



“十三五”电力发展关键问题研究—— 电力过剩、煤电峰值与可再生能源消纳

袁家海

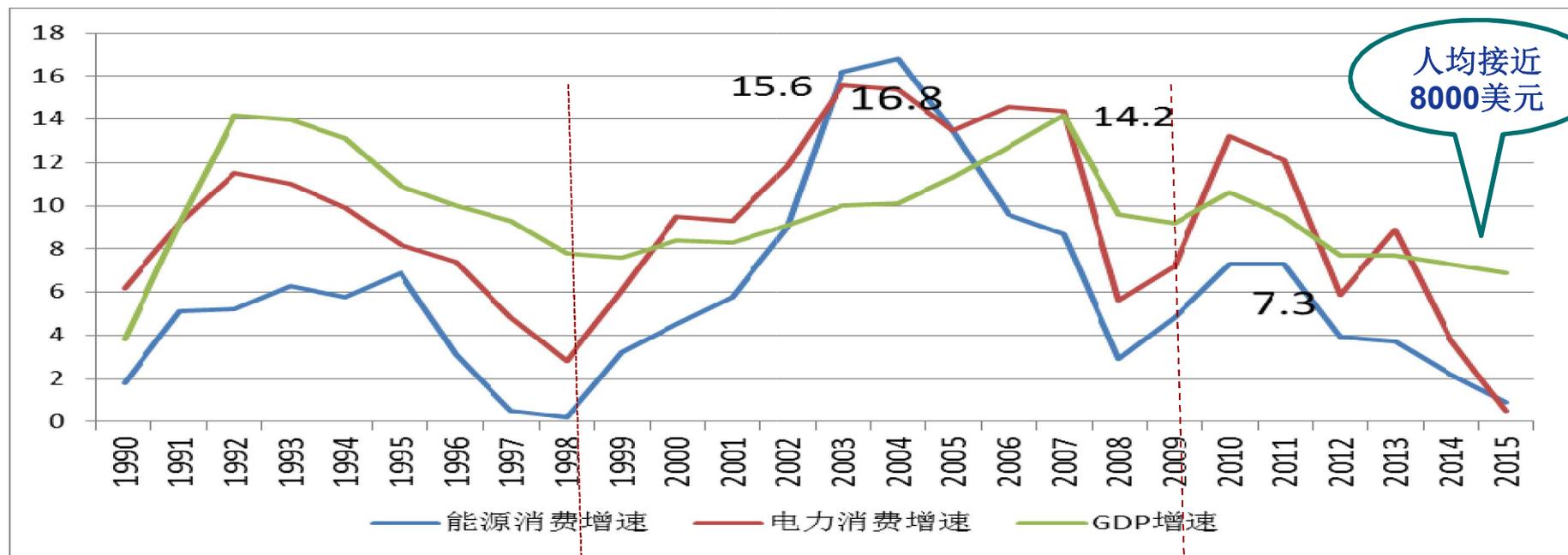
2016.10.26

交流提纲

- ▶ 电力过剩
 - ▶ 从经济周期视角观察电力供应
 - ▶ 电力过剩的定性定量判断
- ▶ 煤电峰值
 - ▶ 已经达峰?
 - ▶ 可行性论证?
- ▶ 可再生能源消纳
 - ▶ 主要挑战
 - ▶ “十三五”展望
- ▶ 研究发现与思考

历史回顾——能源、电力消费与经济增长高度相关

- 1990-1998, 1999-2008存在两个明显的经济周期;
- 能源、电力消费的波动与经济周期性规律高度吻合;
- 2002年从亚洲金融危机复苏后的补偿式增长, 和2009年国家的“强刺激”政策, 使得第二个周期的扩张期明显拉长、而收缩期变短;
- “十三五”期间的经济增长存有很大的不确定性: 长周期探底, 还是长期低迷中?



