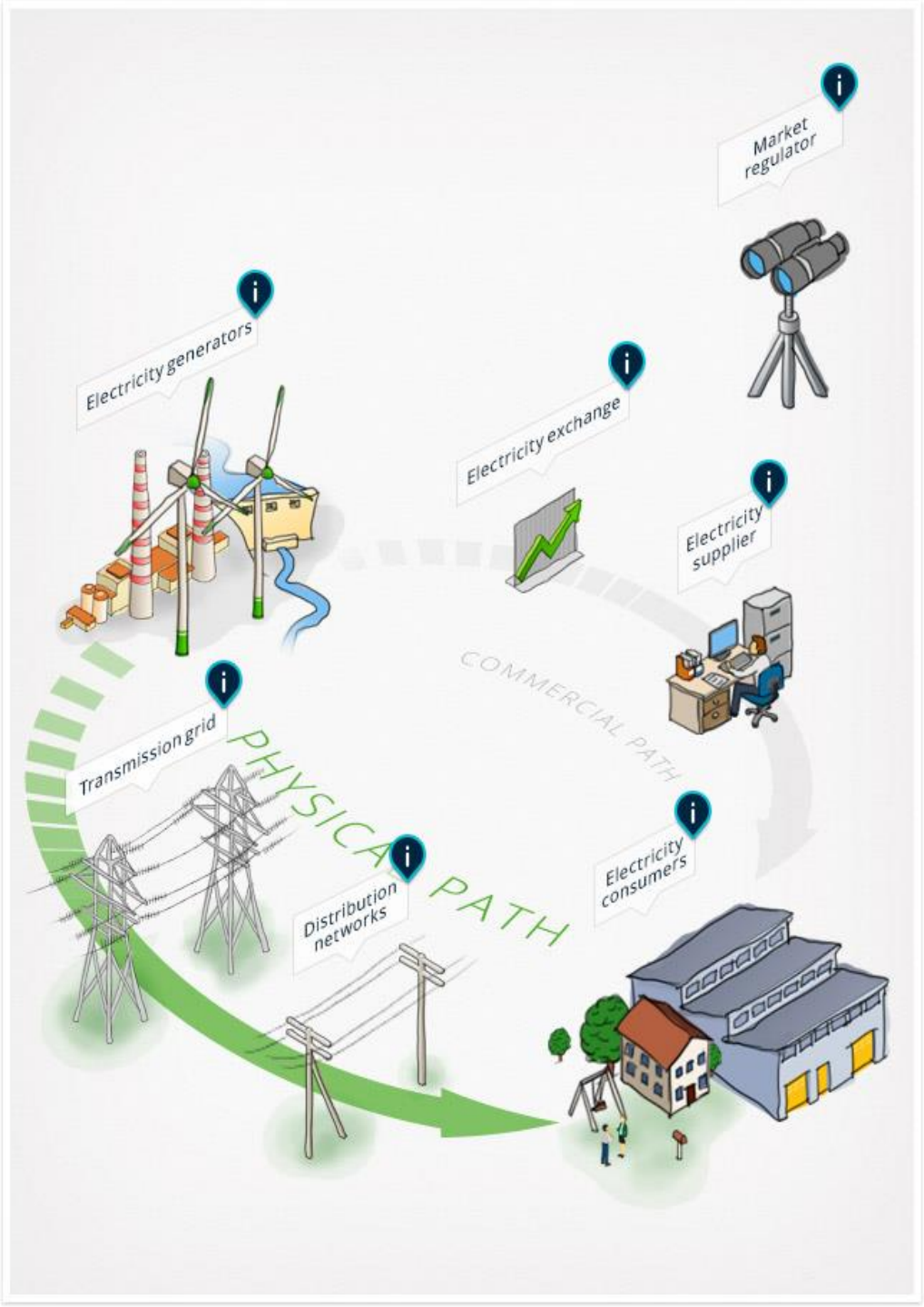


عملیات بازار برق

فصل چهارم: امنیت سیستم قدرت و خدمات جانبی

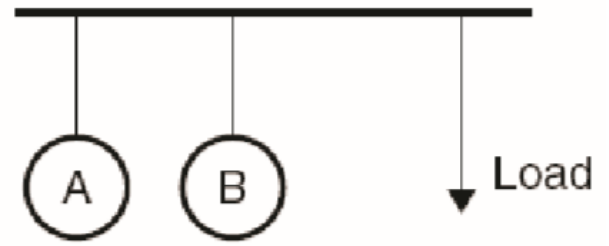
مدرس: دکتر علی کریمی

مفاهیم پایه

- پایایی سیستم قدرت (Reliability)، معیاری است از عملکرد عناصر سیستم در تامین توان مصرف‌کنندگان مطابق با استانداردهای پذیرفته شده و در مقادیر مطلوب. میزان پایایی را می‌توان با نرخ، تداوم و شدت آثار مخرب بر ارائه خدمات به مصرف‌کنندگان سنجید. پایایی را می‌توان با درنظر گرفتن دو مفهوم اساسی در سیستم قدرت بیان کرد:
  - ✓ کفایت (Adequacy): توانایی سیستم برای تامین مجموع توان الکتریکی و انرژی مورد نیاز مصرف‌کنندگان در تمام زمان‌ها، با درنظر گرفتن اثرات خروج‌های برنامه‌ریزی شده و برنامه‌ریزی نشده عناصر سیستم. کفایت، تحلیل حالت ماندگار بعد از خروج تجهیزات در سیستم را شامل می‌شود.
  - ✓ امنیت (Security): توانایی سیستم برای تحمل اغتشاش‌های ناگهانی مانند اتصال کوتاه یا خروج‌های پیش‌بینی نشده تجهیزات. امنیت سیستم هم تحلیل حالت ماندگار و هم تحلیل دینامیکی را در بر می‌گیرد. امنیت استاتیکی سیستم، تحلیل حالت ماندگار سیستم در شرایط بعد از خطا است تا وضعیت سیستم را از لحاظ قید اضافه‌بار و قید ولتاژ بررسی کند. امنیت دینامیکی سیستم، بررسی انواع مختلف پایداری را شامل می‌شود.
- به بیان ساده، موضوع کفایت بیشتر از منظر برنامه ریزی توسعه شبکه حائز اهمیت است و موضوع امنیت بیشتر از جنبه بهره برداری.
- به عبارت دیگر، سازوکارهای بازار برق که برنامهٔ بهره برداری شبکه را مشخص می کند باید امنیت سیستم را مدنظر قرار دهد.

امنیت سیستم

- یکی از معیارهای مهم امنیت که هم در طراحی شبکه (برنامه ریزی توسعه شبکه) و هم در بهره برداری از شبکه مدنظر است، معیار N-1 است.
- N −1 security criterion: Set of credible contingencies often contains the outage of all system components taken separately.
- به طور مثال، در سیستم با دو ژنراتور ۱۰۰ مگاواتی، فقط یک بار ۱۰۰ مگاواتی معیار N-1 را دارد و نه بار ۲۰۰ مگاوات!!



