

広域連系インフラ整備：米国の事例

デロイト トーマツ コンサルティング合同会社 水野瑛己

この論文は、経済産業省委託事業「平成26年度新エネルギー等導入促進基礎調査 再生可能エネルギー導入拡大のための広域連系インフラの強化等に関する調査業務」を通じて得られた知見をベースにしており、論文中の図表を含め本報告書からの引用となります。

1. はじめに

今回は、米国における送電網や広域連系の整備に関する政策をまとめる。ここでは、広域連系政策の基礎となる連邦政府の政策と、ユニークな政策で短期間の間に風力発電の統合を目的に大規模な送電網建設を進めたテキサスの事例を述べる。

2. 米国における広域連系政策の背景

米国の送電網は、3つの大きな周波数同期エリアに分かれている。東部送電網と西部送電網 (Eastern Interconnection と Western Interconnection) とテキサス州送電網 (Electricity Reliability Council of Texas, ERCOT) で、これら3つの地域の間には、非常に容量が低い直流線があるに過ぎない (図 1)。

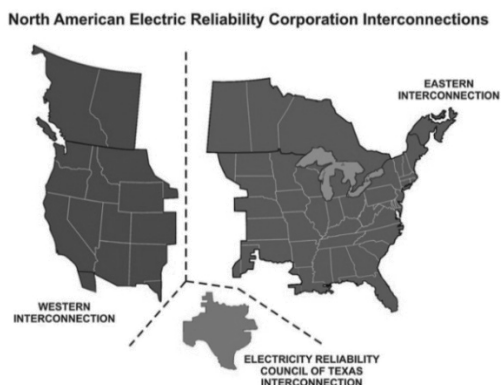


図 1: 米国の3大送電網 出典：(1)

米国では1980年代より電力事業の規制緩和が進められ、1990年代初期の発電市場の自由化に伴い、1996年に送電網へのオープン・アクセスが義務化された。このオープン・アクセスを保障する仕組みとして、Federal Energy Regulatory Commission (FERC) は FERC Order 888 により、連邦政府に規制される、発電及び小売の資産を一切もたない独立系統運用者 ISO (Independent System Operator) の設立と ISO による地域の送電網運用を推奨した。

1990年代に卸電力取引が活発になった一方、広域に電力を融通する仕組みと安定供給が課題となったため、FERCは1999年に Order 2000 を発令し、送電網を保有する全ての電気事業者に対して、地域送電機関 RTO (Regional Transmission Operator) を自主的に設置し、それに参加することを奨励した。その目的は、卸売市場取引を活性化しつつ、供給信頼度を向上させるというもので、RTO は、ISO よりもシステムの信頼性供給の点で責任が重

くなる。Order 2000 は、米国の電力事業者が RTO、または ISO と提携することを強く推薦しているが、義務化はしておらず、南東部と西部の電力会社は、カリフォルニア州とテキサス州以外、このモデルを取ることを拒否している。RTO、または ISO が設立された地域では、これらの機関が卸売市場の運営、需給の調整、そして送電網の運用の監視を行なっている。図 2 に RTO または ISO が設立されて、卸売市場を運営している地域を示す。これらの地域は、米国総人口の約 3 分の 2 を占めており、2011 年時点で RTO は米国の約 60% の電力供給を管理している。ISO/RTO が設立されていない地域における電力取引は、供給事業者の相対取引で成されている。⁽²⁾

その後、2000 年から 2001 年にかけてのカリフォルニア電力危機や 2003 年 8 月の東部大停電などがあり、安定供給と信頼度の向上、その為に必要となる送電網整備と投資の確保の課題がより重要となってきた。これらを受け、電力システムの信頼性の向上と安定供給を担保することを目的として 2005 年に制定されたのが Energy Policy Act (EPAc 2005) である。

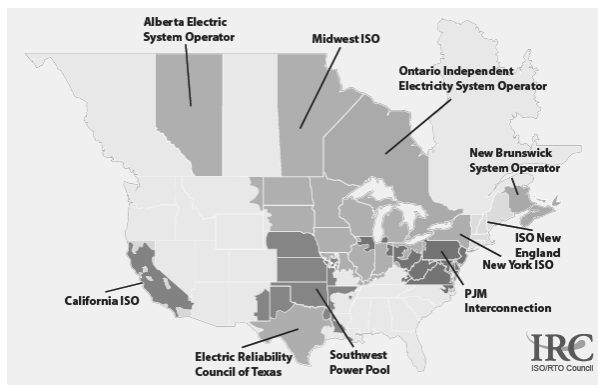


図 2: 米国における RTO または ISO 出典：(2)

3. EPAc 2005 と FERC の新しい権限と義務

EPAc 2005 は、電力システムの信頼性の向上と安定供給を担保する目的で、Department of Energy (DOE) に「国家送電網混雑調査」を実施して混雑地域の指定を行なうことと、州をまたぐ送電線の建設に関わる許認可をスピードアップするための支援を行なうことを要請した。また FERC には、送電網に関して、1) 国の送電網の信頼度の監視 (信頼度基準の義務化)、2) 国家的な送電回廊の計画を通じての州の送電網整備努力の補助、そして 3) 送電網投資を促進する料金制度の改革 (送電網

整備のための投資インセンティブの付与) という義務を課した。⁽³⁾

① 信頼度基準の構築

1965 年 11 月に米国北東部とカナダで発生した大停電を契機に、米国の電力産業界は業界規模で国家電力信頼度協議会 (National Electricity Reliability Council) と、その下に 9 つの領域信頼度協議会 (Regional Reliability Councils) を形成した。1981 年にカナダの電力会社等も参加して、North American Electricity Council (NERC) と名称を変更する。1987 年から NERC は、テロに対する対処や備えを業務に加え、また 1990 年代を通じて、電力セクター改革が始まった地域での送電網の運用ルールの変更、自発的であった送電網運用のルールや信頼度政策・ガイドラインを強制に変える努力を続けたが、ルールの義務化には至らなかった。

2005 年の EAct の成立により、北米規模で、監査を受けた自主的な信頼度規制機関 (Electricity Reliability Organization: ERO) の設立が決まったことを受け、NERC は 2006 年 4 月にこの自主規制機関となるべき申請を FERC に提出し、7 月に承認が降りた。2006 年中に NERC は、この承認をもってカナダ各州との取決めを交わし、2007 年 1 月 1 日、NERC は名称を North American Electricity Reliability Cooperation (NERC) に変更した。2006 年中に NERC は 90 の信頼性基準に 12 項目を追加し、102 基準を作っていたが、2007 年 3 月 15 日に FERC はこのうちの 83 基準を全米で強制的に遵守されなければならない信頼度標準として承認し、同 6 月 18 日から施行した。NERC の下では、8 つの領域協議会が信頼性基準の遵守の強制と監視を行う。⁽⁴⁾

