

FERCのエネルギー改革

内藤克彦

2018/4/17

FERCの役割

What is FERC?

- A Federal Agency
- An Independent Agency
 - Independent from political party influence: because no more than 3 Commissioners from one party
 - Independent from President's/Congress' influence: because FERC decisions are reviewed by a court
 - Independent from parties' influence: because private discussions in contested case-specific proceedings are prohibited by FERC's "ex parte" regulation (18 CFR 385.2201)

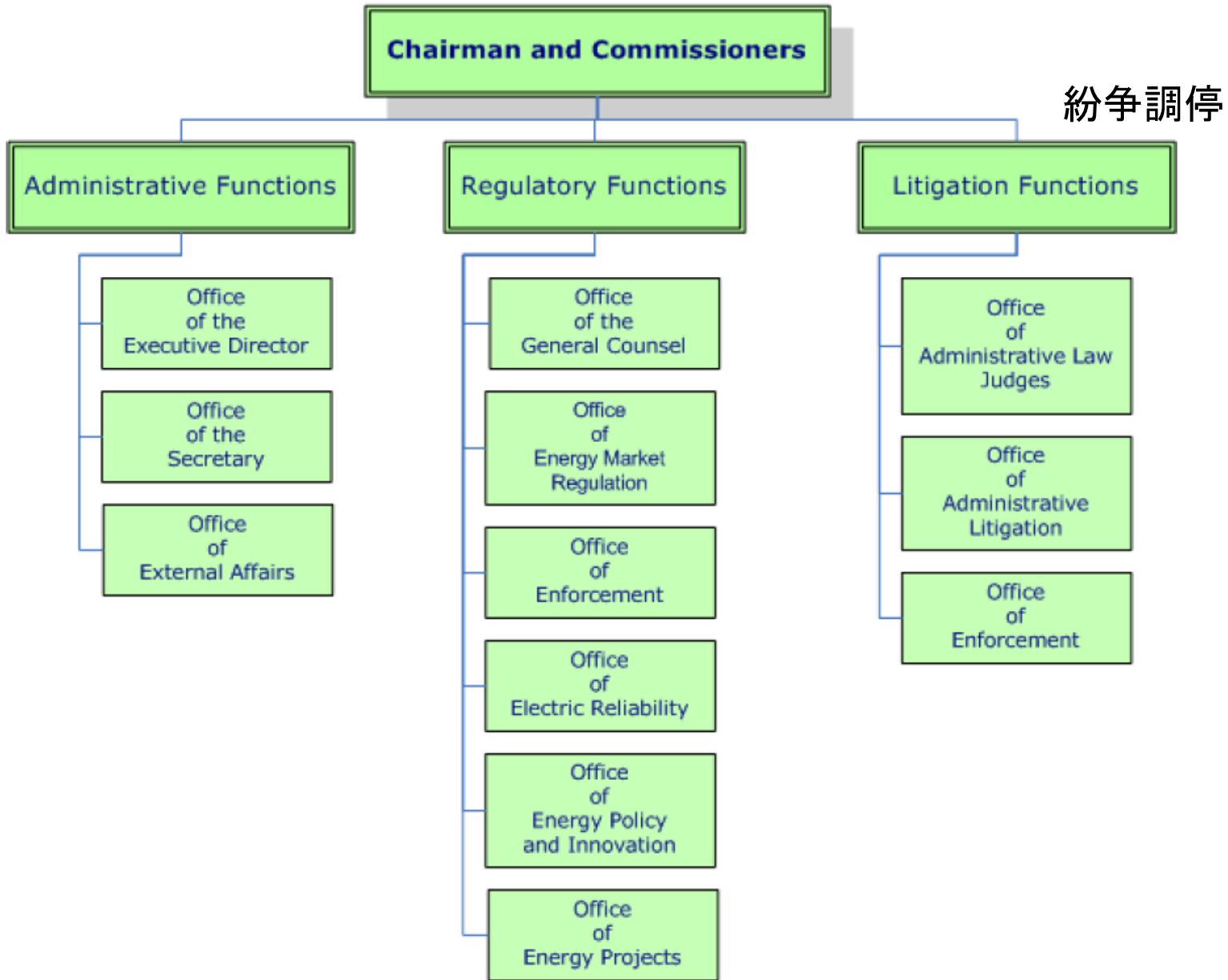
Who are the Commissioners?

- Nominated by the President and confirmed by the Senate
- Serve staggered 5-year terms
- No more than 3 Commissioners may be from the same political party

- Federal Energy Regulatory Commission:
 - Department of Energy Organization Act of 1977

What does FERC regulate?

- Electric transmission and wholesale sales rates and services – Principally under Parts II and III of the Federal Power Act
- Hydroelectric dam licensing and safety – Principally under Part I of the Federal Power Act
- Natural gas pipeline transportation rates and services – Principally under the Natural Gas Act
- Oil pipeline transportation rates and services – Principally under the Interstate Commerce Act



紛争調停

- What does FERC regulate under Parts II and III of the Federal Power Act (FPA):
 - FERC's "bread-and-butter" <> the regulation of public utility transmission and sales for resale:
 - Transmission of electric energy in interstate commerce by public utilities, i.e., the rates, terms & conditions of interstate electric transmission by public utilities – FPA 201, 205, 206 (16 USC 824, 824d, 824e)
 - Sales of electric energy at wholesale in interstate commerce by public utilities, i.e., the rates, terms & conditions of wholesale electric sales by public utilities – FPA 201, 205, 206 (16 USC 824, 824d, 824e)
 - That is, FERC has *exclusive* jurisdiction over the "transmission of electric energy in interstate commerce," and over the "sale of electric energy at wholesale in interstate commerce," and over "all facilities for such transmission or sale of electric energy." 16 USC 824(b); e.g., *Pennsylvania Power & Light Company*, 23 FERC ¶ 61,006 at 61,018, *reb'g denied*, 23 FERC ¶ 61,325 (1983); *Southern Company Services, Inc.*, 37 FERC ¶ 61,256 at 61,652 (1986); *Florida Power & Light Company*, 40 FERC ¶ 61,045 at 61,120-21, *reb'g denied*, 41 FERC ¶ 61,153 at 61,382 (1987); *Houlton Water Company v. Maine Public Service Company*, 60 FERC ¶ 61,141 at 61,515 (1992); *Northern Indiana Public Service Company*, 66 FERC ¶ 61,213 at 61,488 (1994); *Connecticut Light and Power Company*, 70 FERC ¶ 61,012 at 61,030, *reconsid. denied*, 71 FERC ¶ 61,035 (1995); *Central Vermont Public Service Corporation*, 84 FERC ¶ 61,194 at 61,973-75 (1998); *Progress Energy, Inc.*, 97 FERC ¶ 61,141 at 61,628 (2001); *Armstrong Energy Limited Partnership, LLLP*, 99 FERC ¶ 61,024 at 61,104 (2002); *Niagara Mohawk Power Corporation*, 100 FERC ¶ 61,019 at P 17 (2002); *Barton Village, Inc. v. Citizens Utilities Company*, 100 FERC ¶ 61,244 at P 12 (2002); *Virginia Electric and Power Company*, 103 FERC ¶ 61,109 at P 6 (2003); *Southern California Edison Company*, 106 FERC ¶ 61,183 at P 14, 19 (2004); *Midwest Independent Transmission System Operator, Inc.*, 106 FERC ¶ 61,337 at P 14 & n.17 (2004); *Entergy Services, Inc.*, 120 FERC ¶ 61,020 at P 28 (2007); *Aquila Merchant Services, Inc.*, 125 FERC ¶ 61,175 at P 17 (2008).
 - Corporate activities and transactions by public utilities – mergers, securities issuances, interlocking directorates, etc. – FPA 203, 204, 305(b) (16 USC 824b, 824c, 825d(b))
 - Accounting by public utilities – FPA 301 (16 USC 825)
 - Reliability – FPA 215 (16 USC 824o)

What is not within FERC's public utility-related statutory authority (i.e., FPA Parts II and III)?



- “Local” distribution of electric energy, and the rates, terms and conditions of such distribution
- Sales of electric energy to end users (i.e., sales at retail), and the rates, terms and conditions of such sales
- Siting and construction of generation (other than hydroelectric generation, which is subject to FERC jurisdiction under Part I of the FPA) and transmission facilities (with the exception of so-called “backstop” siting authority under FPA 216 (16 USC 824p)) (E.g., *Californians for Renewable Energy Inc. v. California Independent System Operator Corp.*, 117 FERC ¶ 61,072 at P 10 (2006); *PacificCorp*, 72 FERC ¶ 61,087 at 61,488 & n.3 (1995); *Duke Power Co.*, 43 FERC ¶ 61,001 at 61,003 (1988); *Northeast Maryland Waste Disposal Authority*, 53 FERC ¶ 61,161 at 61,587 (1990), *reb’g denied*, 54 FERC ¶ 61,058 (1991); *Southern Company Services, Inc.*, 22 FERC ¶ 61,047 at 61,084 (1983))
- Environmental matters (with the exception of hydroelectric generation-related environmental matters, which are subject to FERC jurisdiction under Part I of the FPA) (E.g., *San Diego Gas & Electric Co. v. Sellers of Energy and Ancillary Services*, 96 FERC ¶ 61,117 at 61,448 (2001); *PSI Energy, Inc.*, 56 FERC ¶ 61,237 at 61,911 & n.27 (1991); *Duke Power Co.*, 43 FERC ¶ 61,001 at 61,003 (1988); *Monongahela Power Co.*, 39 FERC ¶ 61,350 at 62,096, *reb’g denied*, 40 FERC ¶ 61,256 (1987))
 - But rate recovery of environmental costs, as with rate recovery of any other cost, is subject to FERC review
- Safety matters (with the exception of hydroelectric generation-related safety matters, which are subject to FERC jurisdiction under Part I of the FPA)
- United States government and its agencies and instrumentalities, and States and their agencies and instrumentalities (including municipalities) - with certain limited exceptions, e.g., FPA 206(e), 222 (16 USC 824e(e), 824w)
- RUS-financed cooperatives and large cooperatives
- Interstate v. Intrastate: Alaska and Hawaii (where, given their electrical isolation, there is no interstate . . .); Electric Reliability Council of Texas (for the same reason, but with certain limited exceptions). But, the fact that sellers and buyers are located within a single state, and that there may be lines between them located within that same state, does not divest FERC of jurisdiction given the interconnected nature of the electric grid. That is, “interstate commerce” has been interpreted to give the Commission jurisdiction when the transmission system “is interconnected and capable of transmitting [electric] energy across the State boundary, even though the contracting parties and the electrical pathway between them are within one State,” i.e., if the transaction is made over the “interconnected interstate transmission grid.” *Florida Power & Light Company*, 29 FERC ¶ 61,140 at 61,291-92 (1984). (Accord, e.g., *Wisconsin Electric Power Company*, 62 FERC ¶ 61,142 at 62,008 n.40 (1993), *reb’g denied*, 66 FERC ¶ 61,096 (1994); *People’s Electric Cooperative*, 84 FERC ¶ 61,229 at 62,108-12, 62,113-14, 62,130-31 (1998), *reb’g denied*, 93 FERC ¶ 61,218 at 61,727, 61,730-31 (2000); *Promoting Wholesale Competition Through Open-Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities and Transmitting Utilities*, Order No. 888, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,036 at 31,966-69 (1996), *order on reb’g*, Order No. 888-A, FERC Stats. & Regs. ¶ 31,048 (1997), . . . , *aff’d in relevant part*, 225 F.3d 667, 690-95 (D.C. Cir. 2000), *aff’d in relevant part*, 535 U.S.1 (2002))

FERCの電力改革

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、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

・経済の各分野でイノベーションが進行する中で電力分野においても

①技術シンポ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

・・・コンバインド・サイクル等(1unit:数万kw~)、IPPの登場

②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

③多様な技術の登場: コージェネレーション、太陽光、風力、EV、ICT活用各種技術等

◎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、他分野でイノベーションが進行している中で、電力システムに関しては、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、このような潮流が浸透しなかった。

⇒送配電システムを分離し、中立・公平化することにより、電力システムも世界の潮流に沿ったイノベーションの流れに乗れるように制度改革を行う。

→ 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

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つ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

機能分離

電力卸売サービスの提供に当たって、機能分離を義務付け。

①ユーティリティは、一般適用される同一の料金の下で全ての電力卸売取引を行わなければならない。

②ユーティリティは、卸売りの発電、送電、アンシラリーサービスについて、別々に料金設定しなければならない。

③売買に当たって必要となる送電システムに関する情報に関しては、ユーティリティと顧客は、同一の電子情報システムに依らなければならない。

- ・卸売取引部門の公平性、送電価格、アンシラリーサービス価格の明示を義務付けるとともに、顧客と発電部門、小売部門との情報面での公平性を担保
- ・③を実現するためには、ユーティリティ内で送電部門が情報的に遮断される必要があり、少なくとも部門が分かれ、人的・組織的に遮断されたうえで、送電部門の情報はユーティリティ他部門に対して非開示とされなければならない。

⇒ Order No. 889

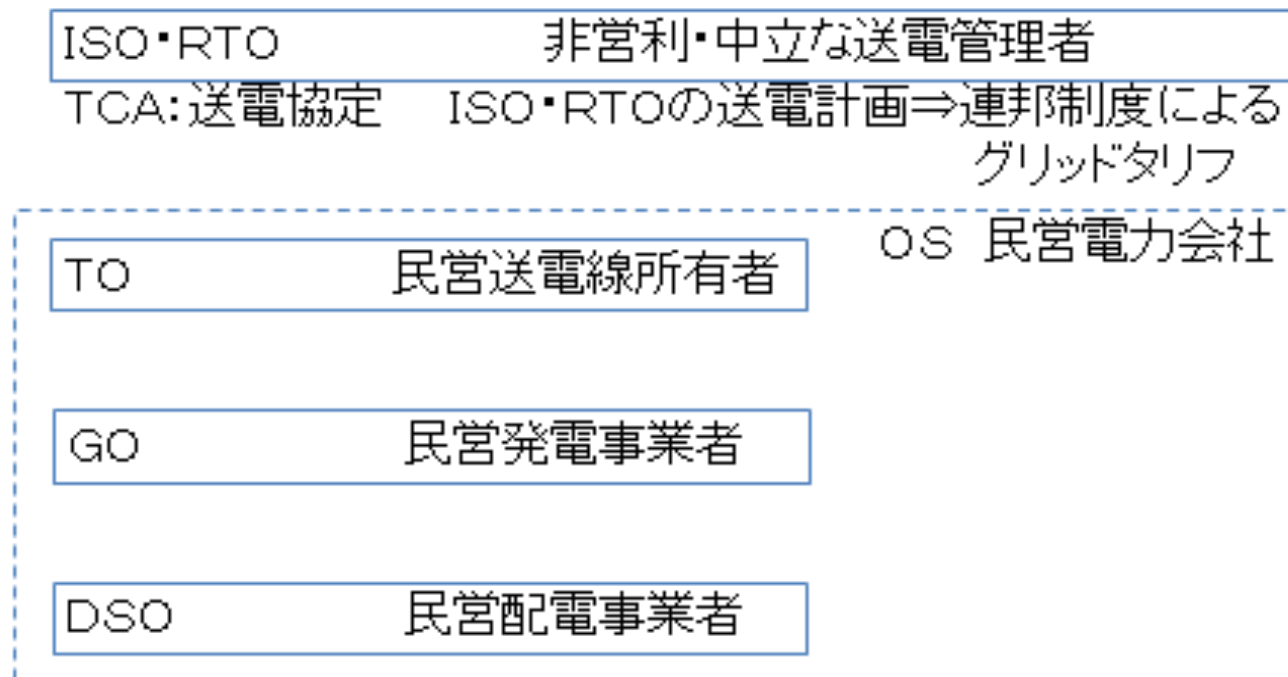
Order No. 888の基本な規定

- 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

ISOの原則

- ①ISOの運営は、公正で差別なくなされなければならない。
- ②ISO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。
- ③ISO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。
- ④ISO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な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。
- ⑤ISOは、担当地域内の送電施設の運営をしなければならない。
- ⑥ISOは、送電制約を観測しつつ、必要なbalancing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。
- ⑦ISO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。
- ⑧ISO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。
- ⑨ISOは、誰でも必要な時に利用できる送電情報を提供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。
- ⑩ISO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。
- ⑪ISO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。

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。

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技術的基準等について定めている。

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。

第一部

・送電管理従事者と電力卸取引従事者の分離

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。

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についてOASISに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(一時間単位)の情報についても提供しなければならない。
 - b.混雑経路(残存送電用容量が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年間情報提供を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。
 - c.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をしなければならない。
 - d.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。
 - e.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をしなければならない。
 - f.送電サービスに関するスケジュール情報を提供をしなければならない。
 - g.ATC、TTCの算出の根拠データを一週間以内に開示をしなければならない。
 - h.その他、必要な情報の提供。

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.

