

米国調査・カリフォルニア州報告

RA(Resource Adequacy)について

2025-09-25

大島堅一

カリフォルニアの電力市場

1. 多様なLSE

- PG&E、SCE、SDG&E
- CCA(Community Choice Aggregators)

2. 積極的な再エネ政策

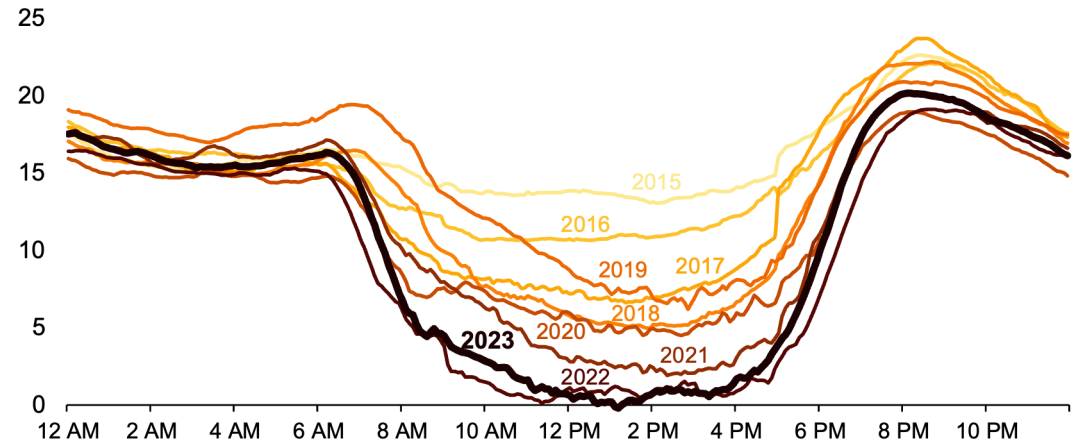
- RPSによる再エネ導入
- ダックカーブの発生
 - 柔軟性、時間帯毎の容量確保
 - RA

3. 制度的、政治的背景

- 民主党主導
- CPUCが強い規制権限を持つ。

California's duck curve is getting deeper

CAISO lowest net load day each spring (March–May, 2015–2023), gigawatts

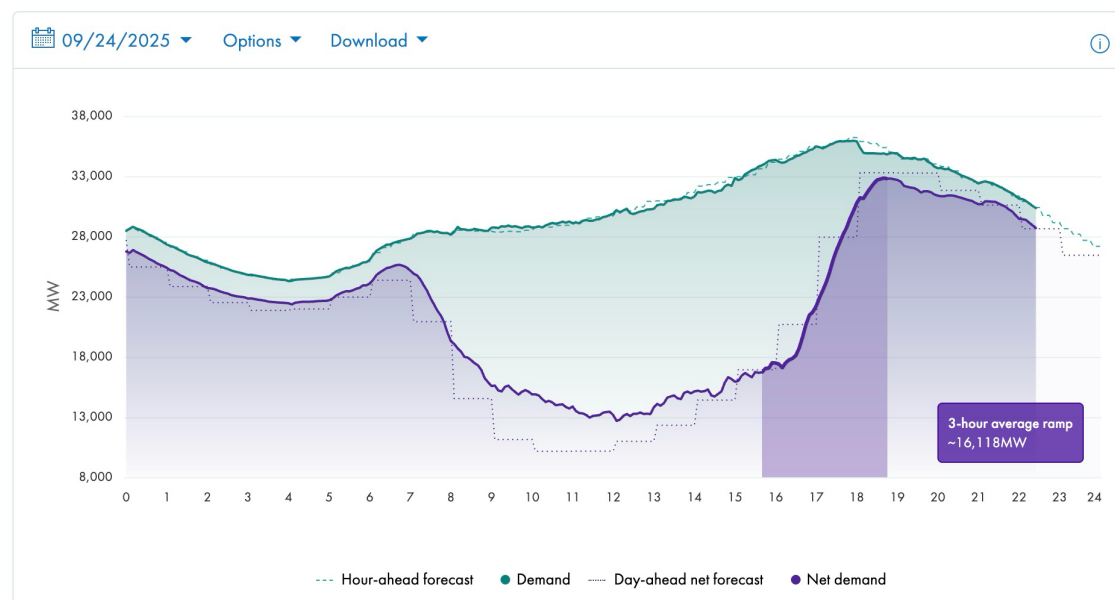


出所： <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61103>

CAISOのwebサイト(2025-09-24)

Net demand trend

System demand minus wind and solar, on a 5-minute average, compared to system and forecasted demand.



