

第一届煤电超低排放和节能改造技术交流研讨会



李 想

电力规划设计总院发电工程部机务处高级工程师，清华大学热能工程系博士。从事火力发电厂设计研究、咨询、评审工作。

燃煤电厂节能改造技术现状及发展趋势

2016年3月9-10日 中国·济南



电力规划设计总院

Electric Power Planning & Engineering Institute

燃煤电厂节能改造技术现状及发展趋势

李想

2016年3月9日 济南

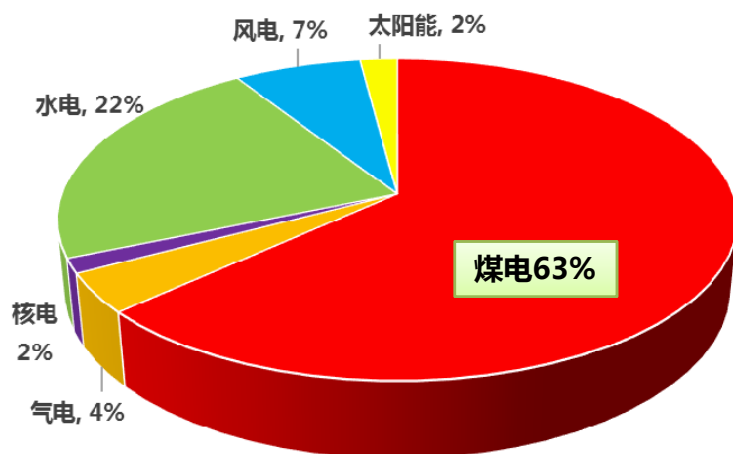
- 一：我国燃煤发电面临的挑战
- 二：燃煤电厂节能改造现状
- 三：节能升级改造方案
- 四：节能改造发展趋势预测



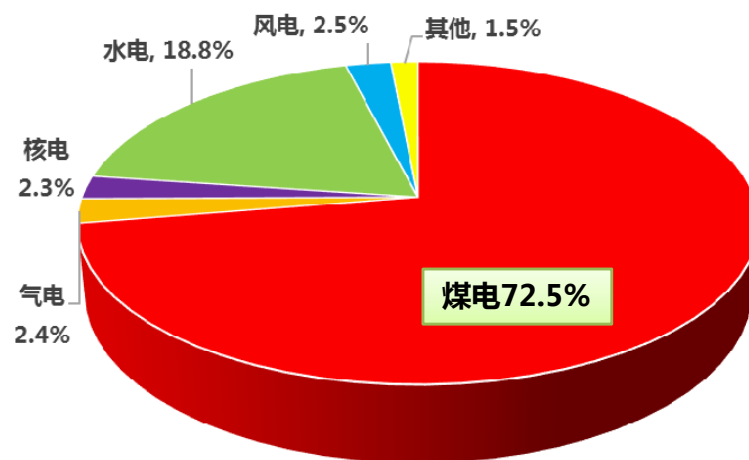
■ 我国电力发展现状

- 2014年，中国总装机13.6亿千瓦，其中：煤电861.82GW，占比63.3%；气电53.87GW，占比4%；水电301.83GW，占比22.2%；核电19.88GW，占比1.5%；风电95.81GW，占比7.0%；太阳能28.05GW，占比2.0%；
- 2014年，中国总发电量56524亿千瓦时，其中，煤电发电量40953亿千瓦时，占比72.5%；气电发电量1384亿千瓦时，占比2.4%；水电发电量10643亿千瓦时，占比18.8%；核电发电量1325亿千瓦时，占比2.3%；风电发电量1412亿千瓦时，占比2.5%。

2014年电力装机结构

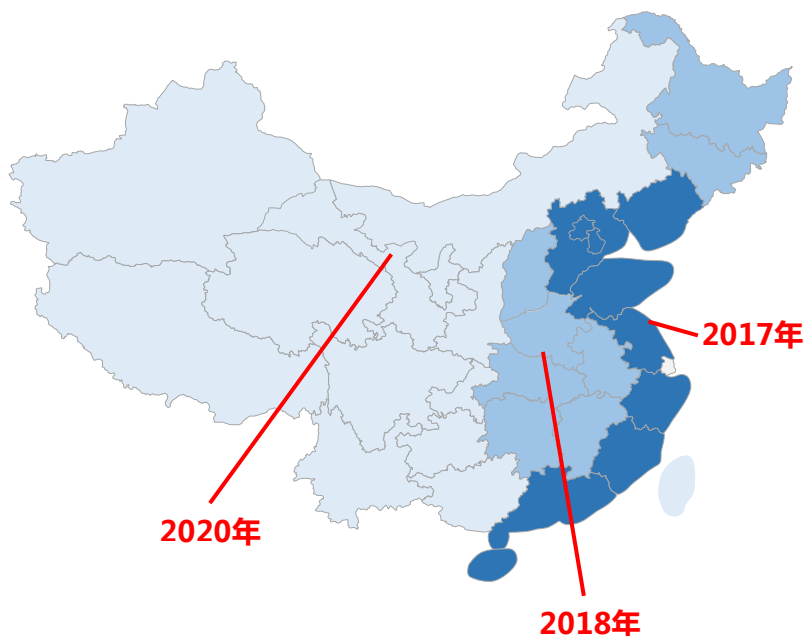


2014年发电量构成



■ 燃煤发电面临的挑战：大气污染物排放控制更加严格

- 国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合于2016年1月15日在北京召开“加快推进煤电超低排放和节能改造动员大会”；
- 具备改造条件的燃煤电厂力争实现烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米；
- 东部地区原计划2020年前完成的超低排放改造任务提前至2017年前总体完成，中部地区力争在2018年前基本完成，西部地区在2020年前完成。



■ 燃煤发电面临的挑战：提高机组能效势在必行

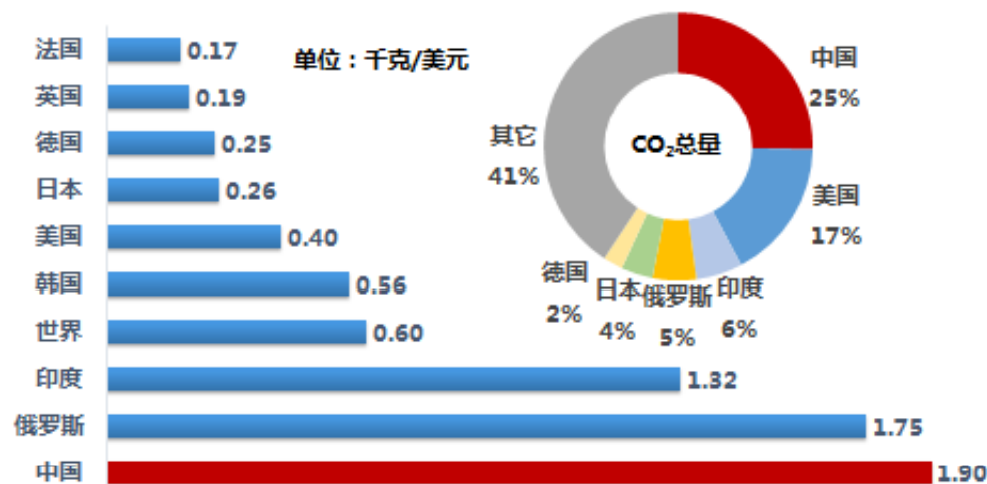
- 国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合于2016年1月15日在北京召开“加快推进煤电超低排放和节能改造动员大会”；
- 全国新建机组平均供电煤耗低于300克标煤/千瓦时；
- 全国现役机组平均供电煤耗低于310克标煤/千瓦时。



