

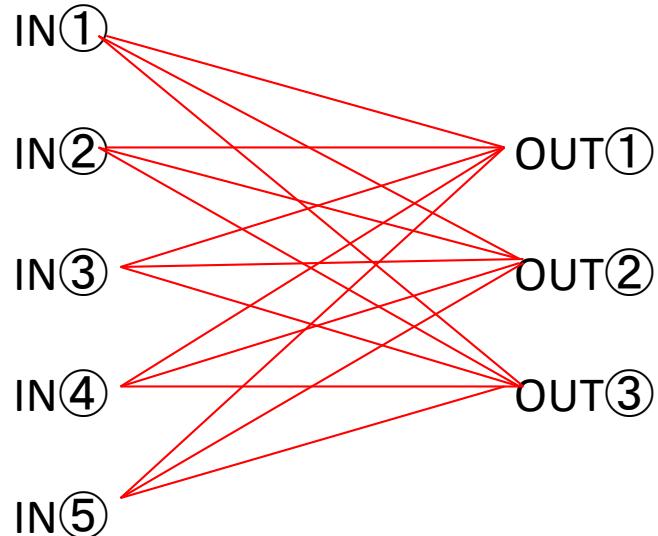
# **電力市場の基礎となるグリッド管理**

平成30年2月13日

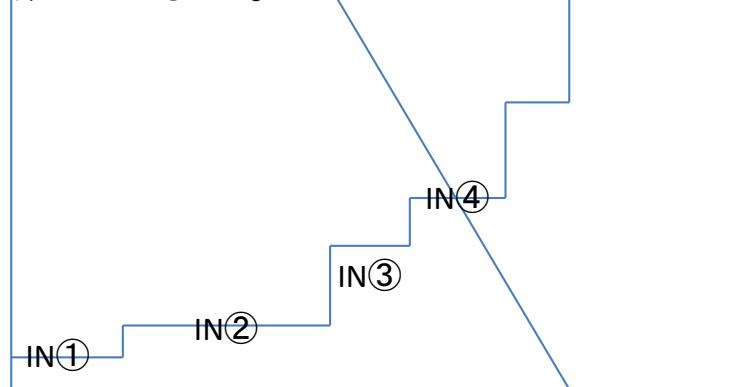
京都大学特任教授

内藤克彦

# 電力市場を支えるグリッド管理とは？



市場取引に参加する多数の需要と供給について、需要と供給の位置・規模に拘わらず、あらゆる組み合わせが可能な状態となないと自由な市場取引が成立しない。



## メリット・オーダー

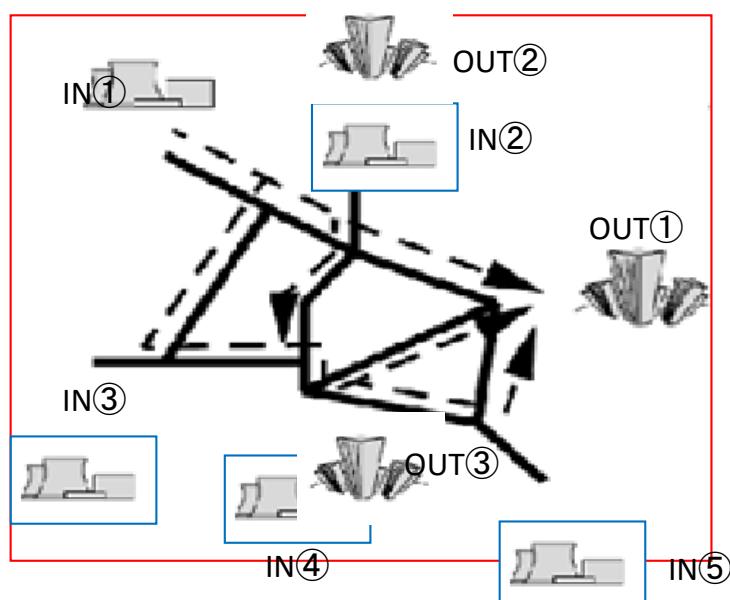
需要に対して、限界価格の安い電源から順に供給して行く。



この例では15通りの供給ルートの内、少なくともメリットオーダーで決まった組み合わせに対応したルートは、確保されなければならない。



## グリッドのオープンアクセス



# グリッドのオープンアクセス

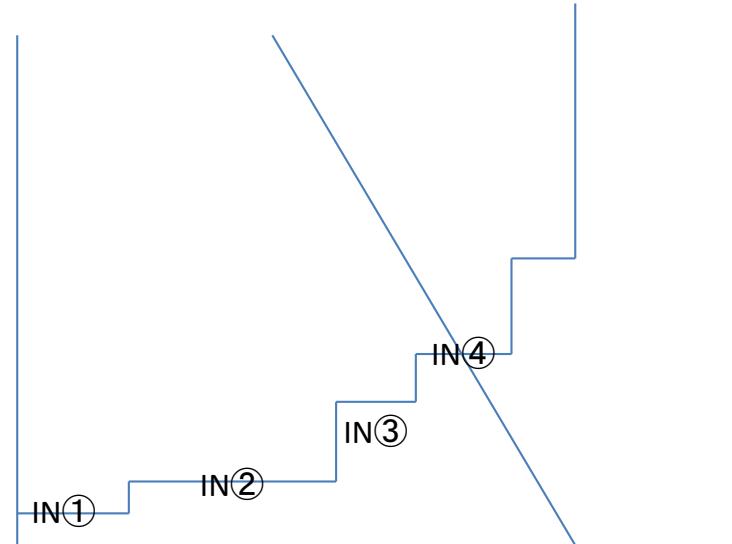
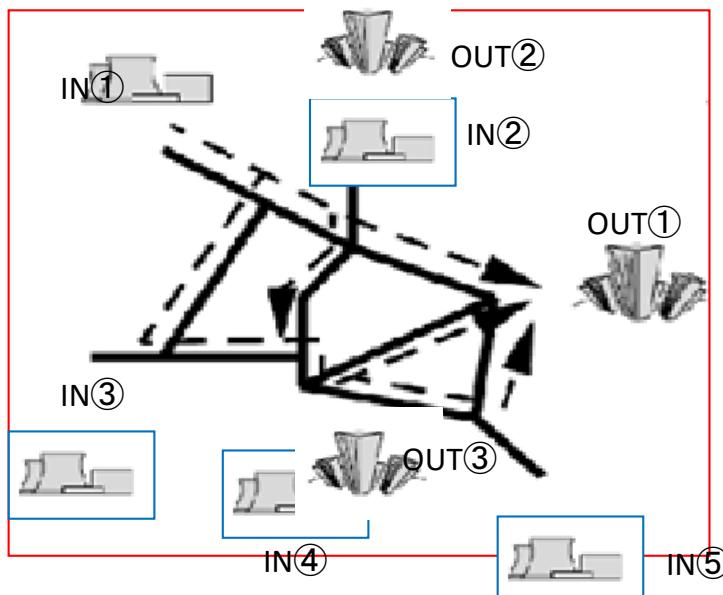
⇒接続に対する障壁を設けない