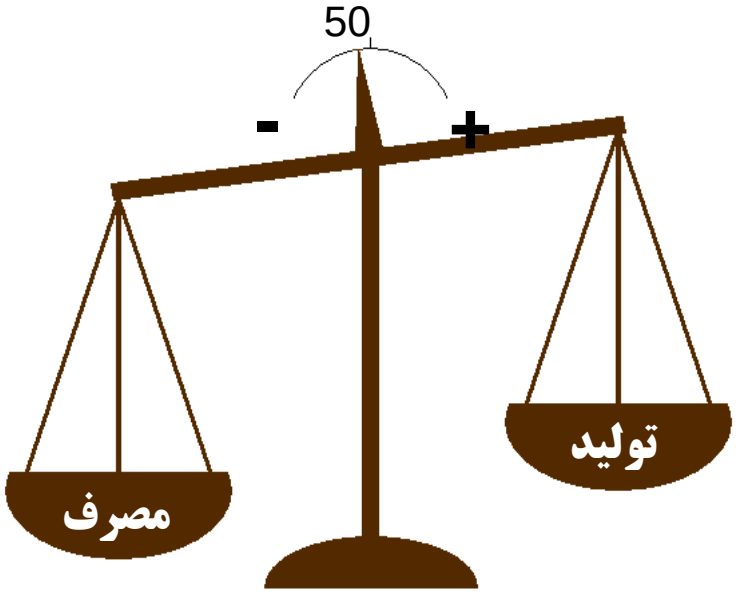
- در مقابله با پیشامدها، بهره برداران سیستم از اقدامات اصلاحی (Corrective actions) و پیشگیرانه (Preventive actions) بهره می گیرند.
- معیارهای پیشگیرانه به نحوی طراحی می‌شوند که سیستم در وضعیتی قرار گیرد که وقوع یک پیشامد باعث ناپایداری آن نشود. در عمل این به معنای کار کردن سیستم در ظرفیت کمتر از نامی است و از منظر بازار، بر ممکن نبودن برخی مبادلات دلالت دارد.

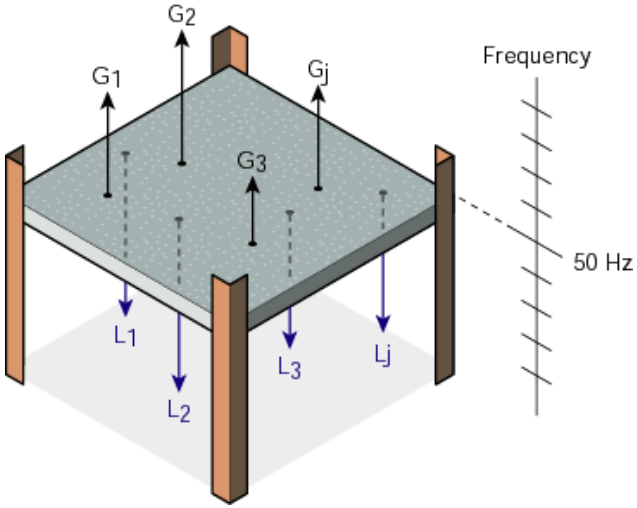
خدمات جانبی

- بنابراین با توجه به ماهیت سیستم های قدرت، در شرایط بازار برق، یک سری خدمات باید تعریف گردد تا این خدمات پشتیبانی از کالای اصلی (انرژی الکتریکی) را انجام دهد. به این خدمات، Ancillary services یا خدمات جانبی (A/S) گفته می شود.
- البته، درجه اهمیت برای خدمات جانبی متفاوت است و بهره بردار سیستم برای تهیه آنها باید سازوکارهای کارایی را طراحی نماید. برای خرید این خدمات می توان از روش های تجاری و بازاری بهره گرفت.
- تقسیم بندی خدمات جانبی (A/S):
  - ✓ مسائل مرتبط با تعادل بار و تولید (Balancing issues)
  - ✓ مسائل مرتبط با شبکه (Network issues)
  - ✓ مسائل مرتبط با بازیابی سیستم (System restoration)
- البته، تقسیم بندی فوق کامل نیست و مثلا می توان اشتراکاتی بین مسائل مرتبط با شبکه و تعادل پیدا کرد.
- خدمات جانبی را می توان هم از بازیگران تولید کننده و هم مصرف کننده تامین نمود.

مسائل مرتبط با تعادل بار و تولید

- برق در مقیاس بزرگ قابل ذخیره کردن نیست و تولید و مصرف (بارها و تلفات) آن باید همواره با هم برابر باشد.
- اختلاف بین تولید و مصرف منجر به انحراف فرکانس از مقدارنامی می شود. این تاثیرپذیری بستگی به اثر خود تنظیمی بار دارد.

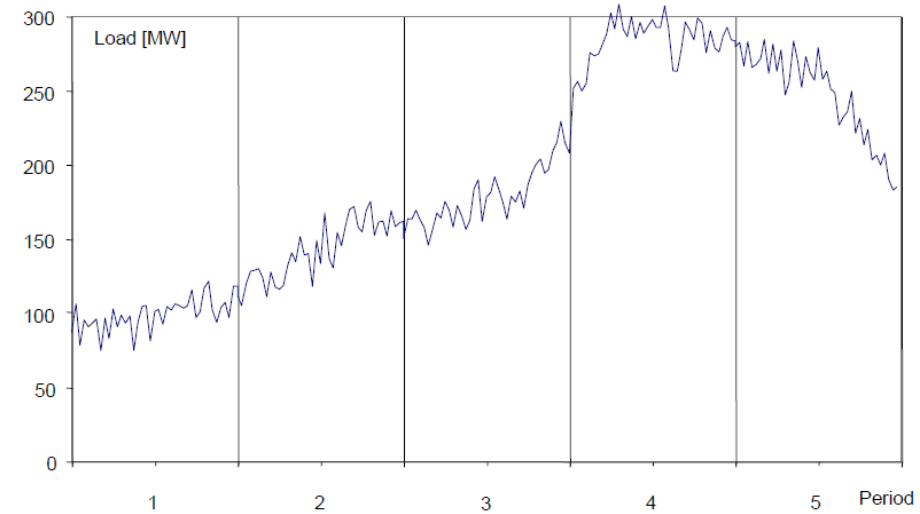




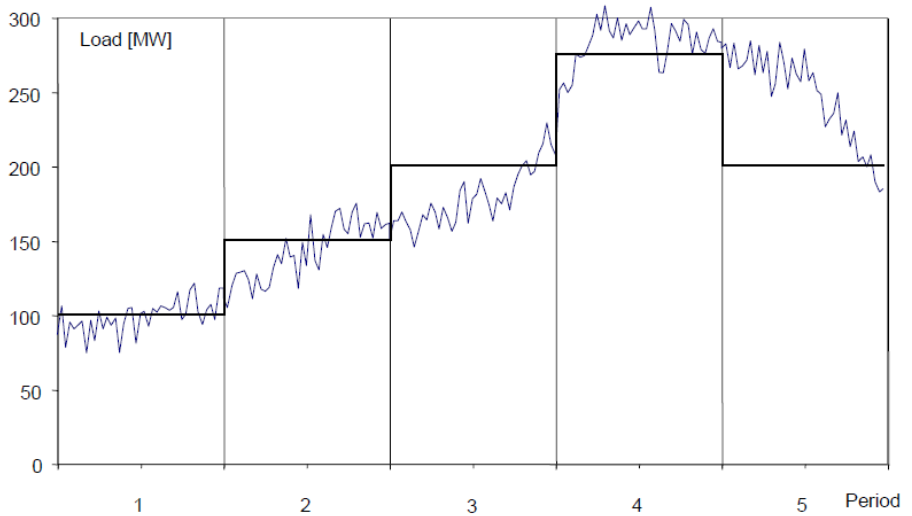
- انحرفات فرکانسی چه در جهت افزایش و چه در جهت کاهش، ممکن است به ژنراتورها، بارها و سایر تجهیزات شبکه آسیب برساند. از طرفی، اگر انحرافات فرکانس زیاد باشد ممکن است سیستم به سمت فروپاشی (Collapse) برود.