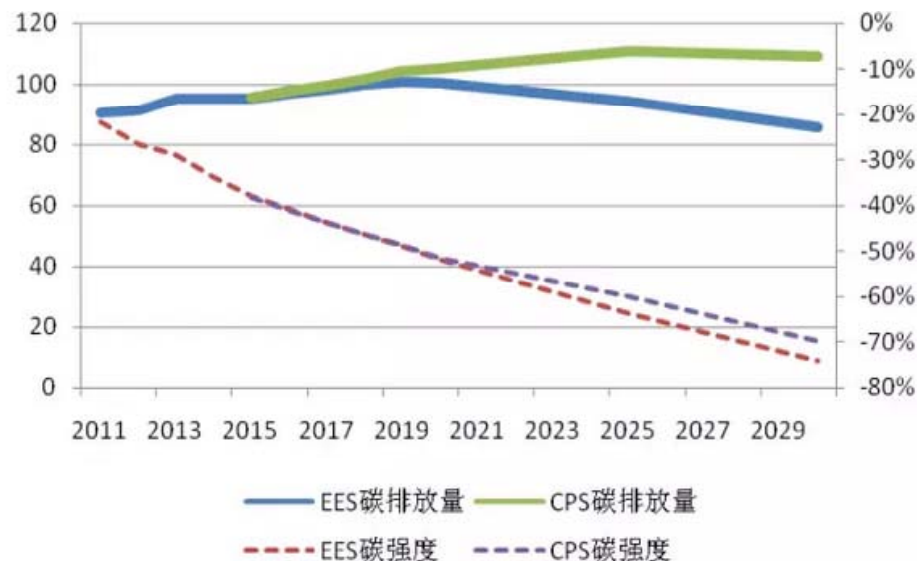
■ 燃煤发电面临的挑战：碳排放将受到严格限制

- 我国CO₂排放总量占世界的1/4，单位GDP碳排放水平是世界平均值的3倍以上；
- 我国计划在2020年单位GDP碳排放水平比2005年降低40%~45%，目前，已下降了18%，未来还需继续下降22%以上；
- 我国计划在2030年单位GDP碳排放水平比2005年降低45%~60%，并计划2030年左右二氧化碳排放达到峰值且将努力早日达峰。

世界各国碳排放总量占比及单位GDP碳排放水平



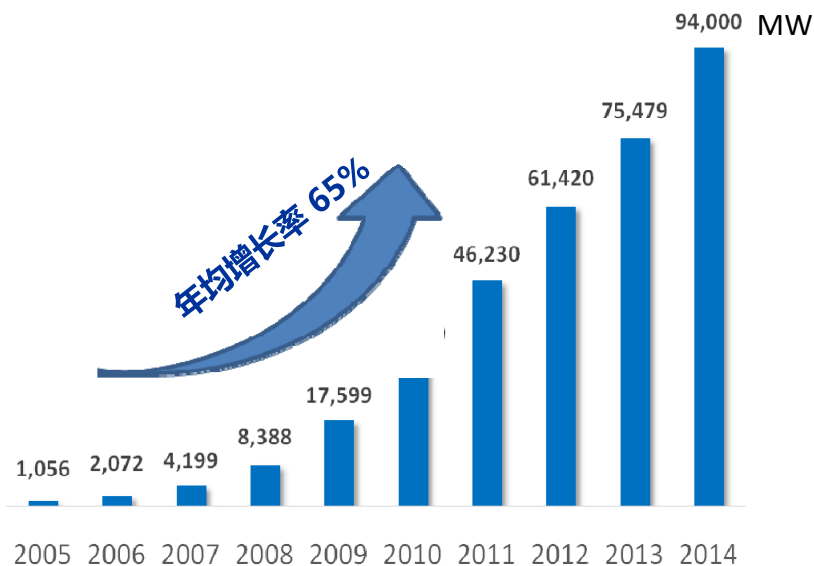
碳排放总量预测



■ 燃煤发电面临的挑战：电力系统调峰任务艰巨

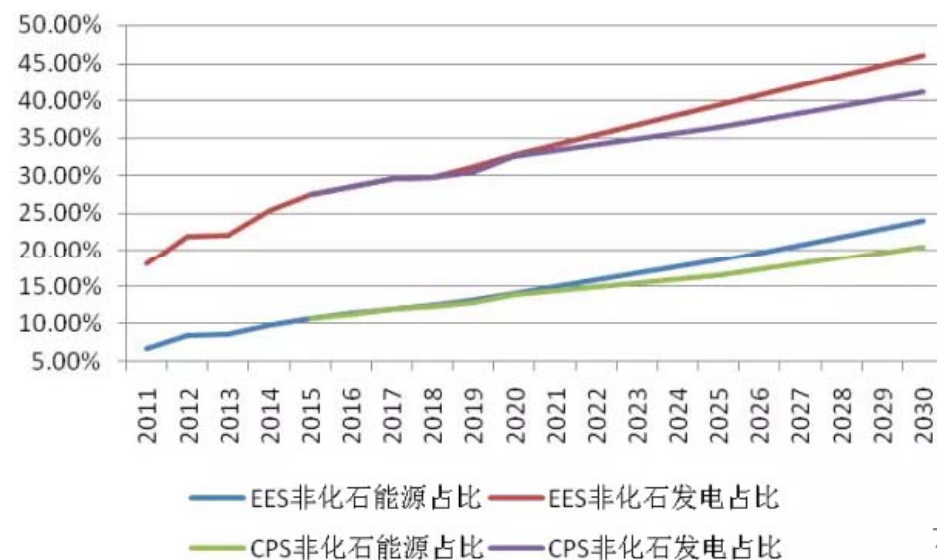


2005-2014年太阳能发电装机增长情况



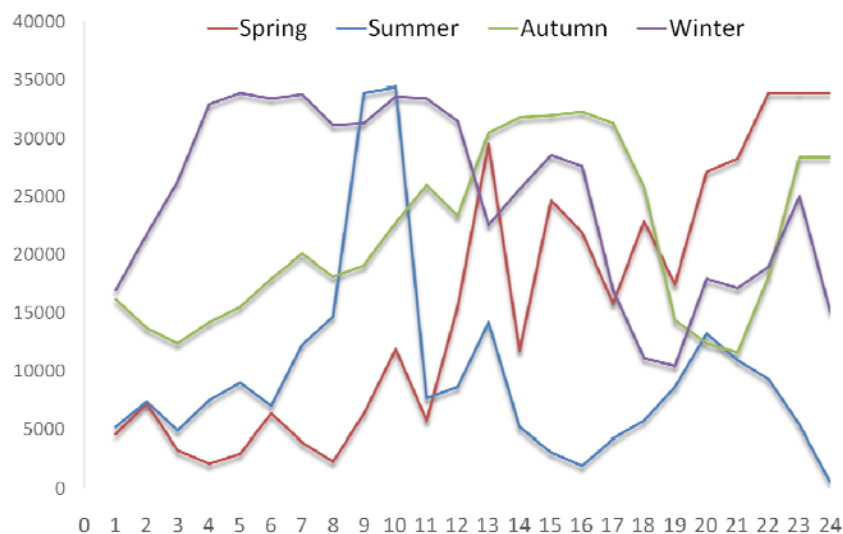
2005-2014年风电装机增长情况

- 2005年以来风电快速发展，目前已成为我国第三大电源；2012年以来太阳能发电发展迅猛，目前装机已达24GW，位居世界第二；
- 中国计划在2020年将可再生能源在一次能源消费中的比重提升至15%；2030年将非化石能源在一次能源消费中的比重提升至20%。

