

米国の環境エネルギー政策

内藤克彦

2016/7/19

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](https://www.exxonmobil.com))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。

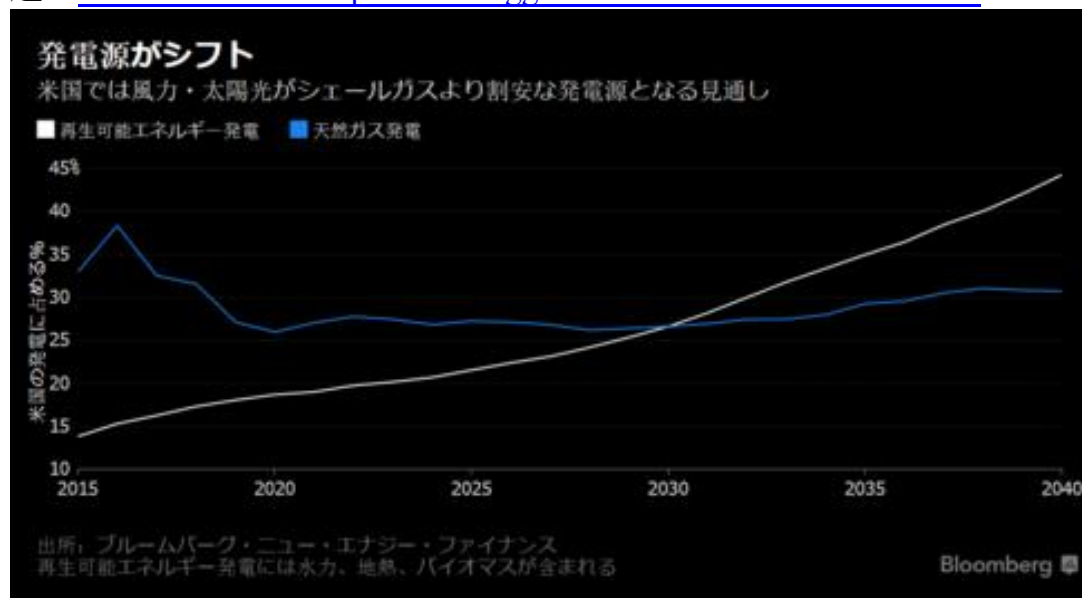
今回の方針表明について、エクソンは声明で「化石燃料への反対姿勢を踏まえれば、(エクソン株の)処分に驚きはない」とした

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 (B N E F) 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。B N E F 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。B N E F 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](#)



「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っ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2800万キロ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。

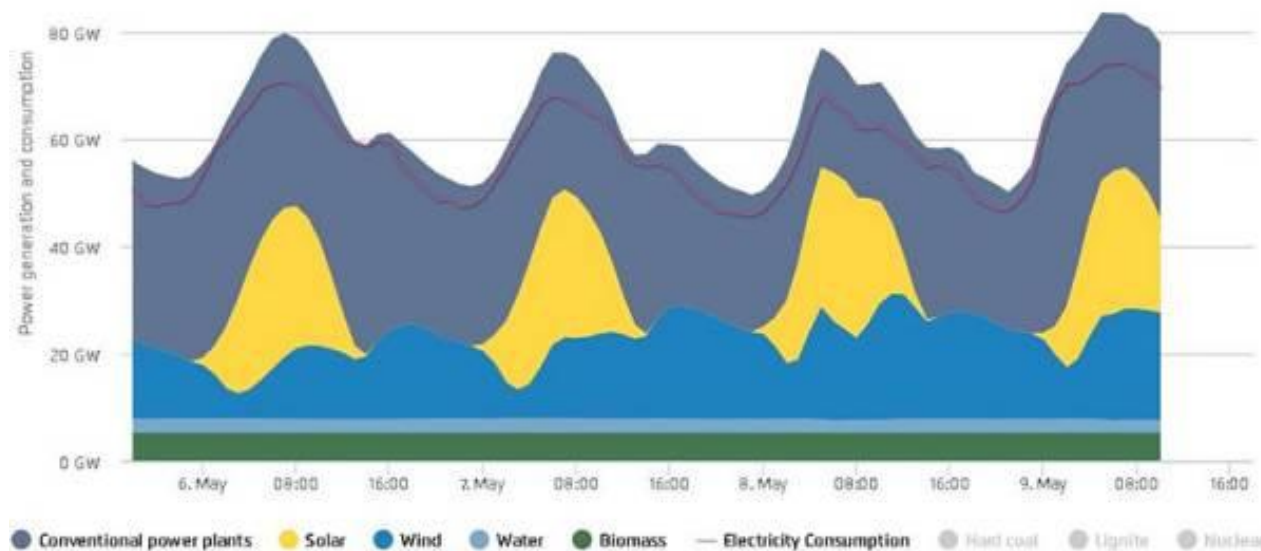
コールデコット氏は報告書のシナリオの一つの中で、そうした資産を760億ドルと推計している。同氏は日本の石炭火力推進計画の核心にある欠陥として、電源構成の変化が加速するリスクを無視している点を挙げる。

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、石炭火力発電にとって「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。

ドイツ、再生エネルギーによる発電量が一時的に総需要量の95%に到達

ドイツで8日午前11時、ソーラー発電、風力発電、水力発電、バイオマス発電を合計した再生エネルギーによる発電量が一時的に57.8 GWに達し、電力総需要量の95%に達したことが判った。8日午前は、ドイツ全土が晴天となり、ソーラー発電量が増加したこと、更に、ドイツ全土で強い風が吹くことで、風力発電量も増加したことが、一時的に再生エネルギーによる発電量が大きく増大する要因となった。ドイツの電力各社は、こうした事態の発生を受けて、再生エネルギーに対して一時的にマイナスの買取価格を設定することで需給バランスの掌握に務めた。

Source: Agora Energiewende



1. 米国の制度

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

◎米国の連邦エネルギー規制委員会(FERC)の一連の電力システム改革

経済の各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、送配電網が持つ自然独占的な性格から生ずる排他性に起因して、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。

◎ニューヨーク州のREV(2014年改定エネルギービジョン)

・今の電力システムは、発電施設等の利用率も低く、IT技術の導入が他産業に比べ進んでいないなど非効率で、顧客ニーズの進化に対応しておらず、R&Dも進んでいない。

→「インテリジェント ネットワーク プラットフォーム」の考えにより配電システム(DSP)を構築することによりこうした状況を改善する

→ 多様な分散型エネルギー資源(DER:再生エネだけではなく、CHP、系統内蓄電池、EV、DSM等のエネルギーシステムに関する分散型資源の総称)を取り扱えるシステム・料金体系により顧客のニーズ進化に柔軟に対応し、効率化・コスト低減を図ることが目標。

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

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

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)

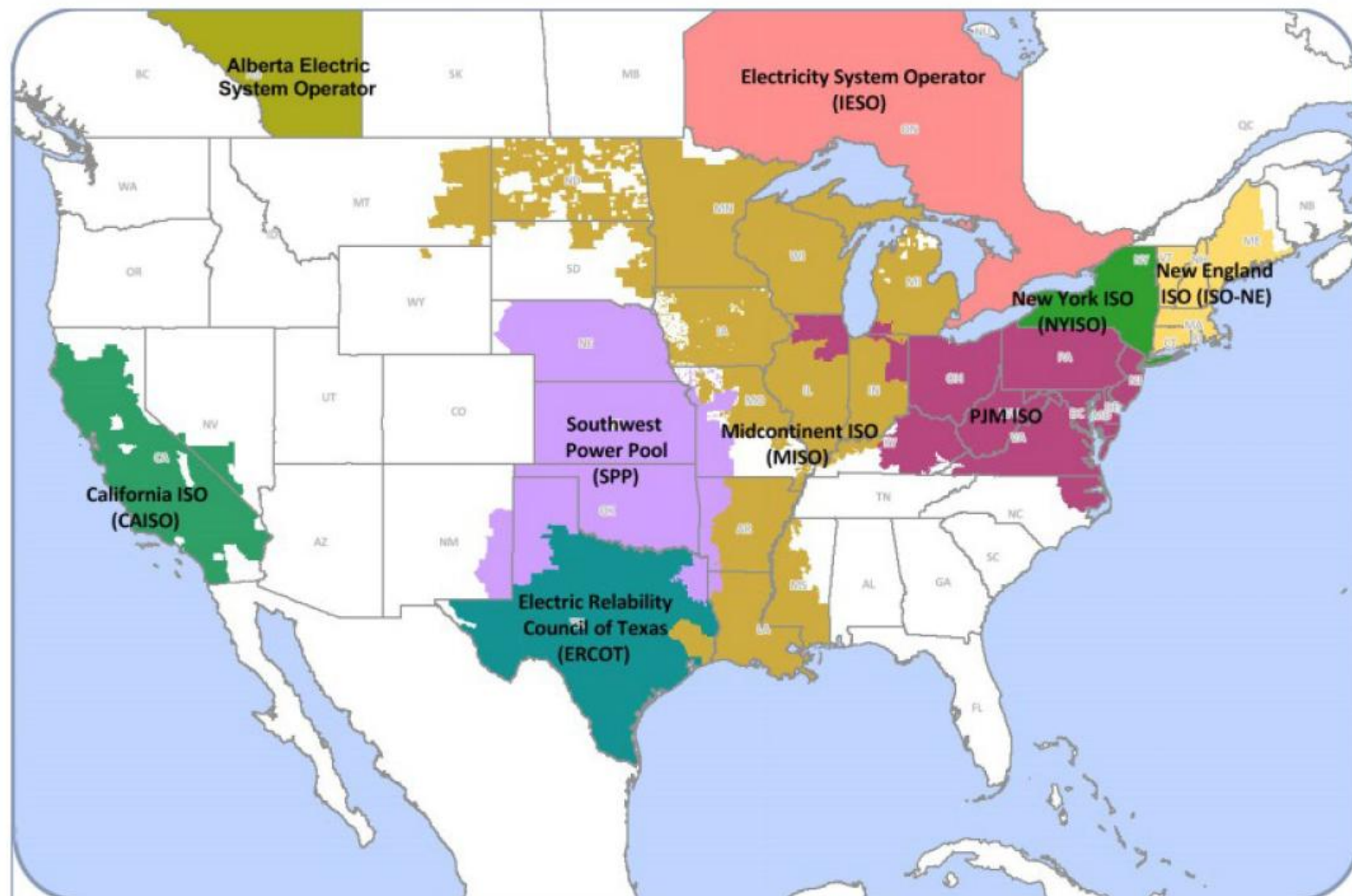
- ・情報のシェアシステムOASIS
(Open Access Same-Time Information System)
への情報開示の義務付け
- ・関係者の公平な情報アクセス