Large frequency deviations ⇒ overspeed or underspeed protection systems of generators activated ⇒ increase of the frequency deviations ⇒ ... ⇒ System collapse.

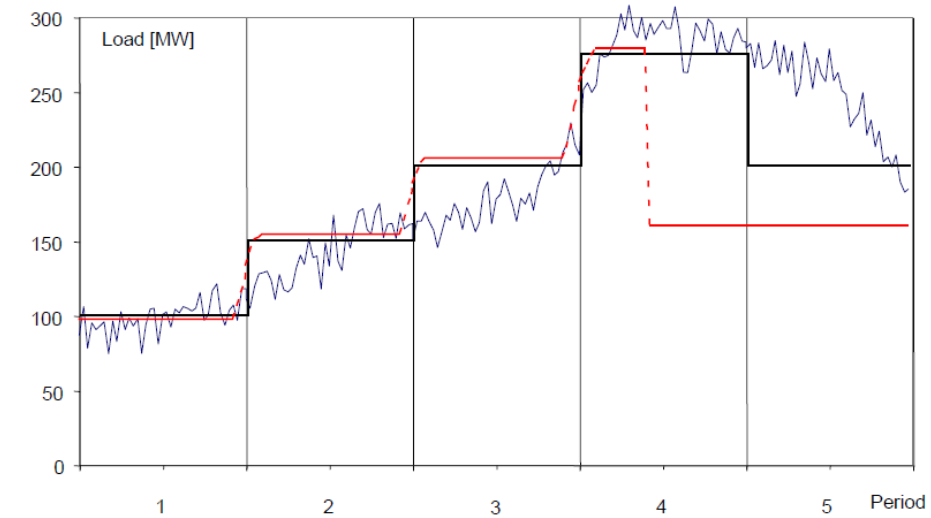
مسائل مرتبط با تعادل بار و تولید (مثال)



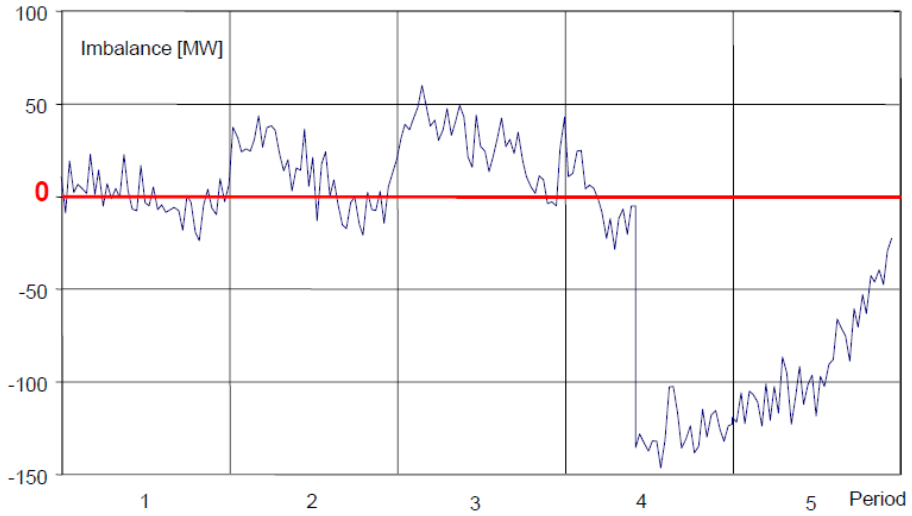
Load (MW) Over 5 Trading Periods



Power (MW) Traded Over the 5 Periods

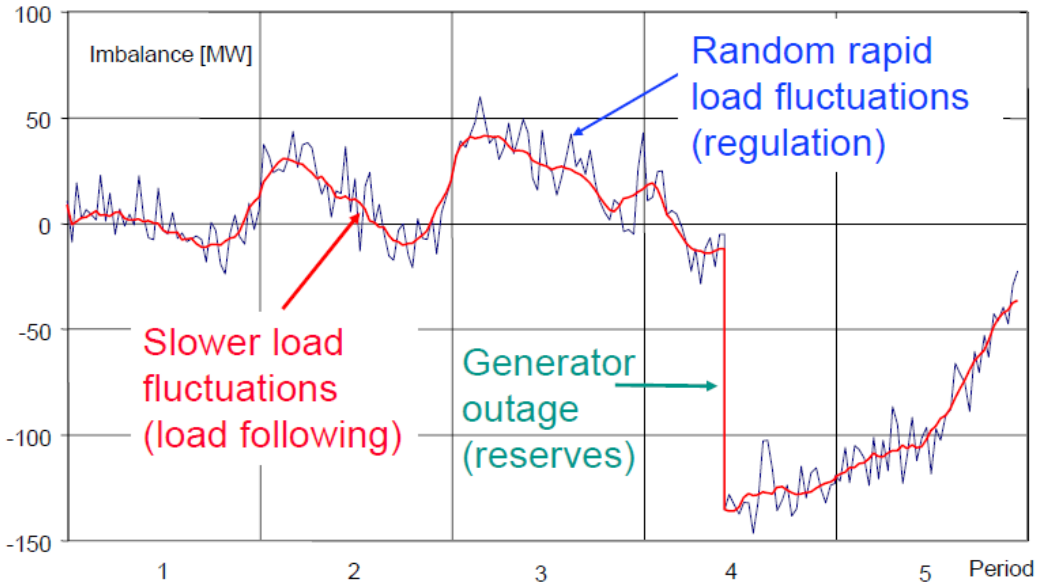


Actual Power Produced Over the 5 Periods



Imbalance [Power –Load] over the 5 Periods

- Sources of Imbalance & corresponding A/S:



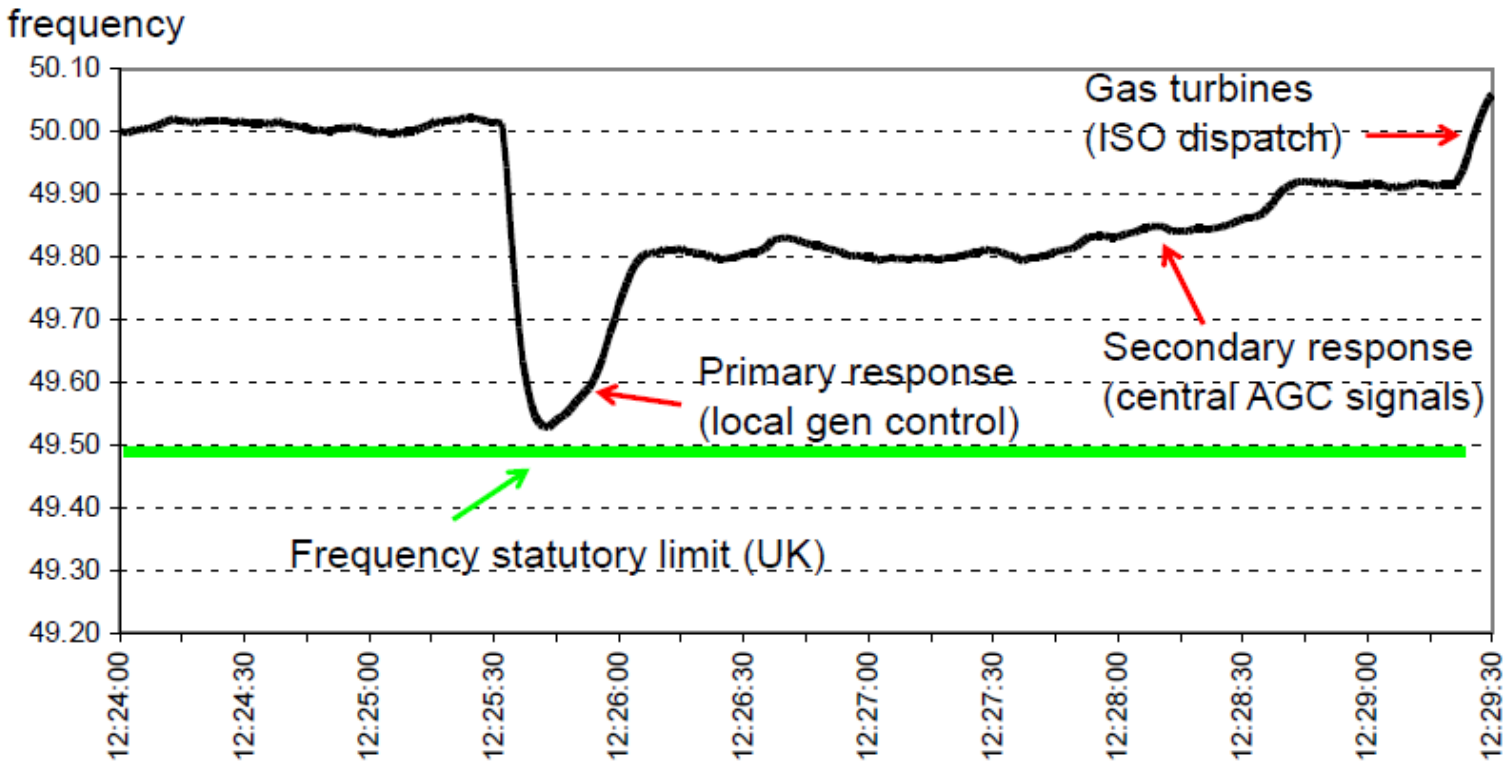
- Regulation service: able to handle rapid fluctuations in loads and small unintended changes in generation. Provided by units that can rapidly increase or decrease their output.
- Load-following service: able to handle slower fluctuations, in particular intraperiod changes that the market does not take into account. Both services require more or less continuous actions from the generators providing these services.
- Reserve services: designed to handle large and unpredictable power deficits that could threaten the stability of the system. Classified as correctives actions. Obtaining reserve services is however a preventive security action.

  Spinning reserve: Start immediately (already synchronized to the grid)
  Supplemental reserve (Non-spinning reserve): Can start more slowly (e.g., in 30 minutes); Designed to replace spinning reserve

مسائل مرتبط با تعادل بار و تولید

- تقسیم‌بندی‌های کلی و سلسله مراتبی مشهور از کنترل فرکانس عبارتند از:
  - ✓ ردیابی بار، تنظیم فرکانس و ذخیره پیشامد در شورای پایایی شبکه برق آمریکای شمالی (NERC)؛
  - ✓ کنترل فرکانس اولیه، کنترل فرکانس ثانویه و کنترل فرکانس ثالثیه (با زمان‌های دسترسی متفاوت) در اتحادیهٔ بهره‌برداران شبکه انتقال اروپا (ENTSO-E)؛ ENTSO-E اخیراً خدمات فرکانس را به ذخیره مهار فرکانس، ذخیره بازیابی فرکانس و ذخیره جایگزینی تقسیم‌بندی کرده است.
- دسترسی خدمات کنترل فرکانس به صورت خودکار یا دستی است. به عنوان مثال، کنترل اولیه به صورت خودکار و محلی، کنترل ثانویه خودکار و مرکزی و کنترل ثالثیه نیز دستی و مرکزی اعمال می‌گردد.
- کنترل اولیه واکنش خودکار و سریع واحدها در کنترل افزایش یا کاهش فرکانس توسط گاورنرهای آن‌ها است.
- کنترل ثانویه به صورت مرکزی و خودکار توسط TSO یا ISO (بخش کنترل شبکهٔ آن) و به صورت AGC (Automatic Generation Control) بکار گرفته می‌شود. در واقع، سیگنال کنترلی آن در اختیار TSO یا ISO است و وظیفهٔ آن بازگرداندن فرکانس به مقدار تنظیم شده است (تغییر فرکانس توسط کنترل اولیه متوقف می‌شود و توسط کنترل ثانویه به مقدار مطلوب بازمی‌گردد). کنترل ثانویه به طور معمول باید پس از چند ثانیه از وقوع اغتشاش فعال و تا ۱۵ دقیقه پس از اغتشاش و یا رسیدن کنترل ثالثیه فعال باشد.
- کنترل ثالثیه کنترل دستی است که از طریق TSO یا ISO برای کمک به کنترل ثانویه، مدیریت پیشامدها و کنترل برنامه‌های تبادلی بکار گرفته می‌شود. این ذخیره باید از چند دقیقه تا نیم‌ساعت فعال گردد.

Example: Frequency & Reserve Response following major generation outage (1220MW) in the UK (with 65GW capacity) on 15 August 1995



- System operator continuously performs contingency analysis
- Goal: No credible-threat contingency should be able to destabilize the system
- Modes of destabilization:
  - Thermal overload
  - Transient instability
  - Voltage instability
- If a credible-threat contingency could destabilize the system, the operator should take preventive action
- Types of Preventive Actions (Effective but limited):
  - Low-cost preventive actions: adjusting the transformer taps, changing the topology of the system, changing the voltage set points of generators, rerouting power using phase-shifting transformers, etc.
  - High-cost preventive actions: As the loading of the system increases, there comes a point where security can only be ensured by placing limitations on the generation patterns. These limitations carry a very significant cost.

- Voltage control and reactive support services:
  - Several reactive resources and voltage control devices (capacitors, reactors, tap-changing transformers, etc.) are typically under the direct control of the operator. However generating units provide the best way to control voltage
  - Must consider both normal and abnormal conditions:
    - Normal voltage conditions: $0.95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1.05 \text{ p.u.}$
    - Abnormal voltage conditions: Provide enough reactive power to prevent a voltage collapse following an outage
- System operators may also need to obtain other network security services from generators such as for example:
  - Intertrip schemes: in the event of a fault, they automatically disconnect some generation and/or some load to maintain the stability of the system.
  - Power system stabilizers: make adjustments to the output of generators to dampen oscillations that might develop in the network. Can increase the amount of power that can be transmitted in a line.