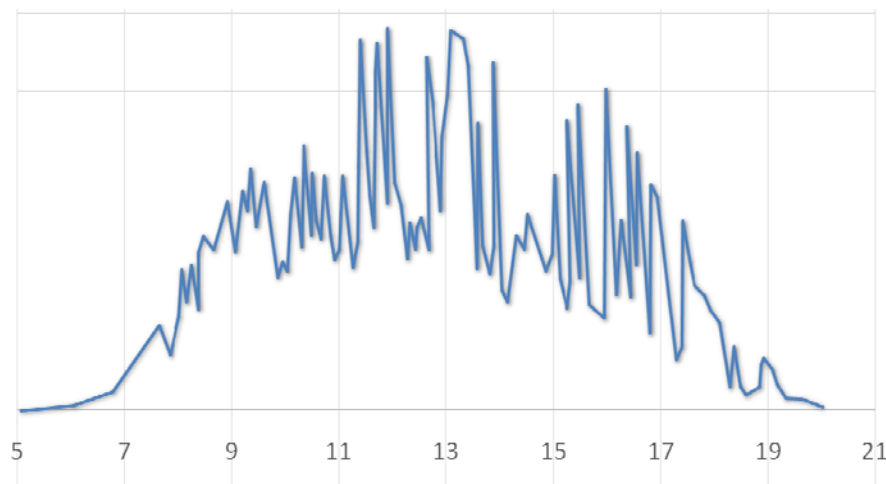


■ 燃煤发电面临的挑战：电力系统调峰任务艰巨

- 风电和光伏的波动性和间歇性给电力系统造成的冲击，需要稳定的电源进行调解消除，否则，弃风、弃光现象难免发生；
- 由于我国燃机、抽水蓄能电站装机量不足，未来将有更多燃煤机组承担调峰任务。



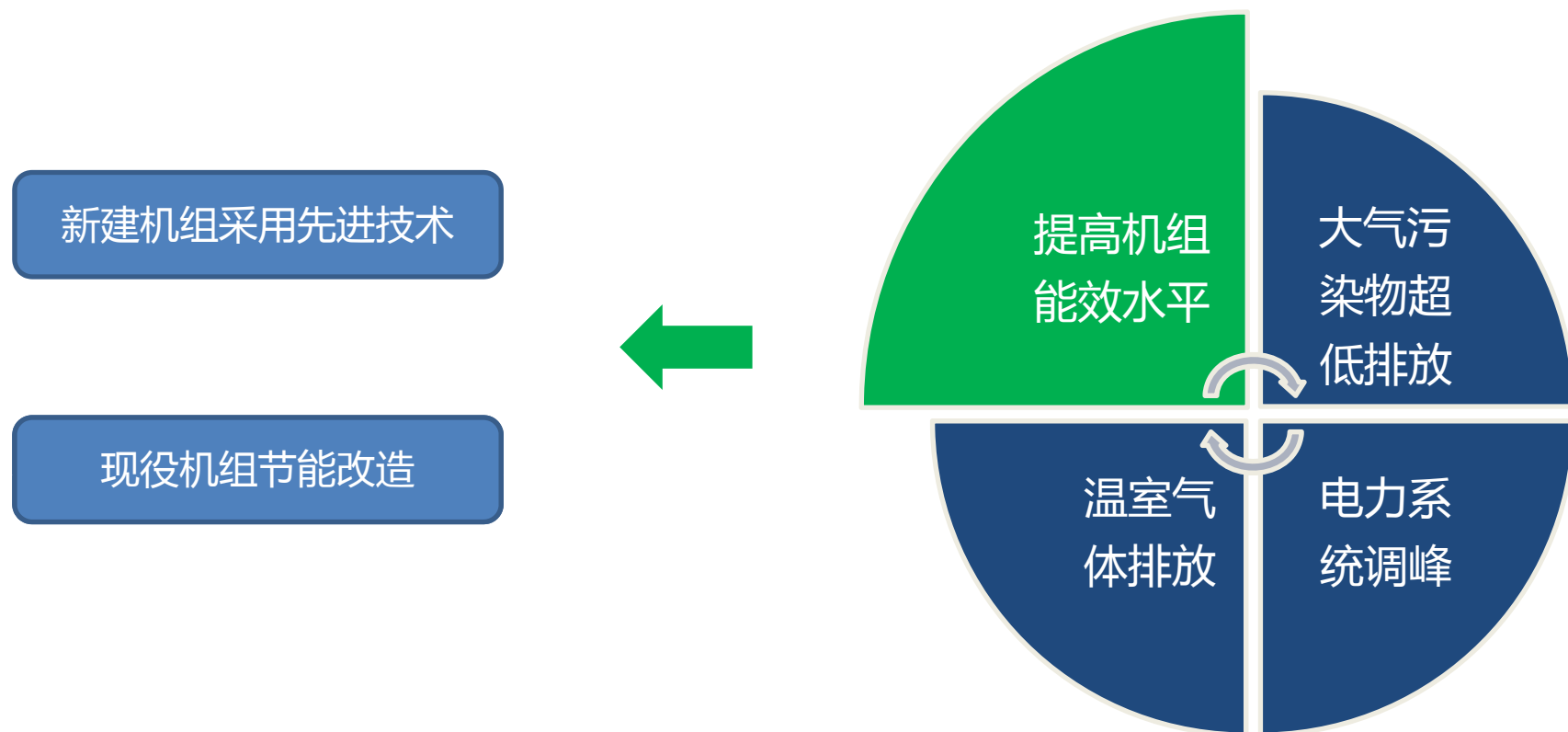
典型风电出力特性曲线



典型光伏出力特性曲线

■ 燃煤发电面临的挑战

- 为建设清洁低碳、安全高效现代能源体系，燃煤发电面临进一步提高机组能效水平、污染物超低排放、温室气体减排、适应电力系统调峰需求等多方面的挑战；
- 为进一步提高机组能效水平，新建机组将采用先进技术手段，对于现役机组则需要实施节能改造。



- 一：我国燃煤发电面临的挑战
- 二：燃煤电厂节能改造现状
- 三：节能升级改造方案
- 四：节能改造发展趋势预测



■ 影响燃煤电厂能效水平的主要因素

序号	影响因素	对煤耗影响量 (g/kWh)
1	汽轮机本体性能差	5 ~ 12
2	负荷率低	3 ~ 7
3	冷端性能差 (真空低)	0.5 ~ 5
4	锅炉效率低	1 ~ 3
5	锅炉减温水量大	0.5 ~ 2
6	热力系统阀门内漏	0.5 ~ 3
7	启停频繁	0.5 ~ 1.5
8	主、再热蒸汽参数低	<1
9	设备保温差	<0.2
10	给水泵汽轮机性能低	0.5 ~ 1

