

アメリカ広域電力市場の整備

平成28年11月23日

京都大学特任教授 内藤克彦

欧米は何を狙っているのか？

電力自由化は電気代の値下げのため？

化石燃料から手を引くロックフェラー一族

[ヒューストン/ニューヨーク 23日 ロイター]

ロックフェラー一家関連のロックフェラー・ファミリー・ファンドは23日、化石燃料関連投資を可能な限り早期に中止し、米石油大手、エクソンモービル(XOM.N)の株式保有も解消する方針を表明した。

石炭やカナダのオイルサンド関連の保有資産も処分する。

ただ、ファンドが保有する化石燃料関連資産やエクソン株の規模については詳細を明らかにしなかった。

ロックフェラー家はかつて、石油関連事業で財を成した。だが、気候変動が人類や生態系を脅かす現状を踏まえ、ファンドは「炭化水素の新たな供給源を各社が探査し続ける行動に良識ある論拠がない」と指摘した。

エクソンをめぐっては、ニューヨーク州司法長官が昨年11月、地球温暖化リスクなどに関する情報開示が不適切だった疑いがあるとして、調査を始めている。ロックフェラー家関係者は2008年、エクソンに企業統治の在り方を変え、代替燃料への支出を増やすよう、すでに呼び掛けていた。

2014年には、ロックフェラー家関連の別ファンド、ロックフェラー兄弟財団など複数の慈善団体、非政府組織が、化石燃料関連の投資をやめる方針を示している。

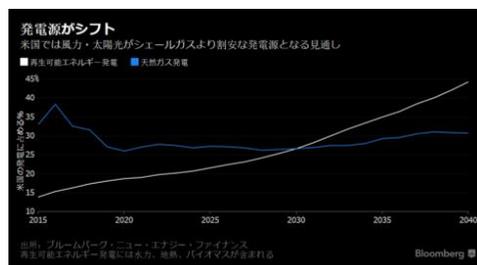
今回の方針表明について、エクソンは声明で「化石燃料への反対姿勢を踏まえれば、(エクソン株の)処分に驚きはなし」とした

Bloomberg

米国では補助金が支給されなくても再生可能エネルギーが天然ガスを抜き、2031年に主要な発電源になるとの見通しが、ブルームバーグ・ニュー・エナジー・ファイナンス(BNEF)の分析で示された。風力と太陽光発電のコストが低下するためと説明している。BNEFの首席エコノミスト、エレナ・ジアナコポロー氏はこうした米国での発電源の移行について、40年にかけて再生可能エネルギー向け投資が7450億ドル(約79兆600億円)に上り、化石燃料の新規プラント建設向け投資額である950億ドル(推定)を上回るためと指摘。20年以降は、補助金が支給されなくても太陽光と風力の発電能力がガスあるいは石炭よりも割安になると予想される。ジアナコポロー氏は10日の電話インタビューで「これは米国のシステムにおける大きな変化だ。再生可能エネルギーが天然ガスを上回るのはそう遠い未来ではない」と指摘した。

米国でのよりクリーンな発電技術の利用拡大は、ペースは鈍いものの世界的なトレンドに沿うものだ。ジアナコポロー氏によれば、インドや中国などの国々で石炭から風力・太陽光発電への移行が進むため、再生可能エネルギーは27年までに世界の主要な発電源となる見通し。BNEFによると、40年にかけての世界の再生可能エネルギー向け投資は7兆8000億ドルに上り、この間の化石燃料向け投資のほぼ4倍に達すると予想されている。

原題: Renewables Will Top Gas as Biggest U.S. Power Producer in 2031



FT.com

FINANCIAL TIMES

「リスク拡大」批判浴びる日本の石炭火力推進計画

石炭火力発電を大幅に増強するという日本の計画は誤った予測に基づき、日本は600億ドル超の「座礁」資産を背負い込むことになる恐れがある。新しい報告書が警告している。

報告書は英オックスフォード大学のスミス企業環境大学院がまとめたもので、安倍首相に対し、原子力発電の縮小を補うために石炭技術に巨費を投じる計画を見直すよう求めている。

この計画は日本のエネルギー政策を他の先進国と逆方向に進ませ、環境リスクの拡大を引き起こすと報告書は指摘する。福島原子力発電所の炉心溶融(メルトダウン)につながった2011年の東日本大震災により、日本はエネルギー政策の大規模な見直しを迫られた。しかし、安倍政権に対しては、石炭火力発電の推進を国内外でもくろむ企業に震災後のエネルギー政策の乗り取りを許したという批判が向けられている。

■電力会社、多額の評価損の恐れ

報告書で示された3つの予測シナリオの全てにおいて、日本の電力会社は少なくとも合計500億ドルの評価損あるいは評価減に行き当たることになる。「これは日本で新たな石炭火力発電所の計画と建設を進めることへのリスクを浮き上がらせている」と、報告書は指摘している。しかし、報告書の主筆ベン・コールデコット氏は、49の石炭火力発電所を新設して発電能力を2800万千瓦ワット増強する計画は経済的に正当化できず、廃止される発電所を補うレベルを191%超過すると述べている。

この設備過剰が太陽光などの再生可能エネルギーとの競争激化と相まって、電力各社の時価総額の約25%に相当する資産が「座礁」資産となり、早期償却や負債への転換を迫られる恐れがあるという。

コールデコット氏は報告書のシナリオの一つの中で、そうした資産を760億ドルと推計している。同氏は日本の石炭火力推進計画の核心にある欠陥として、電源構成の変化が加速するリスクを無視している点を挙げる。

世界の発電に占める再生可能エネルギーの比率は過去5年間で10%から15%に高まった。一方、陸地での風力発電と太陽光発電のコストは同期間にそれぞれ39%、41%下がっている。日本の計画は、国内の電力部門に変化が起こらず、石炭火力発電によって「安全な」状態が続くことを前提にしていると、コールデコット氏は指摘する。これは他の主要20カ国・地域(G20)の実態に反する前提だ。「日本は2070年代まで石炭火力発電所が残ると真剣に思っているのか。彼らが示した計画は、それに懸けることを意味している」と、同氏は言う。