## ○接続に対する障壁は設けない

需要に対して過剰の発電設備が接続されたら？

⇒メリットオーダーにより市場選択された発電のみから供給される。

⇒当然、時刻毎に異なる組み合わせとなる。

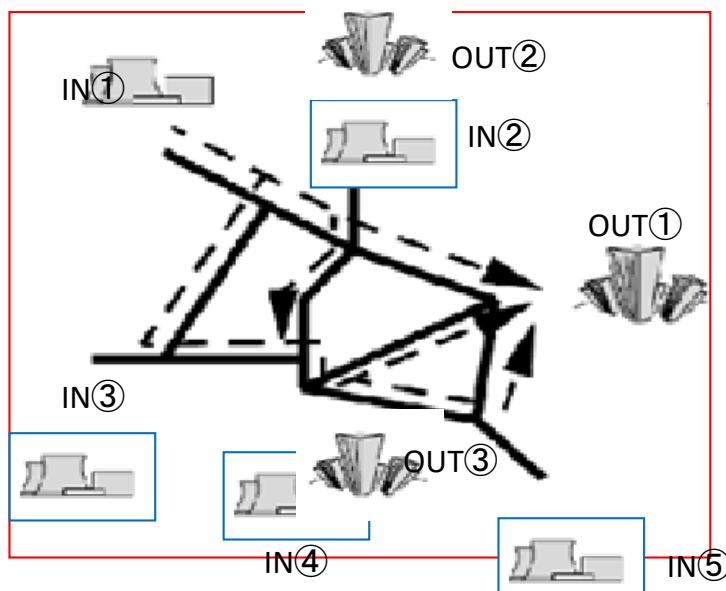


IN①、IN②、IN③ 100%稼働  
IN④ 50%稼働  
IN⑤ 0%稼働

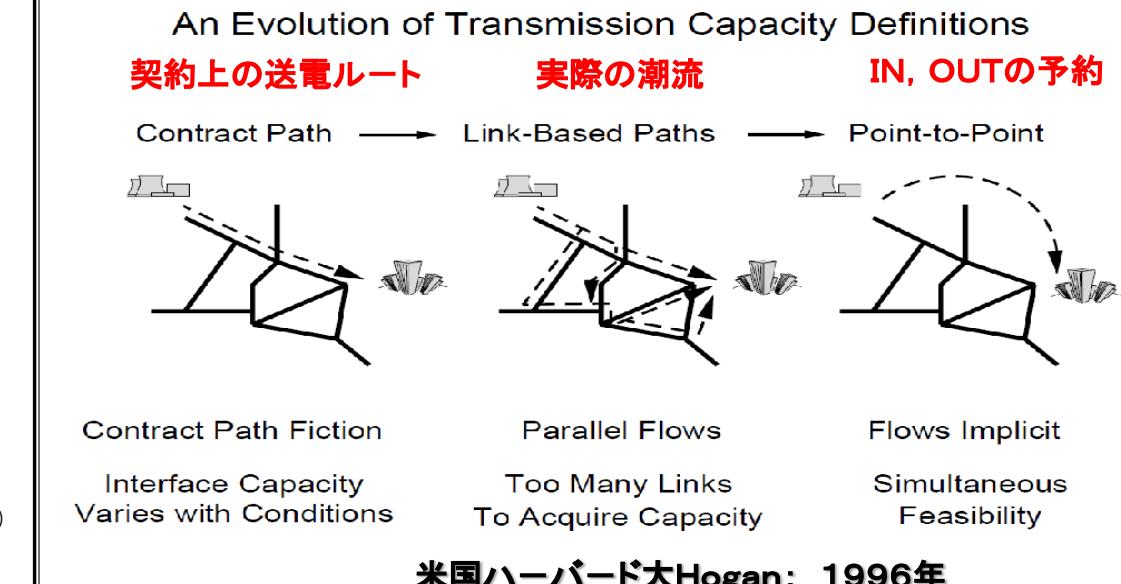
	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	..	21-22	22-23	23-24
IN	①	0	0	0	○MW		0	0	0
IN	②	0	0	●MW	●MW		●MW	●MW	0
IN	③	△MW	△MW	△MW	△MW		△MW	△MW	△MW
IN	④	◆MW	◆MW	◆MW	◆MW		◆MW	◆MW	◆MW