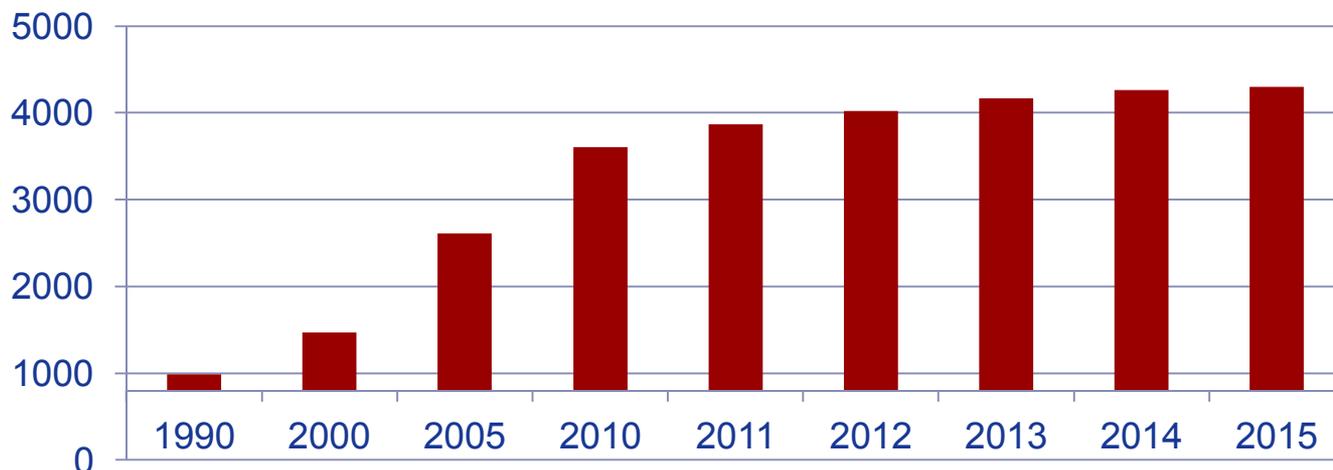
1990-2015年我国GDP\能源\电力年均增速 (%)

历史回顾——一次能源消费增长也进入新常态

- “十五”能源消费增速达到**12%**，受重工业爆发增长直接驱动；
- 2012年**总量达到**40亿吨**标煤后，绝对量的增长显著放缓。尽管“十二五”年均增长仍高达**1.4亿吨**标煤，**2015年**增量仅为**4000万吨**标煤，增速也放缓至**0.9%**。

	八五+九五	十五	十一五	十二五
一次能源增速%	4.1	12.2	6.7	3.6
年均增量 (Mtce)	48	229	199	139

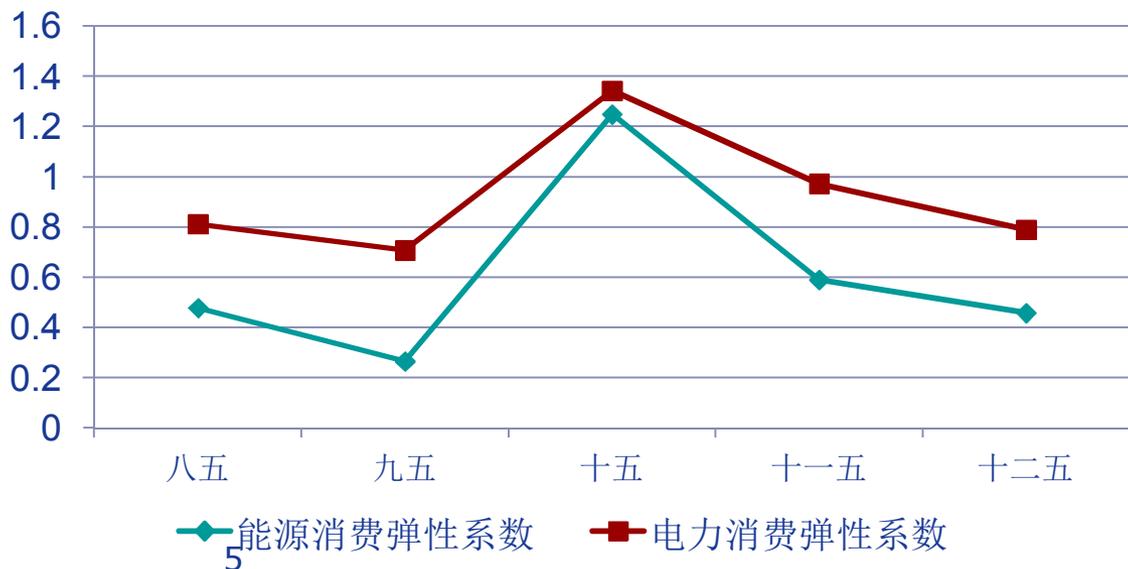
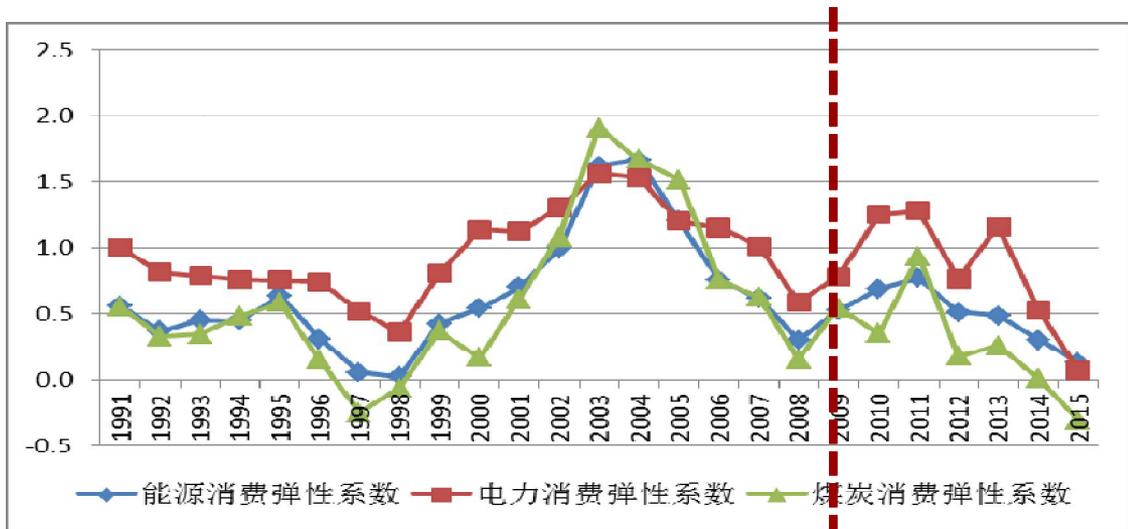
一次能源消费量/Mtce