② 州の送電網整備努力の補助

EAct 2005 は、新しい送電線を建設する難しさを鑑み、DOE が主要な混雑地域を National Interest Electric Transmission Corridors (国家的な送電回廊) に指定する事を要求している。この地域の中で建設される送電線の建設許可を FERC から得られるようにして、許可プロセスの簡素化を目指している。FERC は建設許可に関して、DOE や他の連邦政府機関と、送電線の建設に関して環境保護が十分になされるよう、許可の評価及び認定プロセスを協調する協定を結んでいる。⁽³⁾

③ FERC による送電投資インセンティブの付与

EAct 2005 によって連邦議会は、送電網整備に必要な投資を促すためインセンティブベースの料金制度への改革を FERC に課した。送電網の強化・拡充は、その信頼度を強化し、混雑を減らして消費者に安く電力を届けることを促進するという便益がある。これを受け FERC は、料金制度の改革を通じて送電網整備の投資インセンティブを策定する義務を遂行するため 2006 年に FERC Order 679 を発効した (後述)。

4. 米国連邦政府の送電網整備計画に対する政策

FERC の新しい投資インセンティブについて述べる前に、ここではまず、連邦政府による送電網整備計画に関する政策について述べる。

① FERC Order 888 及び Order 890

送電網整備計画の策定プロセスに関して、1996 年 5 月に発令したのが、FERC Order 888 であった。これは、送電網整備に新規参入を奨励するため、既存の送電事業者が第三者の事業者のニーズを踏まえ、整備計画を策定するように求めている。また Order 888 の附則として発令された Order 888-A では、広域的な送電網整備計画の策定を、送電事業者が合同して策定するように推奨している。⁽⁵⁾ しかし、Order 888 は、計画の策定プロセスや事業者の参加に対して、具体的な義務付けをしていなかったことから、整備計画の策定は遅々として進まなかった。そこで FERC は、Order 890 を 2007 年 2 月に発令し、図 3 に示される送電網整備計画策定領域を定め、その領域に属する送電事業者たちに共同で、透明性が高く、オープンな送電網整備計画策定プロセスを要求した。また Order 890 では、9 つの原則を満たす送電網整備計画のプロセスを策定し、送電網の建設の実現に繋げることを要求している。⁽⁶⁾ これらは、1) 協調性、2) 開示、3) 透明性、4) 情報交換、5) 同等性、6) 紛争解決、7) 広域の参加、8) 計画の経済性評価、9) 新規計画の建設費用配分の明確化、となっている。

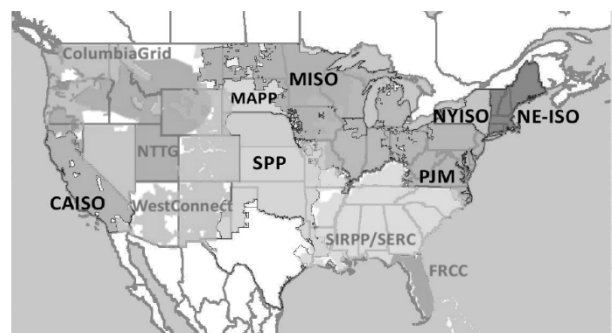


図 3: Order 890 で指定された送電網整備計画策定領域
出典: (7)

② FERC Order 1000

DOE は、2009 年の国家送電網混雑調査で、再生可能エネルギーの導入が進むと、電力の需要地から離れた地域での発電が増え、広域の送電網の投資が一層必要となる分析結果を公表した。これを受け、より一層の広域送電網の整備を促すため、FERC が 2011 年 7 月に発効した指令が、Order 1000 である。FERC Order 1000 は、2007 年に出示された FERC Order 890 を改訂し、送電網計画と費用分担に関わるルールを定めている。Order 1000 の目的は、州や領域を跨ぐ送電網整備事業の計画に

において、より必要性が高く、コスト効率の良い事業を見つけ出し、そういった広い領域に便益を与える事業を推進するためにコスト配分の方法を明確化することになった。また送電網の利用者や需給者に対する料金高騰から保護するために、様々な抑制と均衡 (Check and Balance) の仕組みを取り入れて、より費用対便益効果の高い事業を推進しようとしている。

送電網計画に関するルールの改訂 (3 つの原則)

Order 1000 は、Order 890 で規定された広域参加と新規計画の建設費用配分を除く、7 つの原則を満たした上で、公共送電事業者に、広域の送電網整備計画の策定プロセスに参加することを義務付け、送電網計画において以下の 3 項目の要求を出した。この 3 項目が、現在の広域連系と新規計画の建設費用配分を改定する原則となっている。⁽⁸⁾

■原則 1：新規参入者への機会提供

公共送電事業者は、Order 890 が定めた原則に基づき、領域の送電網整備計画の策定プロセスに参加し、領域送電網整備計画を策定する義務を有し、

- それぞれの領域における、送電課題をより効果的に、コスト効率よく解決する計画を作成しなくてはならない。
- 利害関係者が領域の課題に対する解決策を見出し、評価するために、彼らが策定プロセスに参加する機会を与えなければならない。

加えて FERC Order 1000 では、送電事業者単位で計画策定を行っている事業者に広域的視点を持って効率的で費用対効果の高い計画を策定し、領域内の全ての送電事業者が単一のプロセスに参加することを促すため、新規参入者への機会提供として、優先建設権 (ROFR) の廃止を定めた。ここでは、米国の送電事業への投資は、既存の送電事業者が規制を受けた料金設定において、州や領域内の送電網整備計画に基づいて投資をするのが一般的であるが、新規の民間参入者も競争的に参加することを奨励するために、以下のルールを明文化している。

- 効果的でコスト効率の良い送電開発を奨励するために、領域内の送電網整備計画策定のプロセスにおいて、競争を促進する。
- 領域における送電整備事業の申請、評価、そして選択においては、不当に差別的でないプロセスを形成しなければならない。
- 領域内の送電網整備計画で、領域間のコスト配分が必要とされた新規の送電設備については、FERC認可の料金や協定に関する連邦政府の優先建設権 (Right of First Refusal: ROFR)を取り除