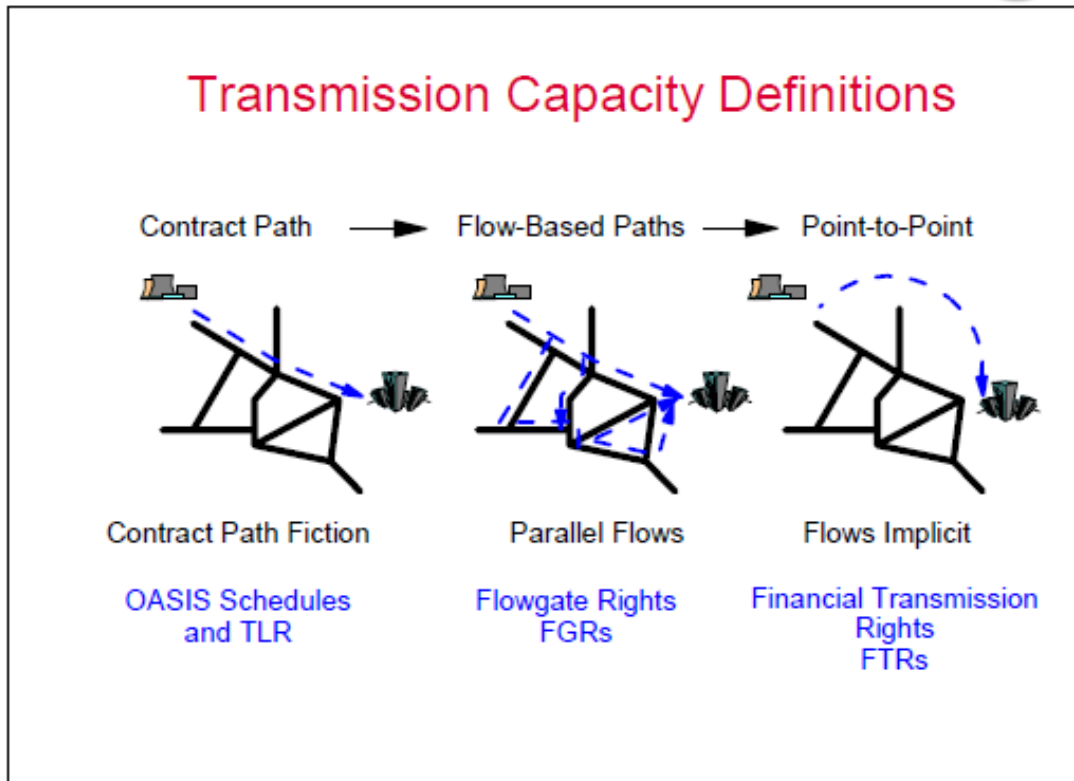
The user-interface report download file (xml/csv formats) will be based on the latest GMT-based API version for trading days before/after FERC764 activation.

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の成功の一因
増強コスト	誘導的規制	計画の中で調整	EUの成功の一因
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

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)

Hogan等:

○実潮流では、**グリッドに接続されるあらゆる送受電は相互に影響を与え合うので、どのような送電断面であれ利用可能な送電キャパシティを把握するためにはグリッド全体で起こっている全てのことを把握する必要があり、個別の送電線を切り出して見ても送電キャパシティは把握できない。**

⇒**システム全体の全ての潮流を同時に特定しない限り将来の如何なる瞬間の実際のキャパシティを議論することはできない。**

⇒**区間を区分してキャパシティを議論することはできない。**

⇒このような基礎的かつ物理的な事実から逃れることは出来ず、「Contract Path」に基づき送電キャパシティを定めようとしても行き詰るだけ。

○当初は、**全てのループフローを必要量だけ計算・予約**することにより、送電キャパシティを予約しようという考えが米国には当初あったようであるが、これは時々刻々と需給が変化し、実潮流の状況も時々刻々と変化する中で膨大な変化を想定してループフローも含めて全てのキャパシティを全ての時間について予約することは、**不可能**であることを認識するようになった。

○そこで考案されたのが、**Point-to-Pointの考え方**である。

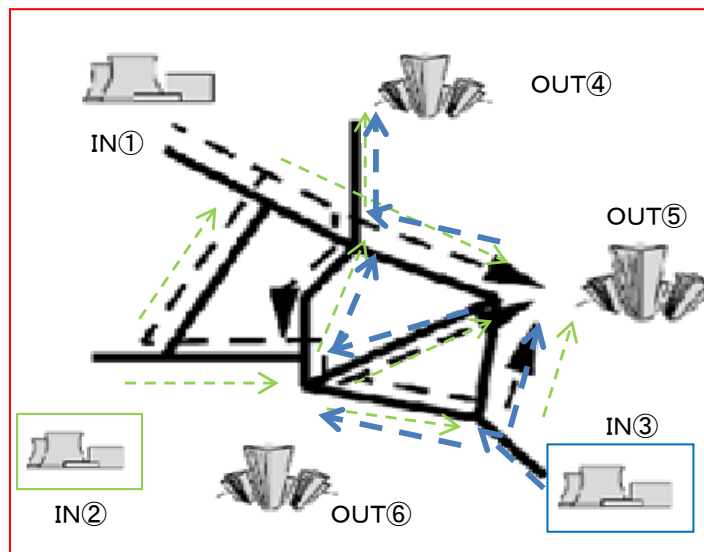
Point-to-Pointの考え方とは何かというと、全ての送電利用者に、「**IN**」と「**OUT**」地点、**時間・期間、量を提出**させ、**グリッド全体で一挙に実潮流計算**を行い、全ての組み合わせが**グリッドに受け入れられるかを同時にかつ時刻毎に判定**するというものである。

米国で考案されたのが、Point-to-Pointの考え方

Point-to-Pointの考え方とは何かというと、

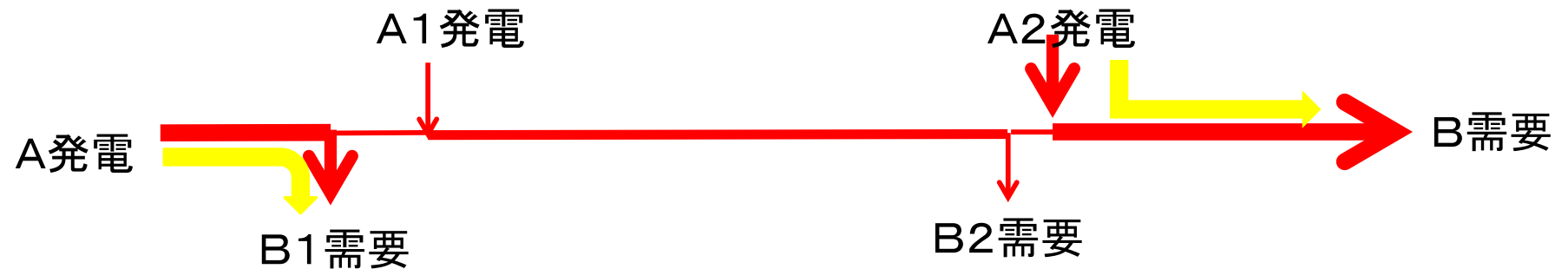
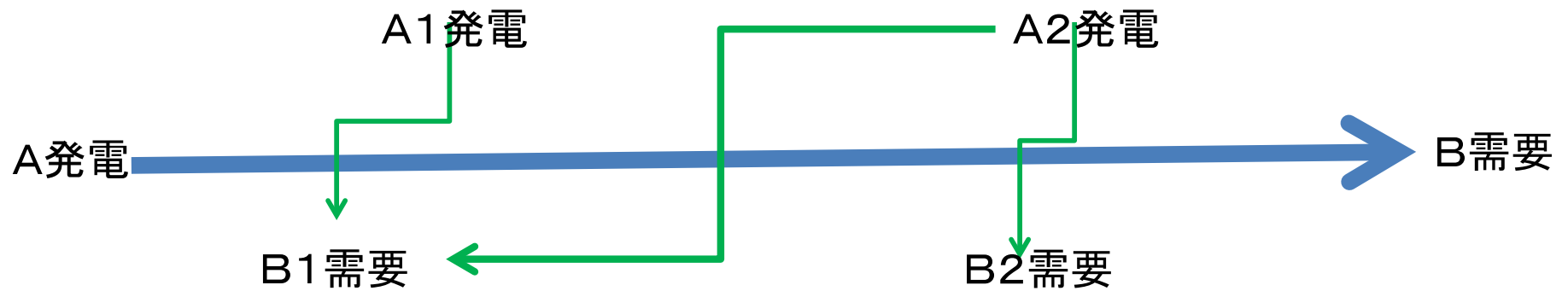
欧米におけるグリッド容量管理の基本

- IN(発電)またはOUT(需要)の地点、時間・期間、量をグリッド容量を評価する一定の期間の分を全て揃える。
- これらを同時に入力し、実潮流の送配電シミュレーションを実施し、「N-1ルール」の条件の下で、全てのIN、OUTが送電容量に収まるかどうかを時刻毎にリアルタイムで判定する。
- 収まる場合には、入力されたIN(発電)またはOUT(需要)は、容量内にあるということ、その結果として送電割当が決まる。
- 収まらない場合は、一部再給電指令(re-dispatch)により調整
- 空抑えとなった場合はインバランスペナルティの対象



	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	..	21-22	22-23	23-24
IN	①	0	0	0	○MW		0	0	0
IN	②	0	0	●MW	●MW		●MW	●MW	0
IN	③	△MW	△MW	△MW	△MW		△MW	△MW	△MW
OUT	④	◆MW	◆MW	◆MW	◆MW		◆MW	◆MW	◆MW
OUT	⑤	▲MW	▲MW	▲MW	▲MW		▲MW	▲MW	▲MW
OUT	⑥	□MW	□MW	□MW	□MW		□MW	□MW ²²	□MW

なかなか抜けられないA→Bの送電という概念 POINT TO POINT の考え方は、PowerPoolへのIN、OUT



FERC:1996年に「**15 Proposed Principles for Capacity Reservation Tariffs**」(RM96-11-000, Washington DC, April 24, 1996, extract of pp. 20-25.)を定めている。

2.に「全てのPORsとPODsに基づき、同時にグリッドに収まるか計算する」という「Point-to-Pointの考え方」を明示。

FERC's Fifteen Proposed Principles

A capacity reservation tariff might have terms and conditions very much like those for point-to-point service in the Final Rule tariff. These would need to be modified to accommodate former network service customers. It is premature to specify detailed terms and conditions of capacity reservation service in advance of the comments and technical conference. However, we propose certain general capacity reservation tariff principles for comment.

1. Purpose of reservation service

(略)

2. Basic service concept

All firm transmission service would be reserved, and all reserved service would be firm service. Reservations of transmission capacity should permit the customer to receive up to a specific amount of power into the grid at specified [**Points of Receipt**] and to deliver up to a specific amount of power from the grid at specified [**Points Of Delivery**], on a firm basis. **Individual PORs and PODs need not be "paired"** with each other. The customer's capacity reservation would be the higher of either (1) the sum of the reservations at all PORs or (2) the sum of the reservations at all PODs. All nominations for a capacity reservation would be evaluated using the same standard; for example, **the utility could apply a feasibility criterion that states that the grid must be able to accommodate the scheduled use of all capacity reservations simultaneously.**

3.以下略

グリッドネックにより、グリッドに収まらなかった 場合の調整

Re-dispatch ?

出力抑制 ?

ノードプライシング ?

○実潮流計算では、グリッドネックがなければ、メリットオーダーの結果がグリッドに収まり、グリッド全体で同一のメリットオーダーにより、発電dispatchが決まる。

○Point to Pointの送電管理において、実潮流計算で市場のメリットオーダーの結果がグリッドに収まらなかった場合は、各ノードの電力調達価格が最小コストになり、かつ、グリッドに収まるように発電dispatchの調整計算を行う。→Re-dispatch

○再給電指令 (re-dispatch) で調整できない場合に出力抑制
⇒欧州: 出力抑制の上限をEU指令で5%未満に制限

○米国では、グリッドネックの前後で異なるメリットオーダーにより、ノード価格設定→ノードプライシング

Point-to-Pointの考え方

●時刻毎の需給状況に応じて実潮流ベースで送電キャパシティを自動的に割り振ることになるので、特定の送電線や変電所の空き状況を予め一般的に示すことは無意味。

⇒欧米では、送電キャパシティの空き状況の表は存在しない。

もはや「AからBに電力を送る」ための送電という「託送の概念」は無く、「Aでグリッドに投入、Bでグリッドから引出」というグリッド使用の概念に置き換わっている。

●再給電指令 (re-dispatch) による調整

本来はグリッドネックの前後で異なる電力調達価格、メリットオーダーとなる。

⇒送電ネックの前後で価格差が発生

欧州：価格差分をTSOのコストとして市場参加者は市場価格で取引(統一市場価格)

価格差分はTSOのグリッドタリフとして最終需要者から徴取(一般負担)

米国：価格差分はNODE市場価格としてそのまま反映

●出力抑制

欧州：出力抑制は全て補償(EU指令で90%以上の補償が義務)