EUで起きていること

欧州全体の戦略の中でのエネルギーは？

Global Europe 2050 EU Renaissance scenario

European Commission, 2012



6

危機下のEU……最悪ケースシナリオ

欧州の人口縮小

2050年では、10%が80才以上、65才以上は5800万増加、15-64才の人口は4800万減少(20%減少)

世界的なエネルギー不安定

EUのエネルギー対外依存度は、1975年の62%から現在48%に低下、しかし2030年には再び70%に上昇。中世の主要な交易路であった中東から中国へのシルクロードが蘇り、2030年までに中東原油の半分以上を中国が購入。

最悪の地球温暖化シナリオ

発電・工業の石炭偏重による強い経済成長の結果、中国だけで39%の温室効果ガス増加。世界のエネルギーCO2排出は、2004から2030に55%増加(毎年1.7%)。2035年には、550ppmに達する。

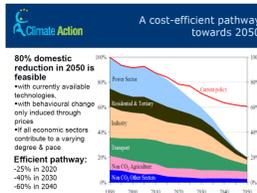
水資源の劣化

世界的食糧危機と生物多様性の劣化
世界的な不安定(安全保障)

7

◆A sustainable roadmap to low carbon Europe

- ・エネルギー安全保障・・・域外依存低下
- ・マネーフローの欧州内循環・・・GDP押し上げ
- ・気候変動対応・・・再エネ導入
- ・システム変更によるイノベーション・・・産業界挺入れ



◆人口高齢化と世界的な競争激化に直面した、欧州には三つの選択肢:

もっと働か、より長く働か、または、**より賢く働か**(work smarter)

◆ Tackling the challenges of the knowledge economy

ICT技術・情報システムの進歩により、顧客ニーズ、製造パターンが変化。顧客イノベーション、顧客製造。プロジェクトチーム型のイノベーション。産業構造を急速に変えつつある。**特に、エネルギー、住宅、健康、教育等の分散型インフラの世界で「プロジェクト・エコノミー」が先行。**

◆The continuing ICT revolution

製造、設計、サービスはICT製品の基盤の上に構築される。「ICT revolution」は、共通基盤のイノベーション。あらゆるタイプの活動へのICT適用拡大は進み、生産性をさらに高める。教育、行政、統計情報、健康等のいくつかの分野では、革命的な変化となる可能性。

8

◆Territorial and mobility dynamics A polycentric Europe

効率的な交通・情報システムによる中規模都市の連携により、大都市化の流れに対抗。

Sustainable cities

未来の都市は、高質のオープンスペースに焦点。通りの50%を歩行者空間とし、社会的交流の促進。車のためにではなく、歩行と自転車のために設計された都市への変化。ZEROゴミ、ZERO-Energy都市。ゼロネットエネルギー消費。ゼロネット炭素排出。

Smart and sustainable mobility

人流・物流のインターモーダル化。ICT技術を活用した新しいモビリティ・サービス。モビリティの電動化。インテリジェント・ハイウェイ。

◎欧州では、社会全体の「**Knowledge economy**化」、**「ICT化」**の基本的なパーツとして、エネルギーシステムの変革も位置付けられている。

9

米国で起こっていること

米国の制度の経緯と考え方

- ・垂直統合型の事業者：
大規模発電のスケールメリットを追求
将来需要を高く見積もり、次々と大規模発電(50-100万kw/unit)を建設
→ 維持費の上昇と稼働率の低下、高いリザーブコスト・・・スケールメリット低下
→ 需要の頭打ち → 広域融通によるリザーブシェアリングによるコスト低下
 - ・技術のシンボによりかつての大規模火力より低価格な高効率の小規模システムが登場した。・・・コンバインド・サイクル等(1unit:数万kw~)、IPPの登場
1Unit: 50万kw→数万kw コスト・工期も縮小
 - ・送電技術の進歩 → 広域からコストの安い電力の調達が可能・・・連邦の水力発電
電気代の高いユーザーに安い電力の提供が可能
 - ・多様な技術の登場: コージェネレーション、太陽光発電、風力発電等
- ◎これらの技術進歩の成果を消費者に役立てるには、グリッドをオープンアクセスにすることが肝要 → 電力グリッドの性格: 公共的エネルギープラットフォーム化
- ⇒ところが、垂直統合の電力会社がグリッドの自然独占的性格を利用してグリッド接続を妨害 → 新参者にも公平なグリッドオープンアクセスを確保するための制度 ¹⁰

米国の制度改革

公平性と情報化対応

Order No. 888/889 目的

- ① 公正な競争による電力供給の効率化
はもとより、これに加えて、
- ② グリッドを含む既存インフラ・組織のより効果的な活用
- ③ 新たな市場メカニズム
- ④ 技術のイノベーション
- ⑤ 歪んだ料金の是正 (注Order No. 888 前文(FERC))

情報だけではなく、エネルギーとリンクしたイノベーションにより社会システムを進化！
このためには電力システムを「インテリジェント ネットワーク プラットフォーム」化！

ニューヨーク州のREV 動機

- ① 現在の経済は、ますます電力への依存を深めている。特に、デジタル化の進展により、信頼性強化のニーズが増加している。
- ② 経済のグローバル競争の激化は、経済の電力依存の増加と相まって、電力システムの非効率性を許さなくなってきた。
- ③ 電力需要全体は増加していないが、ピーク需要は増加している。
- ④ 気候の極端化と経済のデジタル化の進展による信頼性増強要請は、需要側を自家発電へと駆り立てている。
- ⑤ 低炭素化の要請による風力、太陽光といった変動電源の取り込み
- ⑥ 電気自動車・PHVの普及

米国行政当局: 巨大な装置を作りながら半分の時間は遊ばせておき、長距離のエネルギー伝達で大きなロスを伴いながら利用するというシステムは、身近で発電したり電力の制御をする技術がなかった時代の産物で他の分野で進んでいるICTによる分散化・相互融通・高度化の流れから取り残されている。