く。¹

優先建設権 (ROFR) とは、既存の送電事業者が優先的に自社管内の送電線を建設する権利のことで、これを送電料金制度から取り除くことで、新規参入がしやすい環境を整えようとしている。また Order 1000 は、ROFR が排除される事業において、新規事業者が既存の事業者と同じ条件で、送電網整備計画に参加できるような計画の策定プロセスを確立することも義務付けている。⁽⁸⁾

■原則 2：公共政策を鑑みた送電網整備計画の策定:

地方と領域の送電網整備計画の策定プロセスは、連邦法や州法によって定められた公共政策要求を満たすものでなければならない。また、個々の送電事業者は、公共政策要求によって発生する送電ニーズを把握し、それらに対する解決策を評価するプロセスを確立しなければならない。

FERC Order 1000 は、今後、州や連邦の公共政策に従うことで必要となる送電線の整備を予測した計画を策定することも要求する。具体的には、各州が定める Renewable Portfolio Standards (RPS)で示される再生可能エネルギーの導入目標を満たす電源が、いつごろまでに、州のどこに導入されるかの予測、また連邦や州で規定される環境保護政策を反映した送電線の建設場所の決定、その他の公共政策の要求等を鑑みて計画を策定するということである。

■原則 3: 地域間の協調

地域間の協調: 隣接する 2 つの送電網策定領域の公共送電事業者は、

- それぞれの領域のニーズに対する情報と解決策に対する情報を共有しなければならない。
- 相互の送電網ニーズを解決するため、2 つ以上の送電網整備領域を跨ぐ送電設備に関しては、より効果的であり、また、よりコスト効率の良い解決策があるかどうかを共同して突き止め、評価し、決定しなければならない。
- 送電網整備領域を跨ぐ送電網整備計画や広域連系計画を作成しなければならない義務はない。

それまで進んでいなかった領域間 (Interregional) の協調については、1) 隣接する領域が、合同で行

¹ ただし、領域内の送電網整備計画で、コスト配分のために選択されなかった事業（広域費用負担でない事業）、鉄塔の取替え等、送電設備のアップグレードには適用されない。これにより送電事業や事業者を募集するための競争入札の利用が可能になるが、入札は必ずしも要求されるわけではない。また、このルールは、州法やその他の自治体法や規制で、ROFRと同じ内容の権利が認められている場合、それを無効化しない、と明文化されている。⁽⁸⁾

う領域間送電網整備計画の評価プロセスを確立すること、2) 送電網整備計画に関するデータや情報交換は、最低でも 1 年に 1 回行なう手順を導入すること、そして 3) 領域間の送電網整備計画を評価するプロセスにおいては、ウェブサイトか E メールをリストを送電事業や領域単位で策定し、運営管理することで、情報の伝達を行なうことが要求されている。

領域内、及び領域を跨ぐ送電網整備の費用配分ルールの改訂による 3 つの原則

Order 1000 は、送電網策定計画の策定プロセスと同様に、広域の送電網整備におけるコスト配分についても重要な規制を示すものとなっており、ここでも 3 つの原則を定めている。これは、領域間送電網整備と、領域を跨ぐ送電網整備の両方に適用される原則である。

- **原則 1**：個々の公共送電事業者は、領域内でのコスト配分方法が確立している領域送電網整備計画策定プロセスに参加しなくてはならない。
- **原則 2**：隣接する送電網整備計画策定領域の公共送電事業者は、送電網整備領域を跨ぐ送電設備の、双方におけるコスト配分を決定する方法を共有していなければならない。
- **原則 3**：新規の送電網整備に対する参加者による資金拠出は認められるが、これが領域内、または領域間のコスト配分方法とされることは認められない。

表1： FERC Order 1000によるコスト配分の原則

出典：(7)(8)(9)を基に作成

原則	内容
便益に応じたコスト配分	■ コストは、送電網整備計画策定領域内及び領域間で、信頼度、予備力の共用、混雑の緩和、政策目的といった便益を享受する受益者それぞれの便益の比率で配分する ■ 信頼度、経済的・政策的目的からくる送電網整備による回避可能コストのみを、コスト配分の唯一の決定方法としてはならない
受益者以外のコスト負担に関する同意の必要性	■ 送電網整備計画策定領域内及び領域間で、送電網整備によって便益を得ないものは、同意無しにコストを負担する義務はない
費用対便益の閾値	■ 送電網整備計画策定領域内及び領域間で、費用配分方法において、費用対便益の閾値を採用する場合、閾値が1.25を上まわる場合はFERCの承認を受ける必要がある
該当する送電網整備計画領域外でのコスト負担の禁止	■ 送電網整備は、該当する送電網整備計画策定領域内及び領域間で、コスト配分を納める ■ ただし、送電網整備が他の領域にも便益を与え、その領域がコスト負担に同意した場合は、受益者負担としてコストを配分できる
透明性の高いコスト配分方法と受益者決定方法	■ 送電網整備計画策定領域内及び領域間で、コスト配分の手法並びに受益者の特定に際してのデータ要件は、文書で明文化されなければならない
設備類型別のコスト配分	■ 送電網整備計画策定領域内及び領域間で、信頼度、予備力の共用、混雑の緩和、政策

方法	目的といった類型ごとに異なるコスト負担割り当ての方法を用いることが認められる
----	--

またコスト配分負担決定方法は、表 1 に示される 6 つの原則を満たす必要があることも明文化されたが、各送電網整備計画策定領域は、それぞれにコスト配分の方法を決めることが出来る。もし、領域がコスト配分方法を決定することが出来ない場合は、FERC が過去の実績を鑑みて方法を決定する。⁽⁷⁾⁽⁸⁾ FERC は、2015 年 1 月 22 日に、コスト負担の配分に関して、さらに信頼度、経済的・政策的な目的からくる送電網整備に要する回避可能コストのみを、コスト配分の唯一の決定方法としてはならないと判断し、便益を回避可能コスト以外の別の方法も用いて評価することを求める。⁽⁹⁾