■ 主要节能改造技术：锅炉本体与燃烧制粉系统及辅助设备

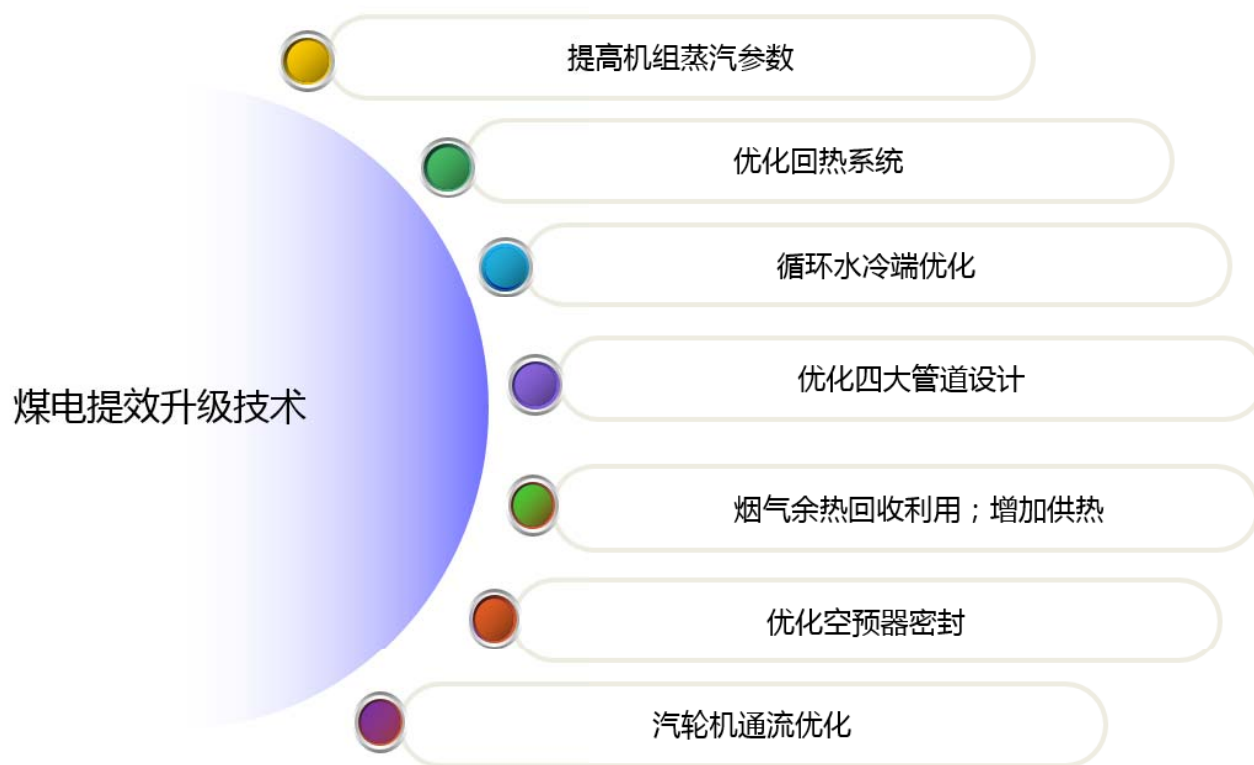
- **锅炉受热面改造**：对于排烟温度高、减温水量大的锅炉，可通过改变锅炉相应位置受热面的面积，降低锅炉排烟温度和减温水量，达到提高锅炉效率的目的；
- **锅炉烟气余热利用**：锅炉排烟余热回收利用系统，是在空气预热器之后、脱硫塔之前烟道的合适位置通过加装烟气冷却器，用来加热凝结水、锅炉送风或者城市热网低温回水，回收锅炉排烟的部分热量，同时大幅度减少脱硫系统耗水量；
- **空气预热器密封改造**：针对回转式空气预热器的结构特点，各电力企业普遍采用先进的密封技术进行改造，取得了很好的节电效果；
- **增压风机与引风机合并改造**：当引风机或（和）增压风机运行效率低，可通过引风机和增压风机合并改造，提高风机运行效率，降低厂用电率；
- **CFB炉冷渣器热量回收**：部分CFB炉机组冷渣器采用开式或闭式冷却水冷却，热量排入大气或江河海中。改造方案采用凝结水冷却冷渣器，以回收热量，对于采暖机组，采暖期可用热网循环水冷却冷渣器，非采暖期用凝结水冷却冷渣器。

■ 主要节能改造技术：汽轮机本体与汽水系统及辅助设备

- **汽轮机通流部分改造**：通过汽轮机本体技术改造，提高汽轮机各缸效率、降低汽轮机热耗率、提高机组的运行经济性；
- **先进高效汽封改造**：多种成熟、先进的汽封技术可供选择；
- **汽轮机低压缸排汽通道改造**：在凝汽器喉部增加耐冲刷的不锈钢导流装置，使低压缸排汽尽量均匀进入凝汽器冷却区；
- **凝汽器真空泵工作水降温提效改造**：在真空泵工作水管路上增设一套压缩制冷装置，在环境温度较高的时候投入运行，降低工质水温度，提高真空泵抽吸能力和凝汽器真空度；
- **纯凝机组改为供热机组**；
- **低真空供热改造**：为保证汽轮机运行的经济性，可更换一根新低压转子，该转子取掉低压转子末级或末两级叶片，以提高汽轮机排汽温度和排汽压力；
- **热泵供热改造**：在热电厂进行热泵供热改造，可以增加机组20%的供热能力，可以替代一部分能耗高的小锅炉，具有节能效果。

■ 燃煤电厂节能改造取得的成效

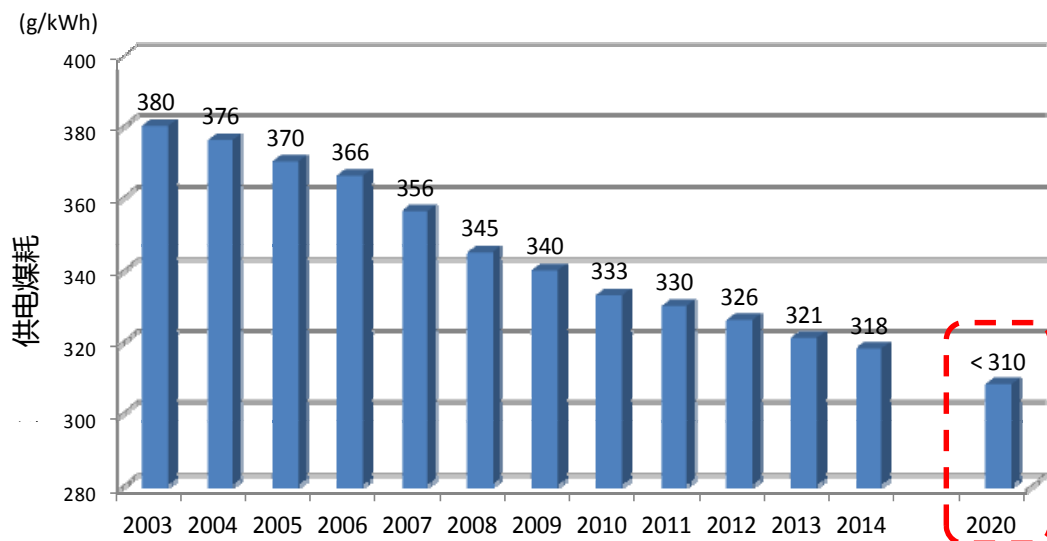
- 2012年度通过综合升级改造评估的共计110个项目，143台机组，总装机容量58.37GW，预期年节标煤量322万吨，总投资96亿元；
- 2013年度通过综合升级改造评估的共计166个项目，246台机组，总装机容量105.42GW，预期年节标煤量515万吨，总投资144亿元。