◎ PECOの電気料金請求書の例

PECO ENERGY		BILLING DETAIL	
Account Number: 50-02-22-000000		JOHN CUSTOMER	
Energy Used This Month		Meter Reading Information And New Charges	
Rate R Electric Residential Service		METER #9 60000000	
To March 2, 1999	24129 - Actual Reading	新規参加者を選択した場合の発電料金	
From February 2, 1999	23629 - Actual Reading		
Kilowatt Hours (kWh) billed for 30 days	00500		
PECO Energy Charges			
Customer Charge	\$ 5.10		
Distribution Charges	\$22.85		
Transition Charges	\$ 9.10		
Total Basic Charges for 500 kWh	\$37.05		
ABC Company Charges / 1-800-111-2222			
Generation and Transmission Charges (\$ 0.575 x 500 kWh)	\$28.75		
Total Basic Charges for 500 kWh	\$28.75		
New Charges		\$65.80	

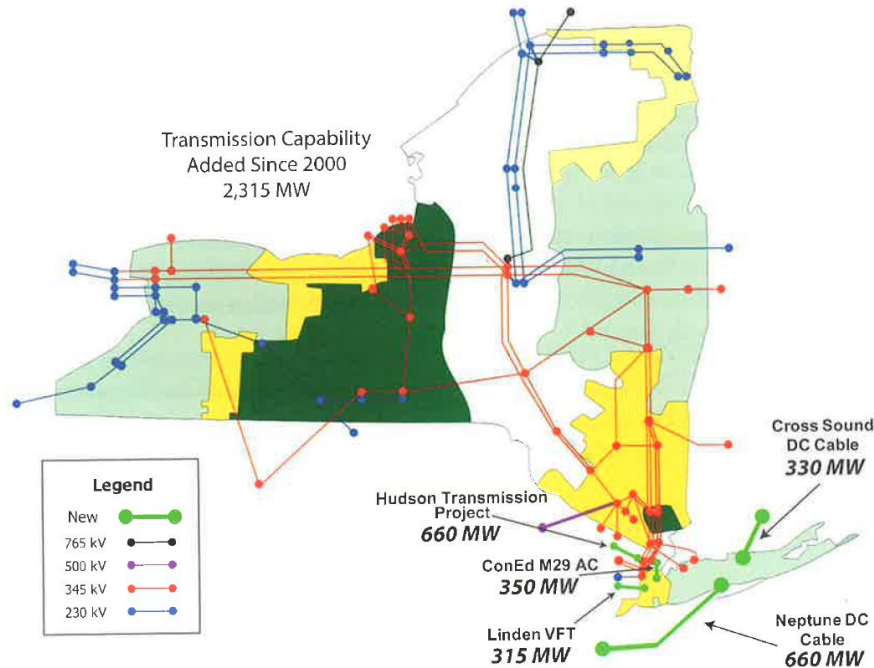
米国のISO・RTOの根拠規定は、必置規定ではないため、全ての州・地域にISO・RTOが置かれているわけではない。人口密集地域は概ねカバーしているが、ISO・RTOの置かれていない州も多い。

U.S. Regional Transmission Organizations Regions



source: "Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO)." 2015. Washington, D.C.: Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Accessed September 2015, <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>.

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.

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。

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。



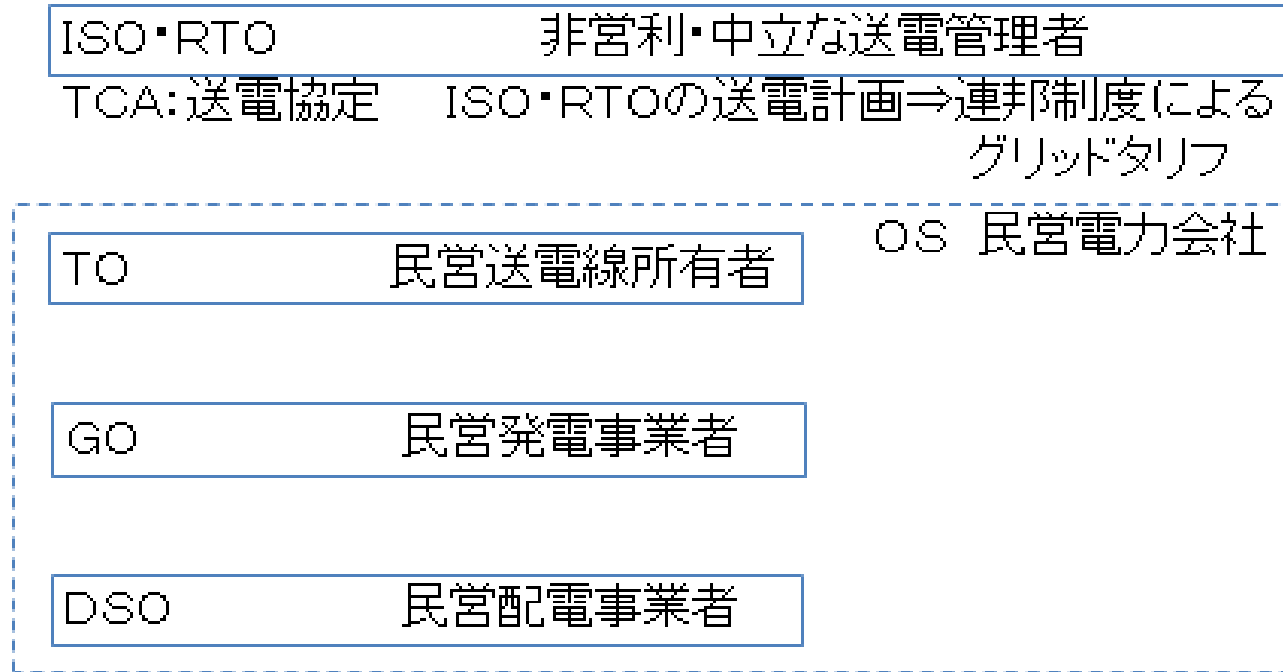
<http://www.mobile.caiso.com/Web.Service.Chart/pricecontourmap.html>

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。

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。

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

Order No. 890 (2007年)

- ・ **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。関係者全員の参加の下に計画策定。

Order No. 1000 (2011年)

- ・ **州を越えた広域の送電計画の策定義務**。費用負担、連邦タリフの計画も含む。

Order No. 890の趣旨に沿って新規参入者等も含み策定。

- ・ NYISO: 州際の市場取引がある卸売市場の場合には、州内の送電線のための計画であってもOrderNo. 1000の対象となる。完全に独立しているのはテキサスのみ。