連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の一連の制度改革

1996年 4月 Order No. 888 送電分離(ISO),
送電オープンアクセス

1996年 4月 Order No. 889 情報開示

1999年12月 Order No. 2000 広域送電機関(RTO)

2007年 2月 Order No. 890 送電の公平性

2011年 7月 Order No. 1000 広域送電計画

Order No. 888 (1996年)

・送電グリッドの公平性担保について種々の規定

・ISOの設置推奨規定

FERCの認めるISOの原則: 電力市場に関する関係者と経済的利害関係を持ってはいけないなどの条件が11項目

・ISOの収入は電気料金に乘せる連邦のISOタリフ。ISOタリフ算定の根拠。

・送電計画の策定, 送電計画に送電タリフ, 費用負担等必要事項を定める。
グリッド強化の計画, 費用負担等も計画に定める。
送電計画は信頼性とコストの観点から策定。

Order No. 889 (1996年)

・情報のシェアシステムOASIS

(Open Access Same-Time Information System)

への情報開示の義務付け

・関係者の公平な情報アクセス

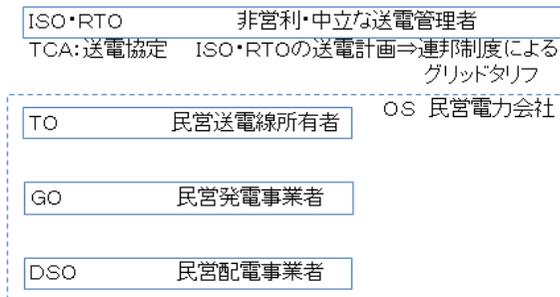
14

ISOの原則

- ① ISOの運営は、公正で差別なくされなければならない。
- ② ISO及びその従業員は、電力市場と経済的利害関係を持ってはならない。
- ③ ISOは、全ての利用者に送電システムへのアクセスを送電グリッド全体を通じた同一の料金により公平に提供しなければならない。
- ④ ISOは、グリッドの短期信頼性の確保について第一義的な責任を負わなければならない。ISOは、メンテナンスはもちろん、信頼性確保のための計画立案の任務を持つ。ISOは、新規の利用者も含め送電サービスが信頼性を損わずに着実に実施できるよう、また、出力抑制の方針についても責任を持つ。
- ⑤ ISOは、担当地域内の送電施設の運営をしなければならない。
- ⑥ ISOは、送電制約を観測しつつ、必要なバランシング等のオペレーションを市場取引ルールに従って、行わなければならない。
- ⑦ ISOは、システムの維持・拡張、運営、電力市場の運営等のISOの機能を競争的環境下で経済効率的に運営しなければならない。
- ⑧ ISOの送電やアンシラリーサービスの料金政策は、発電投資、送電、電力消費の効率を高めるものでなければならない。
- ⑨ ISOは、誰でも必要な時に利用できる送電情報を提供ししなければならない。これらの情報はISOの運営するOASISで利用可能としなければならない。
- ⑩ ISOは、隣接送電管理エリアとの調整メカニズムを開発しなければならない。
- ⑪ ISOは、関係する技術的、経済的、その他のクレーム、紛争、議論を処理するための問題解決システムを作らなければならない。

15

米国の電力構造



- ・TOの送電線経費の多くは、DSO、GOとしての州タリフ(総括原価方式)で賄われる。
- ・ISO・RTOの計画として認められたTOの送電線増強は連邦ISO・RTOタリフで賄われる。
- ・一般に、連邦タリフの方が、州タリフよりも誘導規制的で有利な条件となっている。

16

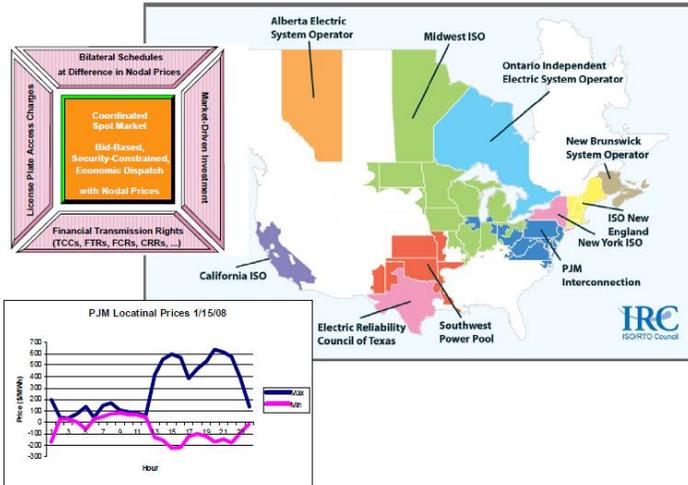
EUと米国のグリッド政策の比較

項目	EU	米国	備考
送電管理者	TSO	ISO・RTO	
送電管理者の性格	民間企業	非営利団体	
送電所有者	TSO	TO	
グリッド増強	増強義務・計画義務	計画義務	EUの成功の要因
増強コスト	誘導的規制	計画の中で調整	EUの成功の要因
市場	広域均一価格	狭域ノード価格	

- ・EU: グリッドタリフの上限設定において、誘導的規制によりグリッド投資の誘導を行ったことが、企業としてのTSOの企業成長戦略とうまく整合し、TSOの積極投資に繋がる。
- ・米国: グリッドの増強義務がない。ISO・RTOが非営利団体でTOのグリッド増強計画を監視する立場。非営利のISO・RTOに企業戦略としての成長の必要はないため、グリッド増強の自発的なインセンティブが働かない。増強計画を作る際にもISO・RTOはTOとの協議が必要。⇒EUのようにISO・RTOタリフによる誘導的規制が機能しにくい状況

17

Regional transmission organizations (RTOs) and independent system operators (ISOs) have grown to cover 75% of US economic activity.



