

米国のグリッドオペレーション

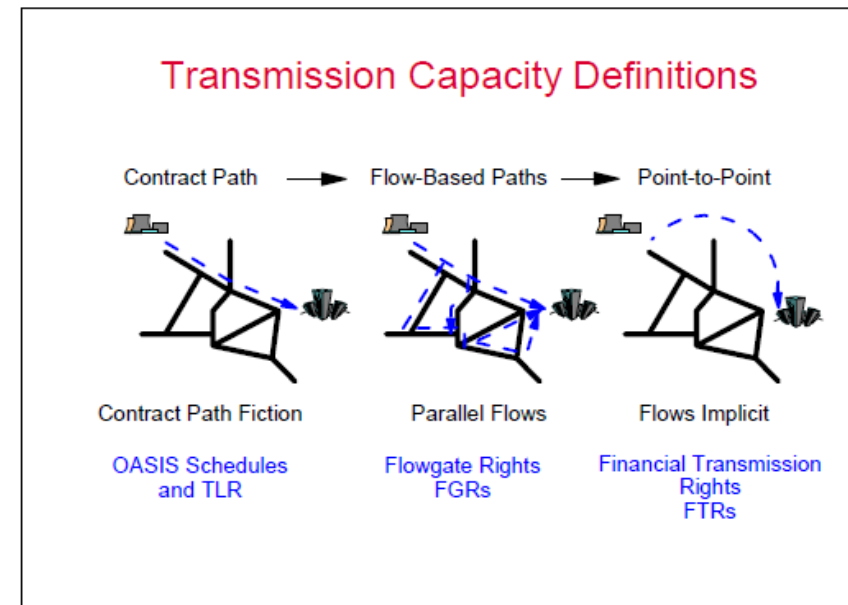
全体像のおさらい

平成31年1月29日
京都大学特任教授
内藤克彦

FERC資料より

Transmission

・交流(AC)電力網は、相互接続されたウェブのように動作し、いくつかの例外を除いて、**オペレータは、電力の流れを個々のライン単位では、特に制御を行わない。**その代わりに、**電力は、最小抵抗の経路に沿って、同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる。**



Transmission Service

・FERCは、送電線を所有する事業者が、**すべての顧客に差別無く送電サービスを提供することを義務付けている。**送電の料金と利用規約は、各ユーティリティのOATT(Open Access Transmission Tariff)に掲載されている。

・例えば、point-to-point serviceでは、一定量の送電に対して一定額を支払って予約し、受領地点(POR)から、配達地点(POD)まで送電することができる。状況に応じて、顧客は1時間から複数年までの間、point-to-point serviceを購入することができる。

Grid Operations

グリッド事業者は、**伝送システムの制約と信頼性要件と整合取りつつ、最もコストの低い発電施設を使用する給電指令を出す。**

米国の送電管理システムの例

NYISO

システム構成

- Bid/Post System
- Day-Ahead Subsystem
- Real-Time Scheduling (RTS) Subsystem
 - Real-Time Commitment (RTC)
 - Real-Time Dispatch (RTD)

- Settlement Subsystem

さらに、サブシステムとして

履歴情報保持システム (Historical Information Retention system)

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

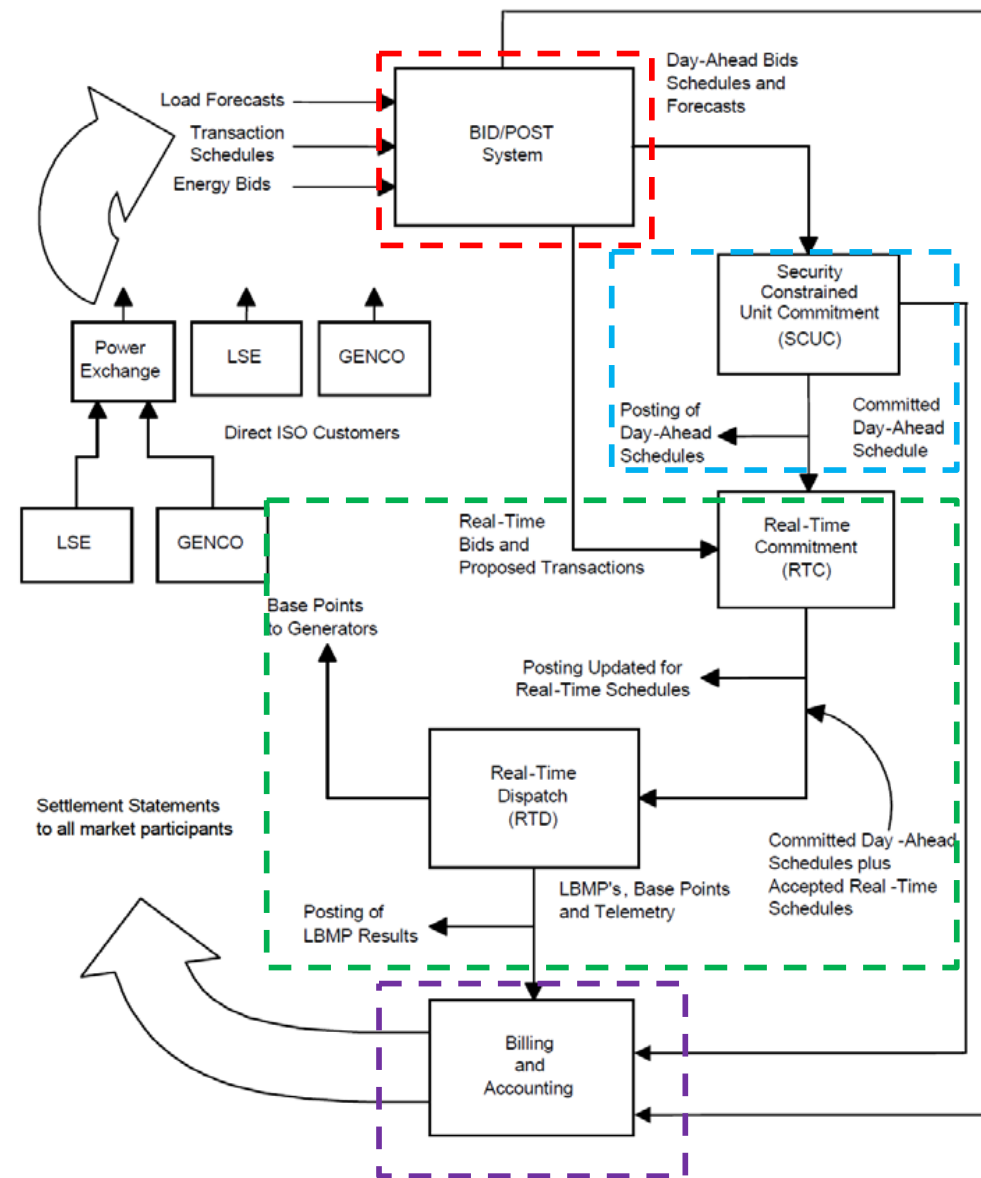


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

Day-Ahead Unit Commitment 前日市場約定

・前日市場ユニットコミットメントの段階では、オペレータは、通常、次の24時間の間、1時間ごとにどの発電ユニットに給電指令を出すかを決定する。これはリアルタイム処理に先立って行われる。⇒一部の発電ユニットがオンラインになるまでに数時間のリードタイムを必要とするためである。

・最も経済的な発電機を選択する際には、オペレーターは、需要予測とともに発電量をどの程度速く変更できるか、発電量の最大値と最小値、発電機の最小始動時間などの各発電ユニットの物理的動作特性が考慮される。