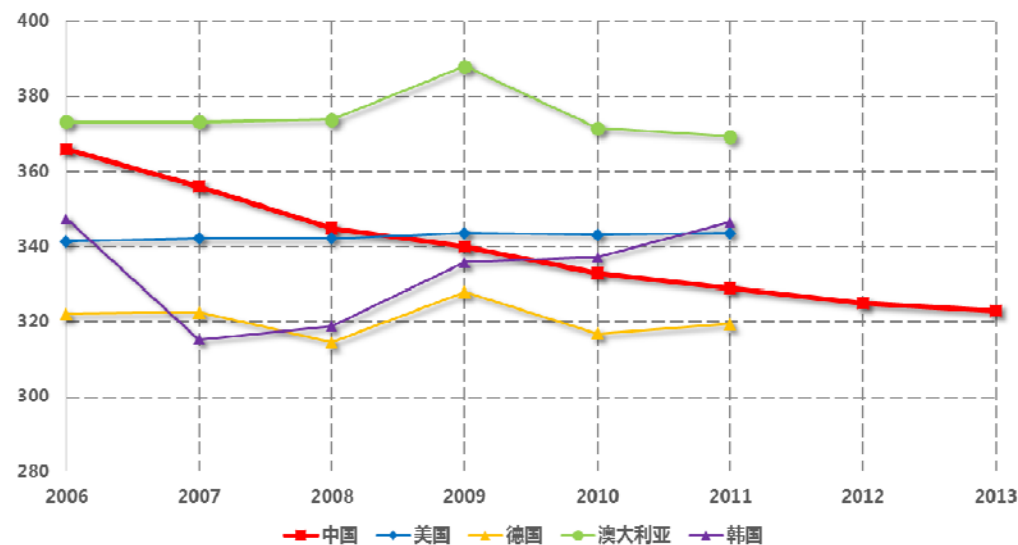
■ 燃煤电厂节能改造取得的成效

- 中国积极推进燃煤机组技术优化和节能改造，燃煤机组平均供电煤耗持续下降；
- 2014年，中国燃煤机组年平均供电煤耗为318g/kWh，已经接近或达到世界先进水平。

2003-2014年中国燃煤机组年平均供电煤耗变化情况



2006-2013年各国燃煤机组年平均供电煤耗变化情况

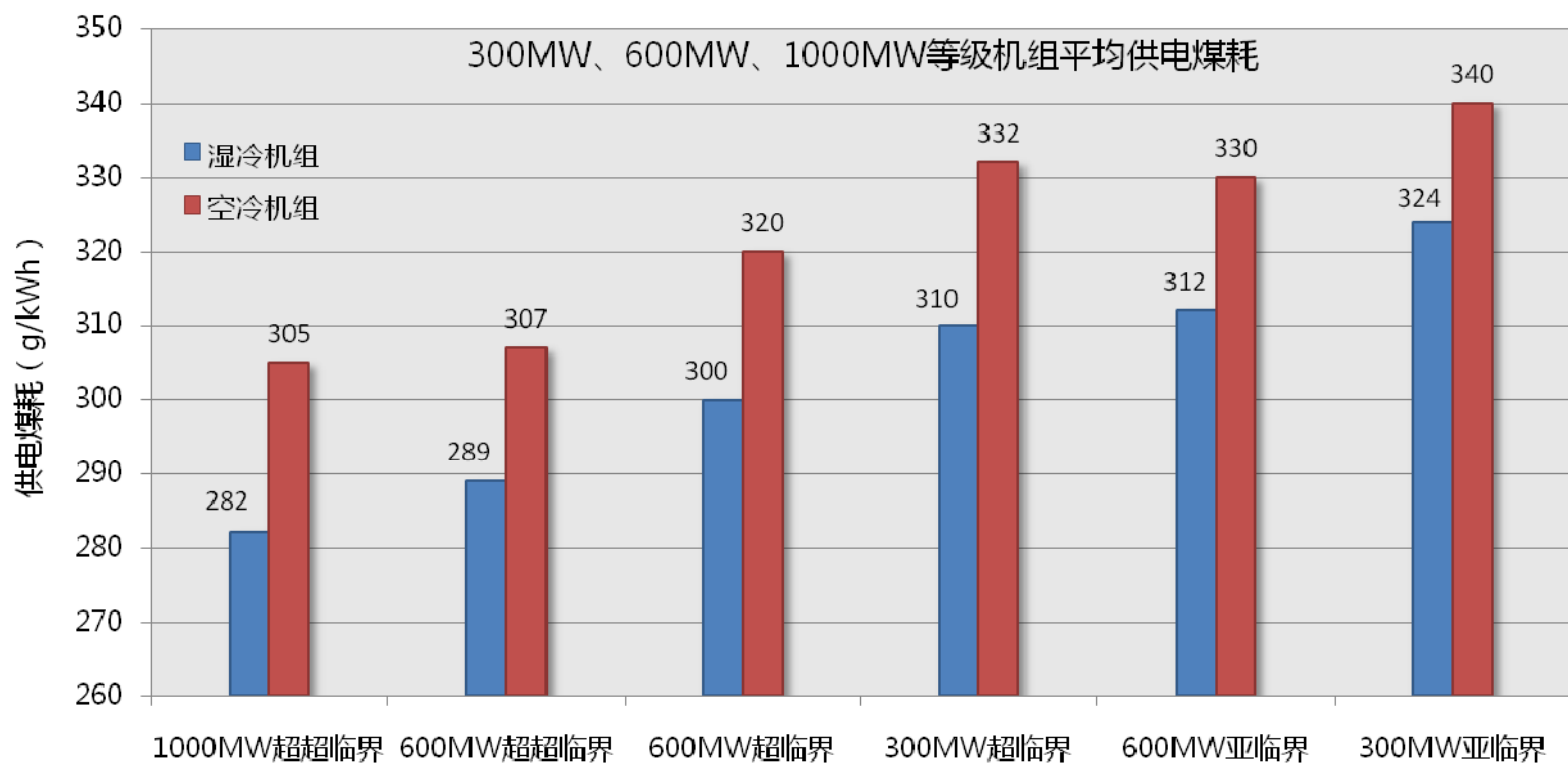


- 一：我国燃煤发电面临的挑战
- 二：燃煤电厂节能改造现状
- 三：节能升级改造方案
- 四：节能改造发展趋势预测



■ 燃煤发电机组能效水平

- 近年来，我国火电结构进一步优化，技术水平进一步提高，高参数、大容量、高效环保型机组比例进一步提高；
- 亚临界机组能效水平总体上低于全国火电机组平均能效水平；节能升级改造能够显著提高亚临界机组能效水平。

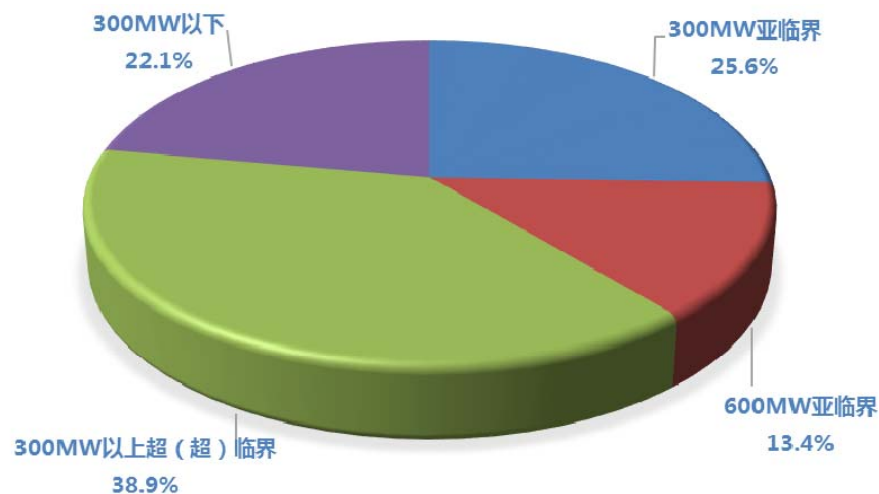


■ 亚临界燃煤发电机组现状

我国亚临界机组引进和研发始于上世纪70年代，受限于当时技术水平和机组运行年限，平均能效水平较低。截至2014年底，全国300MW及以上在运机组共计1263台，其中：