18

Order No. 888の基本的な規定

- ①送電サービスを受けようとするものは、全て差別のないオープンアクセスを利用することができなければならない。
- ②送電所有者は、自ら利用していない種類のサービスも含めて、全ての送電サービスを提供しなければならない。
- ③送電サービスの提供に当たって送電管理者が要求する資料は、競争環境の維持の観点から限定されなければならない。
- ④送電利用をせず送電利用の権利を確保し競争を阻害することは認められない。送電管理者は、原則として、使われていない送電キャパシティを、a.利用・販売できる。b.短期市場運営のためにプールすることができる。c.一定の期間の内に利用開始するよう利用者に要求でき、利用しない場合は権利を取り上げ得る。
- ⑤電力事業者は将来の需要の伸び等のために自らの送電線のキャパシティを妥当な範囲で確保することは可能であるが、送電線に余裕がある間はOASIS(情報システム)上でその情報を公開し他のユーザーに開放しなければならない。
- ⑥効率的なキャパシティ配分の促進のために、送電管理者は送電キャパシティの再配分をすることができる。特に、特定の地点間の送電に係るものなど。また、再配分の価格は、当初価格より低く設定されなければならない。
- ⑦競争環境を整えるために情報の開示は必須であり、OASISのルールに従って、必要な送電情報、発電情報はOASIS上で開示されなければならない。
- ⑧6種のアンシラリーサービスの定義と実施の義務付け。
- ⑨パワープールの扱いとISO(Independent System Operator)設置のガイダンスの提示。
- ⑩料金、コスト負担についてのルール

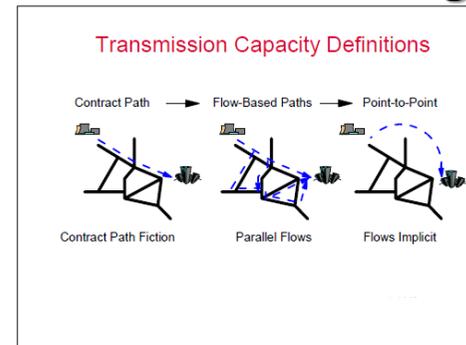
19

米国システムの底流をなす
flow-based pricing
の考え方。

如何にして、電力グリッド運用を効率化するか？・・・グリッド増強しにくいので・・・

20

Flow-Based Pricing



The **fictional contract path approach** would not work in theory!

FERCのPoint to Pointの考え方は、送電線は指定せずに起終点だけでPricingすることまでを義務付け、**Flow-based pricing**も制度の中に組み込んだもの。

A **contract path** is simply a path that can be designated to form a single continuous electrical path between the parties to an agreement. Because of the laws of physics, **it is unlikely that the actual power flow will follow that contract path**. Flow-based pricing or contracting would be designed to account for the actual power flows on a transmission system. It would take into account the “unscheduled flows” that occur under a contract path regime. (Order. 888 脚注)

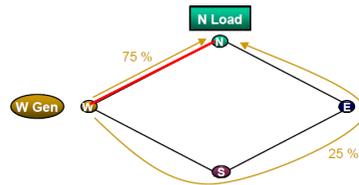
21

○「**Contract path**」: 従来の送電線指定の契約による送電ルート
例: W→Nの送電契約を赤送電線の利用契約の形で行う
→ 赤送電線の容量が100万kwで送電契約が100万kwならキャパシティ100%

○実潮流は、赤送電線75万kw、W→S→E→Nのルートで25万kw流れるので、赤送電線には、25万kwのキャパシティの余裕がある。
→ 実潮流ベースでキャパシティ計算するのが、**Flow-based pricing**

○**Contract path**は最大値ベースとなるが、**Flow-based pricing**は実送電量ベース。

Power Flows



- All lines have equal impedance
- Path W-S-E-N has three times the impedance of path W-N
- Flow divides inversely to impedance
- If W Gen supplies N Load, flow W-S-E-N is one third flow W-N
- If N Load is 100 MW, 75 MW flows on path W-N, 25 MW flows on path W-S-E-N

22

Order No. 888

Tariff Provisions That Affect The Pricing Mechanism

a. Non-Price Terms and Conditions

We recognize that the industry, in response to changes in institutions, competitive pressure, and technological innovations, is evolving rapidly. For example, various forms of **flow-based pricing** are beginning to be considered in conjunction with electronic transmission information systems. **We seek to encourage this process** and will in the future entertain non- discriminatory tariff innovations to accommodate new pricing proposals.

FERCは、Order No. 888の制定時点では、flow-based pricingを義務付けてはいないが、ISOと同様に推奨している。

23

Order 888を支える情報システムとしてのOrder 889

第一部: 送電管理従事者と電力卸取引従事者の分離について定め、卸取引の従事者はOASIS公開情報以外の送電情報へのアクセスを禁止。

ISO等がなく、垂直統合の電力会社がOASISの運営をする場合であっても、その電力会社の電力取引関係者はOASIS情報のみにアプローチすることが許されており、社内のOASIS従事者には、OASISで開示されていない情報を電力取引関係者に提供することは公私ともに禁じられている。

第二部: 送電システムを所有、管理する事業者に対して送電システムの状態に関する情報開示の基本的なルールを定め、送電システムの「ブラック・ボックス」の蓋を明けている。

これにより、**全ての送電利用者は送電キャパシティの見積もりが自らできるようになり、送電所有者等が所有権・送電管理・送電操作等により、「アンフェア」に送電アクセスを阻害すること防止している。**

第三部: においては、OASISシステムによる統一的な情報提供に必要な種々の基準等について定めている。

24

Order No. 889

d. Accommodating Flow-Based Pricing

The Commission concludes that the proposed regulations were **general enough to accommodate flow-based pricing methods**. Therefore, we have provided no special provision regarding flow- based pricing in the final rule. Any OASIS-related issue that arises when flow-based proposals are made can be dealt with at that time.