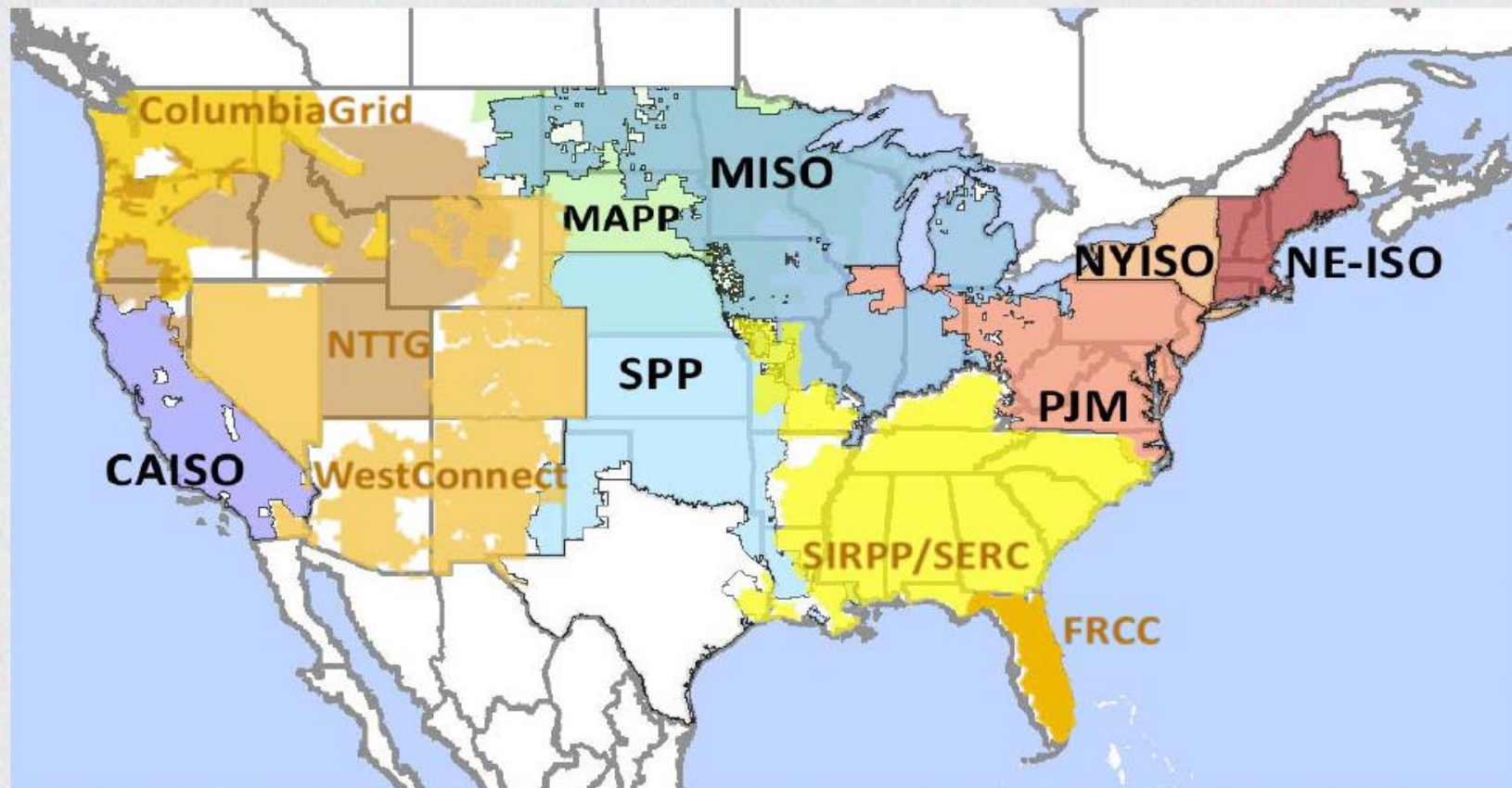
Order No. 1000

Federal Energy Regulatory Commission

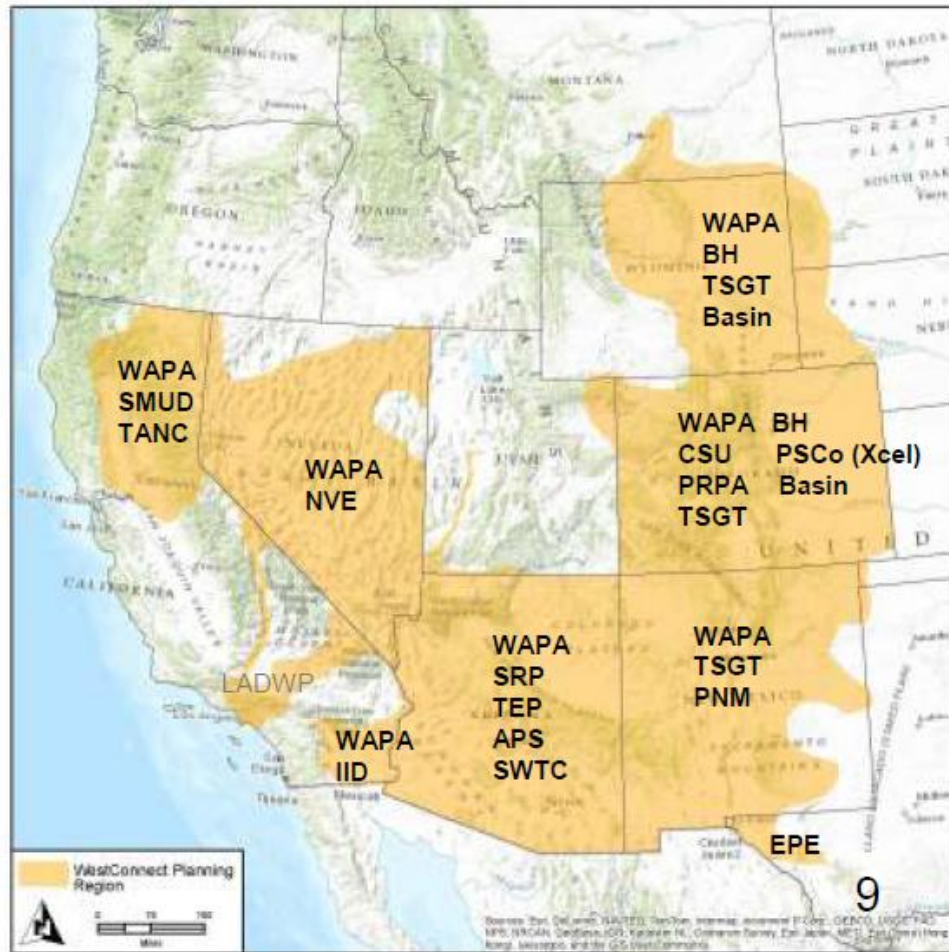
- Planning Requirements
- Cost Allocation Requirements
- Nonincumbent Developer Requirements
- Compliance

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



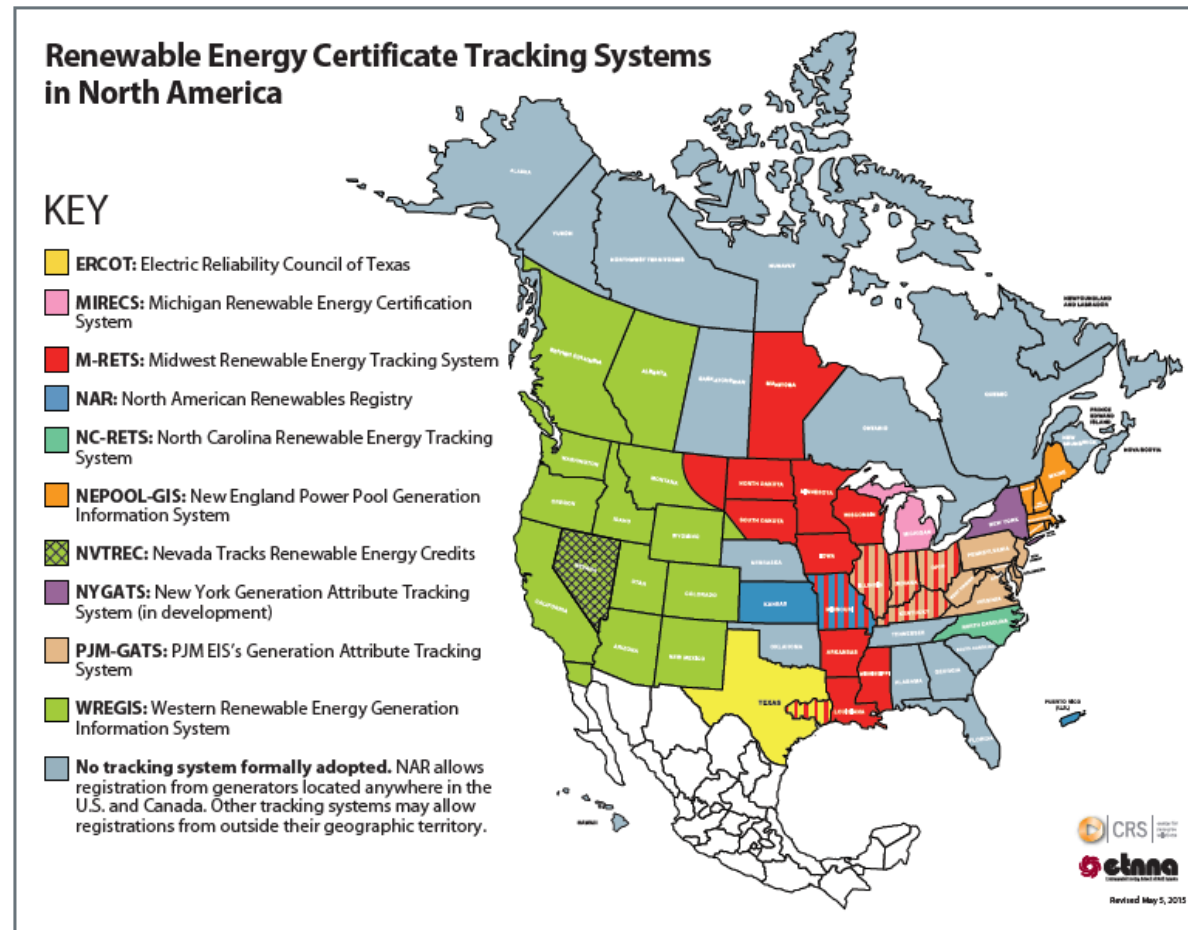
WestConnect Planning Region

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

Renewable Portfolio Standard Policies

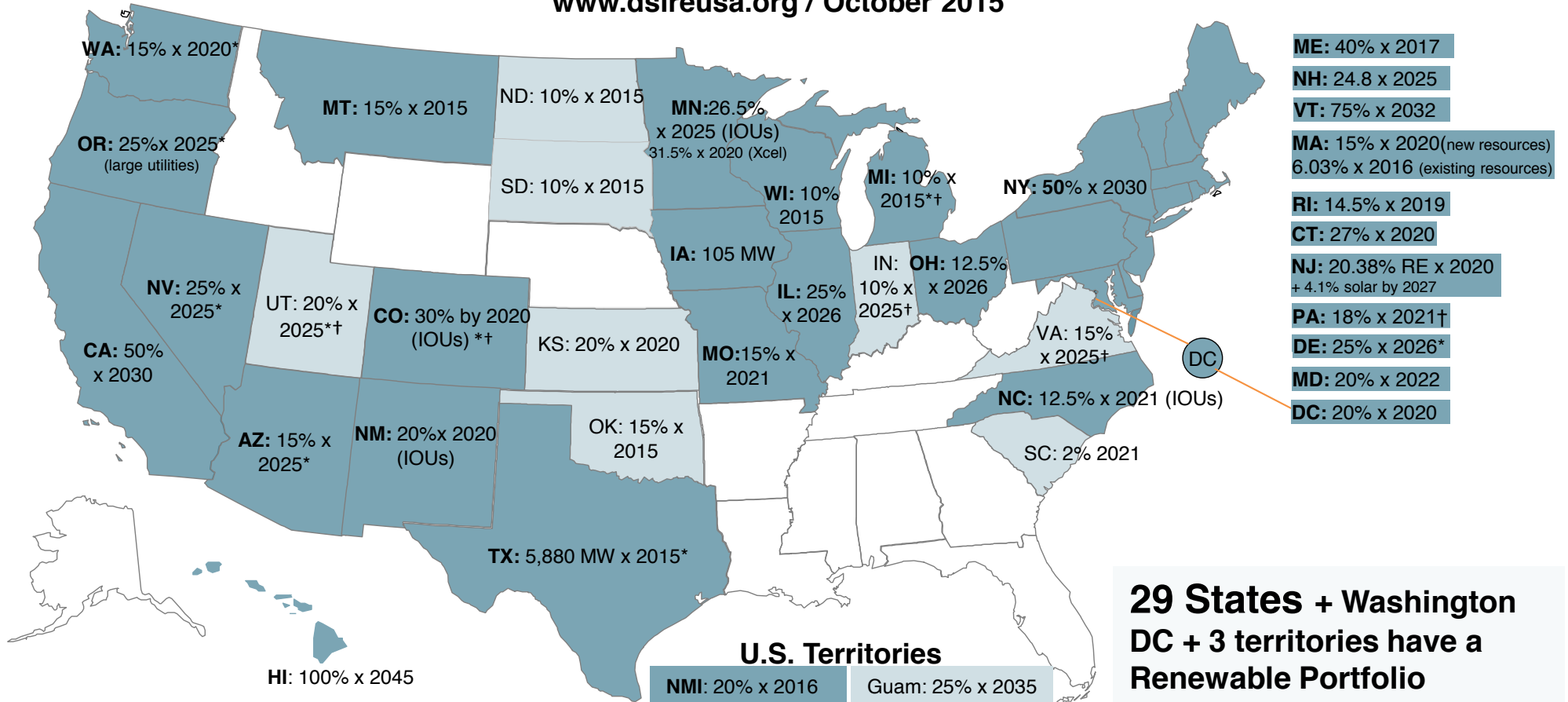
◎州毎に定めている。州により様々なタイプがある。

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



Renewable Portfolio Standard Policies

www.dsireusa.org / October 2015



29 States + Washington DC + 3 territories have a Renewable Portfolio Standard
(8 states and 1 territories have renewable portfolio goals)

- Renewable portfolio standard
- Renewable portfolio goal
- * Extra credit for solar or customer-sited renewables
- † Includes non-renewable alternative resources



California Energy Policies and Initiatives

- **Greenhouse gas reductions:** Reduce emissions to 1990 levels by 2020; 40% below 1990 levels by 2030; 80% below 1990 levels by 2050
- **Zero Net Energy:** all new homes must be zero net energy by 2020 and all new commercial buildings by 2030 using combination of efficiency and on-site renewables
- **Desert Renewable Energy Conservation Plan:** Identify preferred areas for renewable development; 22.5 million acres in DRECP area
- **Renewable Energy Transmission Initiative:** California's transmission planning for remote renewable resources

EXECUTIVE ORDER B-30-15

WHEREAS climate change poses an ever-growing threat to the well-being, public health, natural resources, economy, and the environment of California, including loss of snowpack, drought, sea level rise, more frequent and intense wildfires, heat waves, more severe smog, and harm to natural and working lands, and these effects are already being felt in the state; and

.....