5. 米国連邦政府の送電網投資インセンティブ：FERC Order 679

先述のように、2006 年 7 月に FERC が発効した Order 679 が、現在の米国の送電網整備のための連邦政府の投資インセンティブを決定している。これは、報酬率や加速度減価償却といった 10 の項目のインセンティブを通じて、送電への投資を促したもので、国内のどこに位置する事業であっても、1) 信頼度を向上する事業、あるいは 2) 混雑を減少して電力供給コストを低減する事業と考えられる事業全てが、インセンティブ料金設定の対象となり得る方針を示している。表 2 に Order 679 によるインセンティブの内容をまとめる。ここで Transco と言われるものは、FERC が認定した送電事業のみを行なう独立事業者を指す。配電資産を持つこともあり、必ずしも ISO や RTO に参加している必要はない。

これらの 10 のインセンティブは、全てのインセンティブが自動的に全ての事業に全て与えられるのではなく、個々の事業はケース・バイ・ケースで分析がなされ、違った組み合わせのインセンティブが与えられることになる。また既存の設備に対する新規投資に関しても、条件を満たせばこれらのインセンティブは適用される。⁽¹⁰⁾ そこで、事業者は個々の事業に対して申請し、FERC の分析と決定を得ることになる。公共電気事業者がこのインセンティブ・ベースの料金設定を得るためには、1) Federal Power Act (FPA, 連邦電力法) の 219 条に該当し、申請者が、送電混雑を軽減する、または信頼度を向上させることで、送電コストを低減することを証明すること、及び 2) 申請者は、Nexus Test による Nexus (関連性) 要求を満たすこと、の 2 つの条件を両方満たすことが必要となる。⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾

Nexus Test

Nexus Test は、FERC Order 679 によって規定されるもので、インセンティブと投資の関連付け (a

nexus between the incentives sought and the investment made) を判断するテストとなる。FERC にインセンティブ料金設定を申請する事業者は、この関連性 (nexus) を証明しないと、インセンティブ料金の設定を受けることができない。FERC は、このテストで、申請された事業を判断する際に、1) 事業の及ぶ範囲規模 (the scope of the project)、2) 事業による影響 (the effect of the project)、3) 事業が直面するチャレンジやリスク (the challenges or risks faced by the project) を考慮する。その際、申請者から出されたインセンティブの申請が、3 番目にあげられている「事業が面するチャレンジやリスクに対処する」という目的に合わせて作成されている、と判断される場合は、関連性 (Nexus) が証明されたこととなる。⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾

表2：FERC Order 679 の内容

出典：(10)を基に作成

対象	施策内容
公営電気事業者 および Transco	■ 新規投資を呼び込むに十分に高い ROE の設定 ■ 新規投資に対する ROE は事業毎にキャッシュフロー分析によって、ケース・バイ・ケースで評価され、ROE のレベルが決められる ■ 新規投資の建設費用を、送電料金算定の原価として全額まで回収を認める ■ 建設中から料金に加算・回収できるため、建設後の急な料金値上げを防げる ■ 新規投資の商業運用開始以前の費用を送電料金算定に営業費用として回収を認める ■ 建設中から料金に加算できるため、建設後の急な料金値上げを防げる ■ 制御できない理由によって閉鎖された施設の所要費用全額を営業費用として回収を認める ■ 損失計上が不要となり、投資リスクが減る ■ 建設許可等を得にくい事業などの断念の許可 ■ 仮説の資本構造に基づき、キャッシュフロー分析を用いて算定した利益率の申請を認める ■ 申請者に、借り換えや違った資本費調達方法の利用などで柔軟性を持たせる ■ 法定償却期間より短い 15 年間の加速化減価償却で、早期に投資資金を回収 ■ 事業毎のケース・バイ・ケースで、より短い期間の減価償却の可能性がある ■ キャッシュフローの改善 ■ 小売料金のモラトリアムを課せられている事業者に対して、モラトリアムの最後でまで費用回収の繰り延べを認める
	■ Transco を設立するための送電資産の売買を促進するため、資産の売却に伴う譲渡所得にかかる所得税の繰り延べ税金の累積を認める ■ 資産の売却に伴う税金のための調整を料金算出のレートベースに入れることで、費用回収を確かなものにする ■ Transco の設立を促進するための、帳簿価値の調整 ■ 送電資産を購入した場合に、帳簿価値に資産獲得プレミアムの加算 ■ プレミアムの回収方法はケース・バイ・ケースで行なう
ISO・RTO 等の送電	■ 高い ROE の設定 ■ ISO や RTO の設立や普及の促進

組織の 参加事 業者	■ 特に Transco には、その設立と投資を促進するために、適切な Transco には高い ROE を設定
------------------	--

Order 679 が発効された 2006 年当初、FERC は、型にはまった (Routine) の案件、つまり、信頼度を向上させるために慣例に従った整備をするためだけの投資案件にはインセンティブ・ベースの料金設定を与えないとして、明確に州を跨ぐ大型事業に目を向けていた。しかし 2007 年初頭に、より小規模の、既存送電線のアップグレードに関わる州内送電線の小型事業に、型にはまったアップグレード事業に当たらないという理由で、条件付でインセンティブ・ベース料金を認可したことで、その後、小規模や中規模の案件の申請にも、この料金設定やインセンティブが認可されるようになった。⁽¹²⁾ただ、これにより、次第に送電網利用者等から門戸が広すぎてほとんどすべての案件が許可されてしまい、結果として ROE の高い料金設定が成され、託送・送電料金が上がり続けるという懸念が出てきた。このため、FERC は 2012 年 11 月にガイダンスを公表して、テストを申請者が要求しているインセンティブのパッケージにおいて、どのように事業のチャレンジとリスクへの対処及びインセンティブと投資の関連性を判断するものに立ち返らせた。また、このガイダンスでは、以下の要求も為されている。⁽¹³⁾⁽¹⁴⁾

- 事業者は高い ROE を申請する前に、建設中の費用の全面回収や運用開始前コストの回収、また、閉鎖された施設の所要費用を、全額まで営業費用として回収を認めると言った、他のインセンティブを駆使して、事業リスクを下げる努力をした上で、残ったリスクに見合う ROE を申請すること
- 事業者は、事業のリスクやチャレンジに応じて ROE を申請できるが、コストを最小限にする様々な努力をすること。その努力の内容は事業者の独自性に任せるが、FERC へ申請する事業コストの試算は、州の建設許可申請に用いられるコスト試算を超えるものであってはならない
- 事業者は、インセンティブの申請をする前に、様々なオプションを精査し、申請されたオプションが最適なものであることを示す
- 事業者は、事象のリスクが、インセンティブを正当化するものであることを示すこと
- FERC は、高い ROE によって恩恵を受ける事業例を挙げており、それには先駆的な技術を用いる事業が含まれているが、このガイダンスが出された後、ある先駆的な技術だけに対する特別な ROE を設定することはない