Order No. 889の中では、OASISがFlow-Based Pricingに対応していることが確認されている。

25

第二部の規定の概要

- ①送電管理者は、OASISの運営をし、送電キャパシティの利用可能性、料金、その他のこのOrderで定める情報にアクセスできるようにしなければならない。
- ②送電管理者は、以下の送電キャパシティ情報をOASISに提供しなければならない。
 - a.利用可能送電容量(ATC)、総送電容量(TTC)をあらゆるコントロールエリア間の送電経路(一時間単位)の情報についても提供しなければならない。出力抑制、送電停止等のある送電経路(混雑経路(残存送電容量が25%を切る送電経路))については、当該時から168時間以内は毎時、その後は1日単位で30日間、さらにその後は、月単位で1年間の情報提供をしなければならない。非混雑経路については、当日から1週間の間は1日単位で、その後は月単位で1年間情報提供しなければならない。将来の送電計画がある場合には最大10年間の予想についても情報提供、情報の随時更新、新たな契約等に伴う情報更新等も実施。
 - b.送電管理者は、料金と契約条件概要を情報提供しなければならない。料金割引の情報は、全ての利用者に同時に情報提供しなければならない。
 - c.提供されるアンシラリーサービス(有料部分については料金)についての情報を提供しなければならない。
 - d.送電サービスの申し込みと対応状況、申し込みが却下された場合の理由等の情報、出力抑制等の情報を情報提供しなければならない。
 - e.送電サービスに関するスケジュール情報を提供しなければならない。
 - f.その他、必要な情報の提供。

26

OASIS Open Access Same-Time Information System

・オアシスノード毎の情報開示

・オアシスノード：

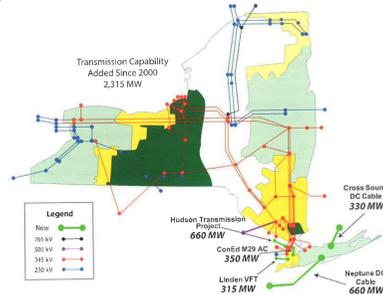
NYISOの場合350ノード

→ 卸売の接点としてのDSOとの結節点の変電所

・ニューヨークISOの送電規模は、関西電力と同程度、350という数字は、関西電力では一次変電所の数と同レベルの数。送電管理者と配電管理者の接続点となる変電所毎にノードが設定されているというイメージであろう。

27

Figure 10 - New Transmission in New York State: 2000-2014



Transmission-Distribution interface (T-D interface) is the physical point at which the transmission system and distribution system interconnect. This point is often the demarcation between federal and state regulatory jurisdiction. It is also a reference point for electric system planning, scheduling of power and, in ISO and RTO markets, **the reference point for determining Locational Marginal Prices (LMP) of wholesale energy.**

Independent System Operator (ISO) or Regional Transmission Organization (RTO) is an independent, federally regulated entity that is a **Transmission System Operator, a wholesale market operator, a Balancing Authority and a Planning Authority.**

Distribution System is the portion of the electric system that is composed of **medium voltage (69 kV to 4 kV) sub-transmission lines, substations, feeders, and related equipment** that transport the electricity commodity to and from customer homes and businesses and that link customers to the high-voltage transmission system.

28

FERCは、当初、OASISの情報の提供ポイントとして、一体となって広域送電管理を行う送電線所有者の連合体を想定し、個々の送電所有者(及びその管理区域)を一つのオアシス・ノードとして、オアシス・ノード毎の情報開示を少なくとも行うことを考えていたようであり、可能であれば複数の送電所有者を統合して一つのオアシスノードでの情報提供を想定していたようである。しかしながら、実態は、統合よりは分散の方向に向かっているようで、後に説明するノーダル・プライシングに見られるように、送電線への電力供給施設・需要の接続点毎にノードを分解して、細分化する方向に進んでいるように見受けられる。

ISO Operating Region	Number of Nodes / Buses	Aggregated Retail Pricing Regions	Wholesale Pricing Hubs
California ISO (CAISO)	3,000	3 regions with 23 sub-regions: covering the majority of one State	-
Midwest ISO (MISO)	1,300	7 pricing regions: covering all or most of 13 States.	6 trading hubs
ISO-New England (ISO-NE)	900	8 pricing regions (match 6 State borders - Mass. has 3 regions)	1 trading hub
PJM Interconnection (PJM)	6,000	18 pricing regions: covering 13 States and Wash. DC.	20 trading hubs
New York ISO (NYISO)	350	11 pricing regions: covering one State.	Weighted region prices used

29

ノード・プライシング

- 米国では電力市場価格は、送電グリッドの結節点(ノード)毎に定められる。
- NYISOの場合、350ノード。CAISOは3000ノード。



http://www.moblie.caiso.com/Web.Service.Chart/pricemap.html 2016/06/17

NYISO, CAISOの再生可能エネルギー出力抑制: グリッドキャパシティの小さいノードでは、再生可能エネルギーの発電量の増加に伴い、マイナス価格となる。積極的に出力抑制を行う必要はないという見解。

ただし、RPSのクレジット(REC)の価格と市場電力価格の合計がマイナスにならない限り、発電側が系統から自ら離れることはない。

OASIS - Open Access Same-time Information System



Report	Trading days prior to FERC764 activation		Trading days starting with FERC764 activation	
	Market	Data Granularity	Market	Data Granularity
Current Transmission Usage	n/a	Hourly	n/a	15-minute
Transmission Interface Usage	Day-Ahead	Hourly	Day-Ahead	Hourly
	Hour-Ahead	Hourly	Hour-Ahead	15-minute
	RTPD	n/a	RTPD	15-minute
Market Available Transfer Capacity	Day-Ahead	Hourly	Day-Ahead	Hourly
	Hour-Ahead	Hourly	Hour-Ahead	15-minute
	RTPD	n/a	RTPD	15-minute

Report: CAISO Demand Forecast
Enhanced report to provide the FMM 15-minute and RTD 5-minute forecast (including operator adjustments) by TAC Area.

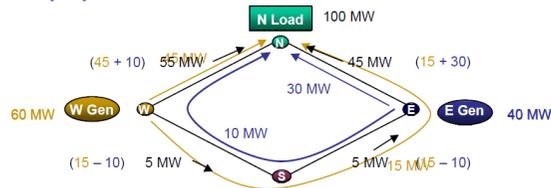
The user-interface report download file (xml/csv formats) will be based on the latest GMT-based API version for trading days before/after FERC764 activation.