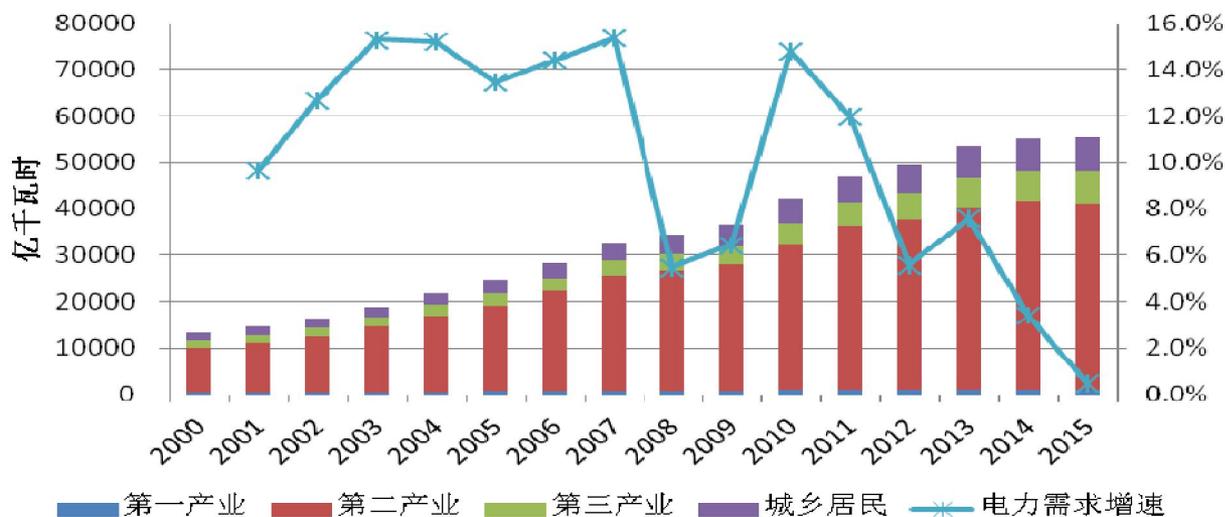
1990-2015年我国一次能源消费总量

历史回顾——从弹性系数看能源与经济增长关系

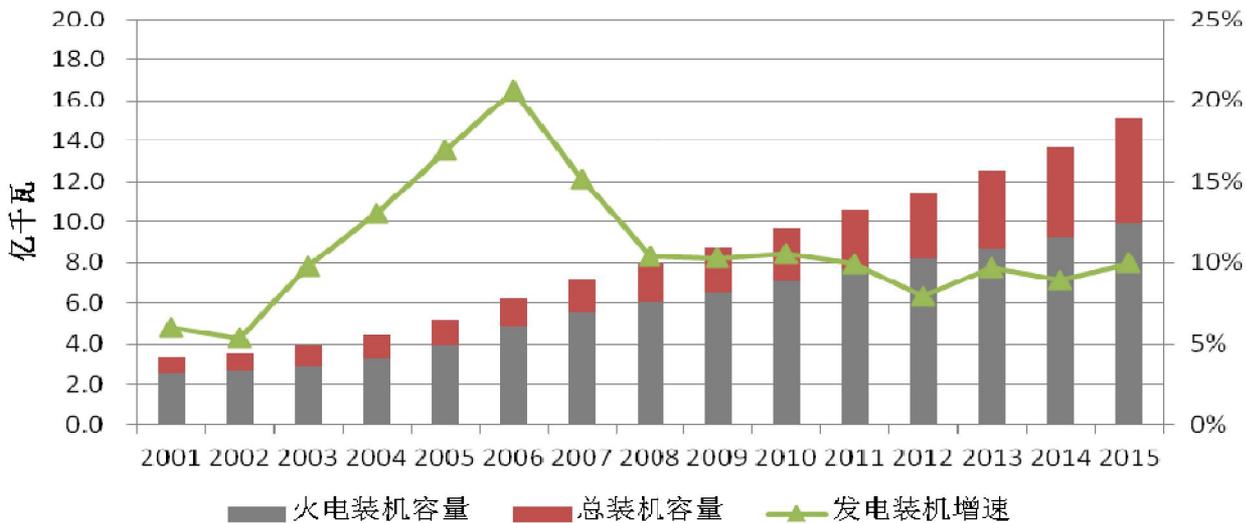
- 2004年电力与能源弹性系数达到超过1.5的峰值，此后下降趋势明显；
- 若没有2009年的强刺激政策，2010年后弹性系数应不会出现反弹；
- 2015年电力弹性系数和能源消费弹性系数都在0.1附近，这从另一个角度说明了经济增长的乏力
- 除2002-2005年外，煤炭消费弹性系数显著低于能源和电力同期，2014、2015出现了煤炭消费与经济增长脱钩的现象
