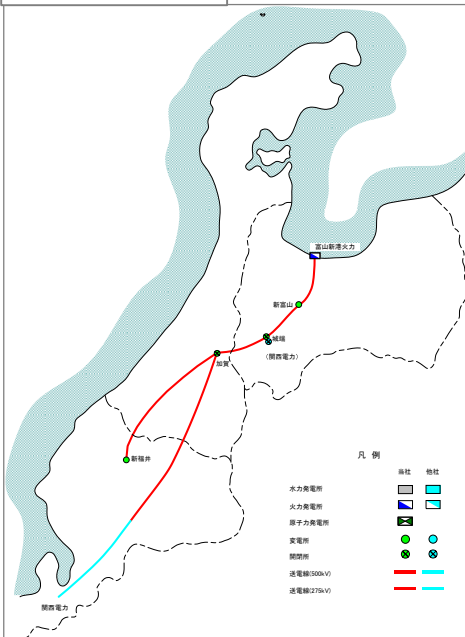
2004年(500kV第二基幹系統の導入)



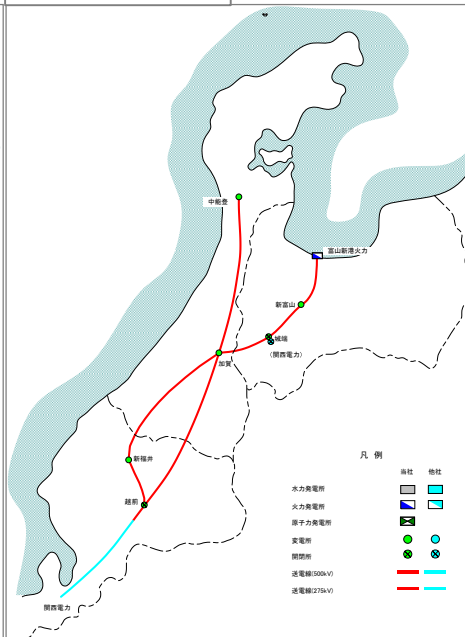
将来の系統規模増大、電源の大規模・偏在化、及び万一の500kV基幹送電線のルート故障等の広範囲・長時間停電を防止するため、500kV第二基幹系統を構築。