- 300MW级亚临界机组744台，装机容量共计23456万千瓦；
- 600MW级亚临界机组199台，装机容量共计12293万千瓦；
- 300MW以上机组中：亚临界机组共计943台，装机容量共计35749万千瓦，约占火电装机总容量的39%。

我国亚临界机组成装机占比



■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

方案一：不提高进汽参数

- 国内实施业绩最多的汽轮机通流改造方案；
- 不改变汽轮机的进汽参数；
- 采用全三维技术优化设计汽轮机通流部分；
- 采用新型高效叶片和新型汽封技术改造汽轮机；
- 除汽轮机通流改造外，汽机本体、锅炉本体及主要辅机均不需要改造。

■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

方案二：小幅提高进汽参数

- 进汽参数从16.7MPa/538°C/538°C提高为16.7MPa/542°C/538°C，仅主蒸汽温度提高4~5°C；
- 汽轮机本体不需要进行改造，改造范围与常规方案相同；
- 锅炉不用增加受热面面积；
- 主要辅机变化不大，但对旁路及四大管道等需要重点复核强度，必要时需要部分更换；
- 锅炉、旁路等做部分改造后，可进一步将进汽参数提高为16.7MPa/542°C/542°C。

■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

方案三：大幅提高进汽参数

- 该方案目前尚处于技术研发阶段；
- 汽轮机本体需要进行大范围改造：高、中压外缸、高中压主汽门、调门均需更换，只有低压外缸可以保留；
- 锅炉本体需要进行大范围改造：锅炉受热面需进行改造，需增加过热器、再热器等受热面积；
- 主要辅机需复核容量及强度是否仍满足要求，必要时需要进行更换。

■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

方案比较（300MW亚临界湿冷机组通流改造）

项目	单位	方案1	方案2	方案3
		不改变 进汽参数	小幅提高 进汽参数	大幅提高 进汽参数
改造前进汽参数	MPa(a) / °C / °C	16.7/538/538		
进汽参数	MPa(a) / °C / °C	16.7/538/538	16.7/542/538	16.7/566/566
改造后供电标煤耗	g/kWh	311.8	311.4	308.1
供电煤耗降低值	g/kWh	15.4	15.8	19.1
改造设备总投资	万元	4933	5033~5433	11387~12387
单位降耗成本	万元 / (g/kWh)	320	319~344	596~649

■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

方案比较（600MW亚临界湿冷机组通流改造）

项目	单位	方案1	方案2	方案3
		不改变 进汽参数	小幅提高 进汽参数	大幅提高 进汽参数
改造前进汽参数	MPa(a) / °C / °C	16.7/538/538		
进汽参数	MPa(a) / °C / °C	16.7/538/538	16.7/542/538	16.7/566/566
改造后供电标煤耗	g/kWh	308.9	308.5	305.1
供电煤耗降低值	g/kWh	10.3	10.7	14.1
改造设备总投资	万元	9400	9700~10200	19600~21100
单位降耗成本	万元 / (g/kWh)	913	907~953	1390~1496

■ 亚临界机组节能升级改造技术方案：汽轮机通流部分改造

- 方案一（不改变进汽参数）单位降耗成本总体上最低；
- 改造机组配置及运行情况较好时，方案二（小幅提高进汽参数）的单位降耗成本可能低于方案一；
- 对于热耗率明显偏离保证值、尚在还贷期内的亚临界机组推荐采用方案一或方案二，方案的最终确定需根据机组的已服役年限、运行情况综合分析；
- 方案三（大幅提高进汽参数）改造后指标最先进，但单位降耗成本高，因此不推荐此方案。

■ 亚临界机组节能升级改造技术经济性分析：汽轮机通流部分改造

技术经济性分析

序号	方案	单机容量 (MW)		供电标煤耗 (g/kWh)		静态投资 (万元)	动态回 收期 (年)	单位降 低煤耗 投资 (万元/ g/kWh)	单位年 节煤量 投资 (元/kg)
		改造前	改造后	改造前	改造后				
1	方案一	600	600	319.2	308.9	9400	6.68	913	3.04
2	方案二 (下限)	600	600	319.3	308.4	9700	6.74	907	3.02
	方案二 (上限)	600	600	319.3	308.4	10200	7.07	953	3.18
3	方案三 (下限)	600	600	319.2	305.1	19600	11.11	1390	4.63
	方案三 (上限)	600	600	319.2	305.1	21100	11.37	1496	4.99

■ 亚临界机组节能升级改造技术经济性分析：亚临界纯凝机组改造为供热机组

- 计算条件：采暖期按150天，机组年运行小时数5000h，300MW机组平均采暖供汽量300t/h，600MW机组平均采暖供汽量600t/h。

项目	单位	300MW机组	600MW机组
进汽参数	MPa(a)/℃/℃	16.7/538/538	16.7/538/538
改造后供电标煤耗	g/kWh	276.5	272.2
供电煤耗降低值	g/kWh	42.0	38.0
改造当量设备总投资	万元	3000	4000
年发电量	10 ⁸ kWh	15	30
供热负荷	MW	214	429
年采暖供热量	10 ⁵ GJ/a	27.8	55.7
单位降耗成本	万元/(g/kWh)	71	105