オペレーターは、燃料コストや非燃料由来の運転コストや環境対応コストなど、発電単価の要因も考慮する必要がある。

また、送電網に影響を及ぼす可能性のある事項を予測・考慮して、最適な送電が確実に行われるようにする必要がある。これはコミットメント分析の信頼性面である。

・グリッドに影響を与える要因は、発電および送電設備の点検・故障、負荷レベルおよび流れの方向および気象条件などである。

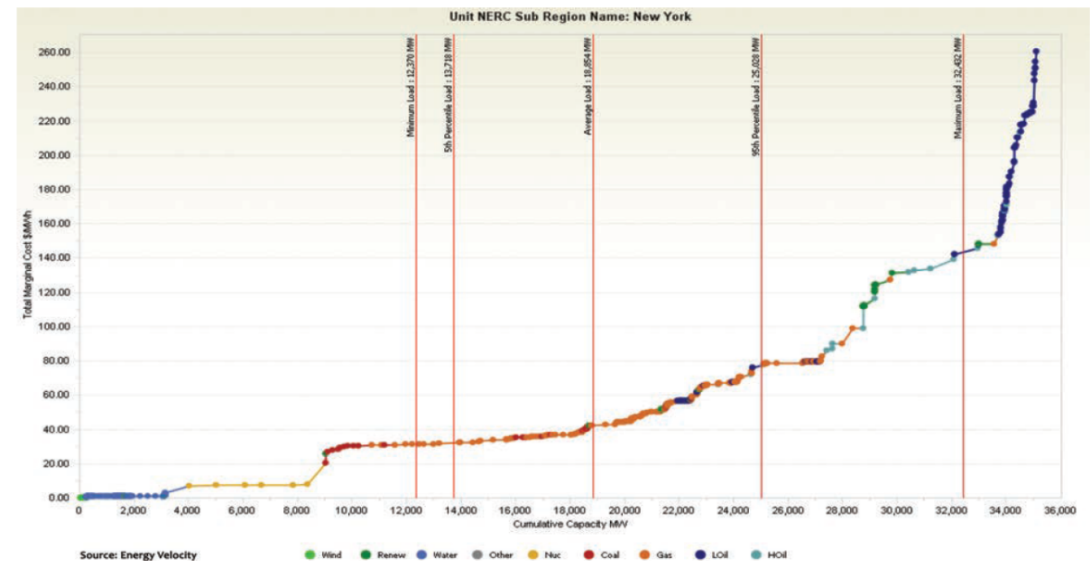
信頼性分析により、最適な経済的な給電指令が実行できないとされた場合、安価な発電ユニットが高価な発電機に取って代わられることがある。⇒リディスパッチ

System and Unit Dispatch ・ ・ ・ Real-time operation

- ・ディスパッチ段階では、実際の負荷とグリッド条件を考慮して、ユニットコミットメント段階で利用可能な各リソースの運転レベルをリアルタイムで決定し、全体的な生産コストを最小限に抑える必要がある。
- ・実際の状況は、the day-ahead commitmentで予測されたものとは異なり、オペレータはそれに応じて給電指令を調整する必要がある。リアルタイムオペレーションの一環として、60ヘルツのシステム周波数を維持するように、需要・供給および域外取引をバランスさせなければならない。これは、通常、自動発電制御(AGC)によって行われ、必要に応じて給電指令を変更する。
- ・下図は、NYISO (New York Independent System Operator) の発電所の市場供給曲線である。

- ・送電電力が電圧と信頼性限界内に留まるように、監視する必要がある。送電電力が許容限度を超えた場合、オペレーターは出力抑制 (curtailing schedules)、給電指令の変更 (re dispatch)、需要抑制などの是正措置を取る必要がある。オペレーターは、状況をチェックし、修正された発電指令を5分ごとに発出することができる。

Market Supply Curve for NYISO (Illustrative)



Ancillary Services

- ・アンシラリーサービスはリアルタイムで、または、リアルタイムに近い状況で提供される。NERC (North American Electric Reliability Corporation) とRTO等の間で、グリッドの信頼性を維持するために最低限必要なアンシラリーサービスの内容が取り決められている。

Regulation

- ・負荷の非常に短期間の変化に伴い、通常は数秒ごとに自動制御により発電機の出力を増減させることによって調整を行う。システム周波数を60ヘルツに維持するように行われる。

Operating reserves

- ・発電ユニットが不測の解列をしたときに負荷・発電のバランスを回復するために必要となる。Operating reservesは、発電量の増加や需要の削減等により、需給バランスの修復のために素早く行動できる発電ユニットと需要資源により提供される。これには3つのタイプがあり:

① Spinning reserves

- ・最初に発動される。Spinning reservesが提供されるためには、発電機はオンライン(システム周波数と同期している)で、発電キャパシティの余裕(予備)があり、10分以内に発電量を増やすことができなければならない。このような同期されたリザーブは、需要側のリソースによって提供することもできる。

② Nonspinning reserves

- ・10分でオンラインにすることができるユニットにより提供される。需要側からも提供可能。

③ Supplemental reserves

- ・30分で利用可能となり、システム周波数と必ずしも同期していない発電機から提供される。通常、前日市場段階で組み込まれており、Supplemental reservesを単一の市場清算価格で清算することができる(RTO等の場合)。

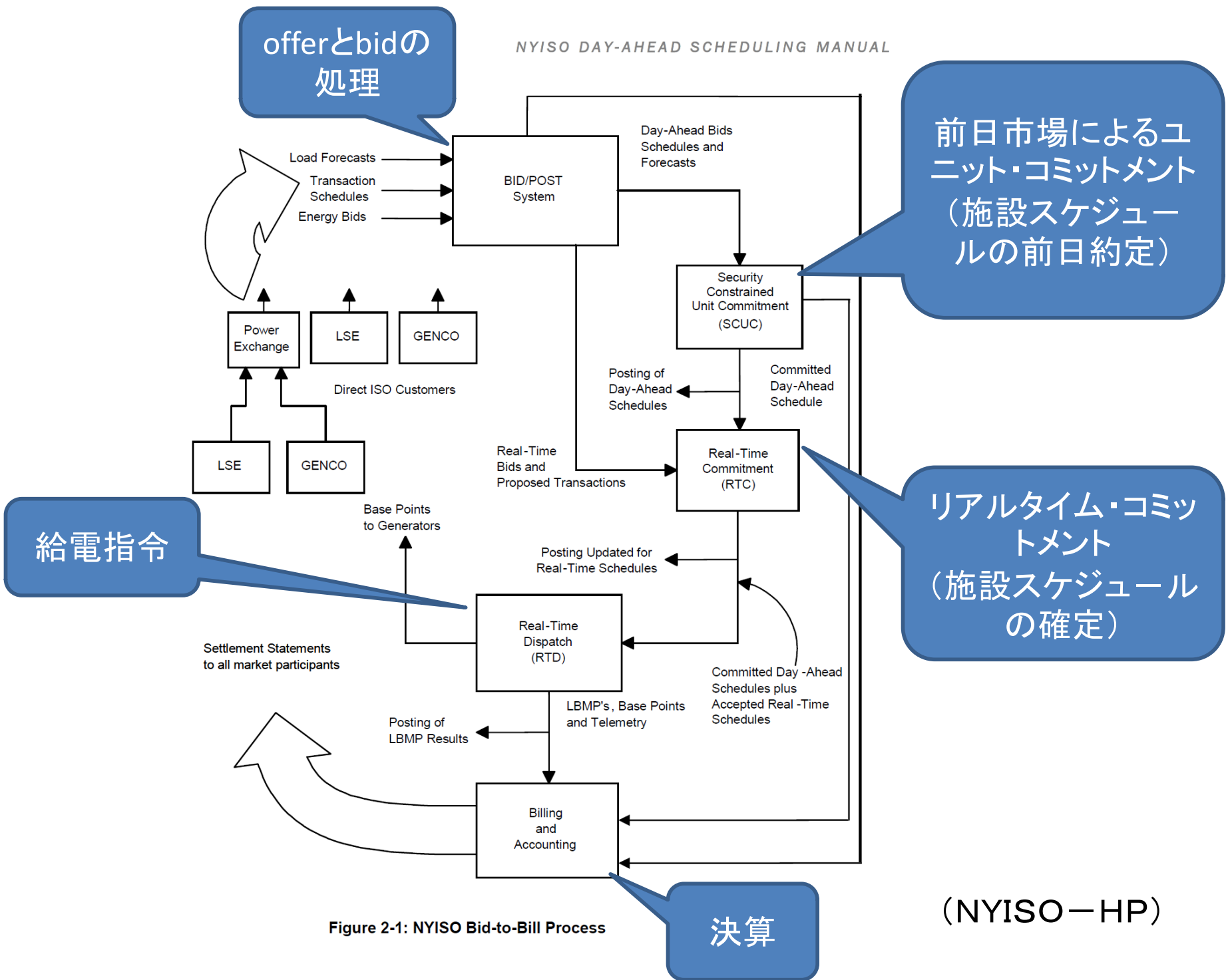


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

(NYISO-HP)