# メリット・オーダーの選択の結果は、 グリッドに収容できるのか？

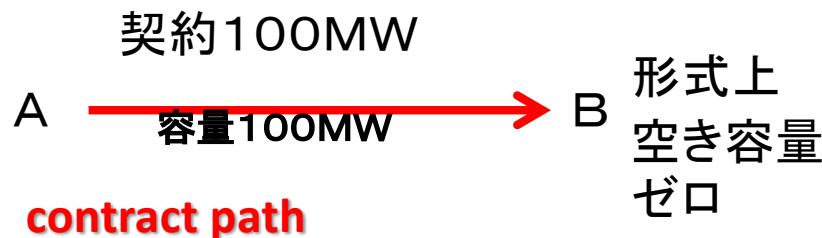
○実際のグリッドは複雑



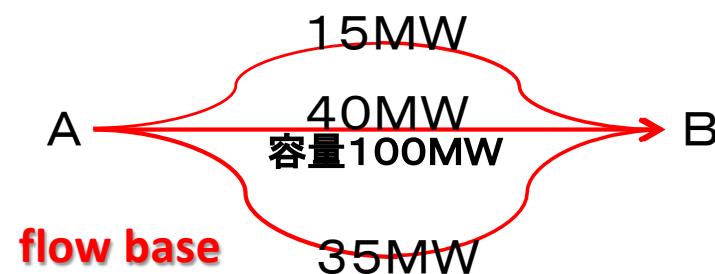
The **fictional contract path approach** would  
not work in theory!



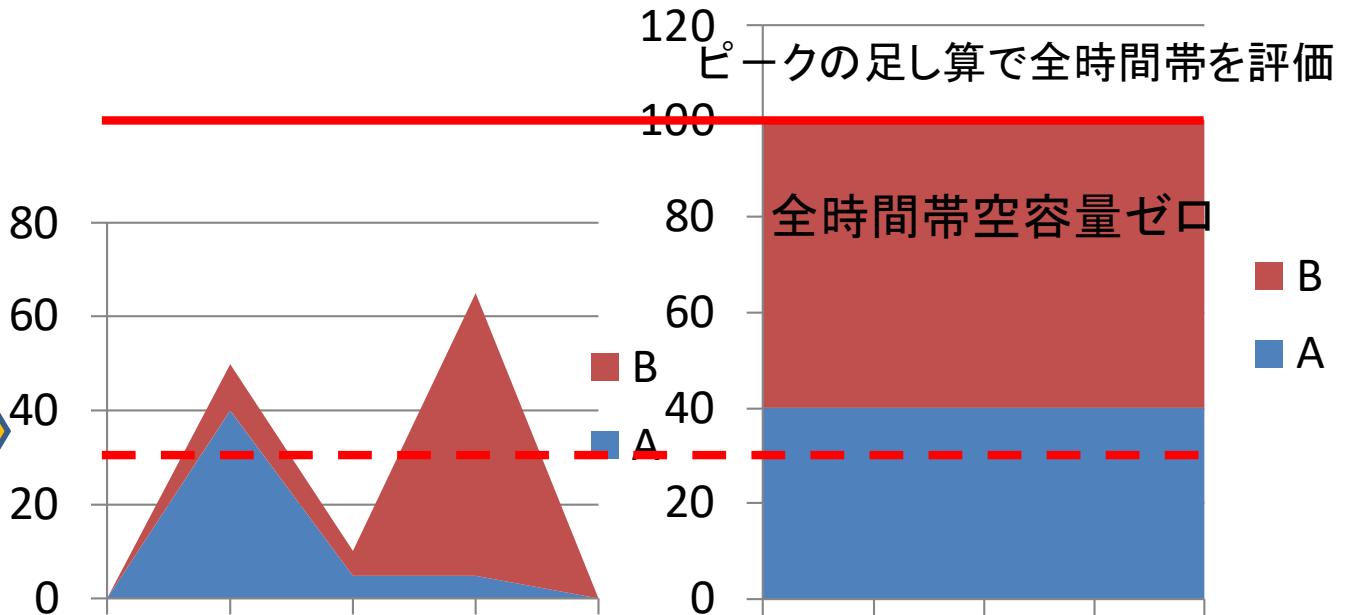
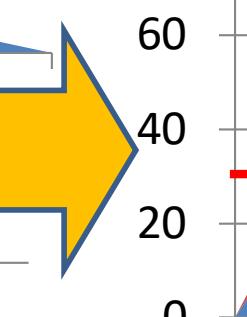
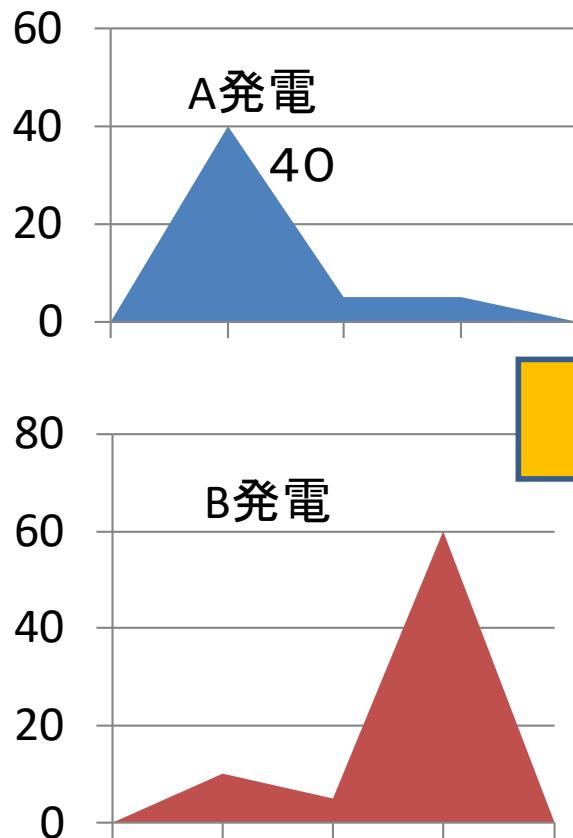
人為的に設定した契約上のルートを電力が  
流れると仮定して容量割当て



実際の電力は、あらゆる可能なルート  
に配分されて流れる



# 米国で20年前に行われた改革



実際には、各発電の年間ピークが重なる確率は、極めて小さく、また、年間ピークとなるのも数時間だけ。

従来は、各発電の計画ピークの足し算→ピークの足し算なので直ぐに満杯

\* 全ての発電が同時に最大出力になるわけではない。

時間区分毎の実潮流合計 ≠ 各電源の最大出力の合計



契約出力ピークのスタティックな机上の足し算ではなく、時刻毎にリアルタイムで実際に流れる電力、リアルタイムの需要予測・発電予測に基づくダイナミックな送電容量管理に変更