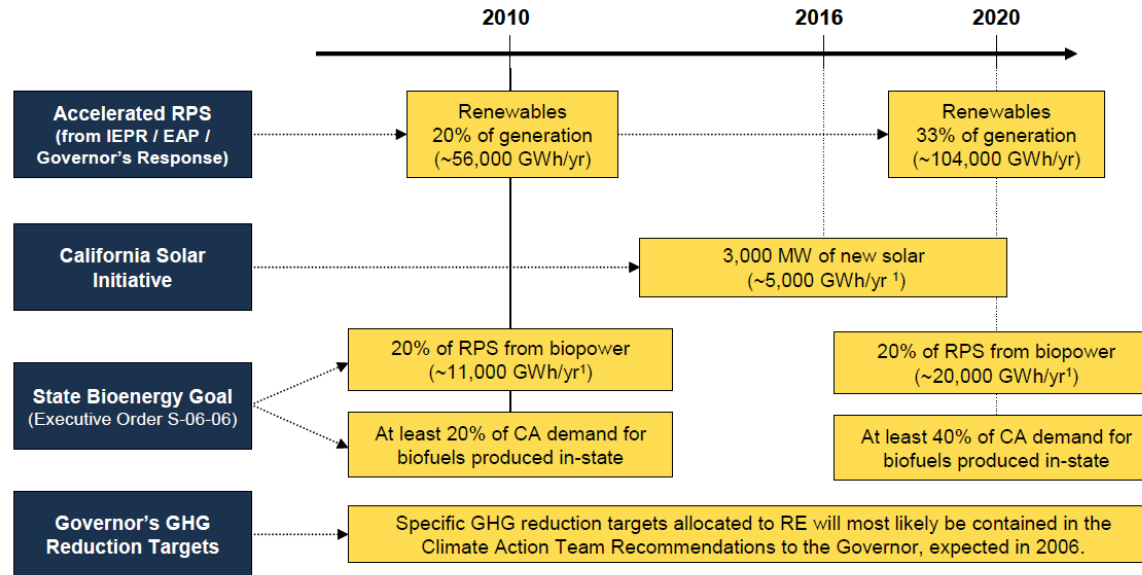
IT IS HEREBY ORDERED THAT:

1. A new interim statewide greenhouse gas emission reduction target to **reduce greenhouse gas emissions to 40 percent below 1990 levels by 2030** is established in order to ensure California meets its target of **reducing greenhouse gas emissions to 80 percent below 1990 levels by 2050**.

2. **All state agencies with jurisdiction over sources of greenhouse gas emissions shall implement measures, pursuant to statutory authority, to achieve reductions of greenhouse gas emissions to meet the 2030 and 2050 greenhouse gas emissions reductions targets.**

.....

Key Renewable Energy Policy Impacting California



1. Assumed average capacity factors are 20% for solar and 90% for biopower.
 Note: The roadmap also considered detailed policy guidance as stated in the IEPR.

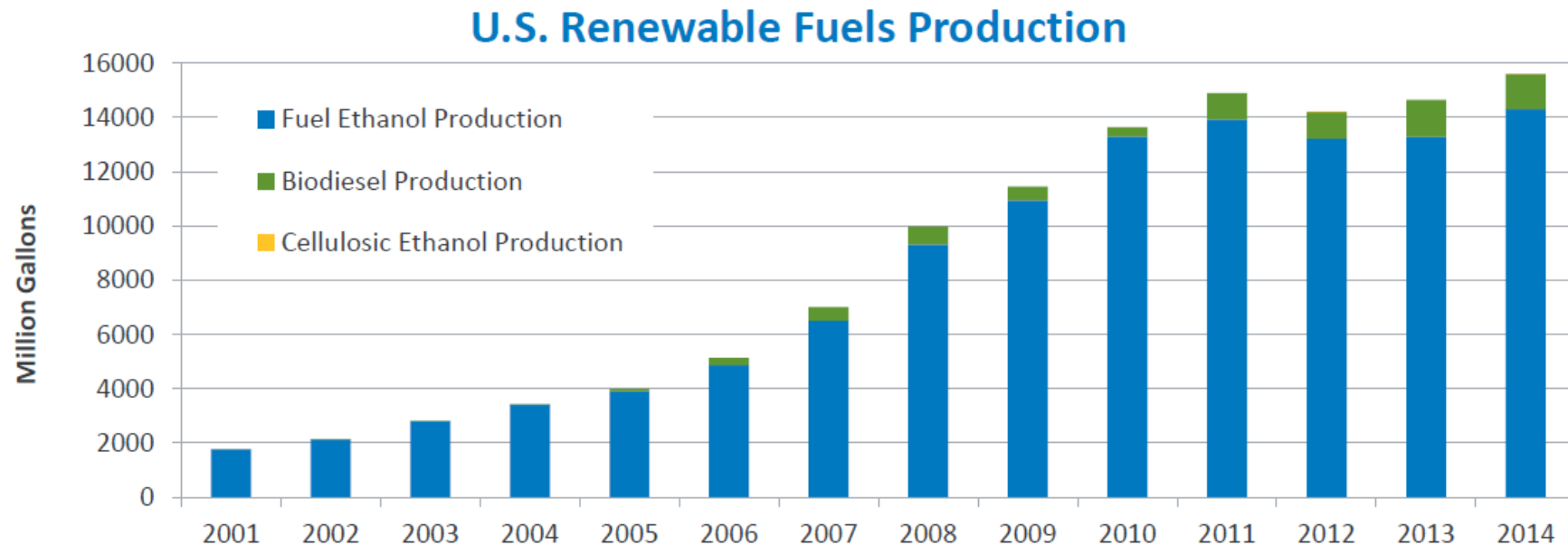
Policy Update - Assembly Bill 32 (Global Warming Solutions Act Of 2006) and Executive Order S-3-05

On September 27, 2006, three months after this report was written, the Governor of California signed into law Assembly Bill 32 (Nunez), Chapter 488, Statutes of 2006. The bill calls for a reduction in greenhouse gas (GHG) emissions to 1990 levels by 2020.

Before this official legislation, the Governor had set the following GHG reduction targets: by 2010, reduce GHG emissions to 2000 levels; by 2020, reduce GHG emissions to 1990 levels; by 2050, reduce GHG emissions to 80 percent below 1990 levels (Executive Order S-3-05).

Although no direction has been given on exactly how these targets shall be achieved, renewable generation is expected to play a critical role in reducing GHG emissions.

U.S. Renewable Biofuels Production



Sources: Ethanol and biodiesel production: EIA *Annual Energy Review*. Washington, D.C.: EIA. Accessed September 2015, <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/>; cellulosic ethanol: EPA-RFS2 2014, EPA-420-R-10-006. Washington, D.C.: EPA. Accessed September 2015, <http://www3.epa.gov/otaq/renewablefuels/420r10006.pdf>.

- **Ethanol:** More than 96% of gasoline sold in the United States contains ethanol, and nearly all ethanol is used in E10 (10% ethanol 90% gasoline blend which does not require vehicle modification), creating an effective **constraint on total ethanol use at near 10% of total gasoline consumption**. This is referred to as the “blend wall”. Ethanol is competitive against fossil fuels without subsidies.
- **Biodiesel:** Accounted for approximately 2% of the 50 billion gallon diesel market in 2013, driven primarily by the RFS. The biodiesel PTC(\$0.50- \$1.00/gallon) expired at the end of 2014.
- **Cellulosic:** Since 2010, the renewable volume obligations under RFS for **cellulosic ethanol has been adjusted down** due to insufficient capacity. Annual cellulosic ethanol production capacity is estimated at 113 million gallons, with 60.3 million gallons registered under RFS2 (Bloomberg New Energy Finance June 2015).
- **Advanced biofuels:** Small quantities entered commercial markets in 2012 and 2013 due to RFS2.



Renewables Procurement Targets

Initial procurement targets:

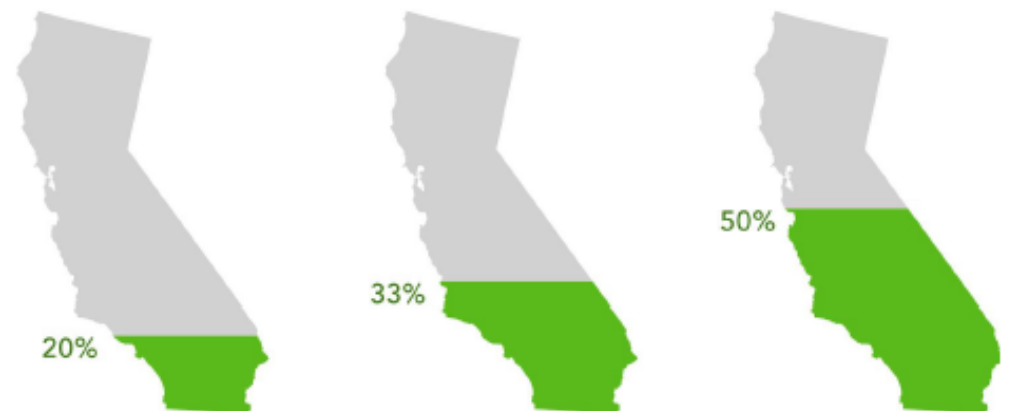
- 20% average 2011-2013
- 25% by 12-31-2016
- 33% by 12-31-2020

New procurement targets (SB 350):