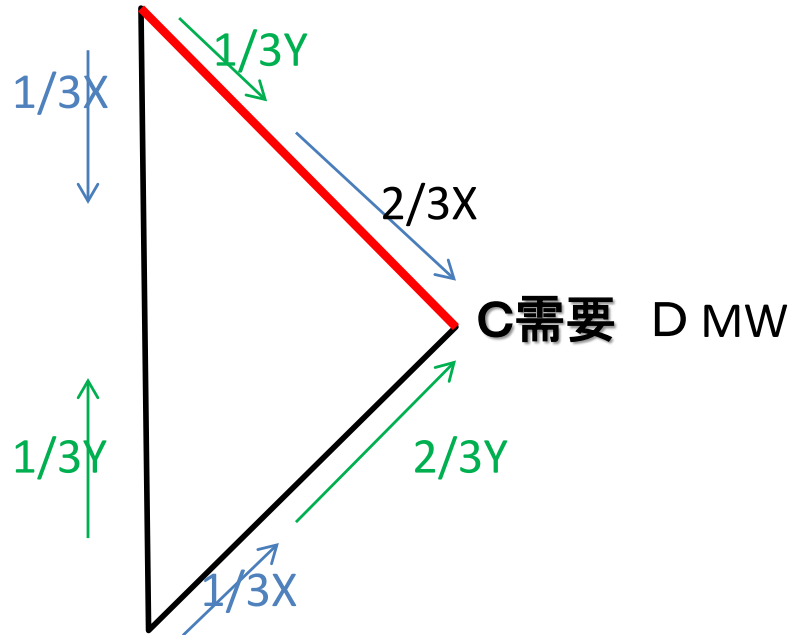
米国：NODE価格がマイナス・プライスになるので、出力抑制は行われず

●いずれにしても、TSO・ISO(RTO)には、原発、火力を含むあらゆる電源に対して、一部再給電指令、出力抑制の権限を付与(全ての電源に対してノン・ファーム)

フローベースの計算の考え方 米国ハーバード大Hogan: 1996年

送電模式図

A発電 X MW 安い発電



B発電 Y MW 高い発電

$$A \rightarrow C \text{ の電力: } 2/3 * X + 1/3 * Y$$

$$B \rightarrow C \text{ の電力: } 2/3 * Y + 1/3 * X$$

$$A \leftrightarrow B \text{ の電力: } 1/3 * X + 1/3 * Y$$

● A-B-Cの抵抗(インピーダンス)は、A-Cの倍なので、流れる電流は半分。

$$D = X + Y$$

● Dには、両方のルートから電流が流れ込む

A-B送電抵抗(インピーダンス) = B-C送電抵抗(インピーダンス) = A-C送電抵抗(インピーダンス) と仮定

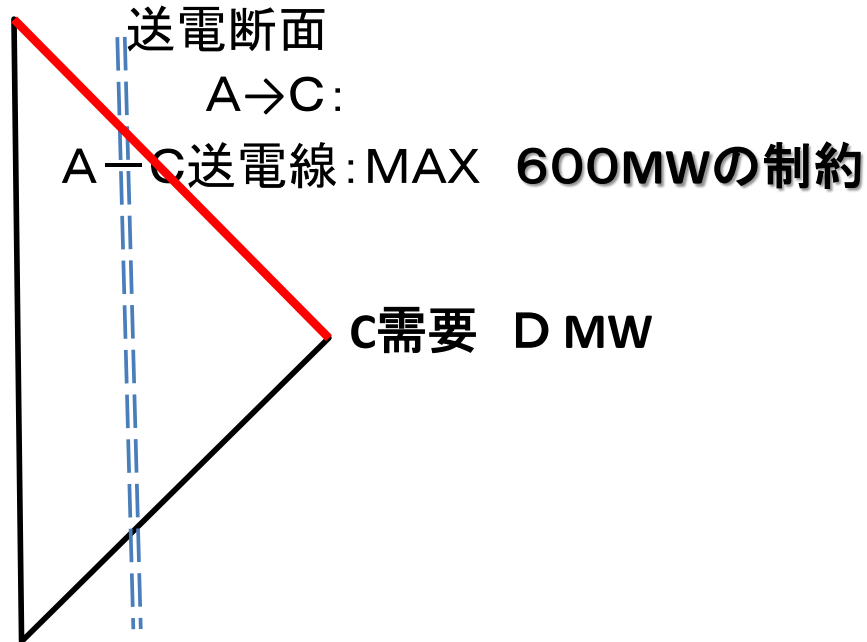
● A→Cにのみ流したくとも、実際にはA→B→Cのルートでも流れてしまう。

● A→Cの送電容量のみでCに送れる最大電力が決まるわけではない。

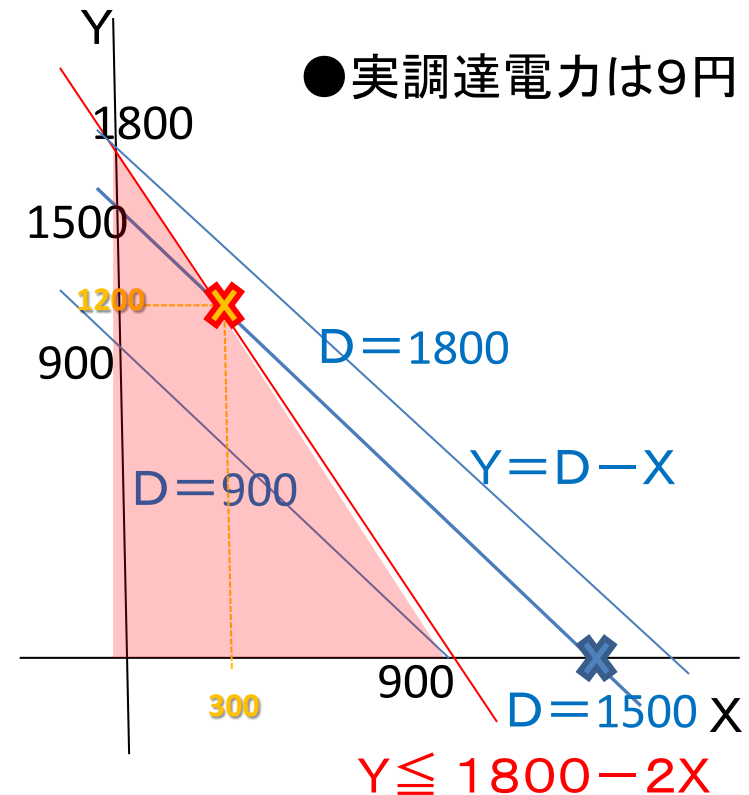
送電制約がある場合の調達価格

●市場選択はメリットオーダーでA発電5円

A発電 発電量X MW 5円/電力



B発電 発電量Y MW 10円/電力



○需要: 1500MWの時にメリット・オーダーでAにて1500MWのIN、Cにて1500MWのOUTとすると、A-C間のキャパシティ・オーバーとなる。✖

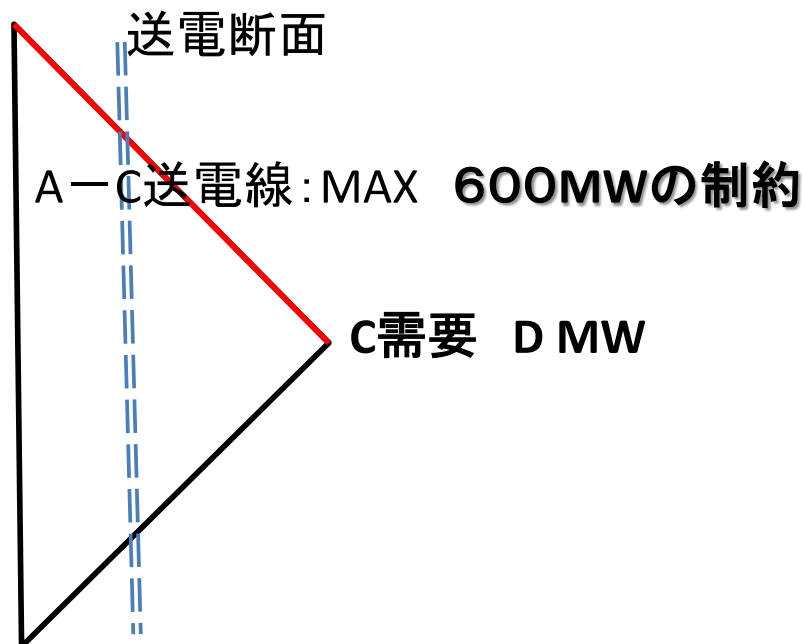
○需要: 1500MWの時にキャパシティに収まり、最もCの調達価格が安くなるのは、Aから300MW(0-300)、Bから1200MW(1500-1200)の供給の時。✖

○A発電: 1500→300、B発電: 0→1200へのre-dispatch

送電制約がある場合のプライシング

・・・ノードル・プライシング

A発電 発電量X MW 5円/電力



需要が900 MW以下で送電制約の影響を受けない場合(A-C間が600MW以下)には、最も安いC=5円 (=A=B)

需要が1800MWの時は、最も高いC=10円 (=A=B)

需要が1500MWの時は、安いA発電を最大限利用するとC地点=9円・・・C地点のTSO調達価格

$$C\text{需要地点の調達価格} : (5 * X + 10 * Y) / (X + Y)$$

B発電 発電量Y MW 10円/電力

Node価格は、限界価格に関して行われる。

C地点の ΔW の需要増に対応するためには、A発電の増 ΔX とB発電の増 ΔY の関係は、 $2\Delta X + \Delta Y = 0$ 、 $\Delta X + \Delta Y = \Delta W$ となる。

C地点の追加需要を満たすためには、安いA電力を1減らして高いB電力を2入れる必要があるため、限界価格は15円/電力となる。

C地点のNODE市場価格

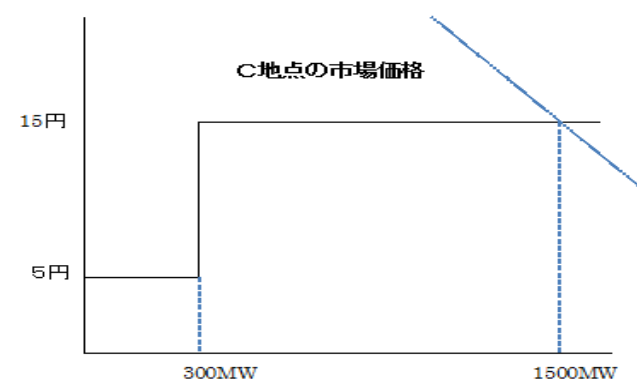
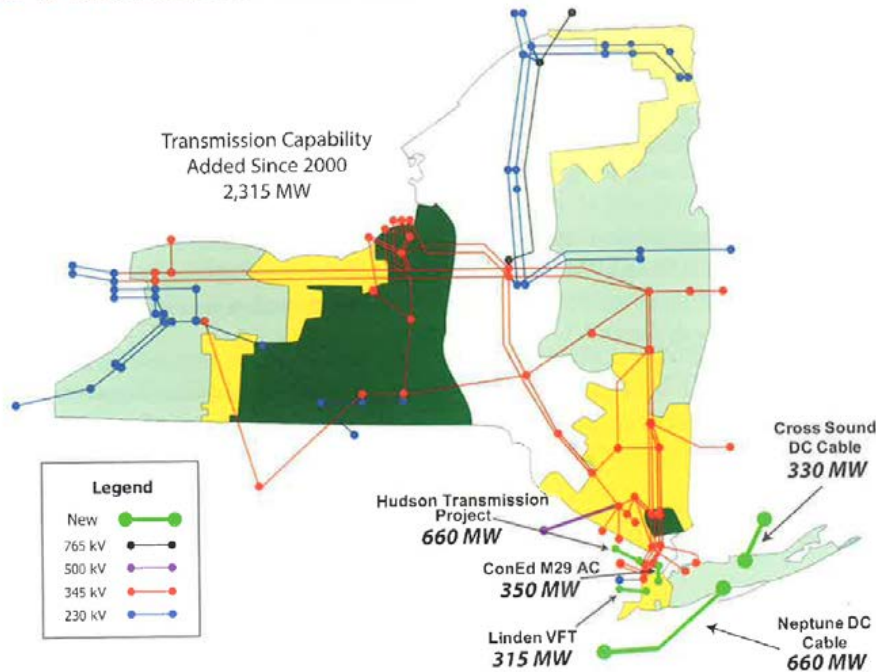


Figure 10 - New Transmission in New York State: 2000-2014



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.

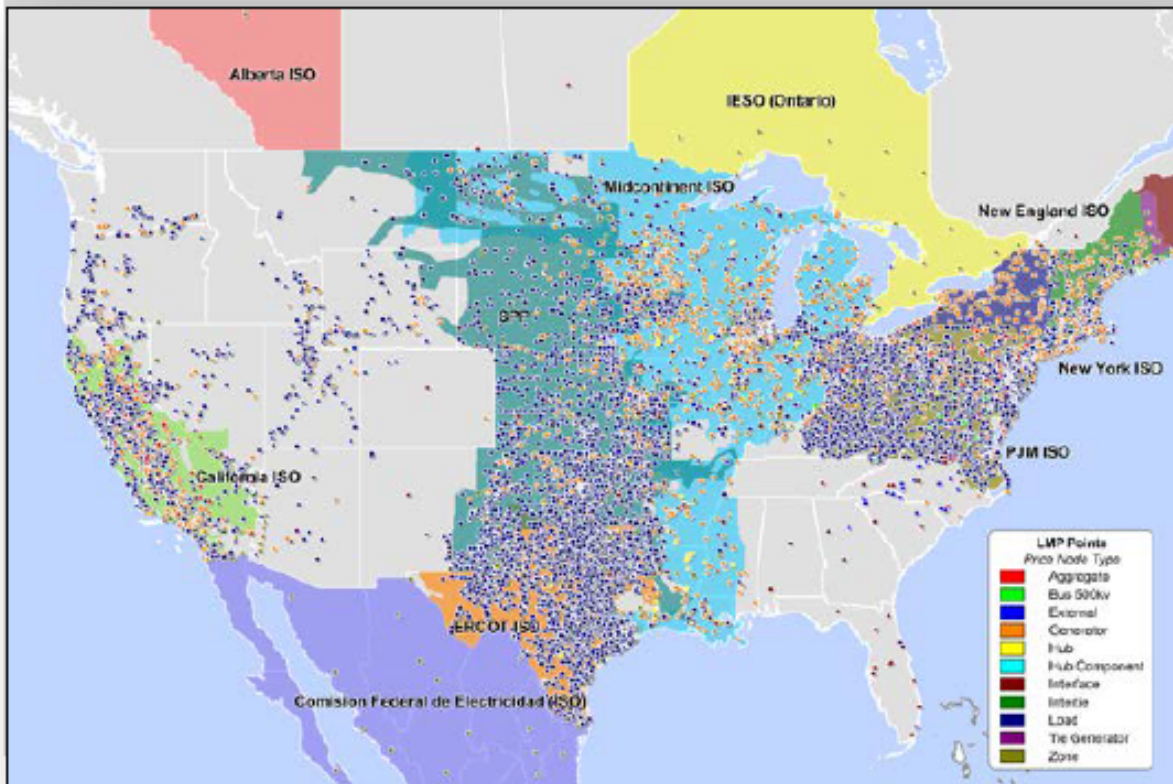
○FERCは、当初、OASISの情報の提供ポイントとして、一体となって広域送電管理を行う送電線所有者の連合体を想定し、個々の送電所有者（及びその管理区域）を一つのオアシス・ノードとして、オアシス・ノード毎の情報開示を少なくとも行うことを考えていたようであり、可能であれば複数の送電所有者を統合して一つのオアシスノードでの情報提供を想定していたようである。

○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。

○卸電力市場に直接つながる在来型発電所、IPPや大規模再生可能エネルギー、DSOなどは、この価格での取引をすることになる。一方、一般の消費者はDSOを介して、一定のエリアの平均卸価格に基づくエリア料金を払うことになるのが、一般的である。

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

ISO Name	Gen/ Load Nodes
California ISO	7,304
ERCOT ISO	12,117
Midcontinent ISO	1,842
New England ISO	1,066
New York ISO	507
PJM ISO	11,034
SPP	7,375



