

به نام خدا



ریزشبکه ها و شبکه های توزیع فعال

استاد درس: امین رنجبران

عضو هیات علمی مجتمع آموزش عالی گناباد





فهرست

۱- مقدمه

۲- شبکه های هوشمند

۳- منابع تولید پراکنده

۴- ریزشبکه ها

۵- روش های کنترل ولتاژ و فرکانس ریز شبکه



منابع

- ۱- کتاب کنترل و بهره برداری ریزشبكة های الکتریکی نویسنده: نوید غفارزاده
- ۲- کتاب ریزشبكة ها و شبکه های توزیع فعال ، اس چاودوری ، پی کراسلی ، محمدرضا میوه ، سهراب میرسعیدی ، مجید گندمکار ، انتشارات قدیس
- ۳- شبكة های هوشمند و ریزشبكة ها نویسنده: گئورگ قره پتیان - محمد شاهیده پور - بهروز ذاکر



مقدمه

در صنعت برق مواجه هستیم با:

- افزایش بی سابقه تقاضای انرژی الکتریکی
- کاهش منابع مالی



■ تجدید ساختار برق

■ افزایش رقابت

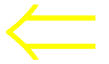


مقدمه

بهره برداری از سیستم قدرت در نزدیکی محدودیت های
حرارتی و دینامیکی

کاهش کیفیت سرویس دهی

کاهش امنیت





Power System, Today

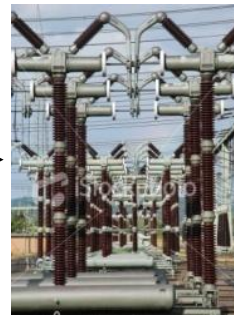
• جریان انرژی یک طرفه، از تولید کننده به سمت مصرف کننده



تولید



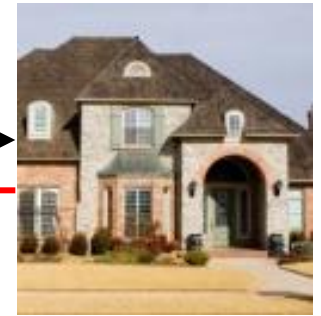
انتقال



توزیع



ساختمان های مسکونی / تجاری



انرژی
اطلاعات

• جریان اطلاعات یک طرفه، از کتورهاها به سمت شرکت های برق



شرایط موجود

- توسعه روز افزون سیستم های مخابراتی
- پیشرفت فن آوری اطلاعات
- امکان کاربرد منابع تولید پراکنده و تجدید پذیر
- بالا رفتن انتظارات از شبکه قدرت



انگیزه

امکان بکارگیری مجموعه ای از تکنولوژی ها در مفهوم شبکه هوشمند انرژی با انگیزه:

✓ بهبود سرویس دهی به مشترکین

✓ بهبود امنیت و حاشیه اطمینان

✓ بهبود کیفیت توان

✓ کاهش هزینه کل

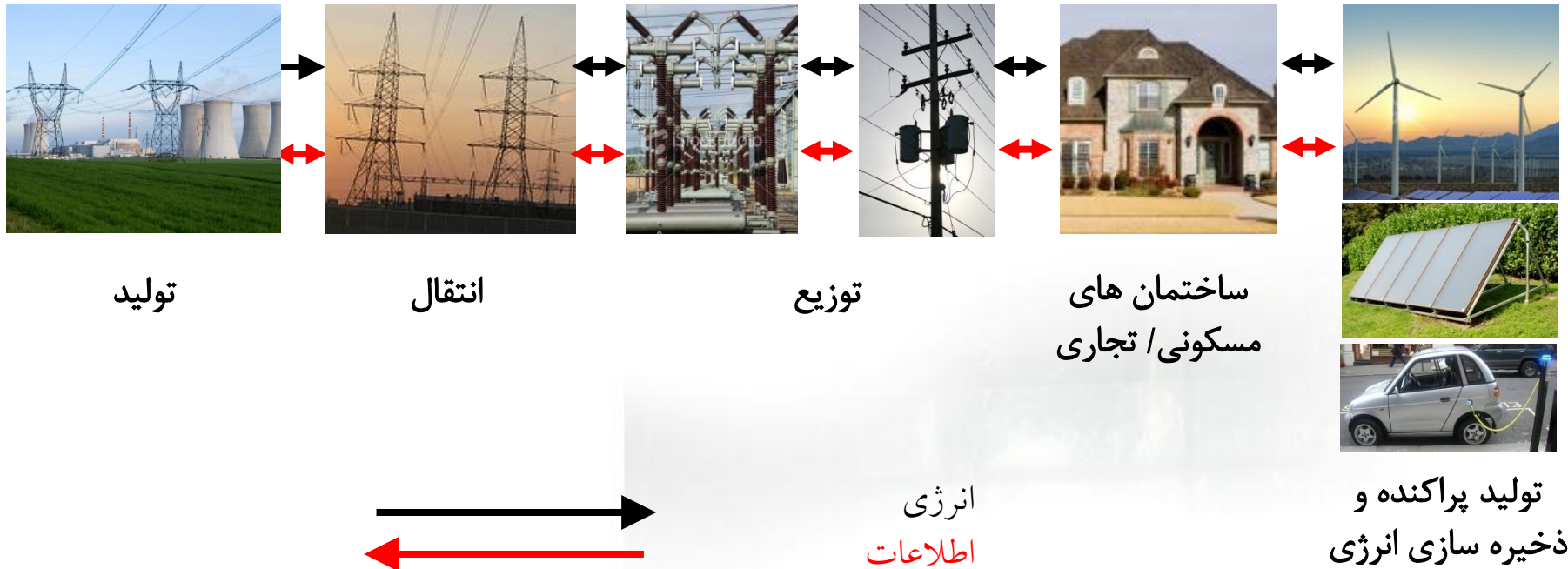
✓ افزایش راندمان





Power System, Tomorrow

- جریان انرژی دوطرفه
- استقرار شبکه های مخابراتی به منظور ایجاد ارتباطات امن بین تجهیزات

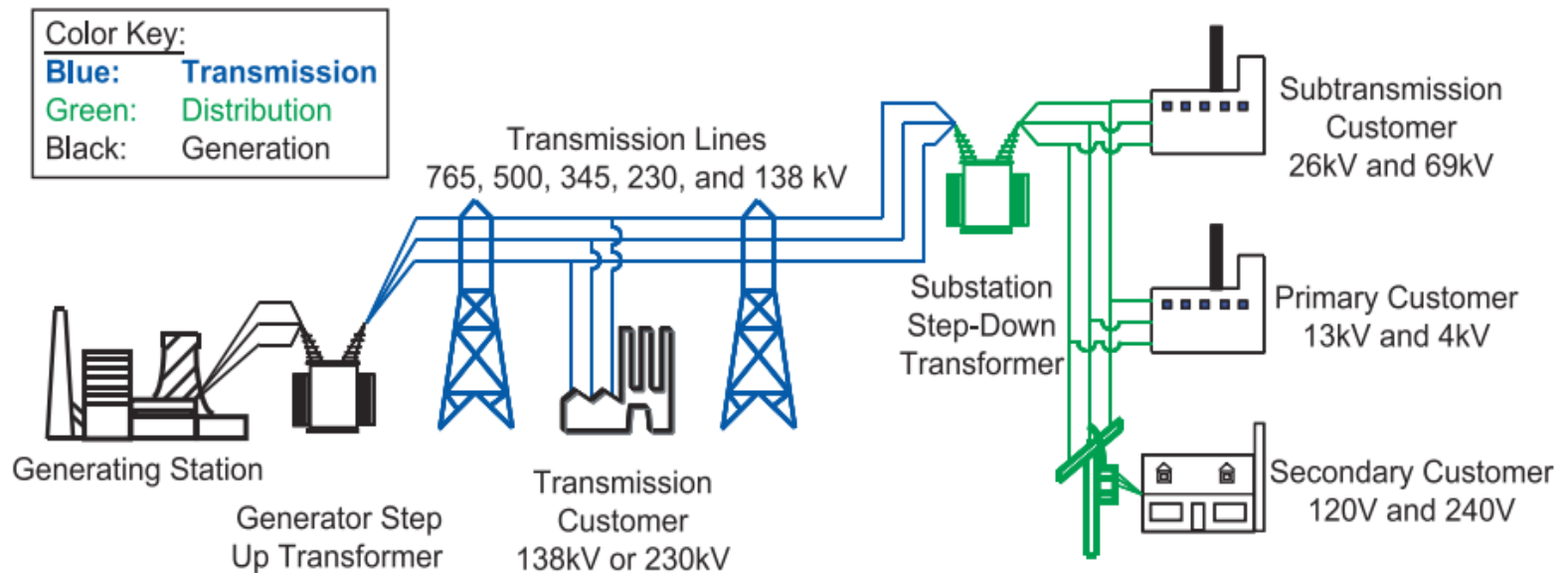


شبکه هوشمند انرژی

SMART GRID

Need for a Better Power Grid

- Electricity is the most versatile and widely used form of energy in the world, developed over the past one hundred years.
- The electrical system ranges from power generation and transport to final consumption.
- To mitigate global climate changes, enhance security, manage economics, and promote resilience of the electrical system needs to change quickly





شبکه هوشمند انرژی

- این شبکه سنسورهای مختلف، ارتباطات بی سیم، نرم افزارهای پیشرفته، امکانات محاسباتی را بکار می گیرد تا شرکت های برق را قادر سازد که بدانند چه مقدار انرژی و در کجا مصرف می شود.





شبکه هوشمند انرژی

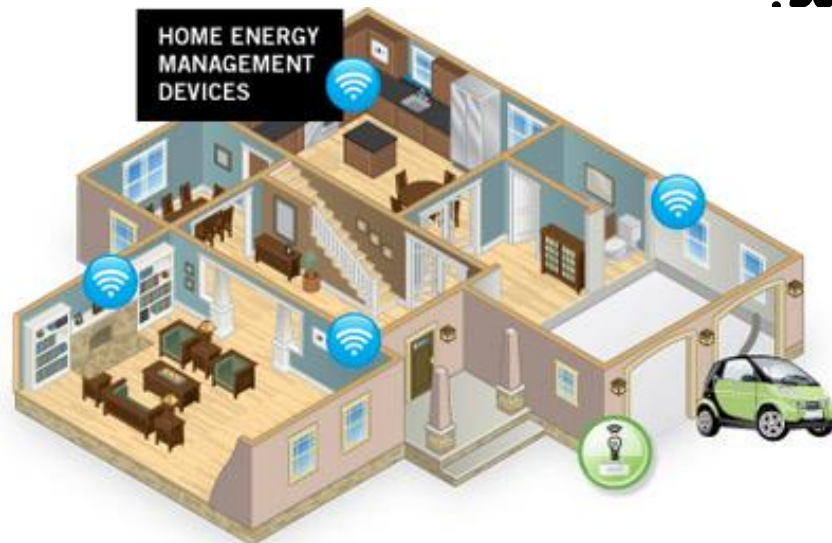
■ همچنین در صورت بروز **مشکل** در شبکه و خاموشی، سریعاً **مطلع** شوند و **اقدامات** به موقع هوشمندانه صورت گیرد.





شبکه هوشمند انرژی

- **مشترکین** قادراند انرژی مصرفی خود را بهینه و رفتار برق مصرفی خود را خود **تنظیم** نمایند.
- شرکت های برق با **قیمت گذاری لحظه ای** می توانند بار **شبکه** را به نحو مطلوب **مدیریت** کنند و مشترکین قادر خواهند بود هزینه **قبوض** خود را **کاهش** دهند.



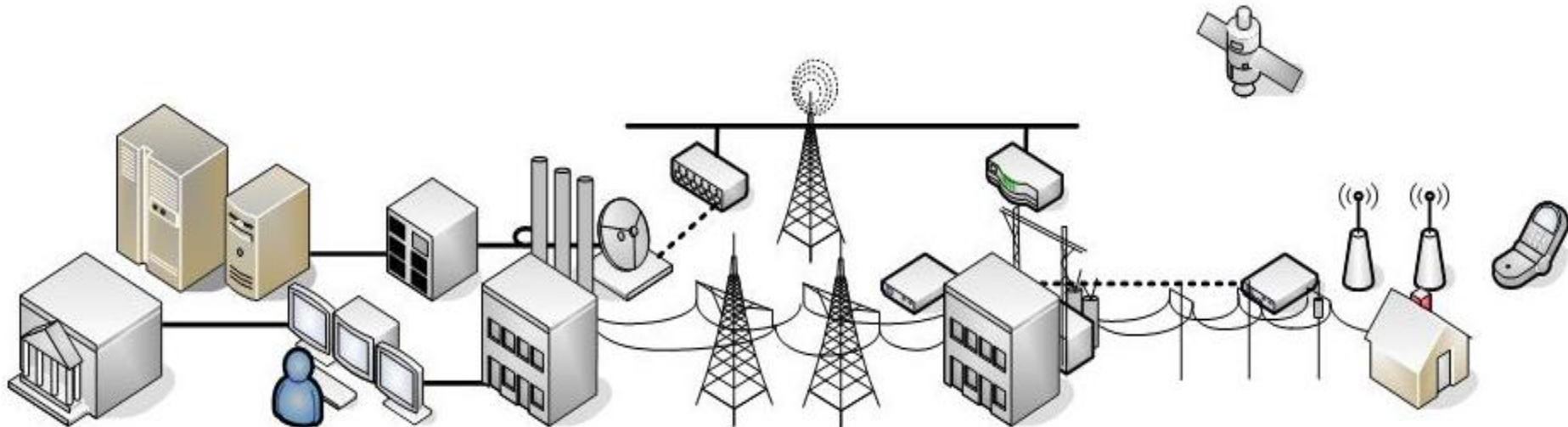


مقایسه شبکه برق فعلی با شبکه هوشمند

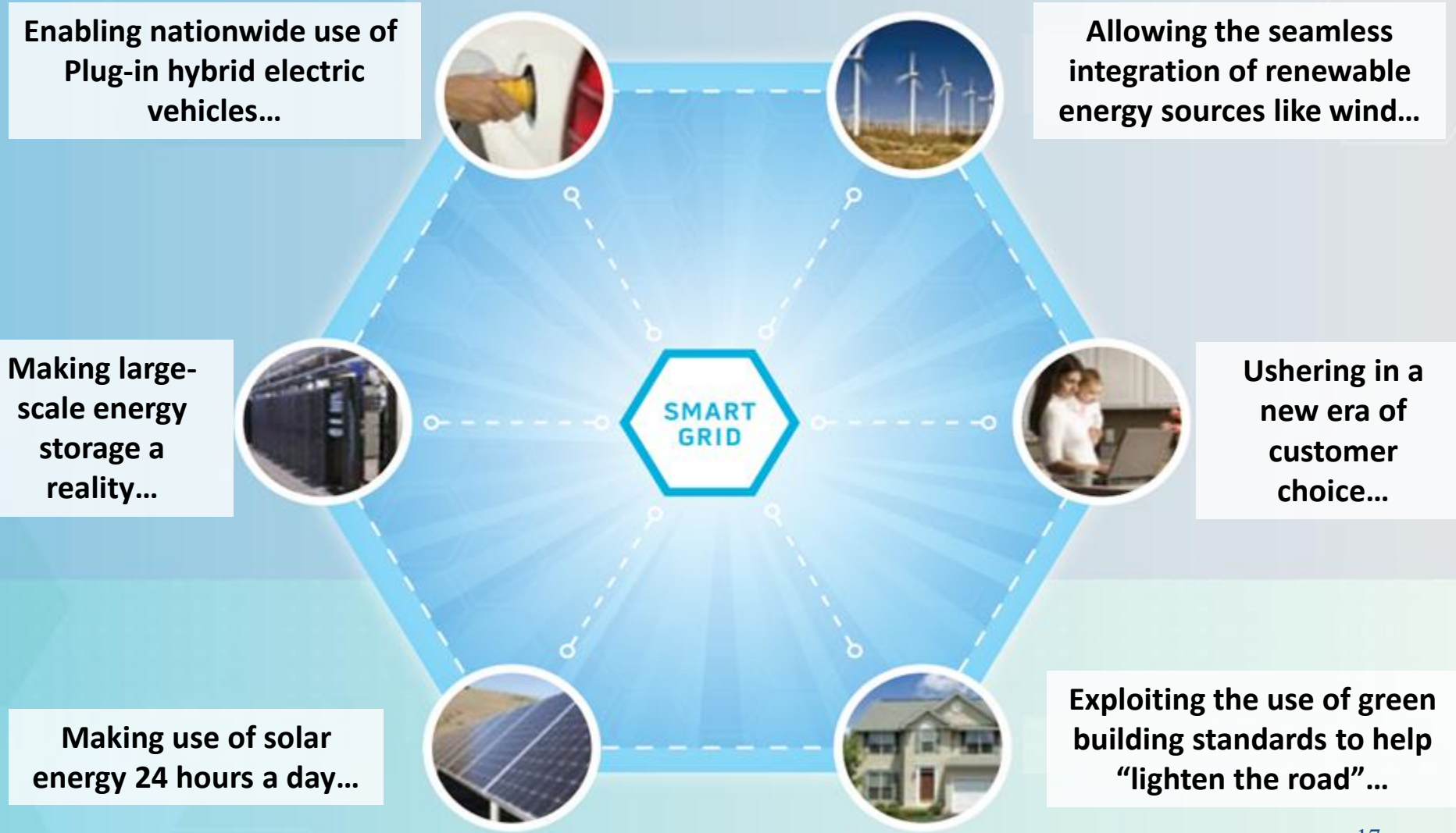
سیستم های توزیع نیروی برق هوشمند	سیستم های توزیع نیروی برق سنتی
دیجیتال	الکترومکانیکال
ارتباط دو سویه با کلیه امان های فعال شبکه	بدون ارتباط یا با ارتباط ضعیف یکسویه
تولید غیر متمرکز نوعا مبتنی بر انرژی های پاک	تولید متمرکز
ساختار شبکه ای	ساختار سلسله مراتبی
سنسورها و امان های اندازه گیری فراگیر	سنسورها و امان های اندازه گیری محدود
کنترل ذاتی و بلادرنگ	شبکه بدون بازخورد
بازیابی خودکار	راه اندازی دستی
محدود نمودن و قطع جزیره ای	قطع گسترده در زمان بروز مشکل
تست و بررسی شبکه از راه دور	تست و بررسی دستی شبکه
کنترل همه جانبه شبکه	کنترل محدود شبکه
ارائه سرویس متنوع به مشترکین و مصرف کنندگان	ارائه سرویس محدود به مشترکین و مصرف کنندگان

What is Smart Grid?

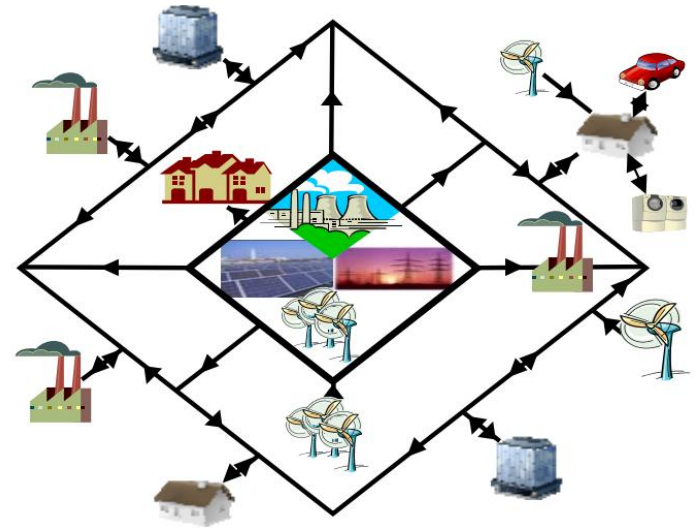
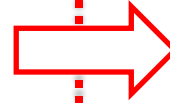
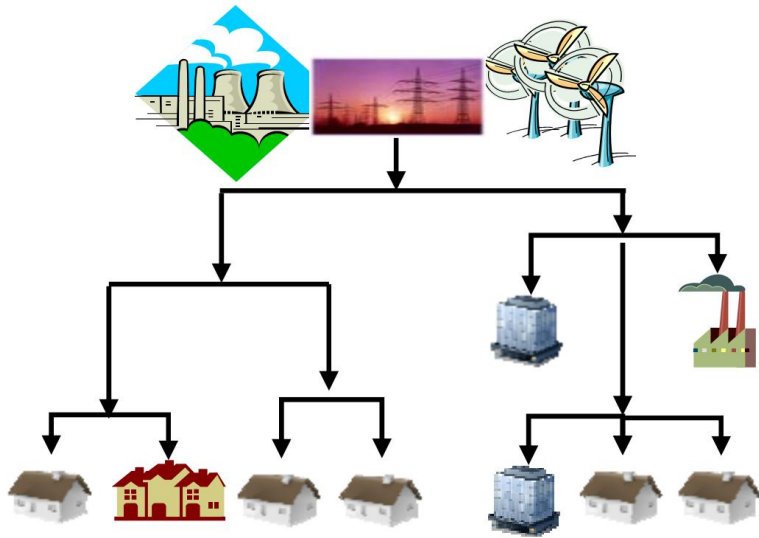
- Smart grid is a response to economic, security, and environmental mandates placed on energy supply and delivery.
- Smart grid accommodates large-scale renewable energy resources and helps lower electricity rates.
- With two-way communications between consumers and utilities, both parties can get far more control over the grid consumption, and physical and cyber security.



What is Smart Grid?



Transform to Smart Grid



- Centralized power generation
- Little renewable power generation
- Limited grid access for new producers
- One-directional power flow
- Generation follows load
- Operation based on experience

- Centralized & distributed power generation
- Significant renewable power generation
- Consumers become also producers
- Multi-directional power flow
- Load adapted to production
- Operation based more on real-time data



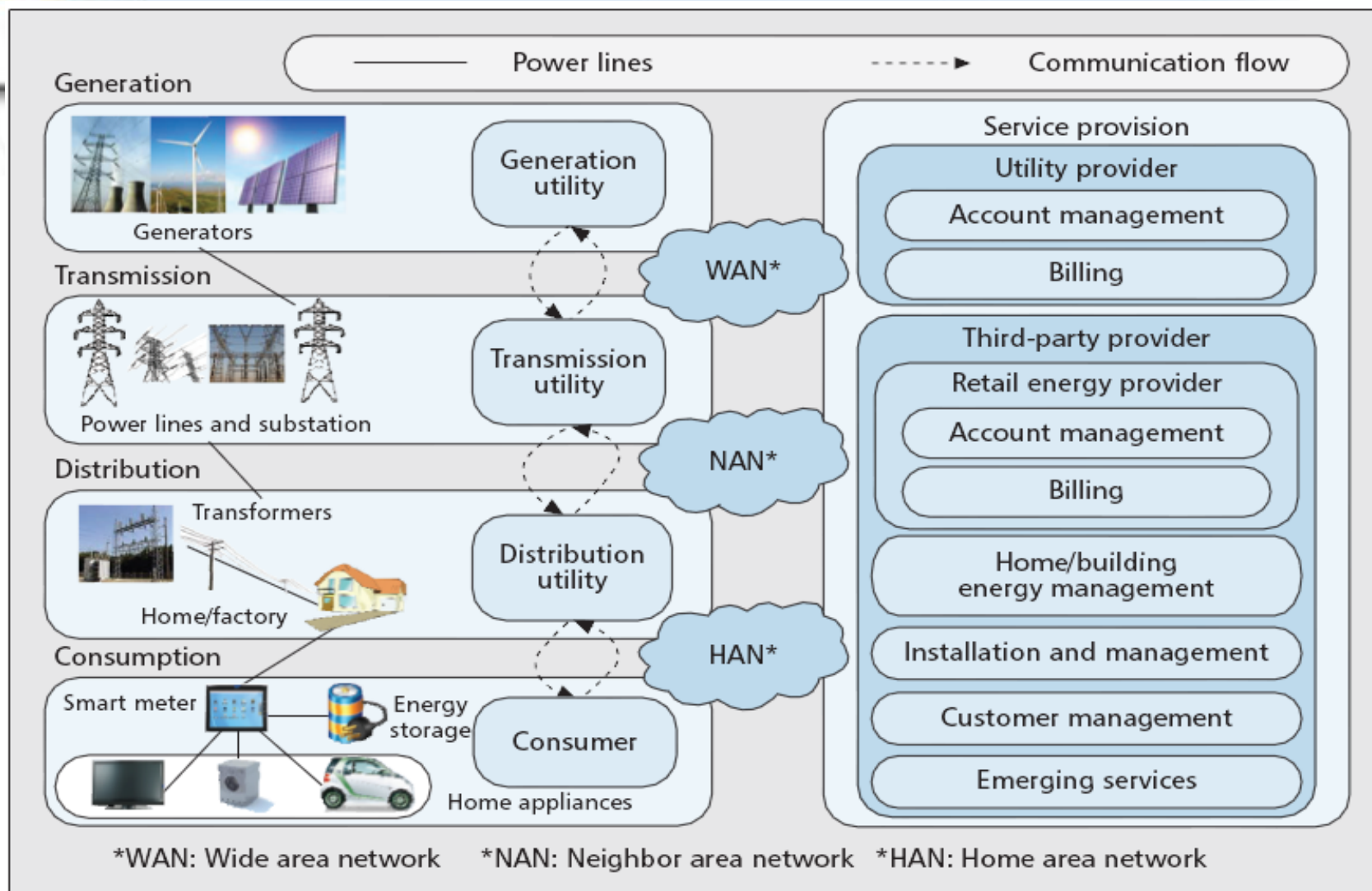
تفاوت مفهوم اتوماسیون شبکه و شبکه هوشمند



شبکه هوشمند	اتوماسیون شبکه
<ul style="list-style-type: none">■ ارتباط دوطرفه با مشترکین از طریق کنتورهای AMI■ نرم افزار هوشمند برای تشخیص خودکار عیب ها و کارکردهای نامناسب شبکه و اصلاح آن ها■ امکان اتصال مولدهای پراکنده کوچک و بسیار کوچک به شبکه■ توسعه بازار خرده فروشی برق	<ul style="list-style-type: none">■ نظارت آنلاین شبکه■ تشخیص سریع خطاها و امکان جداسازی شبکه معیوب■ امکان فرمان دادن برای قطع و وصل تجهیزات شبکه



Hierarchical Smart Grid



Smart Grid Benefits

Environmental

- Lower emissions (carbon footprint)
- Reduce need for peaking plants
- Optimize existing assets
- Easier integration of renewable energy
- Speed acceptance of electric vehicles

Consumer

- Increased energy efficiency
- More reliable service
- Heightened satisfaction
- Cost savings

Grid Operator

- Better ways to get the job done through technology
- More attractive workplace
- Better data for operations and decision making
- Improved plant safety/security

Grid Investor

- Additional opportunities for revenue and return
- Deferral of capital spending
- Shared risk model for funding
- Reputation as innovative, environmental company

Smart Grid Benefits

Improving Power Reliability and Quality

- Better monitoring using sensor networks and communications
- Better and faster balancing of supply and demand

Minimizing Peaking Power Plants

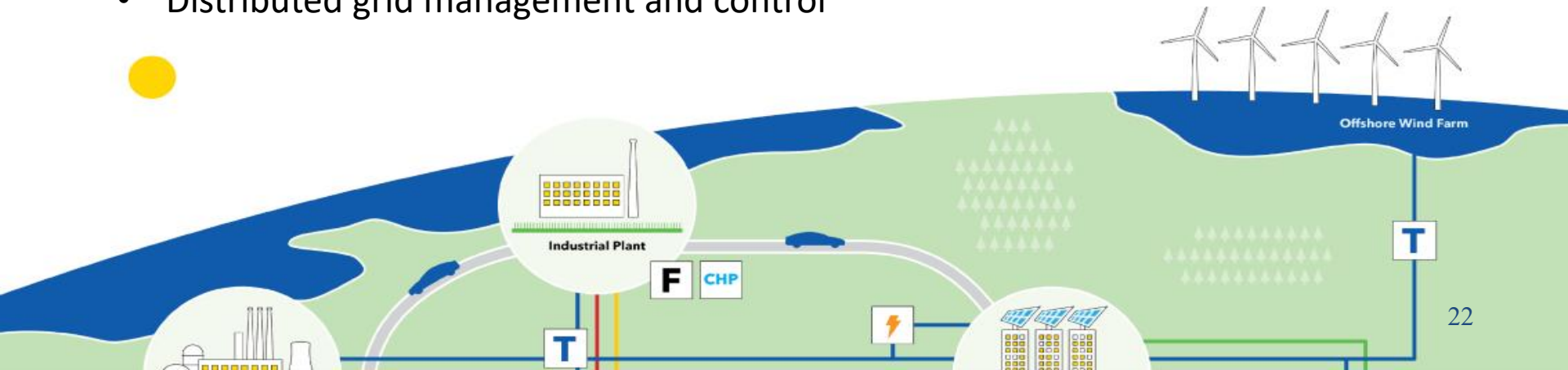
- Better demand side management
- The use of advanced metering infrastructures

Enhancing the Capacity and Efficiency of Existing Electric Grid

- Better monitoring using sensor networks and communications
- Consequently, better control and resource management in real-time

Improving Resilience to Disruption and Being Self-Healing

- Better monitoring using sensor networks and communications
- Distributed grid management and control



Smart Grid Benefits

Expanding Deployment of Renewable and Distributed Energy Sources

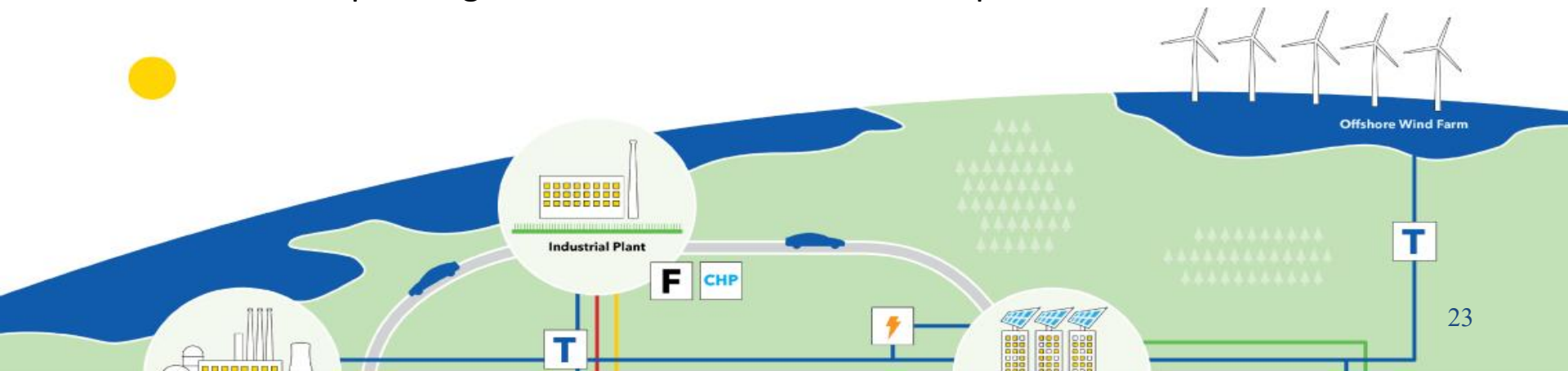
- Better monitoring using sensor networks and communications
- Consequently, better control and resource management in real-time
- Better demand side management
- Better renewable energy forecasting models
- Providing the infrastructure / incentives

Automating maintenance and operation

- Better monitoring using sensor networks and communications
- Distributed grid management and control

Reducing greenhouse gas emissions

- Supporting / encouraging the use of electric vehicles
- Renewable power generation with low carbon footprint



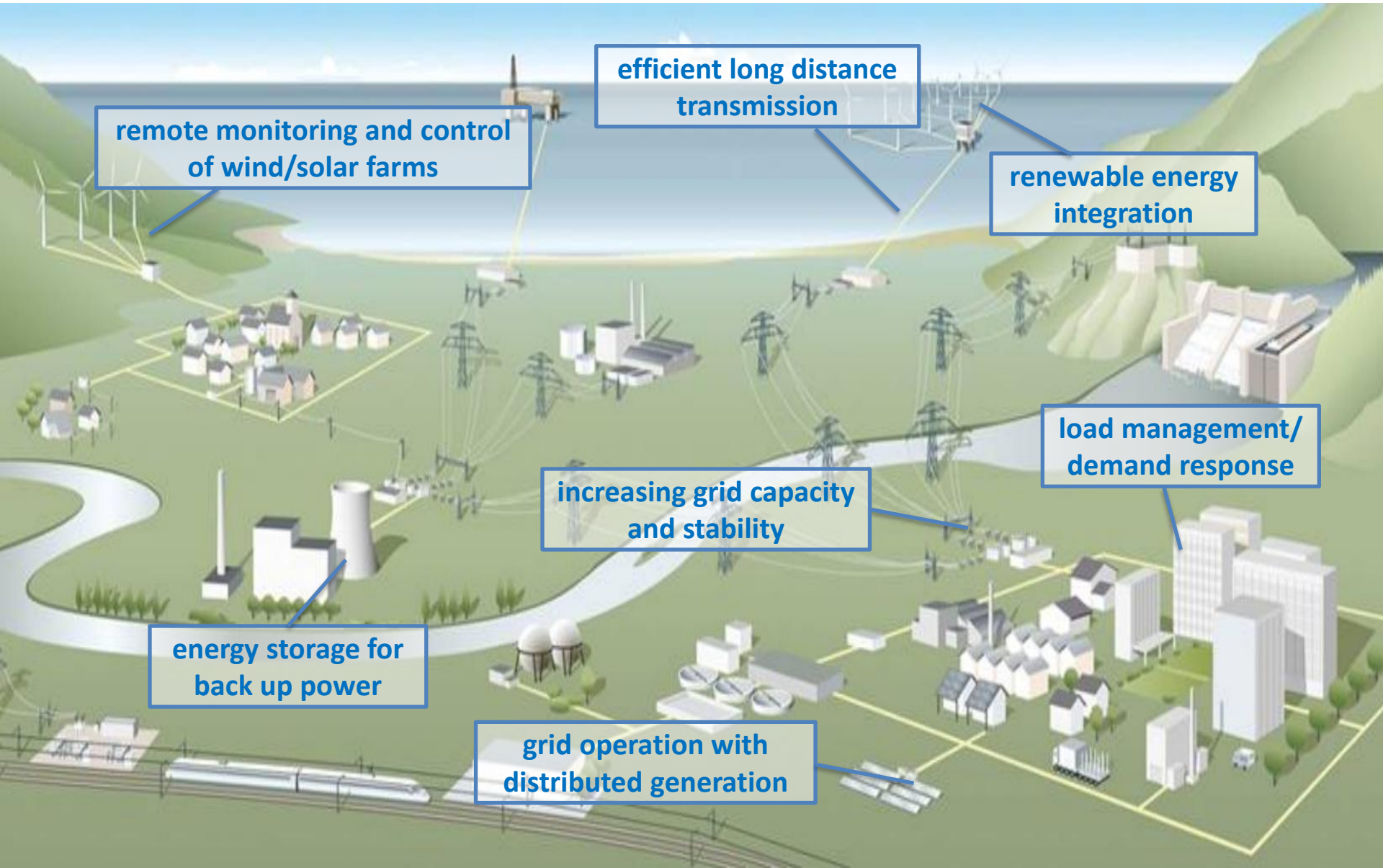
Smart Grid Applications

Integration of Renewable Energy

- Network management
 - SCADA for control and monitoring of remote wind/solar farms
 - Enhanced security applications for intermittent renewable generation
 - Support demand response to compensate intermittent production
 - Support SCADA/EMS dispatch applications for distributed generation
- Stationary and mobile energy storage
- Flexible AC Transmissions (FACTS) and MV STATCOM for voltage control
- High Voltage DC (HVDC) for efficient long distance transmission
 - Cost-effective and environmentally-friendly underground cable connection of wind/solar farms
 - Provide transmission capacity to even out variations in renewable production



Integration of Renewable Energy



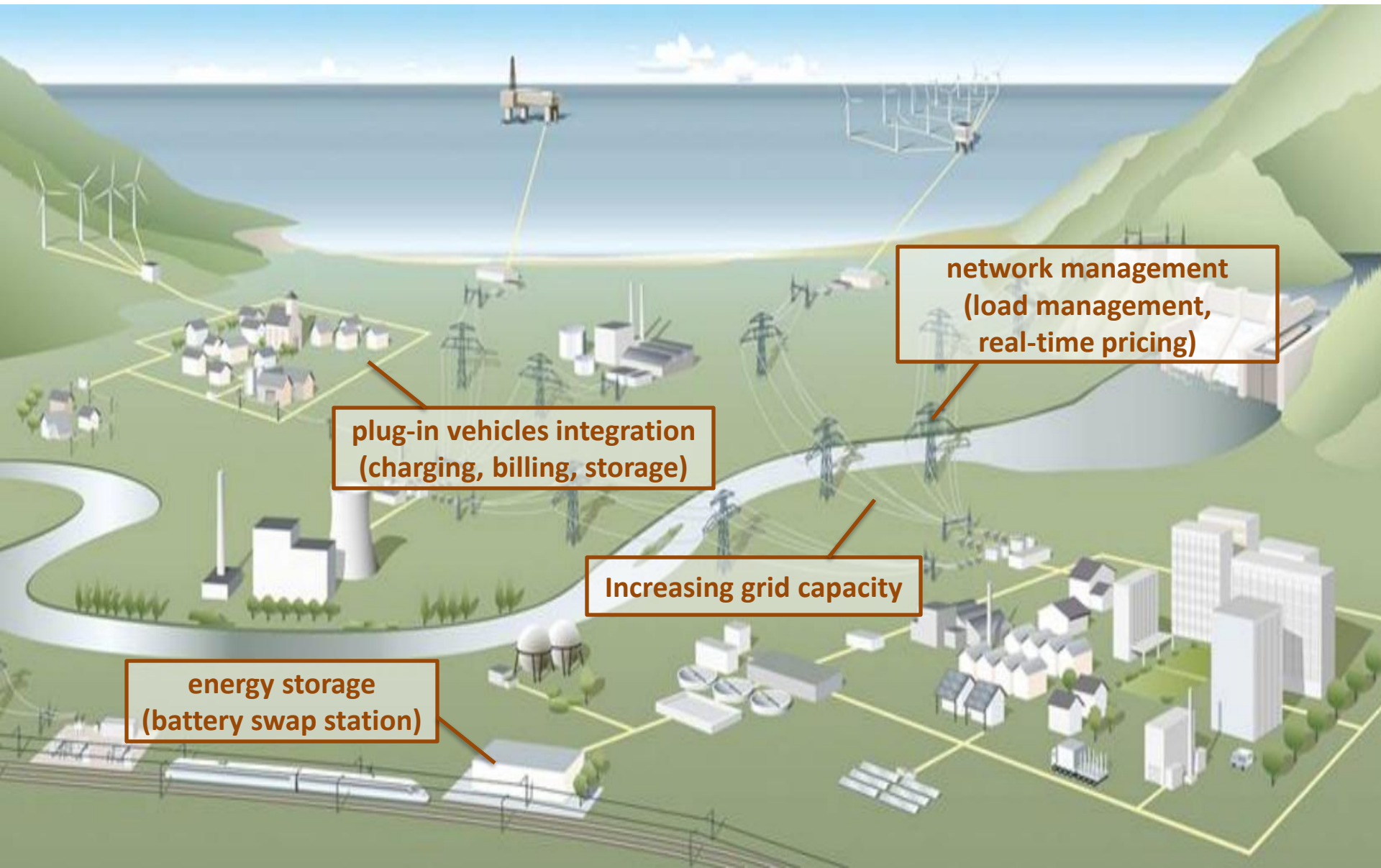
Smart Grid Applications

Integration of Electric Vehicles

- Charging infrastructure
 - Different charging time options
 - Billing system for mobile customers
 - Internet/mobile telecommunication
- Business models with different impact on measuring and settlements
- Network Management
 - Load management
 - Charge at times of overcapacity
 - Use electric vehicles as consumer storage
 - Provide voltage control for distribution grids
 - Real time pricing to support demand response



Integration of Electric Vehicles



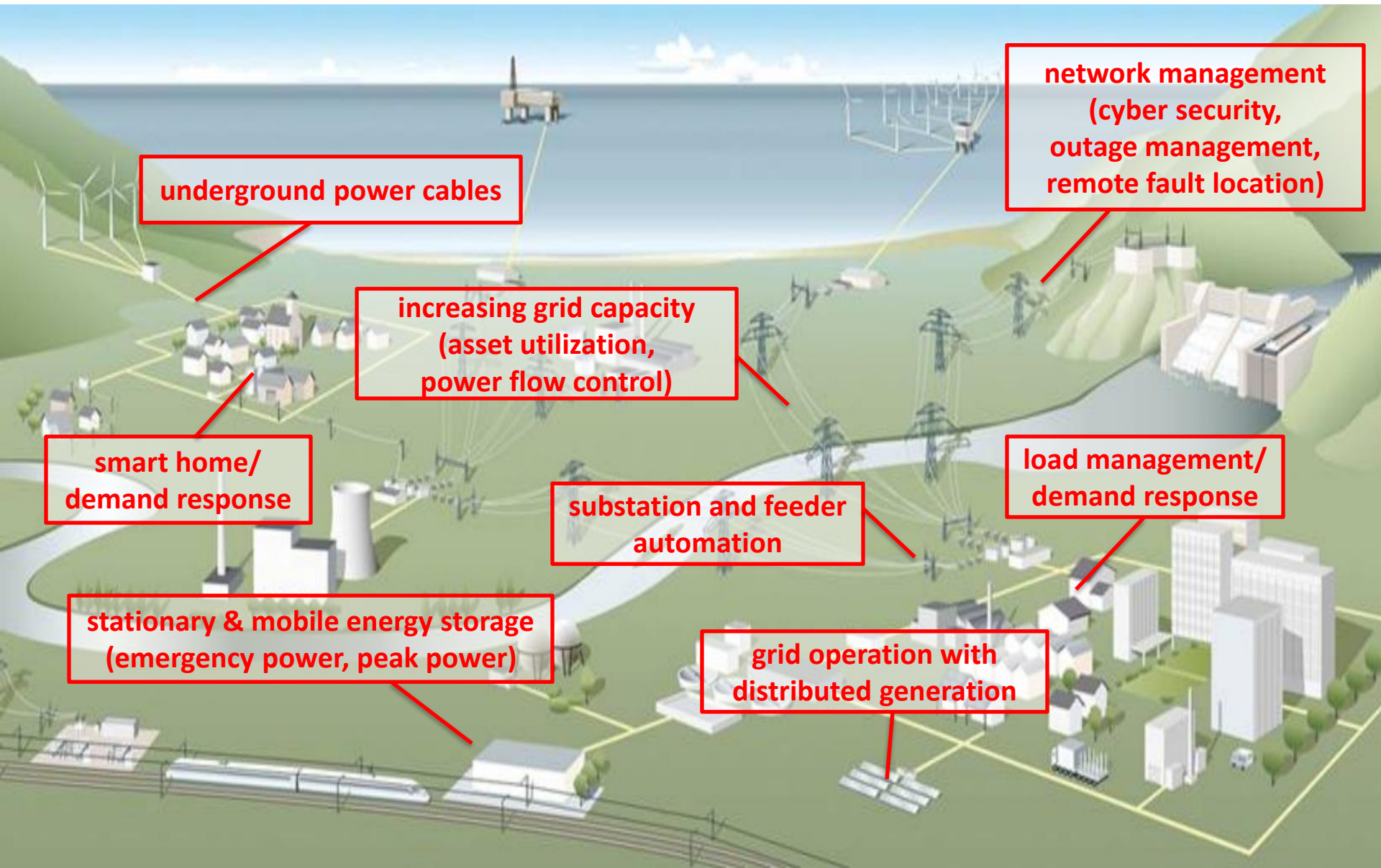
Smart Grid Applications

Reliable and More Efficient Operation

- Network management
 - Improved outage management based on meter data instead of trouble calls for remote fault location, isolation, restoration and crew management
 - Increased stability and reduced losses by network control applications including volt/VAR optimization
 - Optimal mix between local and regional production
 - Cyber security applications
- Substation and feeder automation to increase reliability
- Asset management for improved maintenance and asset utilization
- Underground power cables for increased reliability
- Energy storage, e.g. for peak, emergency and back up power
- FACTS and HVDC for increased stability and reduced losses