Report: Wind and Solar Forecast
Enhanced report to provide wind and solar aggregated Fifteen Minute Market FMM forecast publication by 15-minute intervals; and RTD forecast publication by 5-minute intervals.

The user-interface report download file (xml/csv formats) will be based on the latest GMT-based API version for trading days before/after FERC764 activation.

ノード・プライシングの考え方

Superposition



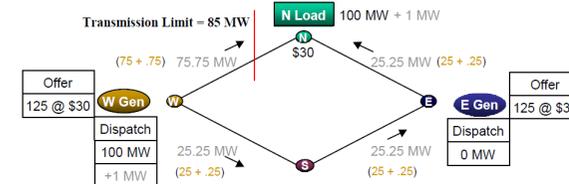
- What if W Gen supplies 60 MW and E Gen supplies 40 MW to N Load?
- Both W Gen and E Gen's output will flow in proportion to the impedance of the paths to N Load
- Resulting line flows represent the net impact of their flow distribution



W・E発電所→N需要点への供給
フローベースでは、W→Nルートで45、W→S→E→Nルートで15
E→Nルートで30、E→S→W→Nルートで10

送電キャパシティネットワークが無い場合

No Congestion or Losses: Node N Price



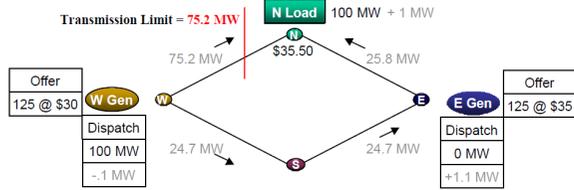
- Price at Node N is the cost of supplying next 1 MW to N
- Least cost solution would have W Gen supply the next MW to N, based on W Gen's offer price
- Resultant flow would be within limits (net of existing flow and increment to serve additional 1 MW at Node N)
- W Gen is the marginal generator and Node N price = \$30



N需要に送電。W価格\$30、E価格\$35
送電キャパシティリミットを越えない場合: 安い電源Wの送電
送電: W→Nルートで75、W→S→E→Nルートで25
Nノードの価格は\$30(全てのノードで\$30)

送電キャパシティネットワークがある場合

Congestion (No Losses): Node N Price



- An increase in output of 1 MW by either W Gen or E Gen alone will increase the W-N line flow over the limit; we must redispatch the system using both generators
- If we reduce W Gen output by 0.1 MW (75% of the reduction will appear on W to N flow) and increase E Gen output by 1.1 MW (25% flows from N to W), net effect is on line W-N is a flow increase of .2 MW
- This is the lowest cost way to meet an additional 1 MW at N
- Node N price = \$35.50 (1.1 X \$35 - 0.1 X \$30)



W→Nの送電キャパシティの上限=W→Nの送電量となり、かつ、W優先となるようW, Eの発電量を調整: Nノードの価格は\$35.5 (E: \$33, S: \$30.5, W: \$30)

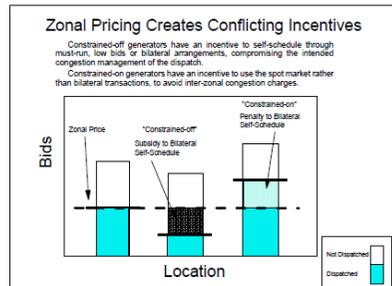
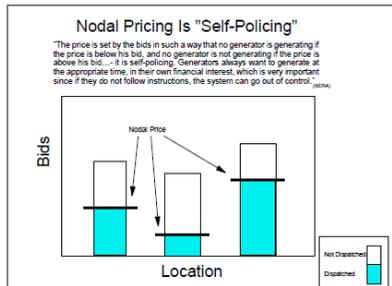
WG	EG	NL
75-0.075+0.275= 75.2		
25-0.025+0.825= 25.8		
100-0.1	+1.1	=101

ゾンプライシングとノードルプライシングの関係

ゾンプライシングでノード平均価格にすると、電力が余り価格の安いノードでは発電補助をし、電力が不足し価格の高いノードでは発電ペナルティを課すことに結果的になり、逆インセンティブとなる。

ELECTRICITY MARKET Zonal Models

The LMP model appears complex with many locations and many different prices. A common approach is to aggregate into a "few" zones. This creates conflicting incentives.



ゾーン内の送電混雑の構造が反映されず、送電可能キャパシティの計算が現実と整合しないなどの理由から、ゾンプライシング方式はよりは、結局は、個々のノードで価格設定するノードル・プライシング方式の方が、透明性も高く、現実と整合が取れているという認識

→ 米国ではノードル・プライシング方式に収束の方向

The problems with zonal models are well known and often repeated. For example, see the experience in ERCOT:

"The results in this area of the report confirm prior findings in the 2003 SOM Report and the Market Operations report that:

- the vast majority of congestion in ERCOT is intrazonal, which is difficult for loads to hedge and is not transparent;
- the current zonal market can result in large inconsistencies between the interzonal flows calculated by SPD and the actual flows over the CSC interfaces; and
- these inconsistencies can result in under-utilized transmission capability and difficulties in defining transmission rights whose obligations can be fully satisfied.

The most complete long-run remedy for both the interzonal and intrazonal issues identified in this report would be to implement nodal markets, an option that is currently being evaluated in ERCOT. These markets would provide transparent prices for both generators and loads that would fully reflect all transmission constraints on the ERCOT network." (Potomac Economics, Ltd., 2004 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets, July 2005, p. xxv)

公平かつ新たなニーズに対応した広域計画策定

38

連邦エネルギー規制委員会（FERC）の一連の制度改革

1996年 4月 Order No. 888 送電分離(ISO),
送電オープンアクセス

1996年 4月 Order No. 889 情報開示

1999年12月 Order No. 2000 広域送電機関(RTO)

2007年 2月 Order No. 890 送電の公平性

2011年 7月 Order No. 1000 広域送電計画

39

Order No. 890の制定経緯

◆Order No. 888、2000の送電計画は、「**信頼性確保のための計画送電**」であり**送電管理者の内部的ニーズ**により定められるので、外部から来る新たな送電投資ニーズに十分にこたえることができず、再生可能エネルギーの普及や州政府の再生可能エネルギー普及等の各種の計画に必ずしも対応できていないという認識。