# 電力グリッドはどのように機能するのか？

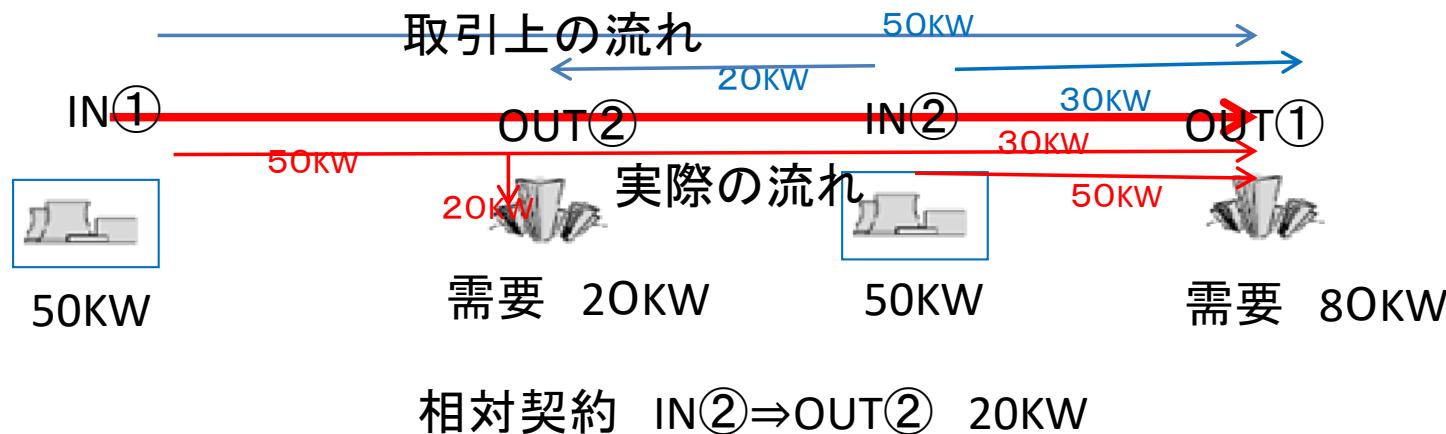
例えば、

相対契約A 供給 IN② 20KW ⇒ OUT②

市場取引 IN②30KW、IN①50KW  
OUT①50KW

取引上は IN①→OUT①に50KW の流れ  
IN②→OUT①に30KW  
IN②→OUT②に20KW

実際は IN①→OUT②に20KW の流れ  
IN①→OUT①に30KW  
IN②→OUT①に50KW

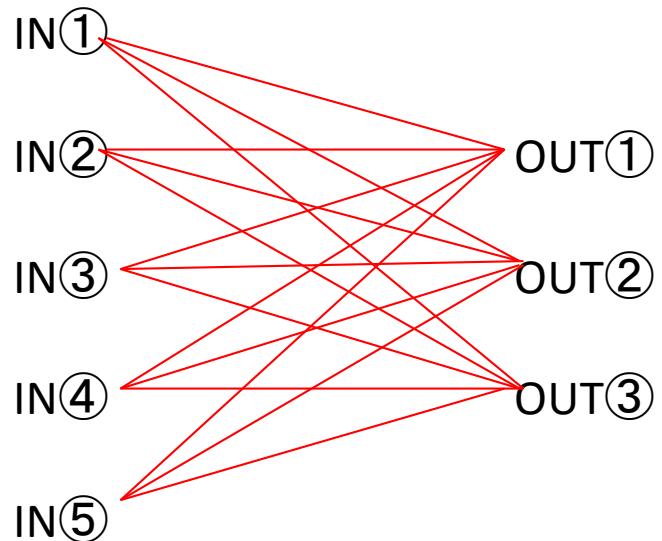


○取引とは無関係に最小ロスになるように実潮流は流れる。

⇒物理法則に従う、実潮流が最も効率的

○距離の概念を含む託送料は無意味。

○例えば、相対契約Aによる契約ベースの送電占有を行う事自体に意味がない。



○市場で決まるあらゆる組み合わせに係る、送配電ルートについて、ルートごとに契約をすることは非効率

○需給の状況に応じて時々事刻々と変化する送配電ルートについて、全て契約するのは非効率

○一部の組み合わせだけ、契約ルートを占有するのは、不公平



## Point-to-Pointの 送電キャパシティ管理の考え方

## 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。

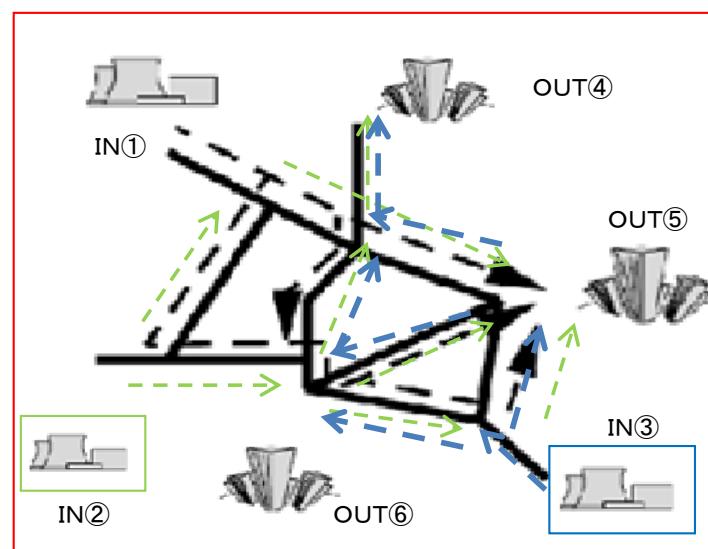
Point-to-Pointの考え方とは何かというと、全ての送電利用者に、「**IN**」と「**OUT**」**地点、時間・期間、量を提出**させ、**グリッド全体で一挙に実潮流計算**を行い、全ての組み合わせが**グリッドに受け入れられるか**を同時に**かつ時刻毎に判定**するというものである。

# 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。
- これらを同時に投入し、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、投入されたIN(発電)またはOUT(需要)は、容量内にあるということで、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
- 空抑えとなつ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	□MW

FERC:1996年に「**15Proposed 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つた場合の調整

Re-dispatch ?