■ 相关建议

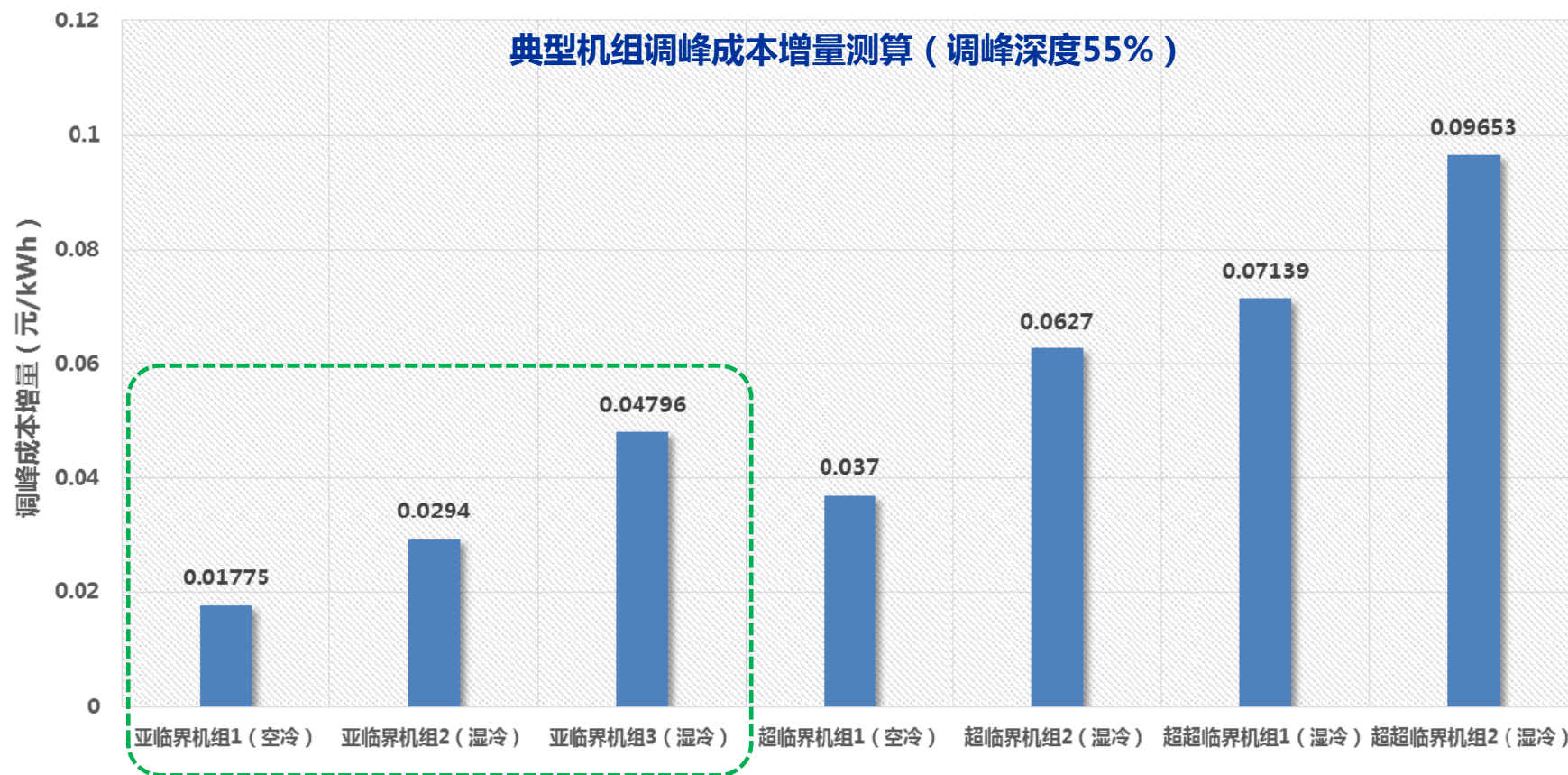
- 纯凝机组供热改造可降低供电煤耗40g/kWh左右，投资较少，投资回收期短，是提高机组能效水平和经济性的最佳途径。城市（工业园区）周边具备集中供热条件的亚临界纯凝发电机组应优先实施供热改造；
- 汽轮机通流部分改造是提高机组效率的有效途径，从单位降耗成本、单位年节煤量成本看，“不改变进汽参数方案”与“小幅提升进汽参数方案”基本相当，对于热耗率明显偏离保证值、尚在还贷期内的亚临界机组可根据具体情况选用上述方案之一；
- 汽轮机通流部分改造能够使亚临界机组供电煤耗降低约15g/kWh，改造后供电煤耗降至311g/kWh左右，但仍然高于超临界和超超临界机组平均供电煤耗。

■ 节能发电调度

- 改革现行发电调度方式，开展节能发电调度，即在确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提下，优先安排可再生能源、核电、以热定电的热电联产机组、天然气发电机组之后，把处于电网范围内的所有火电机组按照其发电的煤耗由高到低进行排序之后，由电网调度机构按照排定的顺序依次安排发电，以达到节能、环保的目的。电力系统节能发电调度是在未增加装机容量和初投资的前提下实现节能的最有效措施。