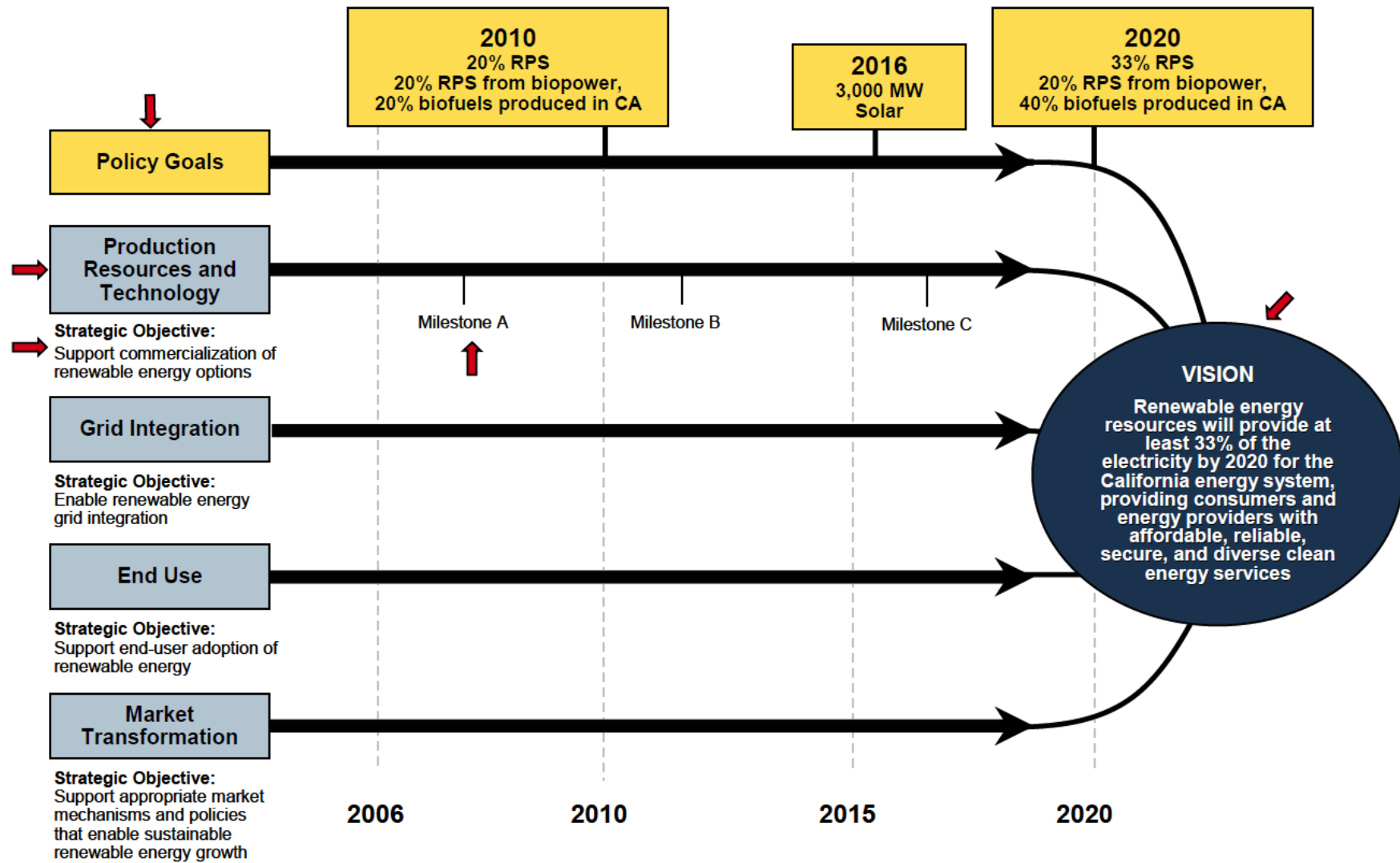
- 40% by 12-31-2024
- 45% by 12-31-2027
- 50% by 12-31-2030

- 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

Figure 1: California's Progressing RPS Goals



Source: Energy Commission staff



Senate Bill No. 350

SEC. 19.

Section 399.13 of the Public Utilities Code is amended to read:

(2) **Every electrical corporation that owns electrical transmission facilities shall annually prepare, as part of the Federal Energy Regulatory Commission Order 890 process, and submit to the commission, a report identifying any electrical transmission facility, upgrade, or enhancement that is reasonably necessary to achieve the renewables portfolio standard procurement requirements of this article.** Each report shall look forward at least five years and, to ensure that adequate investments are made in a timely manner, shall include a preliminary schedule when an application for a certificate of public convenience and necessity will be made, pursuant to Chapter 5 (commencing with Section 1001), for any electrical transmission facility identified as being reasonably necessary to achieve the renewable energy resources procurement requirements of this article. Each electrical corporation that owns electrical transmission facilities shall ensure that project-specific interconnection studies are completed in a timely manner.

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,

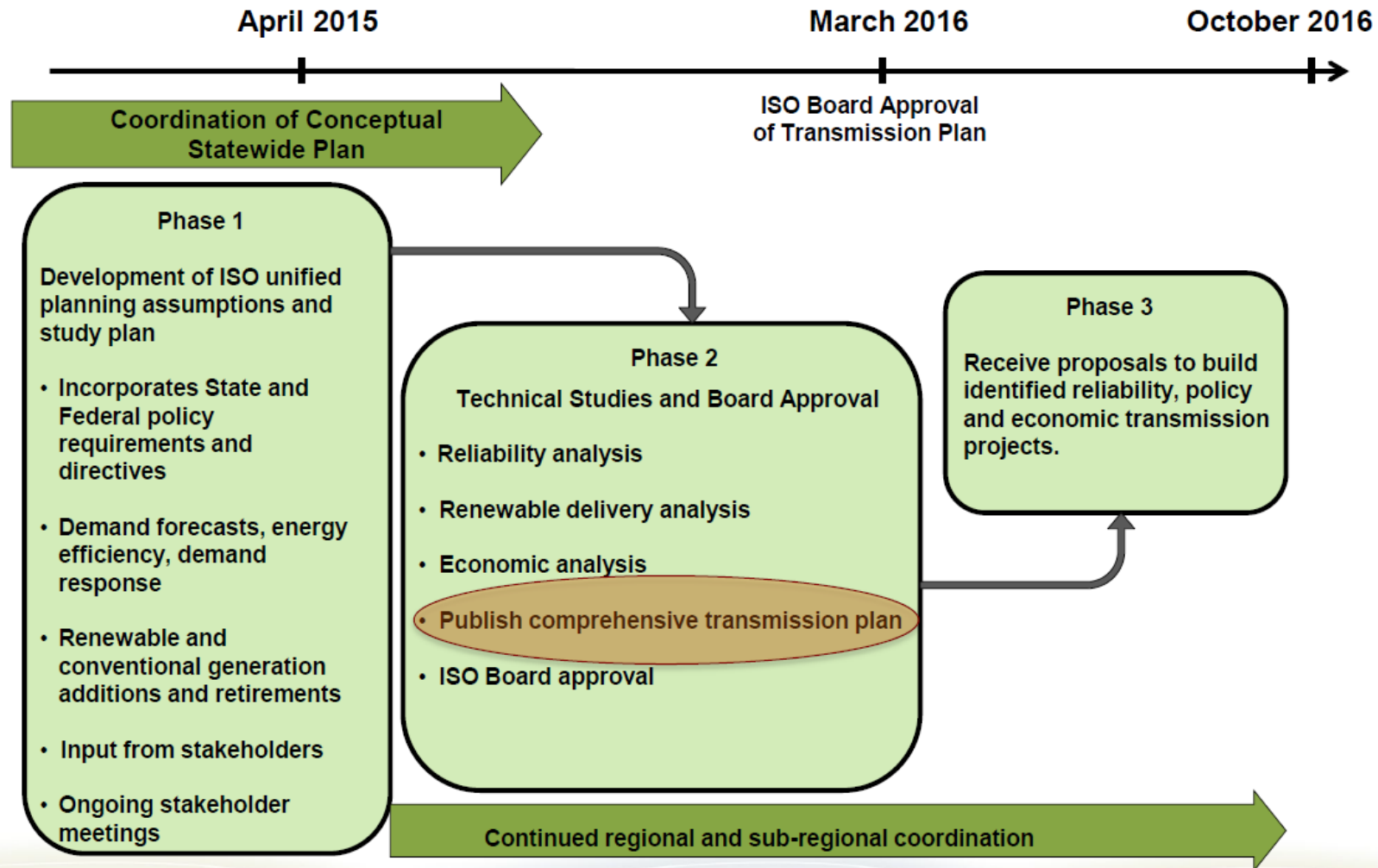
33 percent by December 31, 2020,

40 percent by December 31, 2024,

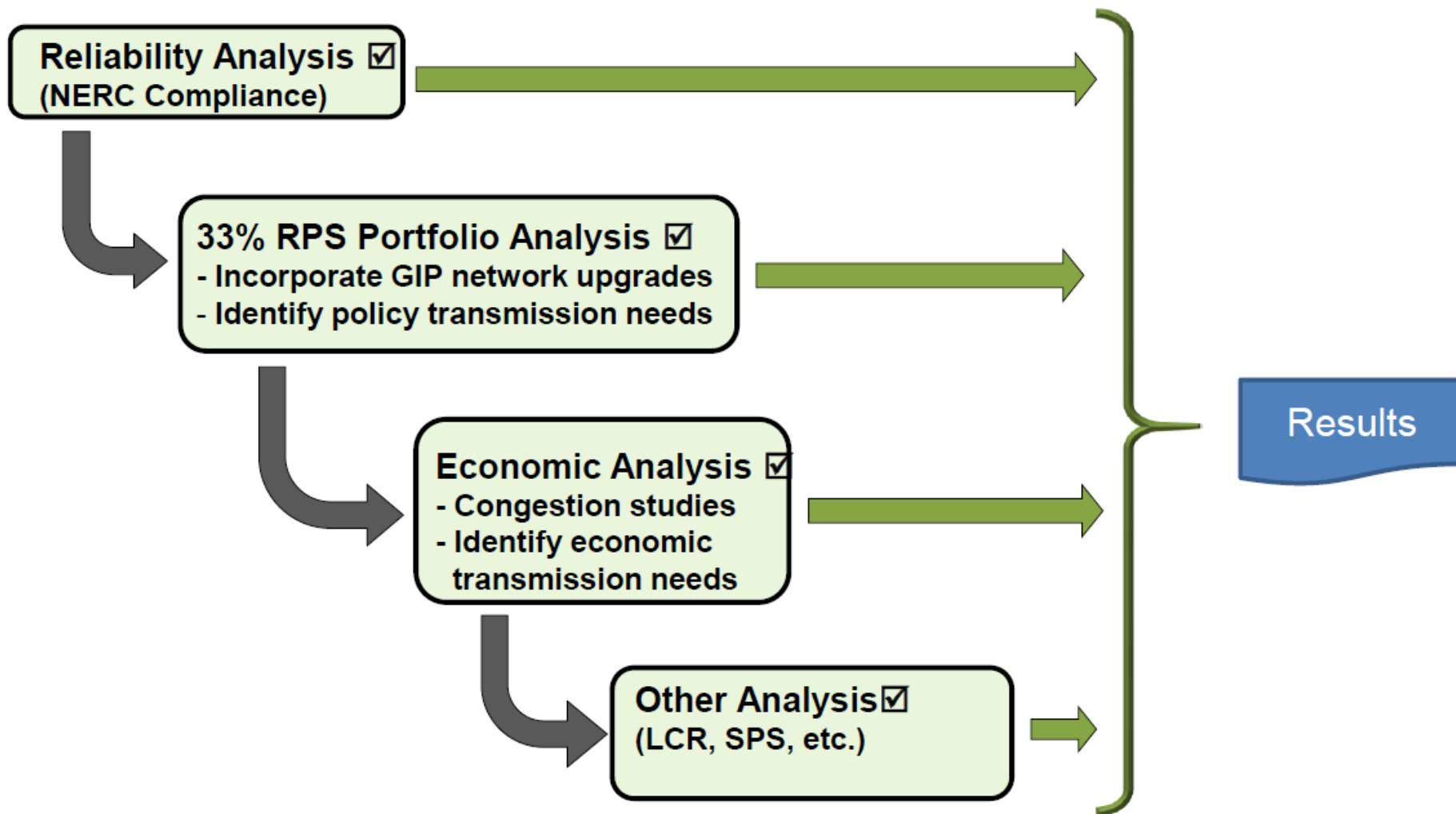
45 percent by December 31, 2027,

and 50 percent by December 31, 2030.