FERC の 2006 年以後の送電網投資に対する料金設定は、基本的な事業の ROE に、個々の事業に特有のリスクと難しさを鑑みた、プレミアムの報酬

率を加味することで、長期に渡る送電網投資のリスクを緩和し、民間投資を集めようというものである。個々の事業者が一つ一つの事業の費用対便益を個別に評価し、FERC が同じベースで事業を個別に判断することで、その事業の電力安定供給や市場の統合に対する貢献度を評価する。

一般的に FERC は、1%から 3%の ROE のプレミアムを事業に与えていることが多い。インセンティブを決定するプロセスには、短期に決定できる経路も用意されており、これも事業者に対する制度リスクを減らす要因となっている。これはドイツのように送電網開発を義務付けされた TSO 毎の報酬率を決める方法とは異なり、既存の送電事業者が規制ラインを用いて投資を増やす傍ら、マーチャントラインやその他のビジネスモデルを用いて新規プレーヤーや新しい資金源を呼び込もう、というものになっている。その為、民間資金が、リターンがより高い他の投資案件にまわりにくくなるようなリスク軽減の仕組みが取り込まれている。

図 4 に、2006 年の Order 679 以前と以後の送電網開発に対する投資を比較した。2006 年以後の投資が、全米で大幅に伸びていることが分かる。この背景には、2000 年代後半から送電自体の信頼性向上や基準に見合うためのアップグレードに加え、導入が拡大する変動性再生可能エネルギーの統合、需要が増える南部や西部の州でのインフラ整備、古くなった送電資産の取替え等で、送電網の整備のための投資額が伸びていることがあるが、FERC によるインセンティブの設定も大きく貢献をしている。

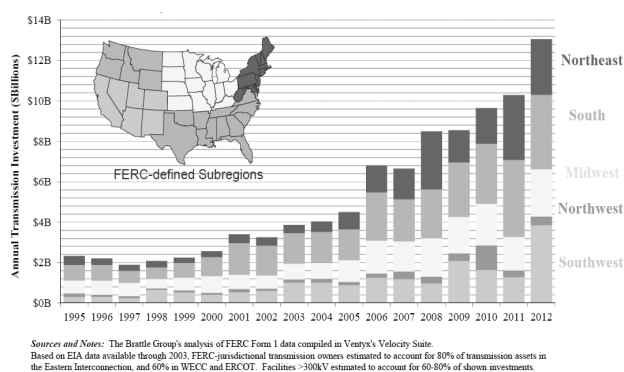


図 4：1995 年から 2012 年までの FERC 管轄下にある送電網事業者による送電網投資額の推移（名目値） 出典：(15)

注）FERC の管轄下にある送電網事業者は全米の約 70% を占める

6. テキサス州 CREZ 事業の背景

全米の ISO や RTO では、上述の連邦政府や FERC や政策に従い、それぞれが広域の送電網整備計画

の策定や料金の設定を行っている。経済産業省委託事業の「平成 26 年度新エネルギー等導入促進基礎調査 再生可能エネルギー導入拡大のための広域連系インフラの強化等に関する調査業務」では、PJM と CAISO の事例を紹介しているので、詳細はこの報告書を参照していただきたい。加えてここでは、テキサス州で、2005 年から 2014 年までに行われた Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) という仕組みを用いて変動性再生可能エネルギー、特に風力発電開発と一体化した送電網整備計画の策定と実行で用いられたユニークな手法と成功事例について述べる。

テキサス州では、州のほとんどの電力系統運用は、独立系統運用である ERCOT (Electric Reliability Council of Texas、テキサス電力信頼度協会) が行っており、他の米国東部及び西部の送電網と接続されずに独立した形を取る。ERCOT は、面積的に州の約 75%、電力負荷においては約 85% をカバーしており、総延長約 40,500 マイル (約 65,180 km) の送電線の運用を行なう。ERCOT は 1970 年に設立された非営利独立機関で、テキサス州内の送電網の運用や卸売、小売市場を監視する。1996 年に ISO となった。ERCOT の管轄は、テキサス州内に限られるため、基本的に州を跨ぐ事業を管轄する FERC の権限の下には入らない。テキサス州では、基本的に州外の送電網との電力取引が無いことから、州を跨ぐ電力の取引を管轄する FERC の規制を直接受けない。ただ、EPA 等の連邦政府の法に関しては、ERCOT は Texas Reliability Entity (Texas RE) に対する説明責任があり、また ERCOT の市場監視及び料金設定における活動は、Public Utility Commission of Texas (PUCT) によって監視されている。(16)

ERCOT では、他の ISO や RTO が行なっているように NERC の信頼度基準と ERCOT 自身の基準を遵守するための送電網整備計画の策定を 2001 年から行ない、2003 年にそのプロセスを正式化した。CREZ は其のプロセスとは別の政策として策定、実行された。その背景にあったのが、風力発電の増加である。テキサス州では 1999 年に、2009 年までに 2GW の再生可能エネルギーの導入を義務付けた RPS 制度が決定し、2002 年に制度がはじまった。2005 年には導入目標が拡張され、2015 年までに 5.88GW、2025 年までに 10GW の導入目標を立てている。2025 年の目標は 2010 年に 15 年前倒しで達成されており、その中心をなすのが風力発電となっている。2006 年にはカリフォルニア州を超えて風力発電の累積設備容量全米一となり、翌 2007 年には年間 1GW の設備容量を稼働させた最初の州となった。その後も順調に容量を伸ばし、現在、テキサス州の風力発電の累積設備容量は全米一を誇る。(17)(18)

テキサスの風力資源は特に人口密度の低い州の西部に偏在しており、ERCOTの管轄域内でも風力発電所の70%が北西部地域にあるのだが（図5）、電力需要地は、ダラス、サン・アントニオ、ヒューストン、オースチンといった州の東部、中央部、南部に集中している。2002年のRPS開始とほぼ同時に送電容量以上の風力発電所の建設が進み始め、送電網の混雑回避のための出力抑制・解列が成されるようになり、送電網の拡充が課題となってきた。こういった出力抑制により、風力発電の年間設備利用率はテキサス州MacCamey地区で本来あるべきとされた40%から27%にまで下がっていた。また西部の風況の良い地域では、既存の送電網から離れているために風力発電の開発が進まないことも問題となっており、風力発電の開発をより推進するといった意味で、新しい送電網の開発が必要になりつつあった。(17)(18)(19)(20)