米国のシステムのイメージ

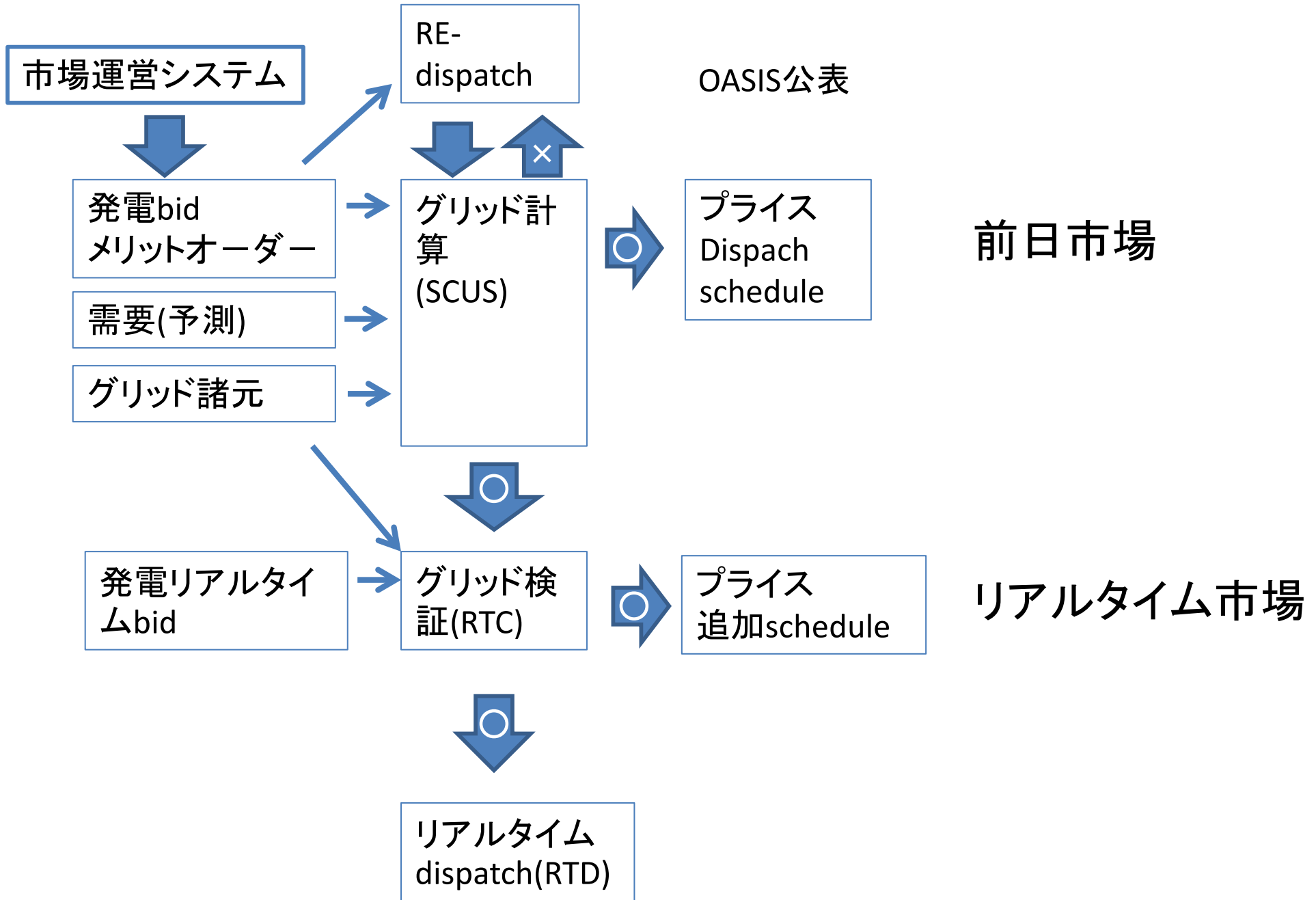
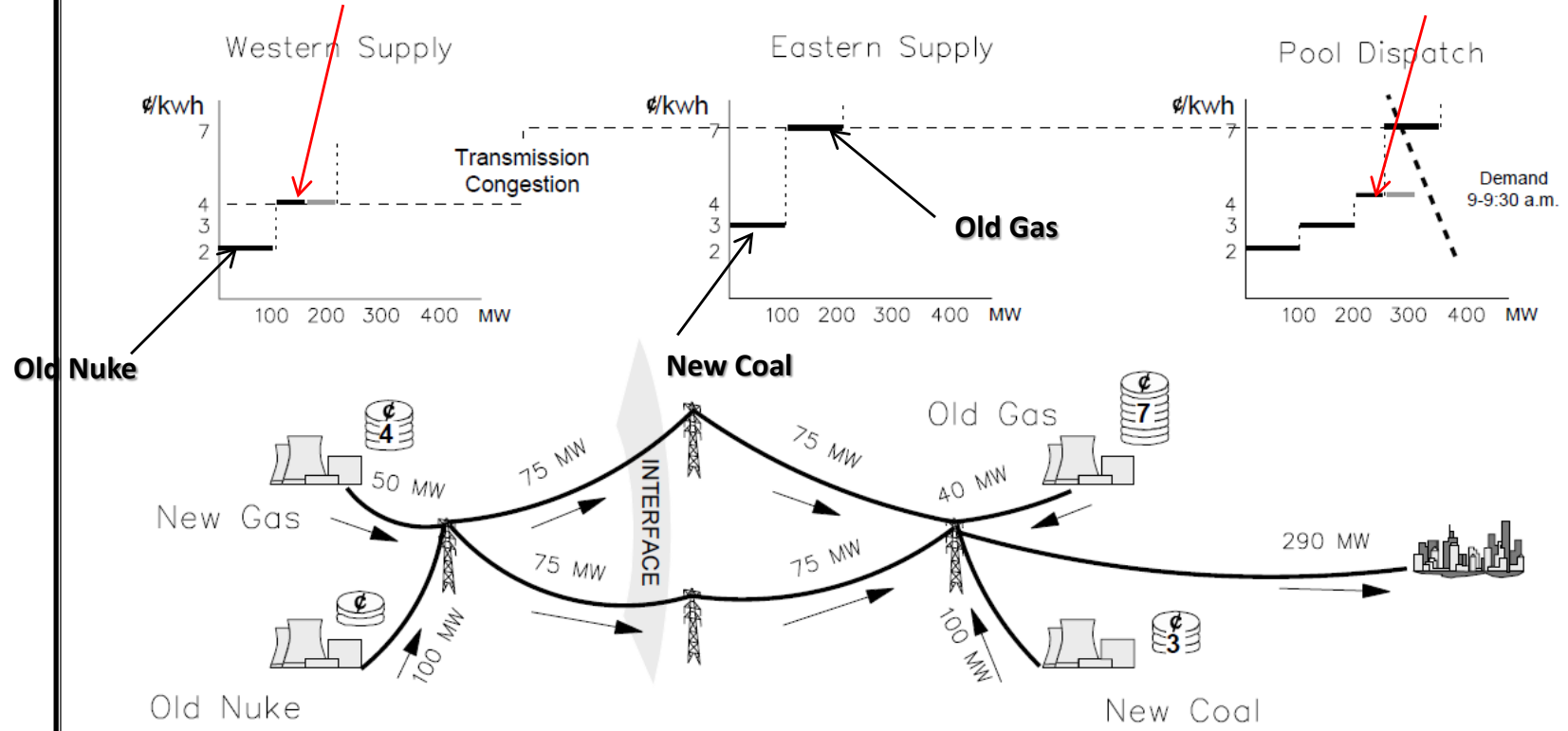


Figure 18

Morning Demand & Transmission Interface Constraint Yield Congestion;
Market Price is 7 cents in the East and 4 cents in the West.

送電制約で途中で止まる New Gas

送電制約で途中で高い東発電に移る New Gas



Transmission Constraint Creates 3 cent Congestion Rental.

Losses Ignored for Convenience

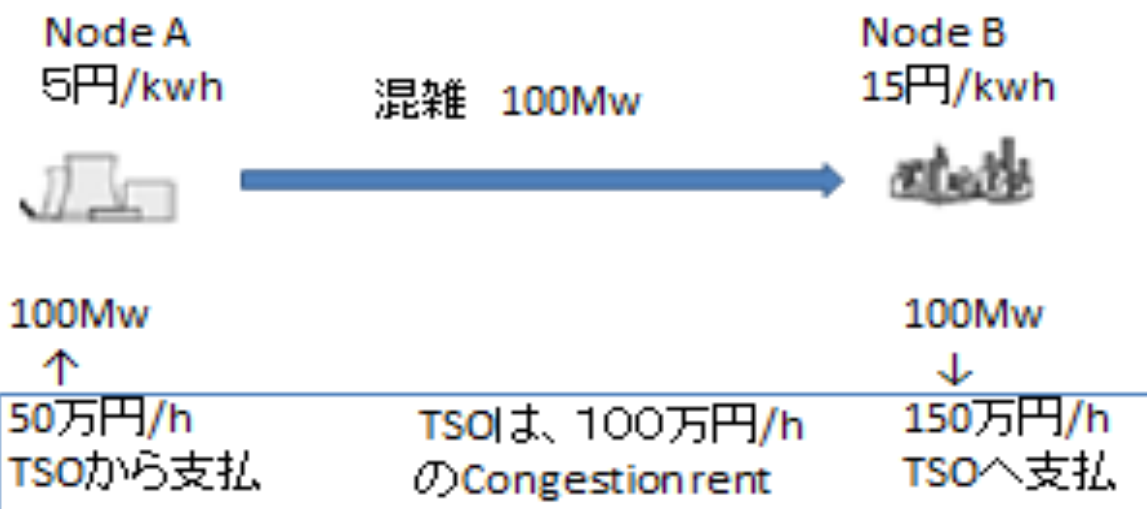
米国ハーバード大Hogan: 1996年

グリッド・ネックによるNODE価格の変化のイメージ

FTRの考え方

- Point to Pointの送電管理の場合「A→Cの送電」と「AでIN、CでOUT」は等価
- Nodal Pricingの場合、A地点とC地点で価格差がある場合、価格差は混雑料金

価格差のある場合のA→Bの送電の管理



- TSOのCongestion rent収入をCongestion contractにより還元する⇒FTR

FTRを需要側に帰属させる場合の収支計算

A地点価格:5, B地点価格:10, C地点価格: 15

需要側にFTRを帰属させる場合(需要側でOUT)

	IN	OUT	収支	FTR	総合収支
発電A	5×300		5×300		5×300
発電B	10×1200		10×1200		10×1200
需要C		-15×1500		9000	-13500
TSO	-5×300 -10×1200 =-13500	15×1500= 22500	9000 (C-rent)	-9000	0

需要Cは、混雑量を回収することで、TSOのディスパッチ価格(9円)で購入と同等

- 需要側にFTRを帰属させると小売会社の収益増かユーザーの利益となる。
- 米国では、小売会社=送電所有者である場合が多いので、FTRを送電線増強経費に充てるような制度の仕組み方もある。結果的に混雑解消、市場価格低下。

FTRを発電側に帰属させる場合の収支計算

発電側にFTRを帰属させる場合(OUTの後に需要に売却)

●発電A、BはコンジェスションコントラクトをTSOと締結することで、混雑料を回収

	IN	OUT	収支	FTR	総合収支
発電A	5×300	-15×300	-10×300		
A販売			15×300		
A:FTR契約				10×300	
A収支			5×300	↓	15×300
発電B	10×1200	-15×1200	-5×1200		
B販売			15×1200		
B:FTR契約				5×1200	
B収支			10×1200	↓	15×1200
C購入			-15×1500		-15×1500
TSO	-5×300 -10×1200 =-13500	15×1500 =22500	9000 (C-rent)	-9000	0

TSOのC-rent → コンジェスションコントラクトに基づき発電A、B → 需要点の価格で販売

●発電にFTRを帰属させると売電価格を全体として押し上げる方向に働くので好ましくないというのが米国での見方。一方で、発電に対する激変緩和の効果もある。

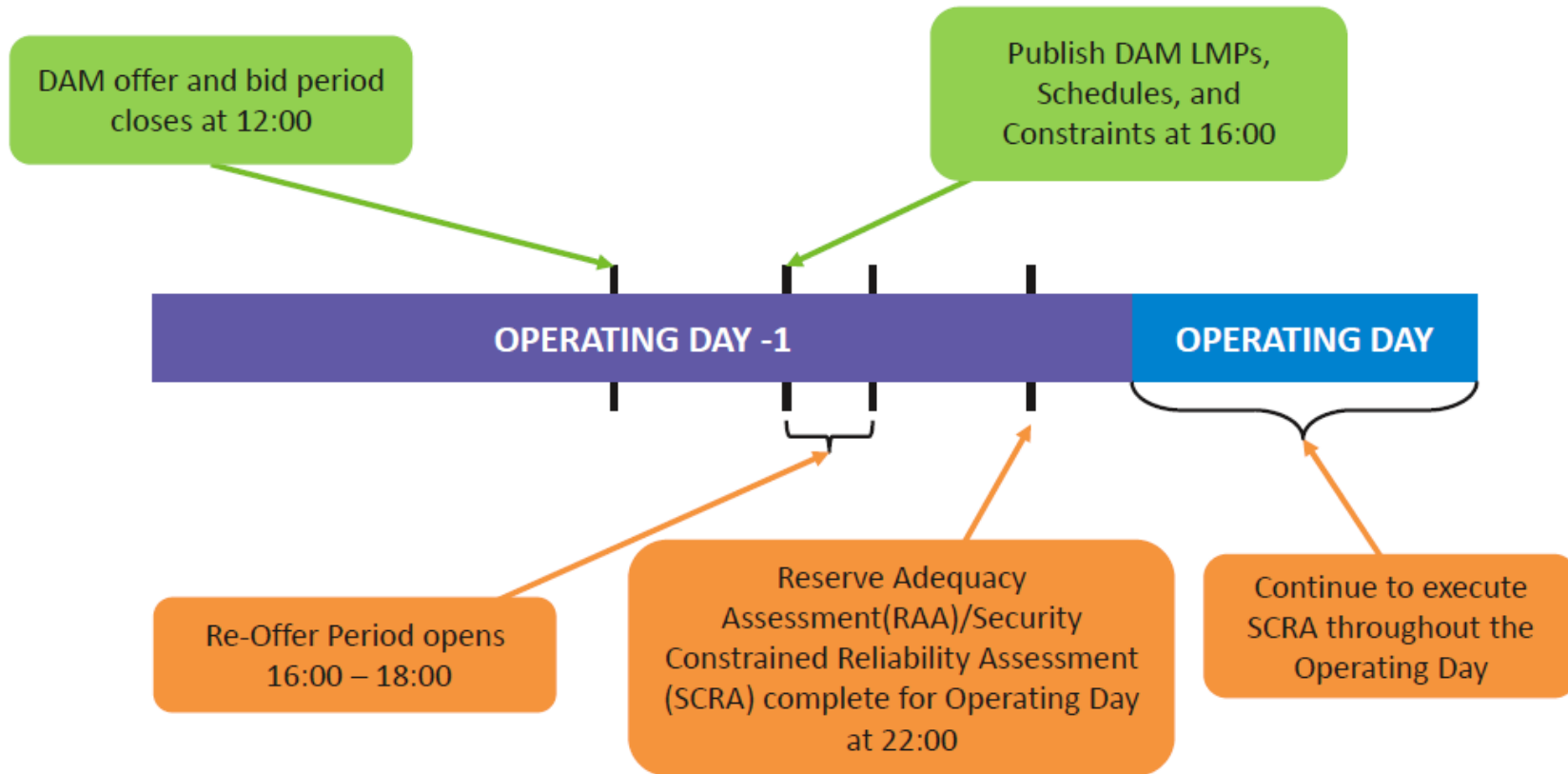
FTRの留意点

- ノーダルプライシングの場合には、特段の対応をしないとTSOに混雑料(Cost)が入ることになるので、米国等では、混雑料を何らかの方法で還元し、リスクヘッジする手段として、FTRが導入されている。
- FTRがないと、TSOは、混雑した方が混雑料収入が増えるので、グリッド増強や混雑解消の逆インセンティブになることが米国では指摘されているので、要注意。
- FTRを誰に帰属させるかは、政策上の判断。
- 米国ではNode価格を下げる方向で働くようにFTRを帰属させるように制度を作るのが一般的。一方で、発電側にFTRを帰属させることで旧来発電の既得権廃止の激変緩和措置とするという考え方もある。