- 未来能源弹性系数会维持低位，电力弹性系数也不会再超过0.5-0.6



历史回顾——电力需求增长与发电装机增长



电力需求增长



发电装机增长

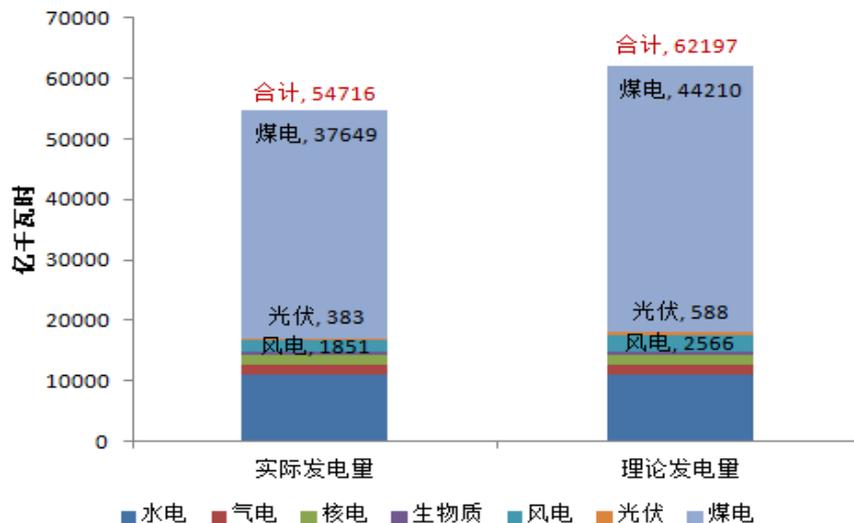
现状分析——既有装机的实际和理论生产能力

2015年电力装机与发电量

	装机容量（万千瓦）	发电量（亿千瓦时）
水电	29666	10985
抽蓄	2271	158
煤电	88419	37649
气电	6637	1658
核电	2608	1695
风电	12830	1851
光伏	4200	383
生物质	1100	495
合计	147731	54716