出力抑制 ?

ノーダルプライシング ?

○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つた場合は、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 → ノーダルプライシング

# 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

欧洲: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

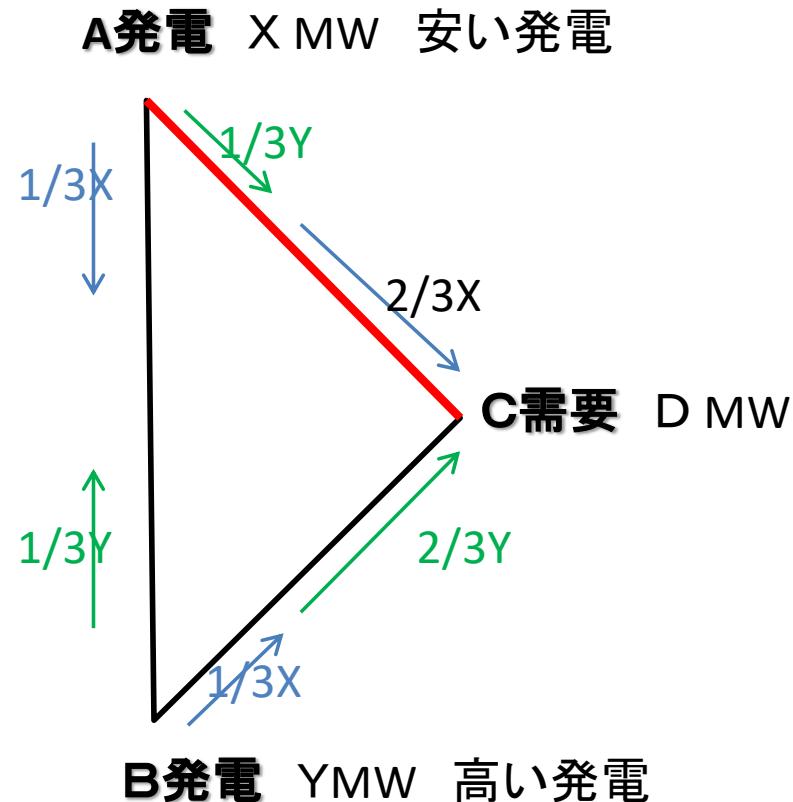
欧洲:出力抑制は全て補償(EU指令で90%以上の補償が義務)

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 送電模式図

米国ハーバード大Hogan: 1996年



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

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

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

- 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

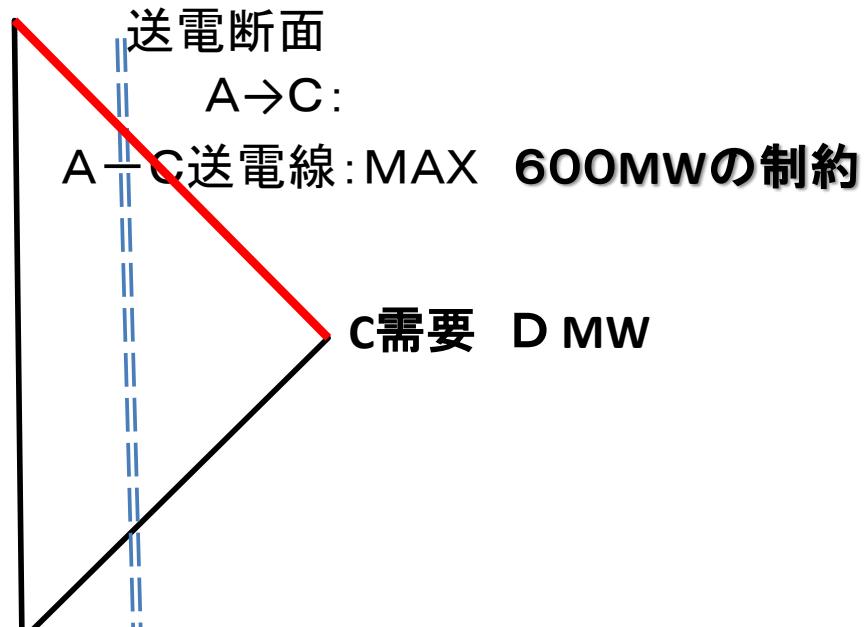
$A - B$ 送電抵抗/インピーダンス =  $B - C$ 送電抵抗/インピーダンス =  $A - C$ 送電抵抗/インピーダンス と仮定