各ISO・RTOのオペレーション

Market Timelines

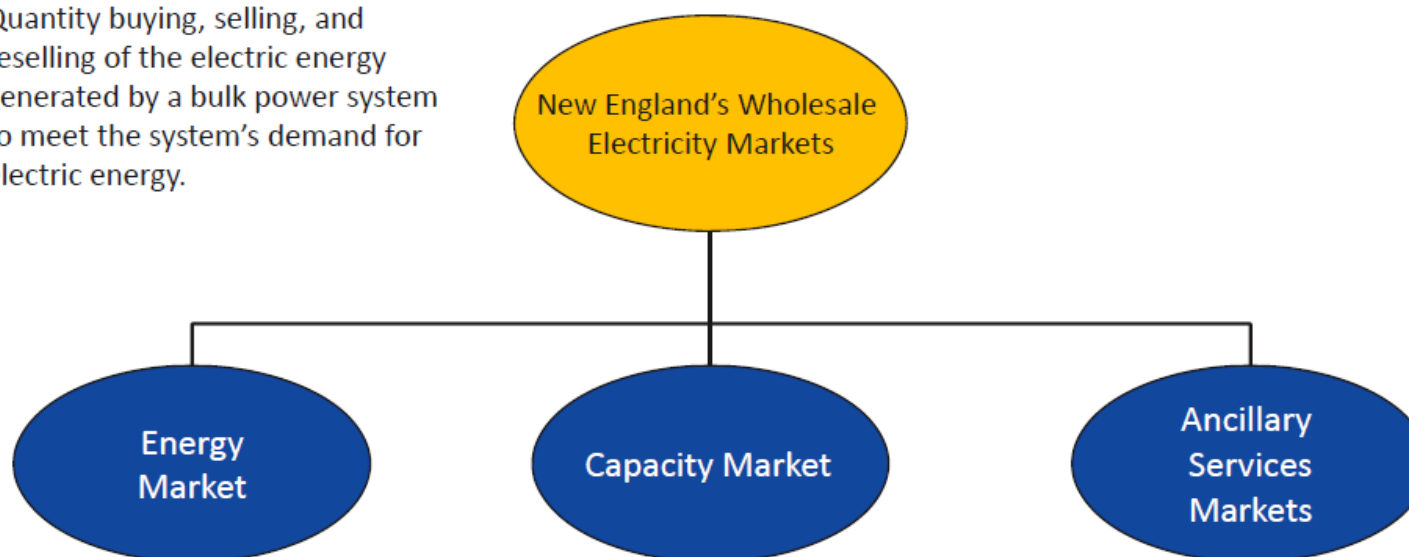
Day-Ahead Market (DAM)



Real-Time Market (RTM)

New England's Wholesale Electricity Markets

Quantity buying, selling, and reselling of the electric energy generated by a bulk power system to meet the system's demand for electric energy.

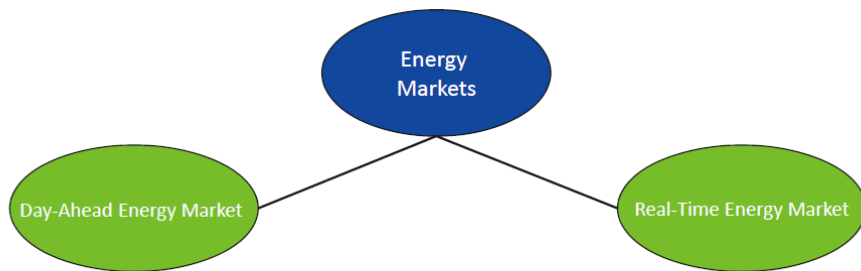


System for purchasing and selling electricity using supply and demand to set the price

Market where resources receive compensation for having invested in capacity and delivers in the capacity commitment period(s)

Services that ensure the reliability of production and transmission of electricity

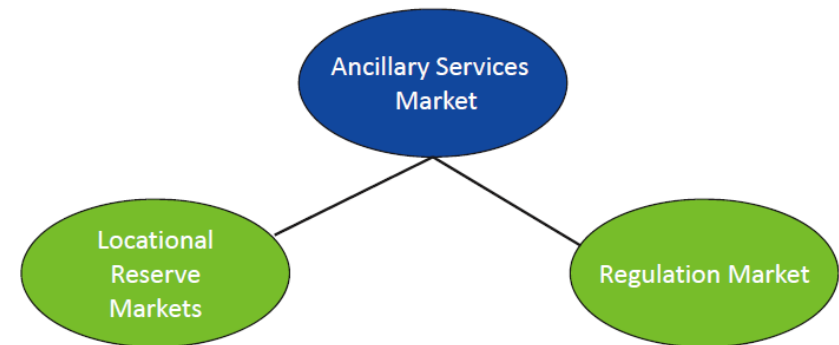
Electric Energy Markets



The Day-Ahead Energy Market produces financially binding schedules for the production and consumption of electricity the day before the operating day.

The Real-Time Energy Market balances differences between the day-ahead scheduled amounts of electricity and the actual real-time requirements.

Ancillary Services Markets

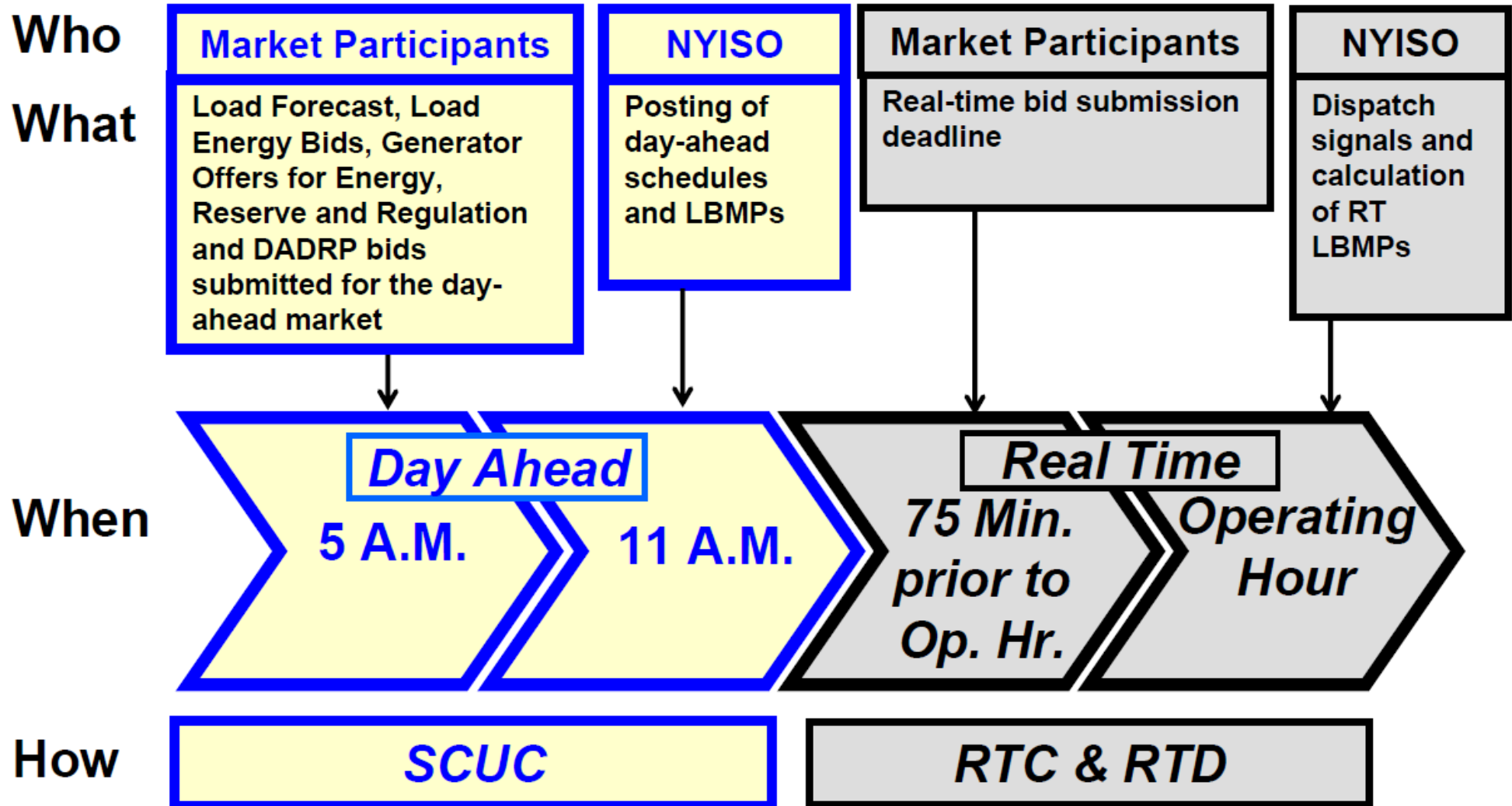


- Real-Time Reserves Market
 - Market for compensating operating reserves during real-time when supplies are limited
- Regulation Market ←Automatic
 - Market for selecting and paying for generation needed to manage small changes in system electrical load

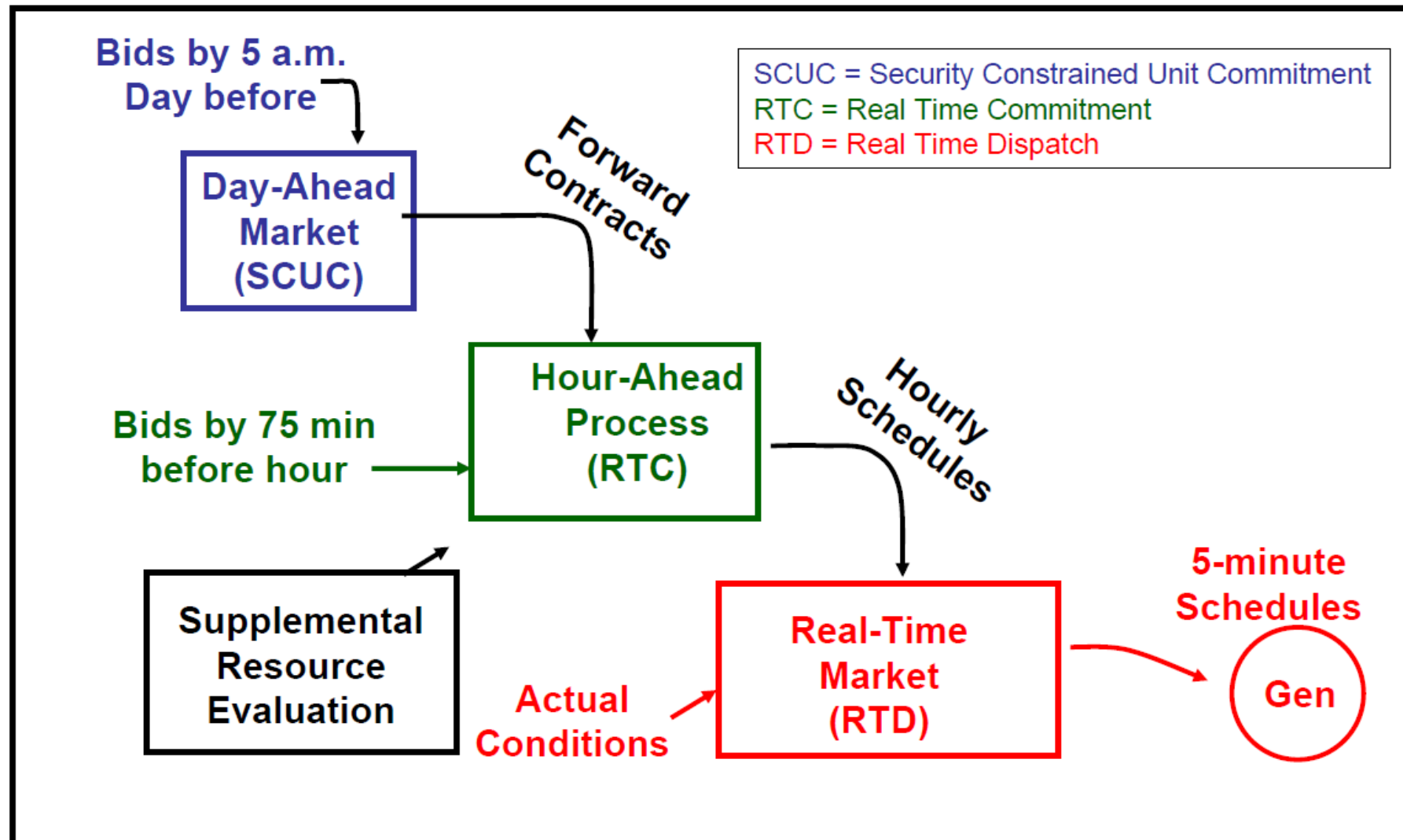
Comparison of Physical and Reliability Needs to New England Market Tools

Physical & Reliability	Market Tools
Electricity <ul style="list-style-type: none"> • Day-to-day power 	Electric Energy Market <ul style="list-style-type: none"> • Day-Ahead Energy Market & Real-Time Energy Market
Reliability <ul style="list-style-type: none"> • Reserve power • Frequency • Voltage support • Black start capability 	Ancillary Services Market <ul style="list-style-type: none"> • Forward Reserve Market (FRM) • Regulation
Congestion Management	Financial Transmission Rights
Assure long-term power	Capacity Market <ul style="list-style-type: none"> • Forward Capacity Market

Energy Market Timeline



Day-Ahead to Real-Time Transition





Day-Ahead / Real-time Market and Dispatch Functions

Day-ahead Market

1200 - Market close

Resource owners, Load Servers and Marketers submit offers / bids

1600 - Results posted

Security-constrained unit commitment and Hourly LMPs

- Generation schedules*
- Purchase obligations*

Reliability-based scheduling

1800- Rebid Period

- Generation schedules adjusted*
- Demand Forecast update*
- Updated security analysis Transmission limitations*