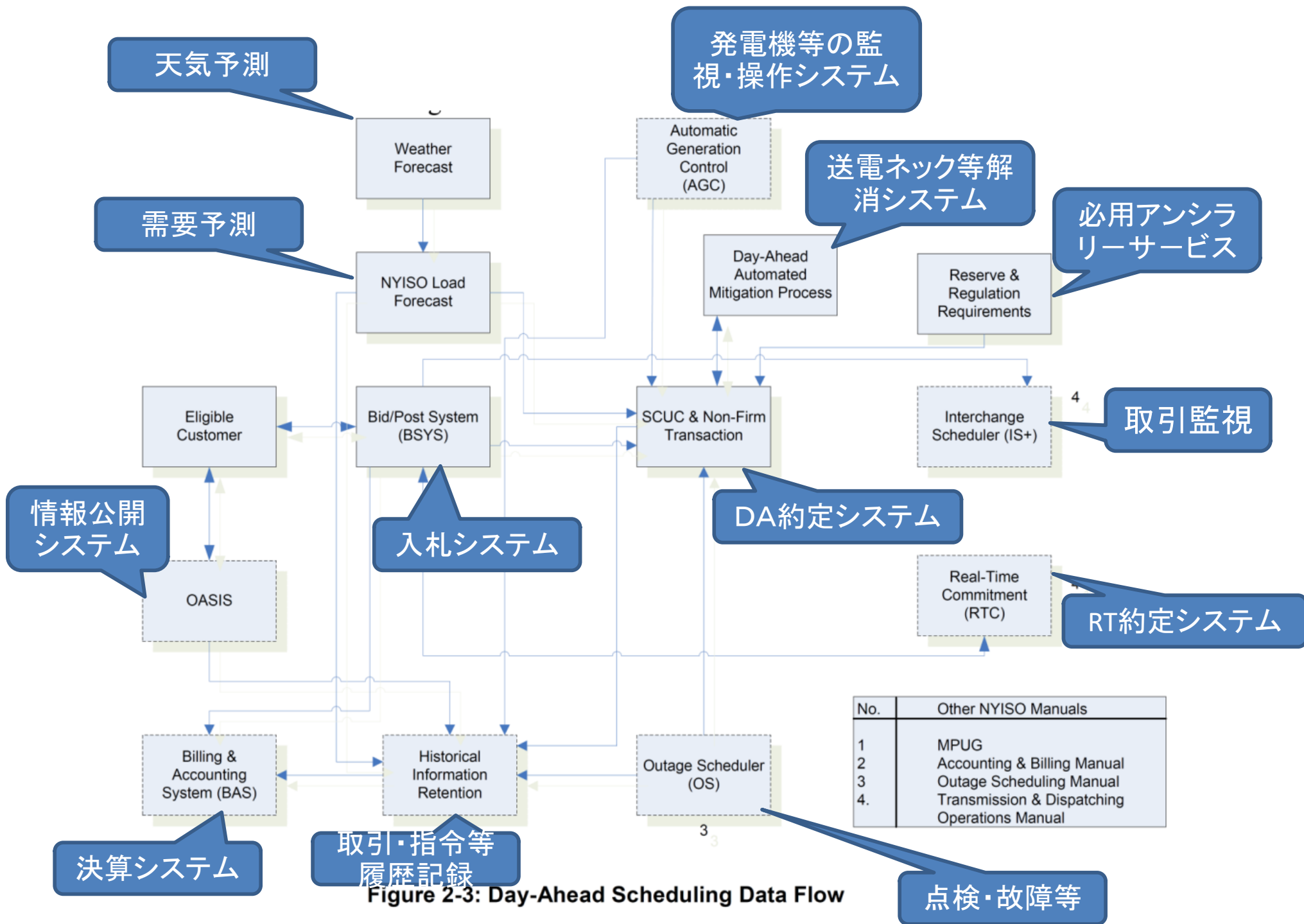


Figure 2-3: Day-Ahead Scheduling Data Flow

SCUCのプロセス

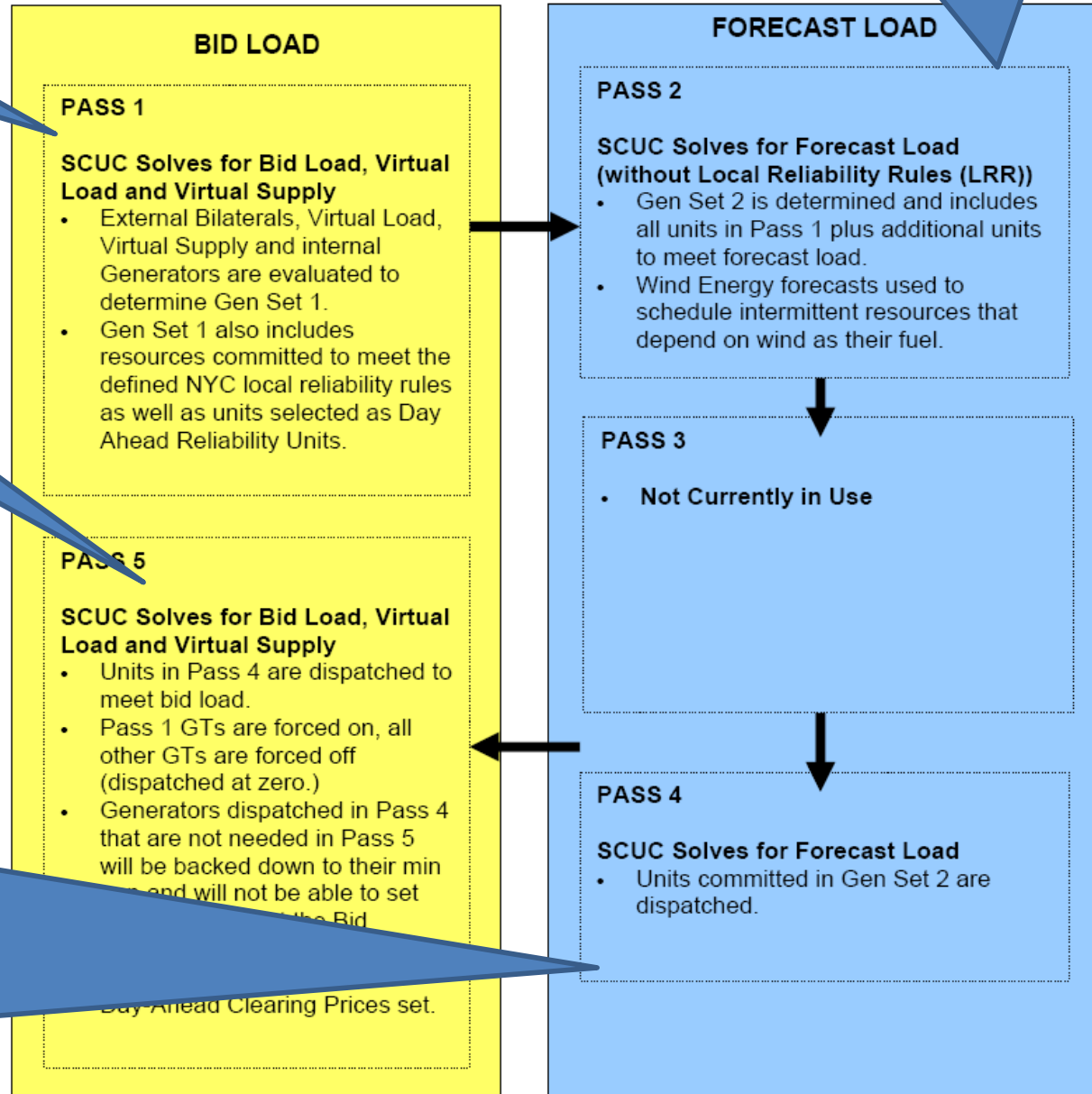
予測需要との差の
約定

Bidの約定

Bidの発電指令、そ
の他約定の待機

アンシラリーサー
ビス等の組込

この発電指令に
よる発電キャパ
シティ(エネル
ギー+30分の予
備力+規制容量)
は、経済的発電
指令のための予
測予備力を計算
するために使用
されます。



卸売電気市場と取引の概要

相対取引

- ・相対取引またはOTC(店頭)取引は、RTOを通じて行われたい。相対取引は、voice brokerを通じて、またはIntercontinental Exchange(ICE)などの電子仲介プラットフォームを介して、直接交渉により行うことができる。
- ・ある地点から別の地点への物理的なエネルギーの移動を伴う相対取引は、両当事者が送電グリッドにより電力を移動させるための送電キャパシティを確保することが必要となる。送電管理者は、OASIS(Open Access Same-Time Information System)ウェブサイト上で利用可能な送電容量および利用のためのサービスを提供する必要がある。トレーダーは、通常、電力契約をすると同時にOASISで送電容量を予約する。