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

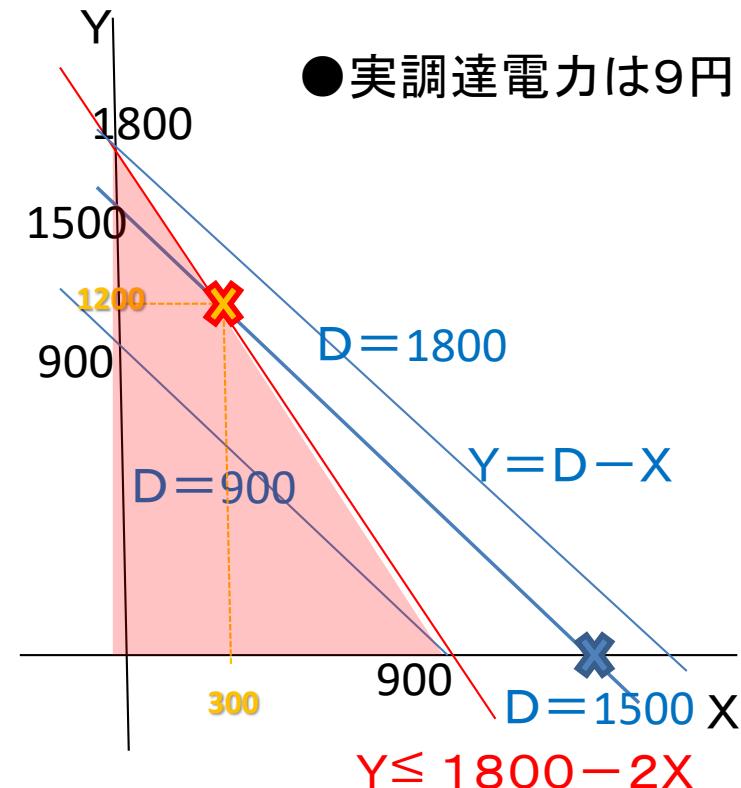
# 送電制約がある場合のRe-Dispatch

●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。✖

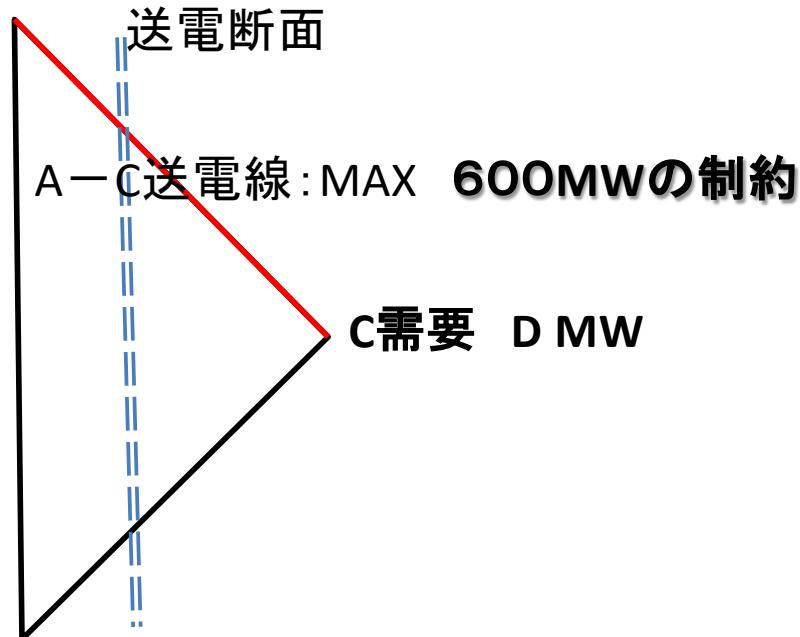
○需要:1500MWの時にキャパシティに収まり、最もCの調達価格が安くなるのは、Aから300MW(0-300)、Bから1200MW(1500-1200)の供給の時。✖

○A発電:1500→300、B発電:0→1200へのre-dispatch、C需要:5円で供給(統一価格)  
調達価格のアップ分は、TSOの経費としてグリッド・タリフで徴収

# 送電制約がある場合のプライシング

## …ノーダル・プライシング

A発電 発電量X MW 5円/電力



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△Wの需要増に対応するためには、**

**A発電の増△XとB発電の増△Y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。**

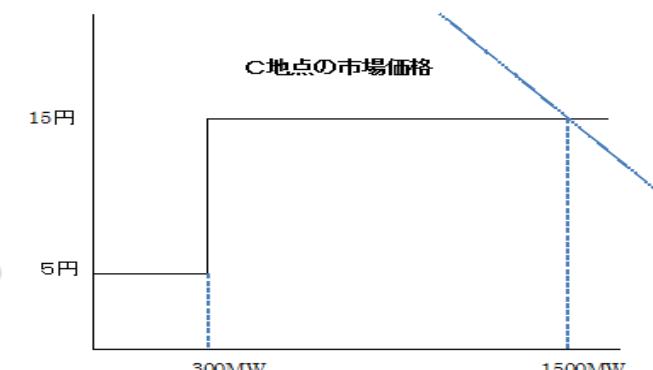
需要が900 MW以下で送電制約の影響を受けない場合(A-C間が600MW以下)には、最も安いC=5円(=A=B)