1. 現在の電力需給状況

現在の供給力 (**Current capacity**) : 51,632 MW

現在の需要 (**Current demand**) : 30,450 MW

現在の予備力 (**Current reserves**) : 2,237 MW

今後1~4時間の利用可能容量 : 10,727~21,182 MW

2. 需要トレンド

5分ごとの平均需要と予測値をグラフで表示。

需要のピーク予測 (今日の最大需要) は32,751 MW。

明日のピーク予測

3. 残余需要 (net demand)

3時間平均の急激な需要変化 (ランプ) が表示される。

4. リソースアデカシー (RA: 供給力の余裕度)

州で確保している供給力 (RA capacity) と、実際の需要・予備力の比較をグラフで表示。

1週間先までの見通し

7日先の需要予測とRA

7-day resource adequacy capacity trend

Resource adequacy capacity forecast for today plus the next 7 days, compared to demand forecast plus reserve requirements.



*Note: Values for the 7th day of the day-ahead forecasts will complete by 9:30 PT.

出所 : <https://www.caiso.com/todays-outlook>

カルフォルニアのRAの概要

- 概要

- カリフォルニアの電力系統の信頼性（電力の供給信頼性(RA)）を制度的に確保する枠組み。
- LSEごとに容量確保を義務づけ。
- 系統運用の安定性（リアルタイム供給確保）と投資促進の2つが目標

- 枠組み

- System（系統全体）・Local（地域）・Flexible（柔軟性）の3種類の要件を満たさせる。
- 容量調達方法はLSEの任意。。
- 義務履行違反に対しては罰金が科される。

- 制度の運用

- CPUC(カルフォルニア公益事業委員会) がルール策定
- CAISO(カリフォルニア独立系統運営機関) が系統運用を担う。

Resource Adequacy (RA)の目的

- 目的

- 短期的信頼性：CAISO（カリフォルニア独立系統運用機関）が、必要な時に十分な供給力を確保すること。
- 長期的投資インセンティブ：将来の電力需要に対応できるよう、新規電源建設を促すこと。（蓄電池・柔軟性リソース、送電網）

- 制度

- 2004年に CPUC が 公共事業法第380条 に基づいて導入。
- CPUC 管轄下の全ての LSE（Load Serving Entities：負荷供給主体）に義務付け。
 - 大手電力会社（IOU）、独立系（ESP）、コミュニティ・チョイス・アグリゲーター（CCA）など。
 - 各LSEは「十分な容量（Capacity）」を確保し、CAISOに提供する義務がある。

RAの背景

1. 2000～2001年の電力危機（電力不足＋価格高騰）
 - ・ 容量不足を防ぐ制度の必要性。PJM型の容量市場ではなく、規制的に義務を課す制度が選択された。
2. 価格高騰の懸念
 - ・ PJM等の容量市場の現状。容量価格が高止まり。
3. 柔軟性への対応
 - ・ 太陽光急増による激しいダックカーブの存在 → 発電設備ではなく、大量の柔軟性が必要
4. 容量市場（オークション）の制度設計の複雑さ
 - ・ 規制型（義務型）での対応
 - ・ 入札ルール、上限価格の設定、将来の投資へのシグナル等が、市場が複雑化する。（PJM、NFFO等）
 - ・ 規制型のほうがシンプルで効果的
 - ・ 政治的背景も（連邦政府の介入を避ける）

RAの種類

- System RA【系統全体】（州全体のピーク需要＋予備率）（2006年開始）
 - 各LSEのCEC（州エネルギー委員会）調整後需要予測＋17%の予備率（2024年適用、2023年は16%）。
- Local RA【地域】（送電制約のある地域での供給力確保、地域別）（2007年開始）
 - 年次CAISOスタディで決定。
 - 想定条件：1-in-10 Weather year、N-1-1（2重障害）条件。
 - ※ 1-in-10 Weather year:10年に1度発生する厳しい気候条件を想定した需要シナリオ【異常気象対応】
 - ※ N-1-1：発電設備、系統設備が連続して2つ故障した場合でも系統の安定を求める信頼度基準。【連続故障対応】
- Flexible RA（VREに対応するための柔軟性調達）（2015年開始）
 - 再エネ対応の側面が強い。
 - 年次CAISOスタディで決定。
 - 各月の最大3時間の急峻な需要増加（ramp）に対応できる資源。