Real-time Market

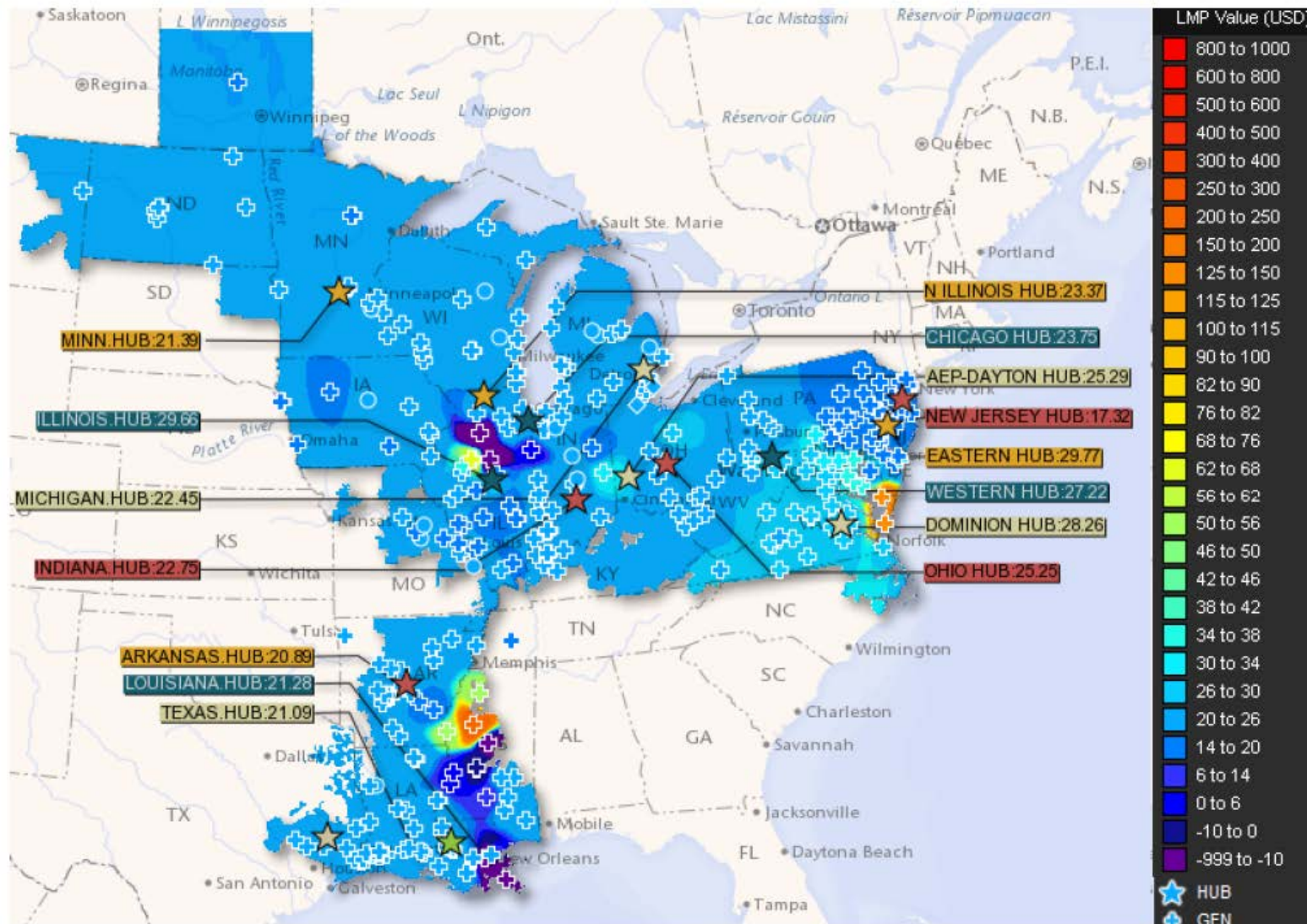
- Hourly and Real-time operations*
- 5 minute security constrained dispatch and incremental unit commitment / decommitment*
- LMP-based balancing market*



Reliability Scheduling Functions



Congestion Management and Locational Marginal Prices (USD)



Nov 18 2015, 8.30am

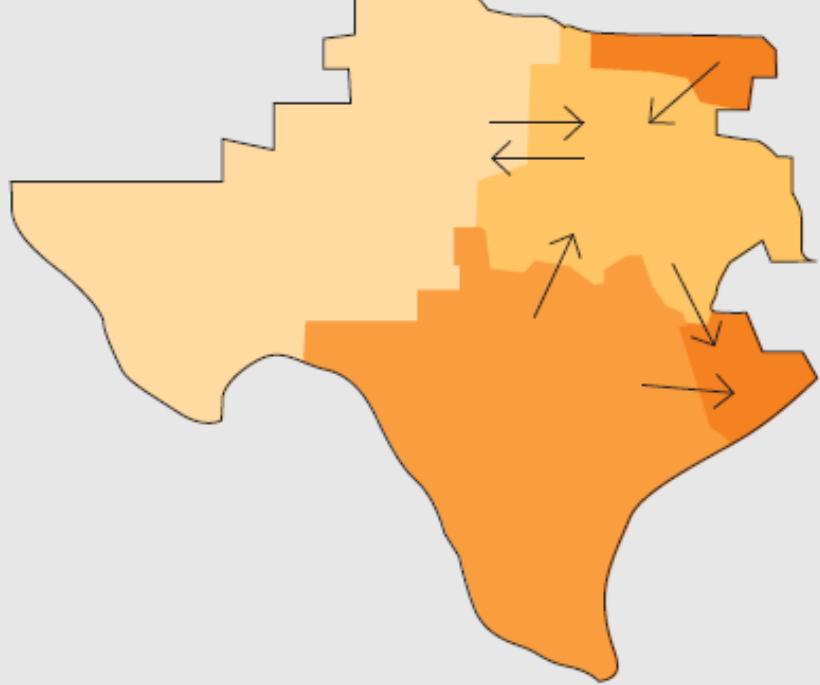


ERCOT Nodal Market

- 1999 Senate Bill 7 (SB7) unbundling the investor-owned utilities assigned ERCOT four primary responsibilities:
- System reliability – planning and operations
 - Open access to transmission
 - Retail switching process for customer choice
 - Wholesale market settlement for electricity production
- 2001 ERCOT began its single control area operation and opened both its wholesale and retail electricity market to competition based on a zonal market structure. In the zonal market, the ERCOT region is divided into congestion management zones (CMZs).
- 2003 the Public Utility Commission of Texas (PUCT) ordered ERCOT to develop a nodal wholesale market design. The redesigned ERCOT grid consists of more than 4,000 nodes and it will replace the existing CMZs.
- 2010 ERCOT successfully launched the locational marginal pricing based Nodal Market. The redesigned comprehensive nodal market includes **congestion revenue right (CRR) auction market, a day-ahead market (DAM), reliability unit commitment (RUC) and real-time security constrained economic dispatch (SCED).**

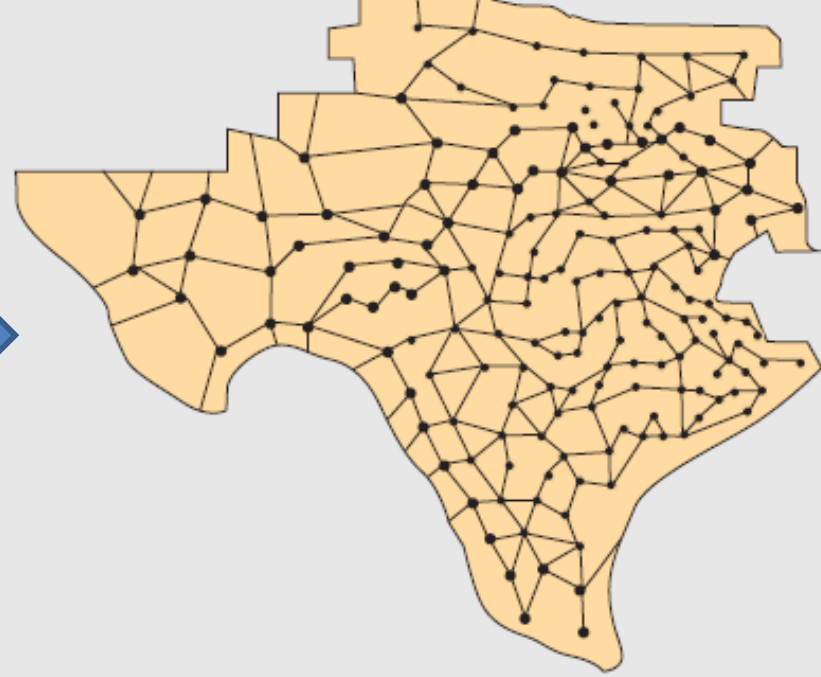
ERCOT 1996年 ISO機能

2001年ゾンプライスでスタート



Zonal electricity market

2003年ノーダルプライスに変更



Nodal electricity market

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

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.

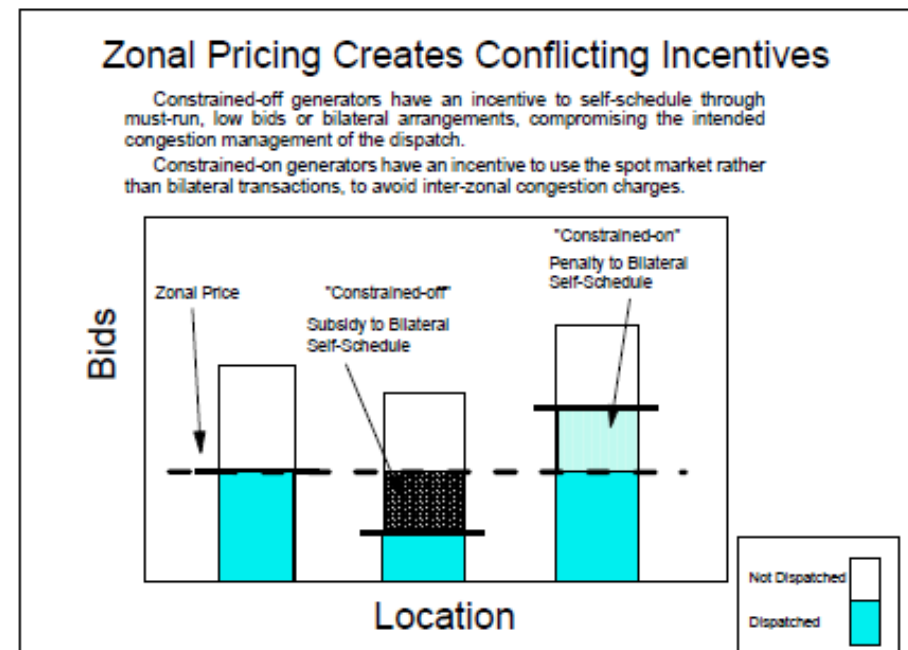
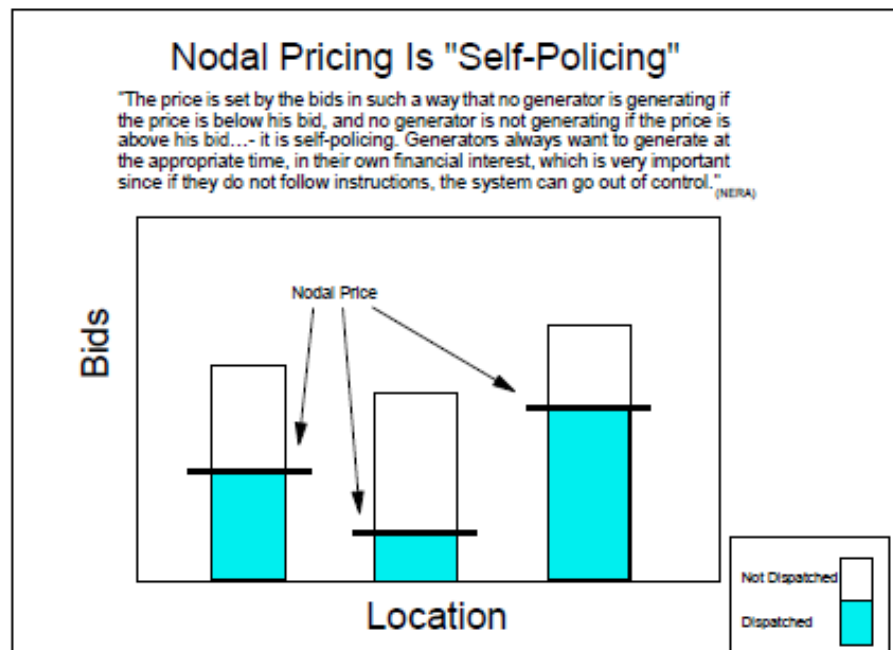
The most complete long-run remedy for both the interzonal and intrazonal issues identified in this report would be to implement nodal markets, an option that is currently being evaluated in ERCOT. These markets would provide transparent prices for both generators and loads that would fully reflect all 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)

- ・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.