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**

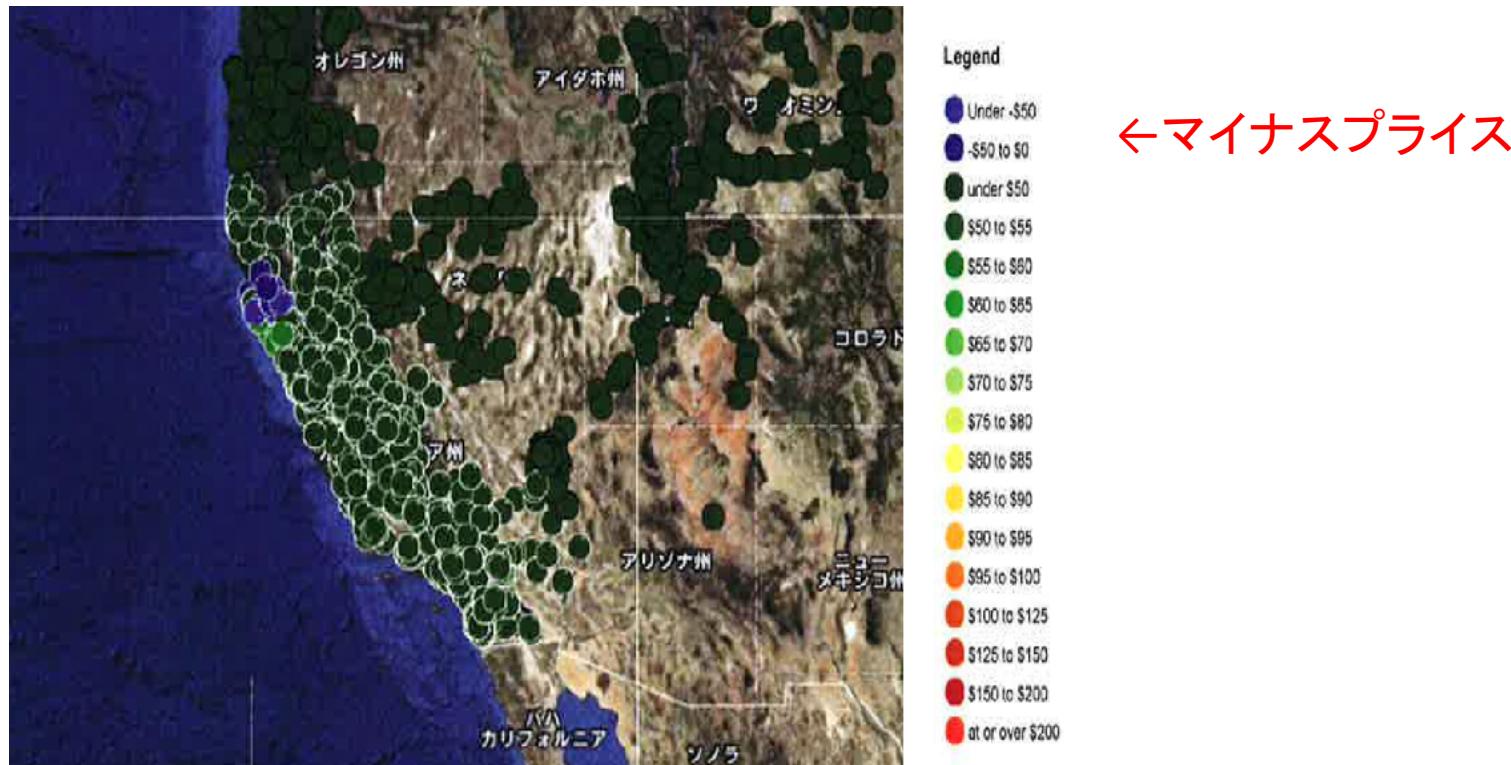
$$C_{\text{需要地点の調達価格}}: (5 * X + 10 * Y) / (X + Y)$$

**C地点のNODE市場価格**



# ノーダル・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://wwwmobile.caiso.com/Web.Service.Chart/priccontourmap.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。