eTag

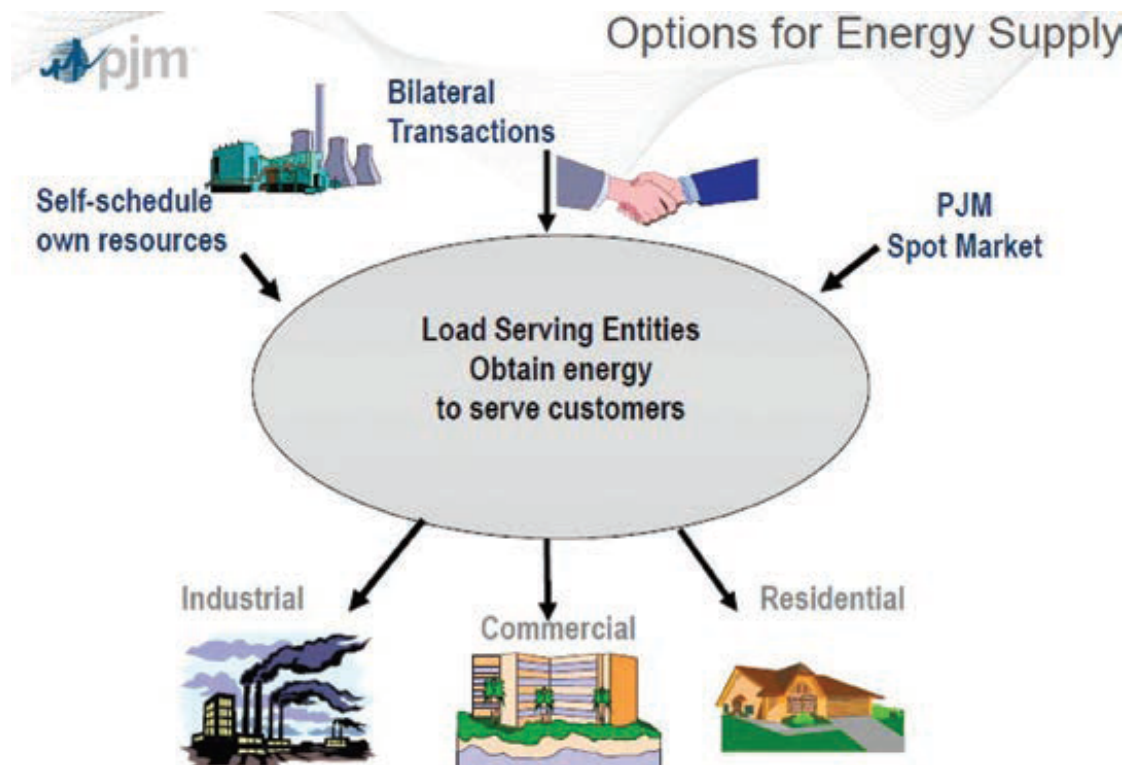
- ・電力を送電するために送電予約を使用する時間が来ると、契約当事者の内の1人がNERCのeTag請負業者であるOpen Access Technology International(OATI)にeTagを電子的に提出する。
- ・OATIはタグを処理し、eTagに記載されたすべての関係者に送信します。これにより、エネルギーの秩序だった送電が保証され、出力抑制を行う必要が生じた場合に必要な情報が送電管理者に提供されます。システムの状況変化によって、いくつかの契約に対して出力の低減、停止の必要がある場合には、出力抑制指令が必要となることがある。

Supplying Load

・小売り事業者は、**自前の発電施設**による自己供給、**相対取引**による購入、**スポット市場**からの購入の組み合わせにより顧客の需要に対応する。小売業者(LSE)は、需要側にサービスを提供するだけでなく、他のLSEと契約することもできる。

選択肢は次のとおり:

- ①自己供給とは、小売会社所有のプラントで需要を満たすために発電することを意味する。
- ②相対契約による購入による供給とは、小売を行う事業者が発電事業者から直接電力を購入することを意味する。
- ③RTOスポット市場からの供給は、小売り事業者がRTOから電力を購入することを意味する。



・ISO-NE、NYISO、およびCAISOでは、小売業者は、発電施設の大部分、または、すべてを手放した。この状況では、小売業者は相対取引およびRTO市場からの購入を通じて顧客の需要を満たす。

・PJM、MISO、およびSPPでは、小売業者は、直接または関連会社を通じて相当量の発電施設を所有しており、自己供給、相対取引、RTO市場からの購入により、電力を調達している。

RTO Energy Market

- ・すべてのISO・RTO電力市場には、**前日市場**と**リアルタイム市場**がある。
- ・**前日市場**は、稼働日前日に**翌日の発電と需要のスケジュールを決定**するのに対して、**リアルタイム市場**（**balancing market**とも呼ばれる）は、信頼性基準、予期しない故障、送電制約を踏まえながら、**前日市場のスケジュールとリアルタイムの需要の間の相違を調整**する。
- ・前日市場により、電力の発電と消費の**財務的に拘束力のあるスケジュール**が実際の発電と消費の行われる日（稼働日）の**1日前**に作られる。前日市場の目的は、発電事業者や小売事業者**に、事業活動の十分前に、事業戦略との整合が取れ、事業予測に基づいた、活動計画を立てる手段を提供**することである。

・市場ルールにより、発電業者が発電offerを、小売り事業者が需要bidを、RTOに締切(通常、前日市場の開かれる朝)までに提出するよう定められている。
一般的に、エネルギー取引全体の95%が前日市場で取り扱われ、残りはリアルタイム市場で取り扱われる。

- ①前日市場では、エネルギーの供給と使用のスケジュールは、稼働日の開始よりも数時間前にまとめられる。
- ②RTOは、市場コンピュータモデルを動かし、翌日一日について1時間毎に管轄区域全体にわたる供給側と需要側の照合を行う。
- ③このモデルでは、発電機から消費者にグリッドにより電力を送電する際の電力潮流計算を行い、発電offerと需要bitを評価する。さらに、モデルにおいては、天候や設備の点検・故障に基づいて発生するシステム能力の変化、システムの信頼性を保証するためのルールや手順が考慮されなければならない。
- ④前日市場によりスケジュールに組込まれた発電・需要は、前日市場価格で決済される。

前日市場スケジュールを設定するためのインプット:

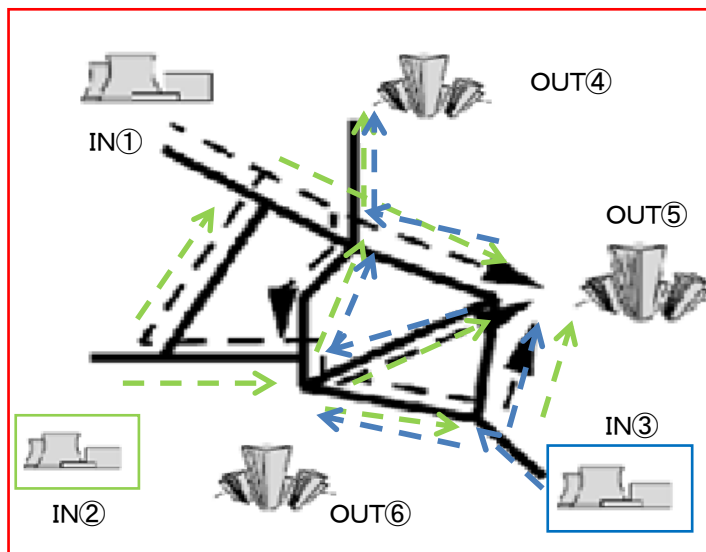
毎時の発電offer、毎時の需要bid、需要側のデマンドレスポンスoffer、仮想需要bidおよび仮想供給offer、発電機の点検・故障・最大最少発電出力や立上時間等の発電機の物理特性、外部市場への相互接続の状況等を含む送電グリッドおよび発電資源に関する運転情報

・**リアルタイム市場**は、前日需要予測等に基づき、前日市場で予定された電力量と実際のリアルタイム負荷との間の差を調整するために使用される。

・リアルタイム市場は**各時刻毎に5分間隔で実行**され、前日市場よりもかなり少ない量のエネルギーとアンシラリーサービスが調整される。通常、全体のエネルギーの**5%**が取り扱われる。

・発電事業者にとっては、リアルタイム市場はエネルギーを市場に提供するための追加機会となる。

・**前日市場に対してプラス、マイナスの取引**はいずれも、**リアルタイム価格で決済**される。リアルタイム市場価格は、一般に、前日市場価格より変動が大きくなる。



	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 ¹⁴	□MW

FERCハンドブック

仮想ランザクション NYISO等いくつかのISO・RTOの市場には、参加者が物理的な発電や負荷を必要とせずに前日市場で電力を売買することを可能にする仮想取引機能が含まれている。