◆京都議定書の発効、再生可能エネルギー普及の世界的加速などの状況の変化に対応した新たな送電サービスを期待する社会的なステークホルダーに対する送電の公平性を十分に確保できていないという状況。

(注Order No. 890 前文(FERC))

◆FERCは、Order No. 890を2007年に定め、**新規参入者、州政府等も含む全ての関係者**に送電計画策定プロセス、関係情報をオープンにし、**関係者全員の参加の下に計画策定**することを送電管理者に義務付けている。

40

Order No. 890: 送電計画策定の原則

①調整の場の設置

送電管理者は、全ての、送電顧客、隣接する送電管理者との間で、**差別のない調整の場**を設けなければならない。送電管理者は、送電計画の策定の初期の段階から計画策定の各段階で調整会議を設けなければならない。また、**送電顧客の要請に応じて調整会議**を設けなければならない。

②公開性

全ての、送電顧客、隣接する送電管理者、州、その他の関係者に対して送電計画策定の会議は、**公開**され、**必要情報が提供**されなければならない。

③透明性

送電管理者は、全ての送電顧客等に**送電計画の基礎となっている、考え方、仮定、データ、計画策定の方法・プロセス等**を、送電顧客等が**計画策定プロセスを再現できるような形で提供**しなければならない。

④情報交換

送電計画策定のために、**従前の垂直統合の送電顧客も新規の送電顧客も同等のレベルで需給情報を提供**しなければならない。

⑤同等性の確保

送電計画の策定に当たっては、**全ての送電関係者の利害が、同等**に扱われなければならない。これは、とかく計画策定者たる送電管理者の利害が優先されがちになることに釘をさしたものである。

⑥紛争解決手段⑦広域参加⑧経済性のスタディ⑨新規送電プロジェクトのコスト分担

⑩計画策定に際して関係者から独立した第三者コーディネイター活用の推奨。

⑪**州政府の関係者の送電計画策定への参加要請。**

41

連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の一連の制度改革

1996年 4月 Order No. 888 送電分離 (ISO),
送電オープンアクセス

1996年 4月 Order No. 889 情報開示

1999年12月 Order No. 2000 広域送電機関 (RTO)

2007年 2月 Order No. 890 送電の公平性

2011年 7月 Order No. 1000 広域送電計画

42

Order No. 1000の制定経緯

◆ISO・RTOは非営利かつ中立の送電オペレーターであるため、欧州のTSOのように電力ビジネス拡張の観点から積極的に送電線投資をするというインセンティブを持たない。

◆ISO・RTOはFERCの管下の規制当局としてTOの「監視役」という性格も強いようで、TOが増強したい送電線が、必ずしもISO・RTOに認められるものでもない。また、ISO・RTOの送電計画案どおりにTOと合意するとも限らない。

◆今までのOrderでは、地域内に複数の送電管理者が存在するときに送電計画作成に関して連携すべきことは定められていたが、地域全体の単一送電計画を策定を義務付けていたわけではない。

⇒FERCが考えるような広域計画は中々進まなかった。

◆連邦エネルギー省 (DOE) の再生可能エネルギー見積をグリッドに統合するためには、電力グリッドを3倍に増強する必要があるとのNERC (North American Electric Reliability Corporation) 報告。→全米のグリッド強化のための政策ニーズ

これらを解決するために、

◆全米をカバーする中立・公平な送電計画の策定を推進する観点から、2011年にOrder No. 1000を定め、核になるISO等に送電ネットの充実の観点から州を跨る広域の計画の策定作業を行わせる。

。

43

Order No. 1000では、

- ①効率的でコスト効率の良い広域送電計画の策定の義務付け
- ②連邦、州の政策への適合に必要な送電ニーズの洗い出しとその解決策・送電タリフへの反映
- ③広域送電計画策定地域間の連携
- ④費用負担の原則
- ⑤費用負担計画の作成に際しての従前事業者の連邦タリフ等に関する既得権の全廃、などを定めている。

Order No. 1000

- Planning Requirements
- Cost Allocation Requirements
- Nonincumbent Developer Requirements
- Compliance

44



WestConnect Planning Region

Entities in grey text are transmission providers that participate in the WestConnect Order 890 planning process but have not yet signed the Order 1000 PPA