2015-2016 Transmission Planning Cycle

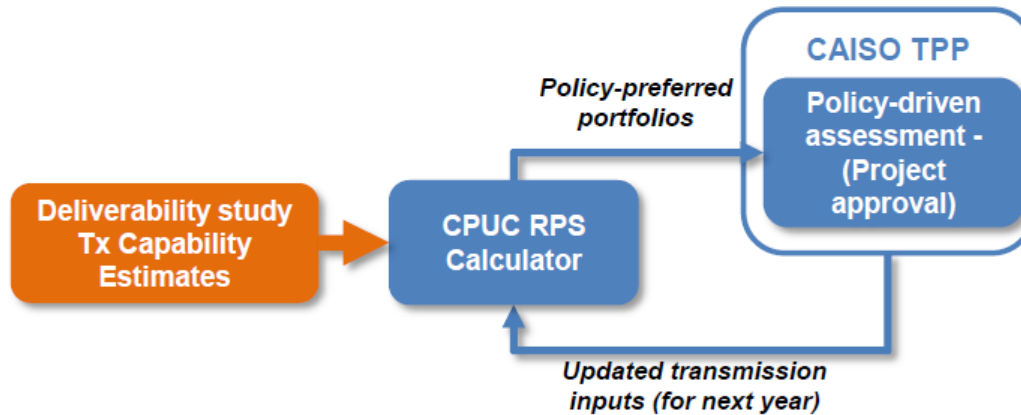


Development of 2015-2016 Annual Transmission Plan



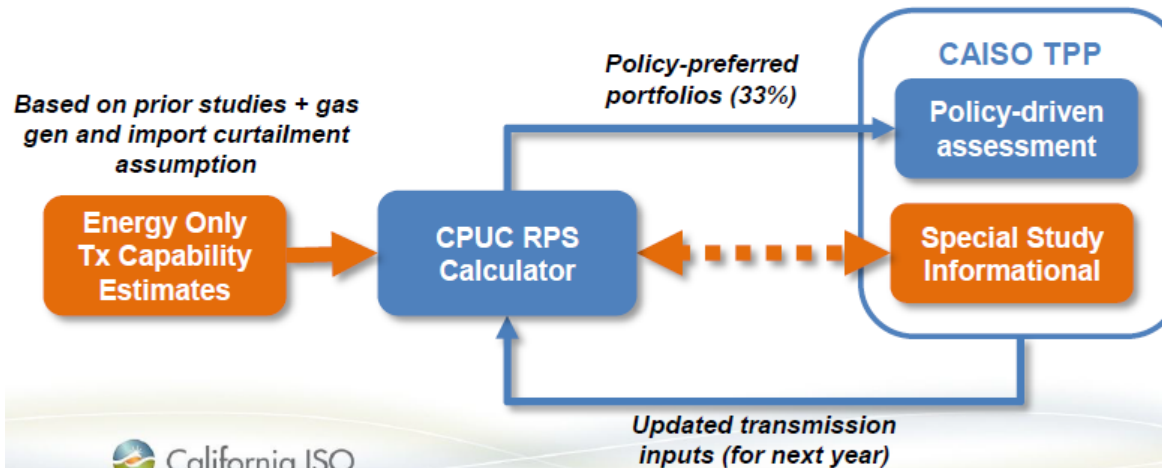
Study tested ISO estimates of generation that could be delivered on an “energy only” basis – moving to 50%

Existing policy-driven planning process



- ❑ Iterative process used to achieve 33% RPS goals
- ❑ This process results in policy-driven transmission upgrade approval
- ❑ Most procured generation assumed to have FCDS

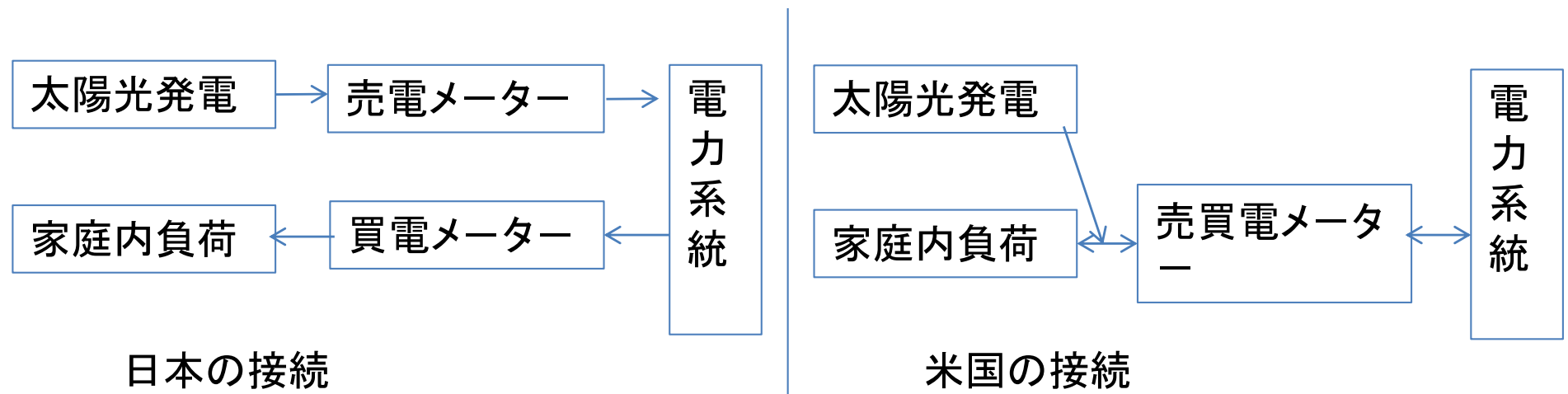
Iterative process used to test preliminary 50% RPS portfolios



- ❑ Strictly an informational effort
- ❑ Procured gen assumed to be EO
- ❑ **Objective**
 - To test and revise the transmission (Tx) capability numbers provided by CAISO
 - Preliminary transmission stress-test

ネットメータリング

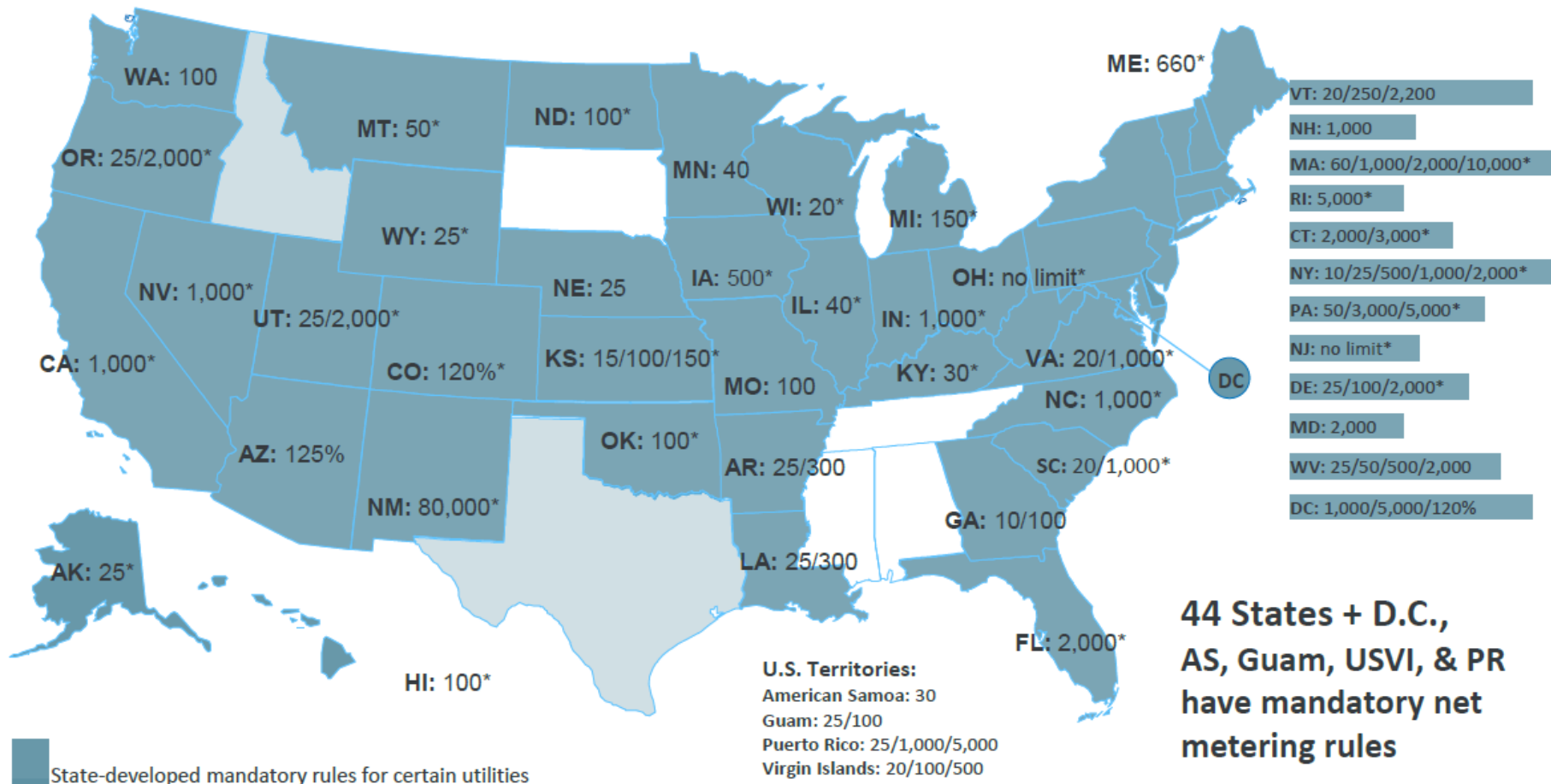
- ◎ルーフトップソーラー等の電力を自家発電的に消費した差分を系統から売買電
一定期間の収支を合計してネットの売買電量を計算
一定期間の収支で買電が余剰に生じた場合は、平均的な市場価格で買い取り
- ◎州毎に定めている。対象等について州ごとに多様。
- ◎RPSクレジット認定(REC)に対応できる能力を持たない家庭等をネットメータリングの対象としてインセンティブを与える
- ◎「Behind the Meter」のソーラー等による発電分は、系統からの供給電力の減少に寄与するという意味で米国では省エネの一種。RPSクレジットに算定根拠を置く再エネ50%目標の算定にはカウントされていない。
- ◎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