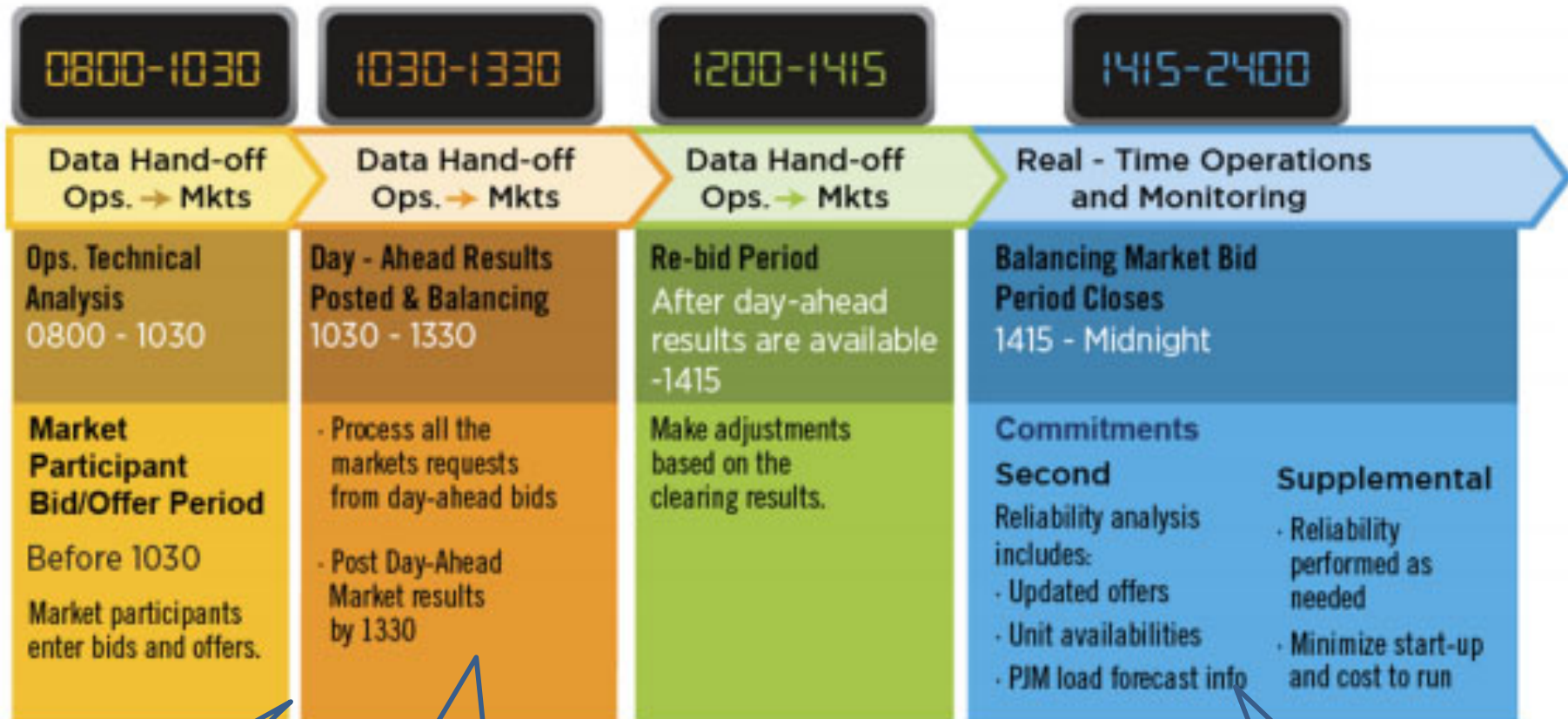
仮想取引は、前日市場の価格設定プロセスへの参加者を増やすことを可能にし、また、参加者がリスクを管理することを可能にし、そして前日市場とリアルタイム市場との間の価格の収束を促進する裁定取引を可能にする。

ある時間内の特定の場所での前日市場における仮想供給(仮想オファー)の清算として、同一時間内の同一地点でのリアルタイム市場における入札買戻しという財政的義務を参加者に課す。前日市場で仮想需要(仮想入札)の清算として、リアルタイム市場で入札売却を行うという財務上の義務が生じる。

清算による結果は、オファーまたはビッドが清算される場所での、当該時間の前日市場のLBMPとリアルタイム市場のLBMPの差によって決まる。NYISOでの仮想入札は、ノードレベルではなくゾーンレベルで行われる。

PJMのオペレーション

(PJM-HP)



前日市場クローズ

- ・潮流計算実施
- ・必要に応じ発電指令調整
- ・前日市場ベースノード価格算定
- ・結果の公表

- ・BidやOfferの調整
- ・ノード価格計算
- ・結果の公表


- ・リアルタイム調整
- ・リアルタイムノード価格
- ・結果の公表

LMP

- ・RTOは、送電混雑の処理を行う際して、LMPによる電力市場を利用した方法を用いている。
- ・RTOは、**電力グリッドの所要の場所でLMPを計算する。**
- ・LMPは、発電指令の出ている一連の発電機のセットと送電制約を考慮し、**特定の場所での電力供給の限界コストを反映したもの。**
- ・LMPは、エネルギー料金、渋滞料金、エネルギー損失の3つの要素から構成されている。

$$\text{LMP} = \text{System Energy Price} + \text{Transmission Congestion Cost} + \text{Cost of Marginal Losses}$$

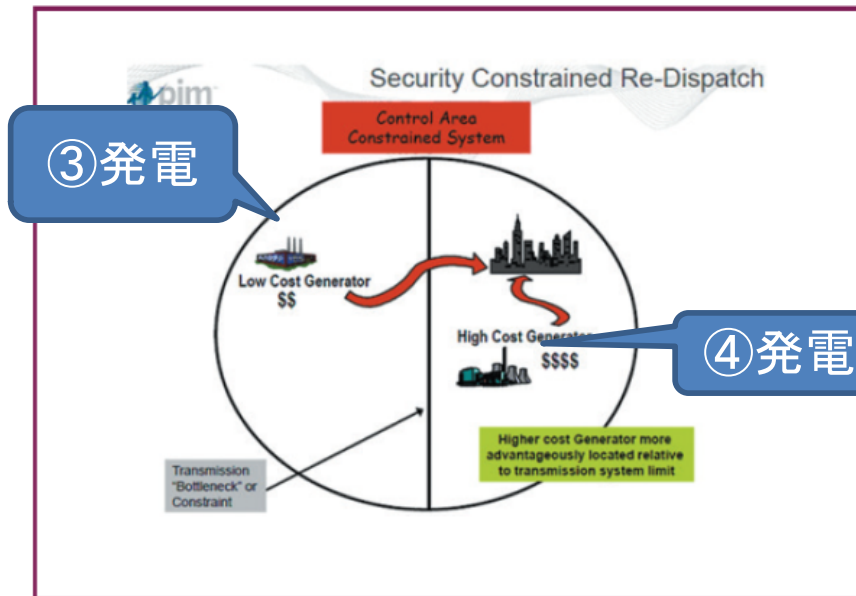
Locational Marginal Pricing



- ・送電制約や**送電混雑がない場合**、RTOの管理地域全域でLMPは大きく変化しない。
⇒送電ロスのみだけ変化する。
- ・**送電混雑は、最小コストの発電選択に対して十分な送電容量がない場合に発生する。**
このため送電制約が無い場合には動作しない高コストの発電施設に対して、需要に対応するために給電指令を出すことになる (re-dispatch) 。
- ・市場ベースのLMPは、市場参加者に送電混雑コストを反映した価格シグナルを送信する。
つまり、LMPは、特定の発電機の送電制約への影響と、需要に対応するための給電指令変更 (redispatch再給電指令) のコストの両方を考慮に入れていることになる。
この給電指令の変更は、**security constrained redispatch**と呼ばれる。

- ・送電混雑を緩和するために使用される主な手段は、グリッド上の異なる場所での発電の出力に変更することである。
- ・送電制約がある場合、需要を満たすために送電制約の影響下にある地域内で**発電指令を出された発電施設の中で最も限界コストの高いユニットが、その領域のLMPを決定する。**