Reliable and More Efficient Operation



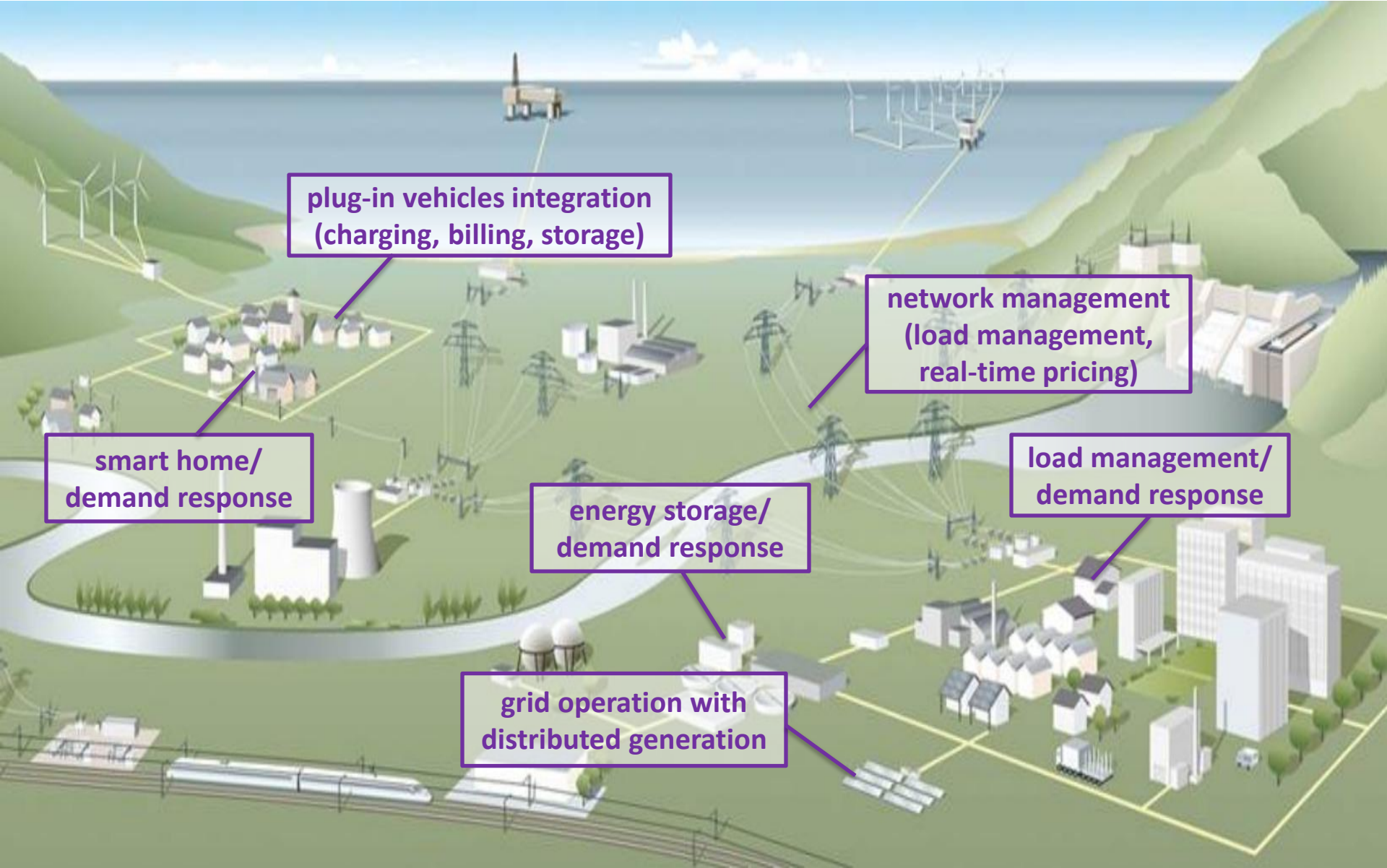
Smart Grid Applications

Demand Response Integration

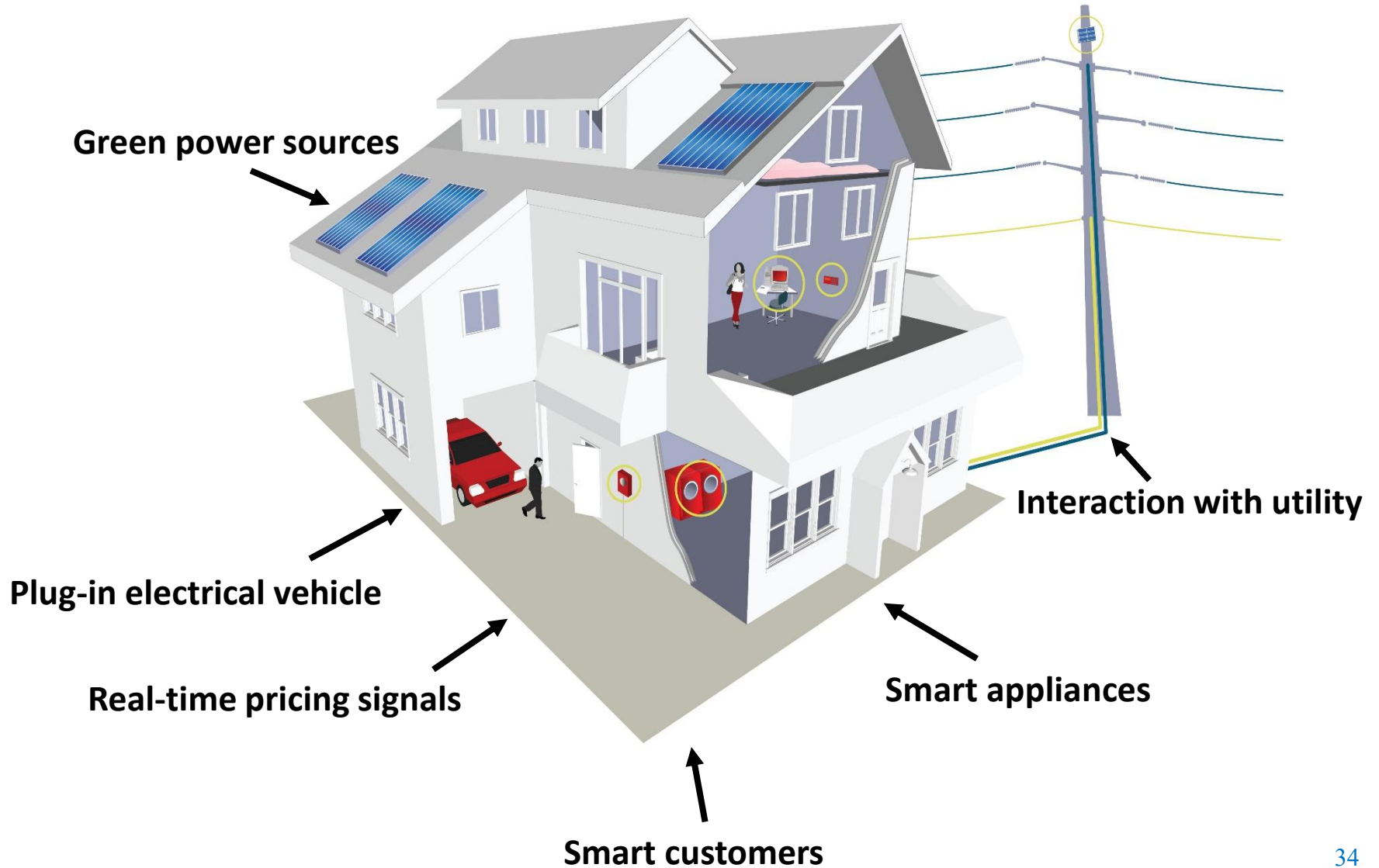
- Gateways with bi-directional communication for consumer interaction
 - Smart meters/AMI
 - Internet/mobile telecom
 - Customer service systems including billing
 - Smart home
- Network Management
 - Improved load management
 - Real time pricing to support demand response
 - Integration with smart house solutions
 - Integration with industrial energy management solutions



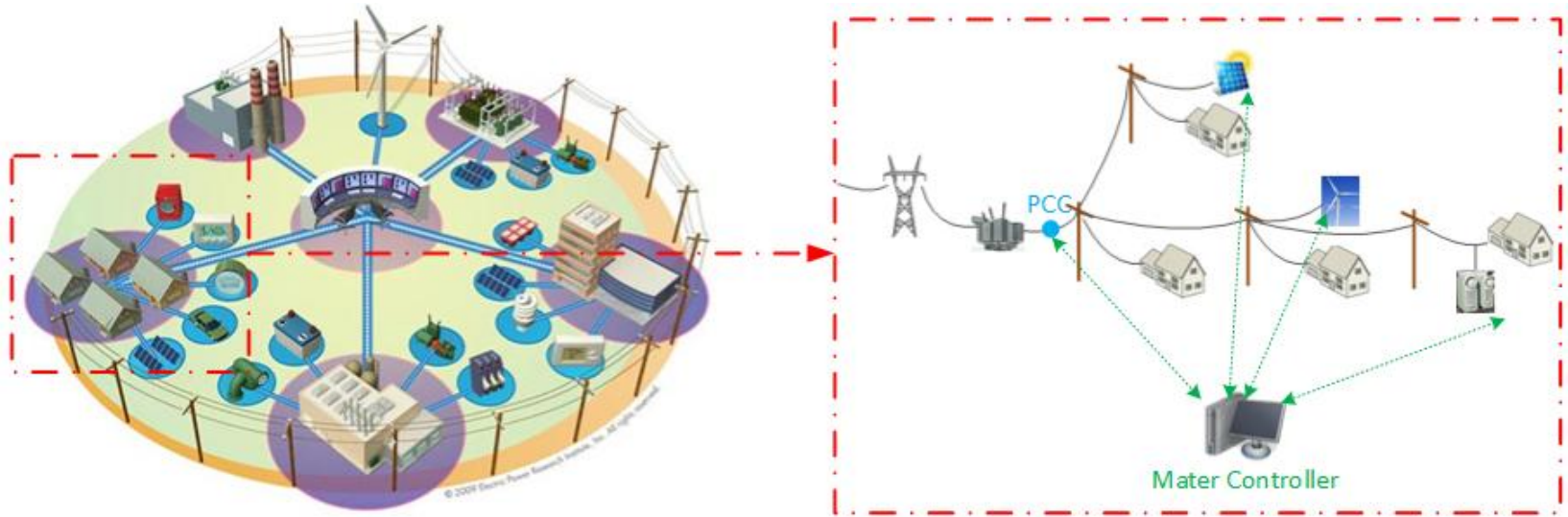
Demand Response Integration



Smart Home Applications



Smart Grid Applications in Microgrids



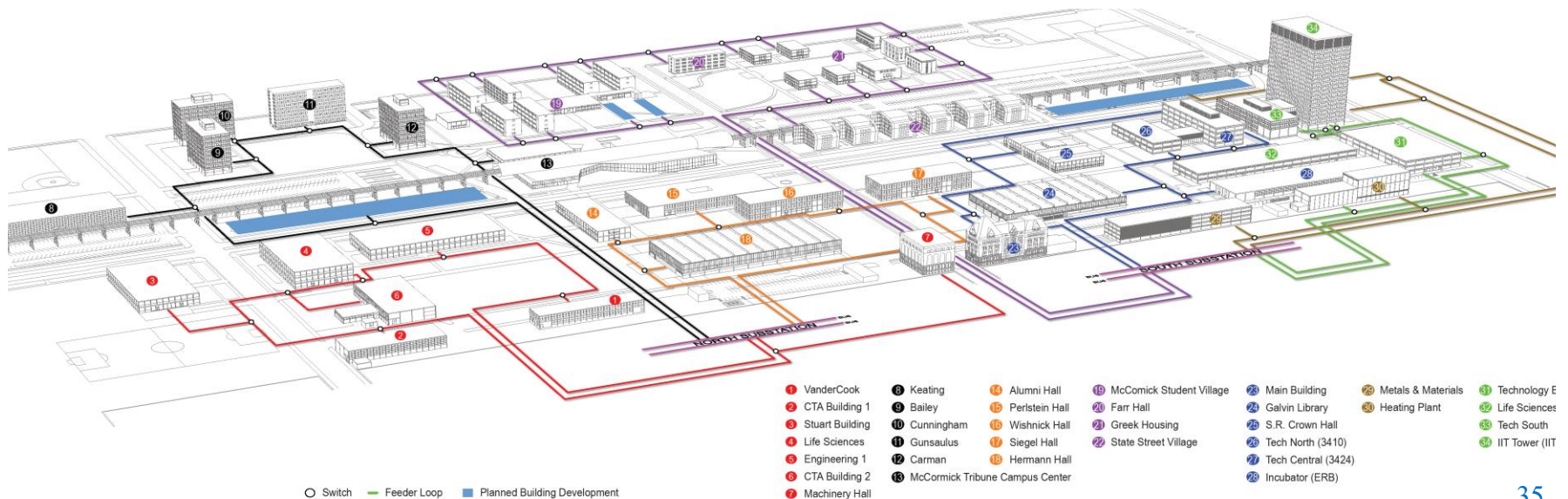
- Microgrid is the building block of Smart Grid.
- Locally integrate renewables and other distributed generation sources and provide reliable power to customers.
- Ensure that critical operations can be sustained during prolonged utility power outages.
- Power grid will be the “grid of grids” in the future.

Microgrid at IIT Main Campus

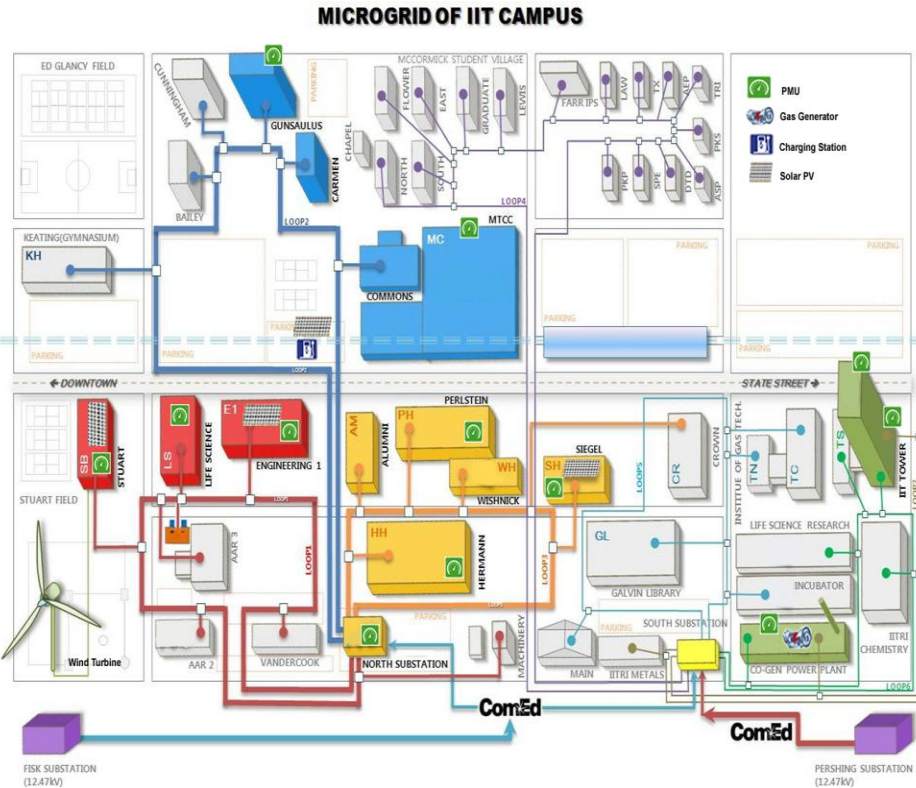
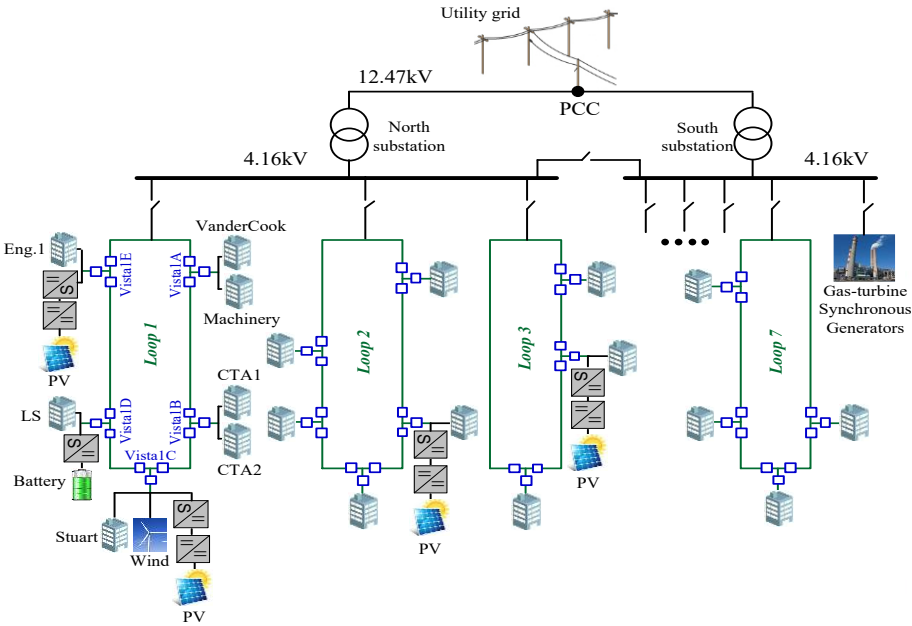


IIT Microgrid is located 2.5 miles south of downtown of Chicago and is bounded by major streets, highways, and railroads.

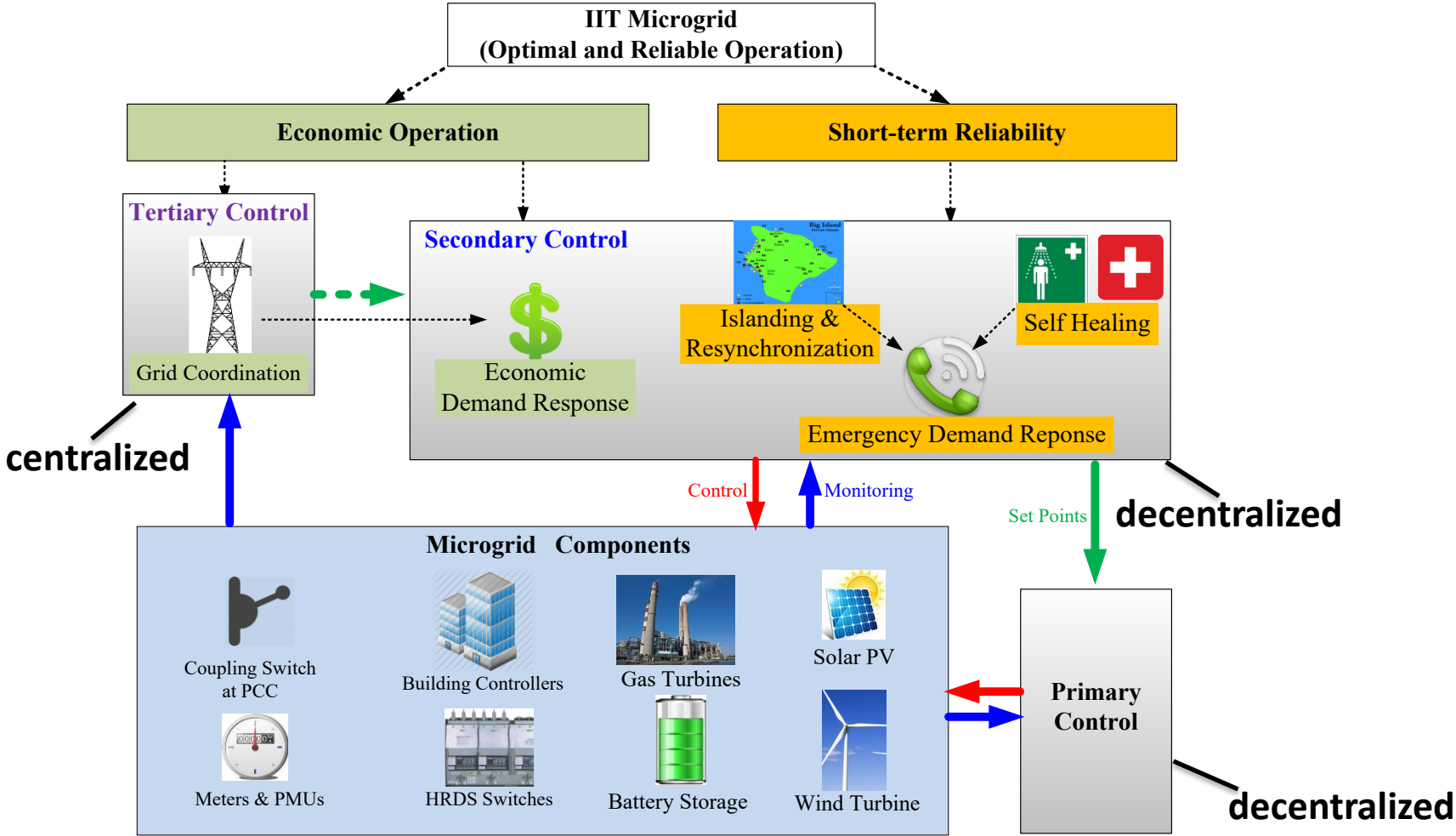
- Funded by the Department of Energy
- Involves the entire IIT main campus
- Hybrid AC/DC microgrid
- Part of a future community microgrid



IIT Microgrid Overview



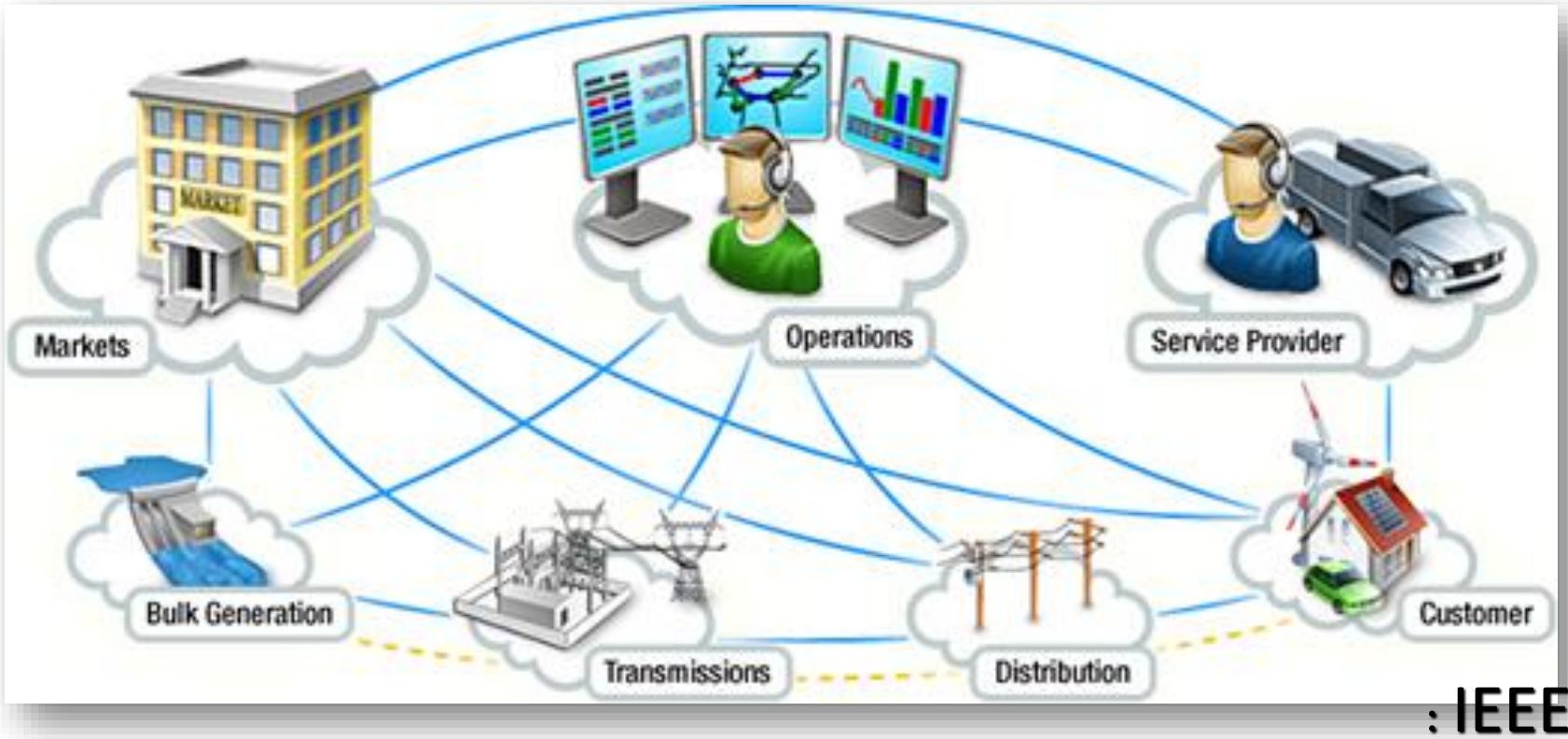
Resilient Hierarchical Control



- Hierarchical structure utilizes automatic control and advanced communications.
- If tertiary control fails, IIT microgrid can work by secondary and primary control.

Framework of Smart Grids

چارچوب ارائه شده توسط NIST (National Institute of Standard & Technology) ■

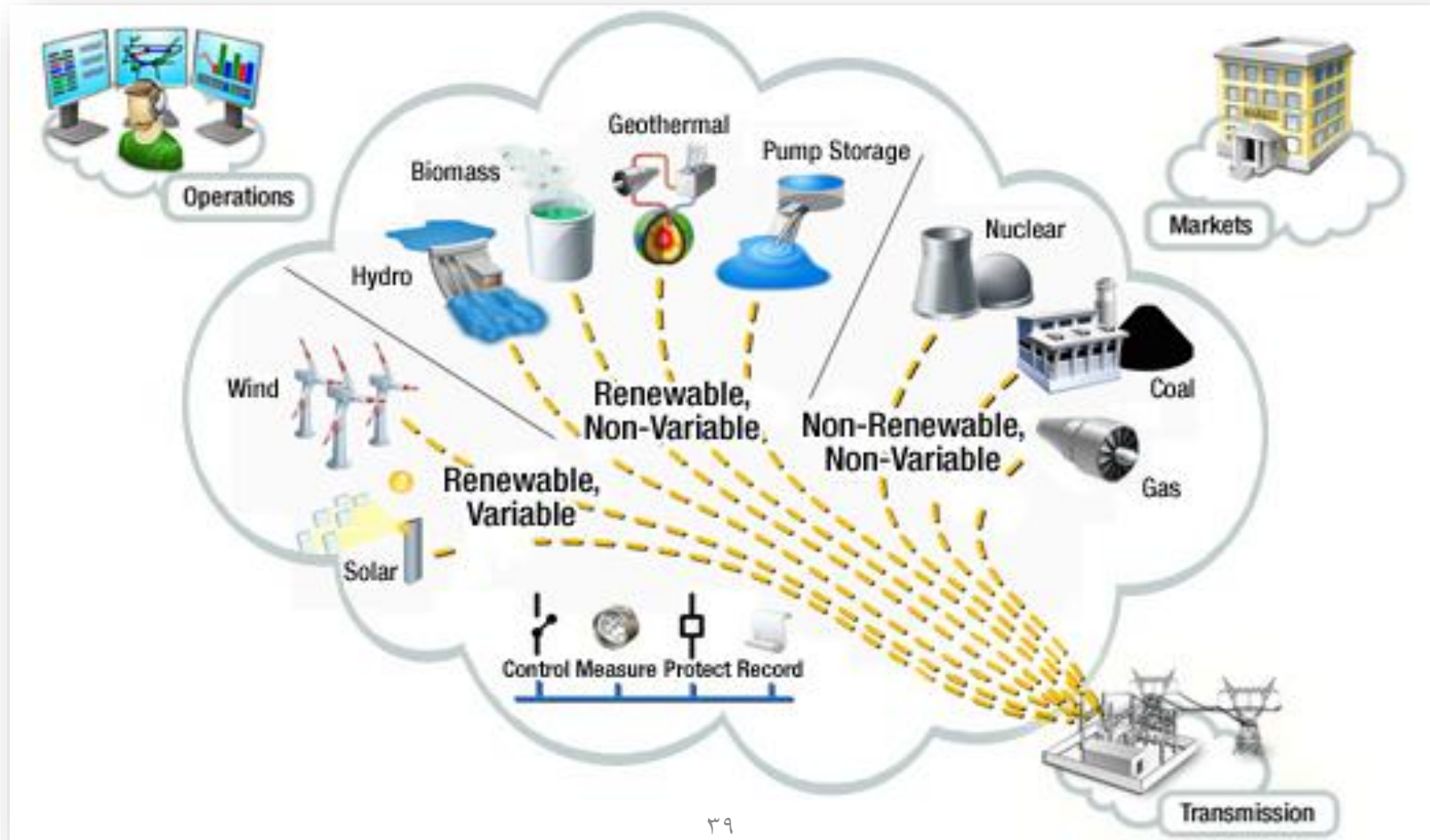


- لایه توان و انرژی (Power and Energy Layer)
- لایه مخابرات (Communication Layer)
- لایه کامپیوتر و فناوری اطلاعات (IT/Computer Layer)



Framework of Smart Grids

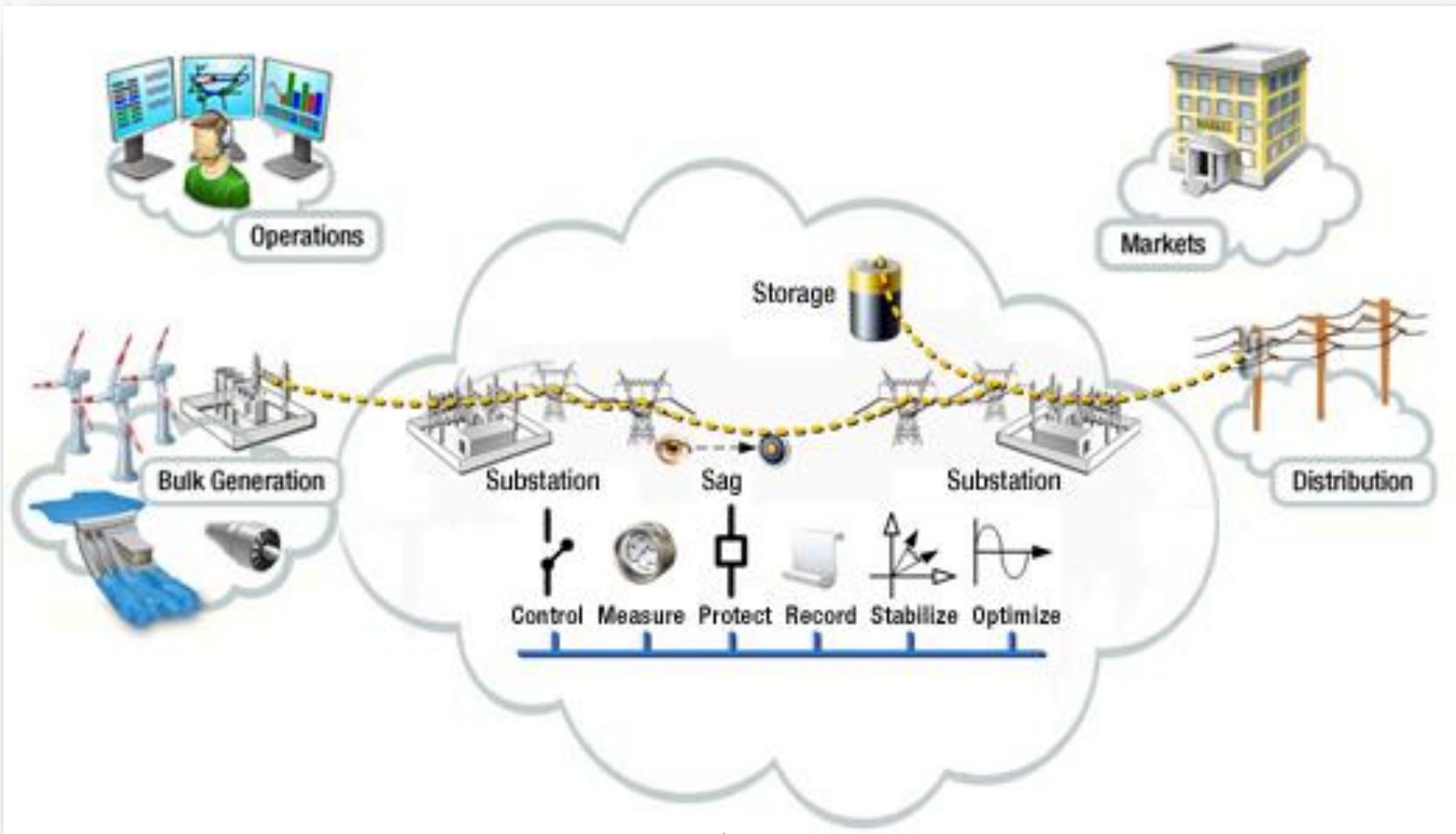
تولیدکنندگان عمده (Bulk Generation)





Framework of Smart Grids

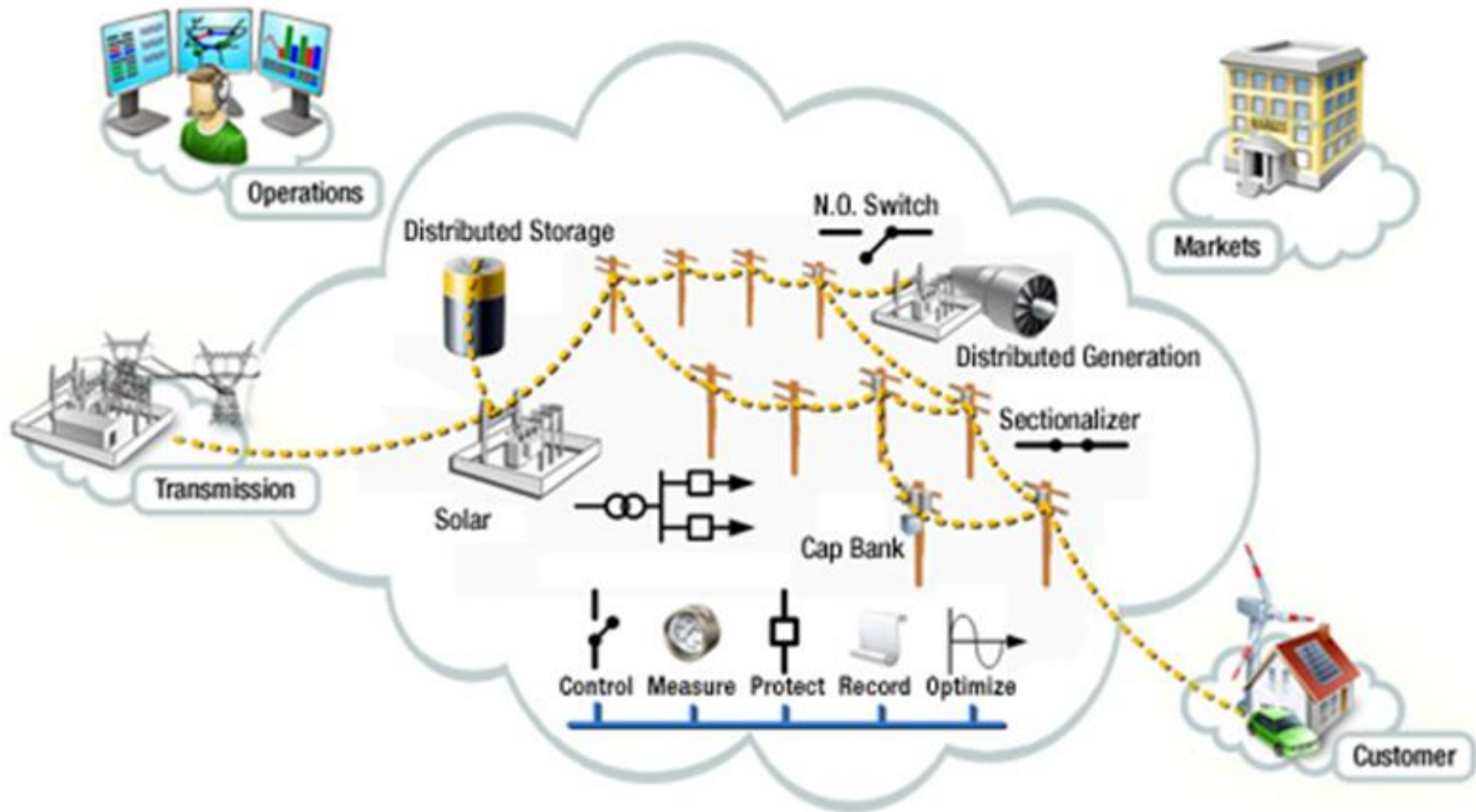
انتقال (Transmission System) ■





Framework of Smart Grids

توزيع (Distribution System) ■





Framework of Smart Grids


مشترکین (Customer) ■





Framework of **Microgrid**





ريز شبكه

Micro -Grid

۱- مقدمه



• نفوذ منابع DG در سیستم های قدرت به دلایل زیر رو به افزایش است:

- کاهش آلودگی

- بازده انرژی

- مدت زمان ساخت کمتر

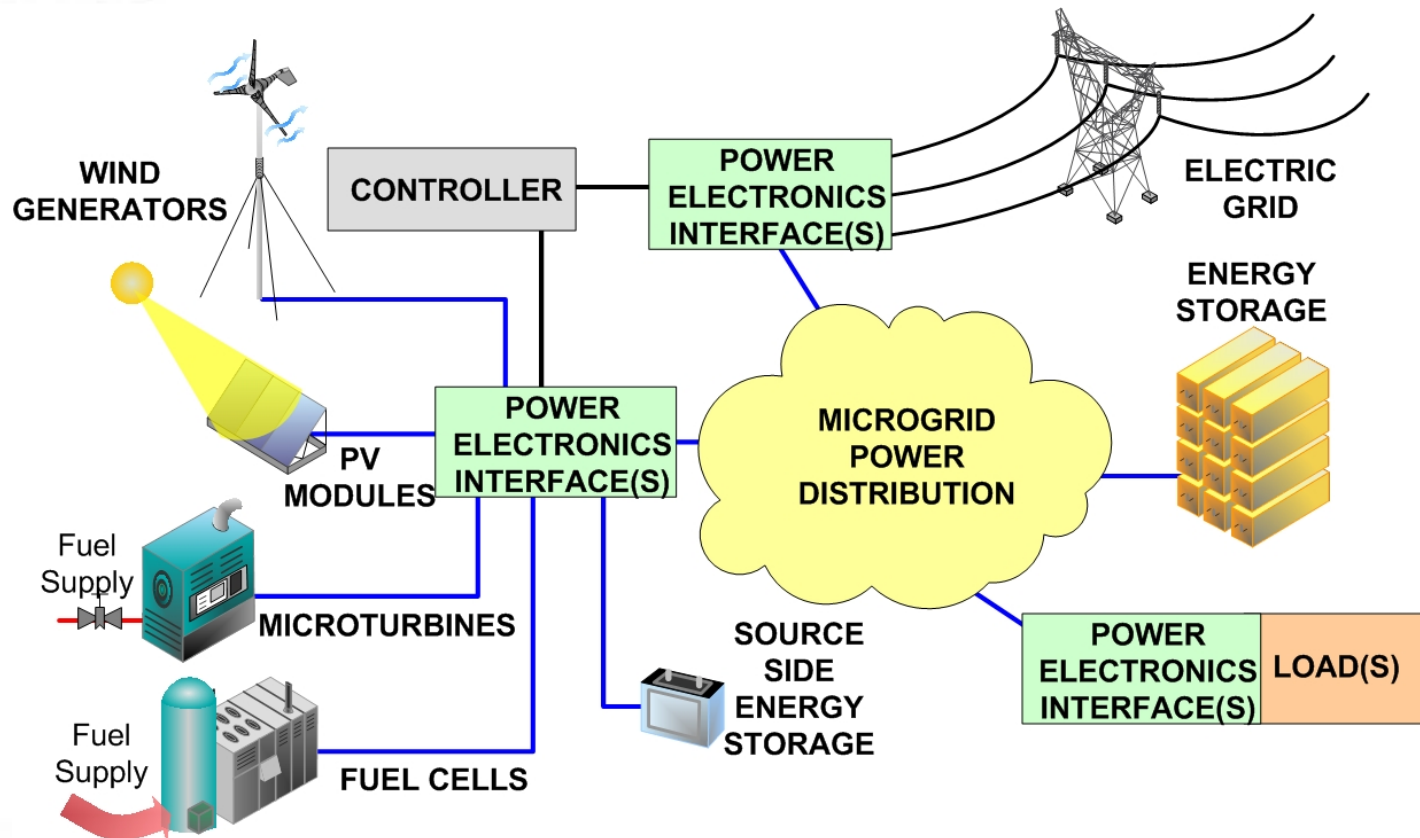
- هزینه سرمایه گذاری کمتر

- کاهش هزینه های انتقال

- سادگی پیدا کردن مکان برای ژنراتورهای کوچک



چرا ریزشبكة

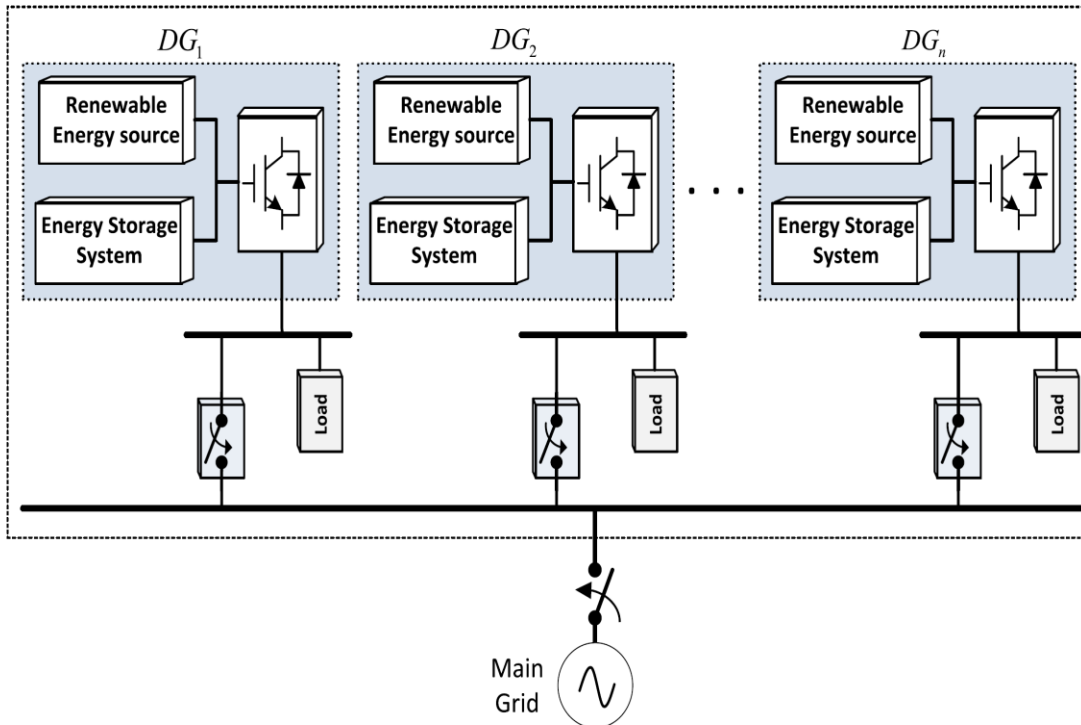




۲- ریز شبکه

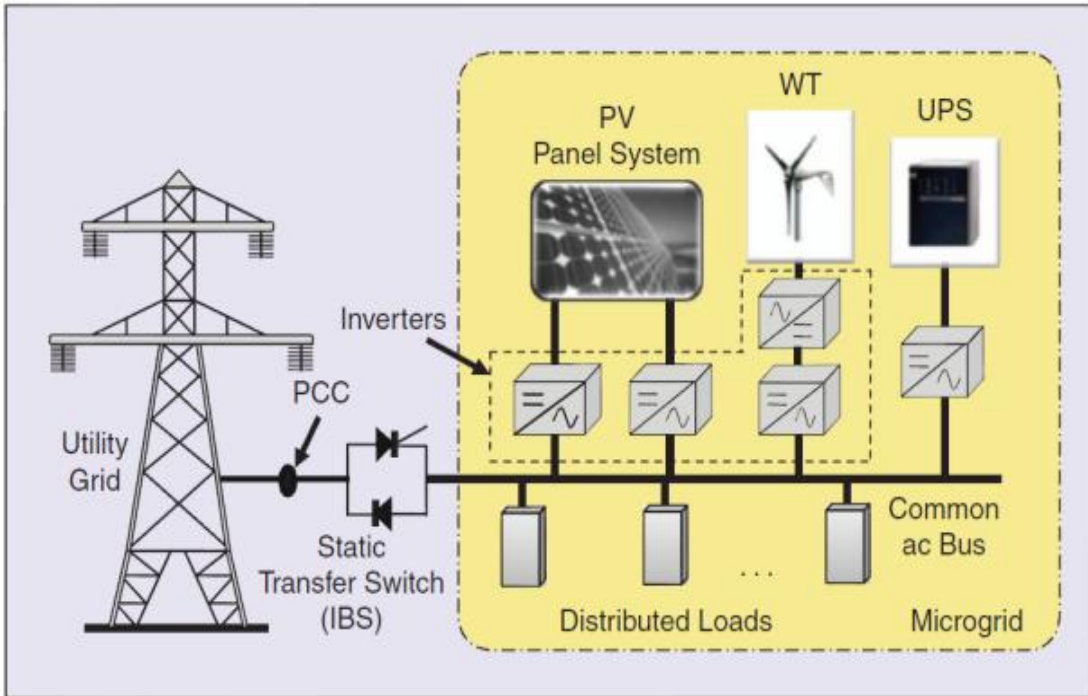
- مفهوم ریز شبکه در سال ۲۰۰۱ توسط R. H. Lasseter در دانشگاه Wisconsin-Madison پیشنهاد شد.
- ریز شبکه از منابع توزیع شده و تجهیزات ذخیره کننده انرژی و تجهیزات انتقال انرژی، کنترل و حفاظت و بارهای مرتبط تشکیل شده است.