申告手続き

1. 年次申告（Annual filings）：毎年10月末提出。（System, Local, Flexible）
 - System: 翌年の夏季5か月についてRAの90%を調達済みであること。
 - Local: 3年先（サンディエゴ地域のLSEは3年先行、1・2年目は100%、3年目は50%）までの義務を満たすこと。2023年以降は、PG&EとSCEエリアでは中央調達機関(CPE)が役割を担っている。
 - Flexible: 翌年12か月のRAを90%確保。
2. 月次申告（Monthly filings）：義務履行(compliance)月の45日前提出。
 - System/Flexible RAの100%確保。
 - SDG&E地域ではLocal RAの更新義務あり。
 - PG&E・SCE地域は2023年以降、Central Procurement Entity（CPE: PG&Eの配電エリア → PG&E、SCEの配電エリア → SCE）が代行。各LSEは、Local RAが割り当てられず、CPEが調達した容量が配分される。

RA credit

- CPE(Central Procurement Entity) credit
 - CPEが調達した容量は、各LSEに配分される。つまりLSEが調達した容量と見なす。これをLocalのRA creditsという形で配分する。
- CAM (Cost Allocation Mechanism) credit
 - CAMリソース（＝新規電源、契約延長された発電所、DRAMなど）はSystemのRA creditsで配分される。リソースによってはFlexibleのRAになるものもある。
- CPEが調達した容量は、エリアの全ての需要家が負担するので、他のLSEにRA creditsが配分されて、これで各LSEのRAを相殺することができる。

CAM(Cost Allocation Mechanism)

- IOUが、電力系統安定化のために電源を調達した場合、全需要家に利益があるためCAM creditとして全LSEに配分される。
 - 新規発電所との契約
 - 既存発電所の契約延長
 - DR調達
 - CHP契約
- CPUCが全需要家に利益があるリソースとして認定した場合。
- 費用は、全需要家が負担する（TAC: Transmission Access Charge）。

RAの遵守プロセス

- CPUC
 - 期限内の申請
 - 資源がNQC（純定格容量）リストと照合して正しいか
 - 供給計画と一致しているか
 - 必要に応じてLSEに修正要求。
 - 適正であれば承認
- 不遵守
 - 調達不足
 - 未申請
 - 申請遅れ
 - 提出要件を満たさない場合
- 不遵守の場合
 - 強制措置（enforcement actions）
 - 違反通知（citations）

※ CAISOは通常バックストップ調達を行わないが、緊急調達をする場合もある。

不足時のペナルティー

1. 違反通知(Deficiency Notice)

- 容量を確保できなかった場合、CPUCエネルギー・ディビジョンからLSEに通知。

2. 是正（5営業日以内）

- 10MW以下：5000ドル/件、10MW超：1万ドル/件。年内で2回以上は倍額

3. 是正しなかった場合

- System RA → 夏季：8.88ドル/kW-月、非夏季：4.44ドル/kW-月
- Local RA → \$4.25/kW-月
- Flexible RA → \$3.33/kW-月

4. 手続き上の違反（遅延、誤提出）

- 10日目まで 500ドル/日、11日目以降1000ドル/日

5. ポイント制

- 不足量に応じてポイントが課される。累積ポイントが増えると罰金倍率（2倍、3倍）が適用される。

Slice of Dayフレームワークの導入

- 2023年導入、2025年から完全実施。
- 従来の月間ピーク中心から、1日の時間帯毎の供給義務に移行するもの。VREの変動、夕方の需要ピークに対応する。
- 柔軟性・エネルギーの属性を重視
 - 電源、柔軟性、地域性、時間帯
 - 容量だけでなく、どの時間帯にどのcapacity、flexibilityを供給できるか、という点を重視。

温室効果ガス排出量との関係

- 温室効果ガス排出量と排出原単位規制
 - CPUCが、各LSE（負荷供給事業者）が報告する 年間の温室効果ガス（GHG）総排出量 と GHG排出原単位（emissions intensity） をレビュー。（カリフォルニア州上院法案1158号, SB 1158）
 - 各地のPOU(公益電力事業体、Publicly Owned Utility)理事会も同様の権限をもつ
- 対象
 - 各LSE
 - GHG排出量目標とGHG排出量、目標達成に向けて進展があるか
 - 前年のSystem RA, Local RAにおける、①再エネ(RPSの対象)、②その他のゼロカーボン電源（原発、水力）、③蓄電池