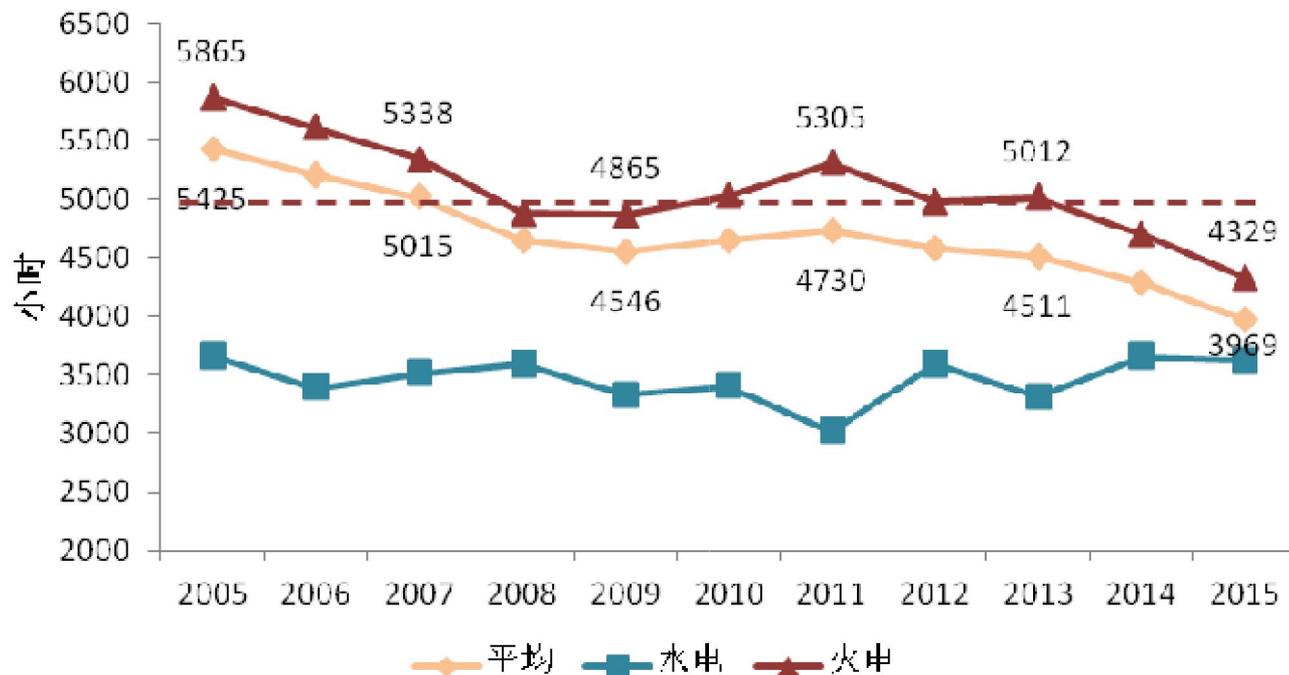
如果煤电、可再生电源机组利用率回归正常水平，目前的电力装机可发多少电？

思考：如果2020年电力需求总量不超过6.5万亿度，2015年已有装机能否满足需求？



仅对比煤电、光伏和风电，其中光伏取集中（1600小时）和分布（1200小时）的平均数1400小时，风电取2000小时，煤电取5000小时。

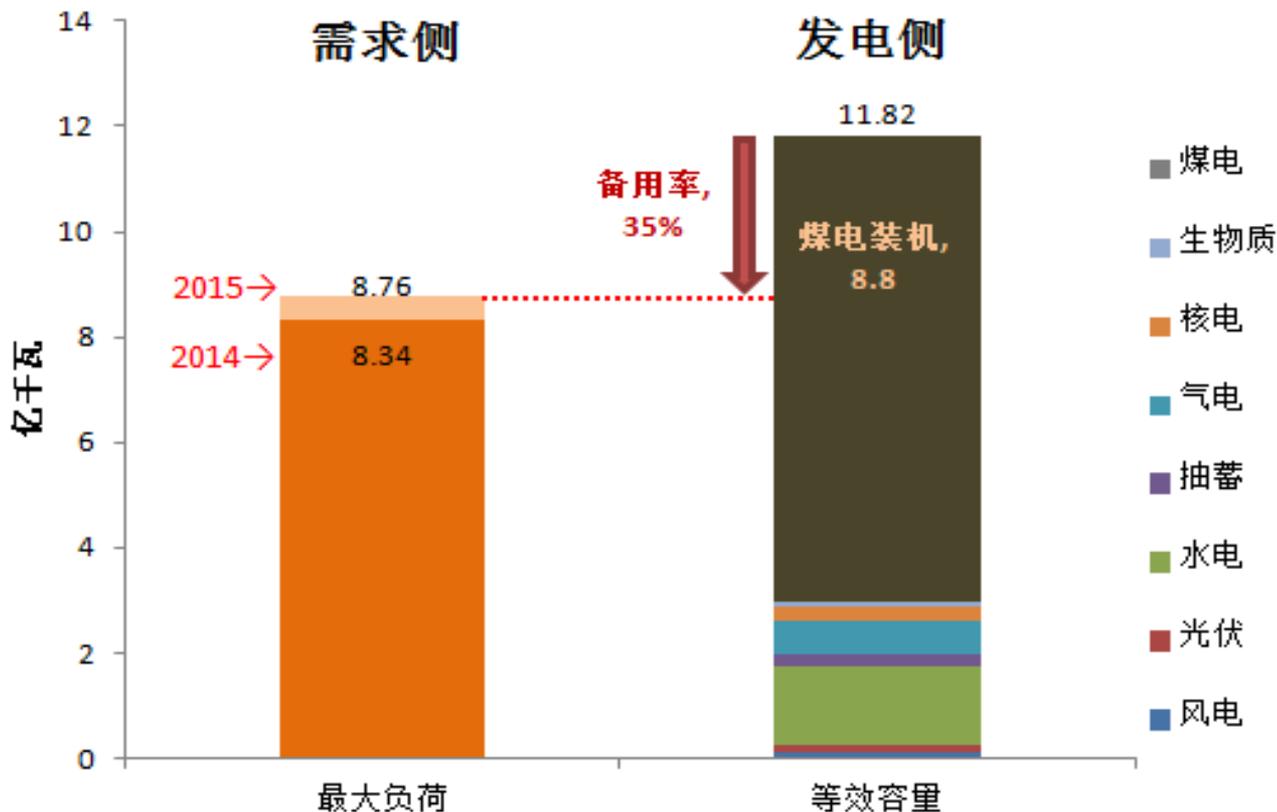
现状分析——发电机组利用小时数逐年走低



2005-2015发电机组年利用小时数

2015年火电利用小时数为47年来历史最低，2016年预计在3900小时左右，按照目前的新增电源和需求增速推测，2017年后会进一步走低