Islanded MicroGrid





تعریف



مفهوم: ریز شبکه، یک شبکه توزیع الکتریکی در مقیاس کوچک، سطح ولتاژ پایین، شامل منابع تولید همزمان برق و حرارت و سایر منابع تولید پراکنده برای تغذیه بارهای الکتریکی و حرارتی در یک ناحیه کوچک که تحت یک سیستم کنترلی عمل می کند.

خصوصیات ریز شبکه

- یکپارچه سازی DERها بدون ایجاد وقفه در بهره برداری عمومی شبکه
- توانایی سیستم قدرت به کنترل خطاها بطور موثرتر و کاهش آسیب های ناشی از قطع DER با تغذیه مداوم بارهای بحرانی
- اجازه حذف بار و سوئچینگ خودکار از طریق الگوریتم کنترلی تا خروجی و زمان بازیابی کاهش یابد.
- بهره برداری در حالت متصل و مجزا از شبکه مطابق موارد اقتصادی یا قطع برنامه ریزی شده یا بهبود کیفیت توان شبکه اصلی
- بهبود قابلیت اطمینان و انعطاف سیستم
- با استفاده از حرارت خروجی DER ها راندمان تولید را بهبود می دهد



مزایای فنی

- ۱- امکان تامین تقاضای رشد بار در صورت عدم تامین توسط شبکه اصلی.
- ۲- کنترل توان اکتیو و راکتیو
- ۳- تصحیح افت ولتاژ
- ۴- اصلاح نامتعادلی
- ۵- بهبود کیفیت توان در PCC
- ۶- افزایش قابلیت اطمینان و امنیت بار در صورت بروز حالت جزیره ای
- ۷- امکان ایجاد هماهنگی در چند DG برای سود حداکثر
- ۸- با کنترل مناسب، ایجاد امکان عملکرد Plug and Play برای DG-ها



مزایای اقتصادی

- ۱- با توجه به حذف هزینه تولید متمرکز و انتقال، می تواند هزینه تولید را کاهش دهد.
- ۲- در پاسخ به رشد بار سریع، یک راه حل سریع در سرمایه گذاری است.
- ۳- بعلت بهبود کیفیت توان، مضرات اقتصادی اغتشاشات را کاهش می دهد.
- ۴- افزایش راندمان و کاهش هزینه ها با فراهم آوردن بستر کاربرد CHP
- ۵- ریز شبکه مستقل، سود برای دارندگان DG و سود عدم خاموشی برای مشترکین دارد.



شبهات اقتصاد آن با شبکه اصلی

۱- قوانین پخش بار اقتصادی.

۲- کاهش هزینه تولید با ترکیب DERs

۳- خرید و فروش برق

۴- ترکیب بهینه فناوری های گوناگون DG برای چرخه های گوناگون کار شبکه

۵- سازگاری با ظرفیت بالا و فن آوری های تولید با هزینه کم برای تغذیه بارهای پایه

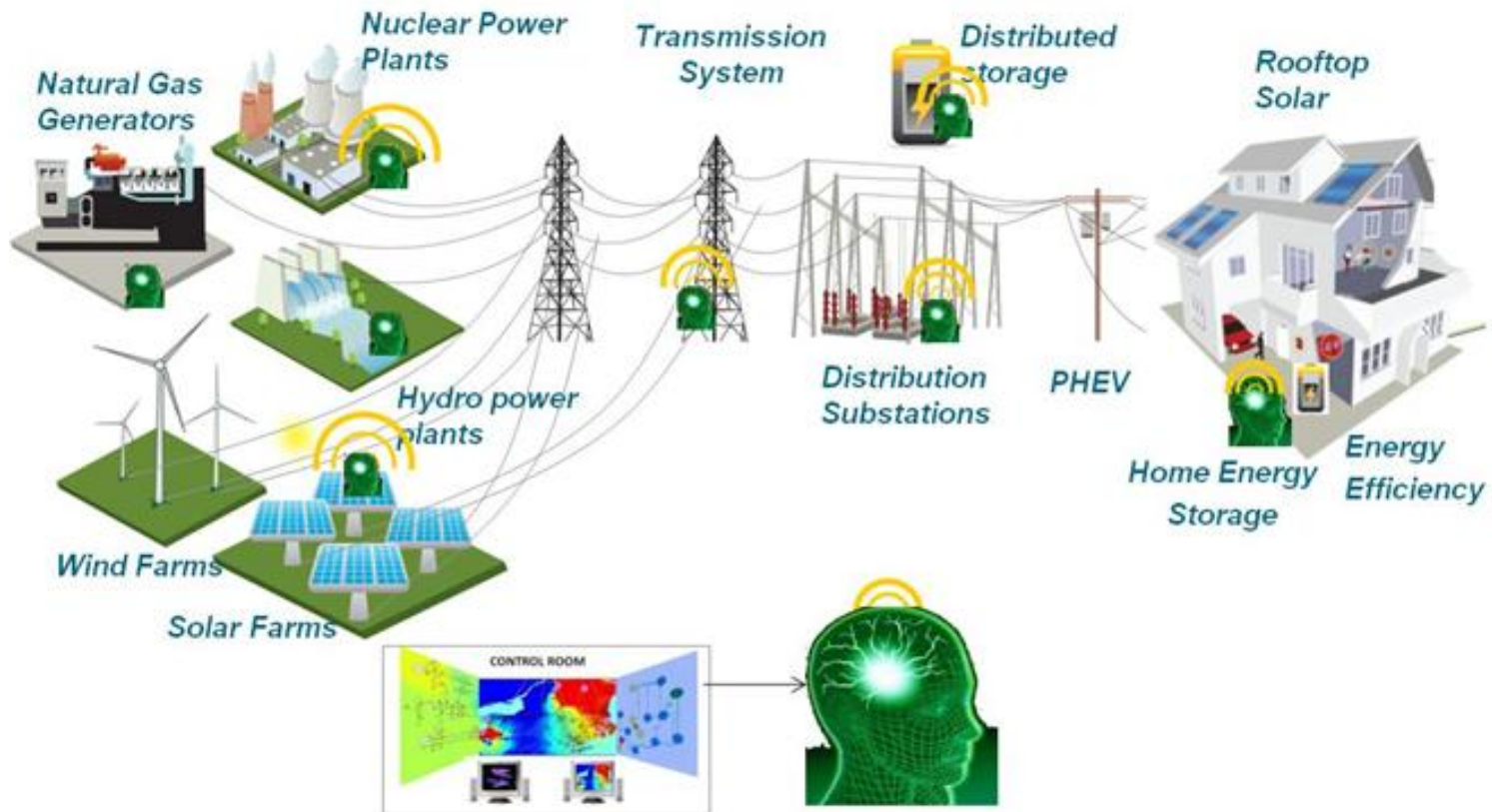
۶- سازگاری با ظرفیت کم و فن آوری های تولید پرهزینه برای تغذیه بارهای پیک



تفاوت اقتصاد آن با شبکه اصلی

۱- بهینه سازی همزمان منابع تولید توان الکتریکی و حرارتی.

۲- بهینه سازی همزمان عرضه و تقاضا



مشکلات استفاده از ریز شبکه برای سیستم

□ تغییر الگوی پخش بار

□ افزایش هارمونیک های فرکانس بالا در اثر کاربرد ادوات الکترونیک قدرت

□ تغییر رفتار گذرای سیستم حین بروز خطا در سیستم های توزیع



انواع

ریز شبکه مستقل

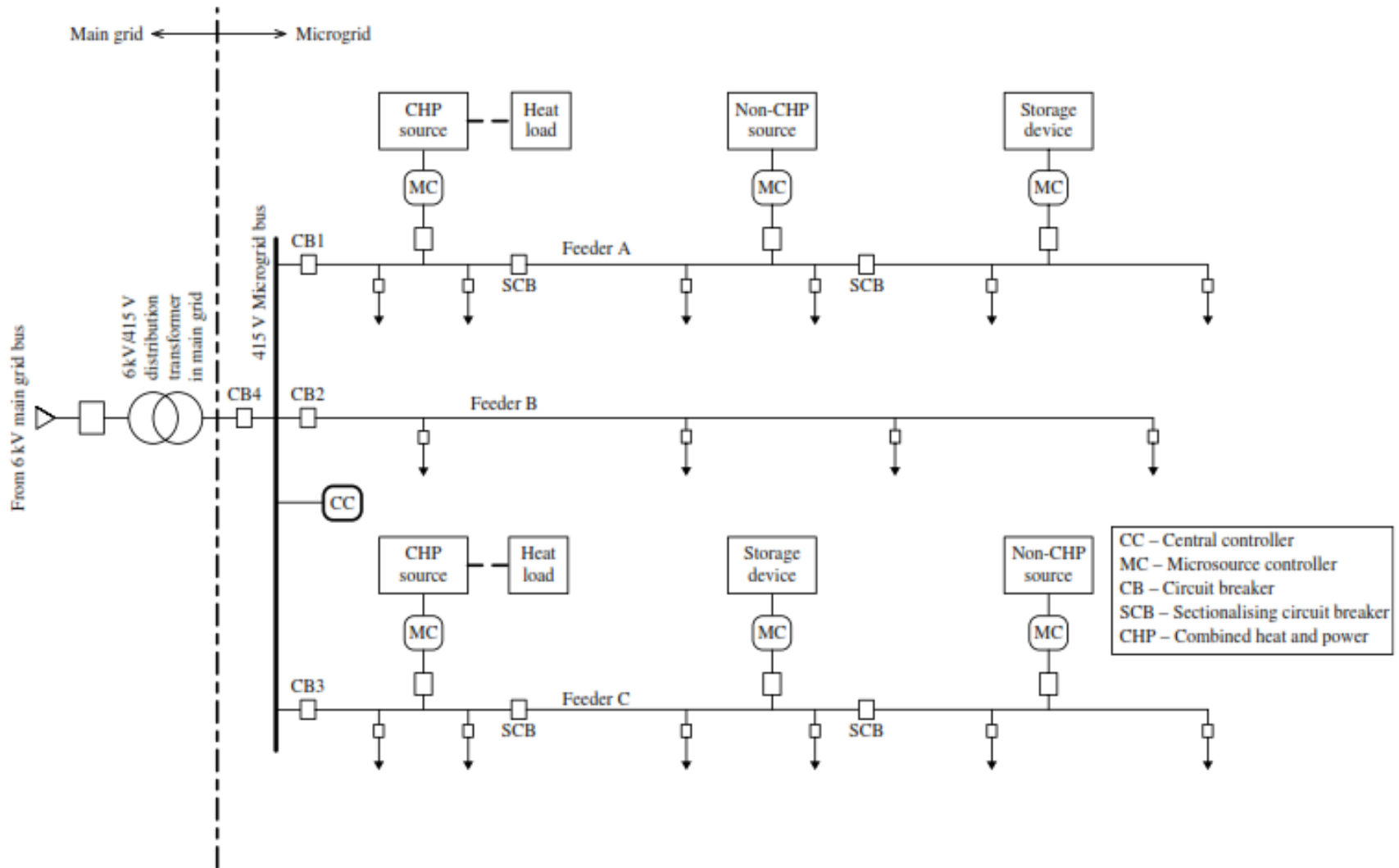
- ❖ مستقل از شبکه خارجی
- ❖ نیاز به سیستم کنترلی برای پایداری ولتاژ و فرکانس
- ❖ تقسیم مناسب توان بین واحدها
- ❖ افزایش قابلیت اطمینان

ریز شبکه متصل

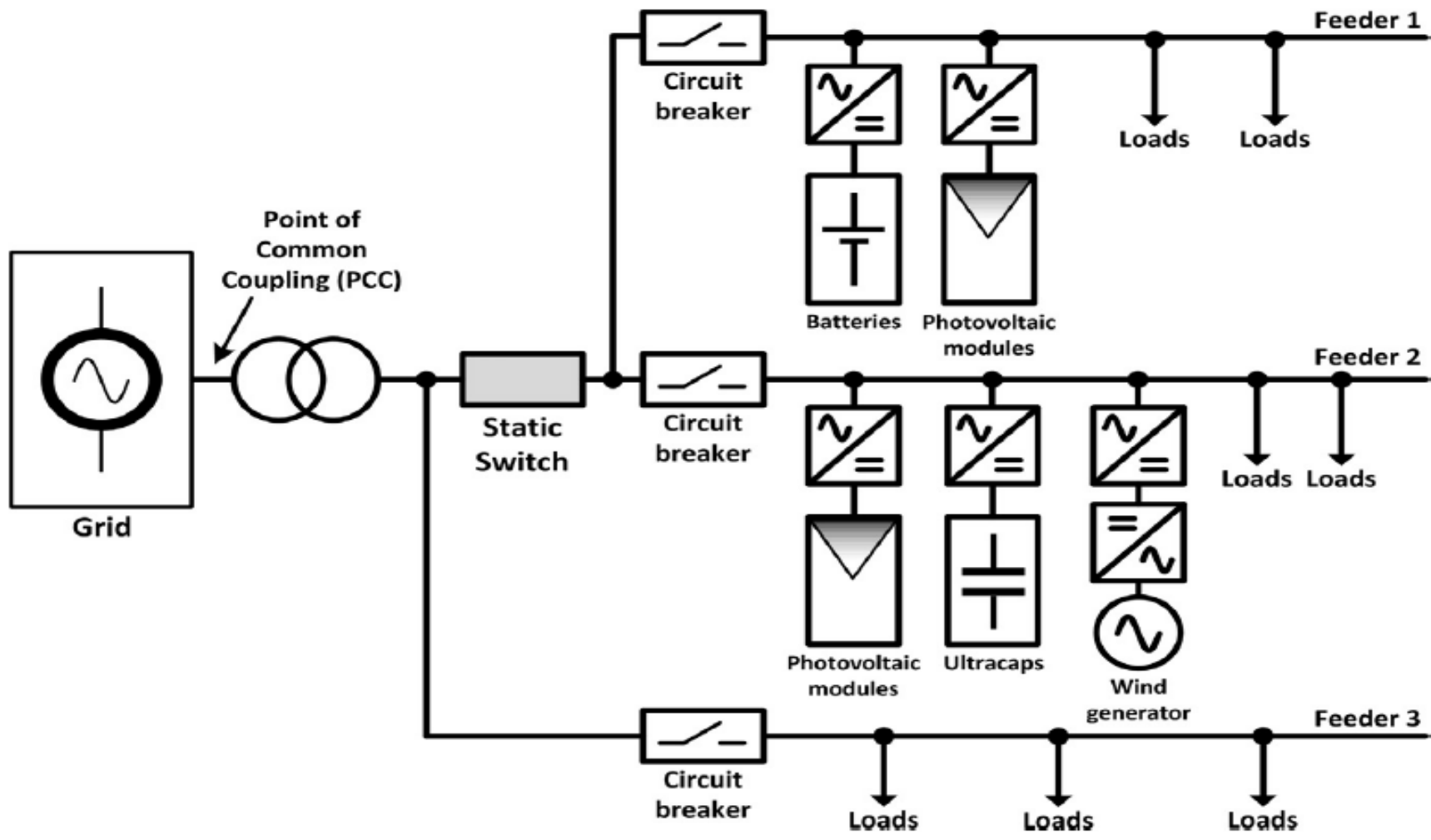
- ❖ متصل به شبکه توزیع
- ❖ نقش شبکه توزیع به عنوان باس اسلک
- ❖ عدم نیاز به کنترل ولتاژ و فرکانس



ساختار یک ریز شبکه نمونه



AC/DC Hybrid AC/DC





بهره برداری و مدیریت

بهره برداری و مدیریت ریز شبکه ها در مد های کاری مختلف از طریق:

۱- کنترلر ریزمنابع (MC: Microsource Controller) محلی و

۲- کنترل کننده های مرکزی (CC: Central Controller)

وظیفه اصلی MC کنترل توان و ولتاژ در پاسخ به اغتشاشات و تغییرات بار به طور مستقل از CC است.

وظیفه اصلی CC بهره برداری و حفاظت ریز شبکه از طریق MC-هاست.



بهره برداری و مدیریت

وظائف CC در حالت متصل به شبکه:

۱- پایش با جمع آوری اطلاعات از ریز منابع و بارها.

۲- با استفاده از اطلاعات جمع آوری شده:

انجام تخمین حالت،

ارزیابی امنیت،

برنامه ریزی تولید اقتصادی،

کنترل توان اکتیو و راکتیو ریز منابع

و مدیریت سمت مصرف

۳- تضمین عملکرد سنکرون با شبکه اصلی و تثبیت مقدار تبادل توان در مقادیر

اولویت دار مندرج در قرارداد.



بهره برداری و مدیریت

وظائف CC در حالت مستقل از شبکه:

- ۱- کنترل توان اکتیو و راکتیو ریز منابع به منظور تثبیت ولتاژ و فرکانس پایدار در بارها.
- ۲- تطبیق استراتژی های بارزدایی با استفاده از مدیریت سمت مصرف و ذخیره ساز های انرژی برای حفظ تعادل توان و ولتاژ باس ها.
- ۳- ایجاد امکان یک Black start برای ارتقاء قابلیت اطمینان و تداوم سرویس.
- ۴- تغییر مدارکاری از مستقل به متصل بعد از بازیابی شبکه اصلی بدون ایجاد اشکال در پایداری هر دو شبکه (ریز شبکه و شبکه اصلی).



چالش ها

۱- اقتصادی

۲- فنی

۳- مدیریتی و قانونی





چالش های اقتصادی

۱- هزینه بالای **نصب** منابع تولید پراکنده

۲- **انحصار بازار**: اگر ریز شبکه قادر به تغذیه بارهای اولویت دار در حالت وقوع هر حالت اضطراری باشد، سوال مهم ایستت که چه کسی مسئولیت کنترل قیمت های انرژی در بازه زمانی که شبکه اصلی در دسترس نیست، دارد.





چالش های فنی

۱- کمبود **تجربه** و دانش فنی در زمینه کنترل تعداد زیاد ریز منابع. این مسئله نیازمند تحقیقات گسترده به صورت بلادرنگ **Real-time** و همچنین **off-line** در زمینه جنبه های مدیریتی، حفاظتی و کنترلی ریز شبکه ها و به علاوه انتخاب، اندازه یابی و جایابی بهینه ریز منابع است.

۲- کارکرد **Plug & Play** نیاز به تجهیزات حفاظتی و کنترل خاص دارد.

۳- به هم خوردن **هماهنگی حفاظتی**



چالش های فنی

۴- تشخیص حالت جزیره ای

۵- کنترل ولتاژ و فرکانس در حالت مستقل

۶- تقسیم بار بین DG-ها با رعایت محدودیت های DG بار و شبکه.

۷- تامین P و Q مورد نیاز مصرف کنندگان با رعایت محدودیت های ولتاژ و جریان شبکه

۸- سنکرون سازی با شبکه بعد از جزیره ای شدن

۹- ...



چالش های مدیریتی و قانونی

۱- در اغلب کشور ها، استانداردها و مقررات مشخصی برای بهره برداری از ریز شبکه ها موجود نیست و باید استانداردهای لازم برای بهره برداری، زیرساخت مخابراتی، کنترل و حفاظت آنها توسعه یابد.

۲- اکثر دولت ها راه اندازی بهره برداری از انرژی پاک را تشویق می کنند، اما غالباً استاندارد و مقررات برای پیاده سازی این ساختار ها در آینده، وجود ندارد.

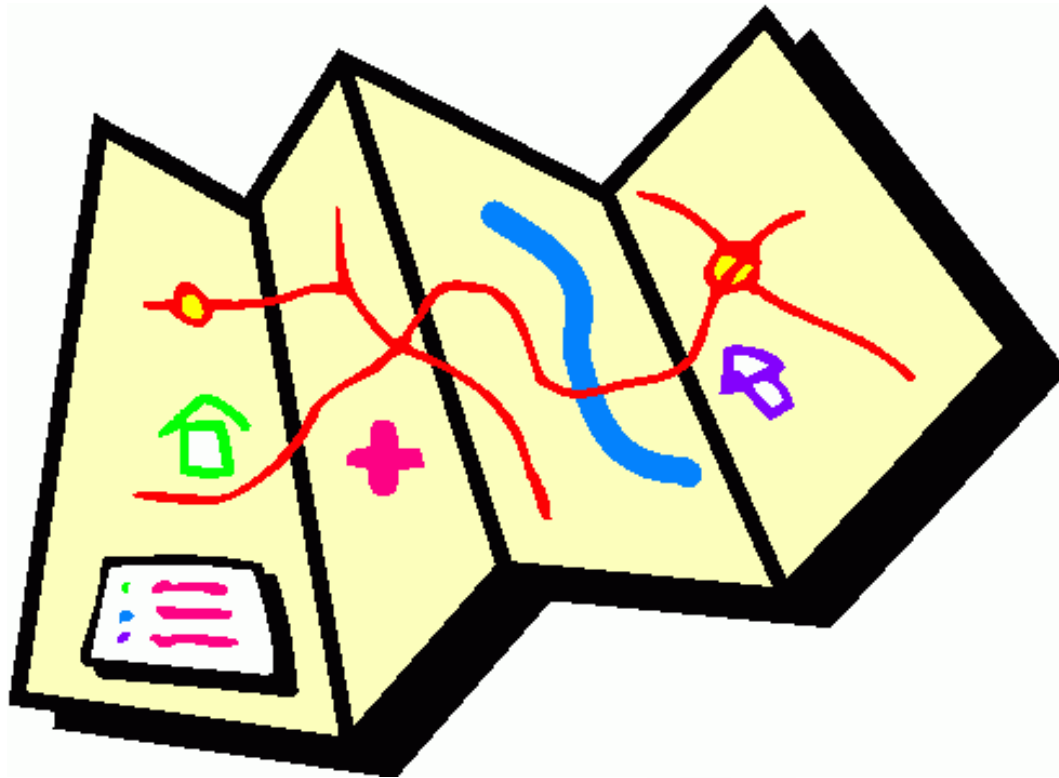
۳- قوانین مناسب برای تشویق سرمایه گذاران به ایجاد ریز شبکه ها

۴- کجائیم و به کجا باید برویم ؟ (نقشه راه)



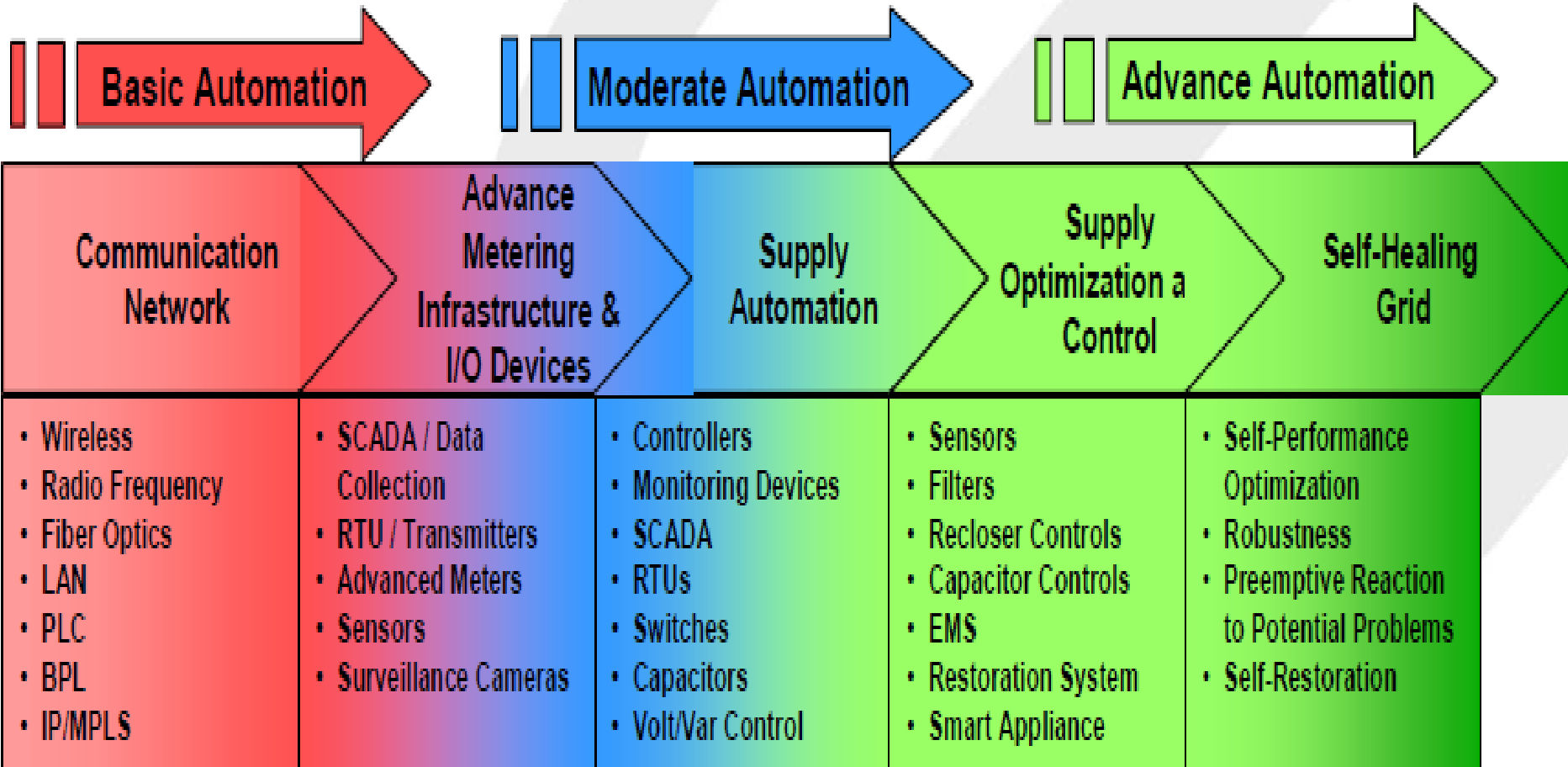
هوشمند سازی شبکه برق در ایران

- نیاز به یک نقشه راه داریم!





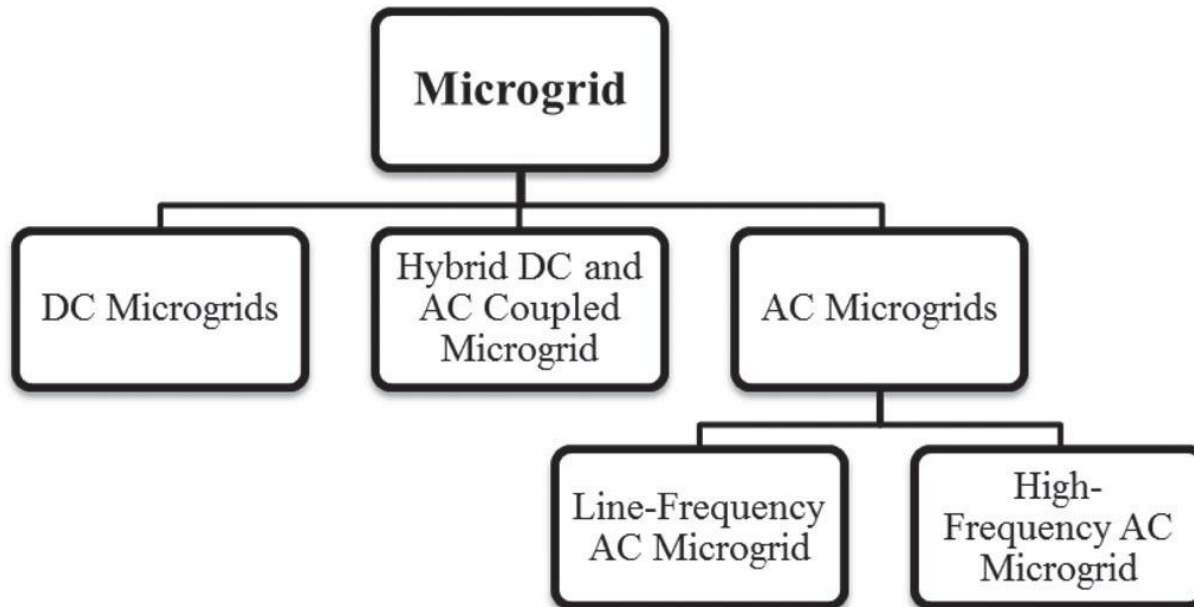
نقشه راه شبکه های هوشمند برق





۲-۱- انواع ریز شبکه

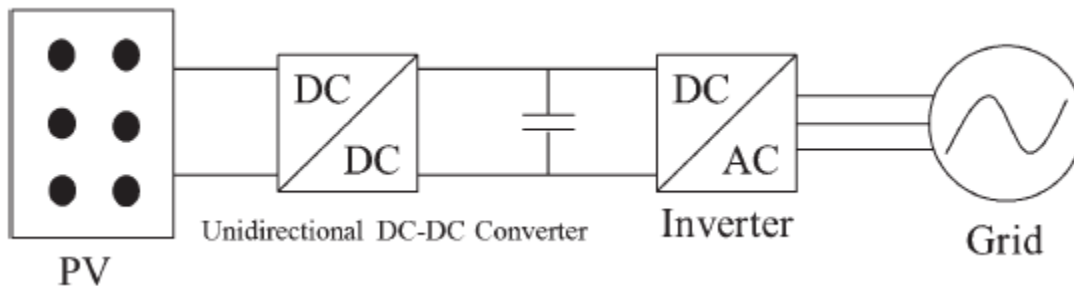
- ریز شبکه را می توان در زمینه های مختلف دسته بندی کرد:
- ۱- بر حسب نوع توان - AC و DC





۲-۱- انواع ریز شبکه

- ۲- برحسب نوع کاربرد آنها
- ۲-۱- ریز شبکه خدماتی (بخشی از یک شهر)
- ۲-۲- ریز شبکه های تجاری و صنعتی
- ۲-۳- ریز شبکه مجزا از شبکه
- ۳- بر اساس ساختار سیستم
- ۳-۱- سیستم های مبدل توان تک مرحله ای
- ۳-۲- سیستم های مبدل توان دو مرحله ای





۲-۱- انواع ریز شبکه

- ۴- بر اساس سیستم کنترلی
- ۴-۱- سیستم کنترل متمرکز
- ۴-۲- سیستم کنترل غیر متمرکز
- ۵- بر حسب اتصال DER ها به ریز شبکه
- ۵-۱- اتصال DER ها از طریق مبدل الکترونیکی به شبکه
- ۵-۲- منابع DG چرخشی



۲-۲- تقسیم بندی ریز شبکه از لحاظ ولتاژ بهره‌برداری

۴

ریز شبکه
با ولتاژ مستقیم و
متناوب
DC – AC

۳

ریز شبکه
ولتاژ مستقیم متناوب
DC

۲

ریز شبکه
ولتاژ متوسط متناوب
MV

۱

ریز شبکه
ولتاژ پائین متناوب
LV

- اکثر ریز شبکه های موجود با توجه به اینکه برق در بیشتر نقاط دنیا به صورت AC توزیع می شود و اینکه ریز شبکه ها بایستی در نزدیکی بار قرار داشته باشند، از نوع LV یا شبکه های متناوب با ولتاژ کم هستند. عموماً سطح ولتاژی در این شبکه، سطح ولتاژ توزیع یا همان ۴۰۰ ولت است. در این شبکه ها به دلیل نزدیکی بار و تولید تلفات بسیار پائین است.
- ریز شبکه ولتاژ متوسط شامل چند شبکه توزیع ولتاژ پائین و چند واحد تولید پراکنده متصل به چند فیدر ولتاژ متوسط است. در آینده نزدیک ریز شبکه های ولتاژ متوسط نقش کلیدی برای مدیریت فعال و کنترل شبکه توزیع هوشمند بازی خواهند کرد. سطح ولتاژ این سیستم ها برای مثال ۲۰ کیلوولت است



۲-۳- انواع بارهای ریز شبکه

۱- بارهای حساس

- بارهای حساس به کیفیت توان

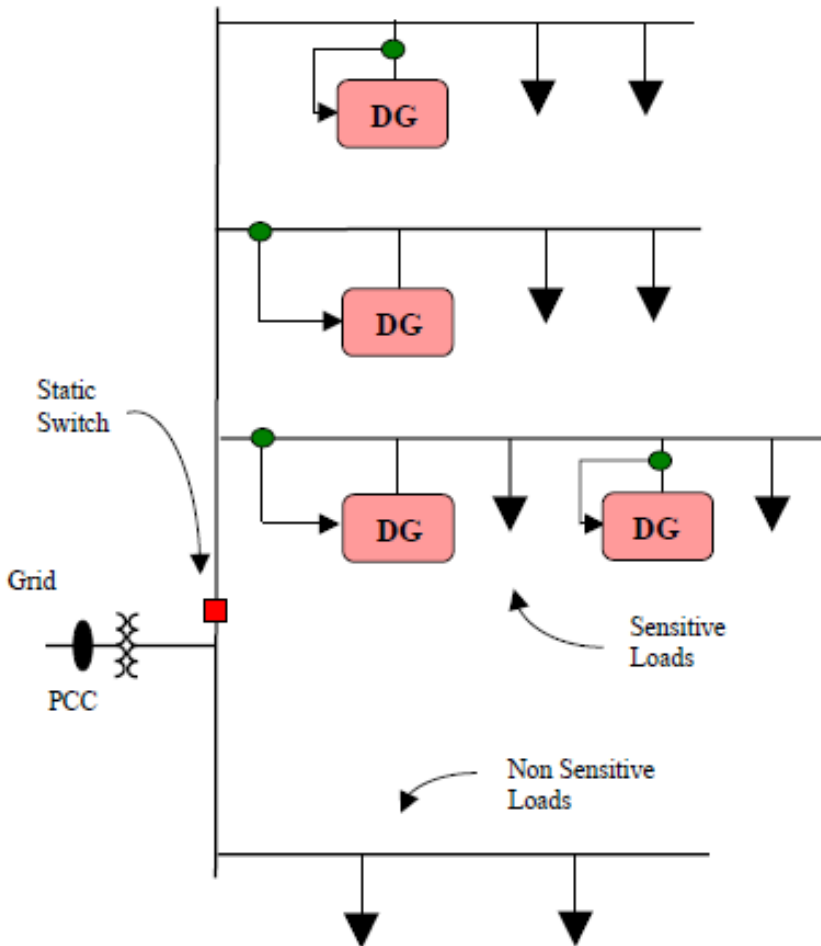
- فرآیندهای پیچیده صنعتی

- بیمارستان ها

۲- بارهای قابل قطع

- بارهای غیر حساس و قابل قطع هستند.