- 需要の増加に伴う大型電源の開発に合わせて順次、超高圧の基幹系統を整備。
- 合わせて他社との連系線の整備を進め、相互応援能力の強化及び電力融通の拡大。

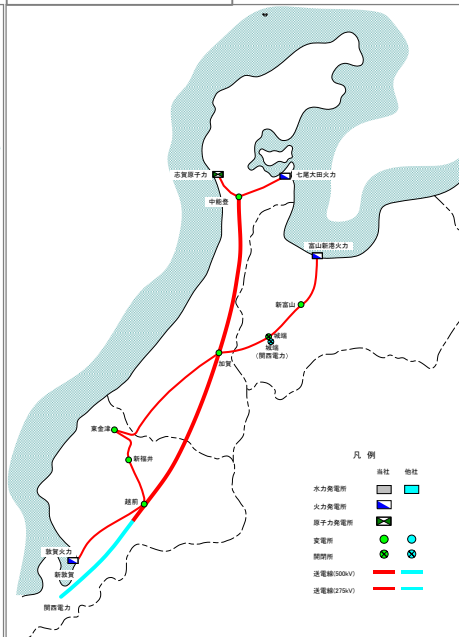
1974年度末



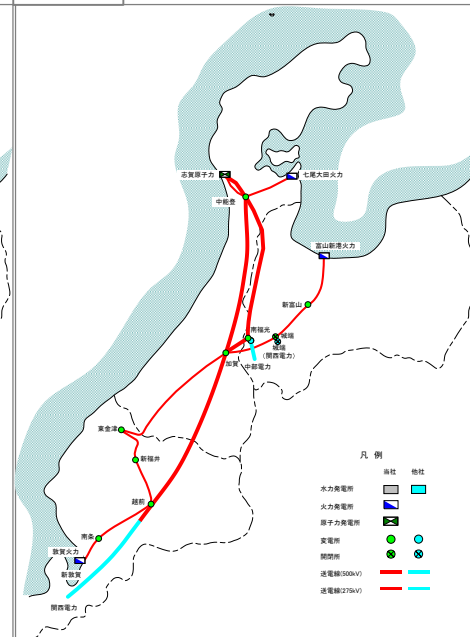
1988年度末



1997年度末



現在



加賀開閉所と関西電力の嶺南変電所との間に加賀嶺南線(500kV設計, 275kV運用)を新設
⇒連系点を変更

加賀嶺南線の途中に越前開閉所および275kV越前線を新設

能登幹線, 加賀幹線, 越前嶺南線を500kVへ昇圧
⇒関西エリアと500kV連系

1999年、500kV加賀福光線及び南福光変電所を新設
⇒中部エリアと直流連系

■ 1980年代 500kV一重外輪系統

需要の大幅な増加想定・遠隔地の大電源計画(原子力)を踏まえ、大規模停電防止の思想のもと、500kV外輪系統構想を策定。各ブロックで需給バランスを取ることで、外輪線潮流を少なくし、停電範囲・事故波及の極小化を図る。

■ 1990年代 500kV二重外輪系統

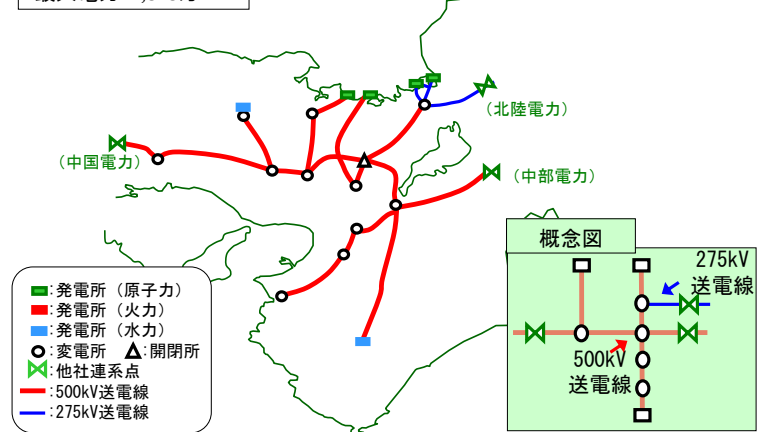
電源偏在化が進み、一重外輪系統ではブロックバランスが取れなくなってきたため、電源開発地点変更への対応と経済性の追求をテーマに500kV系統を二重化(2ルート化)し、各ルートで需給バランスを取る計画を策定。

■ 2000年代 500kVループ運用

関西エリアの西側地域や関西以西エリアの電源増大(更なる電源偏在)、及び電力会社間の連系容量の増強要請に対応するため、ループ運用を採用。

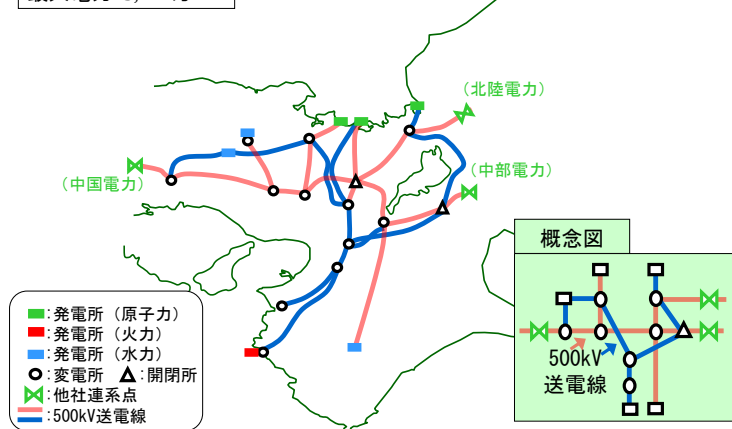
外輪系統完成時の系統(1980年)

最大電力:1,818万kW



二重外輪系統完成時の系統(1997年)