现状分析——系统备用率过高



➤满足最大负荷的备用率是电力系统的一个关键可靠性指标，一般为15%左右。

➤当前，全国平均系统备用率为35%；东北、西北高达50%以上；机组闲置情况非常严重。

电力过剩——基本判断

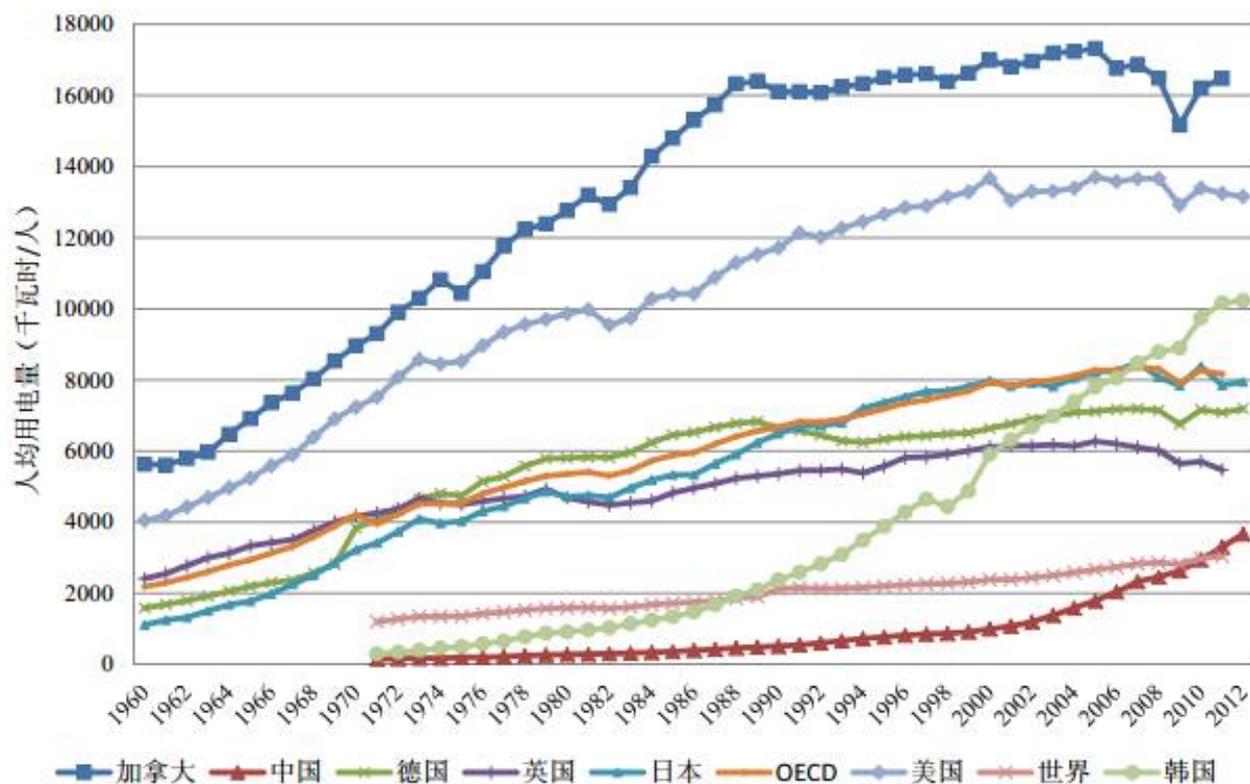
- ✓ 电源增长与电力需求增长逐渐脱节，当前至少存在15%-20%的电源过剩
- ✓ 可再生能源
 - ✓ 从满足2020、2030非化石能源发展目标看，可再生能源不是过多，而是发展得远远不够
 - ✓ 但是，机组闲置严重又暴露了局部过剩、过热，和总体发展模式的深层次问题
- ✓ 煤电：
 - ✓ 阶段性过剩、区域性过剩 vs 永久过剩、普遍过剩？