۳- بارهای قابل زمان بندی مجدد



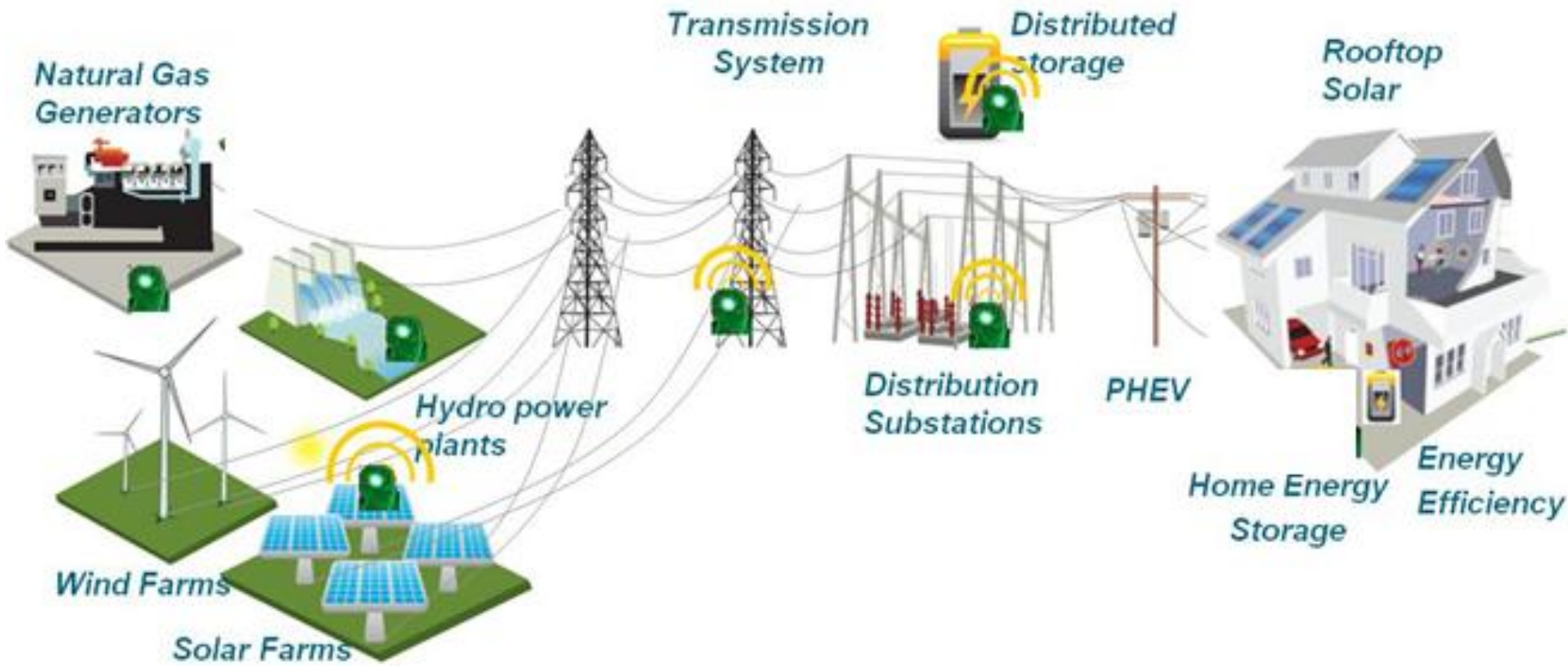


۲-۴- حالت های بهره برداری ریز شبکه

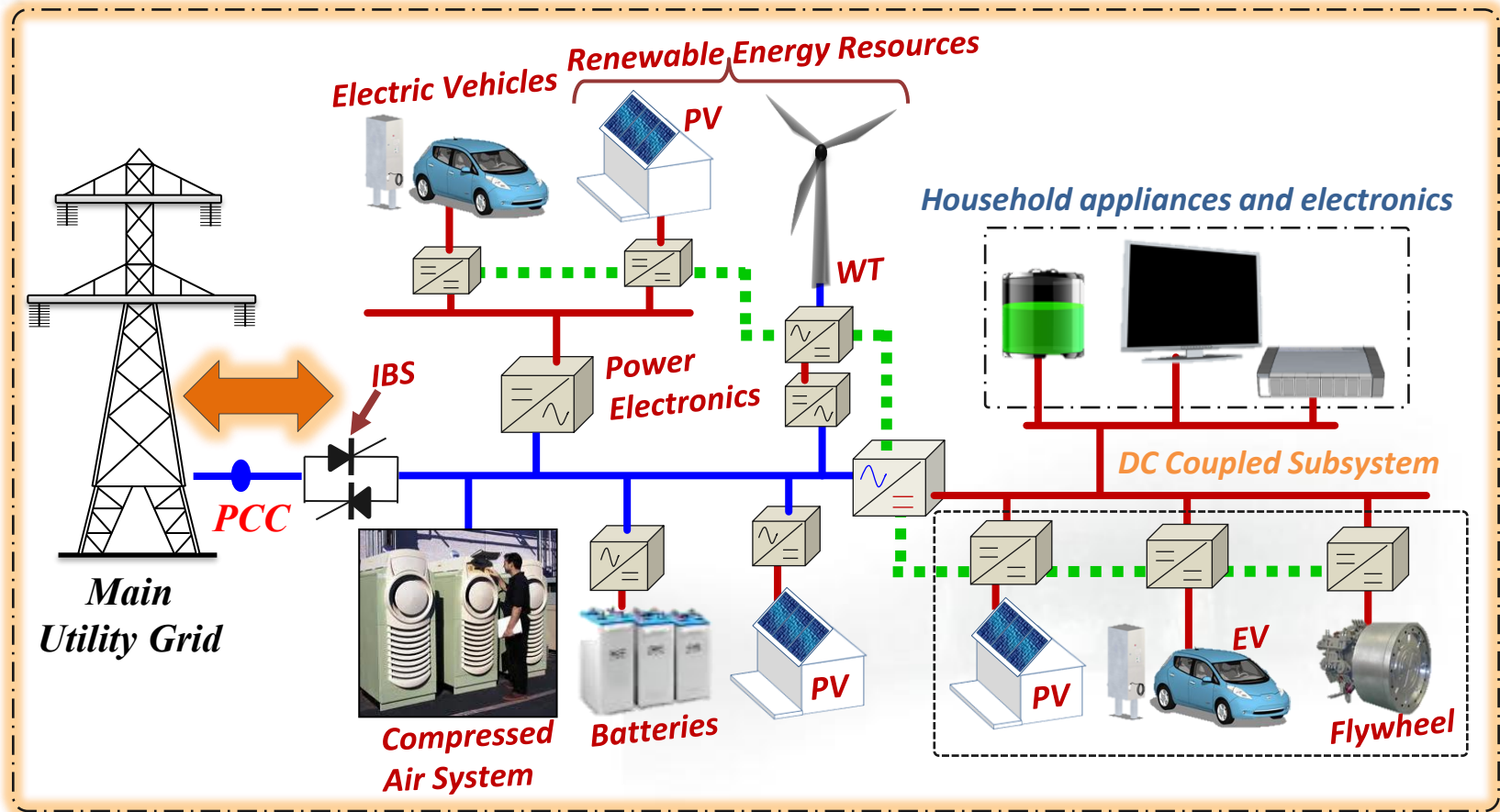
- ۱- حالت متصل به شبکه
 - ولتاژ و فرکانس توسط شبکه اصلی مشخص می شود.
 - منابع هم به میزان از پیش تعیین شده تولید می کنند
- ۲- حالت مجزا از شبکه
 - وظایف جدید در حالت مجزا از شبکه نسبت به متصل به شبکه
 - کنترل ولتاژ و فرکانس
 - تقسیم مناسب بار بین منابع
 - پاسخ مناسب و سریع به تغییرات بار



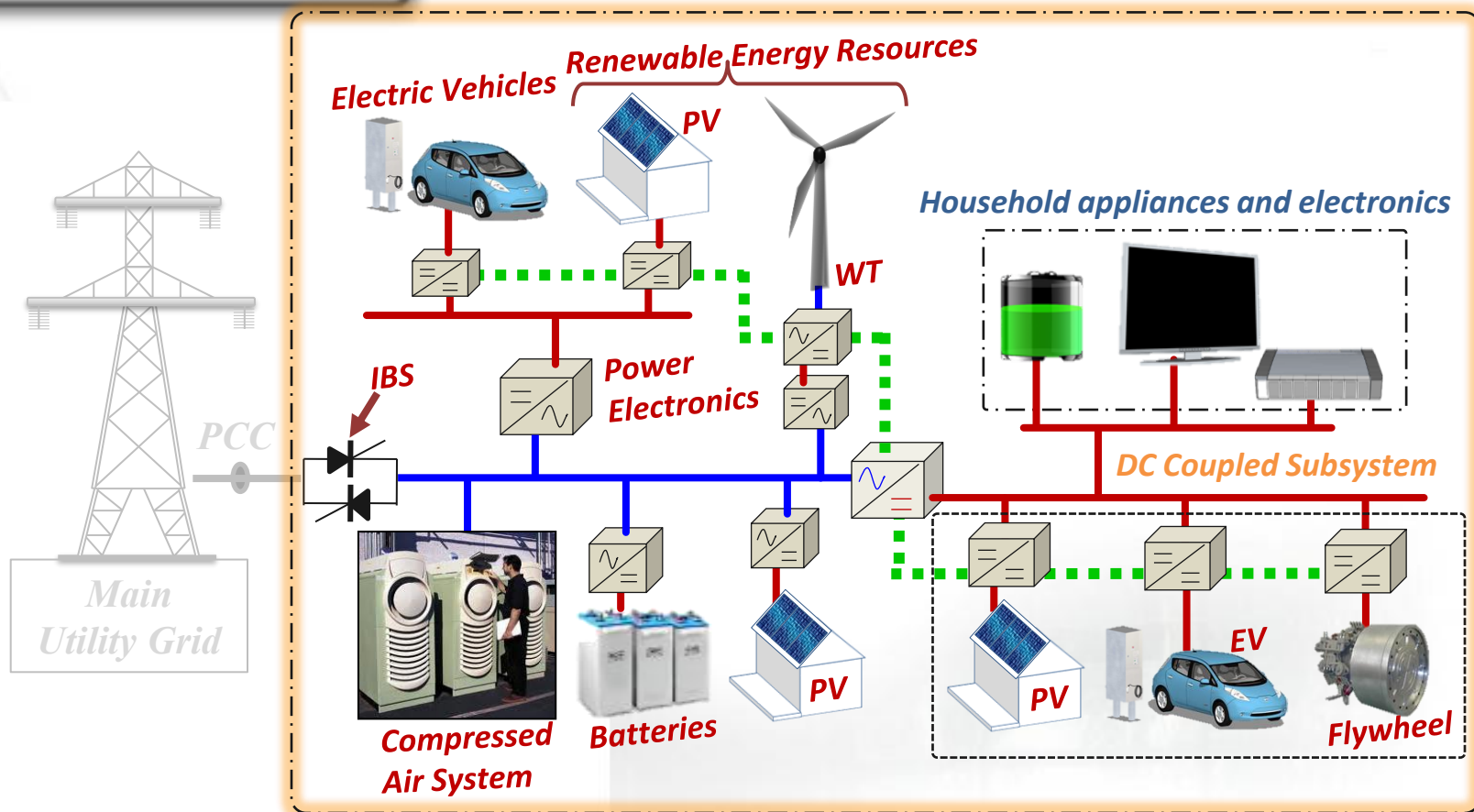
منابع تولید پراکنده DG



حالت بهره برداری : متصل به شبکه



حالت بهره برداری: جزیره ای



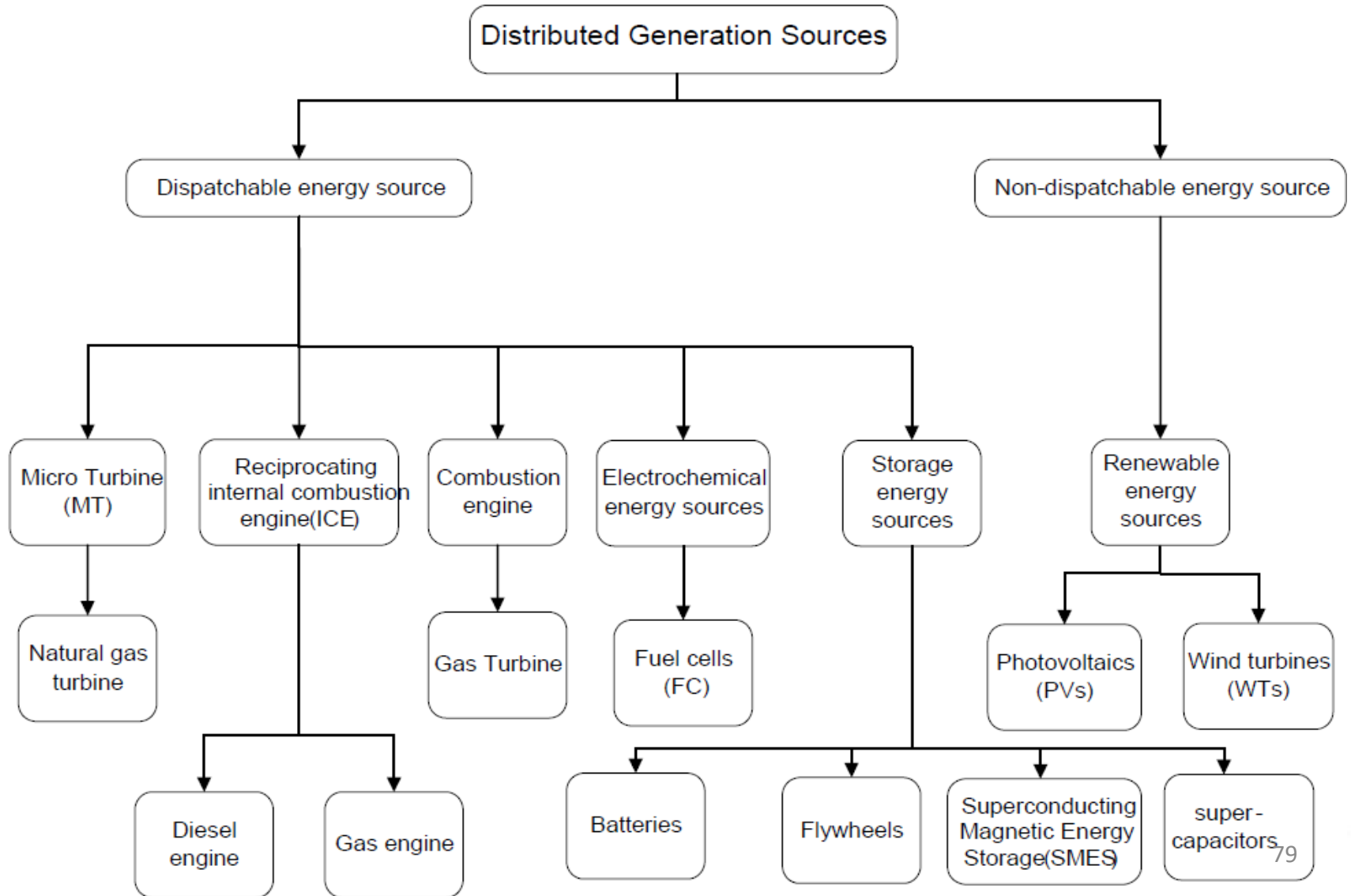


۱- منابع تولید پراکنده

- واحدهای DG مستقیم به بار یا شبکه توزیع متصل شده‌اند.
- اندازه این منابع از چند کیلووات تا چند مگاوات می‌باشد
- دارای انواع: توربین بادی، فتوولتائیک، پیل سوختی، بیوماس و میکروتوربین و موتورهای احتراق داخلی و غیره می‌باشند.
- بطور کلی واحد DG می‌تواند توسط سه رابط به شبکه توزیع متصل شود، ژنراتورهای آسنکرون (توربین‌های بادی) ژنراتورهای سنکرون (میکروتوربین) و مبدل‌های الکترونیکی (فتوولتائیک و پیل سوختی)



انواع منابع DG





رابط منابع انرژی پراکنده

کنترل پخش بار	رابط	نوع منبع انرژی اولیه	
AVR و گاورنر ($+P, \pm Q$)	ژنراتور سنکرون	CHP	DG
	ژنراتور سنکرون و آسنکرون	موتورهای احتراق داخلی	
	ژنراتور سنکرون و آسنکرون	آبی کوچک	
کنترل قطع و کنترل زاویه پره توربین ($+P, -Q$)	ژنراتور آسنکرون	توربین بادی سرعت ثابت	
کنترل ولتاژ لینک DC و سرعت توربین ($+P, \pm Q$)	مبدل الکترونیک قدرت ($AC-DC-AC$)	توربین بادی سرعت متغیر	
	مبدل الکترونیک قدرت ($AC-DC-AC$)	میکروتوربین	
کنترل MPPT و ولتاژ لینک DC و سرعت توربین ($+P, \pm Q$)	مبدل الکترونیک قدرت ($DC-DC-AC$)	فتوولتائیک PV	
	مبدل الکترونیک قدرت ($DC-DC-AC$)	پیل سوختی	
کنترل ولتاژ / فرکانس و حالت شارژ ($\pm P, \pm Q$)	مبدل الکترونیک قدرت ($DC-DC-AC$)	باتری	ذخیره‌ساز انرژی
کنترل سرعت ($\pm P, \pm Q$)	مبدل الکترونیک قدرت ($AC-DC-AC$)	چرخ گردان	
حالت شارژ ($\pm P, \pm Q$)	مبدل الکترونیک قدرت ($DC-DC-AC$)	ابر خازن	



۱-۱- توربین بادی

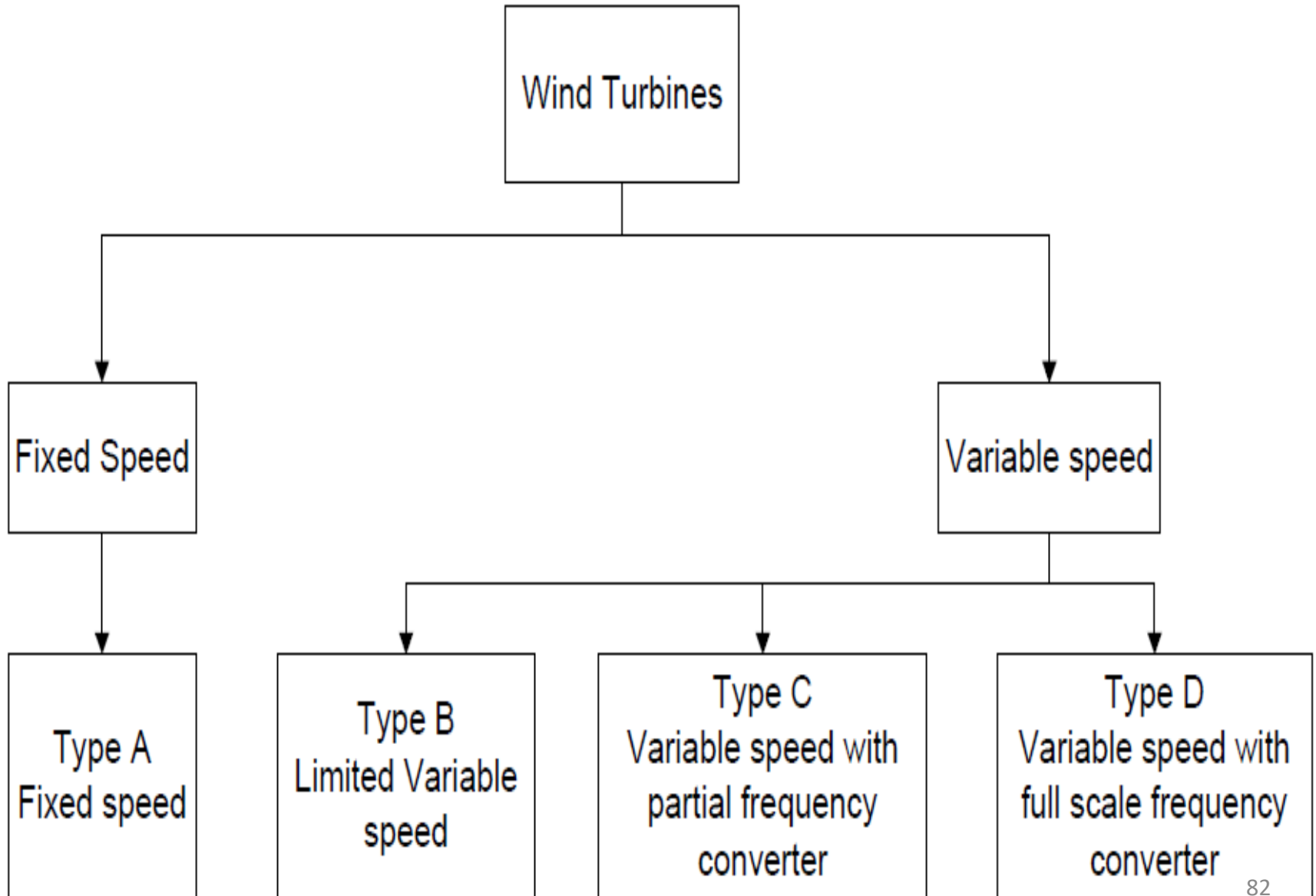
- تبدیل انرژی جنبشی باد به انرژی مکانیکی
- توربین های بادی شامل پره ها، رتور، محور، جعبه دنده و ناسل
- راندمان کلی توربین های بادی بین ۲۰-۴۰ درصد می باشد
- توان نامی بین ۰/۳ تا ۷ مگاوات تغییر می کند.
- توربین های بادی به چهار نوع دسته بندی

C و D

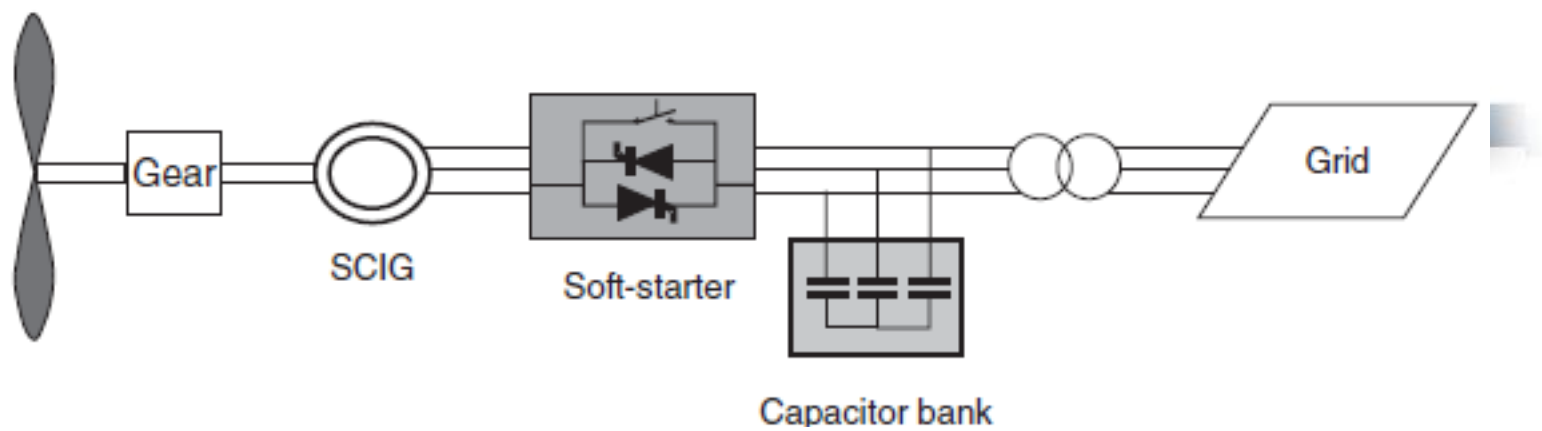




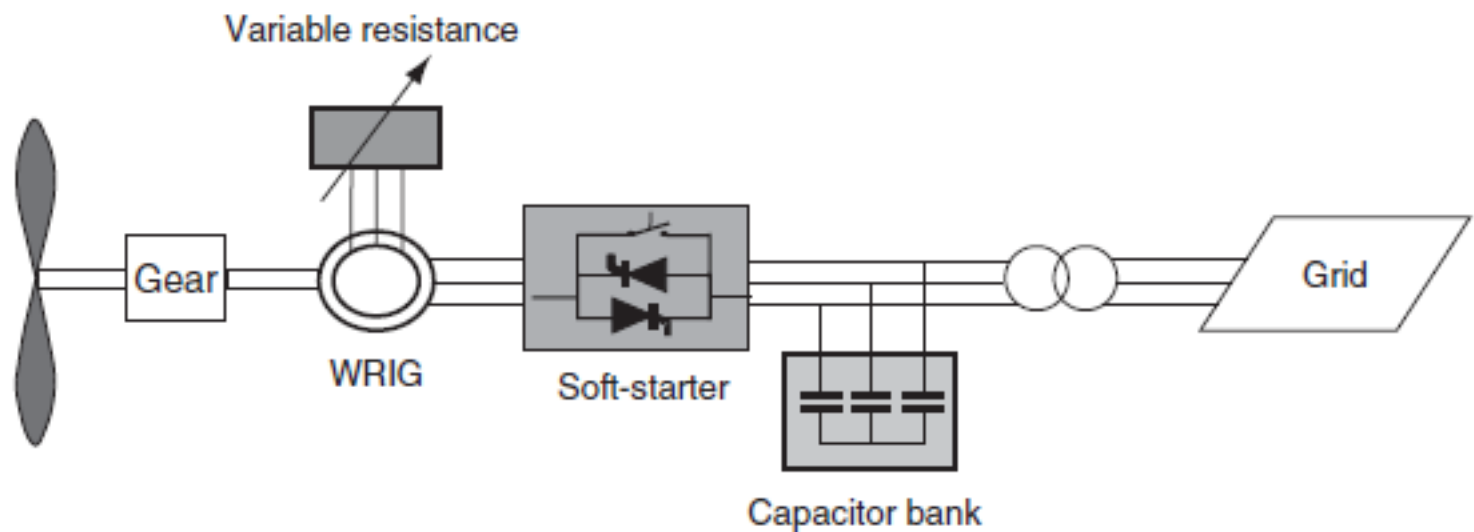
انواع توربین های بادی



Type A

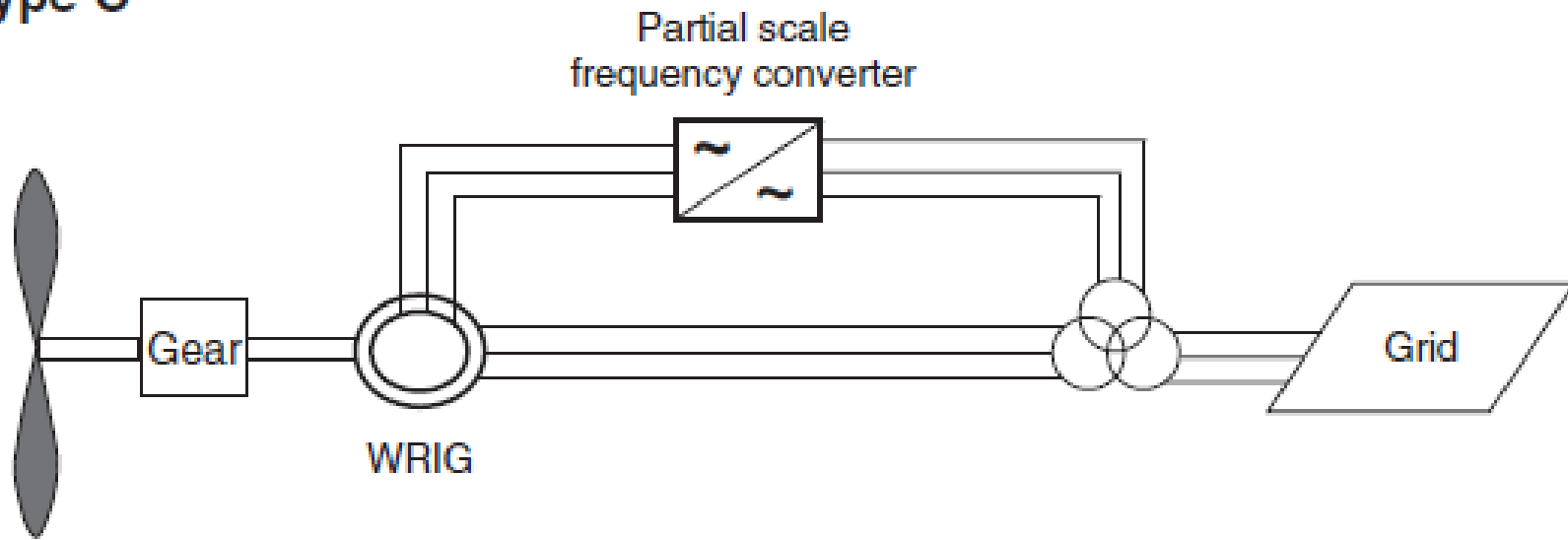


Type B

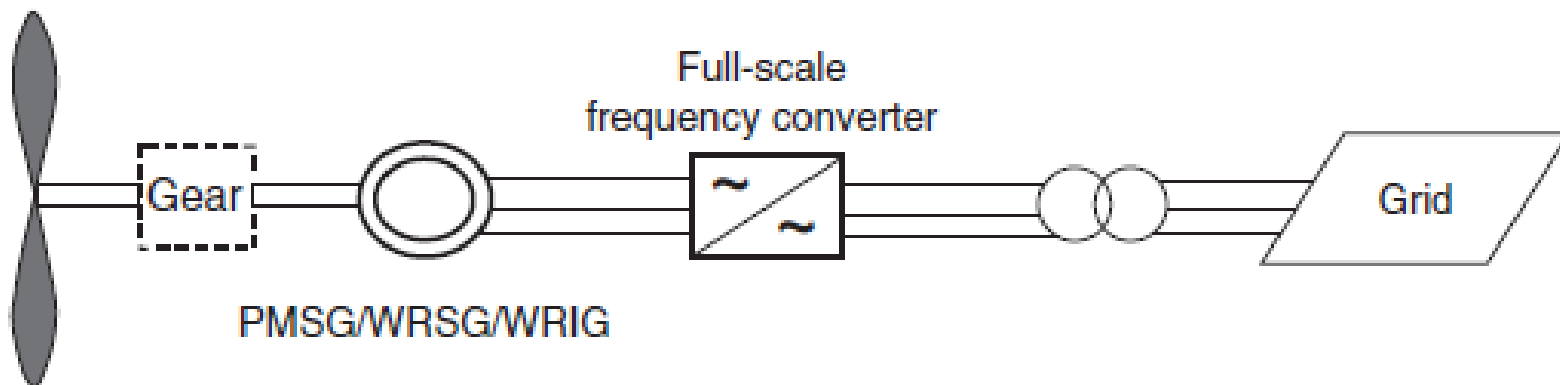




Type C



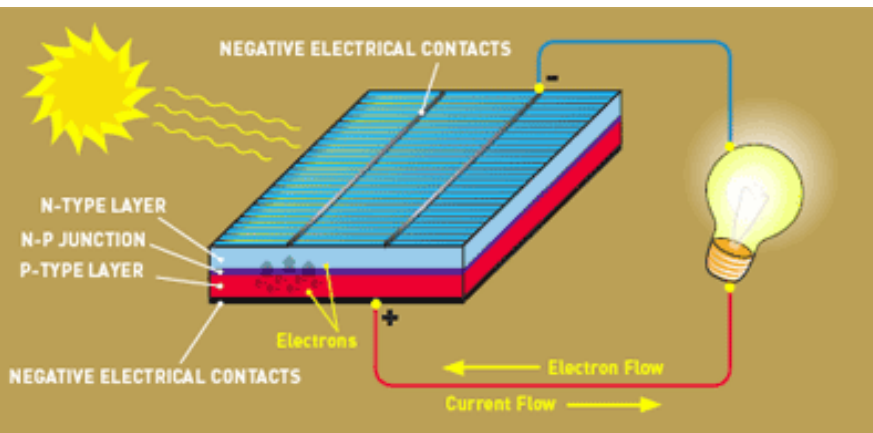
Type D





فتوولتائیک

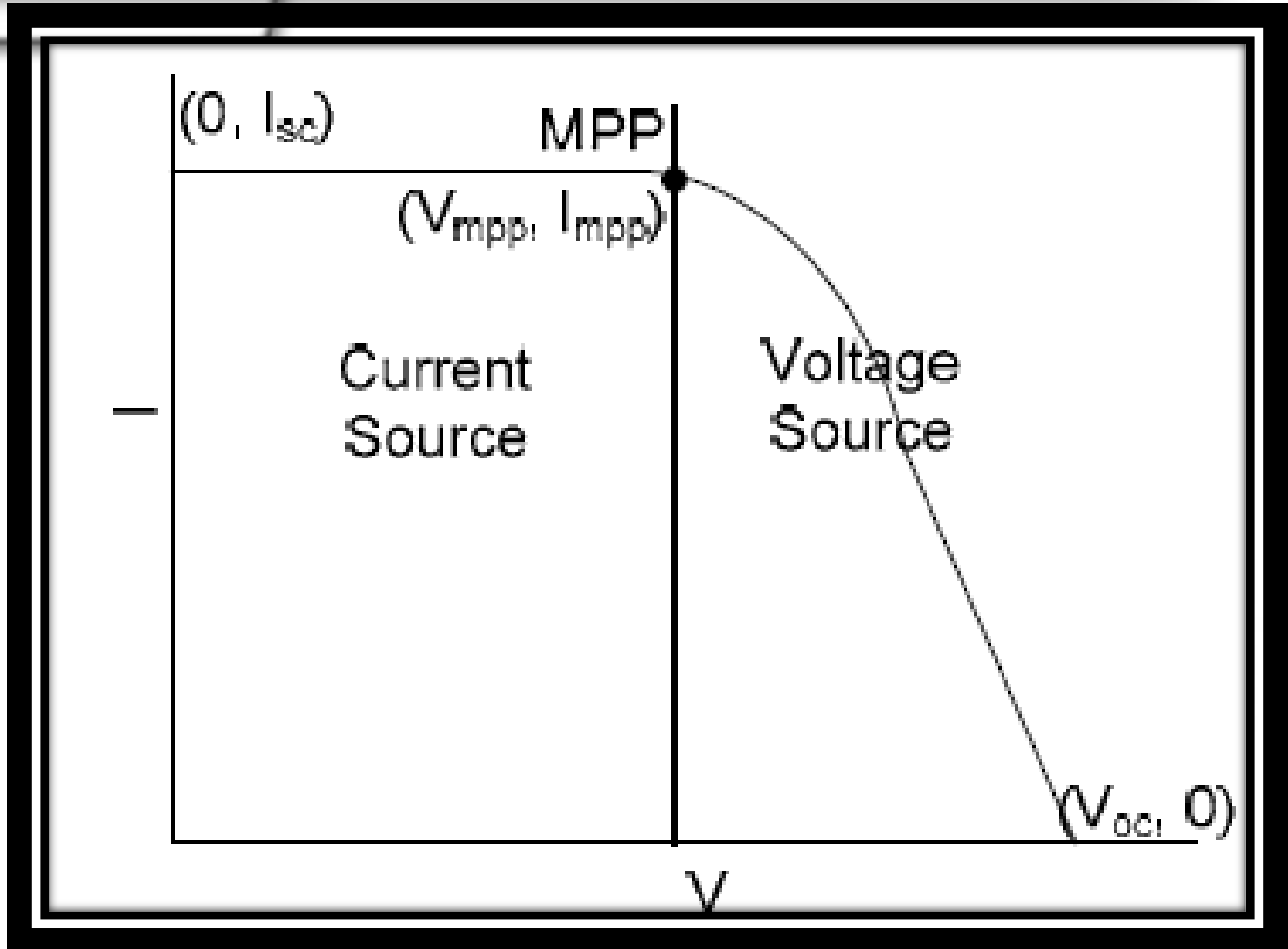
- سلول های خورشیدی در یک پانل قرار داده می شوند.
- یک پانل PV متشکل از حدود ۳۶ تا ۷۲ سلول خورشیدی
- توان نامی فتوولتائیک از ۰/۳ کیلووات در سلول های خوشیدی کوچک و تا چند مگاوات در سیستم های بزرگ
- راندمان کمتر از ۲۰٪



- عمر مدول فتوولتائیک بیش از ۲۵

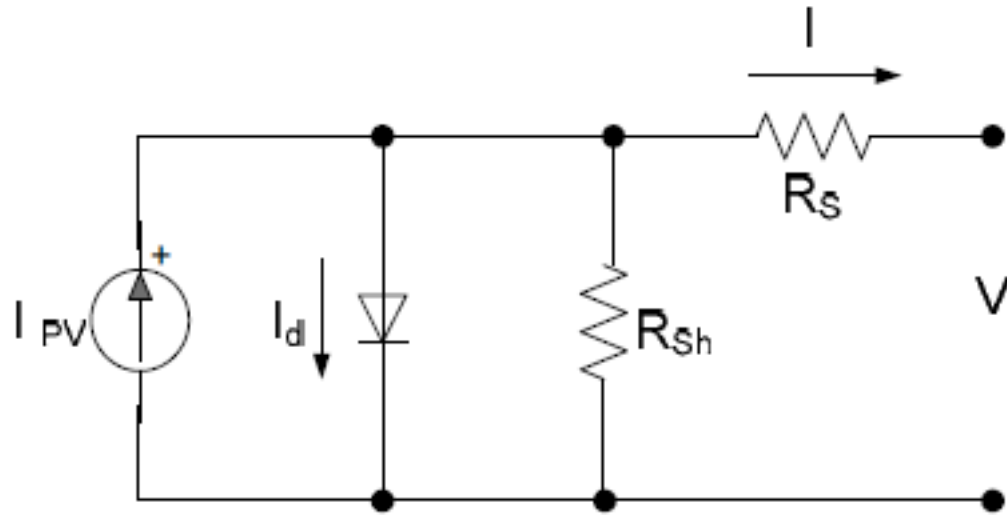


منحنی مشخصه ولتاژ - جریان فتوولتائیک





مدار معادل فتوولتائیک



$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{N_s k T a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

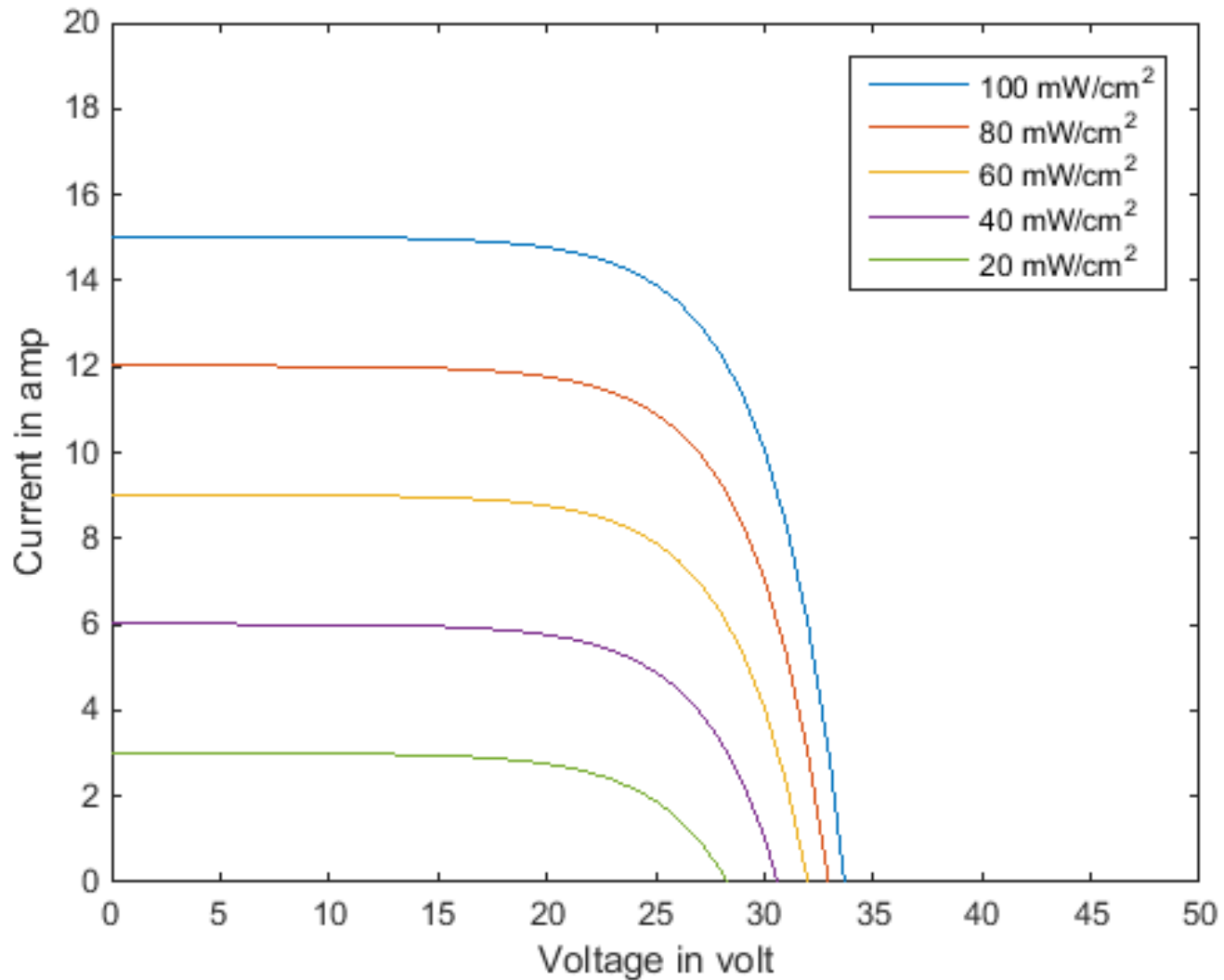
$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n}$$

$$I_{pv,n} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} I_{sc}$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} + K_I \Delta T}{\exp\left(\frac{V_{oc} + K_V \Delta T}{N_s k T a}\right) - 1}$$

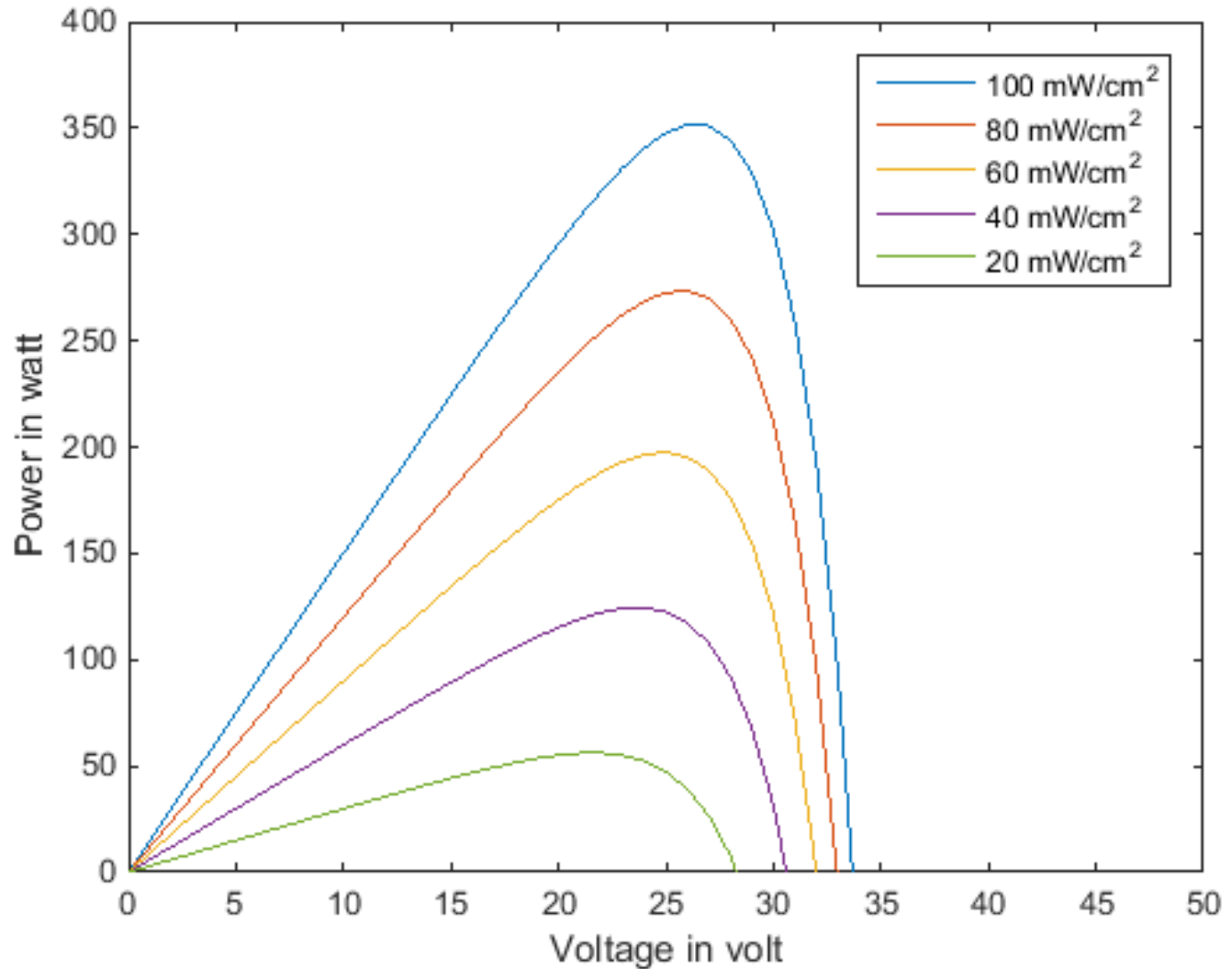


به ازای تابش خورشید PV منحنی مشخصه ولتاژ - جریان از آرایه



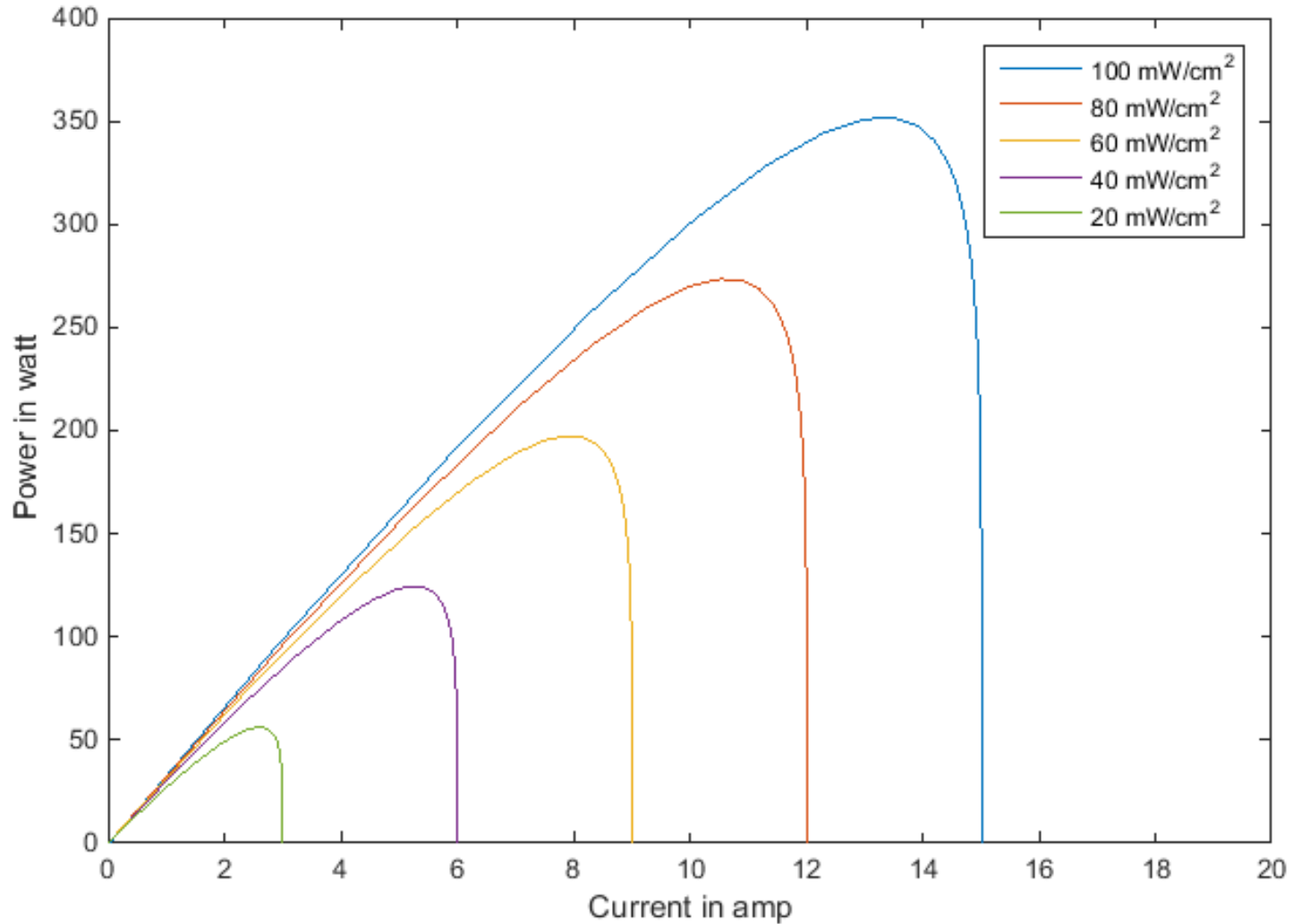


به ازای تابش خورشید PV توان خروجی متفاوت





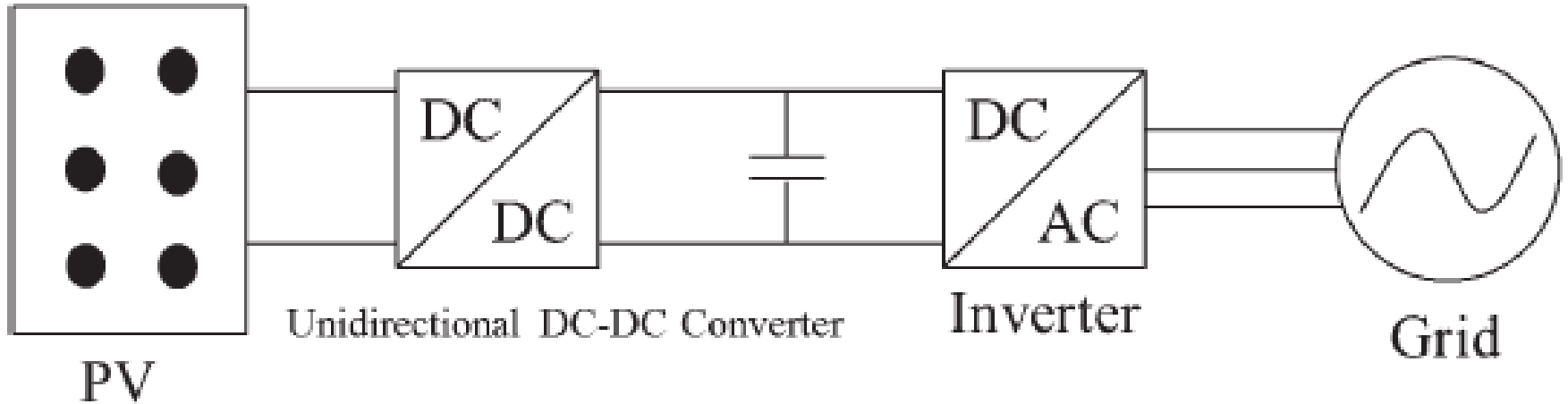
در برابر ولتاژ در دماهای DC توان خروجی مختلف





فتوولتائیک

- سیستم مبدل دو مرحله ای



سیستم مبدل تک مرحله ❖

یک اینورتر تک مرحله ای دارای راندمان تبدیل توان بالاتر، هزینه کمتر و قابلیت

اطمینان بالاتر



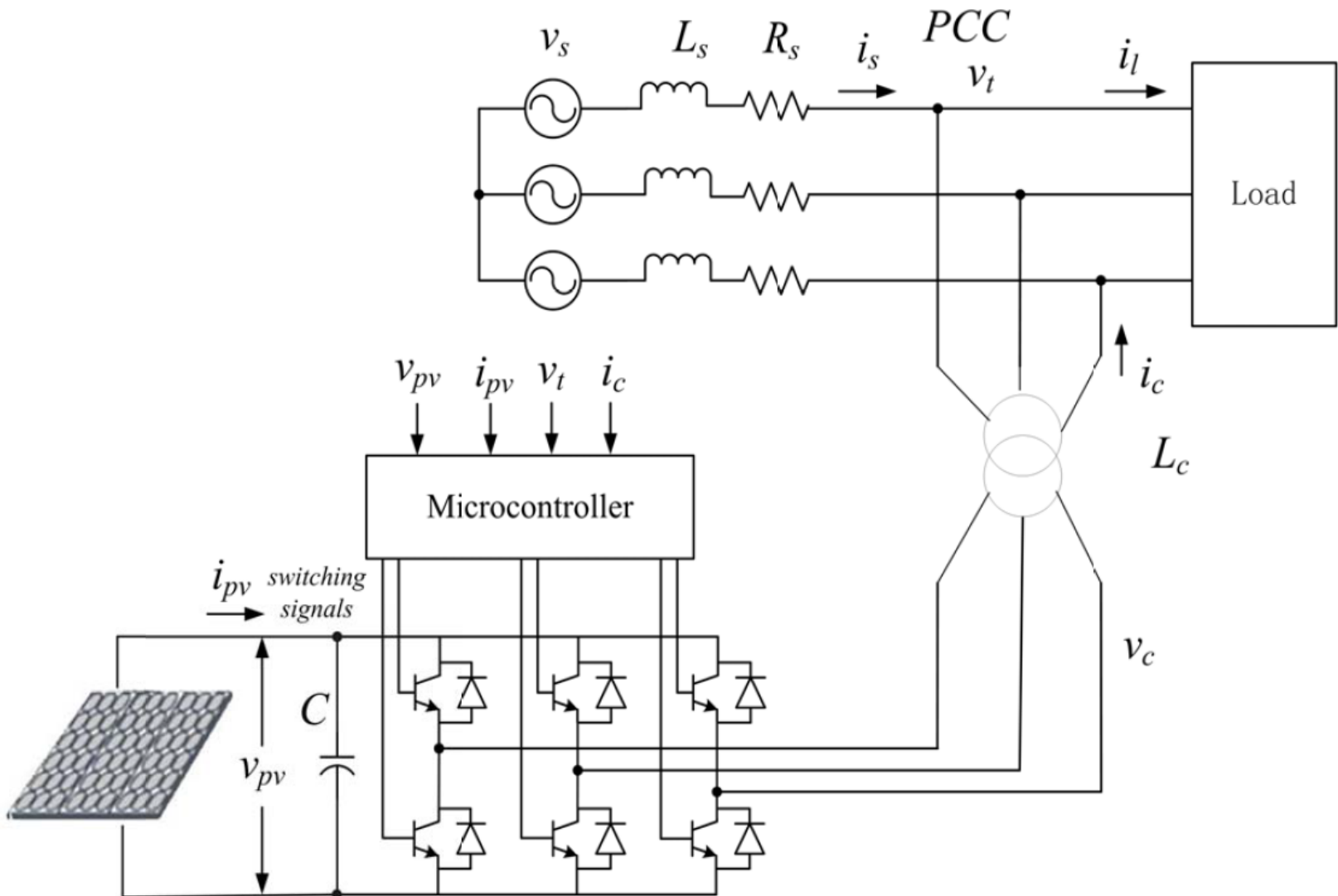
روشهای کنترل فتوولتائیک

دو روش برای کنترل PV استفاده می شود:

- ۱- توان حقیقی ثابت و کنترل ولتاژ / وار:
- توان اکتیو و راکتیو اینورتر میتواند بطور همزمان و مجزا کنترل شود.
- ۲- کنترل MPPT
- با یک میکروکنترلر با قابلیت سرعت بالا با کنترل فیدبک با هدف حفظ dp_{pv}/dv_{pv} در صفر یا نزدیک آن
- تغییر حالت کنترلی بین دو روش



سه فاز با اینورتر تک مرحله ای PV سیستم متصل به شبکه





Discrete,
Ts = 1e-06 s.