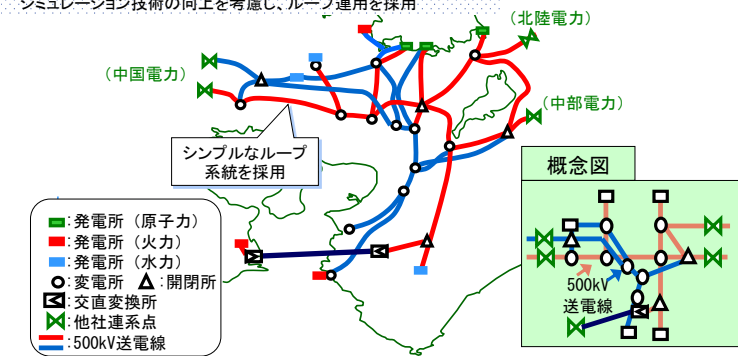
最大電力:3,141万kW



現在の関西電力の系統

最大電力:3,306万kW(2001年実績)

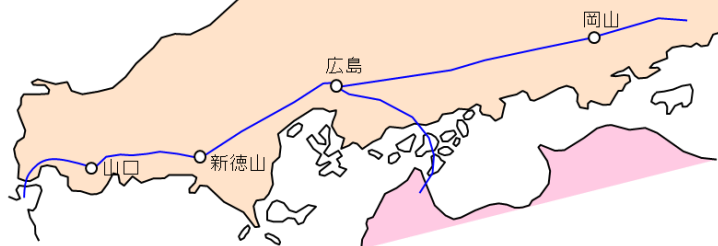
- ・直流幹線の構築、中国電力との多点連系により広域火力融通を開始
- ・投資の抑制と大規模停電防止の観点から、制御能力の向上とシミュレーション技術の向上を考慮し、ループ運用を採用



- 当初、山陽側を中心とした需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備。
- 500kV系統は、山陽側と山陰側に2ルートで構築しループ系統で運用。
- 九州エリアの広域電源の送電等により、基幹系統は常時東向き潮流。