مسائل مرتبط با بازیابی سیستم (System restoration)

- برخی از پیشامدها در شبکه قدرت ممکن است منجر به خروج زنجیره ای (Cascading outage) تجهیزات شود و در نتیجه، یک خاموشی سراسری و یا خاموشی نسبتا بزرگ در شبکه ایجاد گردد.
- بهره بردار سیستم باید بتواند هر چه سریعتر سیستم را بازیابی (restoration) کند تا اثرات سوء خاموشی کم شود (خاموشی سراسری می تواند ضررهای بسیار قابل توجه مانند اقتصادی، اجتماعی و حتی سیاسی ایجاد کند).
- برای بازیابی سیستم در درجه اول باید نیروگاه های شبکه که دچار تریپ شده اند دوباره روشن شوند؛ اما راه اندازی نیروگاه ها نیاز به انرژی الکتریکی نسبتا زیادی دارد. در مواقعی که نیروگاه در شرایط عادی شبکه بخواهد راه اندازی شود این انرژی را از پست بلافصل خود دریافت می کند؛ ولی در شرایط خاموشی سراسری، پست بلافصل نیز بی برق است.
  - ✓ به طور مثال، در توربین گازی در شرایط راه اندازی باید ابتدا کمپرسور استارت شود تا گاز داغ فشرده مورد نیاز محفظه احتراق را فراهم کند.
  - ✓ در نیروگاه بخار نیز، برای تامین آب دیگ بخار، نیاز است تا پمپ های نیروگاه مانند پمپ تغذیه (Feed pump) کار کند.
- در این شرایط بهره بردار سیستم باید از نیروگاه های خود راه انداز (Black-start power plant) استفاده کند تا شبکه را از طریق این نیروگاه ها ، به صورت گام به گام، برقدار کند. نیروگاه های خود راه انداز معمولا دارای سیستم برق اضطراری کافی و همچنین، سایر تجهیزات موردنیاز راه اندازی بدون کمک گرفتن از شبکه هستند.
- بنابراین، برخی از نیروگاه های می توانند در شرایط بازیابی شبکه، خدمات جانبی خودراه اندازی را فراهم کنند.

تامین خدمات جانبی

❖ با توجه به نکات مرتبط با امنیت سیستم قدرت، وجود خدمات جانبی در کنار مبادلات انرژی الکتریکی ضروری است؛ اما چند سوال اساسی عبارتند از:

- ✓ خدمات جانبی تا چه اندازه ای باید تامین شود؟
- ✓ خدمات جانبی چگونه باید تامین شود (اجباری یا با مکانیسم بازاری)؟
- ✓ پرداخت به تامین کنندگان خدمات جانبی توسط بهره بردار سیستم باید چقدر باشد؟
- ✓ چه کسی باید بهای خدمات جانبی را پرداخت نماید؟ یا بهره بردار سیستم هزینه های تامین خدمات جانبی را چگونه باید تخصیص دهد؟

❖ نکاتی در مورد تعیین میزان خدمات جانبی:

- ✓ بهره بردار مستقل سیستم مسئول تامین این خدمات است؛
- ✓ برای تامین میزان خدمات جانبی باید شرایط پیشامدهای محتمل (Contingencies) در نظر گرفته شود؛
- ✓ در صورتی که میزان خدمات جانبی زیاد باشد اگرچه شرایط بهره برداری برای بهره بردار ساده تر است؛ اما هزینه زیادی به سیستم تحمیل می گردد. بنابراین، برای تعیین میزان خدمات جانبی، بهره بردار سیستم باید تحلیل هزینه/فایده انجام دهد. این تحلیل در شکل کامل خود به صورت یک مسئله بهینه سازی احتمالاتی پیچیده است.

تامین خدمات جانبی به صورت اجباری

❖ یکی از روش های تامین خدمات جانبی، اجباری بودن آن است. این روش را می توان در هنگام اتصالِ یک کاربر جدید به شبکه (مانند نیروگاه ها و مصرف کنندگان بزرگ) به اطلاع کاربر رساند. در هر کشوری استانداردها و یا دستورالعملهایی برای اتصال وجود دارد که در آنها می توان اجبار را در نظر گرفت.

❖ به طور مثال، در قواعد مرتبط با اتصال نیروگاهها به شبکه الزامات زیر را می توان در نظر گرفت:

- Each generating unit must be equipped with governor with a 4% droop coefficient *m*, where $\Delta f/fn = -m\, \Delta P/Pn$ (n = nominal value)
  - Implies all generators contribute to keeping frequency f close to fn
- Each generating unit must be able to operate at a power factor P/S =[active power P]/[apparent power S] that ranges from 0.85 lead to 0.9 lag and be equipped with an automatic voltage regulator
  - Implies all generators contribute to voltage control & reactive support

❖ اجبار تامین خدمات جانبی اگر چه روش ساده ای است اما از جنبه اقتصادی مناسب نیست. برخی از مشکلات این روش:

- ✓ سرمایه گذاری بیش از حد مورد نیاز (به طور مثال در گاورنرها و PSSها)؛
- ✓ این روش جایی برای نوآوری فنی و مالی باقی نمی گذارد؛
- ✓ اجبار برای تولیدکنندگان ممکن است مورد پذیرش نباشد زیرا ممکن است از آنها سلب فرصت شود (به طور مثال سلب فرصت تولید توان اکتیو در شرایط فعال بودن AVR ژنراتورها)؛
- ✓ برخی از کاربران توانایی ارائه خدمات را ندارند (مانند نیروگاههای هسته ای در تامین خدمت کنترل فرکانس سریع)

تامین خدمات جانبی به صورت بازاری

- نوع بازار به نوع خدمت جانبی بستگی دارد:
  - ✓ قراردادهای بلندمدت: خدمات با نیاز ثابت یا وابسته به مشخصات تجهیزات، مانند خودراه اندازی، طرح های اینترتریپ، پایدارسازهای سیستم قدرت، تنظیم فرکانس
  - ✓ بازار کوتاه مدت یا بازار لحظه ای: تغییرات قابل توجه در طول روز، مانند ذخیره های چرخان و غیرچرخان
- قراردادهای بلندمدت می تواند برای کاهش ریسک کمبود ظرفیت ذخیره و/یا اجبار به پرداخت بالا منعقد گردد.
- در بازارهای برق مناسب تر است که ترکیبی از قراردادهای بلندمدت و بازارهای کوتاه مدت وجود داشته باشد.
- سازوکارهای بازاری، شرایط انعطاف پذیرتر و اقتصادی تر را نسبت به روش اجبار ایجاد می کنند.
- آیا سازوکارهای بازاری قابل اعمال به همه خدمات جانبی است؟
  - ✓ گاهی تعداد کم تامین کنندگان می تواند موجب قدرت بازار شود و تامین اجباری بهتر است. مثلا، یک واحد برای تولید توان راکتیو در مکانی دور
- در محیط بازار برق، خدمات جانبی را از سمت تقاضا نیز می توان تامین کرد. برنامه های کاربردی پاسخگویی بار (DR) از این نوعند.
- بکارگیری خدمات جانبی از سمت تقاضا منجر به افزایش رقابت می شود و امتیازاتی فنی زیادی نیز به همراه دارد.