ノードプライシングのイメージ

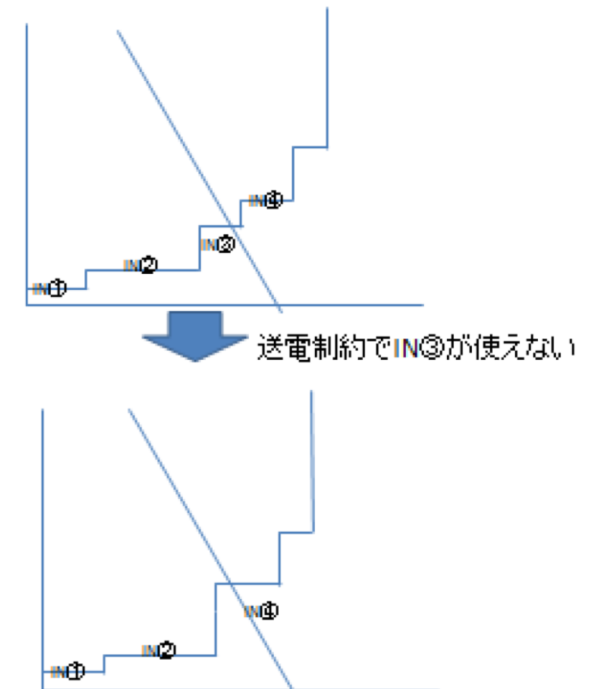


Source: PJM Interconnection

送電制約があると送電制約の前後のノードで調達できる発電施設に相違が生じ、異なるメリット・オーダーとなる。



ノードの需要曲線との交点で決まるノード価格も異なるものとなる



送電制約でIN③が使えない

- ・すべての電力購入者は、その場所のLMP価格で購入し、すべての電力の売り手には、LMP価格がその場所の市場清算価格となる。

価格差のある場合のA→Bの送電の管理

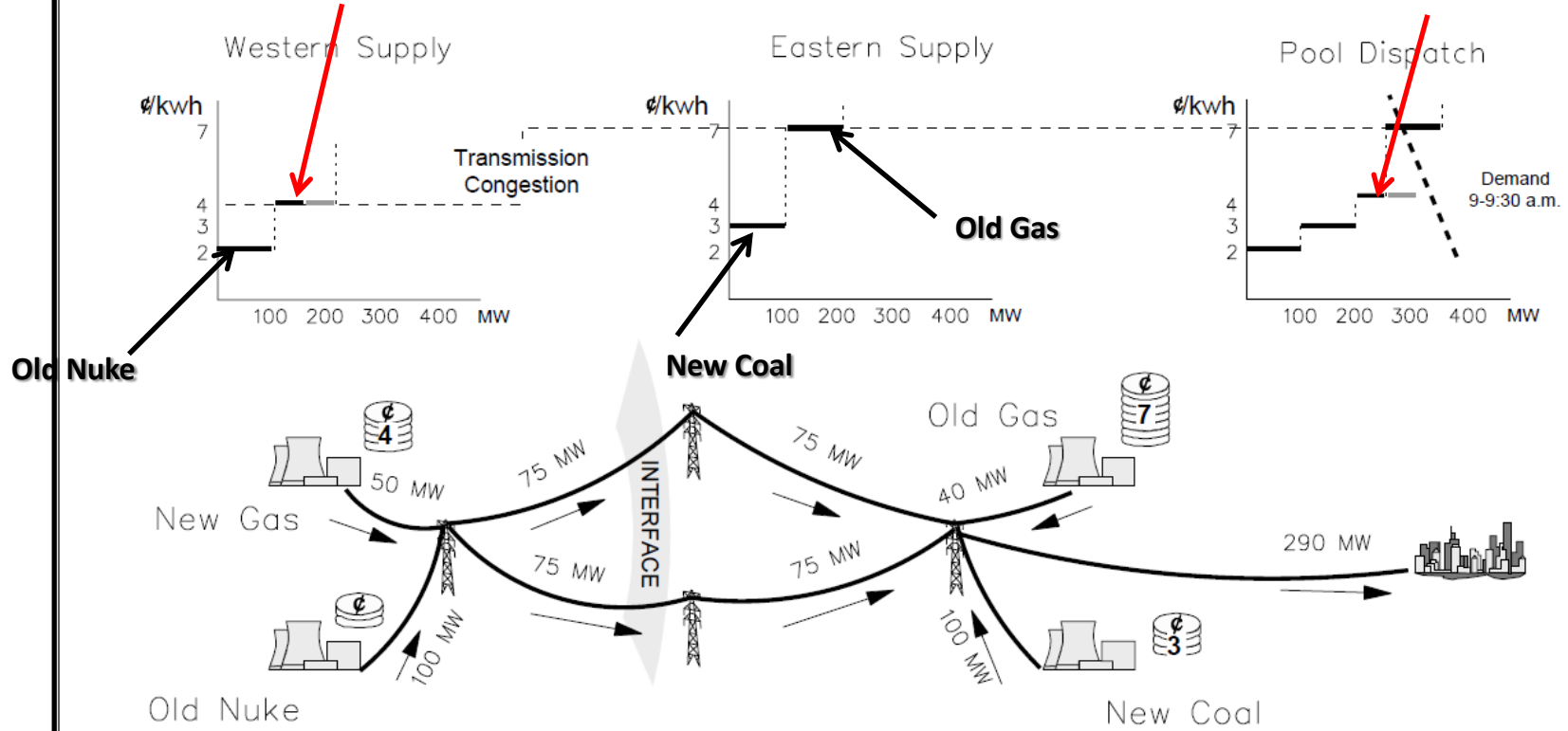


Figure 18

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.

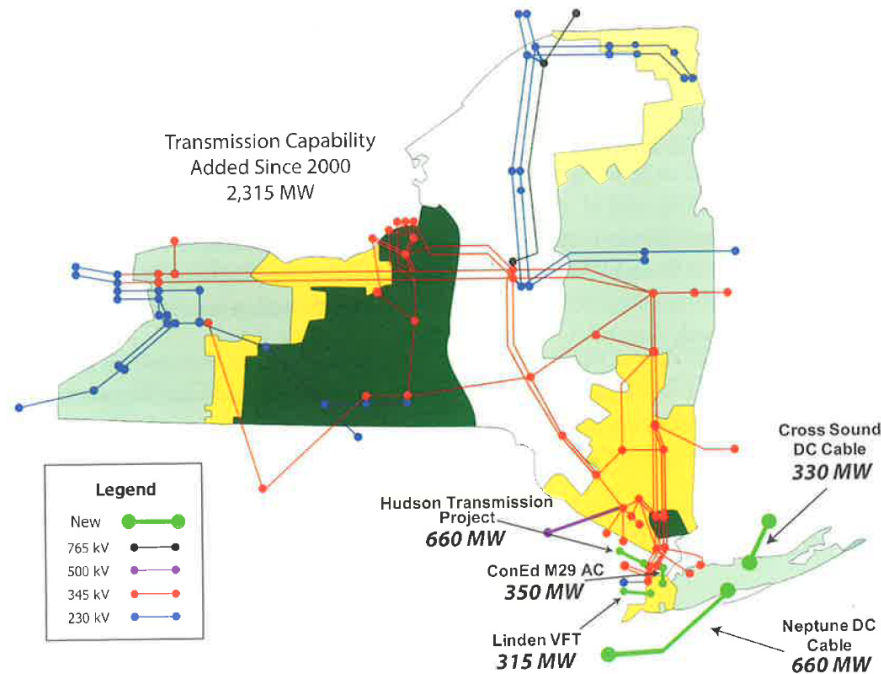
Losses Ignored for Convenience

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

ISO等の管轄境界とノードの定義

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



Transmission-Distribution interface (T-D interface)

送電 - 配電接続点 (T-Dインタフェース)は、送電システムおよび配電システムが相互接続する物理的な点である。この点は、多くの場合、**連邦と州の規制当局間の管轄境界**である。また、電力システムの計画、発電指令、およびISOおよびRTO市場では、**卸売エネルギーのノード価格 (LMP)を決定するための基準点**でもある。

Independent System Operator (ISO) or Regional Transmission Organization (RTO)