■ 节能发电调度

- 综合考虑各类成本，机组负荷由100%负荷调至45%负荷时，亚临界机组调峰成本低于超（超）临界机组。

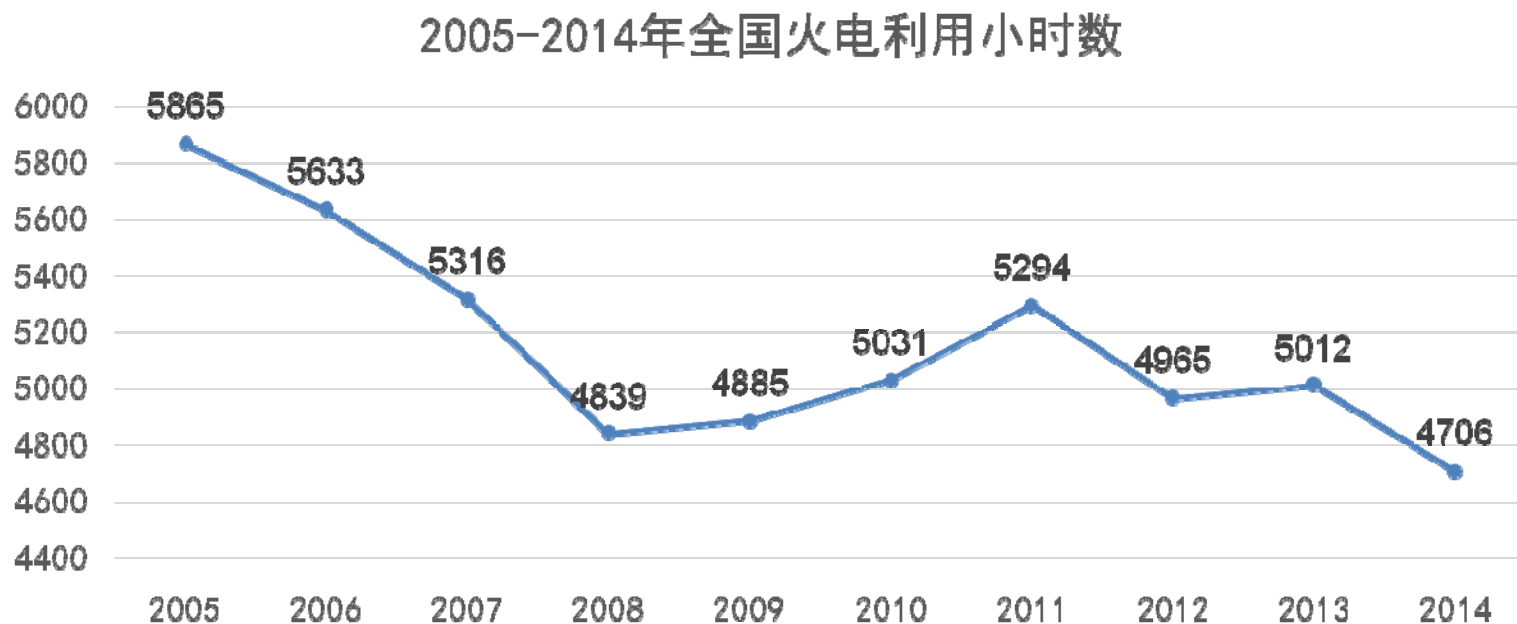


- 一：我国燃煤发电面临的挑战
- 二：燃煤电厂节能改造现状
- 三：节能升级改造方案
- 四：节能改造发展趋势预测

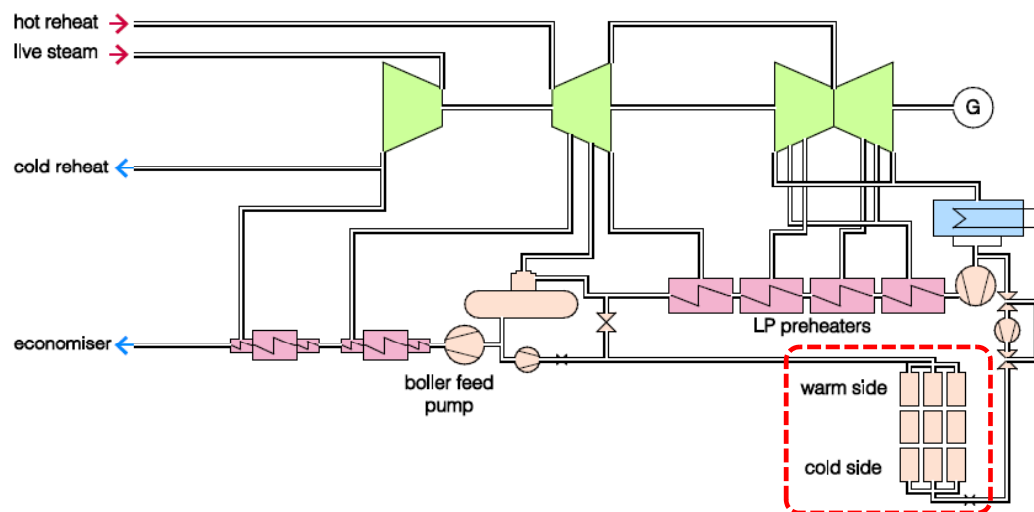


■ 亚临界燃煤机组将作为调峰机组

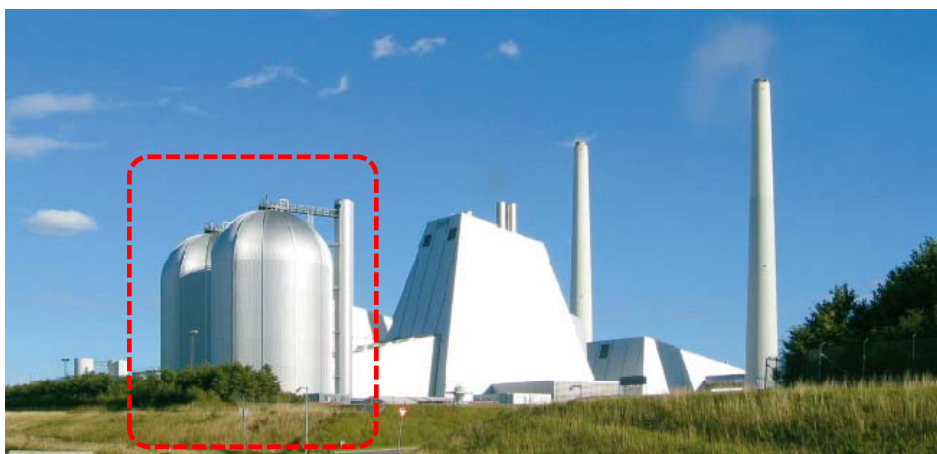
- 随着全社会用电需求增速放缓，以及核电、新能源的大规模发展，火电利用小时预计将逐步下降；
- 实施节能发电调度，降低行业整体能耗和污染物排放水平，火电机组大规模参与电网调峰是大势所趋；
- 将亚临界机组作为调峰机组，可让出负荷，使超（超）临界机组保持较高的出力，减少火电机组煤耗，提高火电总体能效水平。



■ 热电联产机组将增加储热



燃煤机组增加储热系统示意图



丹麦Avedore热电厂

- 我国三北地区以燃煤发电为主，热电机组比重大；在供暖季，热电机组按“以热定电”方式运行，调峰能力仅为10%左右，使得风电消纳问题更为突出；
- 通过增设储热系统，可实现电力生产和热力生产的解耦运行，大幅度提高机组的调峰能力；
- 热电联产机组设置储热系统，实现热电解耦、深度调峰，在国际上已有较多应用。

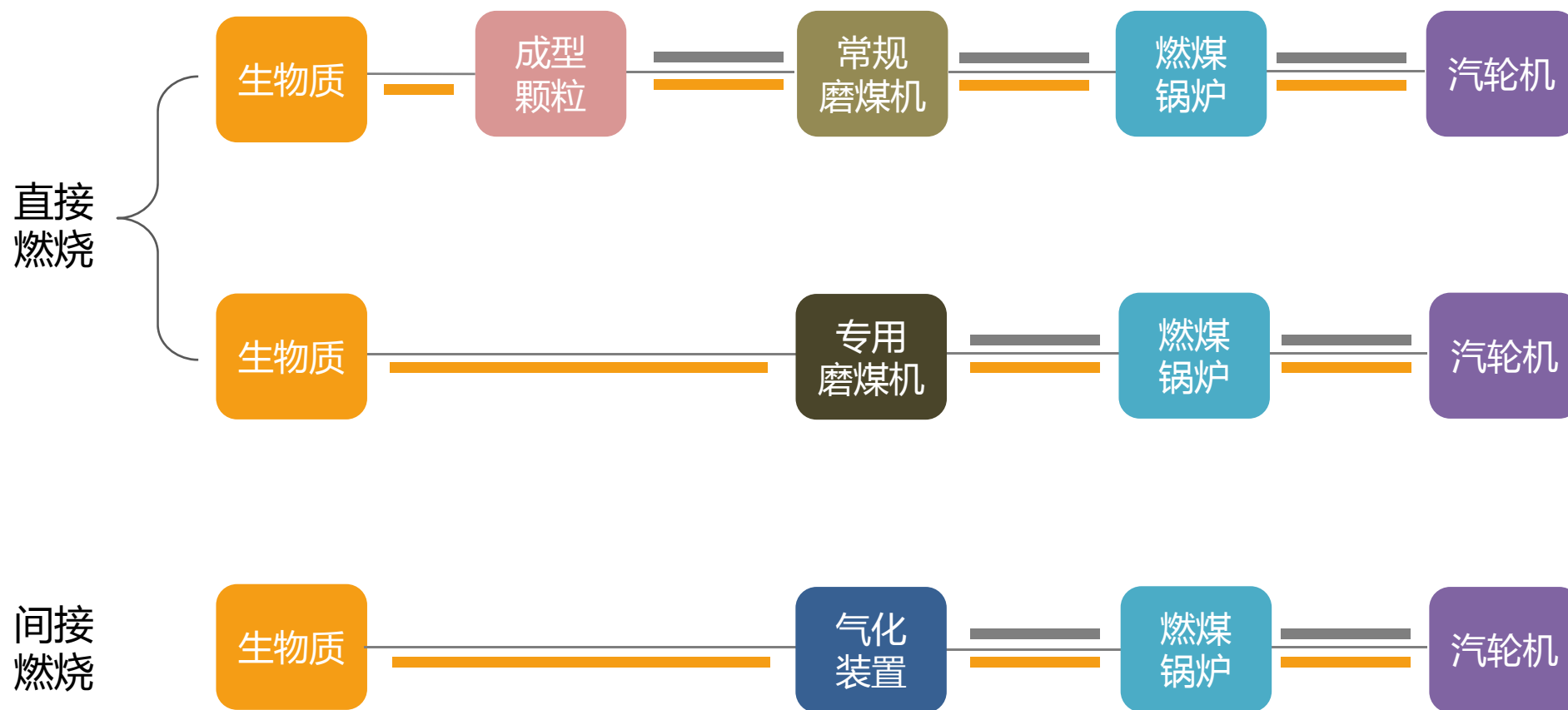
■ 燃煤机组耦合生物质发电将得到广泛应用

- 燃煤机组耦合生物质发电能够有效利用生物质，减少机组燃煤量，有利于燃煤机组节能；
- 生物质是一种清洁的低碳燃料，含硫和含氮量均较低，燃烧后 SO_2 、 NO_x 排放量比煤炭要小得多，燃煤机组耦合生物质发电既可以解决农民散烧废弃秸秆的污染问题，又可以降低燃煤机组本身污染物排放水平；
- 燃煤机组耦合生物质发电能够降低生物质燃料供应风险，提高燃煤机组燃料灵活性。



■ 燃煤机组耦合生物质发电将得到广泛应用

主要技术路线





电力规划设计总院

Electric Power Planning & Engineering Institute

谢谢大家！