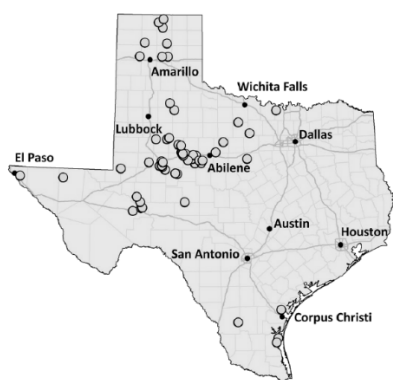


図 5: テキサス州の風力発電所の位置

出典：(17)

7. CREZ (Competitive Renewable Energy Zone) の設置義務

2005 年、テキサス州議会上院は、Senate Bill 20 (SB 20) によって改正された公共事業規制法によって、州の再生可能エネルギープログラムを確立し、ERCOT と PUCT に Competitive Renewable Energy Zones (CREZ) と言う、風力発電開発が為されるべき地域を特定する義務を課した。SB 20 は、CREZ 特定の判断基準を、1) 最良の再生可能エネルギー資源が得られること、2) 再生可能エネルギー発電に必要な十分な土地が得られること、3) 再生可能エネルギー発電事業者から高いレベルで財務的なコミットメントが得られること、の 3 点を満足する地域と定義している。(21)

この法律の背景には、当時、高騰した天然ガス価格と、クリーンエネルギーへの転換への必要性が重なり、信頼性の高い CREZ を特定することはその第一歩になると州議会は考えた。また、テキサス州における送電網の建設は、送電線が利用さ

れ、有用であるという証明を送電事業者が PUCT に対して行う必要があり、これは伝統的に、建設される送電線に接続する予定の発電事業者からの財務的なコミットメント（送電整備の費用と同額の債権）を提出することとなっていた。しかし発電所が先か、送電線が先かというニワトリと卵の問題に落ちいていたテキサスでは、西部の風力発電所と需要地を繋ぐ送電線整備が遅々として進んでいなかったのである。(20)

また同州法は、CREZ は、明確な費用配分の方法論を持つことも要求し、出資者への投資リスクを軽減することも明示した上で、ERCOT に、PUCT とともに CREZ に接続する送電網の計画策定の責任を課した。この際に明確になった費用配分は Postage Stamp と呼ばれる(後述)。

8. CREZ 送電網の整備プロセス

CREZ の送電網策定は、図6の流れを経てなされた。

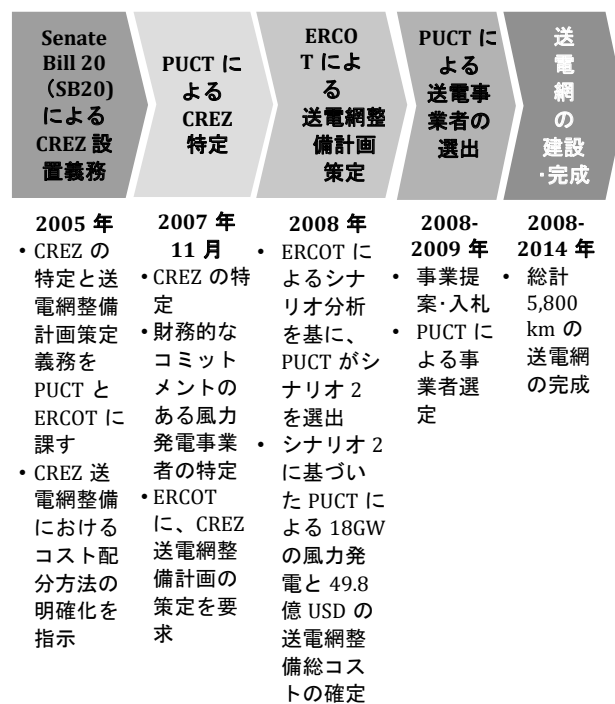


図 6：CREZ 送電網整備のプロセス

① PUCT による CREZ 特定

2006 年から 2007 年にかけて ERCOT は、PUCT の送電網整備の可能性、それらの建設費、そして違った CREZ がもたらす便益の試算を行うようにという指示を受け、州内の風力発電ポテンシャルの 12 ヶ月の調査・分析と、風力発電がアンシラリー・サービスに与える影響を分析を実施した。

2006 年 12 月、PUCT は、競争プロセスを用いた CREZ を特定するルールを定め、ERCOT のスタディを踏まえて、2007 年 1 月に CREZ 選定プロセス

が正式に始まる。ここではまず、100 に近い風力発電事業者や送電事業、そして利害関係者により、CREZ として彼らが推薦する地域や、自身の財務的なコミットメント、利害関係者としての意見・動議が PUCT に提出された。その後、2007 年 6 月にそれらを一同に会した公聴会が開かれた。このように利害関係者とのオープンなプロセスで検討された送電網整備の計画は、「再生可能エネルギー設備を開発するための資源と土地が十分あるかどうか」と「それぞれの地域に対してどれほどの再生可能エネルギー発電事業者たちの財務的なコミットメントが得られるか」という判断基準で評価された後、これらの意見と ERCOT の分析を鑑みた 5 つの CREZ が 2007 年 11 月に決定した。(22)

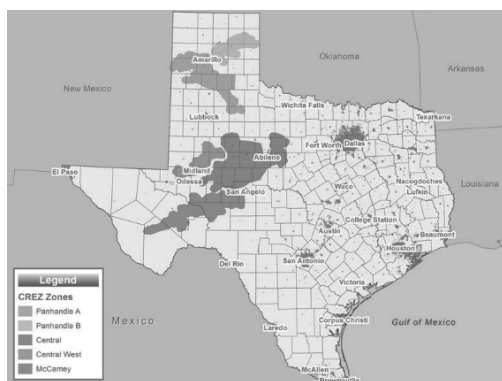


図 7：2007 年 11 月に PUCT によって規定された 5 つの CREZ 出典：(23)

② ERCOT による送電網計画の策定

特定された CREZ をベースに、2008 年 4 月までに ERCOT が送電網最適化スタディ (CTO) と 4 つのシナリオ分析を行い、同 8 月に PUCT が選択したシナリオ 2 に基づいた、18GW の風力発電整備計画と 49.8 億 USD の送電網整備総コストが確定した。(24)(25)