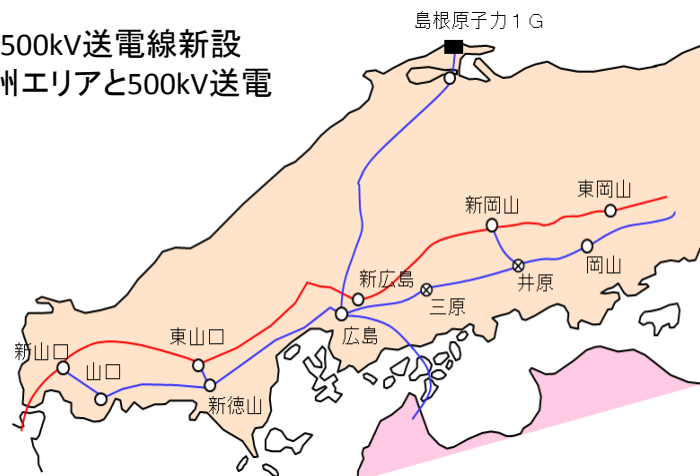
1962年

- ・山陽側の需要増加及び電源開発に対応するため、山陽側の220kV基幹系統を整備
- ・関西、九州、四国エリアと220kV送電線で連系



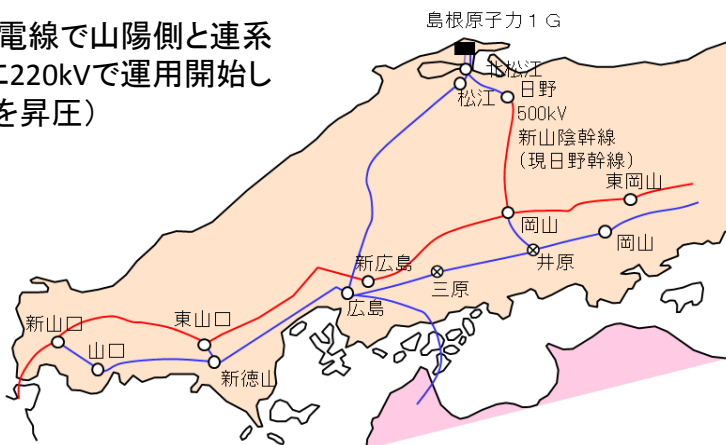
1983年

- ・山陽側へ500kV送電線新設
- ・関西、九州エリアと500kV送電線で連系



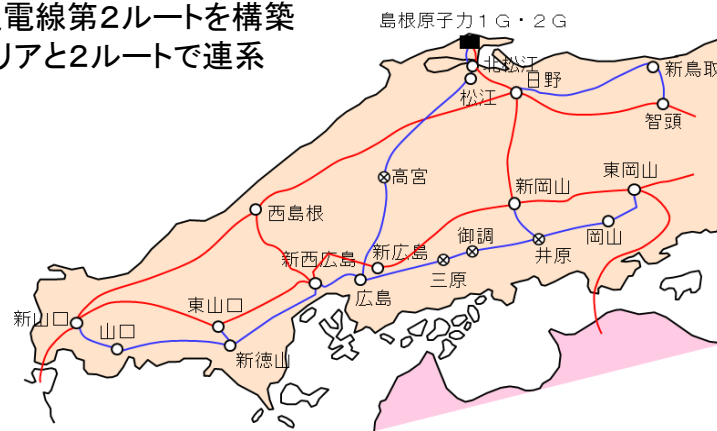
1988年

- ・500kV送電線で山陽側と連系 (1982年に220kVで運用開始した送電線を昇圧)



2001年

- ・500kV送電線第2ルートを構築し関西エリアと2ルートで連系



- 187kV基幹系統は、電力需要の伸びに対応できるよう設備を構築。
- その中で、大規模電源開発にあわせて500kV系統を導入するとともに本四連系線で広域連系を強化した。
- また、橘湾の広域電源開発にあわせて500kV系統を拡充するとともに関西エリアへの送電のため紀伊水道直流連系設備を構築した。
- 500kV系統導入後も187kV系統とは異電圧のループで運用。

[1960年代]

経済復興に伴い、110kV送電線に加え、火力電源の開発にあわせた超高压系統の骨格となる送電線を建設(187kV設計、110kVで運転開始)。

[1970年代]

大型火力電源の開発、本州と四国間の連系及び基幹系統昇圧(187kV)により輸送力を増強。



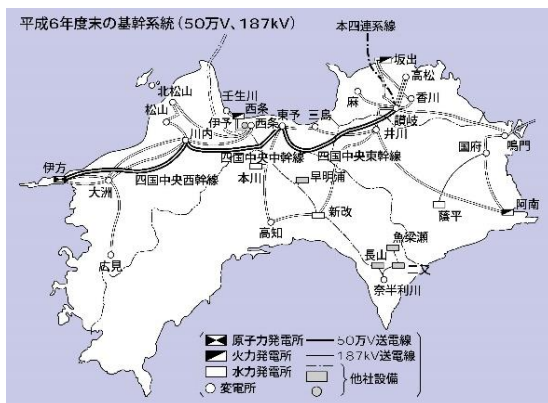
[1980年代]

石油危機を踏まえ電源の多様化を目指し、原子力、石炭火力、揚水の各発電所を開発。その電力輸送を担うために187kV基幹系統を拡充。



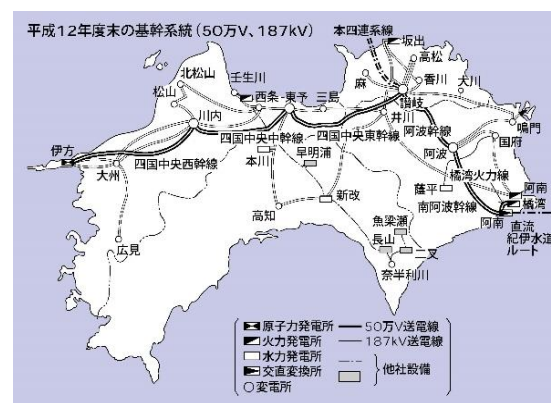
[1990年代]