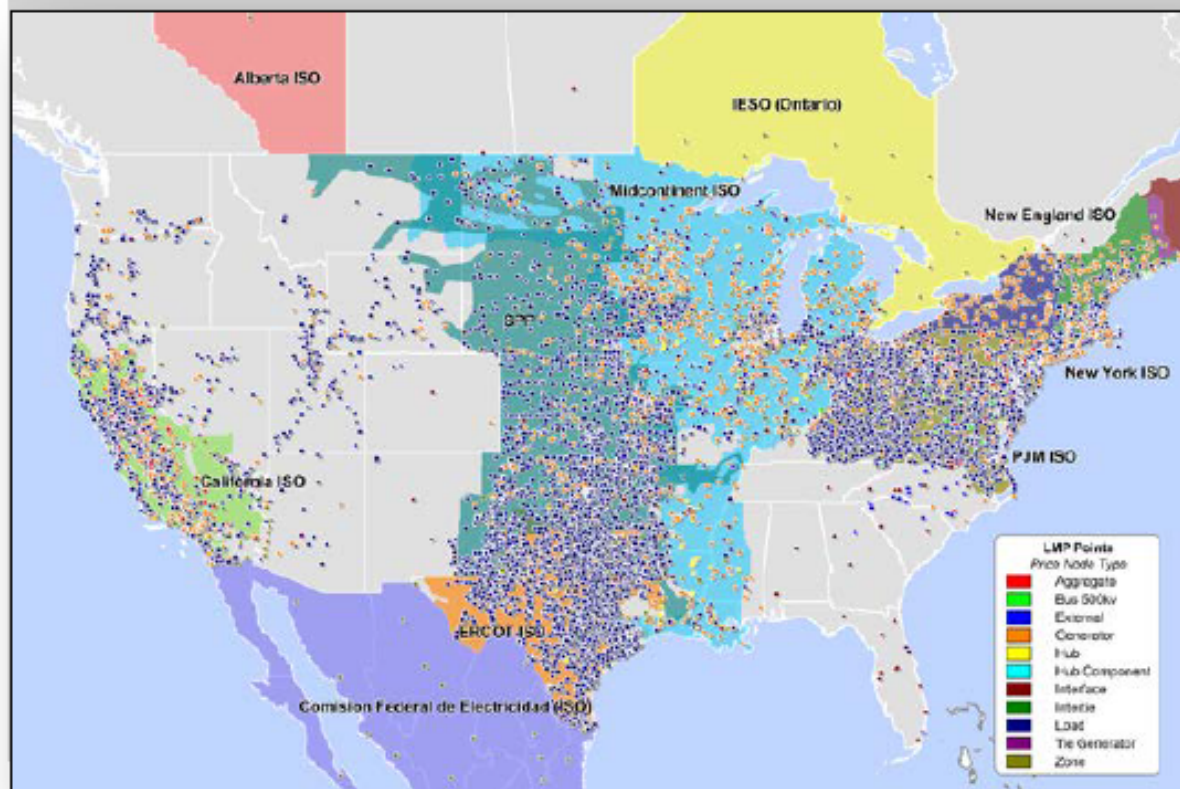
独立システムオペレーター (ISO) または地域送電機関 (RTO) は、送電システムオペレーター、卸売市場オペレーター、バランシングオーソリティーおよび送電計画機関の役割を持つ、**連邦規制により設置された独立した機関**である。

Distribution System

配電システムは、**中低圧 (69 kV ~ 4 kV)** の副送電線、変電所、フィーダ、および関連機器で構成されている電力システムで、家庭や企業といった**顧客へ**、または、**顧客からの電力を輸送し**、顧客を高圧送電システムに結びつけるものである。

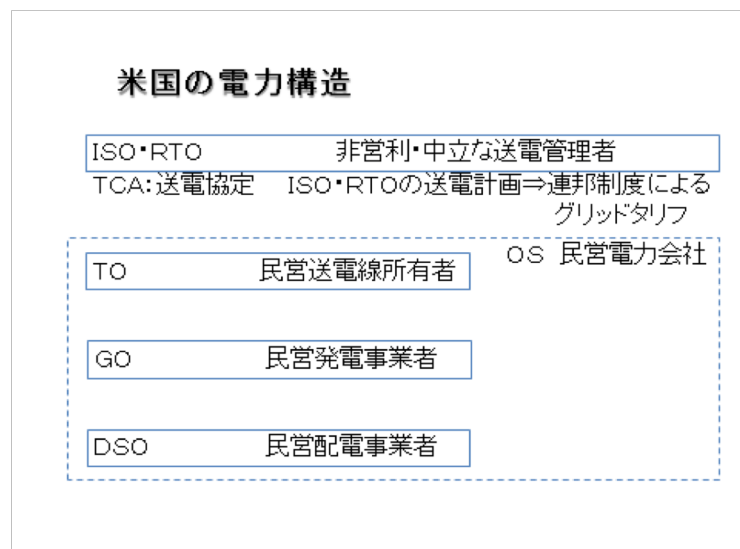
全米のNODE

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



Transmission Operations

- ・各RTOのOATT (Open Access Transmission Tariff)には、利用できる送電サービスを定められている。
- ①顧客は、OASIS (Open Access Same-Time Information System)を通じて送電サービスの申し込みをする。
- ②RTOは、state estimatorと呼ばれるモデルを使用して、各送信サービスの申し込みを評価する。
- ③このモデルによる送電システムへの影響の推定に基づいて、送電サービスの申し込みは承認されるか拒否される。
- ④RTOを含む送電管理者は、point-to-pointサービスとネットワークサービスという2つの主要な送電サービスを提供している。ネットワークサービスは一般にポイントツーポイントサービスよりも優先される。
- ⑤RTOは、送電所有者と協力して、ネットワークとpoint-to-pointの顧客に送電サービスを提供するために、送電施設の運用、保守および拡張を計画調整する。



Network transmission service

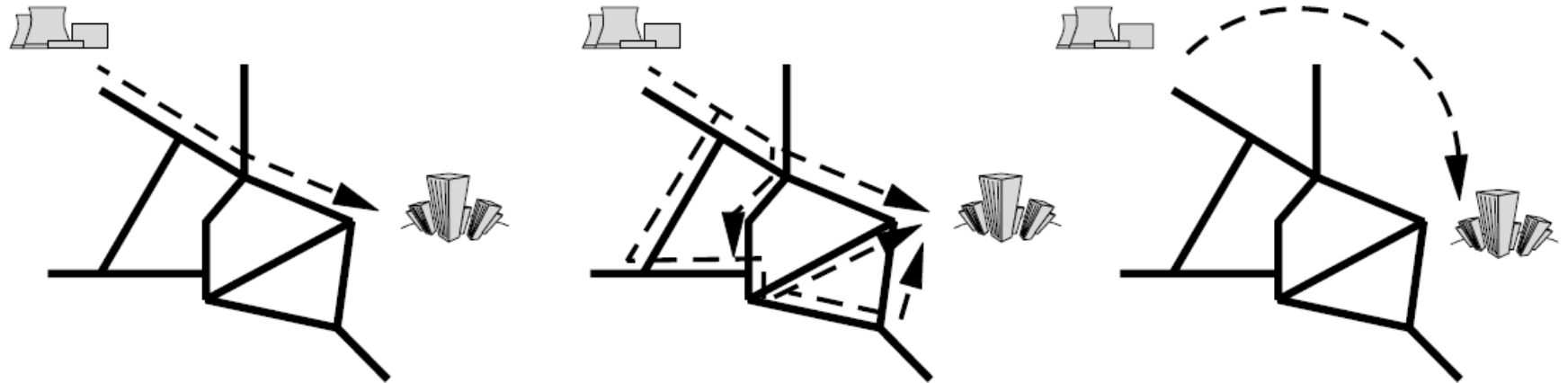
- ・ネットワーク送電サービスは、ネットワーク発電事業者からRTO管内のネットワーク小売事業者への送電に使用される。
 - ・ネットワーク送電サービスを使用すると、RTOの地域内で、ネットワーク顧客は、発電リソースを使用してネットワーク需要を処理できる。また、ネットワーク顧客は、このサービスを使用して、経済的にエネルギー購入しネットワーク需要に対して提供することができる。
- ⇒特定の発電業者からの購入ではなくRTOからの市場価格での購入

Point-to-point transmission service

- ・Point-to-point 送電サービスは、**受電地点**と**払出地点**との間の送電のためのRTOのシステム。これによりRTOの区域の中で電力のインプットとアウトプットが可能となる。
- ・RTOは、さまざまな期間にわたる、ファームまたはノンファームのpoint-to-point 送電サービスを提供している。
- ・ファームサービスは、ノンファームサービスより優先権がある。
- ・ノンファームサービスは、ネットワークおよびファームのサービス処理の後で利用可能な送電容量の範囲で提供される。

送電キャパシティの定義の進化

Contract Path → Link-Based Paths → Point-to-Point
(契約上の送電ルート) (全ての実潮流のルート特定) (Point to Point の考え方)