③ PUCT による送電事業者の選出

2008 年 5 月から、PUCT による送電事業者の選定が始まり、計画の新規建設分には新規参入者が認められ、事業者の提出した建設コストと財務能力、経験、技術力などが総合評価された後、合計 14 事業者（そのうち 8 事業者が CREZ 送電網の新設部分の担当）として選出された。

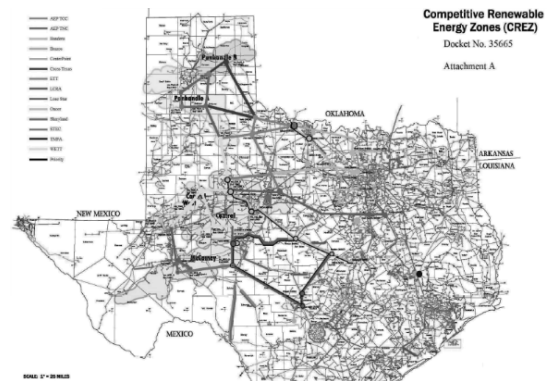


図 8：CREZ の TSP の 14 事業者と担当事業

出典：(26)

事業者の選択プロセスは、送電線の実際の事業ルート選定と環境評価を兼ねたプロセスをとり、事業者と事業許可が 2009 年 5 月までに一気に決定されるというスピーディーなものとなった。

④ 送電網の建設

事業者選定の後すぐに 2009 年から始まった建設事業実施では、PUCT は専門の進捗監視者を設け、四半期ごとの報告書を出して、建設の進捗とともにコストの推移なども全ての事業に対して公開した。3,600 マイル (約 5,800km) 近い CREZ の送電網整備の最終デッドラインは 2013 年末であったのだが、図 9 で示されるようにほとんどの事業がそのデッドラインまでに完成しており、それ以外の事業も 2014 年 4 月までに完成した。

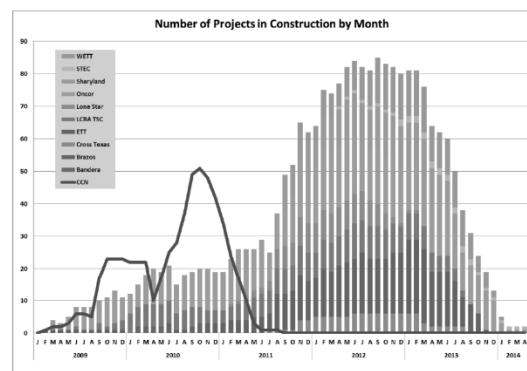


図 9：CREZ の 2009 年から 2014 年 4 月までの月ごとの建設事業 出典：(27)

9. CREZ の便益

CREZ の建設前の 2009 年、ERCOT は風力発電可能総量の 17.1% を解列・出力制御したと言われ、これは 1,500MW の設備容量が年間に発電する量に当たるとされる。しかしわずか 5 年の間に建設・完成された約 3,600 マイルの送電網により、2013 年と 2014 年には解列・出力抑制が大幅に減っていることが図 10 で示されている。また出力制御の低下に伴い、ネガティブ価格も姿を消し、発電事業者にも大きな便益をもたらしていることが分かる。(18)

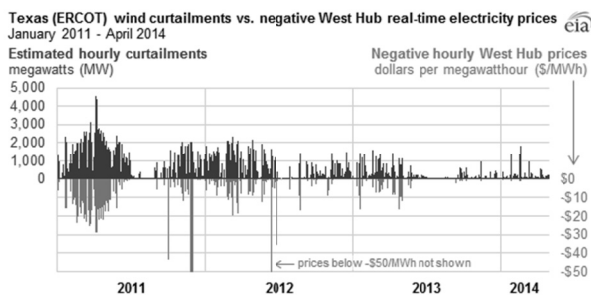


図 10：CREZ 送電網整備によって減少した風力発電の出力制御の変遷 出典：(28)

ERCOT の CREZ は、資源評価のみで決まったものではなく、資源に中立的なものではない。それは、資本が最も集まり、技術的に再生可能エネルギー資源を最も効率的に利用できる地域を指定するものとなっていることがユニークなプログラムとなっている。資源評価や技術評価のみでなく、資本の投入しやすさや事業者の意思を尊重して指定したことで、短期間に建設が成功した例と考えられる。また、テキサス州の風力資源がある地域の土地が、送電網整備に対して得られやすいことが、成功の大きな要因である。

10. ERCOT の送電網整備費用配分

ERCOT における送電網の整備費用は、信頼度基準遵守のためのアップグレードであっても、経済的な理由の整備でも、同じ方法で配分、回収される。その配分方法は、郵便制度における切手による支払いと同じ考えに基づくことから **Postage Stamp** と呼ばれており、全ての送電網整備コストは一旦プールされ、それを ERCOT の領域全体の全ての電力使用量で分割した kWh 当たりの費用として全ての需要家に料金として等しく配分されている。需要家は自身が消費した電力消費量に応じて送電網整備の費用を負担することになる。(29)(30) これは送電網整備の便益をより受けるものが、その費用も便益に応分して払うという概念、つまり FERC Order 1000 が確立した便益に応じたコスト配分の原則とは一線を画するもので、テキサス州全ての電力需要家が間接的ではあってもみな便益を受けるという考えに根ざしている。先述したようにテキサス州の電力系統は、米国のほかの地域の送電網との連系が弱く、州を跨ぐ電力取引が基本的にはないことから、ERCOT は FERC の支配を受けないことから可能となる、この費用配分と回収方法を適用している。

11. まとめ

米国では 1980 年代より電力事業の規制緩和が進められ、1990 年代初期の発電市場の自由化に伴い、

1996 年に送電網へのオープン・アクセスが義務化された。それにより 1990 年代後半には、卸電力取引が活発になった一方、広域に電力を融通する仕組みと安定供給が課題となり、卸売市場取引を活性化しつつ供給信頼度を向上させるために Federal Energy Regulatory Commission (FERC) は ISO や RTO の設立を奨励した。2000 年代初頭には、カリフォルニア電力危機や東部大停電などを経て、安定供給と信頼度の向上、その為に必要となる送電網整備と投資の確保の課題がより重要となり、2000 年代後半からは、送電自体の信頼性向上や基準に見合うためのアップグレードに加え、導入が拡大する変動性再生可能エネルギーの統合、需要が増える南部や西部の州でのインフラ整備、古くなった送電資産の取替え等の需要を満たすための送電網の整備のための投資額が、連邦政府や各地域の政策の後押しを受け伸びてきている。