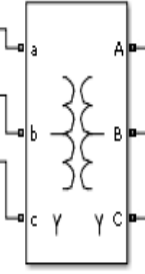
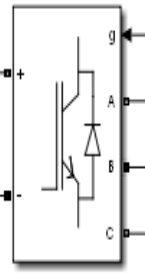
powergui

25+273.15
Temperature [K]

1000
Irradiation [W/m2]

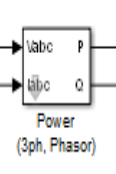
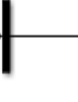
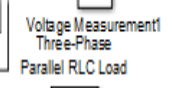
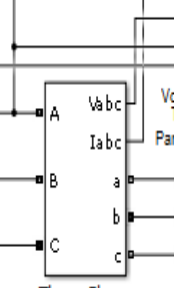
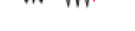
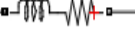
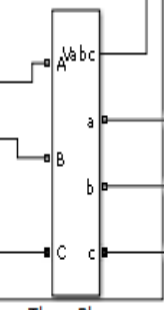
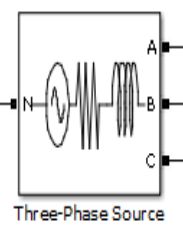
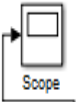


Ijref Pulses



Series RLC Branch4

Voltage Measurement



34.28
Display

0
Display1



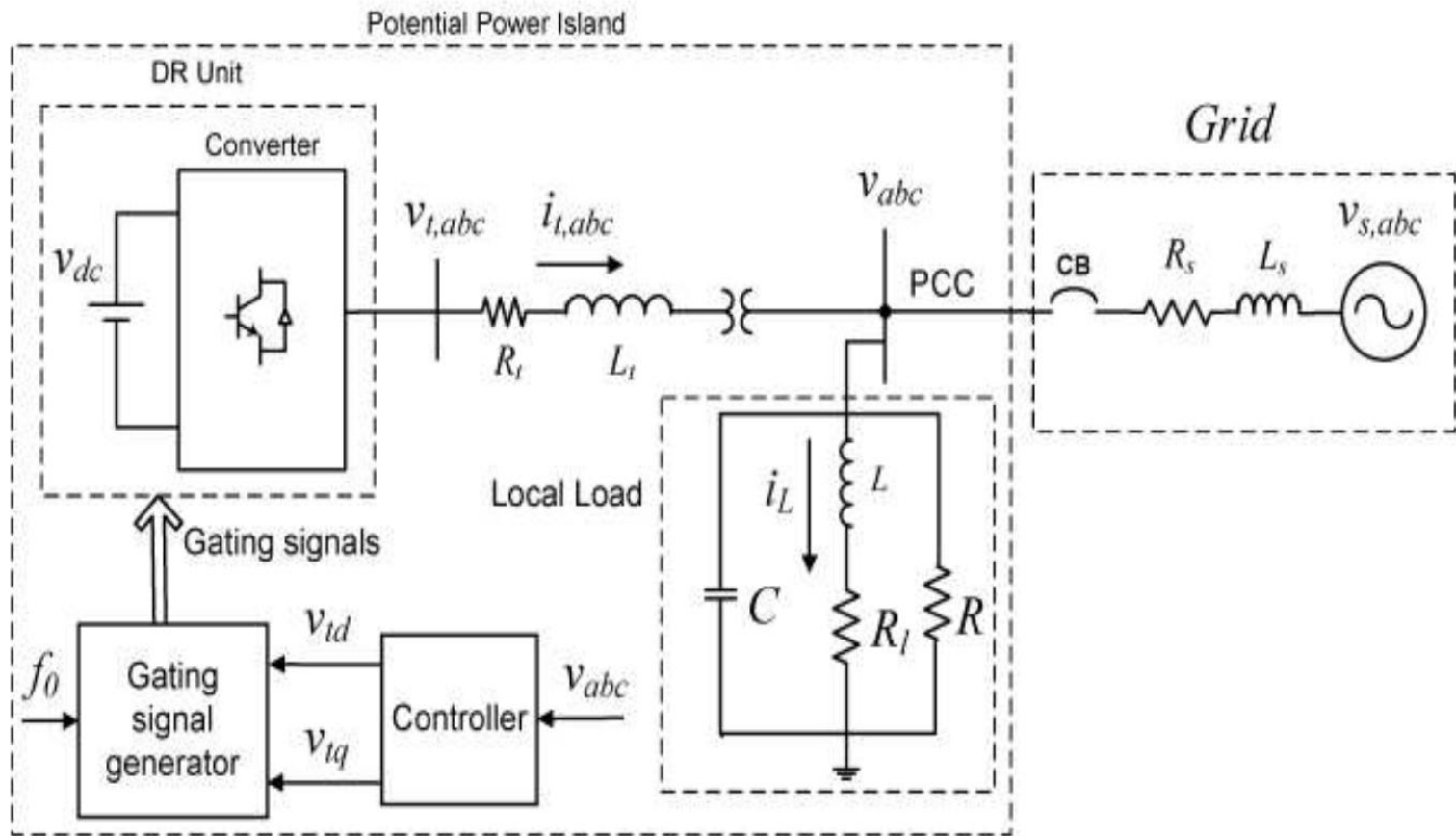
۳- کنترل ریزشبه

- عملکرد مناسب یک ریزشبه تنها در صورت وجود یک سیستم کنترل مناسب امکان پذیر است.
- استراتژی های کنترل به حالت بهره برداری وابسته است.
- نکته کلیدی قبل از کنترل ریزشبه، مدل سازی ریزشبه است.



۳-۱- مدل سازی ریز شبکه

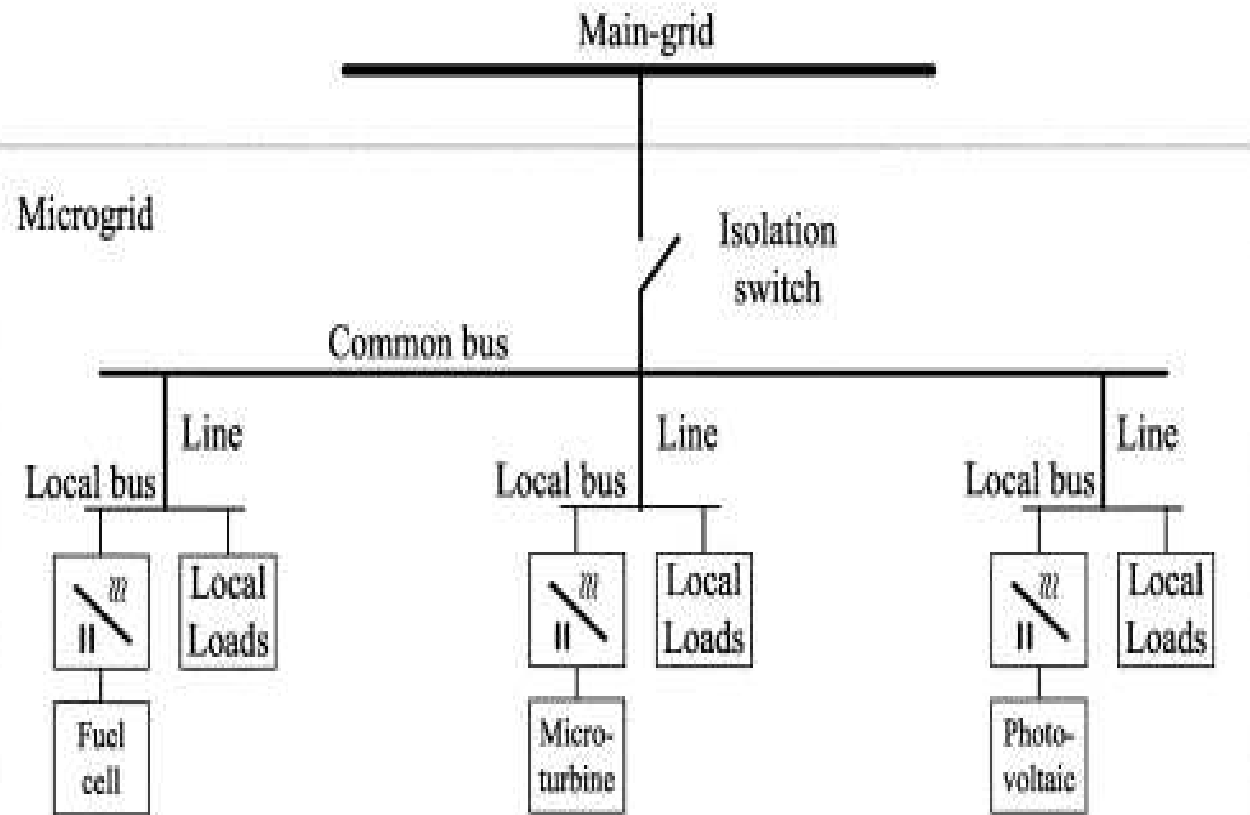
- روش های مختلفی برای مدل سازی ریز شبکه
- ۱- یک منبع DC که به مبدل منبع ولتاژ VSC متصل شده، نشان داد





۳-۱- مدل سازی ریز شبکه

- ۲- مدل دینامیکی کل شبکه
- مدل اینورتر: دینامیک های کنترلر، فیلتر خروجی و سلف اتصال
- معادلات حالت بار می شود.





کنترل ریز شبکه

- سرعت پاسخ استراتژی مدیریت توان برای ریز شبکه در مقایسه با شبکه های قدرت مرسوم و بهم پیوسته، بسیار مهمتر است. دلایل آن عبارتند از:
- (۱) وجود چندین DG کوچک با ظرفیت و مشخصات تولید متفاوت
- (۲) عدم حضور یک منبع انرژی مرجع بزرگ در حالت عملکرد مستقل
- (۳) سرعت پاسخ سریع واحدهای DG با واسط الکترونیکی؛ که در صورت عدم اندیشیدن تمهیدات مناسب می تواند بر پایداری ولتاژ/زاویه اثر منفی بگذارد.



کنترل سلسله مراتبی ریز شبکه

- استراتژی های کنترلی به حالت بهره‌برداری ریز شبکه وابسته است.

- کنترل ریز شبکه به دو روش انجام می شود

۱- کنترل اولیه: کنترل محلی DG ها با استفاده از مشخصه دروپ

عیب: انحراف ولتاژ و فرکانس با استفاده از روش دروپ

۲- کنترل ثانویه: بازیابی دامنه و فرکانس ولتاژ خروجی DG ها به مقدار نامی

عیب: کاهش قابلیت اطمینان با وجود اختلال در سیستم مخابراتی

۳- کنترل ثالثیه: کنترل توان مبادله شده با شبکه اصلی

- ۱- کنترل متمرکز

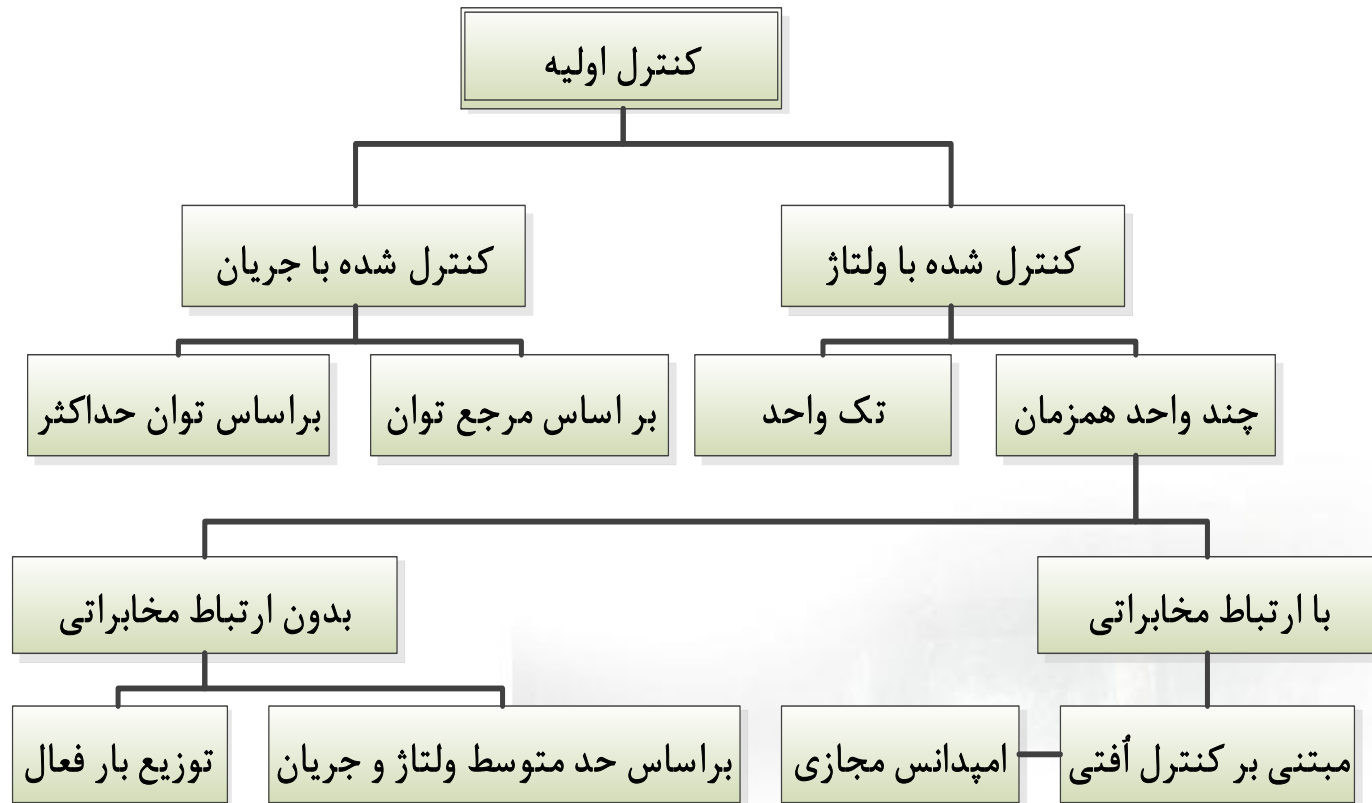
- ۲- کنترل غیر متمرکز:

- عملکرد مستقل توسط کنترل محلی DG ها

روش متداول در کنترل غیر متمرکز و اولیه روش دروپ است.

طبقه بندی مراحل کنترلی ریز شبکه







Primary Control

The block diagram of primary controller is shown Fig 6, composed of two stages:

- *DG power sharing controller (lower part)* responsible for the adequate share of active and reactive power mismatches in the microgrid,
- *inverter output controller (upper part)* controlling and regulating output voltages and currents and typically consisting of an outer loop for voltage control and an inner loop for current regulation.

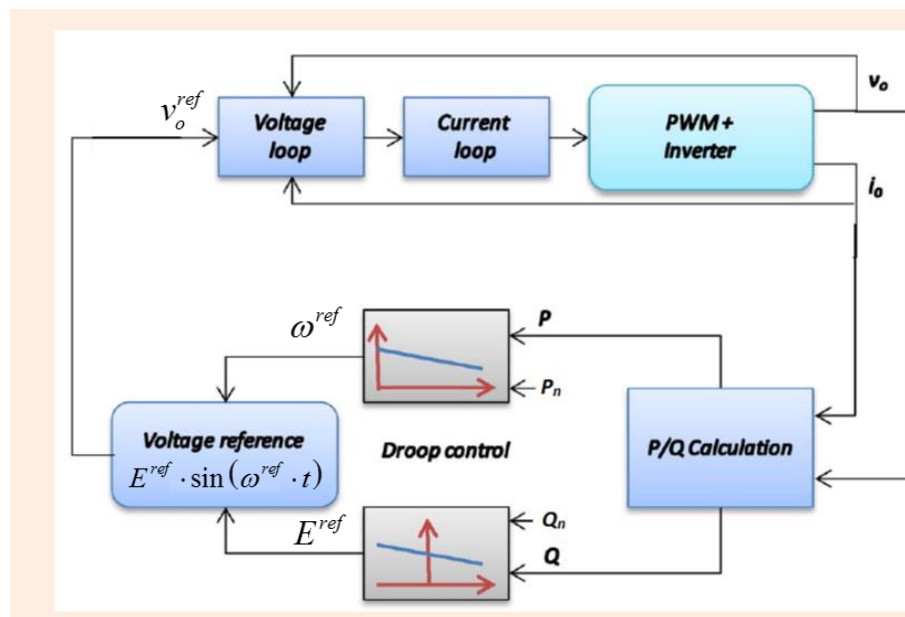
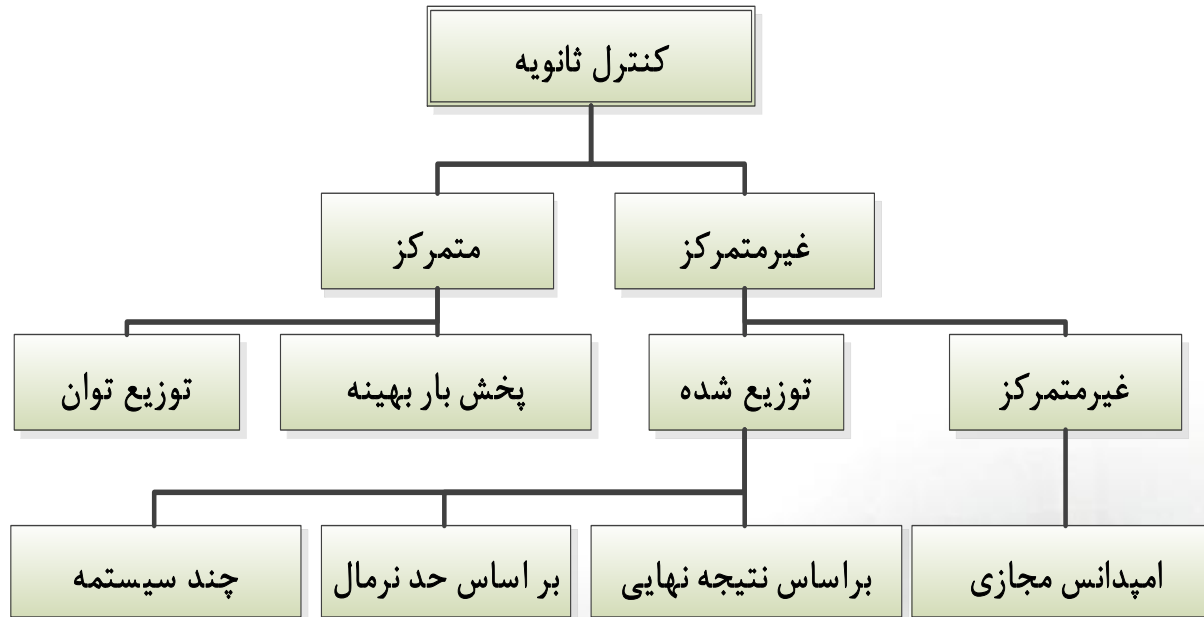
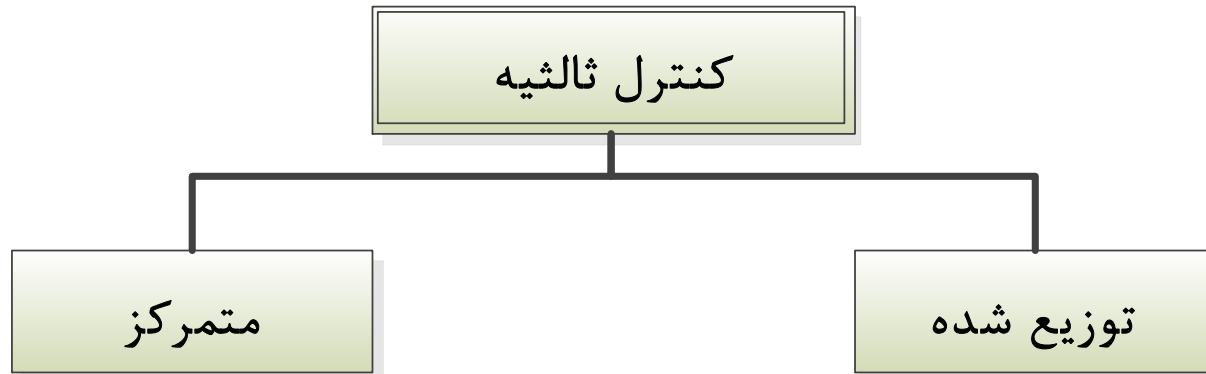
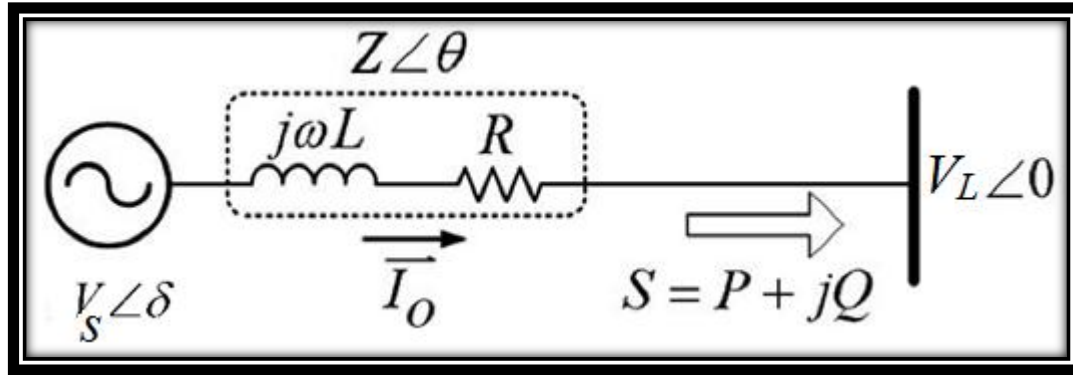


Fig 6. Primary control system





روش کنترل دروپ



$$P = \frac{V_S^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_S V_L}{Z} \cos(\theta + \delta)$$

$$Q = \frac{V_S^2}{Z} \sin \theta - \frac{V_S V_L}{Z} \sin(\theta + \delta)$$

اگر امپدانس خط فرض شود کاملاً اندوکتیو باشد یعنی $\theta = 90^\circ$ آنگاه

$$P = \frac{V_S V_L}{X} \sin(\delta)$$

$$\cos \delta \approx 1 \quad \text{و} \quad \sin \delta \approx \delta$$

$$V_S - V_L = \frac{XQ}{V_S}$$

$$\delta = \frac{XP}{V_S V_L}$$



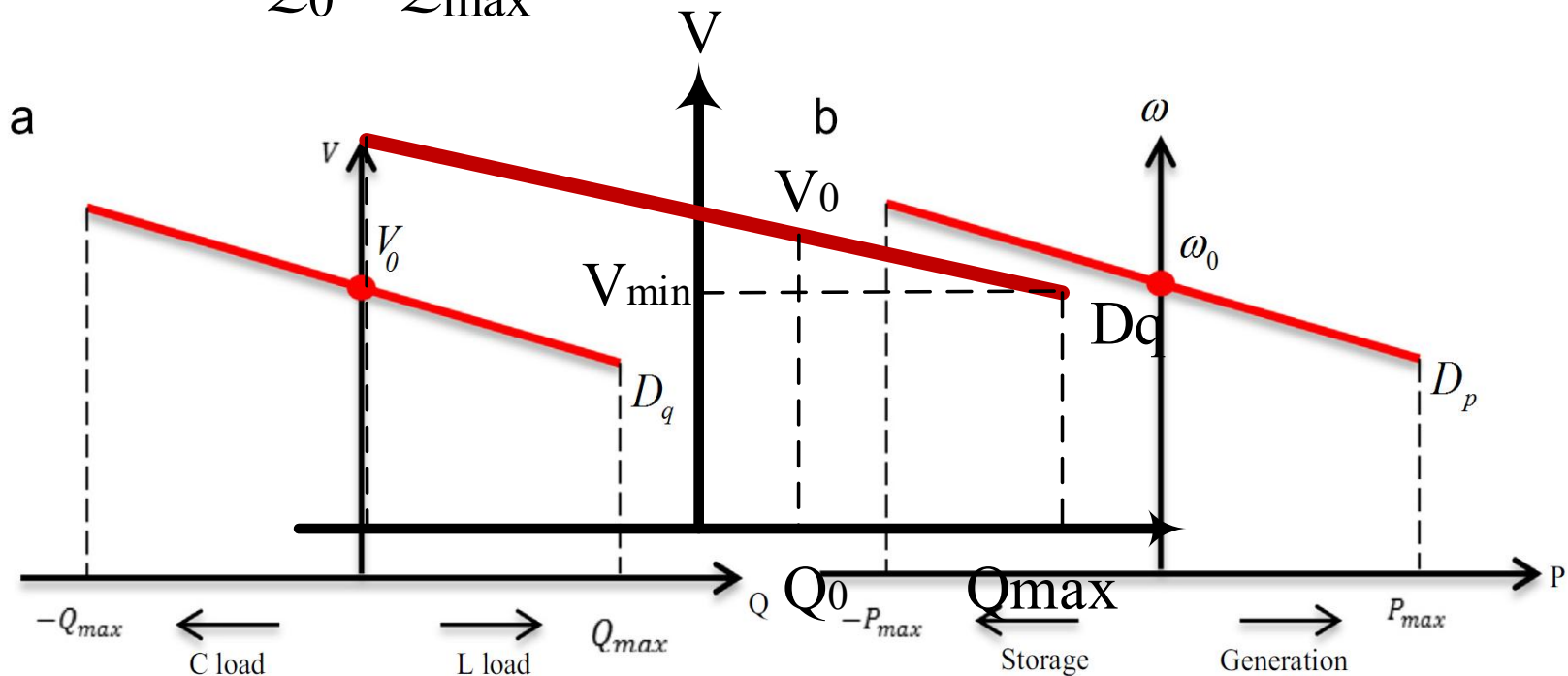
روش کنترل دروپ $\omega - P$ و $Q - V$

$$V - V_0 = D_q (Q_0 - Q)$$

$$D_q = \frac{V_0 - V_{\min}}{Q_0 - Q_{\max}}$$

$$\omega - \omega_0 = D_p (P_0 - P)$$

$$D_p = \frac{\omega_0 - \omega_{\min}}{P_0 - P_{\max}}$$





مثال

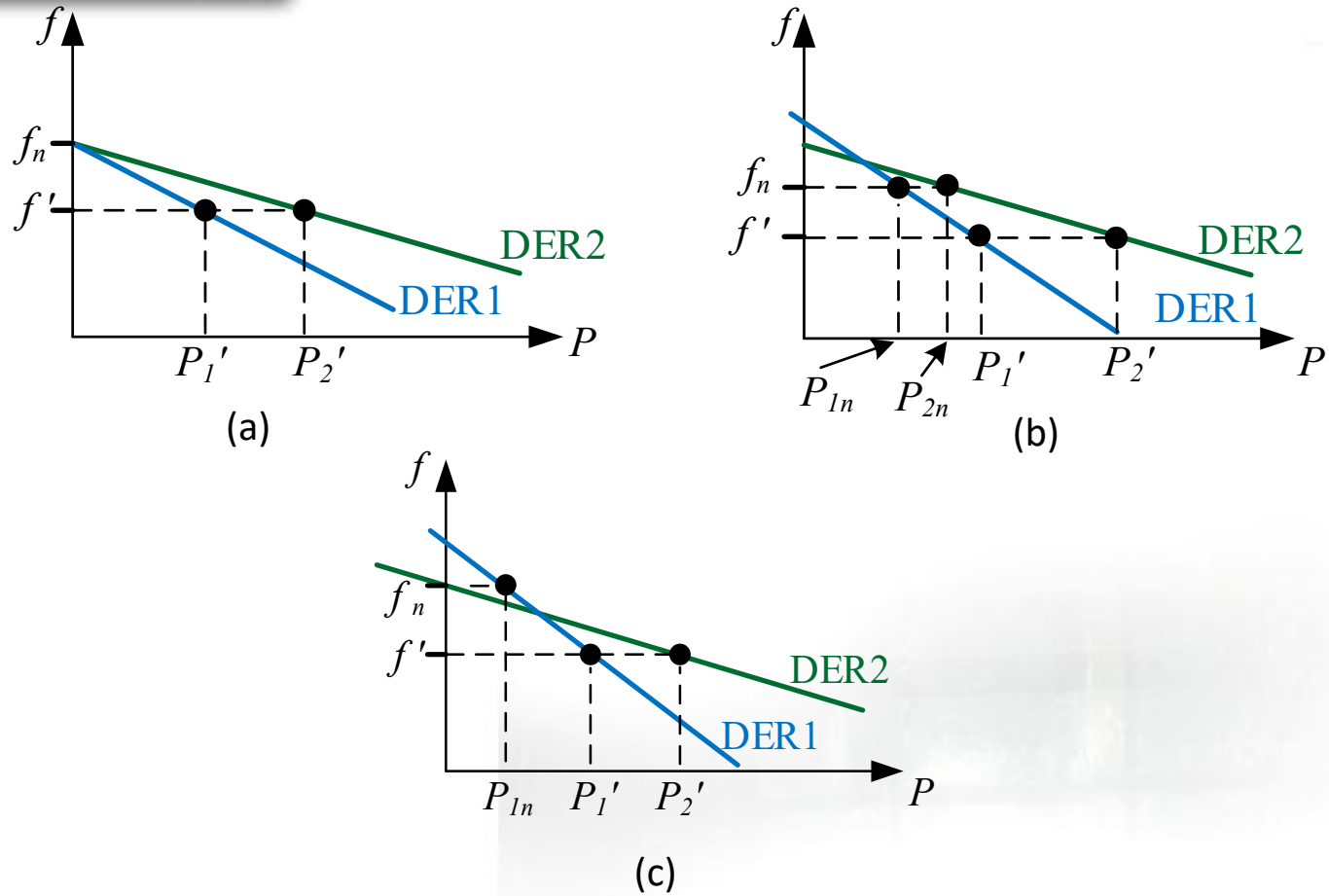


Fig 15. of power sharing with droop control



مزایای روش کنترل دروپ

۱- سادگی

۲- بدون ارتباط مخابراتی

۳- قابلیت انعطاف بالا (به عنوان مثال plug and play)

۴- قابلیت اطمینان بالا



مشکلات روش کنترل دروپ

۱- اندوکتیو نبودن امیدانس بین منابع ← کوپل بین توان P و Q

۲- مصالحه بین کنترل ولتاژ و فرکانس و تقسیم توان اکتیو و راکتیو

TYPE of LINE	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	R/X (PU)
Low Voltage line	0.642	0.083	7.7
Medium Voltage line	0.161	0.190	0.85
High Voltage Line	0.06	0.191	0.31



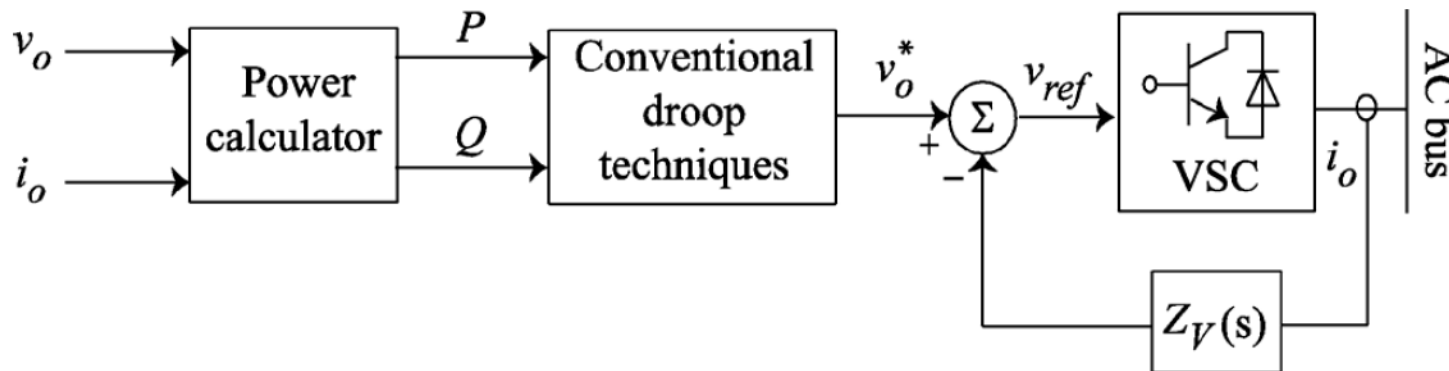
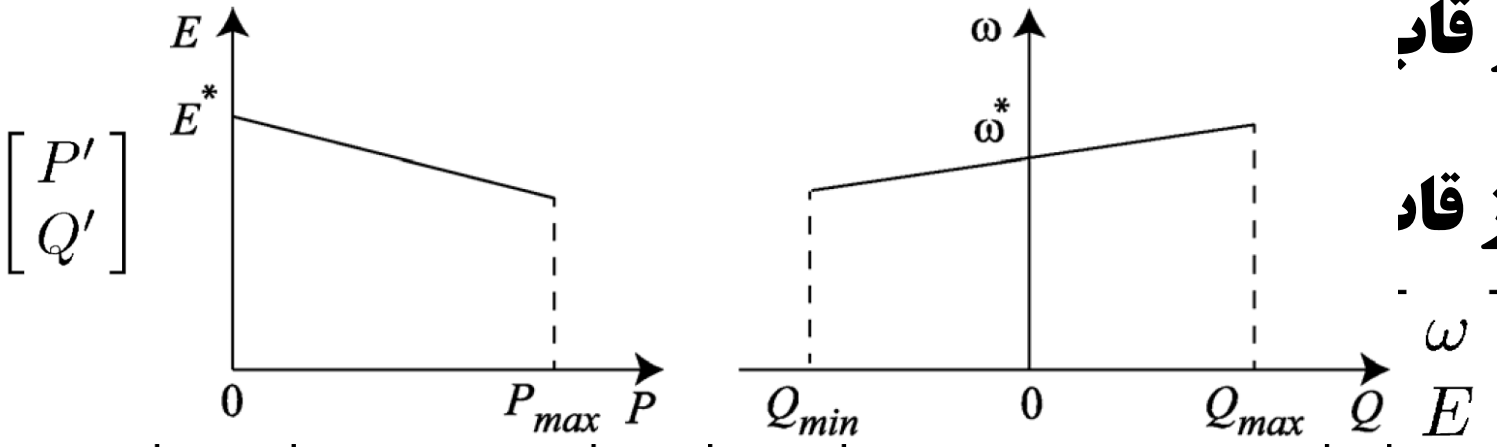
حل مشکل ا روش کنترل دروپ

۱- استفاده از قاد

۲- استفاده از قاد

۳- استفاده

۴- استفاده





حل مشکل ۲ روش کنترل دروپ

۱- روش کنترلی بر مبنای خصوصیت دروپ ۱- V

۲- ضرایب ولتاژ دروپ تابعی از توان اکتیو و راکتیو خروجی VSC

$$\omega = \omega_0 - m_p P$$

$$E = E_0 + k_r \frac{rP}{E_0} + k_x \frac{xQ}{E_0} - (n_q + k_q Q^2 + k_p P^2) Q$$



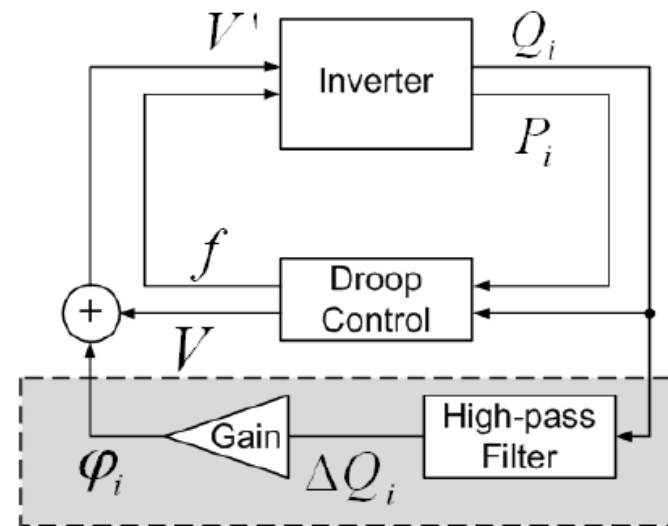
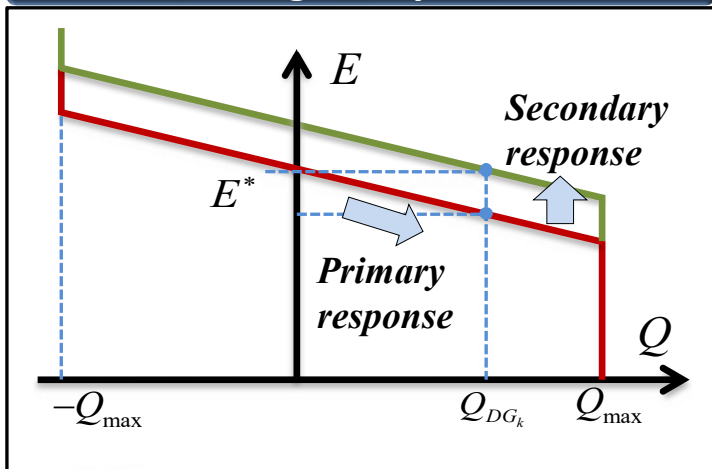
حل مشکل ۳ روش کنترل دروپ

۱- حلقه فیدبک توان راکتیو برای هر DG و افزایش مشخصه های دروپ

۲- استفاده از کنترل ثانویه

VSC و راکتیو خروجی

Voltage Amplitude



۳- ضرایب



حل مشکل آروش کنترل دروپ

۱- بازیابی ولتاژ با استفاده از مشتق ولتاژ

۲- در نظر گرفتن افت ولتاژ روی امپدانس واسط بین منابع DG با یکدیگر

۳- استفاده از کنترل ثانویه

$$\omega = \omega^* + K_P(P_i - P_{i,\text{ref}}) + K_{P,d} \frac{dP_i}{dt}$$

$$V_i = V_{\text{ref}} + K_Q(Q_i - Q_{i,\text{ref}}) + K_{Q,d} \frac{dQ_i}{dt}$$



حل مشکل ۵ روش کنترل دروپ

استفاده از امیدانس مجازی



مقاله اول

کنترل سطح اول ریزش شبکه‌ها

راهبردهای کنترلی بدون استفاده از رابط‌های مخابراتی

امیر بهزادپور¹، امین رنجبران²

دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی گناباد¹، abbehzadpour2@gmail.com

عضو هیات علمی، دانشگاه آزاد اسلامی گناباد²، ranjbaran_a@yahoo.com

چکیده - کنترل سطح اول ریزش شبکه‌ها، یکی از سه سطح کنترلی اصلی می‌باشد که وظیفه اصلی آن حفظ پایداری سیستم می‌باشد و به دو صورت با استفاده از لینک‌های مخابراتی و بدون استفاده از لینک‌های مخابراتی قابل اعمال است. در این مقاله، به بررسی استراتژی‌های کنترلی سطح اول ریزش شبکه‌ها که بدون لینک‌های مخابراتی قابل اعمال هستند پرداخته شده است. همچنین، در این مقاله استراتژی‌هایی که تاکنون در این زمینه معرفی و به کار گرفته شده است معرفی شده است. و به بررسی مزایا و معایب هر کدام پرداخته شده است. کلید واژه- استراتژی کنترل اولیه، ریزش شبکه، کنترل آفتی، لینک‌های مخابراتی.