500kV四国中央幹線(西・中・東幹線:伊方発~川内・東予・讃岐変電所間)運転を開始。本四連系線により本州系統との連系を強化。

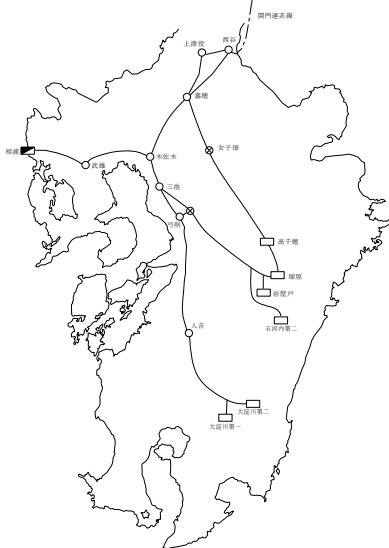
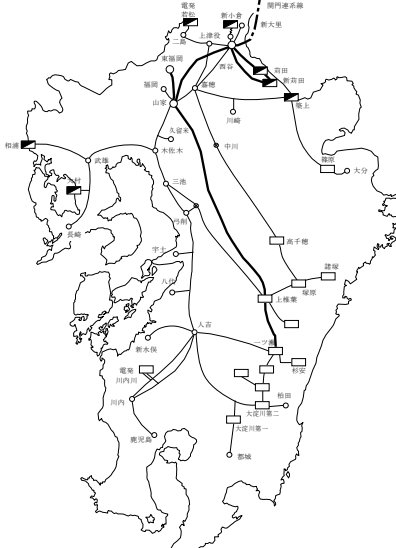
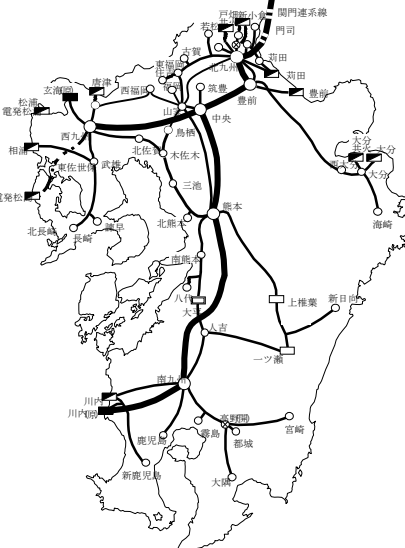
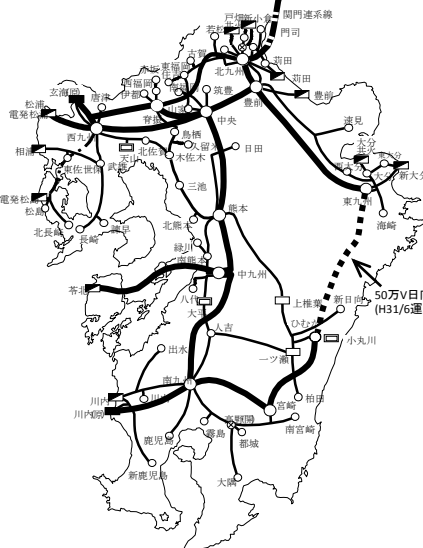


[2000年代]

広域電源である橘湾石炭火力の建設に関連して、橘湾発電所から讃岐変電所に至る500kV基幹系統を拡充、2回線化した本四連系線及び紀伊水道直流連系設備の交流・直流ハイブリッド2点連系により広域連系ルートを形成。