欧州では、欧州域内の電力市場の統一の形成を物理的に実現する送電網整備が、常に一番の優先順位となり、そのため経済性の向上が送電網計画策定のための分析の主眼となっていた。一方、米国では、送電網整備は信頼度を向上し安定供給を図ることが優先順位で、連邦政府の信頼度規準を遵守するための送電網整備に主眼が置かれ、それを踏まえた上で、経済性向上に関する取組がなされている。

これまで1年間4回にわたり、EU、英国、ドイツ、米国で行われている広域連系のための送電網の拡充・強化のための政策・制度を見てきた。これらの地域や国には、いくつかの共通点がある。

まず 1 つ目の共通点は、これらの国や領域がみな、再生可能エネルギーの導入拡大等に伴い、送電網の整備と運用の大幅な変更直面していることである。そのため、Transmission System Operator (TSO) や ISO・RTO といった、地域や領域の送電網の運用を任されている機関を中心に中・長期的な送電網整備計画を策定し、その計画を様々な手段を用いて実行に移しているということである。

2 つ目の共通点は、送電網というインフラ整備の計画策定段階では、利害関係者と各種調整を行い、計画の社会受容性を高めていることである。その結果、計画策定のプロセスや評価基準自体も、利害関係者との調整によってダイナミックに変化するものとして位置づけられ、状況変化にフレキシブルに対応できるような計画策定プロセスを、皆で共に築くという利点が形成されている。

3 つ目の共通点は、策定された送電網の計画を実行に移すための手段に関するもので、送電網というインフラ整備は広く国民に便益を与えるという概念のもと、費用負担は国民が担う則が確立されている。この原則を基に、送電料金規制や費用の回収スキームが工夫されており、概ね総括原価方式の送電料金規制から、インセンティブ規制へ

と移行されている。インセンティブ規制の方法や内容は様々であるが、コスト削減を促しながら、必要な送電網整備やサービスを提供するという目的は共通している。また、民間投資を中心とすることも共通している。その為、公共の負担や投融資のスキームは存在するものの、その役割は、長期に渡る事業リスクを低減し、民間投融資の呼び水とすることに主眼が置かれている。これらの国や領域の規制手法は、我が国における電力システム改革以降の送電網整備や再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた官民の取組への示唆に富む。

日本は、送電網整備におけるこれら先進国の取組を基に、今後はよりスピード感を持って広域連系の強化に取り組みることが必要となる。それは風力を代表とする変動性再生可能エネルギーのエネルギーミックスへの貢献度を向上して気候変動課題の解決に取り組むことと共に、規模の経済を日本の電力ビジネスに持ち込み、消費者の便益を向上させるという点でも不可欠となる。

参考文献

- 1) US DOE, 2015 NERC_Interconnection
- 2) US DOE Energy Information Administration (EIA), 2011 About 60% of the U.S. electric power supply is managed by RTOs.
- 3) FERC, 2006. ENERGY POLICY ACT OF 2005 Fact sheet.
- 4) NERC, 2013 History of NERC.and MIT, 2011 The Future of the Electric Grid.
- 5) FERC, 1996. FERC Order 888.
- 6) FERC, 2007. Order 890: 18 CFR Parts 35 and 37 Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service.
- 7) FERC Staff, 2011 Final Rule on Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities.
- 8) FERC, 2011 Order No. 1000 Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities.
- 9) FERC, 2015 FERC News Release: FERC Accepts Order No. 1000 Interregional Filings by SERTP, Neighboring Regions.
- 10) FERC, 2006. FERC Order 679.
- 11) Troutman Sanders LLP, 2011 FERC Articulates New Policy to Apply Nexus Test for Transmission Rate Incentives.
- 12) Kruse, 2007 Energy - FERC Transmission Pricing Policy on Small to Mid-Sized Projects.
- 13) FERC, 2012 News Release: November 15, 2012
- 14) FERC, 2012 Policy Statement issued on November 15, 2012
- 15) Brattle Group, 2013 Trends and Benefits of Transmission Investments: Identifying and Analyzing Value.
- 16) Texas Office of Public Utility Counsel , 2014 Electric Reliability Council of Texas .
- 17) Office of the Governor, State of Texas , 2014 The Texas Renewable Energy Industry. Economic Development and Tourism Business research
- 18) American Wind Energy Association (AWEA), 2015 U.S. Wind Industry Fourth Quarter 2014 Market Report.
- 19) Goggin, 2013 Plummeting curtailment, more low-cost wind: CREZ transmission policy already reaping big returns.
- 20) Hurlbut, 2008 Competitive Renewable Energy Zones in Texas. National Governors Association Center for Best Practices Celan Energy States Grant Program Workshop.
- 21) State of Texas Legislature , 2005 UTILITIES CODETITLE 2. PUBLIC UTILITY REGULATORY ACT
- 22) Public Utility Commission of Texas (PUCT) , 2006 Rulemaking Relating to Renewable Energy Amendments (CREZ rulemaking
- 23) PUCT, 2010 Program Overview.
- 24) Cobos, 2014 CREZ Evolution, Lessons Learned, ' Future Outlook in ERCOT.
- 25) PUCT, 2008 Docket 36146. And DOCKET NO. 33672 COMMISSION STAFF'S PETITION FOR DESIGNATION OF COMPETITIVE RENEWABLE ENERGY ZONES.
- 26) PUCT, 2009 DOCKET NO. 35665 COMMISSION STAFF'S PETITION FOR SELECTION OF ENTITIES RESPONSIBLE FOR TRANSMISSION IMPROVEMENTS NECESSARY TO DELIVER RENEWABLE ENERGY FROM COMPETITIVE RENEWABLE-ENERGY ZONES.
- 27) PUCT, 2014 CREZ Progress Report No. 17 Final CREZ Report.
- 28) US DOE Energy Information Administration (EIA), 2014 Fewer wind curtailments and negative power prices seen in Texas after major grid expansion.
- 29) Fink, Porter, Mudd, & Rogers, 2011 A survey of Transmission Cost Allocation Methodologies for Regional Transmission Organizations
- 30) Woodfin, 2013 Transmission Development in Texas.
- 31) 有限責任監査法人トーマツ (2015). 経済産業省委託事業「平成26年度新エネルギー等導入促進基礎調査 再生可能エネルギー導入拡大のための広域連系インフラの強化等に関する調査業務報告書