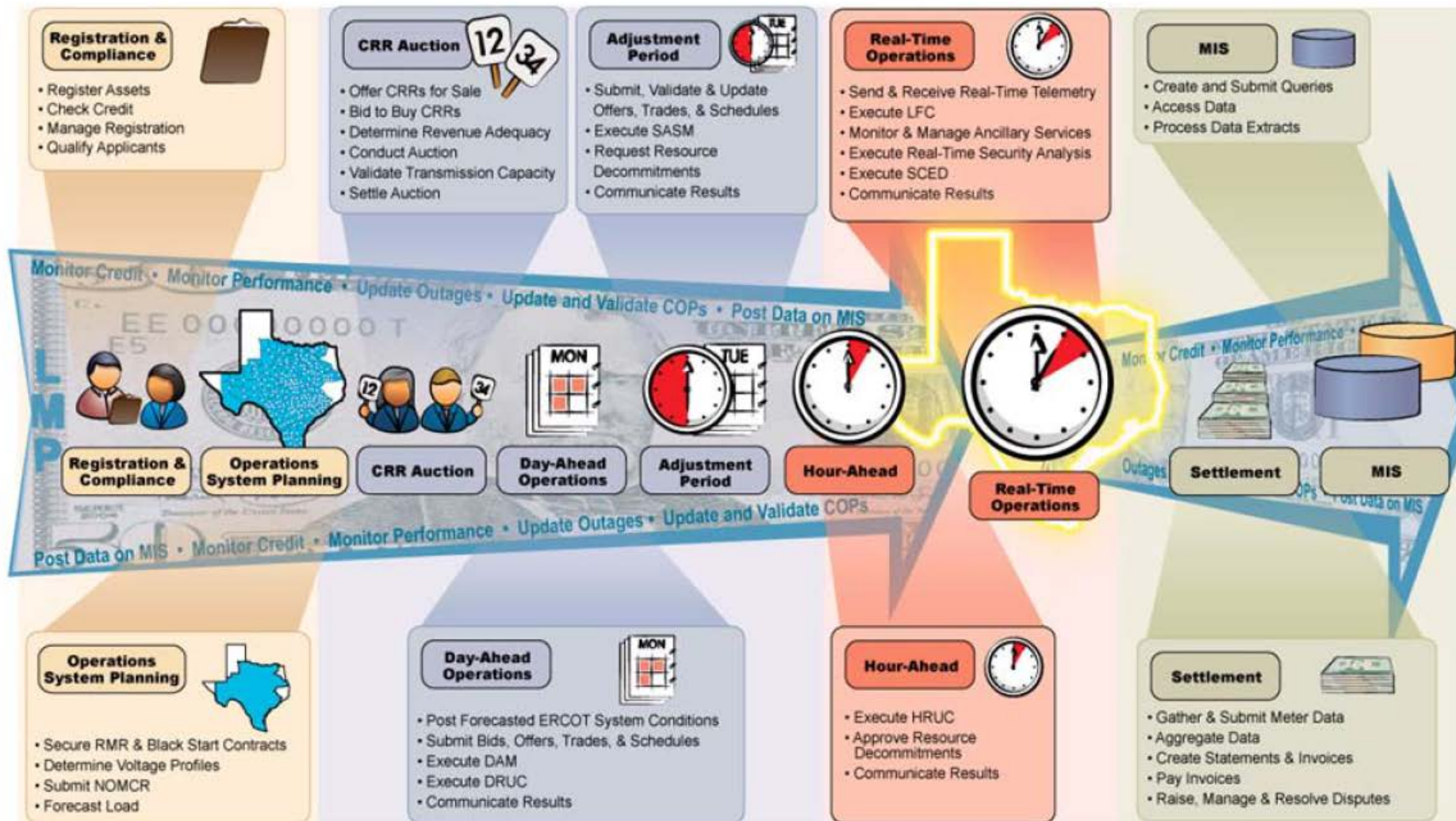
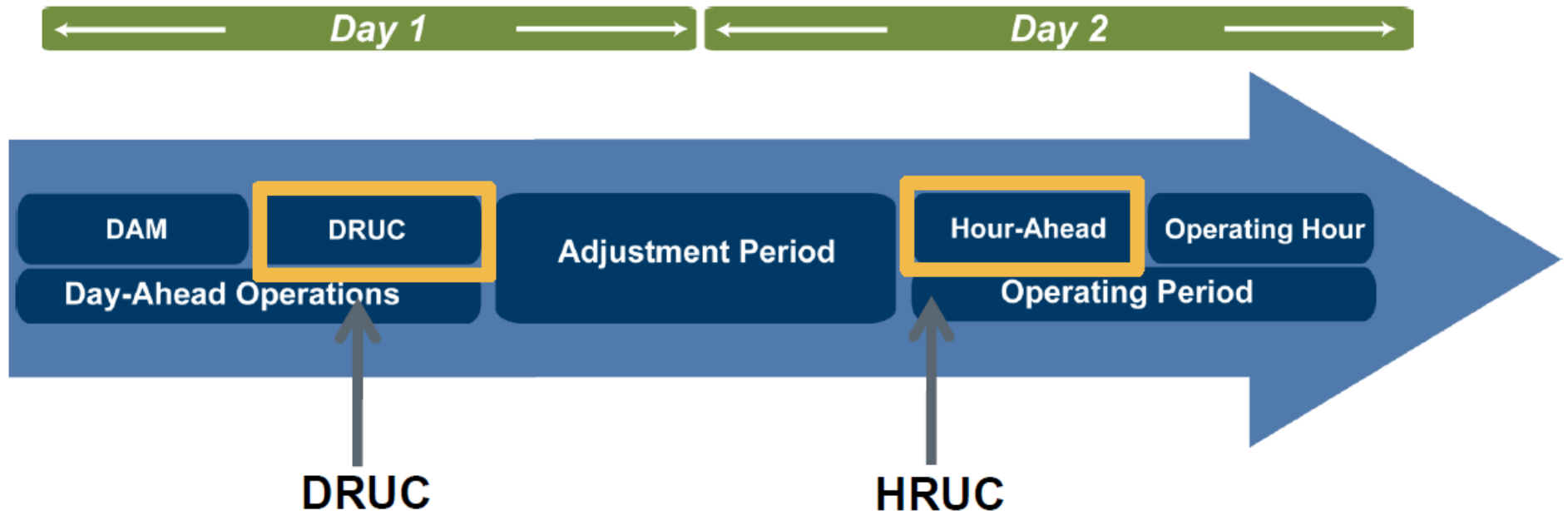


Figure 1-4 ERCOT Nodal Market Structure

出典: Reliability Unit Commitment in ERCOT Nodal Market(2013)

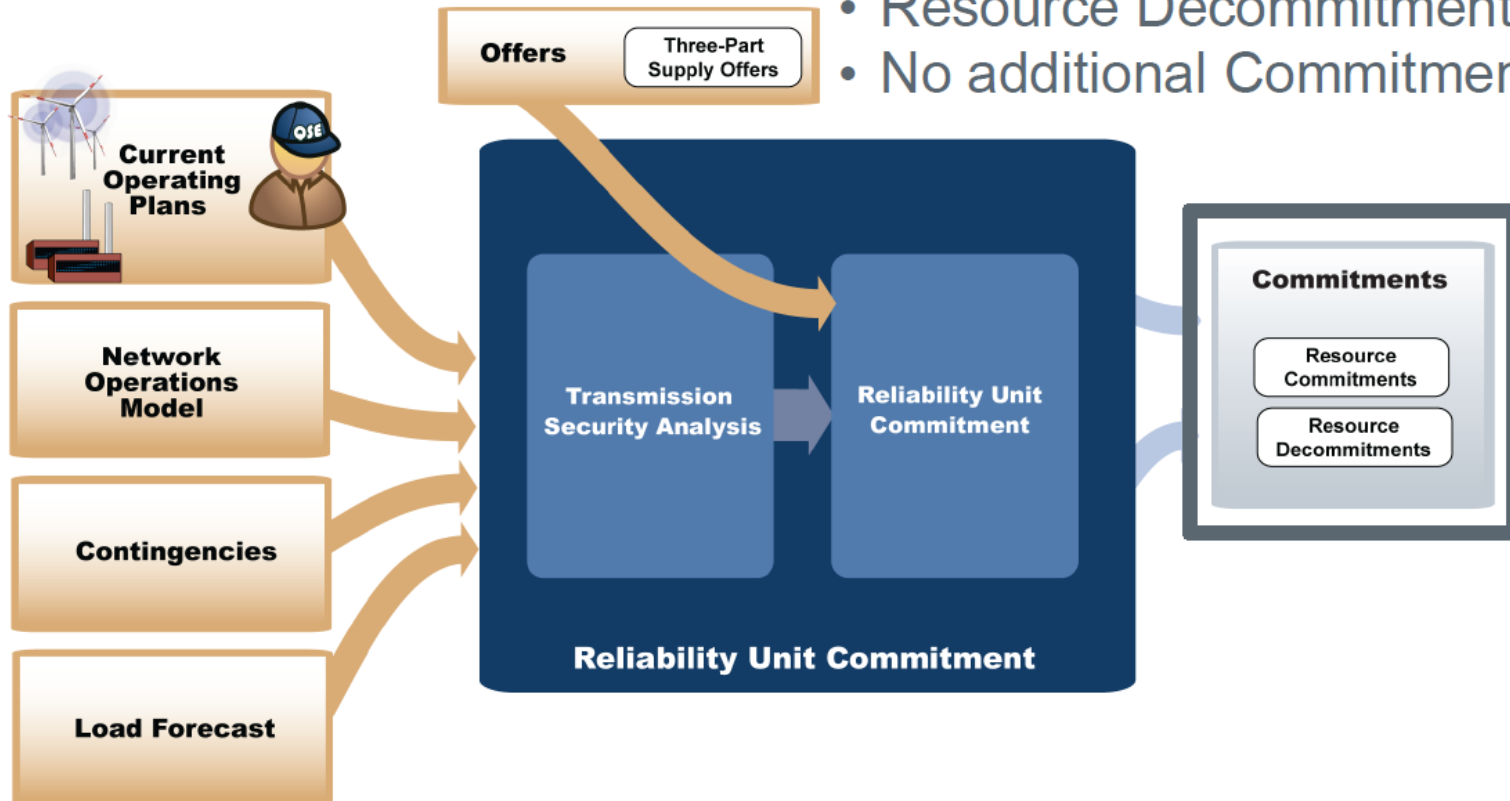
When does Reliability Unit Commitment (RUC) occur?

- Day-Ahead Reliability Unit Commitment (DRUC)
- Hourly Reliability Unit Commitment (HRUC)

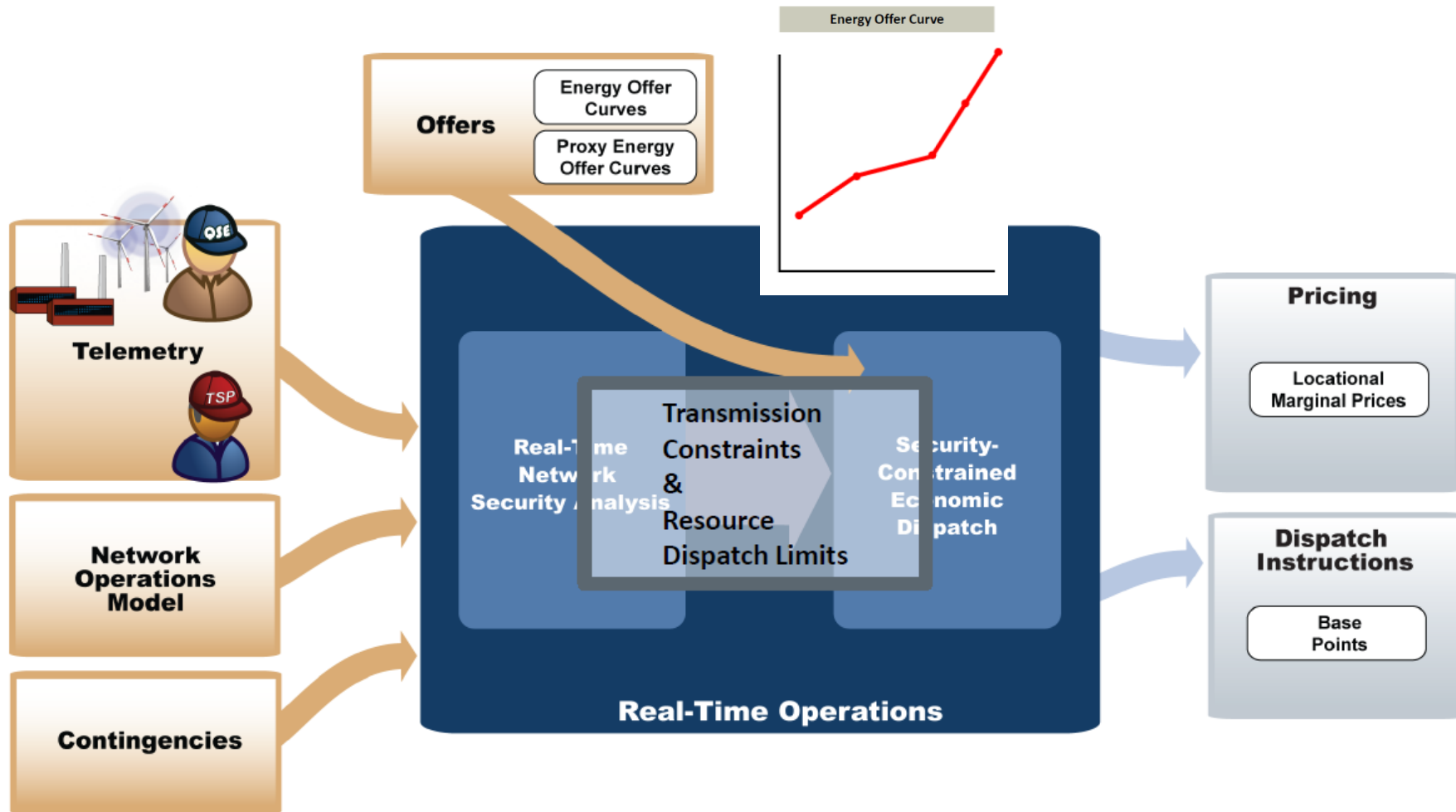


Potential Results of RUC Process:

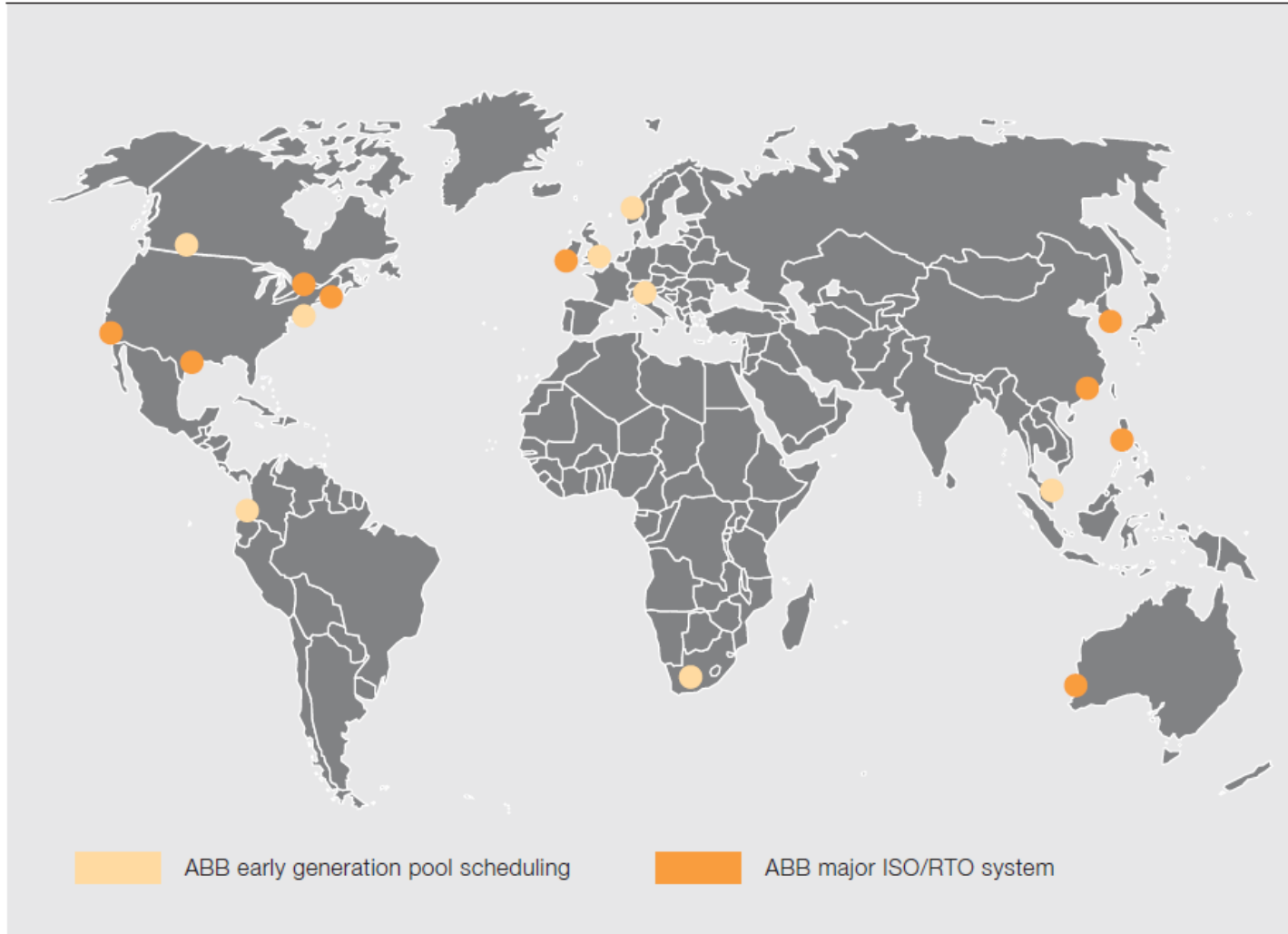
- Resource Commitments
- Resource Decommitments
- No additional Commitments



Identify Constraints, both Transmission & Resource



3 ABB has global involvement in energy markets



ABBのグリッドオペレーションシステム
ノルドプール、英国、アイルランド等の欧州、CAISO、ARCOT等の米国の他、
豪州、中国、韓国、フィリピン等

ABB Market Management System

End-to-End Solution for Central Markets

- Platform
 - Modern, open, standards-based architecture
 - Message/web-services based
 - Latest standards in cyber security
- Market Infrastructure
 - Registration
 - e-Trading
 - Publishing
- Market Applications
 - Market Clearing & Congestion Management
 - Security Constrained Unit Commitment (SCUC) and Dispatch (SCED)
- Financial Systems
 - Settlements
 - Billing