长期电力需求轨迹下的煤电峰值

- ✓ 我国人均用电量的峰值多高?
 - ✓ 人均6000 vs 8000 vs 10000 千瓦时甚至更高?
- ✓ “十三五” 及其后需求增长的路径?
 - ✓ 继续高速增长，还是进入中低速通道?
- ✓ 电能替代与新型电力需求的不确定?
 - ✓ 新一轮基础设施建设拉动?
 - ✓ 电动汽车?
 - ✓ ……?

对“十三五”电力供需形势的分析与判断

- ❖ 2012年中国人均用电量为3667千瓦时，相当于美国1959年、英国1965年、日本1972年、韩国1995年的人均用电水平。



人均用电量的国际比较

研判：电力需求增长进入中低速通道

对电力需求展望设定了高低两个情景，作为电力规划的基础

	全社会用电量（亿千瓦时）		电力需求增速（%）	
	低情景	高情景	低情景	高情景
2015	55500	55500		
2016	56610	57720	2.0%	4.2%
2017	57742	60028	2.0%	4.2%
2018	59185	62429	2.5%	4.2%
2019	60665	64927	2.5%	4.2%
2020	62182	67524	2.5%	4.2%
2025	70353	78278	2.5%	3.0%
2030	77675	88565	2.0%	2.5%

电源规划与煤电峰值展望

取2020年煤电利用小时数4500小时，2030年煤电利用小时4300小时，据此规划出来高情景下的煤电装机规模是2020年峰值9.2亿千瓦，随后进入平台期。

2016-2030年电力装机规划（高情景） 单位：万千瓦

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
水电	29666	30500	31400	32300	33200	34000	39500	44000
抽蓄	2271	2500	2800	3200	3600	4000	11000	15000
煤电	88419	85049	87274	88675	90255	92000	92000	92000
气电	6637	7200	7800	8500	9200	10000	15000	20000
核电	2608	3450	3600	4300	5000	5800	12500	19000
风电	12830	15000	17500	20000	22500	25000	35500	43000
太阳能 (PV)	4200	6400	8600	10800	13000	15000	21000	30000
太阳能 (CSP)	-	50	100	300	600	1000	4800	7600
生物质	1100	1150	1200	1280	1340	1400	1700	2000
合计	147731	151299	160274	169355	178695	188200	232500	272600

电源规划与煤电峰值展望

若采用低速增长假设，则煤电规模在**2016-2017**年达到**8.23**亿千瓦就达到装机峰值，之后进入加速下降通道。

换言之，如果**2016-2017**年电力需求增长年均**2%**内，**2018-2020**年均增长**2.5%**内，煤电规模维持**2014**年的水平就足够支撑电力需求。