مقاله دوم

کنترل سطح اول ریزش شبکه‌ها

راهبردهای کنترلی با استفاده از لینک‌های مخابراتی

امیر بهزادپور¹، امین رنجبران²

دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی گناباد¹، abbehzadpour2@gmail.com

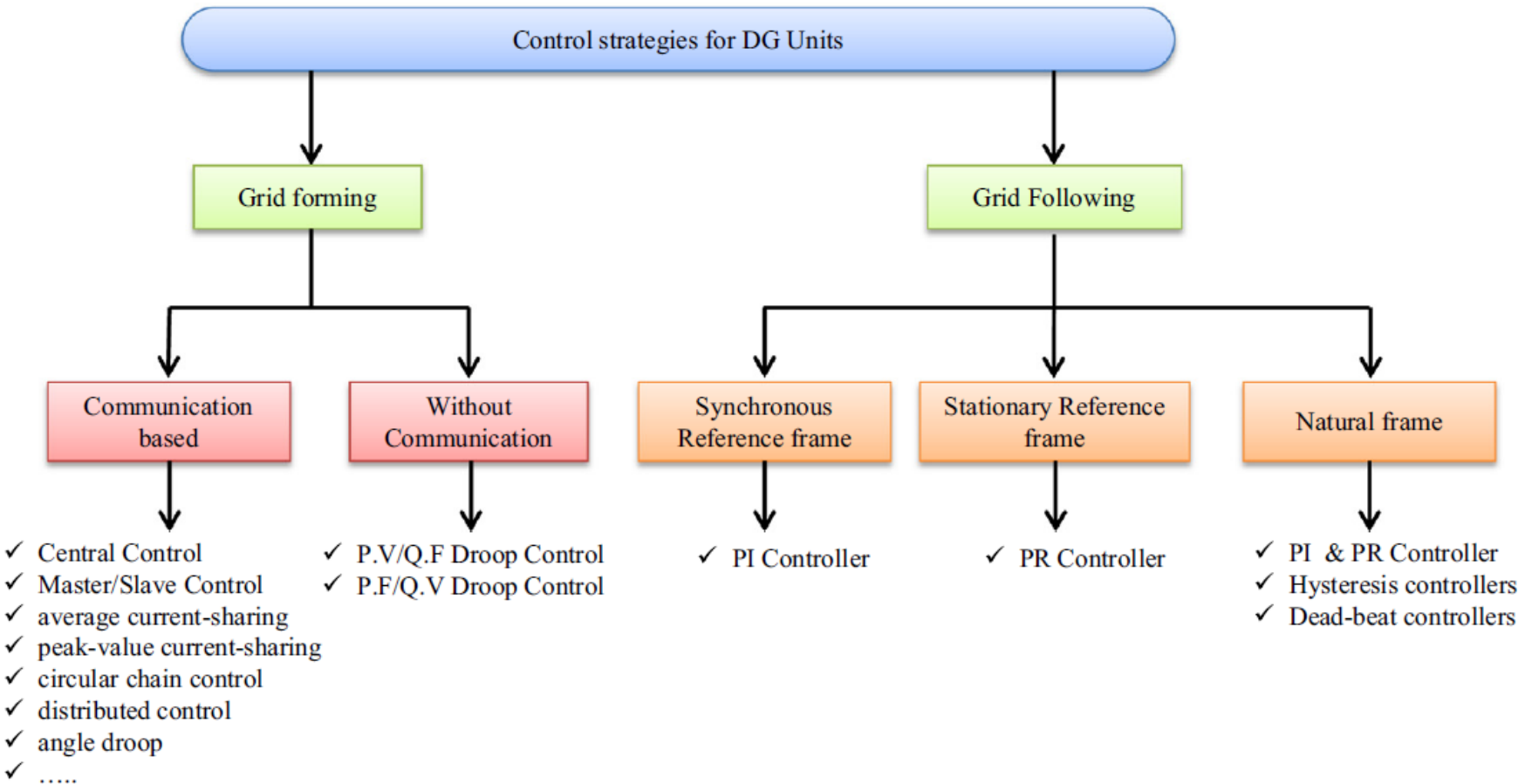
عضو هیات علمی، دانشگاه آزاد اسلامی گناباد²، ranjbaran_a@yahoo.com

چکیده – در این مقاله، به بررسی استراتژی‌های کنترلی سطح اول ریزش شبکه‌ها که با لینک‌های مخابراتی قابل اعمال هستند پرداخته شده است. اینورترهای ولتاژ و اینورترهای جریان در این مقاله معرفی می‌شود و مزایا و کاربردهای آن‌ها شرح داده شده است. کنترل سطح اول ریزش شبکه‌ها، یکی از سه سطح کنترلی اصلی می‌باشد که وظیفه اصلی آن حفظ پایداری سیستم بوده و به دو صورت با استفاده از لینک‌های مخابراتی و بدون لینک‌های مخابراتی قابل اعمال است. در این مقاله به بررسی نوع اول (با لینک مخابراتی) پرداخته شده و استراتژی‌هایی که تاکنون در این زمینه معرفی و به کار گرفته شده، معرفی گشته و به بررسی مزایا و معایب هر کدام پرداخته شده است.

کلید واژه- استراتژی کنترل اولیه، اینورتر، ریزش شبکه، لینک‌های مخابراتی.



استراتژی های کنترل اولیه





استراتژی های کنترلی با رابط مخابراتی

در این استراتژی، ولتاژ به خوبی تنظیم می شود، توزیع توان مناسبی را خواهیم داشت. همچنین بر خلاف روش های بدون ارتباط مخابراتی (مبتنی بر کنترل افی) ولتاژ خروجی اینورترها به مقدار نامی نزدیک تر می باشد. هرچند از معایب این روش نیاز به ارتباط مخابراتی بین ماژول ها می باشد که باعث گرانی و آسیب پذیری سیستم بخصوص در مسافت های طولانی می شود. همچنین باعث کاهش قابلیت اطمینان و کاهش قابلیت توسعه ی سیستم شده، انعطاف پذیری سیستم را پایین می آورد [۱].



استراتژی های کنترلی با رابط مخابراتی

برای این نوع استراتژی، تاکنون روش های مختلفی به کار گرفته شده است. در زیر به آن ها اشاره شده است.

۱. روش کنترل مرکزی [۲, ۳]
۲. روش Master/Slave [4-7]
۳. روش بدون کنترل کننده مرکزی [۴, ۵]
۴. روش با کنترل کننده ی مرکزی [۵, ۷-۹]
۵. روش کنترل خودکار [10] Master/Slave
۶. روش توزیع آنی جریان [۱, ۱۱]
۷. روش توزیع جریان بر اساس مقدار پیک جریان [۱۲]
۸. روش زنجیره ی حلقوی (چرخشی) [۱۳]
۹. روش توزیع شده [۵-۱۱]
۱۰. روش دروپ زاویه ای [۱۴]

- [1] J. D. M. D. K. T.L. Vandoorn, B. Meersman, L. Vandeveldel, “Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 613–628, 2013.
- [2] J. C. V. J.M. Guerrero, J. Matas, L.G. de Vicuña, M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids, a general approach toward standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron*, pp. 158-172, 2011.
- [3] S. K. Wu TF, Banda J, “The central-limit control and impact of cable resistance in current distribution for parallel-connected DC-DC converters,” in 25th annual IEEE power electronics specialists conference (PESC), Taipei, Taiwan, 1994, pp. 694-702.
- [4] S. K. Banda J, “Improved central-limit control for parallel-operation of dc–dc power converters,” in IEEE power electronics specialists conference (PESC), Atlanta, USA, 1995, pp. 1104-1110.
- [5] P. M, “Power quality and control aspects of parallel connected inverters in distributed generation,” University of London - Imperial College, 2004.
- [6] L. C. Siri K, Wu TF, “Current distribution control for parallel connected converters part I” *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, 1992.
- [7] L. T.-K. Lee W-C, Lee S-H, Kim K-H, Hyun D-S, Suh I-Y., “A master and slave control strategy for parallel operation of three-phase UPS systems with different ratings,” in IEEE the applied power electronics conference and exposition (APEC’04), California, 2004, pp. 456-462.
- [8] F. A. F. M. Godoy Simões, *Uninterruptible power supplies and active filters*: CRC Press, 2005.

- [9] L. S. Lee WC, Kim KH, Hyun DS., “Novel control strategy for parallel operation of UPS system,” in 4th internat power electronics and motion control conference (IPEMC 04), Xi’an, China, 2004, pp. 983-988.
- [10] J. G. Pei Y, Yang X, Wang Z., “Auto-master–slave control technique of parallel inverters in distributed AC power systems and UPS,” in 35th annual IEEE power electronics specialists conference, Aachen, Germany, 2004.
- [11] L. Y.-S. Sun X, Xu D, “Modeling, analysis, and implementation of parallel multi-inverter systems with instantaneous average-current-sharing scheme,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2003.
- [12] W. Y. Chen C-L, Lai J-S, Lee Y-S, Martin D. , “Design of parallel inverters for smooth mode transfer microgrid applications,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2010.
- [13] C. Y.-K. Wu T-F, Huang Y-H., “3C strategy for inverters in parallel operation achieving an equal current distribution,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2000.
- [14] C. B. Majumder R, Ghosh A, Majumder R, Ledwich G, Zare F., “Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop,” *IEEE Transactions Power Systems*, 2010.



استراتژی کنترل بدون رابط های مخابراتی

در این نوع استراتژی بین واحدها لینک و یا ارتباطی وجود ندارد، و کنترل اولیه بر مبنای روش کنترلی افی انجام می شود. این استراتژی زمانی ضروری خواهد بود که در شبکه از اینورترهای کنترل از راه دور و بیسیم استفاده شود. بدین ترتیب قابلیت توسعه ی سیستم راحت تر شده، و نیازی به نظارت دائم و بررسی قابلیت اطمینان سیستم (تا همیشه در یک سطح قابل قبول باشد) نیست. همچنین از پیچیدگی سیستم و هزینه های سنگین، جلوگیری می شود. به همین دلیل این روش غالباً برای مسافت های طولانی استفاده می شود [۲۹]



استراتژی کنترل بدون رابط های مخابراتی

در این نوع استراتژی بین واحدها لینک و یا ارتباطی وجود ندارد، و کنترل اولیه بر مبنای روش کنترلی افی انجام می شود. این استراتژی زمانی ضروری خواهد بود که در شبکه از اینورترهای کنترل از راه دور و بیسیم استفاده شود. بدین ترتیب قابلیت توسعه ی سیستم راحت تر شده، و نیازی به نظارت دائم و بررسی قابلیت اطمینان سیستم (تا همیشه در یک سطح قابل قبول باشد) نیست. همچنین از پیچیدگی سیستم و هزینه های سنگین، جلوگیری می شود. به همین دلیل این روش غالباً برای مسافت های طولانی استفاده می شود [۱]



استراتژی کنترل بدون رابط های مخابراتی

از جمله این روش ها می توان به موارد زیر اشاره کرد.

- روش کنترل دروپ P/f
- روش کنترل دروپ P/f معمولی
- پارامتر مشتق گیر [۱] [۱]
- امپدانس خروجی مجازی [۲] [۲, ۳]
- تبدیل قاب مرجع [۳] [۴]
- توزیع توان هارمونیک [۴] [۵-۷]
- اینرسی مجازی [۵] [۸-۱۲]
- روش کنترل دروپ P/V
- روش کنترل دروپ P/V معمولی
- امپدانس خروجی مجازی
- روش کنترل دروپ بر مبنای ولتاژ [۶] [۱۳]
- روش تزریق سیگنال جریان بر مبنای فرکانس [۷] [۱۴, ۱۵]

Derivative term

Virtual output impedance

Frame transformation

Harmonic power sharing

Virtual inertia

Voltage-based droop control

Frequency-based signal injection [۷] [۱۴, ۱۵]

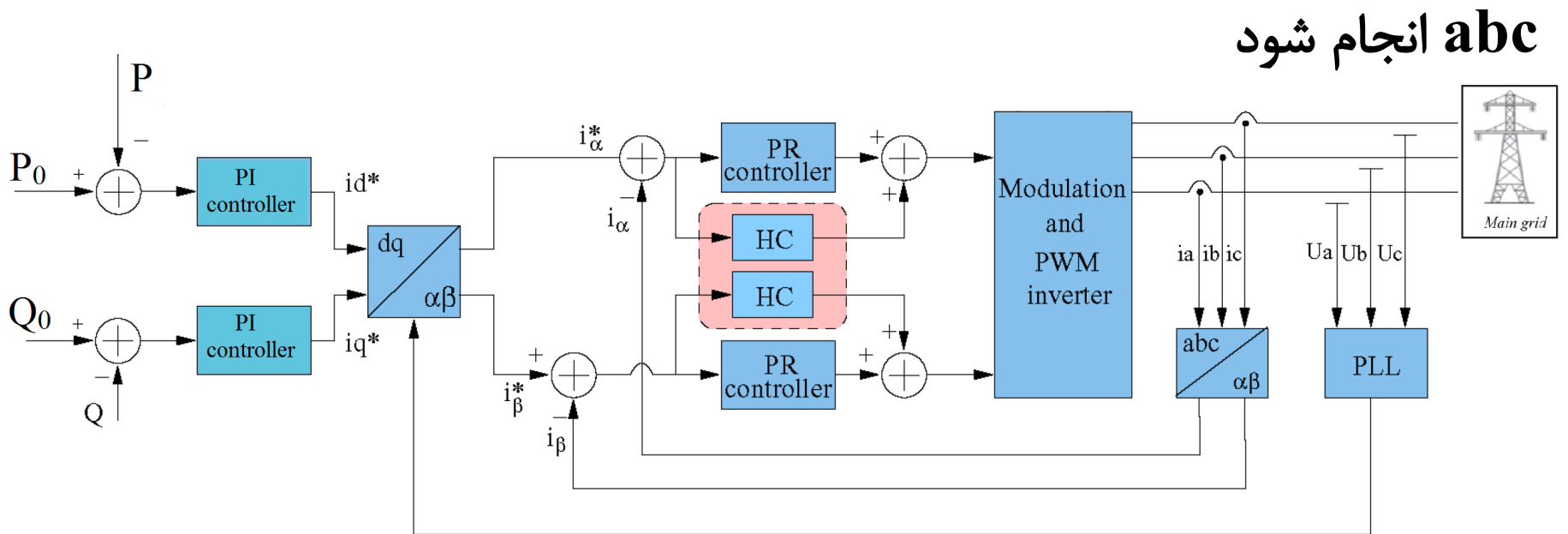
- [1] J. D. M. D. K. T.L. Vandoorn, B. Meersman, L. Vandeveldel, "Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 613–628, 2013.
- [2] C.-N. K. Yun Wei Li, "An Accurate Power Control Strategy for Power-Electronics-Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low-Voltage Multibus Microgrid," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 24, no. 12, 2009.
- [3] Y. L. Xiongfei Wang, Frede Blaabjerg, Poh Chiang Loh., "Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 30, no. 12, 2015.
- [4] B. B. K. De Brabandere, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," in 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen Germany, 2004.
- [5] C. P.-T. Lee T-L, "Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for distributed generation interface converters in an islanding network," *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2007.
- [6] K. Y. Akagi H, Nabase A., "Instantaneous reactive power compensator comprising switching devices without energy storage components," *IEEE Transactions on Industrial Applications*, 1984.
- [7] J. H. Tuladhar A, Unger T, Mauch K., "Parallel operation of single phase inverter modules with no control interconnections," in Applied power electronics conference and exposition, Atlanta, GA, USA, 1997.

- [8] B. F. Gauthier Delille, Gilles Malarange., “Dynamic Frequency Control Support: a Virtual Inertia Provided by Distributed Energy Storage to Isolated Power Systems,” *IEEE*, 2011.
- [9] S. d. H. Vasileios Karapanos, Kasper Zwetsloot., “Real Time Simulation of a Power System with VSG Hardware in the Loop,” *IEEE*, 2011.
- [10] B. Z. T. L. Vandoorn, J. D. M. De Kooning, B. Meersman and L. Vandevælde, “Smart Microgrids and Virtual Power Plants in a Hierarchical Control Structure,” *IEEE*, 2012.
- [11] Y. W. Xiaorong Zhu, Lie Xu, Xiangyu Zhang, Heming Li., “VIRTUAL INERTIA CONTROL OF DFIG-BASED WIND TURBINES FOR DYNAMIC GRID FREQUENCY SUPPORT,” *Renewable Power Generation (RPG)*, 2011.
- [12] K. V. T. Vu Van, J. Diaz, V. Karapanos, A. Woyte, M. Albu, J. Bozelie, T. Loix, D. Federenciuc., “Virtual Synchronous Generator: An Element of Future Grids,” *IEEE*, 2010.
- [13] J. M. J. Guerrero, L. G. de Vicuna, M. Castilla, and J. Miret, “Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance,” *IEEE Trans. Ind. Electron*, vol. 54, pp. 994-1004, 2007.
- [14] B. M. Tine L. Vandoorn, Lieven Degroote, Bert Renders, Lieven Vandevælde., “A Control Strategy for Islanded Microgrids With DC-Link Voltage Control,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, vol. 26, no. 2, 2011.
- [15] J. H. Tuladhar A, Unger T, Mauch K. , “Control of parallel inverters in distributed AC power systems with consideration of line impedance effect,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2000.

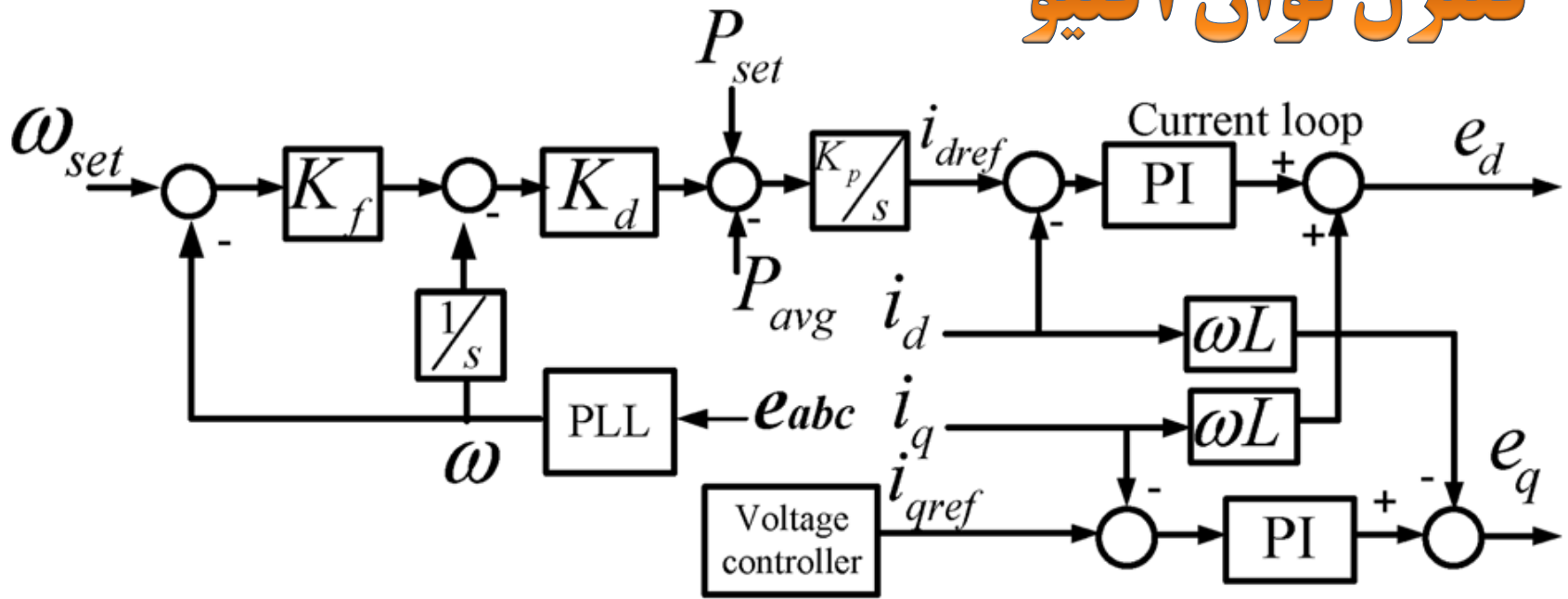


۱- کنترل در حالت متصل به شبکه

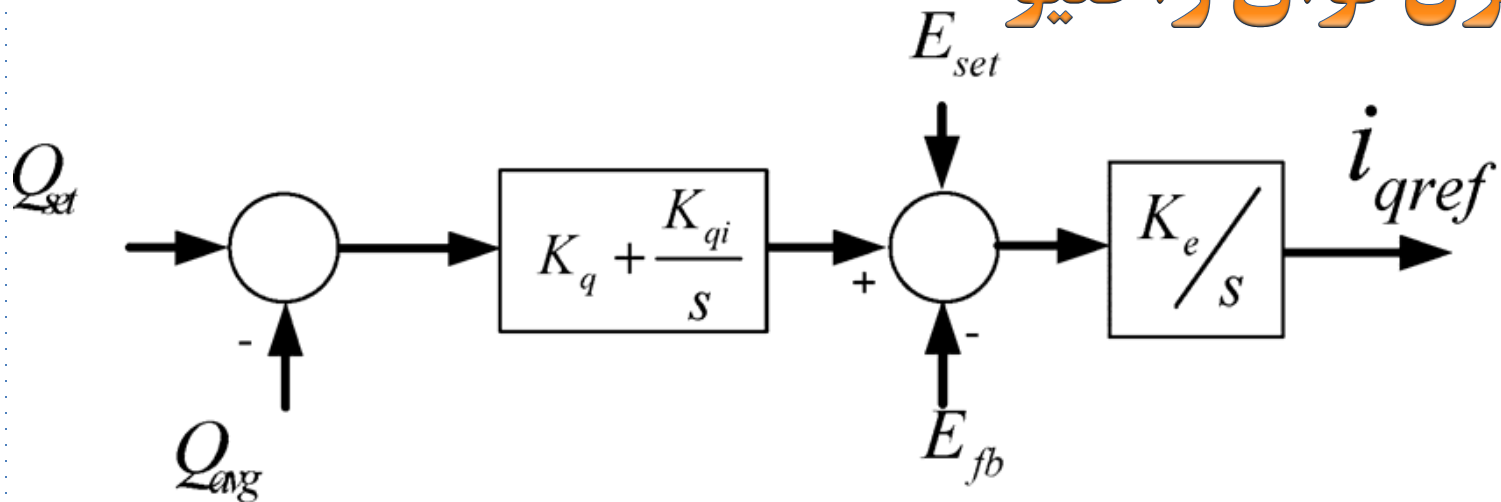
- تولید توان های اکتیو و راکتیو به مقدار برنامه ریزی شده
- عملکرد مبدل ها بر اساس کنترل جریان
- کاربرد این روش کنترلی در قاب سنکرون (dq)، قاب ساکن ($\alpha\beta$) و قاب مرجع



۱- کنترل توان اکتیو



۲- کنترل توان راکتیو





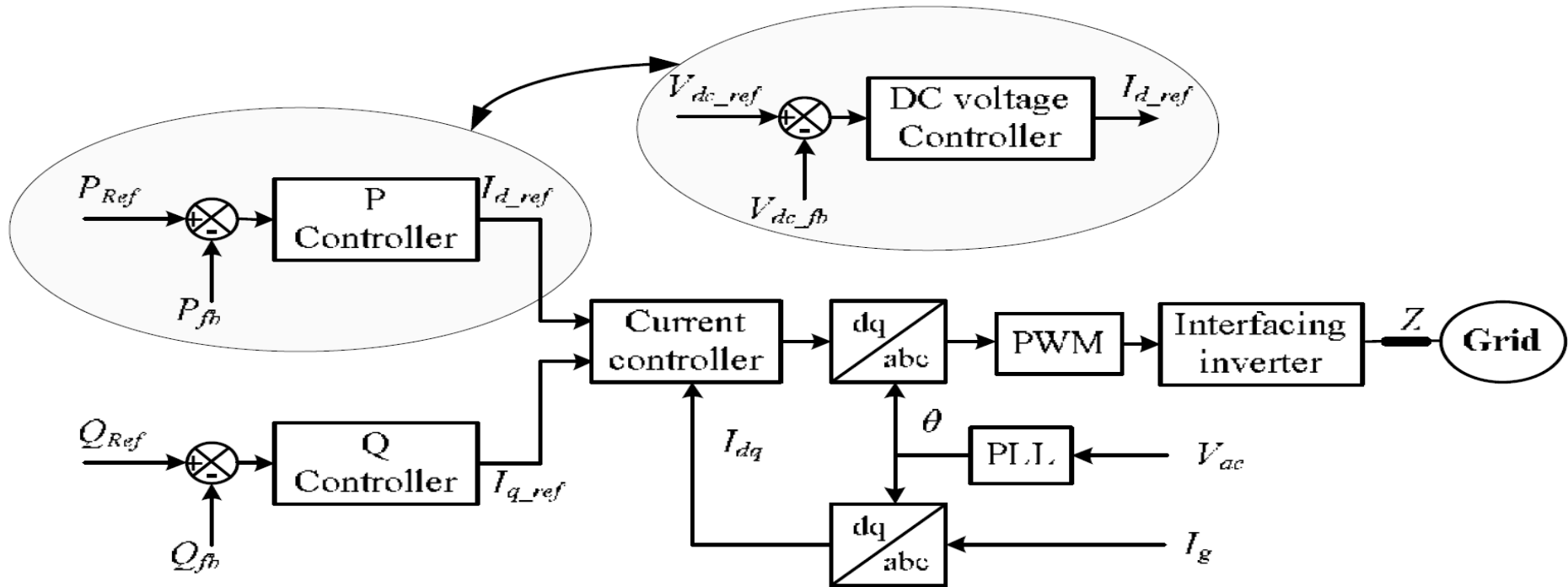
کنترل ریز شبکه در حالت متصل به شبکه

- از دید شبکه به صورت بار PQ
- مهمترین وظیفه: تامین نیازهای بار
- ولتاژ و فرکانس توسط شبکه کنترل می شود

- تنظیم P و Q هر DG }
 - ۱- کنترل پخش بار از طریق تنظیم جریان
 - ۲- کنترل پخش بار از طریق کنترل ولتاژ



۱- کنترل پخش بار از طریق تنظیم جریان





۲- کنترل پخش بار از طریق کنترل ولتاژ

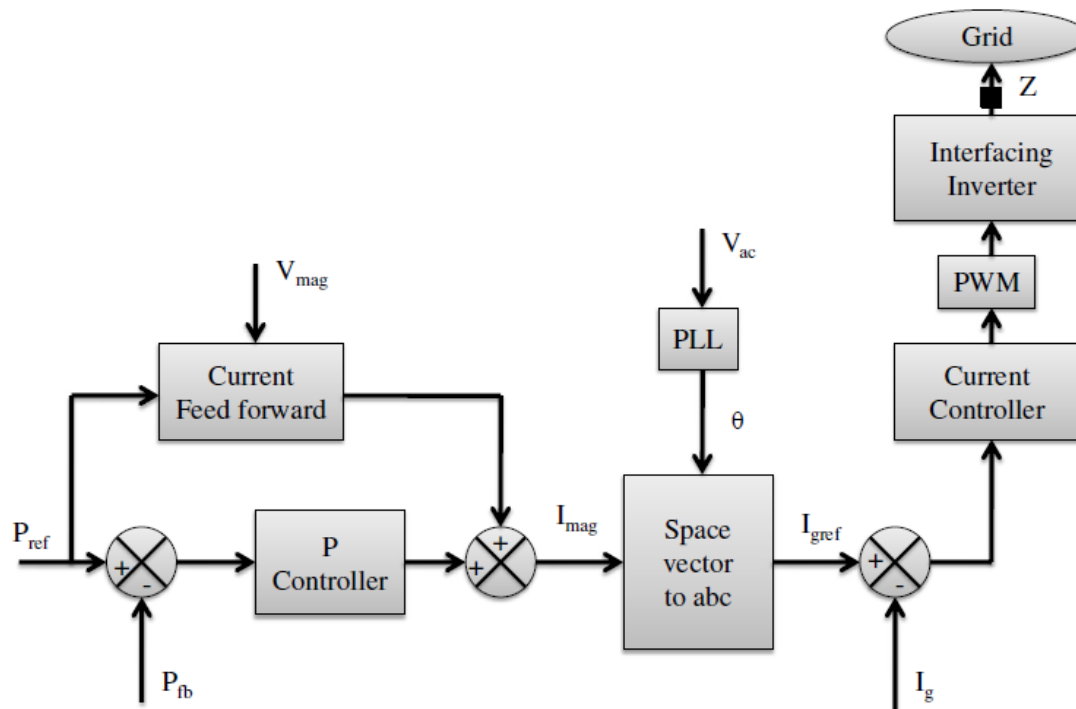
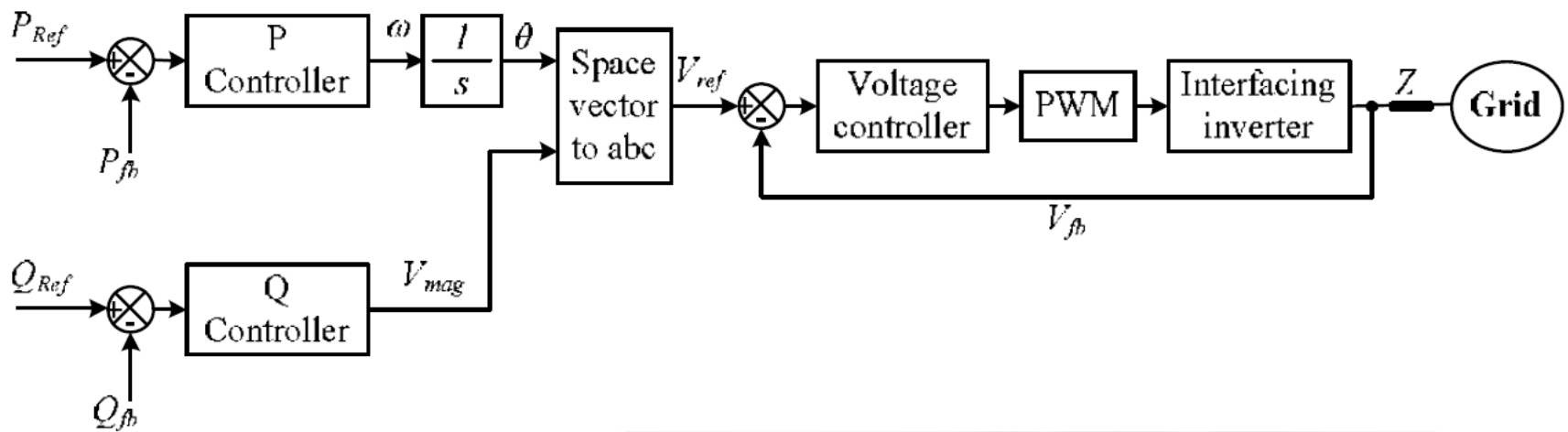


Fig. 6: Power control using output current regulation(UPF)



۲- کنترل پخش بار از طریق کنترل ولتاژ



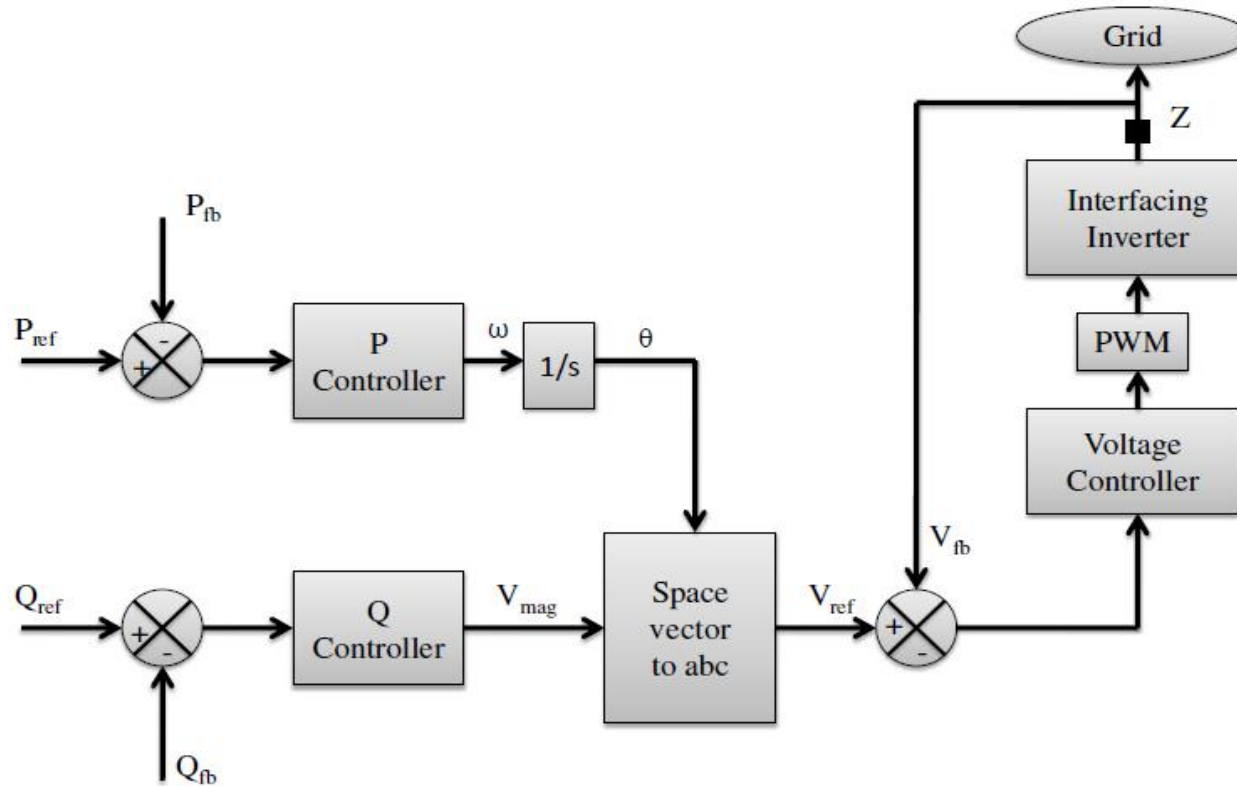


Fig. 8: Power control using output voltage regulation

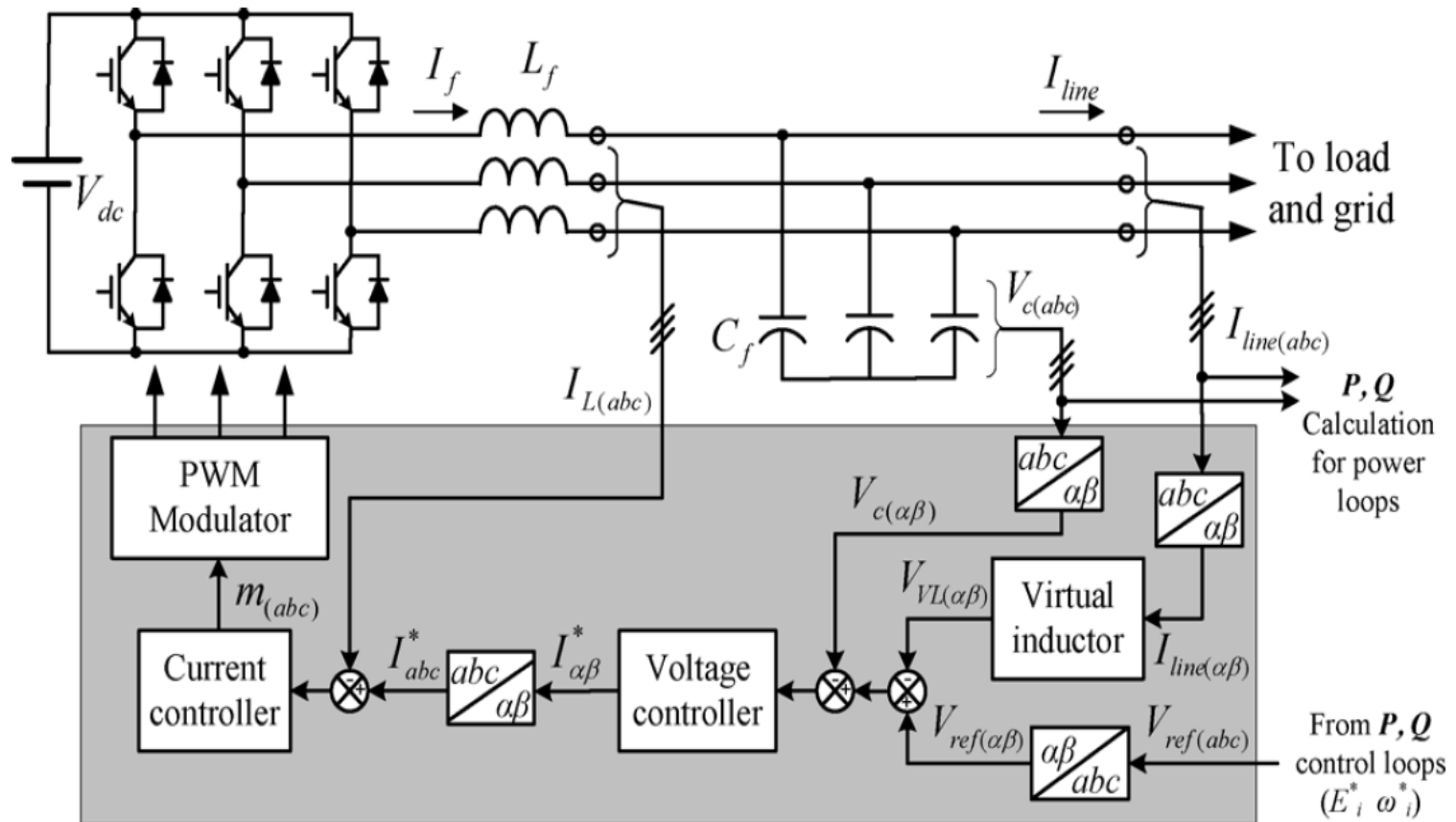
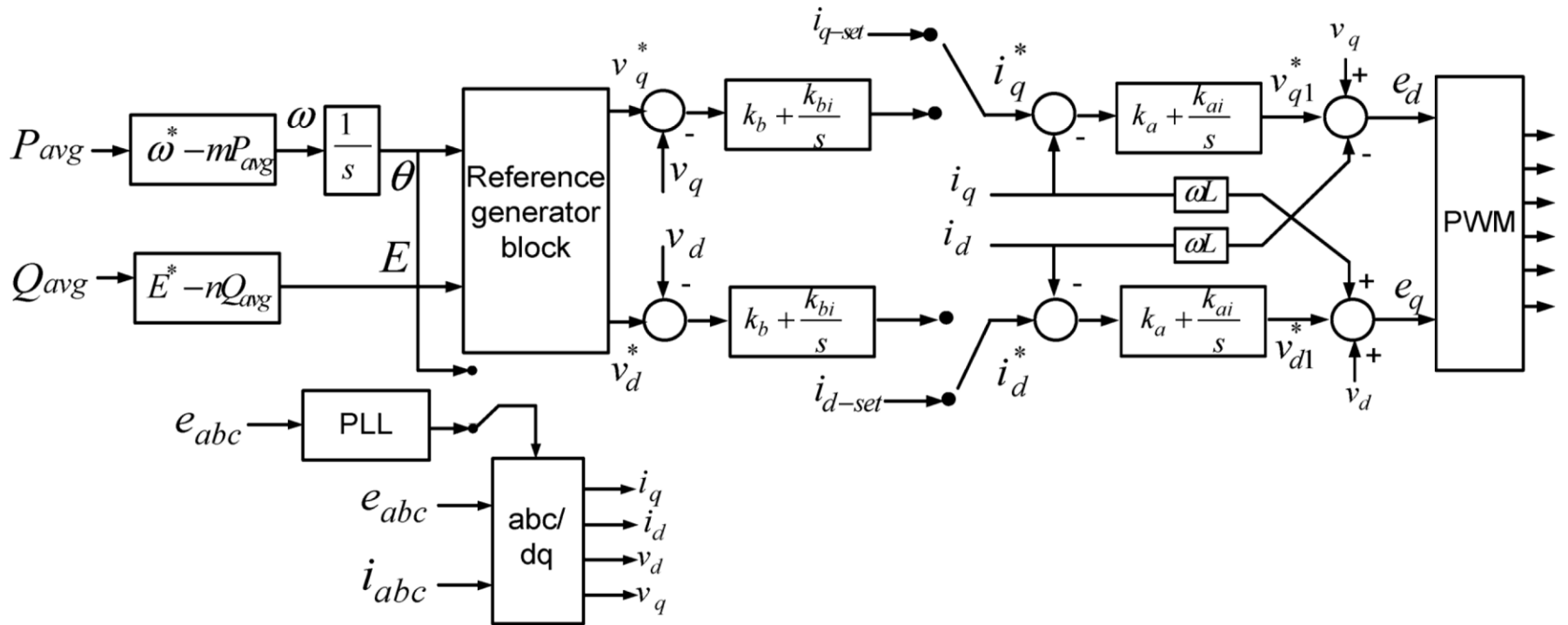


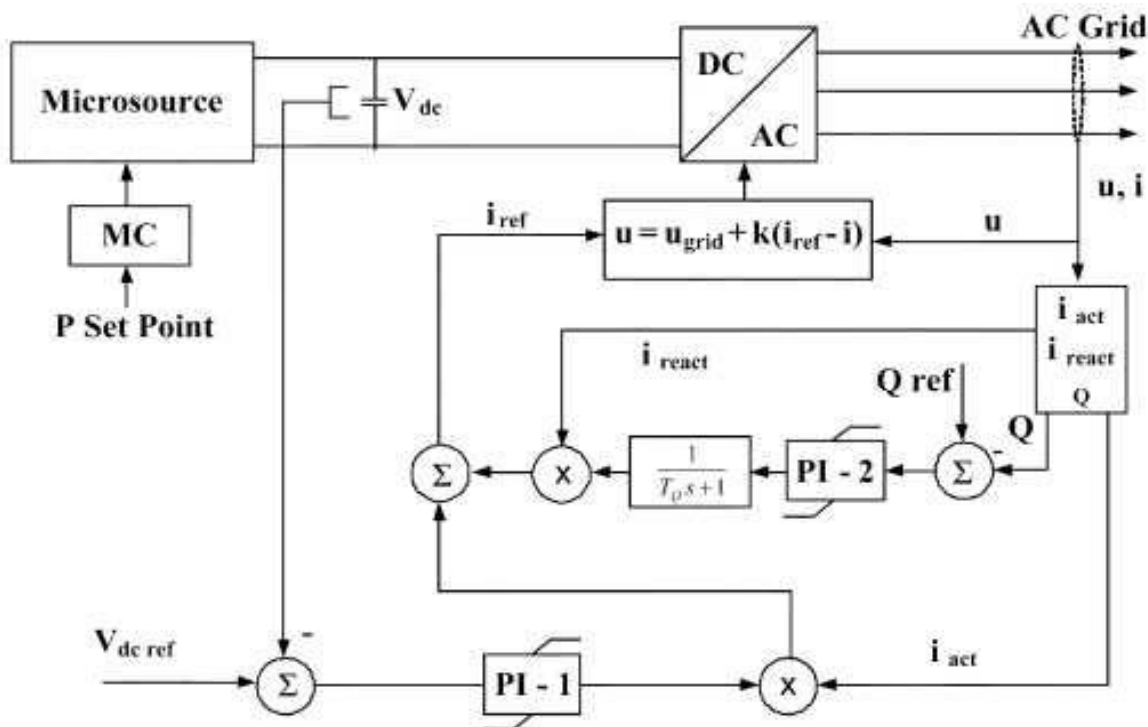
Fig. 5. Voltage control scheme for the DG interfacing inverter.