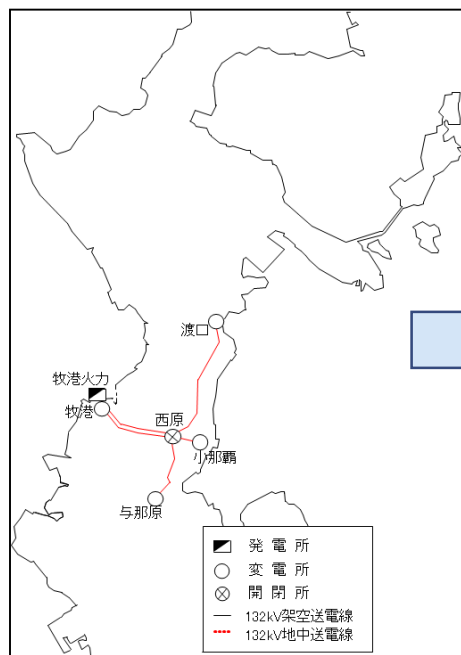


- 基幹系統は当初110kVであったが、電力需要の増加及びそれに伴う電源開発に対応するため、順次、220kV・500kVを導入し、系統を拡充。

110kVの時代 1951年	220kVの導入期 1965年	500kVのT字型系統構築 1985年	500kVのループ型系統構築 現在(2015.11末)
 ※110kV系統を記載	 ※110kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載	 ※500kV、220kV系統を記載
・ 基幹系統は、110kV。	・ 1957年、上椎葉発電所等の南部水力の電力を北部需要地域へ送電するため、上椎葉～山家変電所間に九州エリア初の220kV送電線を建設。 ・ 昭和40年代、九州西部、東部での大容量火力発電所開発にあわせ、西部・東部へ逐次、220kV送電線を拡大。	・ 1980年、西部の大容量発電所の運開を機に、西九州～中央変電所間の220kV送電線を500kVへ昇圧。同時に500kV関門連系線を運開。 ・ 1985年、南部の大容量発電所運開を機に、「500kV T字型系統」を構築。	・ 500kV送電線は九州北部と南部を結ぶルートが1ルート構成であることから、供給信頼度向上を図るため、東九州～ひむか変電所間に500kV送電線(日向幹線:2019/6運開予定)を建設することにより、500kVループ系統を構築。

- 沖縄エリアは、本島系統の発電所の大半が本島中北部地域(東側)に立地し、本島中南部地域に負荷が集中。
- また、地形的にも発電所は沿岸部の限られた立地条件のなか建設され、送変電設備の大部分は住宅・商業地域の狭い土地、さらに米軍基地を縫うように構築されており、特に需要の高密度化が著しい那覇・南部地域では鉄塔建設が厳しく系統増強においては地中送電線路とせざるを得ない状況。
- 沖縄本島の基幹送電線の電圧は132kVであり、需要増への対応と供給信頼度向上の観点から設備の拡充を図ってきた。

1972年



当初の132kV基幹系統は沖縄本島西海岸に位置する牧港火力から送電する放射状系統。

1987年: 石川火力運開頃



本島南部地域を中心に需要が急増したため、南部地域への供給設備として東側ルートを構築。

次に、石川火力の運用開始に伴い、牧港火力と石川火力を連系するルートの構築が行われ、沖縄本島の基幹系統の骨格を形成。

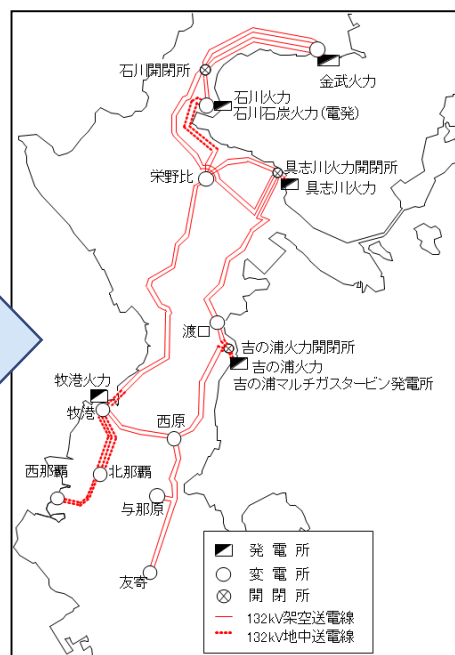
1997年: 具志川火力運開頃



栄野比～牧港を結ぶ西側ルートを構築し、既設東側ルートと合わせて2ルート化。

また、更なる需要増加に対応するため、南部地域への供給設備を構築し、具志川火力が運用開始。

2015年: 現状



石川火力と具志川火力を連系するルートの構築により、発電所間を2ルート化。

また、金武火力の運用開始と共に石川開閉所、金武火力～石川開閉所を結ぶルートを構築。