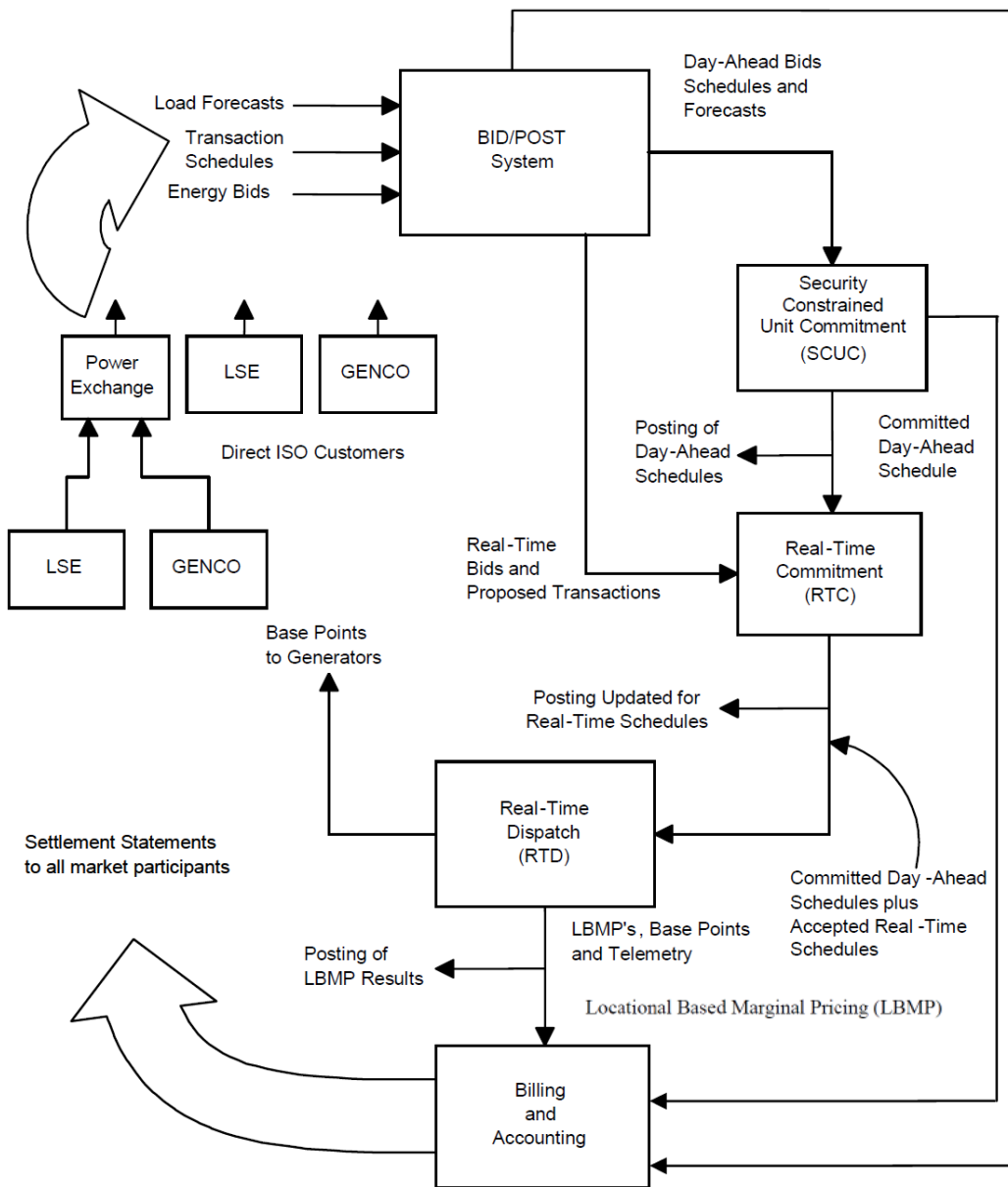


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

4.3.2 SCUC Components

The SCUC function consists of the following major components:

- Initial Unit Commitment
- Network Data Preparation
- Network Constrained Unit Commitment.

Initial Unit Commitment (IUC)

The initial unit commitment (IUC) function computes the initial unit commitment schedule based upon:

- The load and generation bid data from the Bid/Post system
- Unit status data derived from the Automatic Generation Control system (AGC)
- Current schedules
- Load forecasts

Network Data Preparation (NDP)

The network data preparation (NDP) function provides an automated procedure to set up the initial conditions and various parameters of power flow cases, i.e., base cases, corresponding to the specified study period. It also validates the cases by calculating the power flow solution. A case is acceptable only when its power flow solution is successfully solved. NDP has the following essential components:

Network Constrained Unit Commitment (NCUC)

The network constrained unit commitment (NCUC) function calculates a generation schedule for a specified study period, making sure that both unit commitment constraints and network security constraints are satisfied. NCUC has the following essential components:

- **NCUC Controller** – coordinates the NCUC solution process consisting of the following iterative steps:
 - Retrieve initial base cases and superimpose schedules from the latest Unit Commitment (UC) execution
 - Invoke DC Security Analysis (SA)
 - Invoke UC

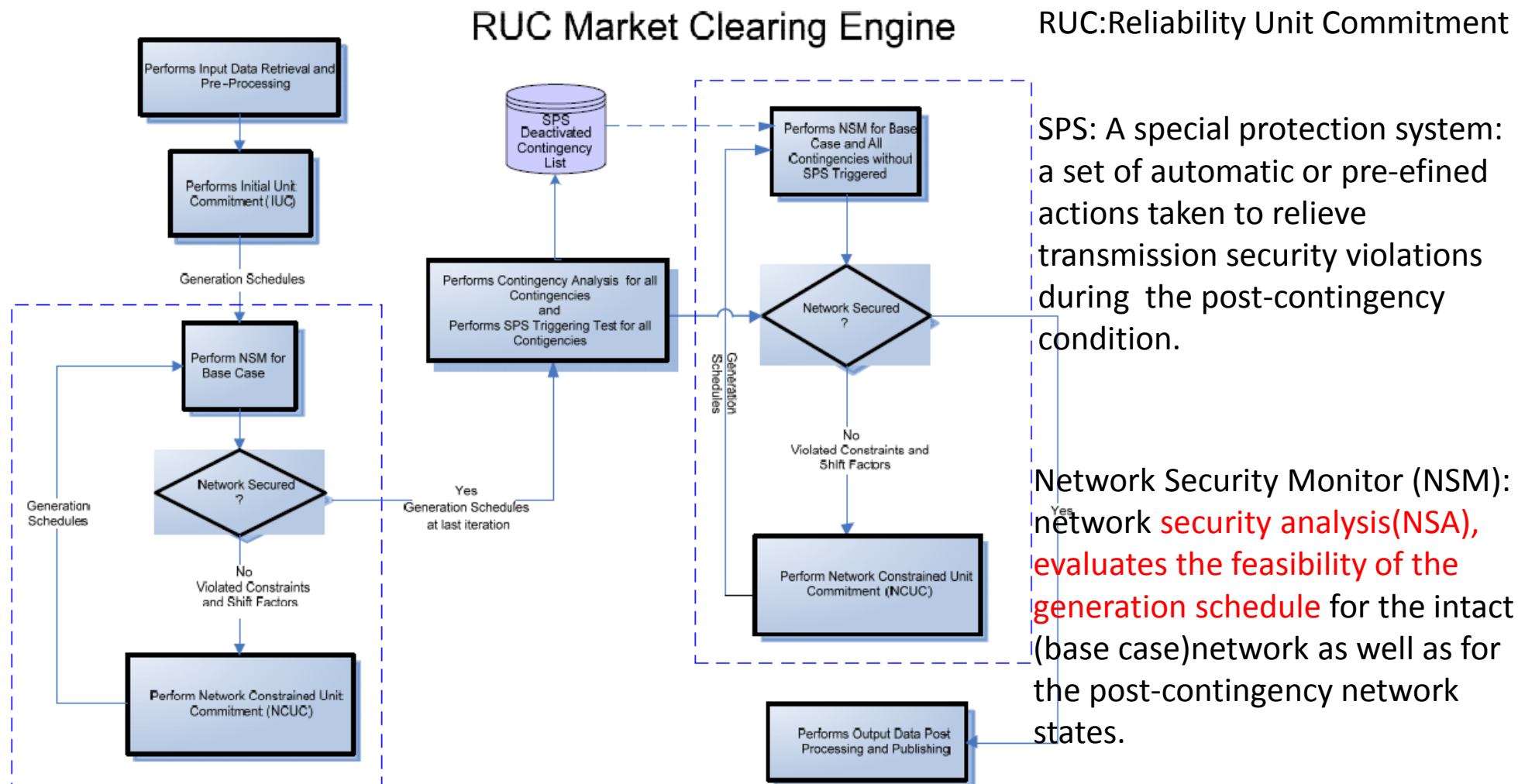


Figure 3-4 NCUC-NSM Solution Process

出典: Reliability Unit Commitment in ERCOT Nodal Market(2013)

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. 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。

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**。

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. 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。

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。

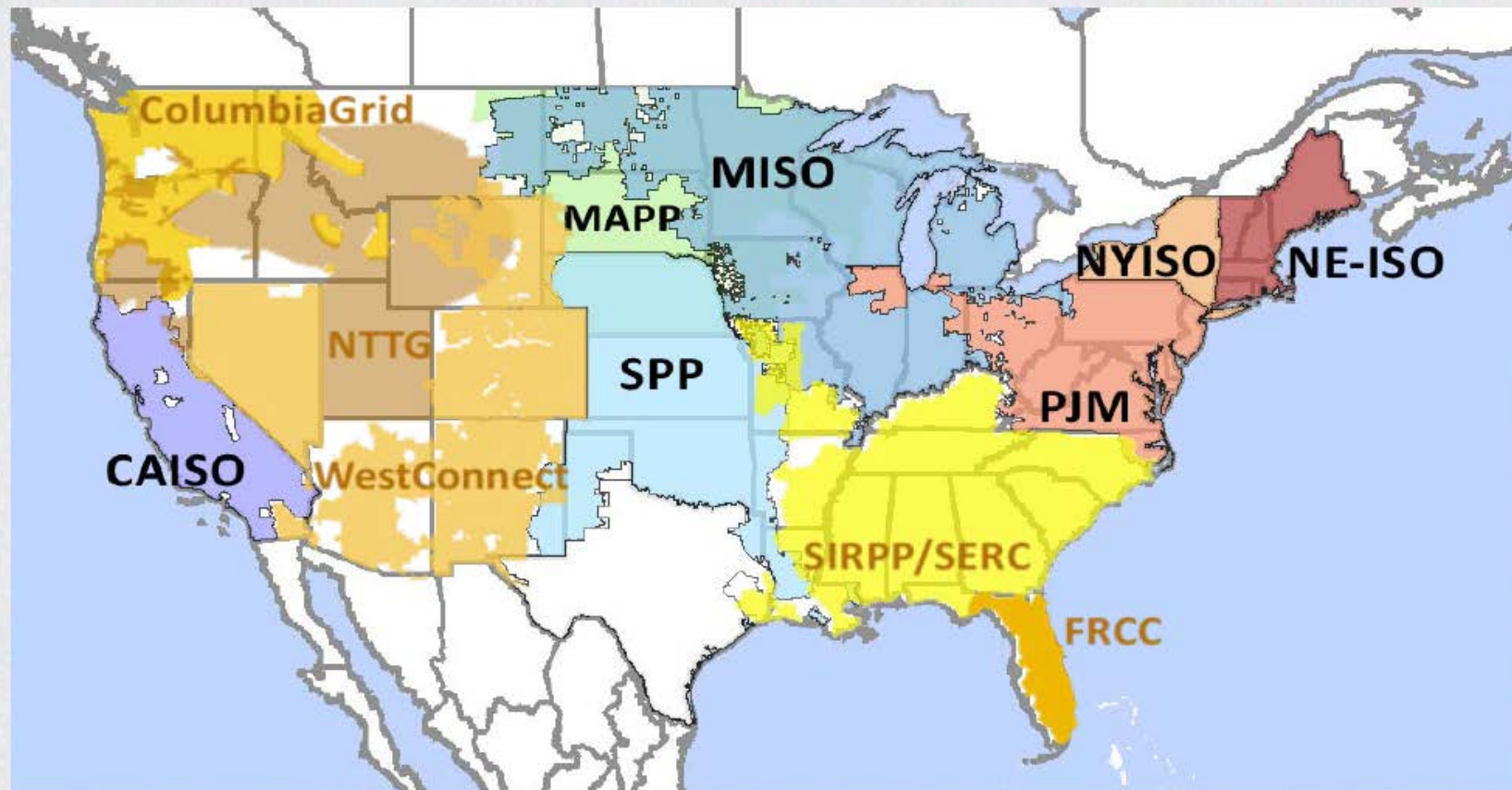
Order No. 1000

Federal Energy Regulatory Commission

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

Current Transmission Planning Regions *

Federal Energy Regulatory Commission



- This map is for illustration purposes only. This map generally depicts the borders of regional transmission planning processes through which transmission providers have complied with Order No. 890. Those borders may not be depicted precisely for several reasons (e.g., not all transmission providers complying with Order No. 890 have a defined service territory). Additionally, transmission planning regions could alter because transmission providers may choose to change regions.
- Source: Derived from Energy Velocity

御静聴ありがとうございました。

アメリカの歴史 ○米国エスタブリッシュメント:「日本には開国の貸し」、「中国にはアヘンの借り」

1803年 フランスよりルイジアナ買収

1814年 ワーテルローの戦い(ナポレオン敗戦)

1818年 英領カナダとの国境確定

(1824年 英国、オランダよりシンガポール、スリランカ等獲得)

1833年 米タイ国交樹立

(1840年 アヘン戦争)

1844年 米中条約(米国もアヘン貿易が最大の利益)

1845年 テキサス併合(テキサス住民の自由意思で米国参加)

マンハッタン号浦賀入港・・・漂流民受け渡し(安倍正弘 老中首座 26才)

1846年 米墨戦争・・・ペリーはメキシコ湾艦隊司令官

オレゴン境界確定(太平洋側の英国との国境確定)

1848年 メキシコ国境確定、カリフォルニア獲得

1849年 改定日本開国提案書・・・パーマー・・・太平洋ルートによる対英優位作戦

クレイトン・ブルワー条約・・・英米でパナマ運河の開削についての締結

1850年 石油精製特許・・・捕鯨(泳ぐ石油)衰退(別段風説所・・・米国議会で日本開国論議)

1851年 米国大統領によるオーリック海軍司令官への日本開国交渉命令

日本開国担当をペリーに差し替え・・・外交能力のある海軍提督

1853年 ペリー浦賀来航(当時の米国海軍力の1/3(13隻)、蒸気船の6割(5隻)を率いる国力を挙げた大艦隊をマカオに集結、一回目蒸気船2スループ戦艦2、二回目蒸気船3スループ戦艦7)

(1858年 英国インド併合)

1861-1865 南北戦争・・・対日の主役が米国から英国に入れ替わる

(1868 明治維新)

1890 インディアン戦争終結(ウンデッドニー)

(1894 日清戦争)

1898 米西戦争 米国のフィリピン植民地化

1899-1913 フィリピン独立戦争(20万フィリピン人の犠牲)