سه استراتژی کنترلی DG بر مبنای اینورتر

- ۱- کنترل توان ثابت که کنترل PQ است.
- هدف: توان خروجی DG قادر باشد با مقدار مرجع برابر باشد
- مقادیر مرجع توان توسط یک کنترلر محلی تعیین می‌شود
- تنظیم توان اکتیو و راکتیو بطور مجزا از هم





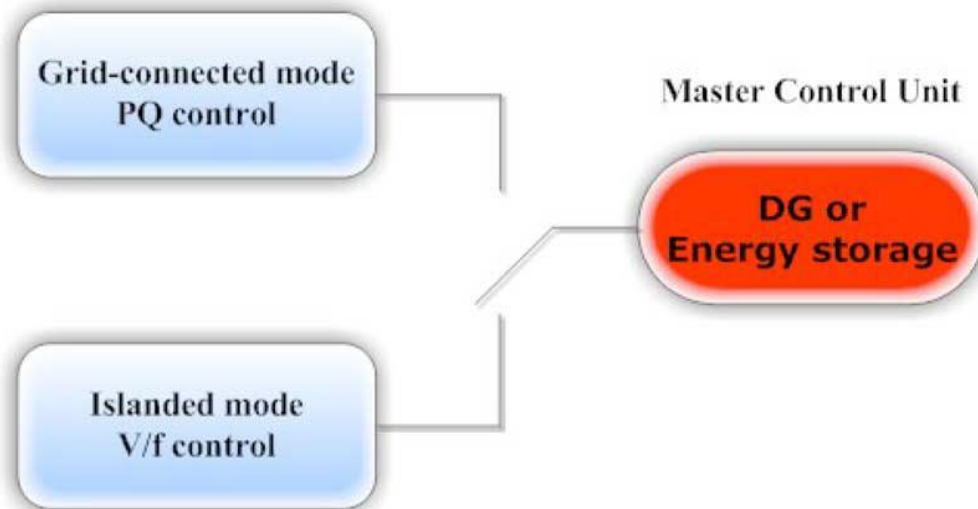
- ۲- کنترل فرکانس و ولتاژ ثابت که کنترل V/F است.
- هدف: حفظ ولتاژ و فرکانس باس متصل اینورتر سیستم بدون تغییر باشد. اینورتر کنترل شده V/F شبیه رفتار ژنراتور سنکرون در سیستم ac است.
- ۳- دروپ کنترل



سه سیستم اصلی - مدهای سطح کنترلی

• ۱- کنترل Master-slave

- این روش اشاره دارد به مد بهره برداری که فقط یک DG از کنترل V/F استفاده می کند تا مرجع ولتاژ و فرکانس را فراهم کند در حالیکه دیگر منابع DG از کنترل PQ استفاده می کنند.





روش کنترل Master/Slave

- این روش جریان مرجع توسط واحد Master مشخص می شود و واحدهای Slave از آن پیروی می کنند. این روش فقط از کنترل ولتاژ استفاده می کند. از مشکلات این روش این است که واحدهای slave به واحد master وابسته است. دوم اینکه جریان خروجی واحد master کنترل شده نیست و جریان های زیاد در دوره گذرا می تواند اتفاق بیفتد. واحدهای slave عکس العمل کندی به تغییرات جریان گذرا دارند بنابراین واحد master نیاز به جبران سازی جریان دارد.

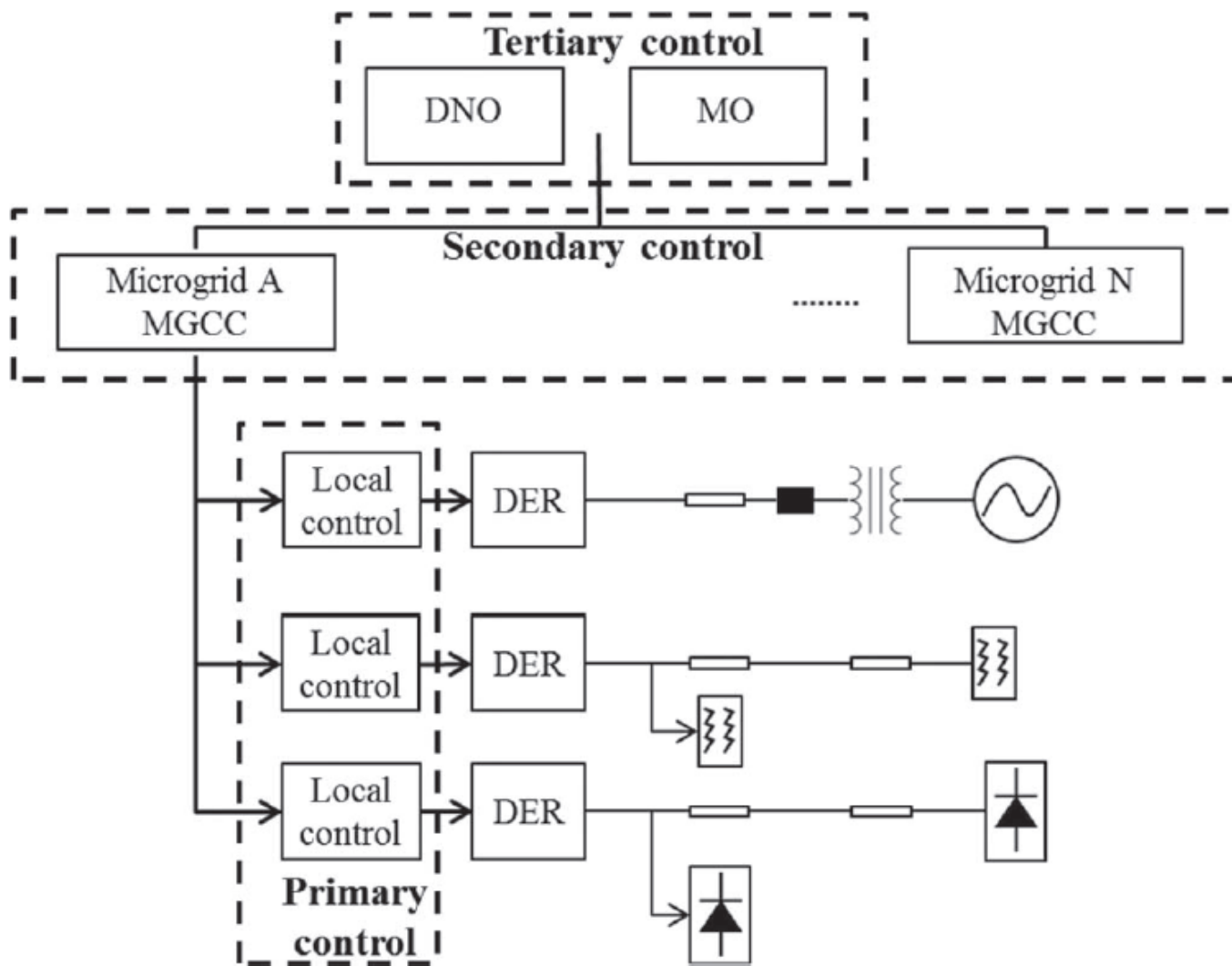


روش کنترل Master/Slave

- روش های مختلفی برای انتخاب واحد Master وجود دارد:
- ۱- یک مدول ثابت باشد.
- ۲- چرخشی باشد، واحد master اختیاری انتخاب می شود
- ۳- واحد با بیشترین جریان، واحد با بیشترین مقدار rms
جریان



- ۲- کنترل نظیر به نظیر peer – to - peer
- هر سیستم DG بر مبنای ولتاژ و فرکانس محلی کنترل می شود.
- ۳- کنترل سلسه مراتبی
- دارای کنترلر مرکزی است تا اطلاعات کنترل را توزیع کند.
- مسئولیت کنترلر مرکزی : پیش بینی توان تولیدی و مصرفی، توسعه برنامه های بهره برداری مناسب، جمع آوری ولتاژ، جریان، توان و دیگر اطلاعات، تنظیم برنامه بهره برداری زمان واقعی و کنترل شروع – توقف DG ها، بار و ادوات ذخیره ساز انرژی با تضمین ولتاژ و فرکانس پایدار بوده و همچنین حفاظت مرتبط را فراهم کند.



- **DNO: Distribution Network Operator**
- **MO: Market Operator**
- **MGCC: MicroGrid Central Controller**



روش های کنترل ولتاژ ریز شبکه

طبقه بندی سطح دوم کنترل ریز شبکه

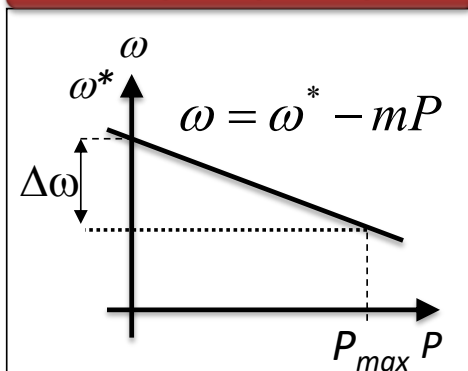
روش متمرکز (Centralized Management)

روش نامتمرکز (Non-Centralized Management)

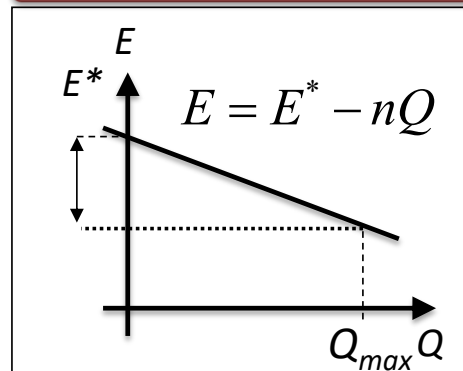
روش های کنترل ولتاژ ریز شبکه

مشخصه های کنترل افت و کنترل ثانویه

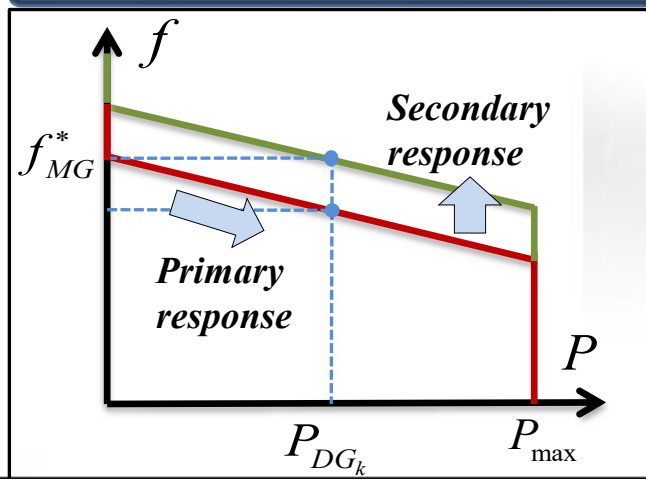
Frequency droop



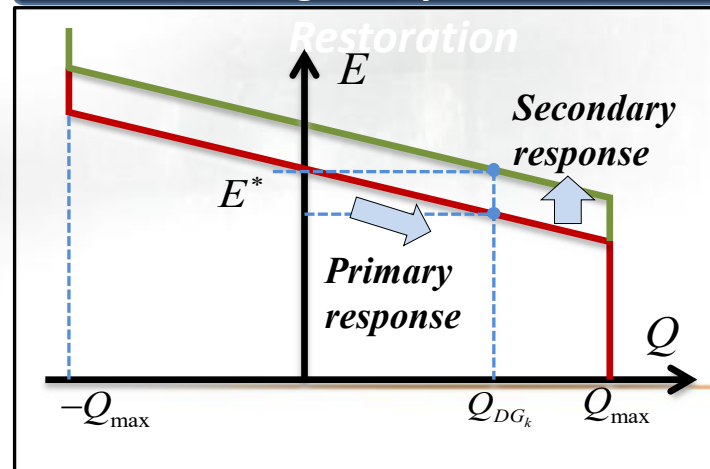
Amplitude droop



Frequency Restoration



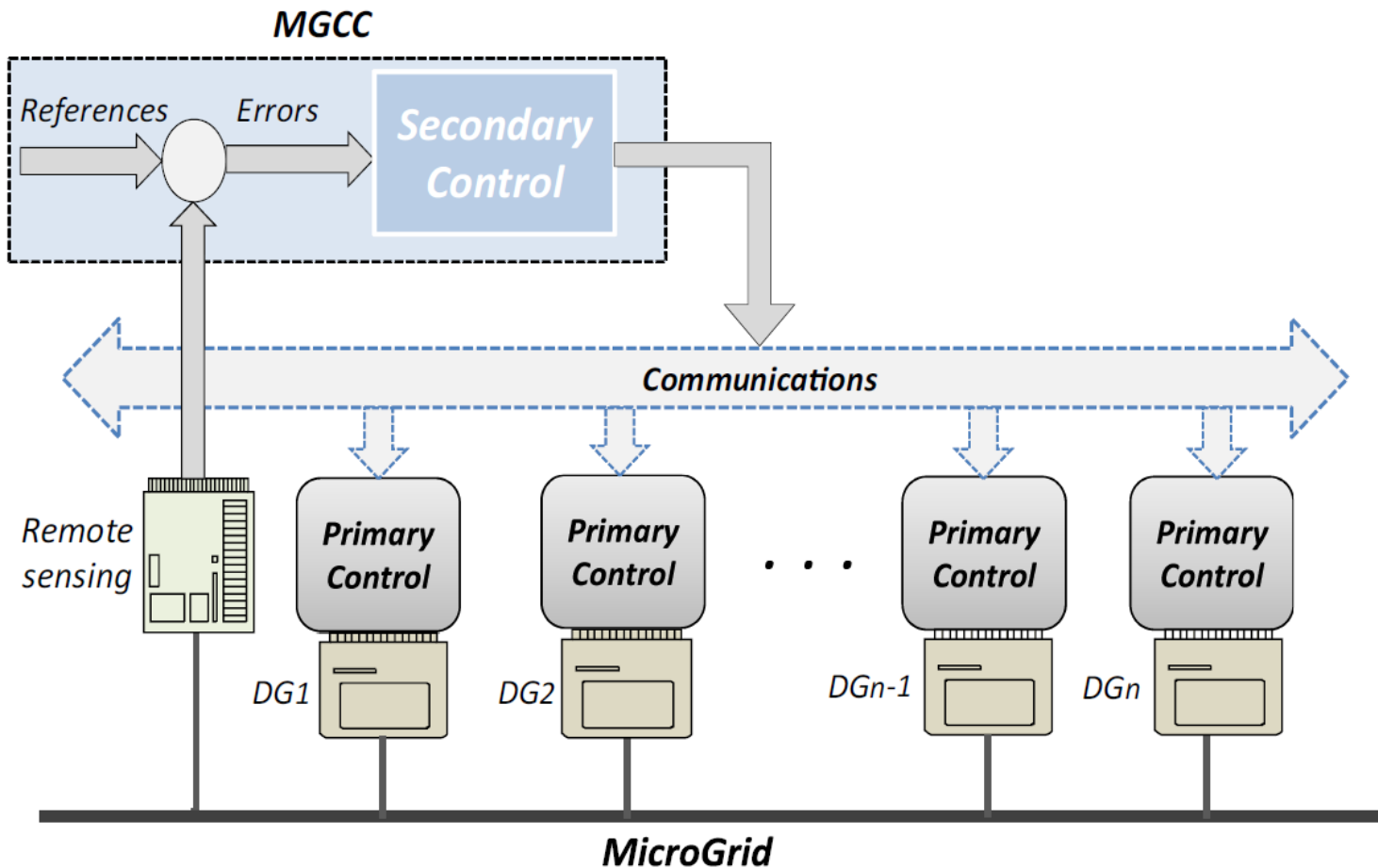
Voltage Amplitude Restoration



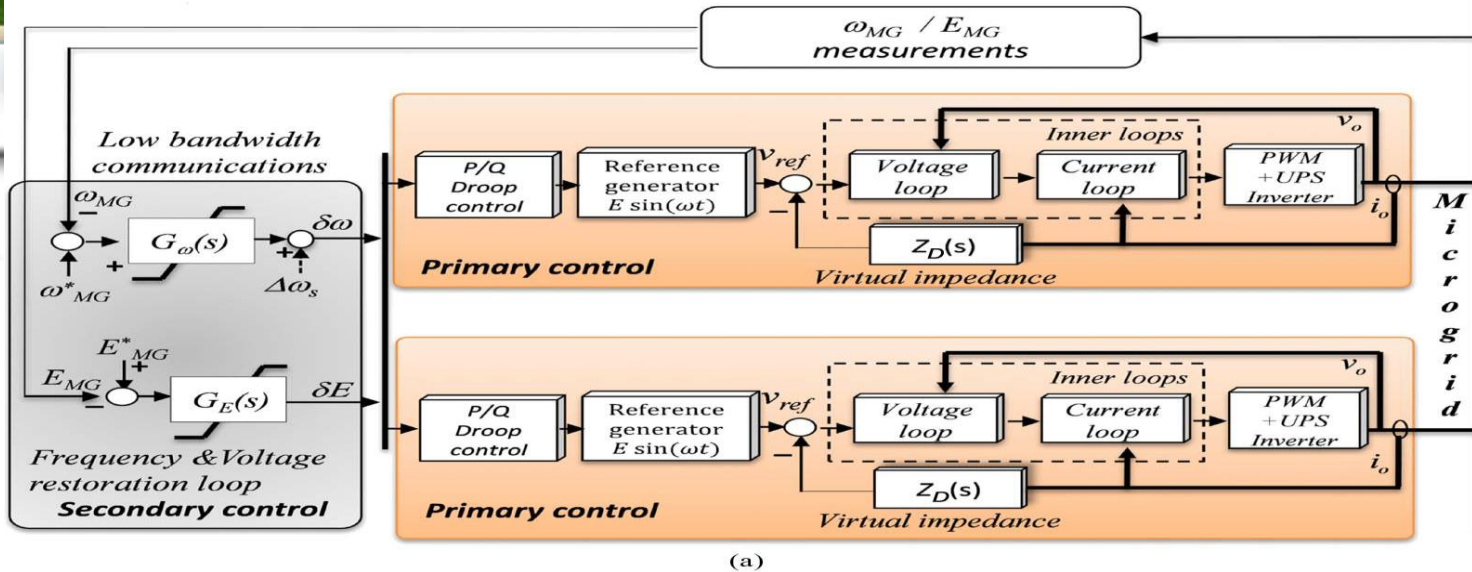


کنترل ثانویه

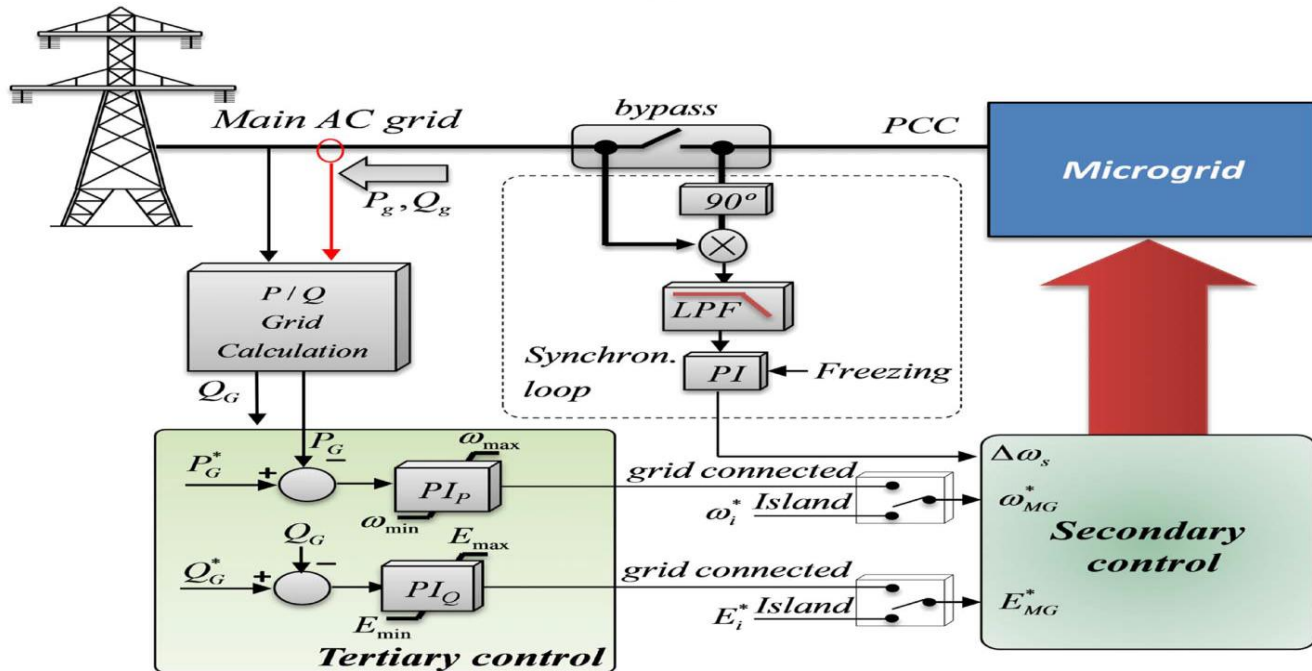
مزیت: سیستم مخابراتی خیلی مشغول نیست بطوریکه فقط در یک جهت پیام ارسال می شود
عیب: در صورت ایجاد اختلال در عملکرد سیستم مخابراتی، کنترل کننده ثانویه بطور کامل غیرفعال شده



طرح کنترل سلسله مراتبی



(a)



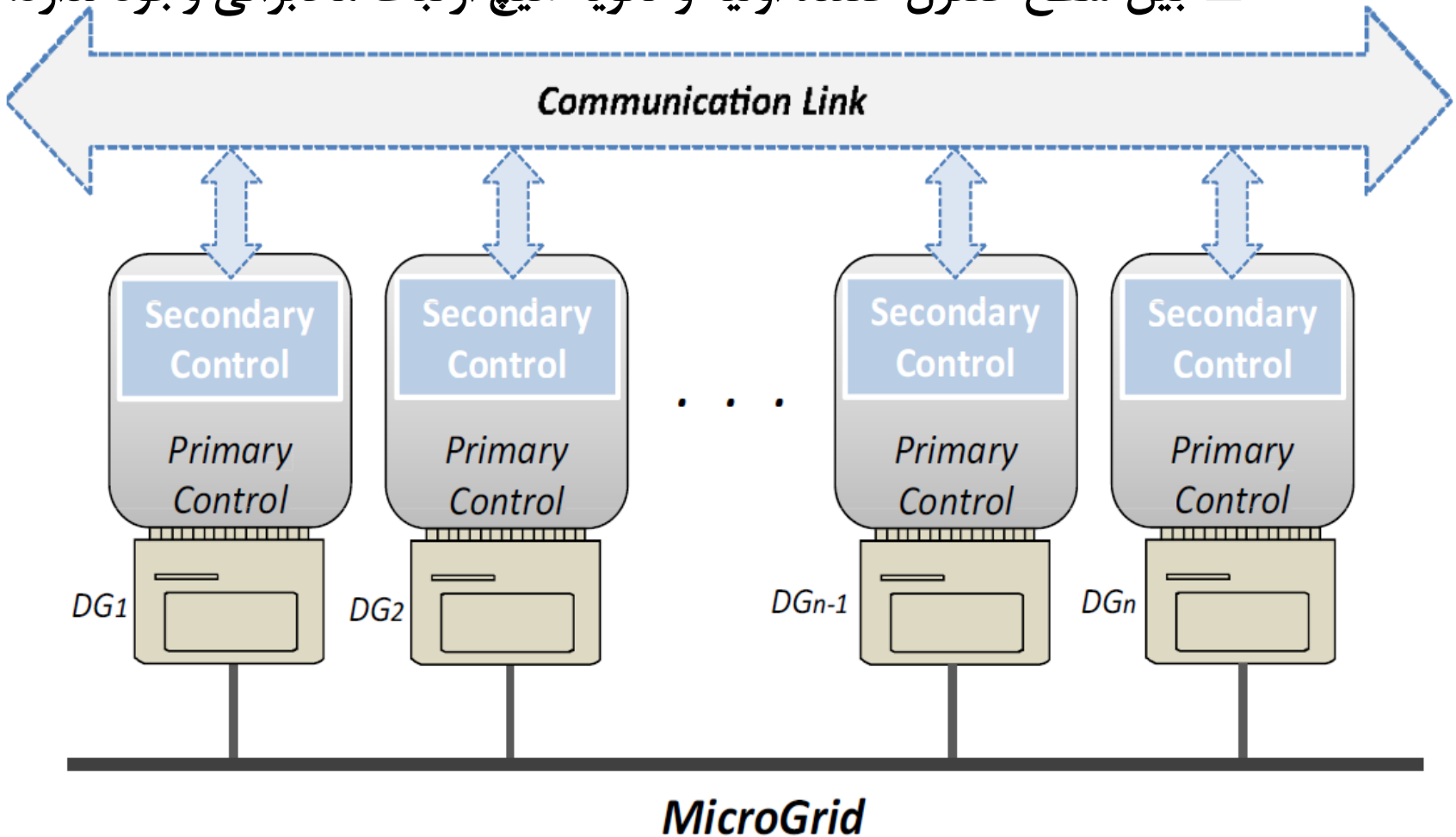
(b)



۳-۲- کنترل ثانویه توزیع شده

□ به منظور رفع مشکل کنترل ثانویه

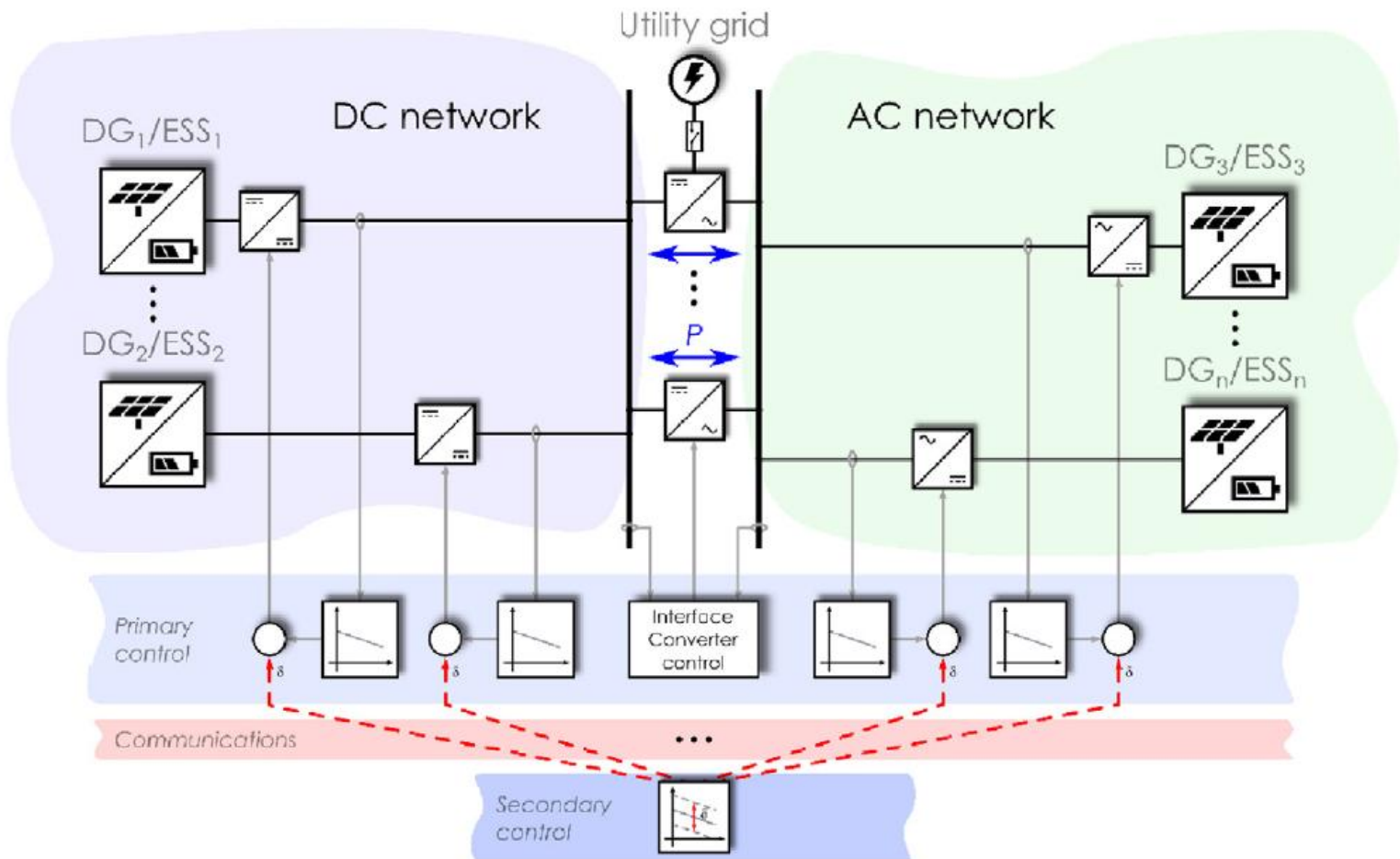
□ بین سطح کنترل کننده اولیه و ثانویه هیچ ارتباط مخابراتی وجود ندارد.



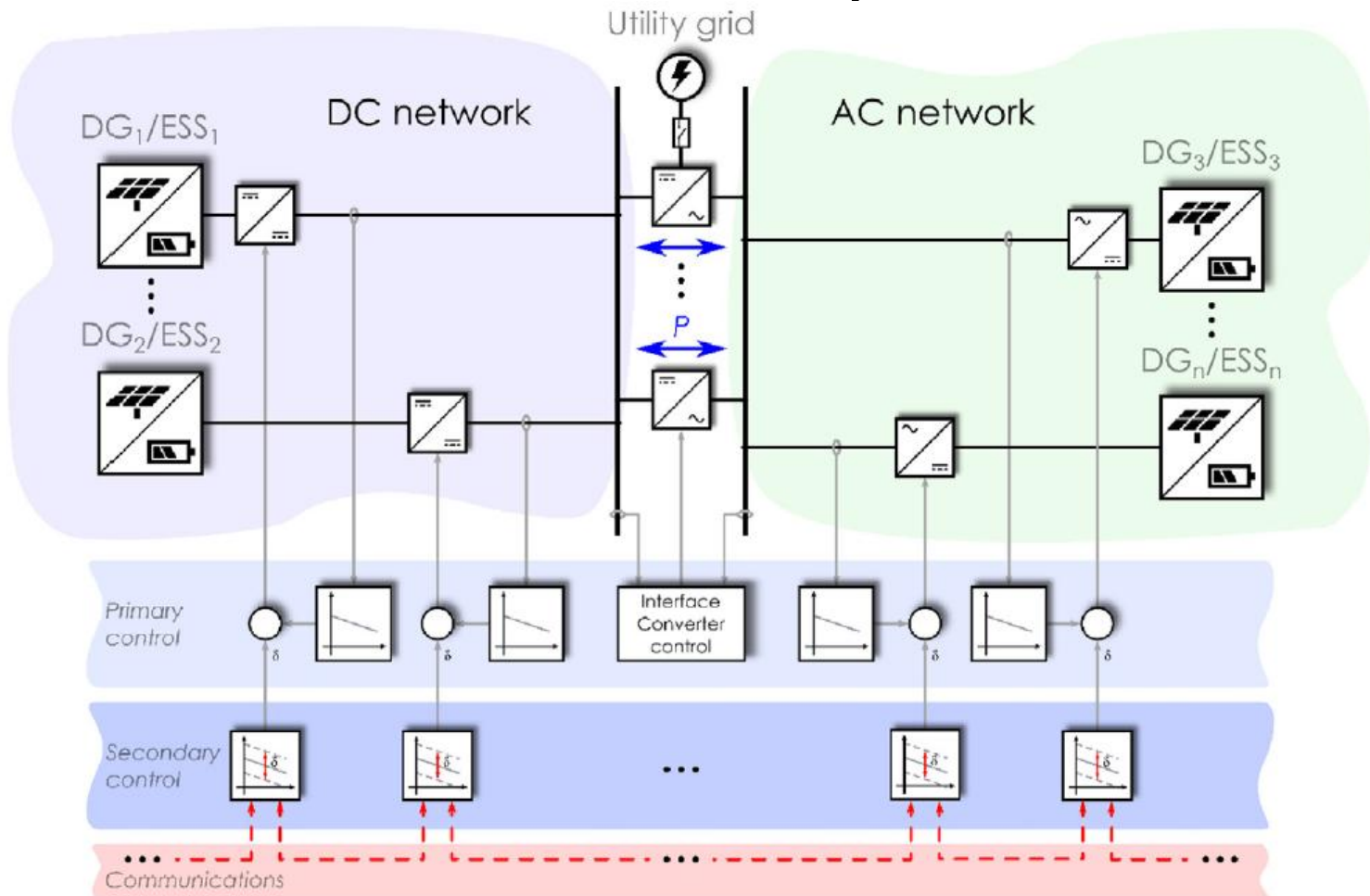


روش های کنترل ثانویه

Centralized Management



Distributed Secondary Control



Secondary Control

Fig 10 shows the block diagram of the primary and the secondary control loops of a microgrid, with the following PI control

$$\Delta\omega = k_{p\omega} (\omega_{MG}^* - \omega_{MG}) + k_{i\omega} \int (\omega_{MG}^* - \omega_{MG}) dt + \Delta\omega_s \quad (1)$$

$$\Delta E = k_{pE} (E_{MG}^* - E_{MG}) + k_{iE} \int (E_{MG}^* - E_{MG}) dt \quad (2)$$

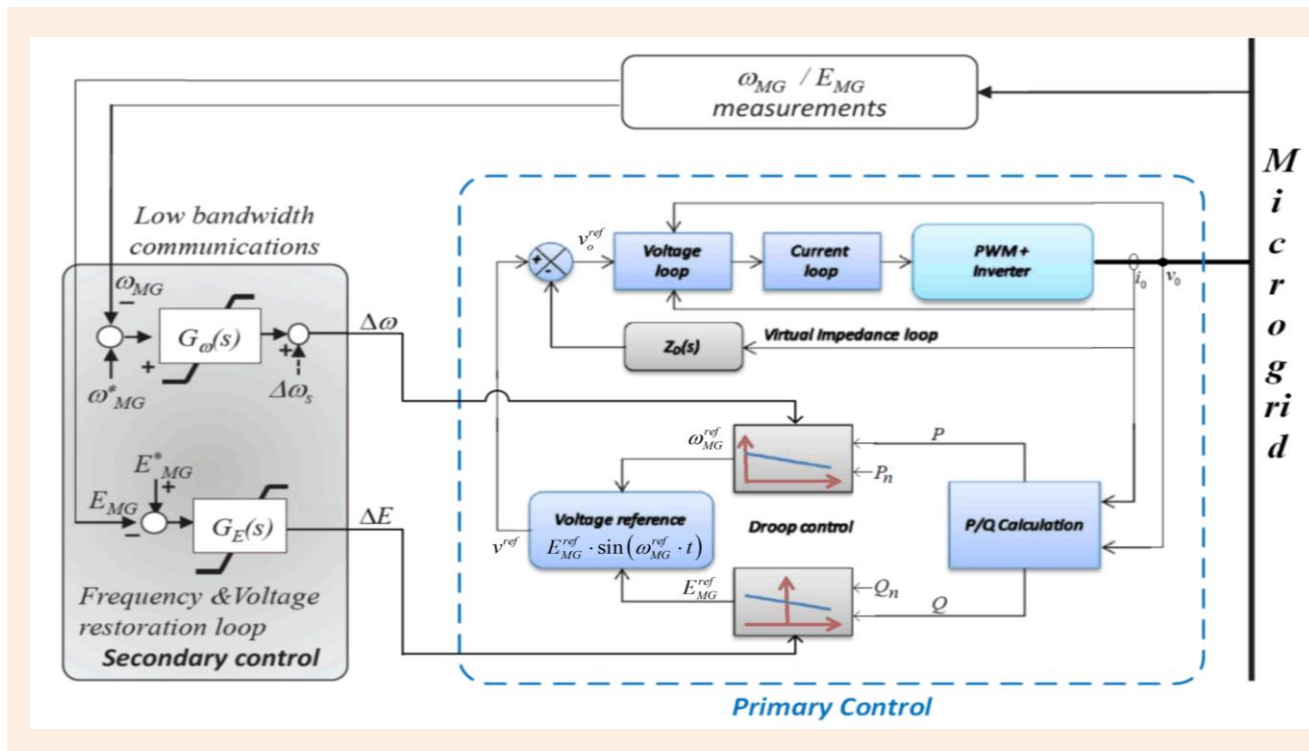


Fig10. Primary and secondary controls of a microgrid

Tertiary Control

- The main aspect of the tertiary control is optimal operation within a microgrid as it interacts with the utility grid.
- It is responsible for coordinating the operation of multiple microgrids interacting with one another, and communicating with the utility grid.
- It is also referred to as the microgrid EMS and responsible for reliable, secure and economic operations in either grid-connected or stand-alone mode.

The MC tasks are shown Fig 11.

They will be particularly challenging in isolated microgrids with highly variable energy sources.

MC is required to ensure that the power system operation is as seamless as possible during major disturbances.

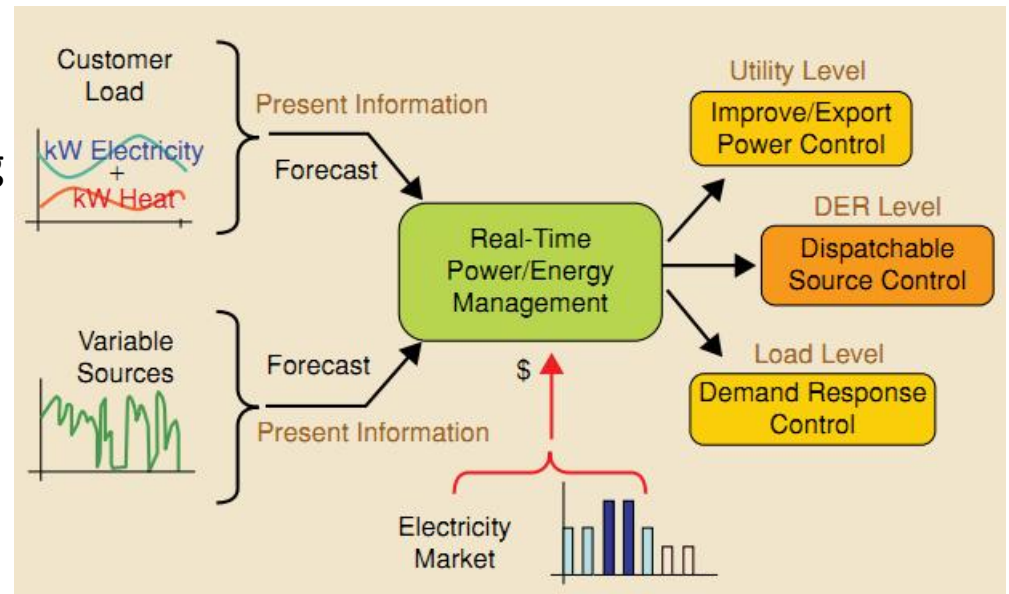


Fig 11. Functions of MC for tertiary control

Tertiary Control

The main functions of the tertiary control is displayed:

- 1) coordinating the operation of multiple DERs interacting with one another within the microgrid and monitoring the SoC of energy storage systems;
- 2) price and load forecasting and economically dispatching the DERs including energy storages by providing day-ahead and real time scheduling, taking into account the operational, security and reliability constraints;
- 3) power quality enhancement within the microgrid (e.g., reduction of circulating reactive power, reactive power compensation, harmonic current reduction)
- 4) monitoring the interconnection with main grid and regulating the power exchange between microgrid and the main grid for minimal-cost operation of the microgrid;
- 5) communicating needs or requirements from the main grid and interaction with main grid by providing additional auxiliary services

Tertiary Control

The input variables/ parameters for tertiary control including

- Forecasted power output of non-dispatchable generators for N consecutive periods.
- Forecasted local load for the following N consecutive periods.
- Forecasted grid energy prices.
- State of charge of ESS.
- Operational limits of dispatchable generators and ESS.
- Security and reliability constraints of the microgrid.
- Utility grid interconnection status.

Tertiary Control

- *Primary control*: Once the microgrid is in island mode, the frequency droops along the blue droops and additional power sharing has been enforced.
- *Second control* : The operation mode will be shifted to the red droop in which the frequency is adjusted to the island f_{MG} .
- *Tertiary control*: Based on the MC command, microgrid load is dispatched economically among DG units (along the brown line) and the entire microgrid load is supplied at the rated frequency. The droop will be adjusted to the green curve .