RAに占めるRPS及びゼロ排出資源の割合（2023年）

	Total Annual Percentage
CCA	
CleanPowerSF	56.13%
Sonoma Clean Power Authority	44.89%
Desert Community Energy	41.60%
Central Coast Community Energy	37.15%
Peninsula Clean Energy Authority	34.86%
Silicon Valley Clean Energy Authority	33.46%
Pioneer Community Energy	31.95%
Redwood Coast Energy Authority	28.88%
Valley Clean Energy Alliance	27.02%
Clean Power Alliance of Southern California	25.43%
San Diego Community Power	23.74%
East Bay Community Energy	22.01%
San José Clean Energy	20.87%
Marin Clean Energy	15.97%
Lancaster Choice Energy	15.62%
Pomona Choice Energy	15.34%
Santa Barbara Clean Energy	13.50%
Orange County Power Authority	9.33%
King City Community Power	8.68%
Rancho Mirage Energy Authority	7.98%
Clean Energy Alliance	7.38%
Apple Valley Choice Energy	7.35%
Pico Rivera Innovative Municipal Energy	7.13%
San Jacinto Power	7.11%
City of Palmdale	2.67%

ESP	
Commercial Energy of Montana, Inc	52.47%
3 Phases Renewables, LLC	44.08%
Shell Energy North America	31.05%
Calpine Energy Solutions, LLC	29.55%
The Regents of the University of California	27.68%
Direct Energy Business, LLC	25.72%
EDF Industrial Power Services, LLC	22.75%
Calpine Power America-CA, LLC	21.63%
Pilot Power Group, Inc.	17.05%
Constellation New Energy, Inc.	13.53%
IOU	
Pacific Gas and Electric Company	63.83%
Southern California Edison Company	26.80%
San Diego Gas & Electric Company	25.86%

※ESP：Electric Service Provider（電力サービス提供者、小売電力事業者のこと）

最新の決定(D.25-06-048, 2025年6月27日)

- **System RA要件 【時間帯別】**
 - PRMを18%に引き上げ。(2026、2027年)
 - SODフレームワークに基づき、各LSEの時間別需要予測に18%上輪のせして調達義務を課す。
- **Effective PRM (実効的計画予備率)**
 - 実際の信頼性確保のため約22.5%相当の調達を義務づけ。
 - 夏季(6～10月)に追加で1260～2300MWをIOUに調達させる
 - この調達にはRA-eligible資源と非RA-eligible資源の両方を含めることができる。
- **Local Capacity Requirement (地域容量要件) 【地域別】**
 - 2026～28年の地域容量要件を確定。
 - CAISOノ地域別信頼性スタディに基づき設定。
- **Flexible Capacity Requirement(柔軟性容量要件) 【柔軟性】**
 - 2026年の柔軟性容量要件を確定
 - 再エネによる変動や急峻な需要増かに対応できる電源を対象とする。
- **その他の制度改定**
 - オフピーク輸入電力をSOD要件に算入できるルールを延長
 - 発電機、蓄電池等の利用可能容量を、過去の故障率、停止率を反映して調整(UCAP: Unforced Capacityフレームワーク)→2028年から導入。
 - プログラムルールの明確化、等細部の修正。
 - SODフレームワークに沿ったコンプライアンスツール、算定方法を整備。
 - 長時間エネルギー貯蔵(LDES)については不採用。再検討。
 - 再エネに確率的計算方式(probabilistic counting)を導入する案は不採用。再検討。

UCAP(Unforced Capacity)

- 定義

- 発電設備の「実効的な供給可能容量」を表す指標。設備が過去に経験した故障率や強制停止率（forced outage rate）を考慮して、名目上の容量（ICAP: Installed Capacity）を調整したもの。

※ ICAP（定格容量）：理論的に発電できる最大出力

$$\text{UCAP} = \text{ICAP} \times (1 - \text{停止率})$$

- 目的

- 実際に、実際に信頼して計画に組み込める容量を算出する。これにより、供給信頼度を現実に達成できるようにする。