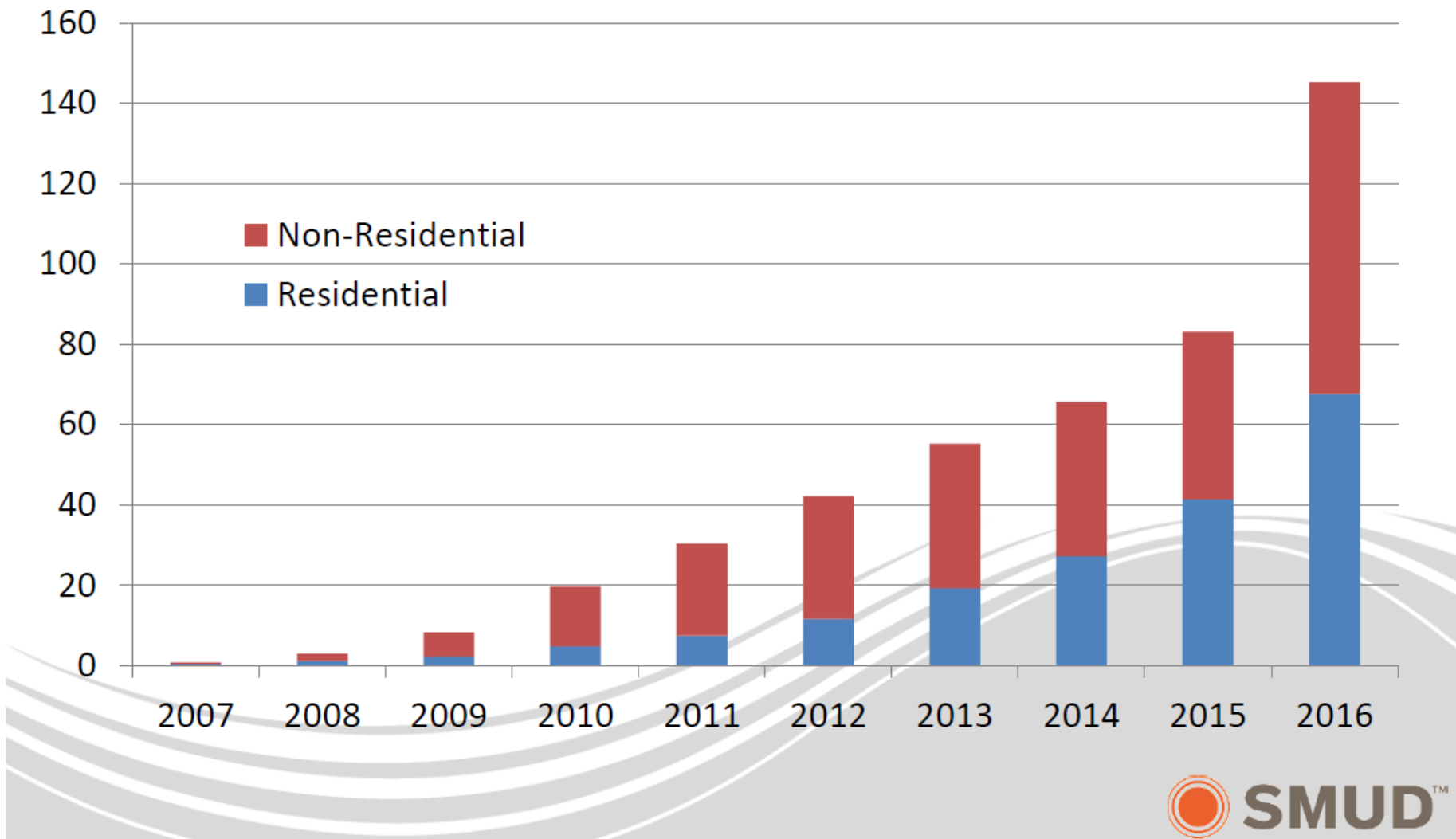
- PV project capacity limits range from 10 kW to 80 MW
- Net metering rules are being actively discussed in over a dozen state public service and utility commissions across the country.



■ 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.

Behind The Meter PV



About SMUD

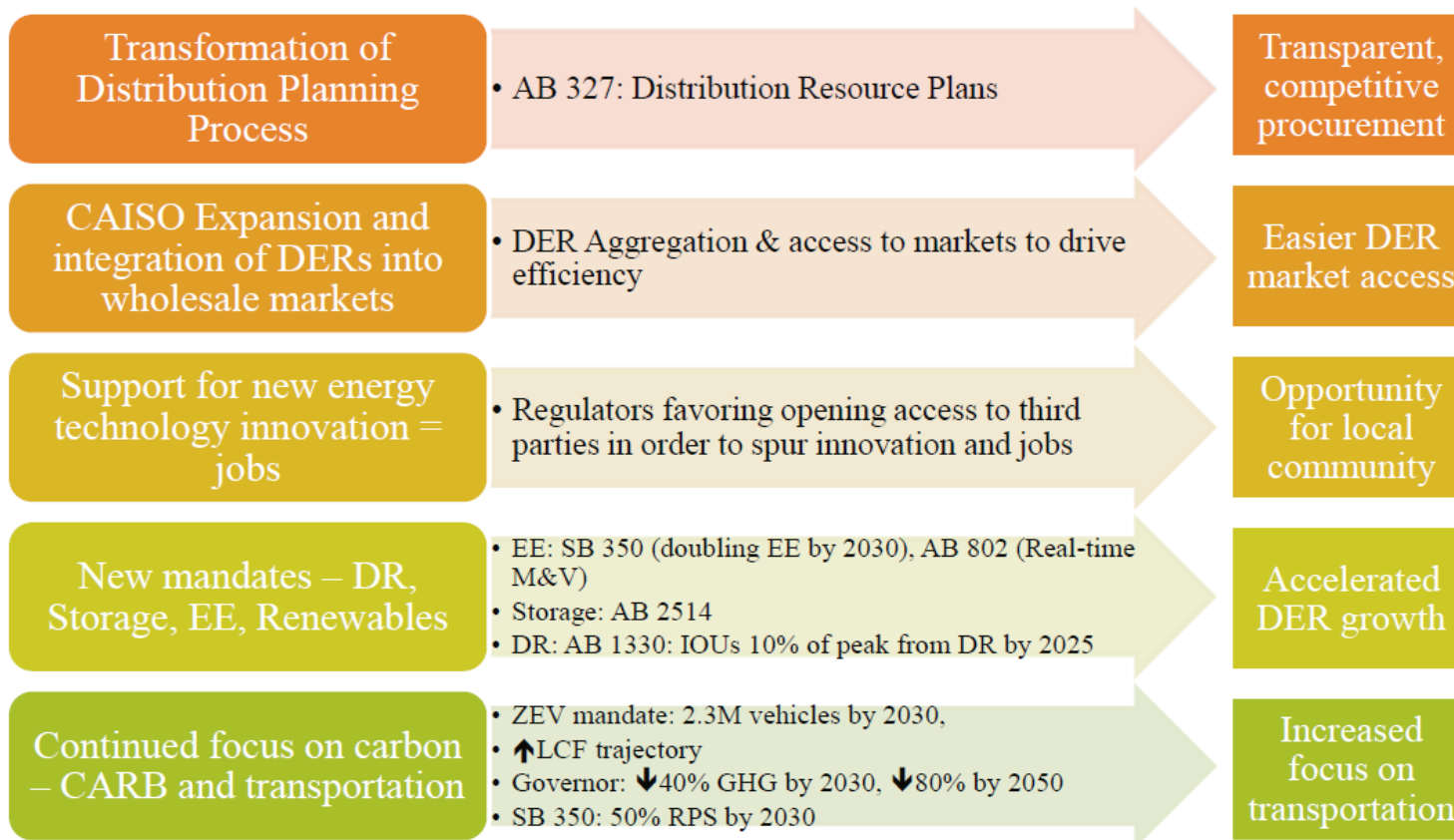


- 620,000 meters
- 1.46 million population
- \$1.47 billion in revenues
- 900 mi², 2331 km² service territory
- 7 member, elected Board of Directors
- Not-for-Profit Utility
- 2nd largest muni in California, 6th largest in the US
- 3299 MW peak load
- 2071 employees

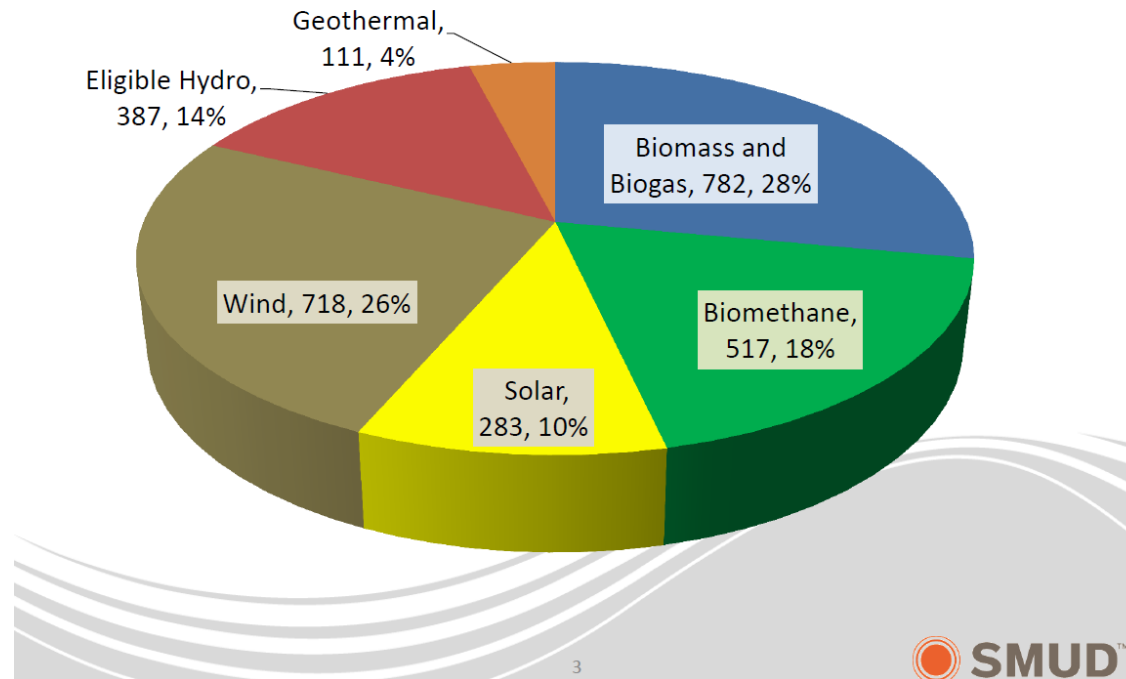
- **Fifth Largest California Utility;
3300 MW Peak, 11,000 GWh Sales**
- **Publicly-Owned; Governed By
Seven Member Elected Board**
- **Board Adopted Goals**
 - **33% Renewables By 2020**
 - **15% Efficiency Savings**
 - **90% Reduction In GHG
Emissions By 2050**