45

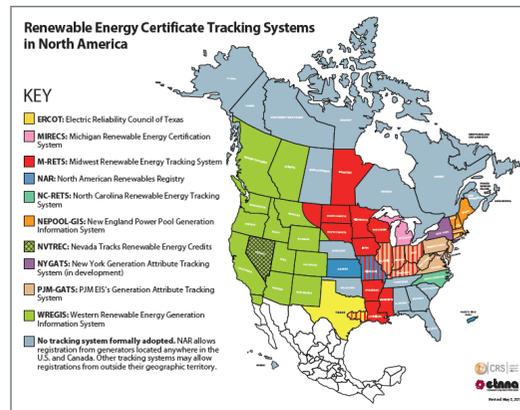
御静聴ありがとうございました。

参考

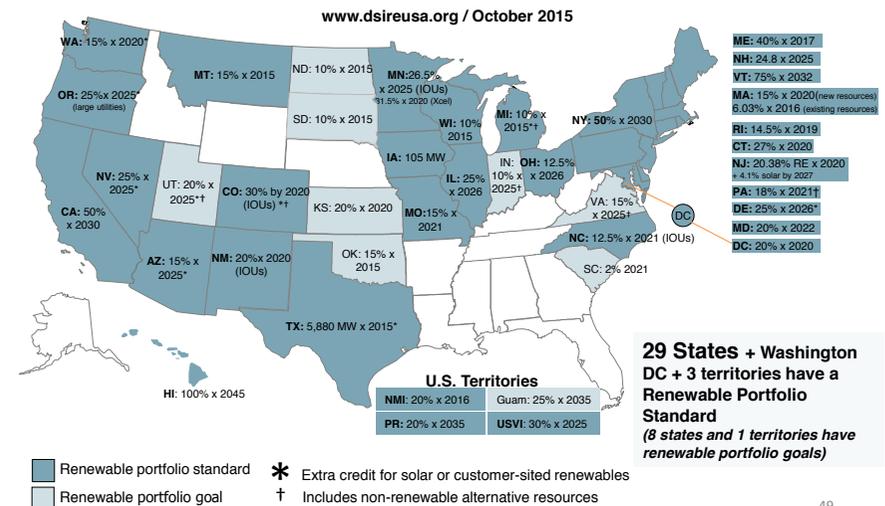
Renewable Portfolio Standard Policies

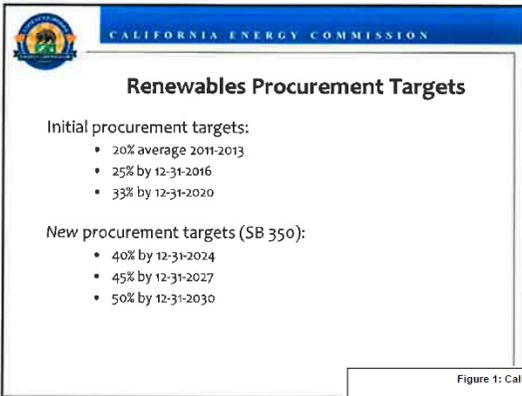
◎州毎に定めている。州により様々なタイプがある。

Renewable Energy Certificates (RECs) → 認証の初期費用 → 一定規模以上



Renewable Portfolio Standard Policies





- An average of 20 percent in 2011-2013
- 25 percent by the end of 2016
- 33 percent by the end of 2020
- 40 percent by the end of 2024
- 45 percent by the end of 2027
- 50 percent by the end of 2030
- No less than 50 percent in each multiyear compliance period thereafter

SEC. 20.

Section 399.15 of the Public Utilities Code is amended to read:

(b) The commission shall implement renewables portfolio standard procurement requirements only as follows:

(1) **Each retail seller shall** procure a minimum quantity of eligible renewable energy resources for each of the following compliance periods:

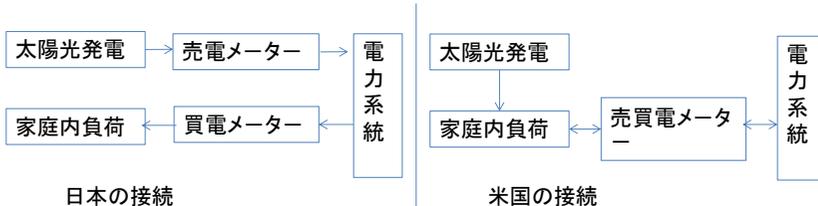
- (A) January 1, 2011, to December 31, 2013, inclusive.
- (B) January 1, 2014, to December 31, 2016, inclusive.
- (C) January 1, 2017, to December 31, 2020, inclusive.
- (D) January 1, 2021, to December 31, 2024, inclusive.
- (E) January 1, 2025, to December 31, 2027, inclusive.
- (F) January 1, 2028, to December 31, 2030, inclusive.

For the following compliance periods, the quantities shall reflect reasonable progress in each of the intervening years sufficient to ensure that the procurement of electricity products from eligible renewable energy resources achieves

- 25 percent of retail sales by December 31, 2016,
- 33 percent by December 31, 2020,
- 40 percent by December 31, 2024,
- 45 percent by December 31, 2027,
- and 50 percent by December 31, 2030.

ネットメータリング

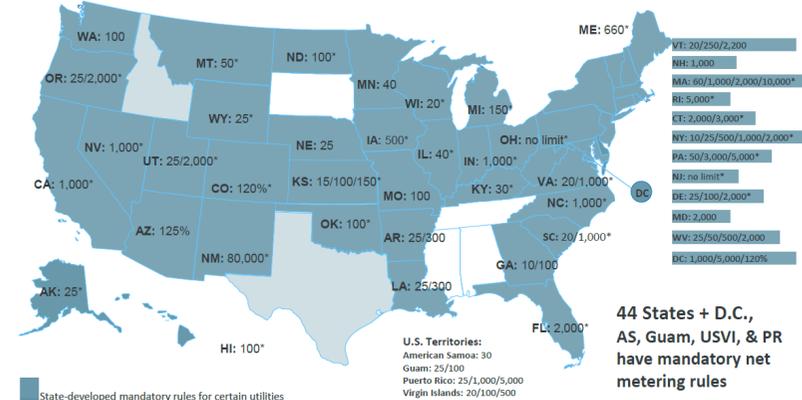
- ◎ ルーフトップソーラー等の電力を自家発電的に消費した差を系統から売買電 一定期間の収支を合計してネットの売買電量を計算 一定期間の収支で買電が余剰に生じた場合は、平均的な市場価格で買い取り
- ◎ 州毎に定めている。対象等について州ごとに多様。
- ◎ RPSクレジット認定(REC)に対応できる能力を持たない家庭等をネットメータリングの対象としてインセンティブを与える
- ◎ 「Behind the Meter」のソーラー等による発電分は、系統からの供給電力の減少に寄与するという意味で米国では省エネの一種。RPSクレジットに算定根拠を置く再エネ50%目標の算定にはカウントされていない。
- ◎ カリフォルニア州政府によれば、「Behind the Meter」のソーラーも電力の再エネ導入率目標の達成の上で、総電力消費という分母を小さくすることで寄与



Net Metering

www.dsireusa.org / March 2015

- PV project capacity limits range from 10 kW to 80 MW
- Net metering rules are being actively discussed in over a dozen state public service and utility commissions across the country.



State-developed mandatory rules for certain utilities
 No uniform or statewide mandatory rules, but some utilities allow net metering
 * State policy applies to certain utility types only (e.g., investor-owned utilities)
 Note: Numbers indicate individual system capacity limit in kW. Percentages refer to customer demand. Some limits vary by customer type, technology and/or application. Other limits might also apply. This map generally does not address statutory changes until administrative rules have been adopted to implement such changes.