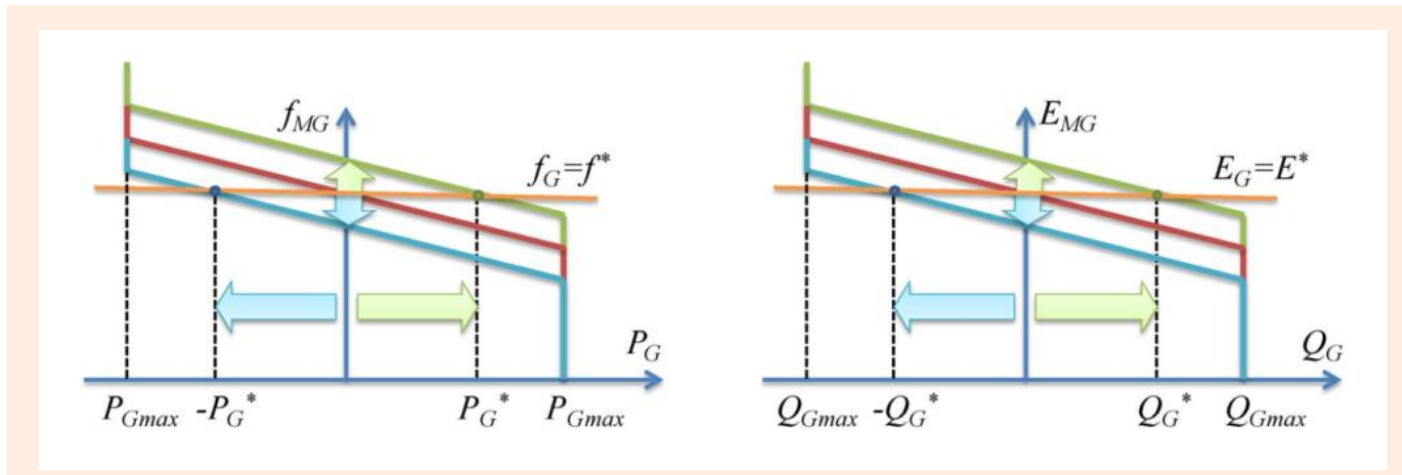


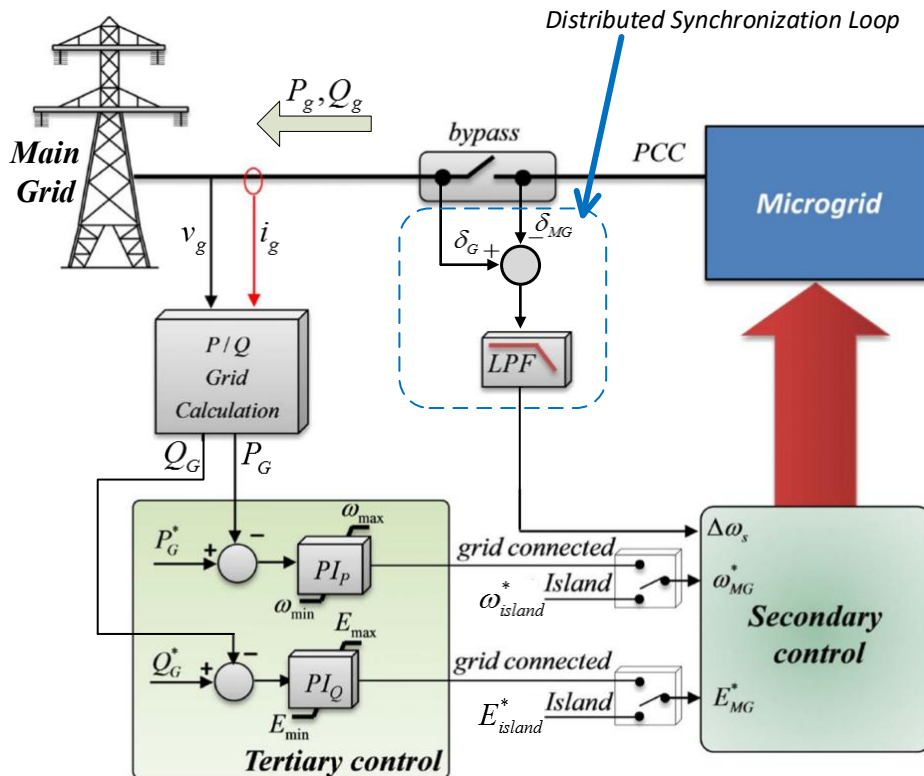
Fig 12. Primary, secondary and tertiary frequency and voltage control

Tertiary Control

The block diagram of the tertiary are shown in Fig 13a, with following PI controllers adopted.

$$\omega_{MG}^* = k_{pP} (P_G^* - P_G) + k_{iP} \int (P_G^* - P_G) dt \quad (3)$$

$$E_{MG}^* = k_{pQ} (Q_G^* - Q_G) + k_{iQ} \int (Q_G^* - Q_G) dt \quad (4)$$



- In island mode, ω_{MG}^* and E_{MG}^* are set by the secondary control.
- In the restore, the synchronization can start with ω_{MG}^* and E_{MG}^* .
- After synchronization, the signals are provided by (3)-(4).
- If k_{iP} and k_{iQ} are equal to zero, the tertiary control will act as the primary control of microgrid.

Fig 13a. Tertiary control loop of microgrids

Example 1

The structure of the example system is shown Fig 23, with the following parameters

- MG_1 frequency set-points: nominal = 60 Hz, max = 60.5 Hz, min = 59.5 Hz.
- MG_2 voltage set-points: nominal = 1000 V, max= 1050 V, min= 950 V.
- When L_1 is larger than 500kW, MG_1 will have a frequency drop of 0.001Hz/kW
When L_2 is larger than 700kW, MG_2 will have a voltage drop of 0.1V/kW.
- ICs have primary coordination droop coefficients of 1000 kW/pu for MG_1 and 300 kW/pu for MG_2 , respectively.
- Assuming that the directly-coupled MG_0 has adequate generating capacity and always operates at the rated condition.

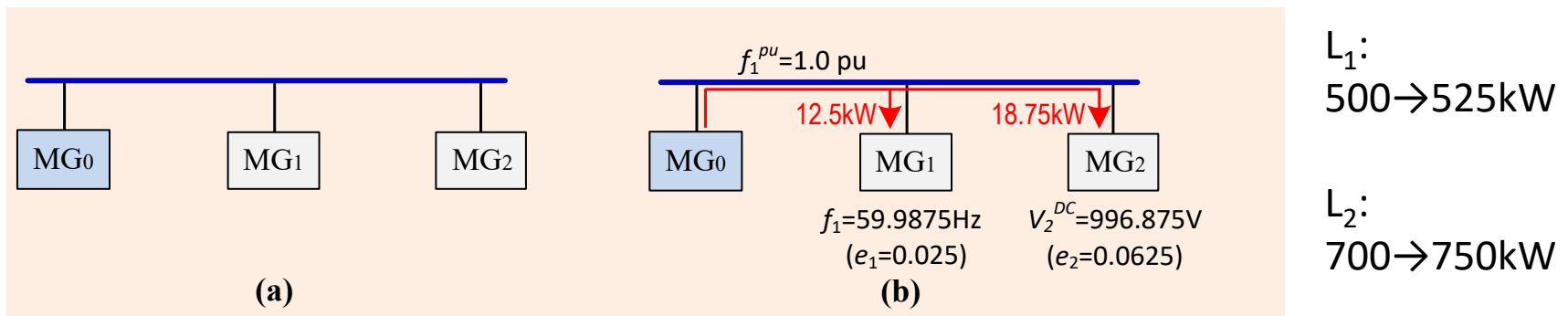


Fig 23. (a) Multi-microgrid system and (b) Power exchanges

Example 1

In response to the sudden load change, the operating frequency/voltage drop even with an enabled secondary control and the new operating points in a short period after the load increase are:

$$f_1 = 60 - (525 - 500) \times 0.001 = 59.975 \text{ Hz}$$

$$f_2 = 1000 - (750 - 700) \times 0.1 = 995 \text{ V}$$

Accordingly we have

$$f_{1,pu} = 1 + \frac{f_1 - f_{1n}}{f_{1n} - f_1^{\min}} = 1 + \frac{59.975 - 60}{60 - 59.5} = 0.95$$

$$V_{2,pu}^{DC} = 1 + \frac{V_2^{DC} - V_{2n}^{DC}}{V_{2n}^{DC} - V_{2,\min}^{DC}} = 1 + \frac{995 - 1000}{1000 - 950} = 0.9$$

Thus the per-unit error (e) can be obtained as:

$$e_1 = f_{0,pu} - f_{1,pu} = 1 - 0.95 = 0.05$$

$$e_2 = f_{0,pu} - V_{2,pu}^{DC} = 1 - 0.9 = 0.1$$

The initial power exchange are

$$P_1^{IC} = e_1 \times 1000 \text{ kW} / \text{pu} = 50 \text{ kW}, P_2^{IC} = e_2 \times 300 \text{ kW} / \text{pu} = 30 \text{ kW}$$

Example 1

For Microgrid 1, we have:

$$e_1 = 1 - f_{1,pu} = \frac{f_{1n} - f_1}{f_{1n} - f_1^{\min}} = \frac{\Delta f_1}{60 - 59.5} = \frac{P_1^{IC}}{1000\text{kW/pu}}$$
$$\Delta f_1 = [(525 - 500) - P_1^{IC}] \times 0.001\text{Hz/kW}$$

Accordingly the power exchange and operating conditions of MG₁ at steady state are:

$$P_1^{IC} = 12.5\text{kW}$$
$$f_1 = 59.9875\text{Hz}$$
$$e_1 = 0.025$$

For Microgrid 2, we have:

$$e_2 = 1 - V_{2,pu}^{DC} = \frac{V_{2n}^{DC} - V_2^{DC}}{V_{2n}^{DC} - V_{2,\min}^{DC}} = \frac{\Delta V_2^{DC}}{1000 - 950} = \frac{P_2^{IC}}{300\text{kW/pu}}$$
$$\Delta V_2^{DC} = [(750 - 700) - P_2^{IC}] \times 0.1\text{V/kW}$$

Accordingly the power exchange and operating conditions of MG₂ at steady state are:

$$P_2^{IC} = 18.75\text{kW}$$
$$V_2^{DC} = 996.875\text{V}$$
$$e_1 = 0.0625$$

Example 2

A simulation is carried out on the multi-microgrid system in Fig 23(a) and the results are shown in Fig 24.

- *Initial Operating Points:*

MG₂ Load 4.3MW

DG₁ 3.5MW

DG₂ 0.8MW

- *Events:*

t=1s DG₂ is disconnected.

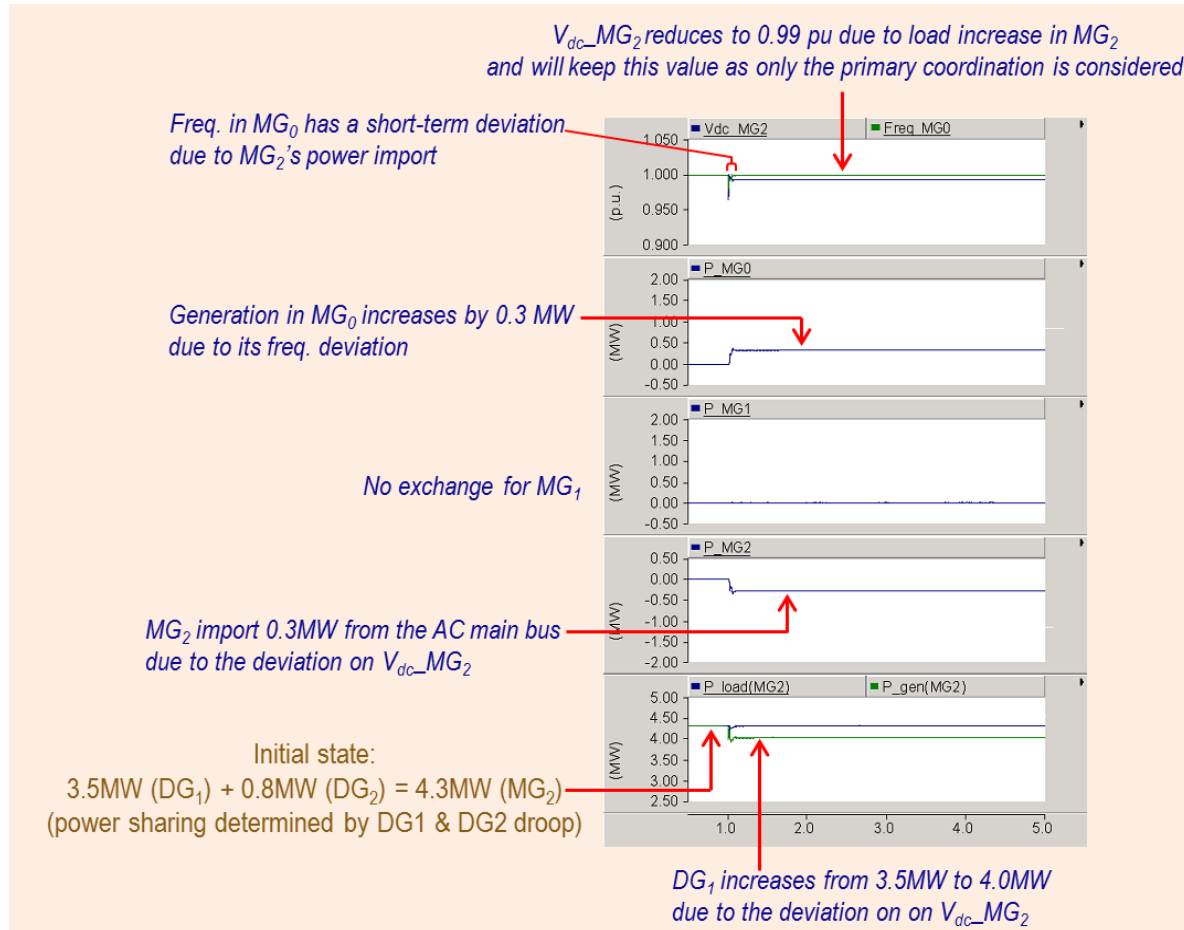


Fig 24. Simulation results of real power exchange coordination 161

Secondary coordination

The secondary coordination concerns the f/V deviations as expressed by

$$P_j^{gen} + P_j^{IC} = P_j^{load} \quad (21)$$

$$P_j^{IC} = m_{pj} \cdot e_j = m_{pj} \cdot (f_{j,pu} - f_{0,pu})$$

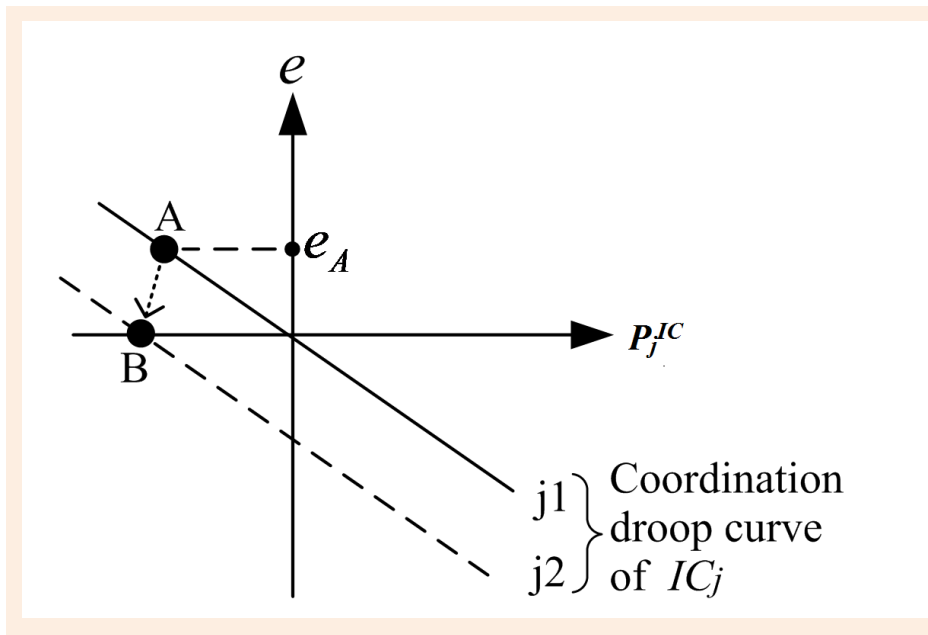


Fig 25. Secondary coordination at IC_j

- The secondary coordination will shift the droop curves vertically so that microgrids can exchange power without compromising f/V.
- An example is provided in Fig 25.
- The power at point B is slightly larger than that at point A, which is because the DER operating point in MG_j is shifted back from point-C to B in Fig 18.

Tertiary coordination

The tertiary coordination does not necessarily rely on the secondary coordination, The following sequence of steps is followed for the tertiary coordination:

- CMC obtains from each MC the microgrid information.
- At each time interval, CMC computes the optimal power considering factors such as economics and power quality.
- CMC would adjust the set points for the coordination droops of ICs. If CMC determined that it is more economical for MG_j to exchange power with MG_k ; CMC then horizontally shifted the MG_k 's coordination droop curve from k_1 to k_2 as shown in Fig 26. Once stabilized, MG_k replaces MG_0 for the power exchange with MG_j .

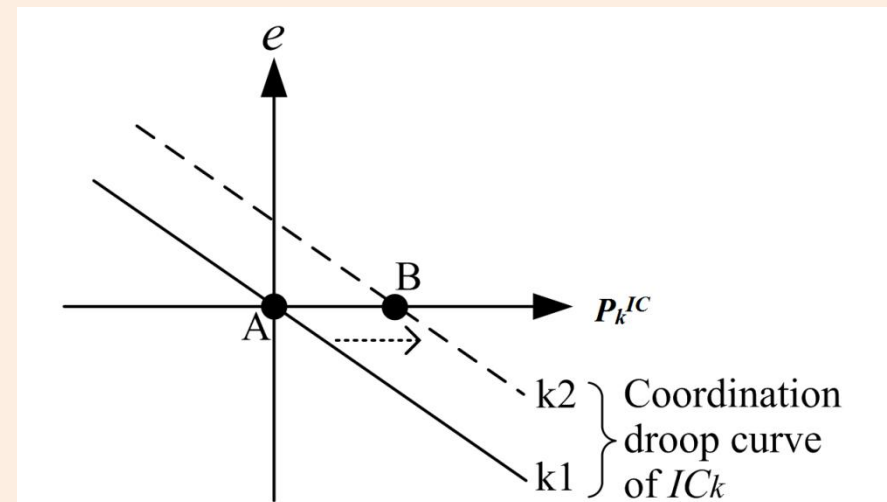


Fig 26. An example of tertiary coordination

Numerical Simulation

The simulation cases for the operations of a multi-microgrid system in Fig 28 are presented. The system includes the IIT (a directly-connected AC microgrid denoted as MG0), a Police station (a converter-coupled AC microgrid denoted as MG1), and a Hospital (a converter-coupled DC microgrid denoted as MG2). All DG units are modeled as converter-coupled dispatchable grid-forming DERs, as shown in (b).

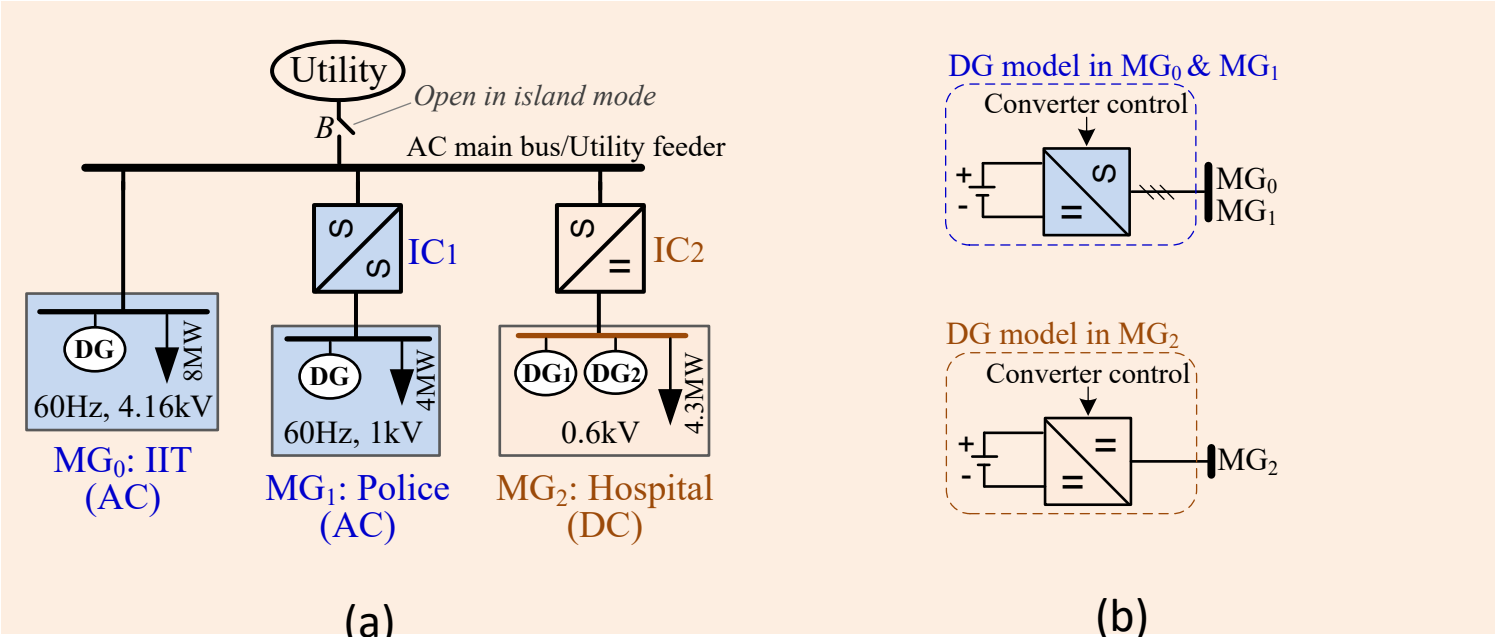


Fig 28. Simulation setups: (a) studied multi-microgrid system and (b) DG models

Case 1: grid-connected Operation

As shown, before $t=1s$ there is no power exchange between the utility grid and microgrids, which is due to the set points provided by each MC.

Started at $t=1s$, $2s$ and $3s$, MG_0 , MG_1 and MG_2 respectively draw $0.05MW$ from the utility grid, which is because MC_0 , MC_1 , and MC_2 actively decrease the local generations by $0.05MW$ in respective microgrids.

The f/V of each microgrid is maintained by the utility. Since the three microgrids are respectively grid-connected, they will not exchange power between each other.

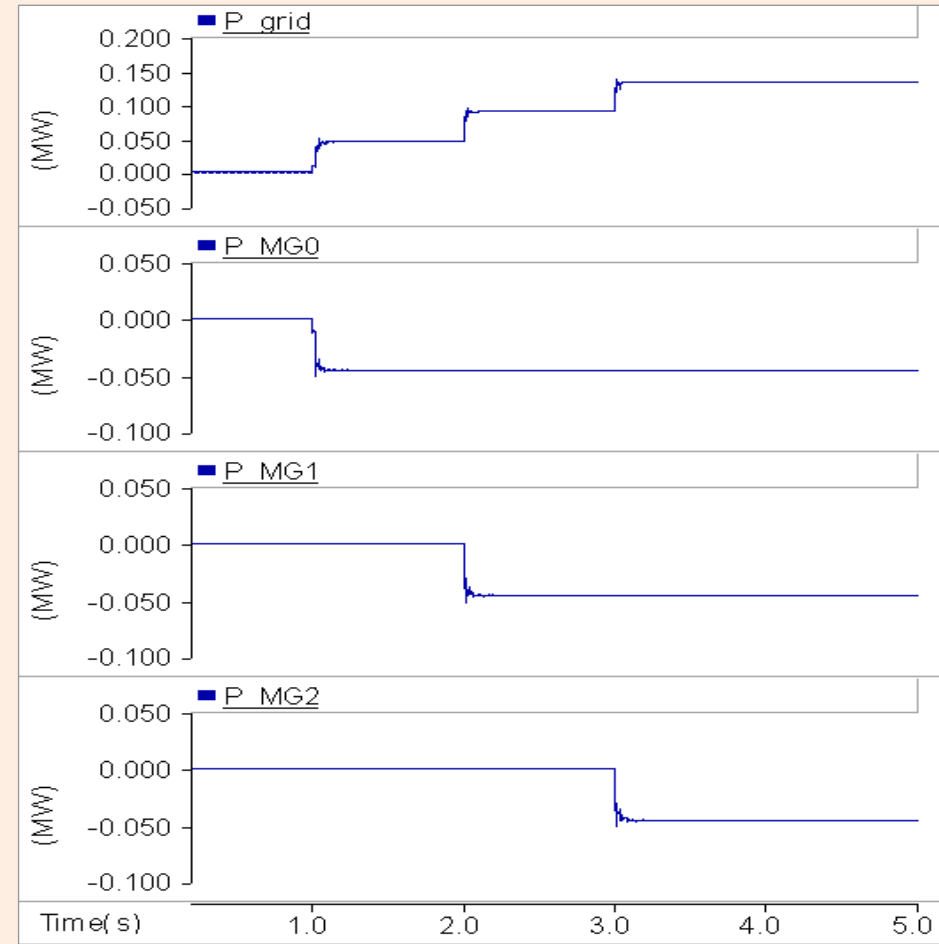


Fig 29. Real power exchange flows in Case 1

Case 2: Islanded Operation

In the islanded mode, four scenarios in Table 5 will be simulated with the following settings for MG_2 parameters:

- The total load in MG_2 is set at 4.3MW;
- In MG_2 , P_B of DG_1 (see Fig. 7.3.2) is set at 3.7MW;
- DG_2 will be disconnected at $t=1s$ (simulating a sudden loss of generation) to trigger the power import of MG_2 .

Table 5 Coordination strategies applied to the four scenarios in Case 2

Scenarios	Primary	Secondary	Tertiary
Scenario 2.1	Enabled	----	----
Scenario 2.2	Enabled	Enabled	----
Scenario 2.3	Enabled	----	Starts at $t=3s$
Scenario 2.4	Enabled	Enabled	Starts at $t=3s$

Case 2: Islanded Operation

Before $t=1s$, each microgrid serves its own load and there are no power exchanges. In MG_2 , the 4.3MW load is supplied by DG_1 (3.5MW) and by DG_2 (0.8MW). At $t=1s$, DG_2 in MG_2 is disconnected to simulate a generation outage.

V_{MG2}^{DC} droop initiates a 0.3MW power flow from MG_0 to MG_2 based on the primary coordination, which is verified by (+0.3MW) for P_{MG0} and (-0.3MW) for P_{MG2} .

Note that here the values of V_{MG2}^{DC} , DG_1 and the exchange power represent the collaboration between the MG_2 droop (see Fig. 7.3.2) and the coordination droop

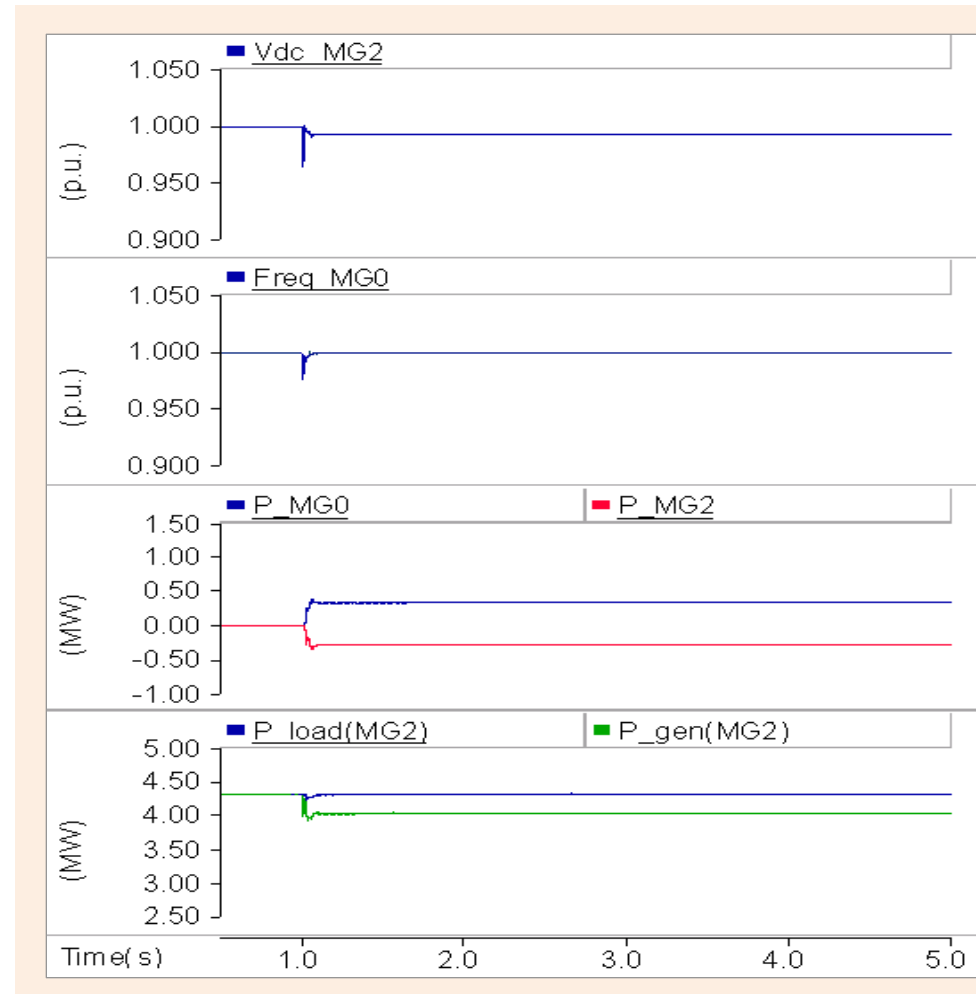


Fig 30. Results in Scenario 2.1 of Case 2

Case 2: Islanded Operation

In a short period after $t=1s$, V_{MG2}^{DC} drops to 0.99p.u., and the imported power and the local generation of MG_2 are changed rapidly to 0.3MW and 4.0MW, respectively. V_{MG2}^{DC} is finally restored to 1p.u., and the imported power and the local generation of MG_2 would increase to 0.6MW and decrease to 3.7MW, respectively.

First, at the multi-microgrid system level, the secondary coordination vertically shifts the IC_2 curve such that MG_2 can import power while maintaining V_{MG2}^{DC} at 1p.u.. Then the operating point of DG_1 is then shifted back.

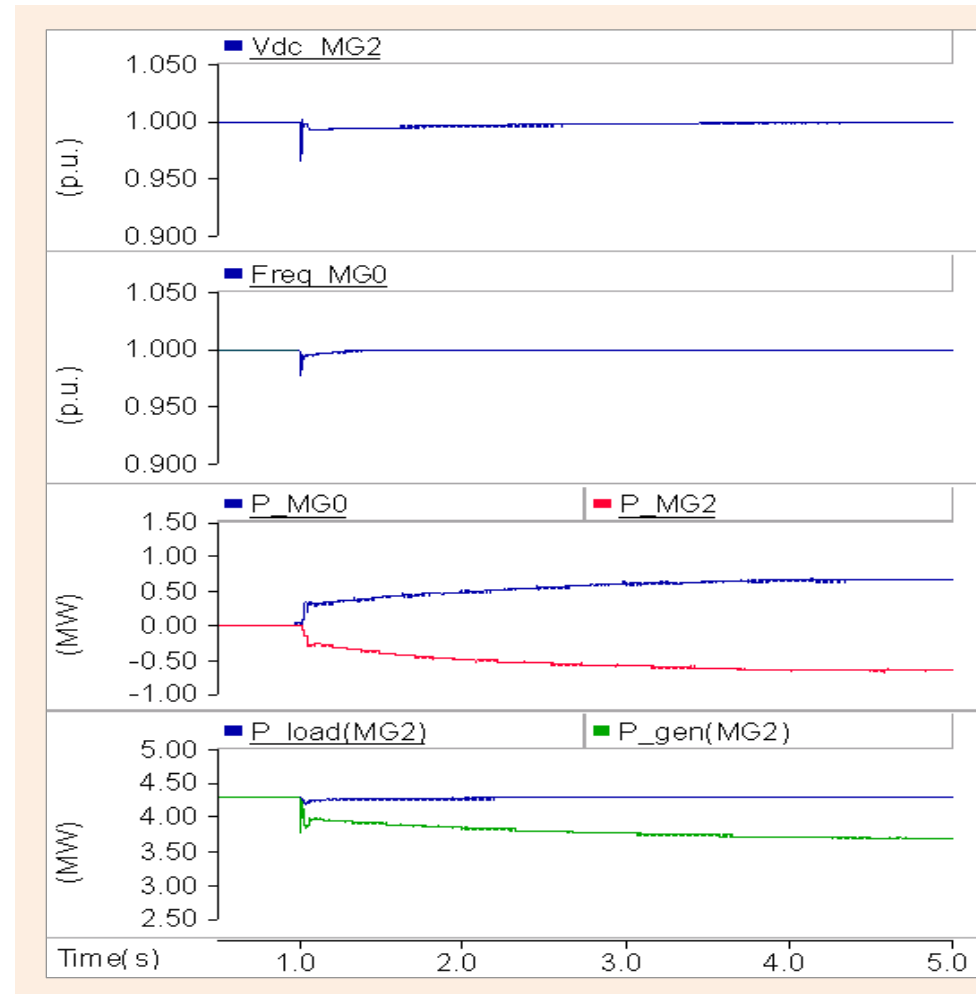


Fig 31. Results in Scenario 2.2 of Case 2

Case 2: Islanded Operation

During 1-3 sec, the imported power of MG_2 is provided by MG_0 . At $t=3s$, since the tertiary coordination is started by CMC, the power export of MG_0 is reduced to zero and MG_1 begins to export 0.3MW.

Accordingly, MG_1 would export 0.3MW to the AC main bus and the power export of MG_0 is reduced to zero. As shown, V_{MG2}^{DC} will remain fixed at 0.99p.u. after it is lowered. This is because the secondary coordination is not applied.

This scenario verifies the role of tertiary coordination and demonstrates that the tertiary coordination can be implemented independent of the secondary coordination.

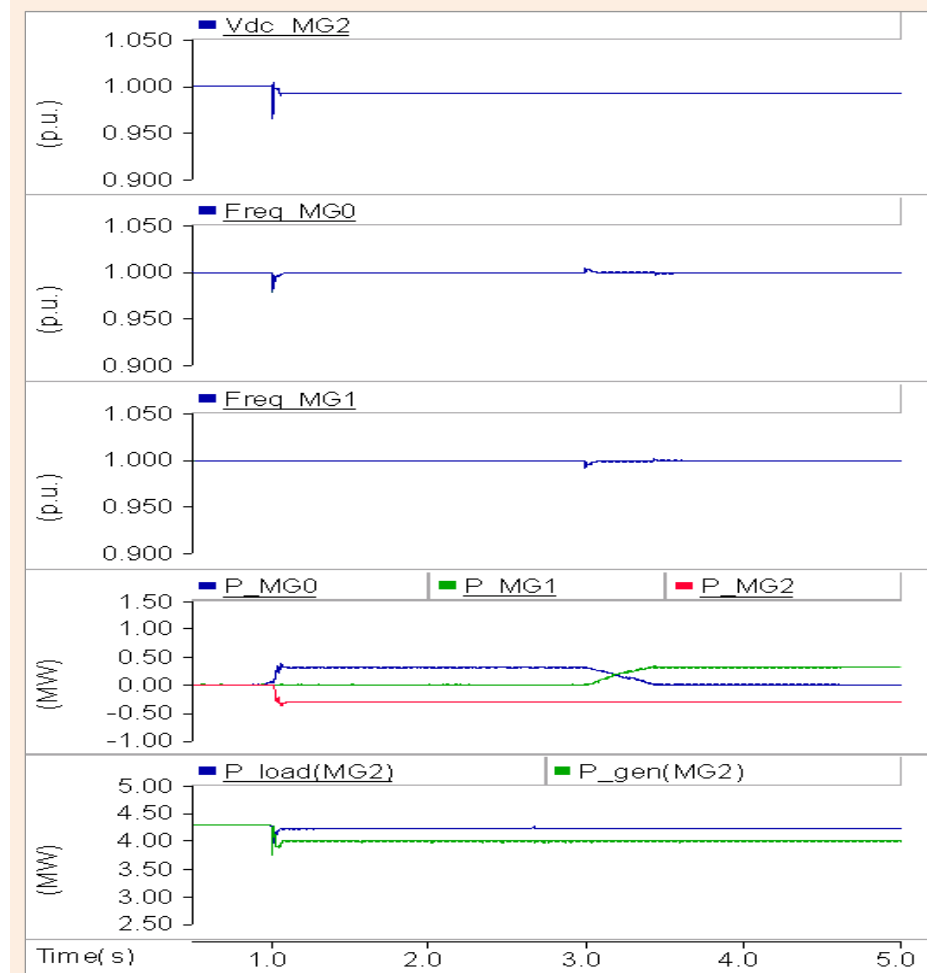


Fig 32. Results in Scenario 2.3 of Case 2

Case 2: Islanded Operation

V_{MG2}^{DC} is lowered to 0.99p.u. and then restored to 1p.u., the imported power and the local generation of MG_2 are rapidly changed to 0.3MW and 4.0MW respectively, and then the two values are increased to 0.6MW and decreased to 3.7MW respectively, as we applied the secondary coordination which is the same as that in Scenario 2.2.

From $t=3s$, MG_1 starts to export power and finally replaces MG_0 for delivering power to MG_2 , as we applied the tertiary coordination. The simulation results verify the functions of primary, secondary and tertiary coordination in the proposed hierarchical coordination strategy.

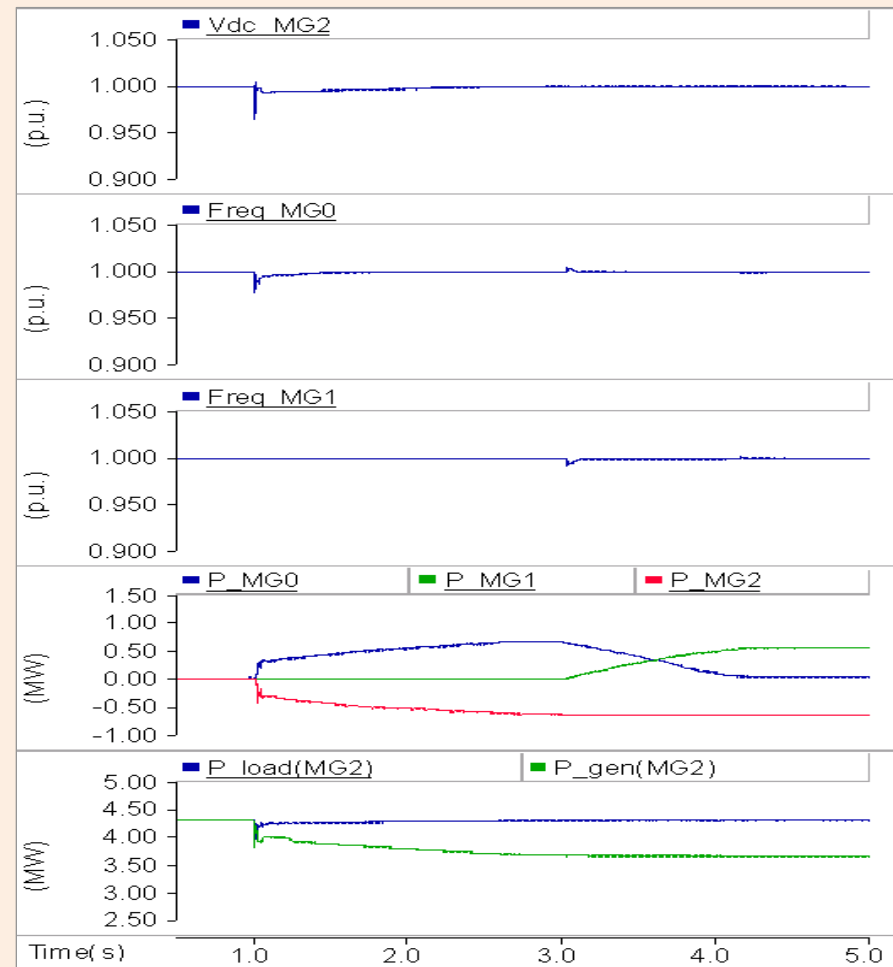


Fig 33. Results in Scenario 2.4 of Case 2



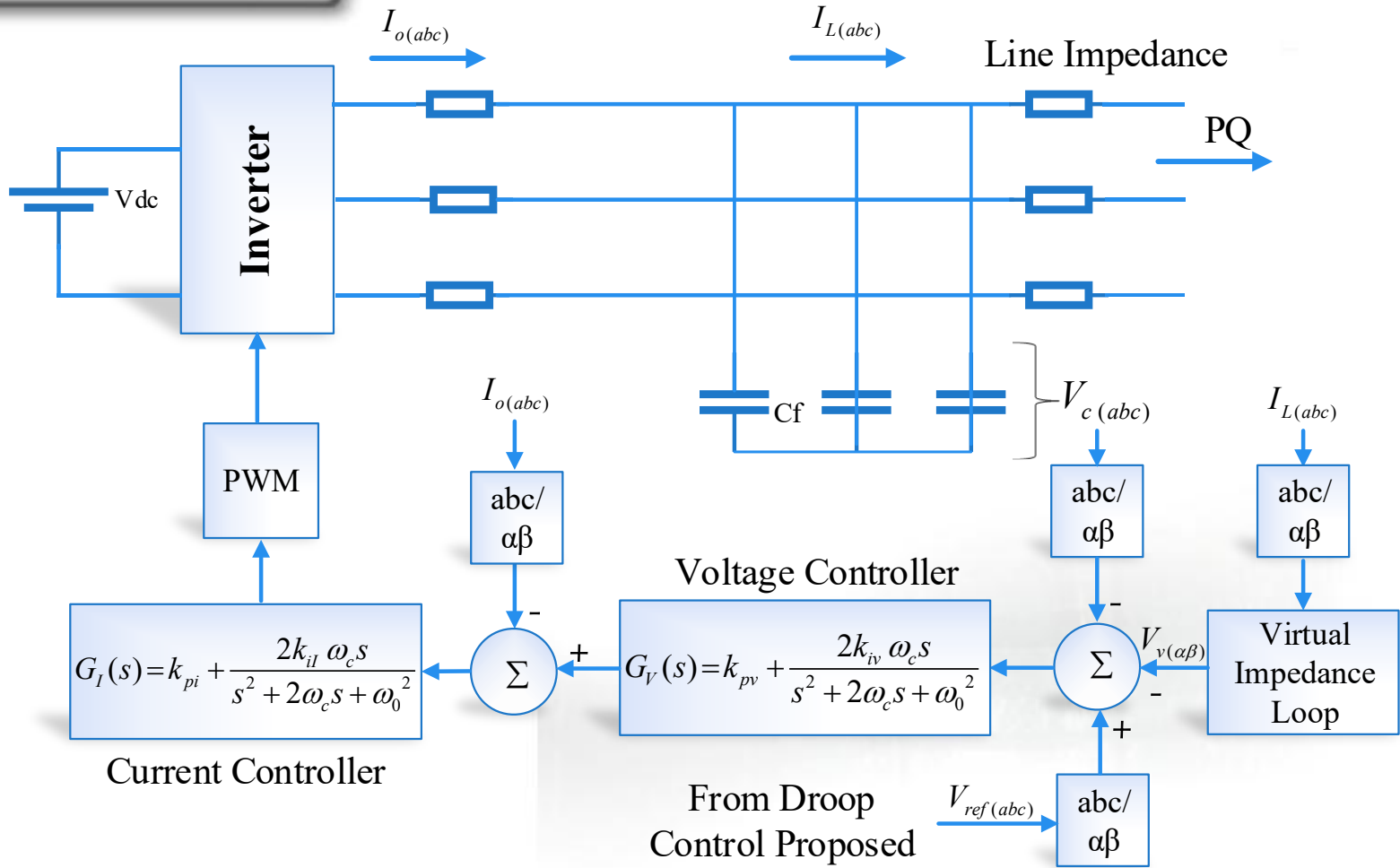
مروری بر اقدامات انجام شده قبلی

ارائه یک روش کنترلی با هدف تنظیم دقیق ولتاژ بارهای بحرانی (حساس به

ولتاژ) با تخمین افت ولتاژ روی امپدانس واسط بین منابع DG و شبکه



استراتژی کنترلی پیشنهادی



خصوصیات روش کنترلی ارائه شده



- ۱- کنترل ولتاژ بدون لینک مخابراتی
- ۲- تنظیم ولتاژ خروجی اینورترها بطوریکه در محدوده مجاز باشند
- ۳- تقسیم دقیق توان های اکتیو و راکتیو
- ۴- کاهش جریان چرخشی بین VSC ها
- ۵- قابلیت استفاده در ریز شبکه های فشار ضعیف و فشار متوسط
- ۶- استفاده از ظرفیت توان راکتیو منابع DG برای تنظیم ولتاژ بهتر
- ۷- استفاده برای واحدهای DG با ظرفیت نابرابر و امپدانس خطوط نابرابر
- ۸- در نظر گرفتن افت ولتاژ امپدانس مجازی