برنامه ریزی ذخیره (Reserve)

- برای تعیین مقدار ذخیره باید هزینه تامین آن را در کنار بهبود شاخص‌های قابلیت‌اطمینان سیستم سنجید. برای تعیین مقادیر ذخیرهٔ سیستم از روش‌های قطعی و احتمالاتی استفاده می‌شود.
- در روش قطعی میزان ذخیرهٔ چرخان را برابر با بزرگترین مولد در مدار یا درصدی از اوج بار و یا ترکیبی از آن‌ها در نظر می‌گیرند. اگر چه این روش ساده است اما نمی‌تواند متناسب با ریسک‌های بهره‌برداری باشد. از اینرو، روش‌های احتمالاتی که ریسک‌های سیستم را در نظر می‌گیرند (با لحاظ کردن احتمالات خروج تجهیزات و مطالعات قابلیت اطمینان)، مناسب‌ترند؛ اما در محاسبات آن‌ها پیچیدگی‌هایی وجود دارد.
- پس از تعیین میزان ذخیره (به صورت قطعی یا احتمالاتی)، مسئله مهم، نحوه برنامه ریزی ذخیره است:

  ۱- برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره در یک فرآیند بازاری

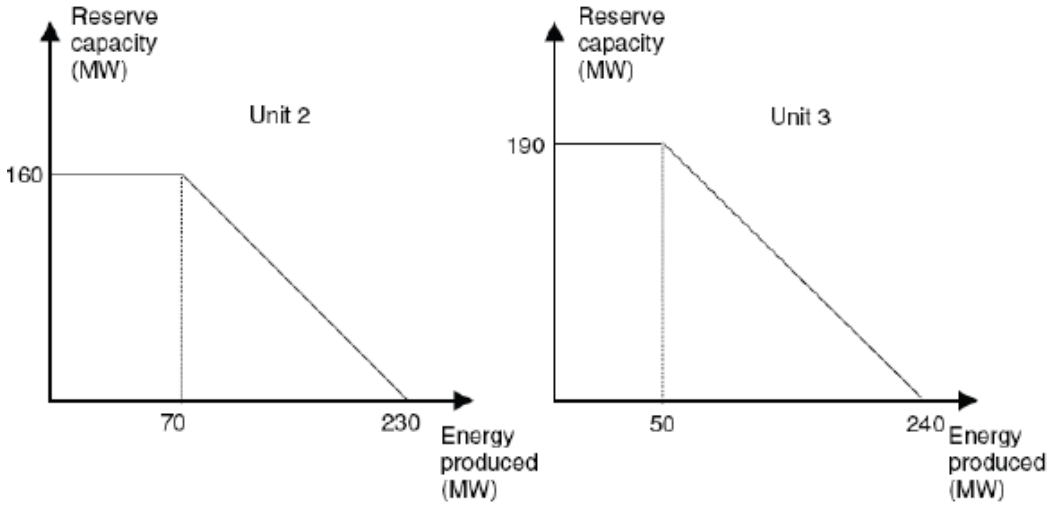
  ۲- برنامه ریزی غیرهمزمان انرژی و ذخیره در بازارهای جداگانه

- تسویه همزمان انرژی و ذخیره، به طور معمول، روش بهینهٔ تخصیص منابع در دسترس است و در آن هزینهٔ بهره‌برداری کل با در نظر گرفتن امنیت تامین انرژی، کمینه می‌شود (با توجه به کوپل بودن انرژی و ذخیره).
- در روش تسویه غیرهمزمان، ابتدا انرژی تسویه می‌گردد، سپس خدمات جانبی موردنظر، مانند ذخیره بهره‌برداری تسویه می‌شود. در این روش، قیمت ممکن است بالاتر باشد.

مثال اول برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره

- یک شبکه برق کوچک که بار آن بین ۳۰۰ تا ۷۲۰ مگاوات متغیر است در نظر بگیرید. براساس مطالعات بهره بردار ۲۵۰ مگاوات ذخیره برای سیستم لازم است. چهار ژنراتور در سیستم وجود دارد. ژنراتورها برای ذخیره پیشنهاد قیمت جداگانه نمی دهند.

Generating units	Marginal cost of energy ($/MWh)	P^{max} (MW)	R^{max} (MW)
1	2	250	0
2	17	230	160
3	20	240	190
4	28	250	0



مثال اول برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره (حل)

- Find the power produced by each of the four generating units (P1, P2, P3 and P4) and the amount of reserve provided by these same units (R1, R2, R3 and R4) that minimize:

$$2 \cdot P_1 + 17 \cdot P_2 + 20 \cdot P_3 + 28 \cdot P_4$$

- subject to the following constraints:
  - Balance between production and demand:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = D$$

  - Minimum reserve requirement:

$$R_1 + R_2 + R_3 + R_4 \geq 250$$

  - Limits on the production of the generating units:

$$0 \leq P_1 \leq 250$$
$$0 \leq P_2 \leq 230$$
$$0 \leq P_3 \leq 240$$
$$0 \leq P_4 \leq 250$$

  - Limits on the reserve capabilities of the generating units:

$$R_1 = 0$$
$$0 \leq R_2 \leq 160$$
$$0 \leq R_3 \leq 190$$
$$R_4 = 0$$

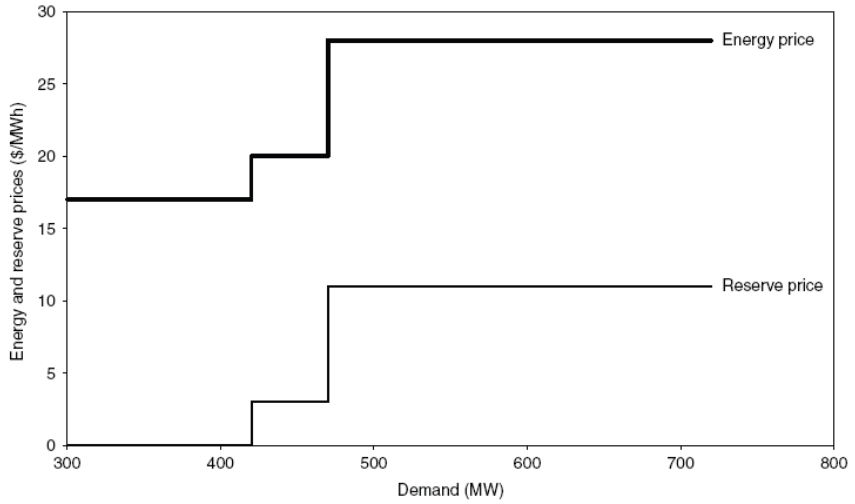
  - Limits on the capacity of the generating units:

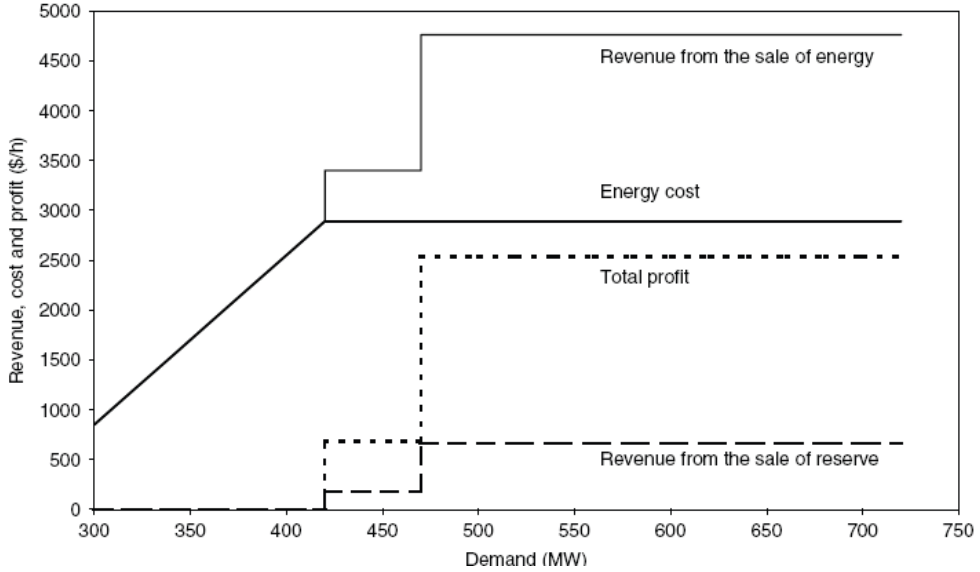
$$P_1 + R_1 \leq 250$$
$$P_2 + R_2 \leq 230$$
$$P_3 + R_3 \leq 240$$
$$P_4 + R_4 \leq 250$$

مثال اول برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره (حل)

- ضرائب لاگرانژ مربوط به قید تعادلِ تولید- تقاضا، هزینه حدی تولید انرژی الکتریکی را تعیین می کند.
- مشابهاً، ضریب مربوط به قید کمترین الزام ذخیره، هزینه حدی تأمین ذخیره را تعیین می کند.
- در یک بازار متمرکز، این هزینه های حدی به عنوان قیمت های تسویه بازار برای انرژی و ذخیره در نظر گرفته می شوند.