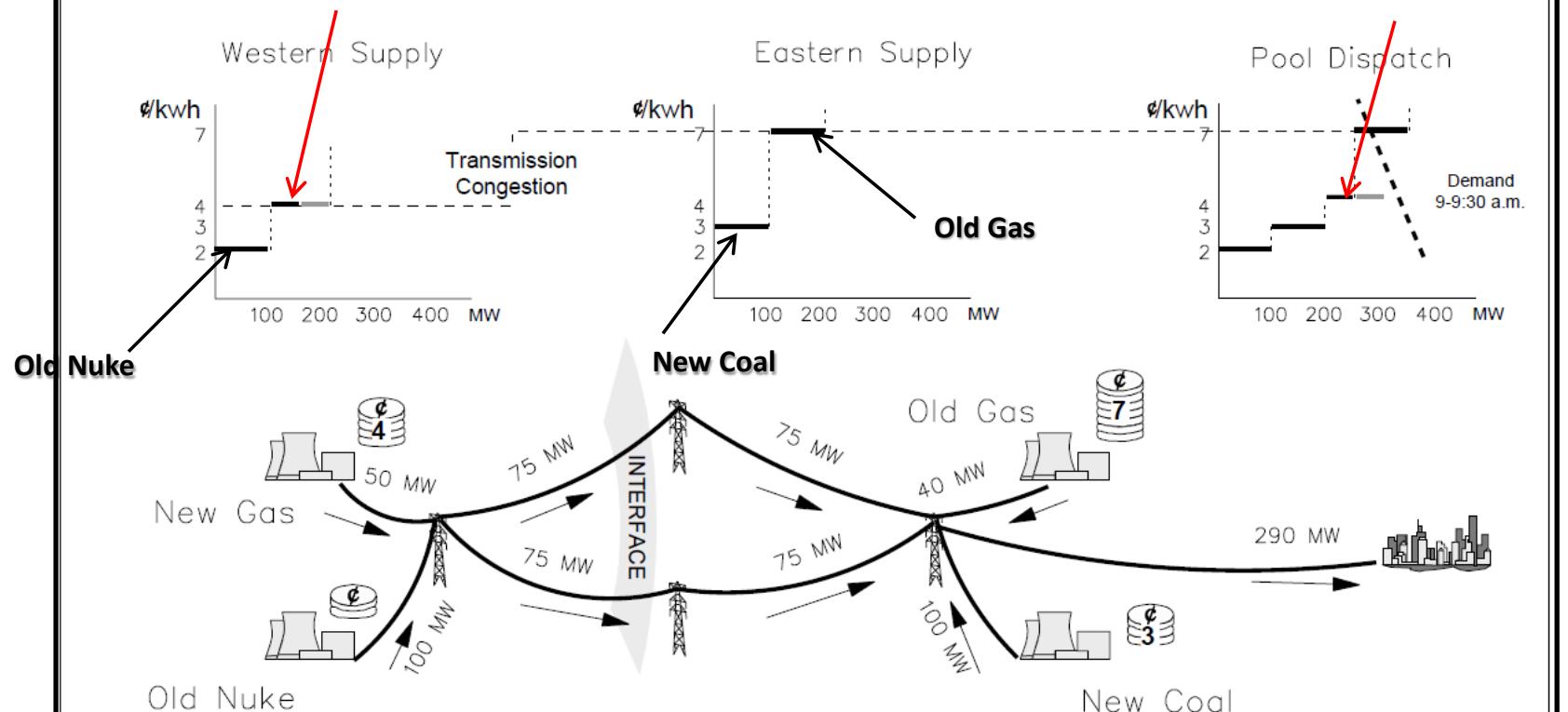
Figure 18

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

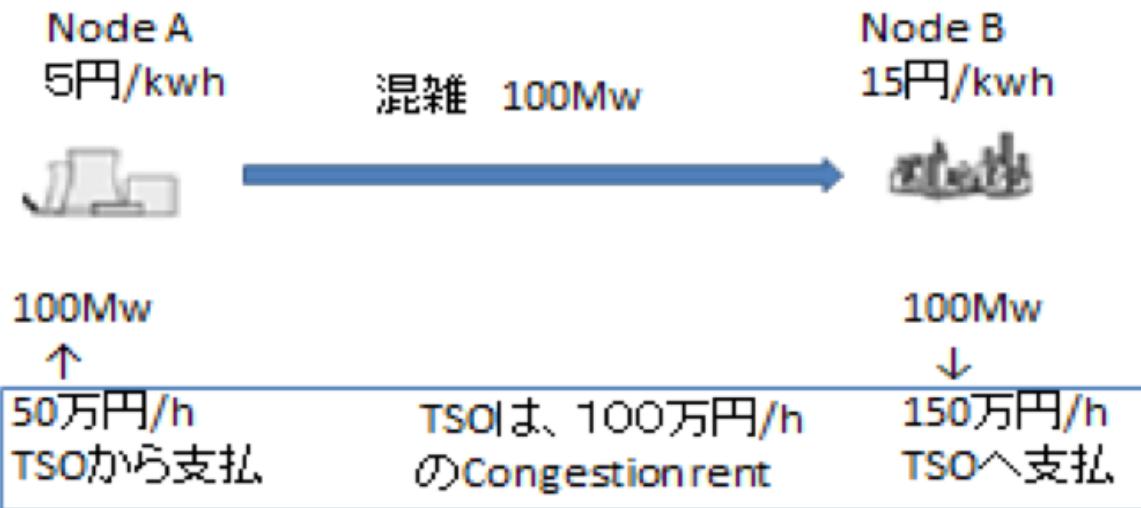
米国ハーバード大Hogan: 1996年

グリッド・ネットによる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り会社の収益増加ユーザーの利益となる。
- 米国では、小売り会社=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はコンジェスチ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 → コンジェスチ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(C一rent)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。

# グリッド使用料の考え方は？

- Point to Pointの送電管理においては、  
距離の概念は無く、IN or OUTのKWH当たりの料金ということになる。  
「託送料」のような「AからBへ運ぶ」概念ではなく、  
「グリッド」の使用料という概念。  
  
⇒したがって、「入口」と「出口」をペアで指定する必要はない。
- オープンアクセスの考え方から、接続時の負担金の類は存在しない。  
グリッド設備の増強は、当然、資産とするグリッド側の負担。  
→グリッド使用料で広く薄く回収(一般負担)
- ドイツ等の欧州の多くの国では、広義の電力サービス提供側に当たる、発電(IN)からは原則として徴収していない。需要側(OUT)からの徴収。
- 発電(IN)から徴収する場合も、基本的には公平なKWH当たりの料金

Table 4.1. Main characteristics of TSO tariffs in Europe

	Sharing of network operator charges		Price signal		Are losses included in the tariffs charged by TSO?	Are system services included in the tariffs charged by TSO?
	Generation	Load	Seasonal / time-of-day (1)	Location		
Austria	43%	57%	No	No	Yes	Yes
Belgium	7%	93%	XXX	No	Not included for grid >= 150 kV	Tariff for ancillary services
Bosnia and Herzegovina	0%	100%	No	No	No	No
Bulgaria	0%	100%	n/a	n/a	Yes	Yes
Croatia	0%	100%	X	No / post stamp	Yes	Yes
Cyprus	0%	100%	N/A	N/A	Yes	Yes
Czech Republic	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Denmark	5%	95%	No	No	Yes	Yes
Estonia	0%	100%	Yes	No	Yes	Yes
Finland	18%	82%	X		Yes	Yes
France	2%	98%	/ XXX	No	Yes	Yes
Germany	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Great Britain	TNUoS 27% BSUoS 50%	TNUoS 73% BSUoS 50%	XX	TNUoS locational, BSUoS non-locational	No, recovered in the energy market	Included in BSUoS tariff
Greece	0% (TUOS and Uplift charges)	100% (TUOS and Uplift charges)	X	No	No, recovered in the energy market	Included in Uplift charges
Hungary	0%	100%	No	No	Yes	Yes, recovered by specific tariff, Tariff for ancillary services
Iceland	0%	100%	No	No	Yes	
Ireland	25%	75%	No	Generation only	No, recovered in the energy market	Yes
Italy	0%	100%	No	No	No	Yes
Latvia	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Lithuania	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Luxembourg	0%	100%	No	No	Yes	Yes
FYROM	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Montenegro	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Netherlands	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Northern Ireland	25%	75%	XXXX Load	Generation	No	No
Norway	40%	60%	XXX	xxx	Yes	Yes
Poland	0%	100%	No	No	Yes	Yes
Portugal	9%	91%	XX	No	No, included in energy price	No, included in energy price
Romania	19%	81%	No	Generation and Load	Yes	Yes
Serbia	0%	100%	X	No	Yes	Yes
Slovak Rep.	3%	97%	No	No	Yes	Yes
Slovenia	0%	100%	XX	No	Yes	Tariff for ancillary services
Spain	10%	90%	XXX	No	No, they are recovered through the energy market	No, they are included in the energy price
Sweden	39%	61%	No	Yes	Yes	40% of primary reserve
Switzerland	0%	100%	No	No	No, there is a separate tariff for losses	No, there is a separate tariff for ancillary services

## OTSOの収入はTSOタリフより

- TSOタリフは「発電側ではなく需要側に課す」のが欧州では基本

- TSOタリフ: 平均1.2円/kwh (2015年)

- 利用KWH単位の負担が基本

	2015	△ 2015/2014
Average European UTT	9.40 €/MWh	+ 2.54 %
• Due to TSO Costs	7.98 €/MWh	+ 1.24 %
• Due to Non-TSO Costs (*)	1.42 €/MWh	+ 9.80 %

**御静聴ありがとうございました。**