契約上のルートというフィクション

送電キャパシティは状況により変化する

全ての実潮流

キャパシティを定義するには余りにも多くのルート

実潮流を前提とするが非明示

実現可能性を同時に判定

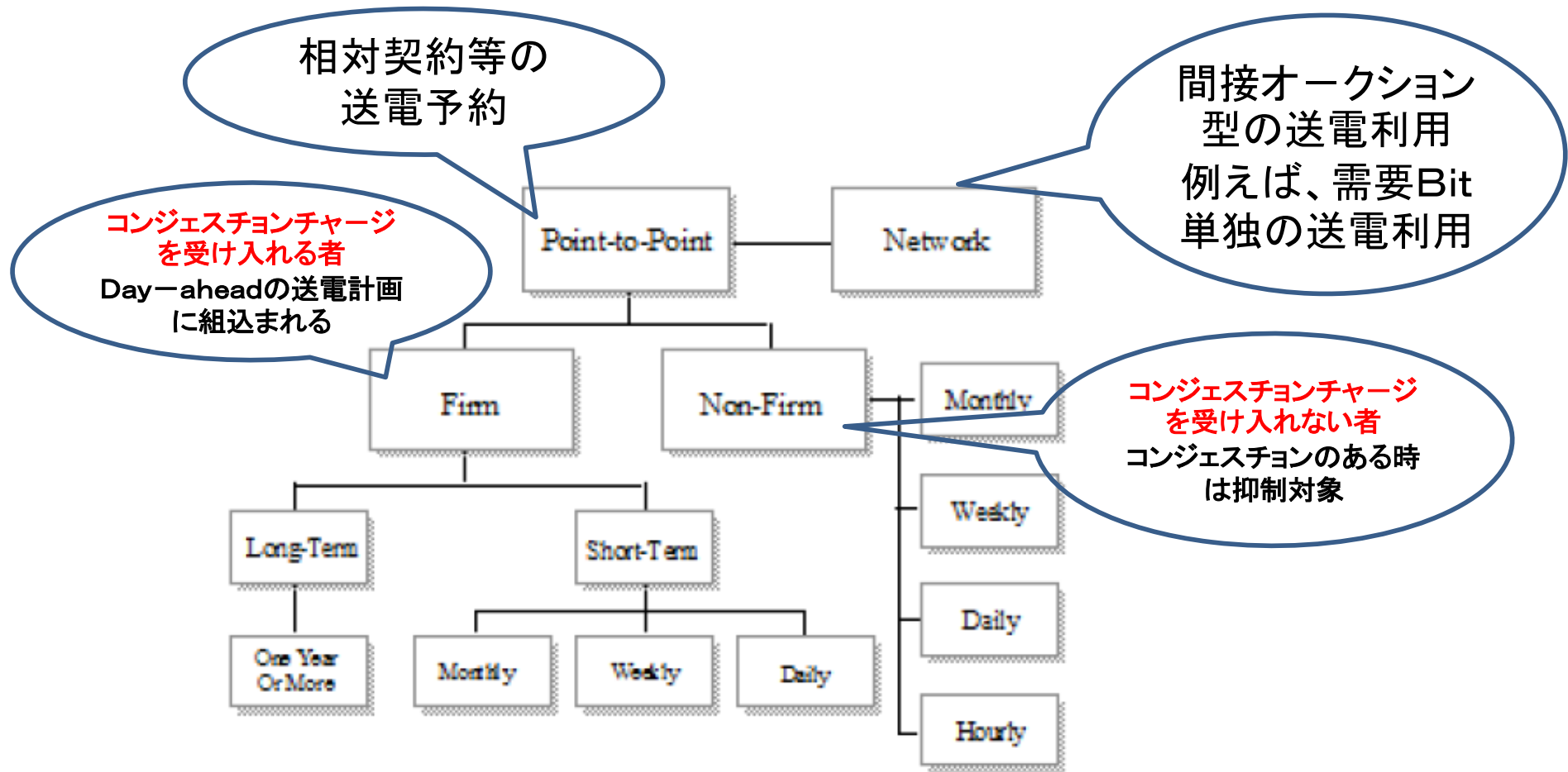


Exhibit 1: PJM Transmission Services (PJM-HP)

注)「Firm Point to point service」も混雑解消の観点等から差別なく
Redispatch、Curtailmentの対象。

○米国のFirmとNon-Firmの相違は、Congestion chargesを受入れるかどうかの差
⇒ノードプライシングが前提

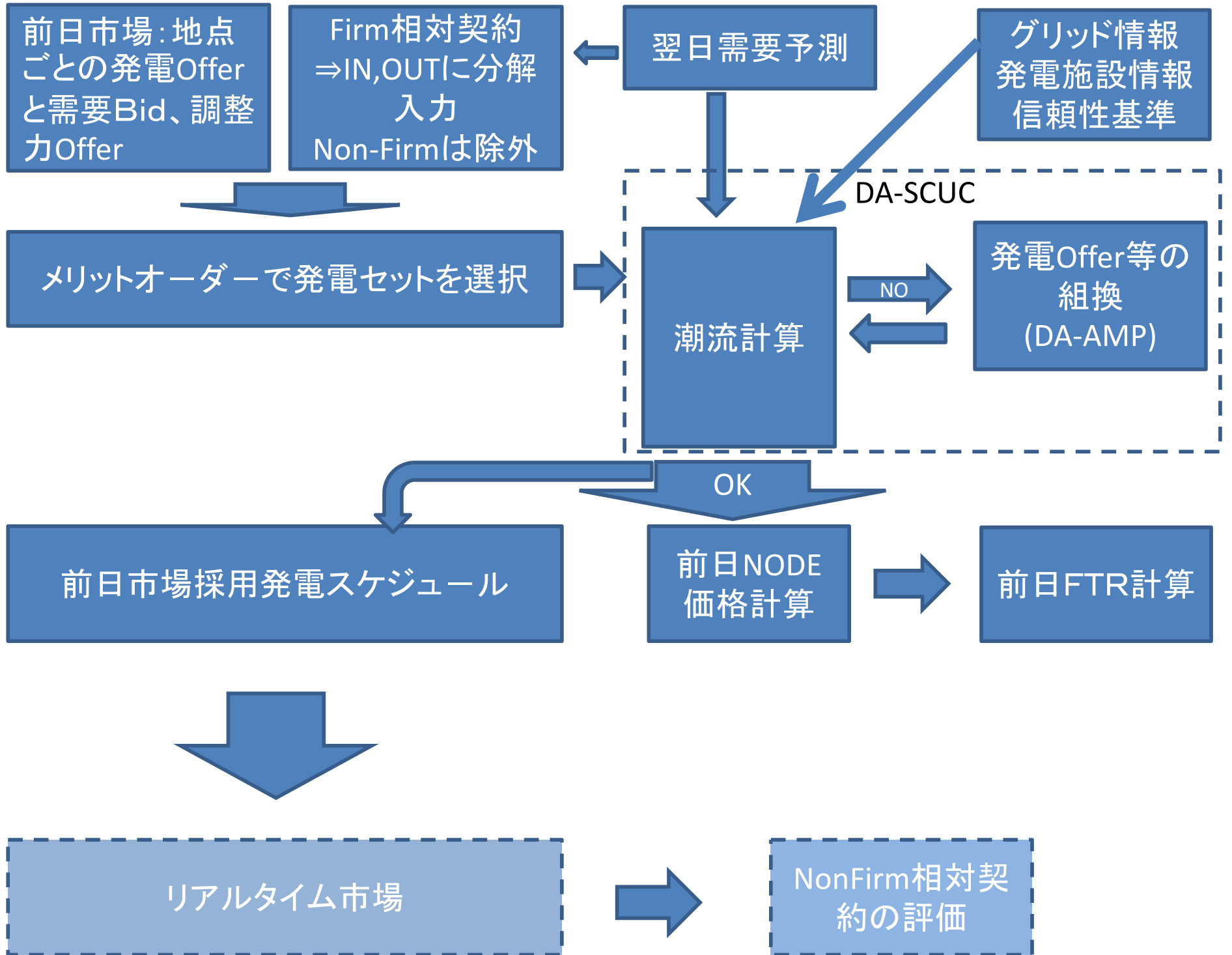
NYISOのpoint-to-point送電サービス

Firm Point-to-Point Transmission Service

- ・Firm Point-to-Point 送電サービスのスケジュールは、発電指令の出る75分前までに提出されなければならない。これ以降のものは、受付られない。
- ・申し込み単位は1000kwh。
- ・送電顧客に変更が生じた場合は、顧客はNYISOにRealTimeマーケットの締め切り前に連絡しなければならない。NYISOは、所要の調整を行う。
- ・Firm Point-to-Point 送電サービスの顧客は、POR、PODの地点をFirmまたは、Non-Firmのベースで変更することができる。
- ・複数のPORを設定し複数の発電所から送電することも可能。
- ・Firm Point-To-Point 送電サービスを利用している顧客は、NYISO OATTの添付書類JおよびNYISOサービス料金表の添付書類Bに従って、re-dispatch 費用が課される。
- ・信頼性維持のためにNYS送電システムで出力抑制削減が必要とされる場合は、出力抑制は送電制約を効果的に緩和する送電契約に対して差別なく行われるものとする。

Non-Firm Point-to-Point Transmission Service

- ・ノンファーム取引とは、混雑費用を支払う意志のない相対取引である。
- ・Non-Firm Point-to-Point 送電サービスは、送電混雑が契約のPORとPODの間に発生しない場合に利用可能となる。
- ・すべての場合において、Non-Firm Point-to-Point 送電サービスは、Firm Point-to-Point 送電サービスおよびネットワークサービスよりも優先度が低くなる。
- ・RTMが閉鎖された後にRTC混雑データを使用してノンファーム取引選択プログラムが実行される。



御静聴ありがとうございました。