R_4	P_4	R_3	P_3	R_2	P_2	R_1	P_1	تقاضا
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
۰	۰	۱۹۰	۰	۶۰	۱۷۰–۵۰	۰	۲۵۰	۴۲۰–۳۰۰
۰	۰	۱۹۰	۵۰–۰	۶۰	۱۷۰	۰	۲۵۰	۴۷۰–۴۲
۰	۲۵۰–۰	۱۹۰	۵۰	۶۰	۱۷۰	۰	۲۵۰	۷۲۰–۴۷۰





مثال دوم برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره

- فرض کنید در مثال قبلی، تولیدکنندگان علاوه بر پیشنهاد قیمت انرژی، قیمت ذخیره را نیز پیشنهاد دهند. به هر حال، به دلیل هزینه کاهش بهره وری واحدهایی که در کمتر از توان نامی خود کار می کنند و هزینه های اضافی تعمیر و نگهداری، ناشی از ارائه ذخیره، مناسبتر است تا برای ذخیره نیز همانند انرژی، قیمت پیشنهاد گردد.

واحد ۴ نیز می تواند ذخیره ارائه دهد. همچنین، میزان ذخیره همان ۲۵۰ مگاوات است.

Generating units	Marginal cost of energy ($/MWh)	Marginal cost of reserve ($/MWh)	P^{max} (MW)	R^{max} (MW)
1	2	0	250	0
2	17	0	230	160
3	20	5	240	190
4	28	7	250	150

- حل:

- Optimisation variables: P1, P2, P3, P4, R1, R2, R3, R4
- Objective function: min(2P1 + 17P2 + 20P3 + 28P4 + 0R1 + 0R2 + 5R3 + 7R4)

مثال دوم برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره

❖ ادامه حل:

❖ Constraints:

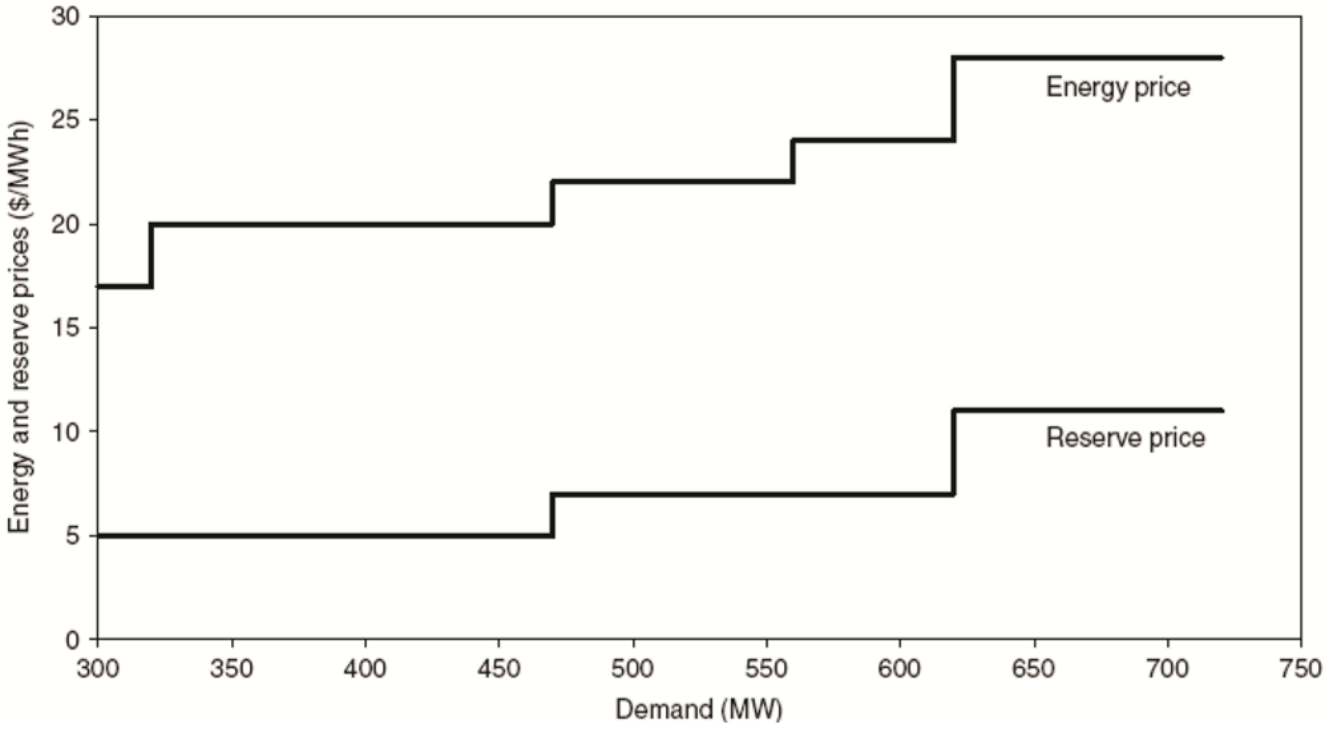
- Balance between production: $P1 + P2 + P3 + P4 = D$
- Minimum reserve requirement: $R1 + R2 + R3 + R4 \geq 250MW$
- Limits on production: $0 \leq P1 \leq 250$, $0 \leq P2 \leq 230$, $0 \leq P3 \leq 240$, $0 \leq P4 \leq 250$
- Limits on reserve: $R1 = 0$, $0 \leq R2 \leq 160$, $0 \leq R3 \leq 190$, $0 \leq R4 \leq 150$
- Limits on capacity: $P1 + R1 \leq 250$, $P2 + R2 \leq 230$, $P3 + R3 \leq 240$, $P4 + R4 \leq 250$

❖ نتایج دیسپچ:

Demand (MW)	P_1 (MW)	R_1 (MW)	P_2 (MW)	R_2 (MW)	P_3 (MW)	R_3 (MW)	P_4 (MW)	R_4 (MW)
300–320	250	0	50–70	160	0	90	0	0
320–470	250	0	70	160	0–150	90	0	0
470–560	250	0	70	160	150–240	90–0	0	0–90
560–620	250	0	70–130	160–100	240	0	0	90–150
620–720	250	0	130	100	240	0	0–100	150

مثال دوم برای برنامه ریزی همزمان انرژی و ذخیره

❖ قیمت های انرژی و ذخیره:



سایر نکات در مورد خدمات جانبی

- امنیت سیستم برای همه مصرف کنندگان ارزش یکسان ندارد: به طور مثال، کارخانه فولاد در برابر بارهای کشاورزی
- برخی مصرف کننده ها ممکن است مایل به پرداخت بیشتر در ازای امنیت بهتر سیستم باشند؛ در حالی که دیگران ممکن است یک سیستم با قابلیت اطمینان کمتر را در ازای قیمت پرداختی کمتر بابت انرژی بپذیرند.
  - ✓ در حال حاضر امکان برقراری سطوح مختلف امنیت وجود ندارد.
  - ✓ امنیت متوسط و یکسان برای همه مشترکان
  - ✓ تقسیم هزینه های جانبی براساس برخی معیارهای استفاده، مثلا انرژی تولیدی یا مصرفی
- نکته دیگر: ایجاد مشکلات در سیستم به دلیل رفتار برخی از کاربران
  - ✓ به طور مثال اگر در شبکه، واحدهای بسیار بزرگ با نرخ خرابی بالا وجود داشته باشد، میزان ذخیره افزایش می یابد. بنابراین، اگر هزینه خدمات ذخیره متناسب با سهم واحدها در الزام ذخیره بر آنها تحمیل شود می تواند انگیزه ای برای کاهش نرخ خرابی ایجاد کند.
  - ✓ مثالی دیگر: برخی از بارهای صنعتی با توجه به ماهیتشان باعث افزایش نیاز تنظیم فرکانس و ردیابی بار می شوند. به عنوان نمونه، ممکن است در یک شبکه، مصرف کنندگان صنعتی سهم ۳۰ درصد از بار را داشته باشند؛ اما در بیش از ۸۰ درصد نیاز تنظیم فرکانس و ردیابی بار سهم داشته باشند.

فروش خدمات جانبی از دید Genco (مثال برای فروش همزمان انرژی و ذخیره)

- فرضیات: نیروگاه به صورت قیمت پذیر، دوره یک ساعته از بازار، واحد روشن است و سایر قیود دینامیکی صرف نظر، یکی از خدمات جانبی مانند ذخیره چرخان در مسئله لحاظ می شود (برای سایر خدمات جانبی مسئله مشابه است)
- در عمل مسئله در یک بازه زمانی مانند روزانه و با لحاظ همه قیود نیروگاه حل می شود (مانند مسئله PBUC-ED).
- ساختار مسئله بهینه سازی:
  - ✓ x_1: مقدار پیشنهاد مولد در بازار انرژی؛ x_2: مقدار پیشنهاد مولد در بازار ذخیره؛ π_1: قیمت بازار انرژی؛ π_2: قیمت بازار ذخیره؛ محدودیت ها شامل P^{max}، P^{min} و R^{max}؛ $C_1(x_1)$: هزینه تولید انرژی شامل سوخت و نگهداری؛ $C_2(x_2)$: هزینه ارائه ذخیره (هزینه مورد انتظار برای تولید انرژی در این هزینه در نظر گرفته می شود)؛

$$\text{Objective Function}: \quad \text{Max}\left\{\pi_1.x_1+\pi_2.x_2-C_1(x_1)-C_2(x_2)\right\}$$

$$\text{Constraints}: \begin{cases} \text{maximum power output of generating unit: } x_1+x_2 \le P^{max} \\ \text{minimum stable operating level for generating unit: } x_1 \ge P^{min} \\ x_2 \le R^{max} \quad (\text{where it is assumed that } R^{max} < P^{max}-P^{min}) \end{cases}$$

Lagrangian function for optimization problem:

$$l(x_1,x_2,\mu_1,\mu_2,\mu_3)=\pi_1.x_1+\pi_2.x_2-C_1(x_1)-C_2(x_2)+\mu_1(P^{max}-x_1-x_2)+\mu_2(x_1-P^{min})+\mu_3(R^{max}-x_2)$$

فروش خدمات جانبی از دید Genco (مثال برای فروش همزمان انرژی و ذخیره)

- First-Order Necessary Conditions for Optimality:
  - ✓ The Karush-Kuhn-Tucker (KKT) Conditions

$$\begin{cases} \dfrac{\partial l}{\partial x_1} = \pi_1 - \dfrac{\partial C_1}{\partial x_1} - \mu_1 + \mu_2 = 0 \\ \dfrac{\partial l}{\partial x_2} = \pi_2 - \dfrac{\partial C_2}{\partial x_2} - \mu_1 - \mu_3 = 0 \end{cases} , \quad \begin{cases} \dfrac{\partial l}{\partial \mu_1} = P^{max} - x_1 - x_2 \geq 0 \\ \dfrac{\partial l}{\partial \mu_2} = x_1 - P^{min} \geq 0 \\ \dfrac{\partial l}{\partial \mu_3} = R^{max} - x_2 \geq 0 \end{cases}$$

  - ✓ "Complementary Slackness Conditions"

$$\begin{cases} \mu_1 (P^{max} - x_1 - x_2) \geq 0 \\ \mu_2 (x_1 - P^{min}) \geq 0 \\ \mu_3 (R^{max} - x_2) \geq 0 \\ \mu_1 \geq 0; \mu_2 \geq 0; \mu_3 \geq 0 \end{cases}$$

- شرایط فوق (شرایط لنگی مکمل) به این نکته اشاره دارد که یک قید نامساوی یا محدودکننده است یا غیرمحدودکننده.
  - ✓ اگر محدودکننده (فعال) باشد، مانند یک قید نامساوی رفتار می کند و ضریب لاگرانژ (هزینه سایه قید) آن مثبت است.
  - ✓ اگر غیر محدودکننده (غیرفعال) باشد، ضریب لاگرانژ آن صفر است.

فروش خدمات جانبی از دید Genco (مثال برای فروش همزمان انرژی و ذخیره)

❖ حالت های مختلفی برای قیود محدودکننده وجود دارد:

Case1: $\mu_1 = 0; \mu_2 = 0; \mu_3 = 0$

No binding constraints $\Rightarrow \begin{cases} \pi_1 = \dfrac{\partial C_1}{\partial x_1} \\ \pi_2 = \dfrac{\partial C_2}{\partial x_2} \end{cases}$

$\Rightarrow$ Provide energy and reserves up to the point where marginal cost is equal to price

(No interactions between energy and reserves)

Case 2: $\mu_1 > 0; \mu_2 = 0; \mu_3 = 0$

Generation capacity fully utilized by energy and reserves: $x_1 + x_2 = P^{max}$

$$\Rightarrow \pi_1 - \frac{\partial C_1}{\partial x_1} = \pi_2 - \frac{\partial C_2}{\partial x_2} = \mu_1 > 0$$

❖ در case 2، تأمین انرژی و ذخیره، هر دوسودآور است. سود بیشینه زمانی‌حاصل می شود که واحد به گونـه ای گسیل شده که سود حدی آن برای انرژی مساوی با سود حدی آن برای ذخیره باشد.

فروش خدمات جانبی از دید Genco (مثال برای فروش همزمان انرژی و ذخیره)

Case 3: $\mu_1 = 0; \mu_2 > 0; \mu_3 = 0$

Unit operates at minimum stable generation : $x_1 = P^{min}$

$$\Rightarrow \frac{\partial C_1}{\partial x_1} - \pi_1 = \mu_2 > 0 \quad , \quad \pi_2 = \frac{\partial C_2}{\partial x_2}$$

- At the margin, marginal cost of reserves x_2 = reserve price π_2
- At the margin, a loss on energy x_1, minimized by operating at P^{min}
- Given the generator produces (does not shut down), KKT conditions only guarantee maximum net earnings, not positive net earnings!

❖ **سوال: سایر شرایط را بررسی نمایید.**

❖ **یک مقاله پایه ای (basic) را در مورد طراحی بازارهای خدمات جانبی مطالعه و بررسی نمایید.**