Regulatory/Legislative: Strong push for DER development and integration



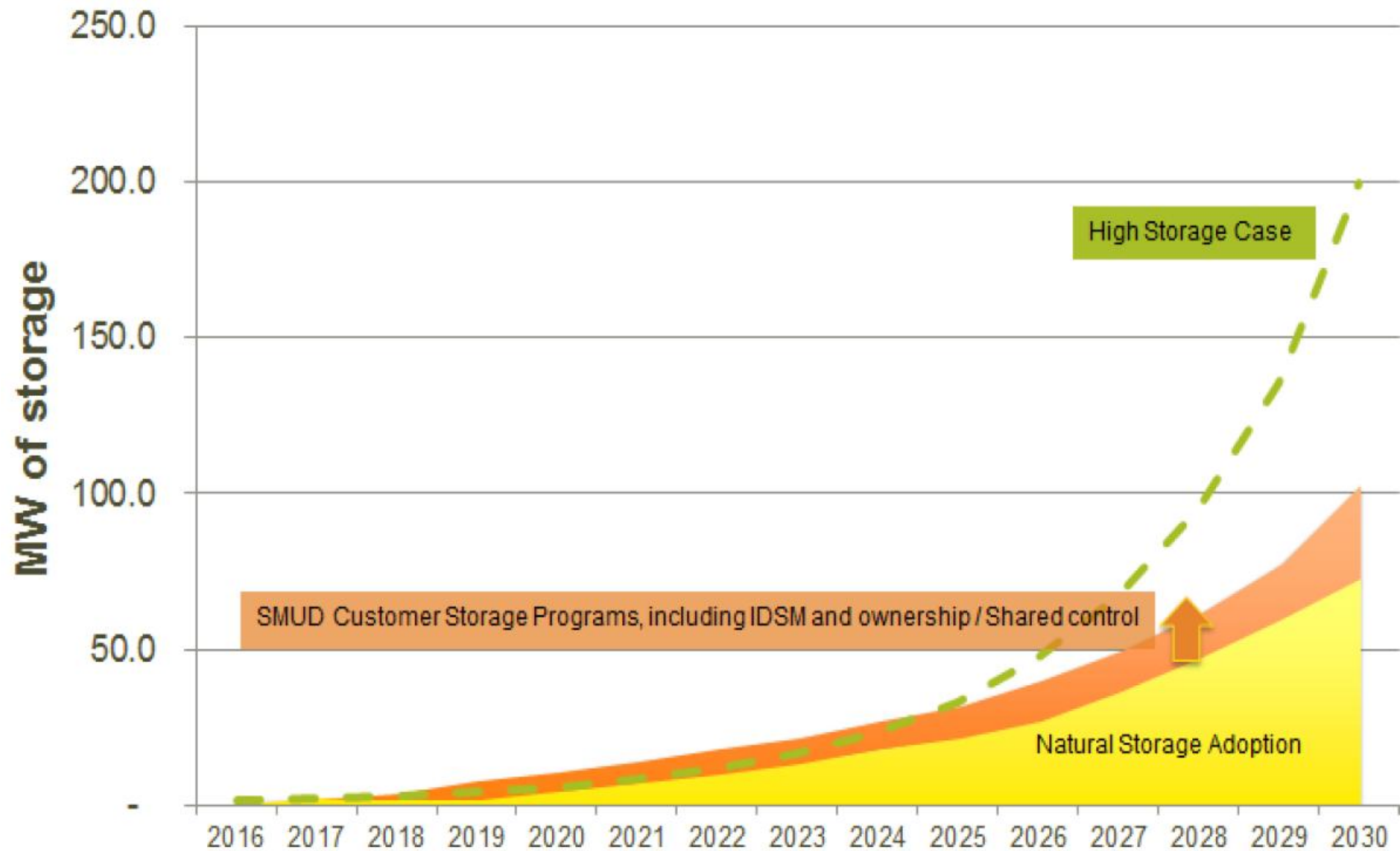
SMUD's Renewable Portfolio: 2014 2795 GWH total, 26%



◎バイオメタンは、テキサス、コロラドのバイオメタン製造業者と相対契約で確保したものをカリフォルニアのガス発電施設で利用

◎米国は、幹線パイプラインのネットがあるので、バイオメタン製造業者は、幹線パイプライン受入基準を満たすバイオメタンを近くのパイプラインに投入し、SMUDはカリフォルニアでパイプラインからガスを引き出して利用し、カロリー換算で決済

Forecast of Customer Storage Adoption



CREATED TWO MAJOR TYPES OF MAPS

DER Potential By Circuit

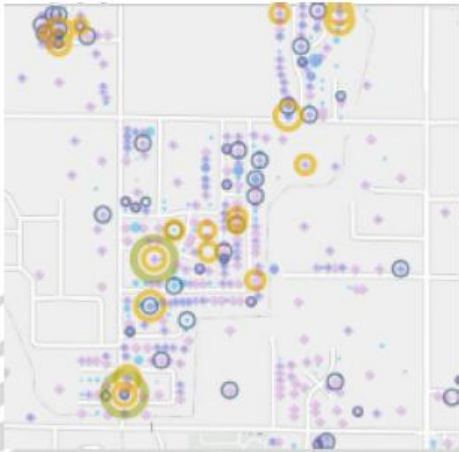
- Summary-level information
- Total change in load (MWh) on a circuit due to DER (+ or -)
- All parcels served by circuit shaded same



Change in Load (GWh/yr)
-5  +5

Individual Customer DER Adoption

- Customer-level information
- Different symbol and color for each DER. Size proportional to DER output.
- Concentric circles for multi-DER



- CHP
- EE
- PV
- Stor.
- EV
- ◆ DR



Distribution Resources Plan

- AB327 and CPUC Code 769 Mandate
- Distributed Energy Resources (DER) defined as:



Distributed
Renewable
Generation



Energy
Storage



Energy
Efficiency



Demand
Response



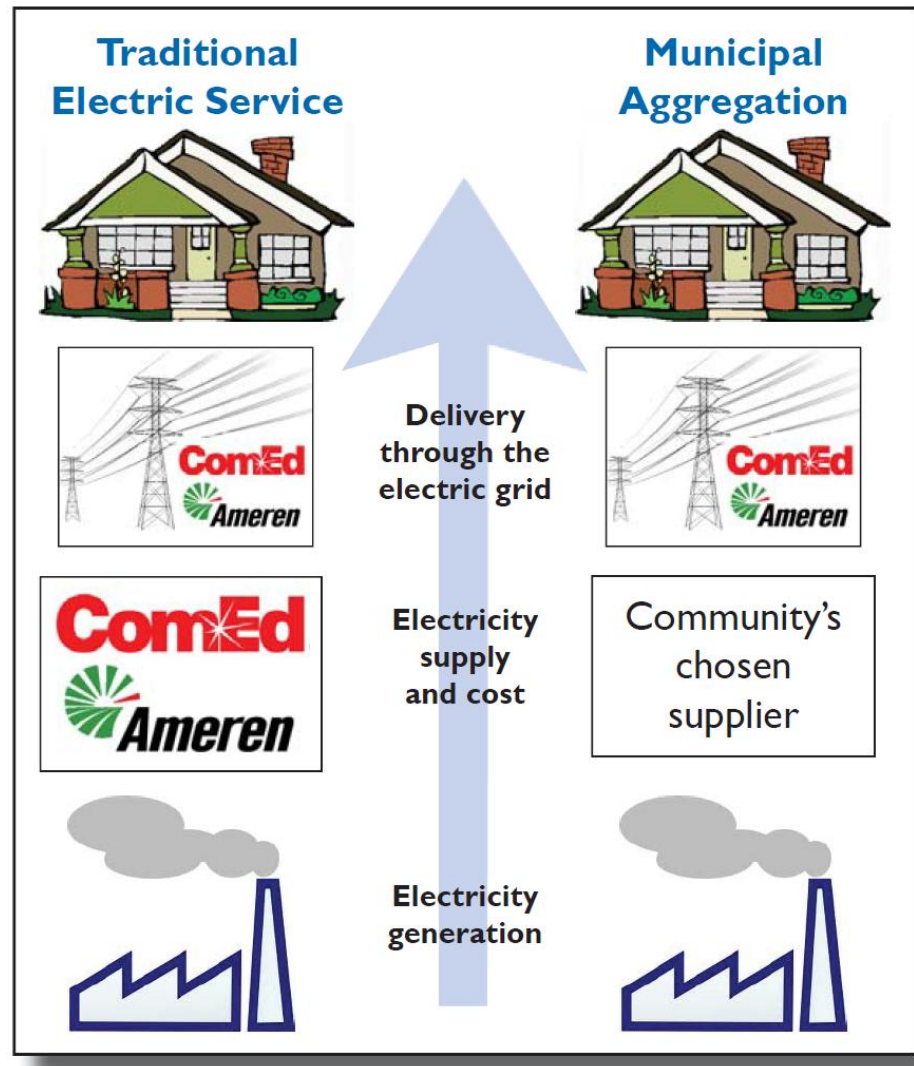
Electric
Vehicles

- **Submit distribution resources plan proposal to the CPUC by July 1, 2015**
 - Evaluate locational benefits and costs of DERs located on distribution system.
 - Recommend standard tariffs, contracts, or other mechanisms for deployment of cost-effective DER
 - Propose effective coordination of commission-approved programs, incentives, and tariffs to maximize benefits
 - Identify additional utility spending to integrate cost effective DER into distribution planning to yield net benefits
 - Identify barriers to deployment of DER



CUB's Guide to: Municipal Electricity Aggregation

Illinois is the fastest-growing CCA state in the nation. Called municipal aggregation in the midwest, the legislature passed enabling legislation in 2009.



From 2011-2013, municipal aggregation grew from 20 communities to over 650, representing a whopping 80% of the residential market. This rapid switch was due to three factors: 1) an average customer rate savings of 25%-30% on electricity, 2) successful community outreach and public referenda, and 3) supportive utilities and power suppliers.

A horizontal blue bar with a gradient from light blue to dark blue. It is decorated with several clusters of semi-transparent blue circles of various sizes, resembling bubbles or water droplets, positioned at the top and bottom edges.

ご清聴ありがとうございました