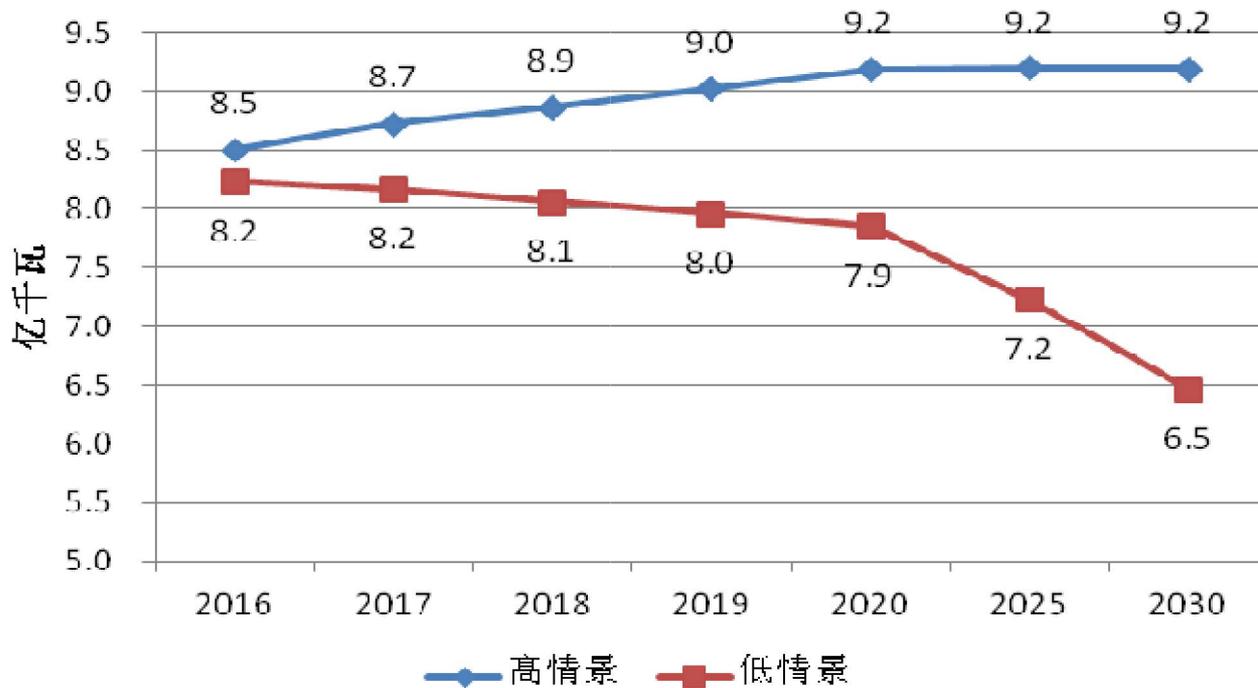
2016-2030年电力装机规划（低情景） 单位：万千瓦

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
水电	29666	30500	31400	32300	33200	34000	39500	44000
抽蓄	2271	2500	2800	3200	3600	4000	11000	15000
煤电	88419	82336	81679	80664	79671	78596	71968	64686
气电	6637	7200	7800	8500	9200	10000	15000	20000
核电	2608	3450	3600	4300	5000	5800	12500	19000
风电	12830	15000	17500	20000	22500	25000	35500	43000
太阳能 (PV)	4200	6400	8600	10800	13000	15000	21000	30000
太阳能 (CSP)	-	50	100	300	600	1000	4800	7600
生物质	1100	1150	1200	1280	1340	1400	1700	2000
合计	147731	148586	154679	161344	168111	174796	212968	245286

注：2015年为实际数。

煤电理想规模

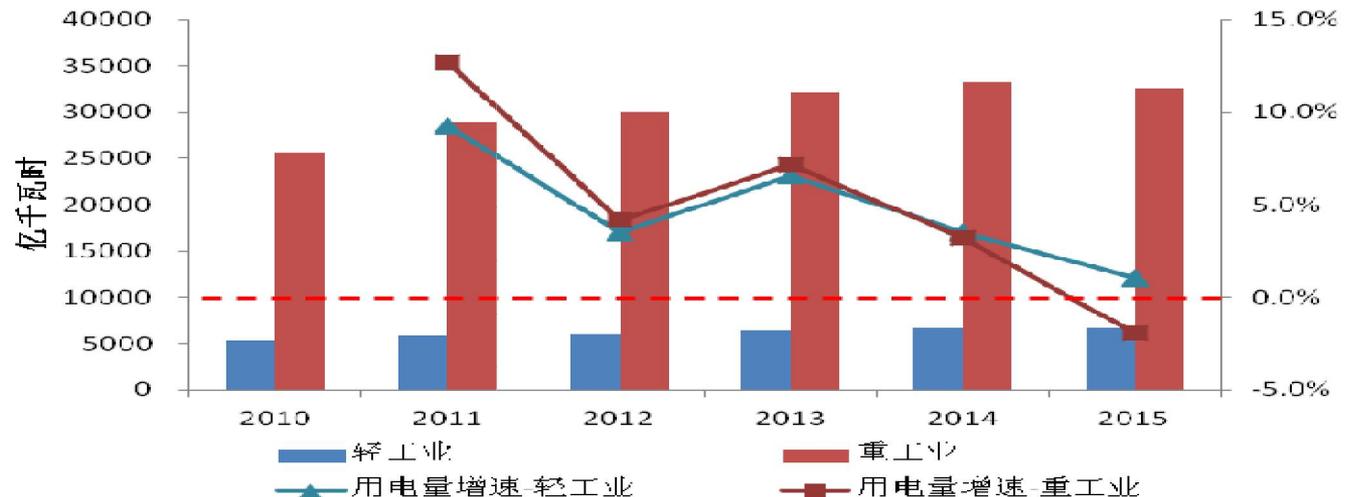
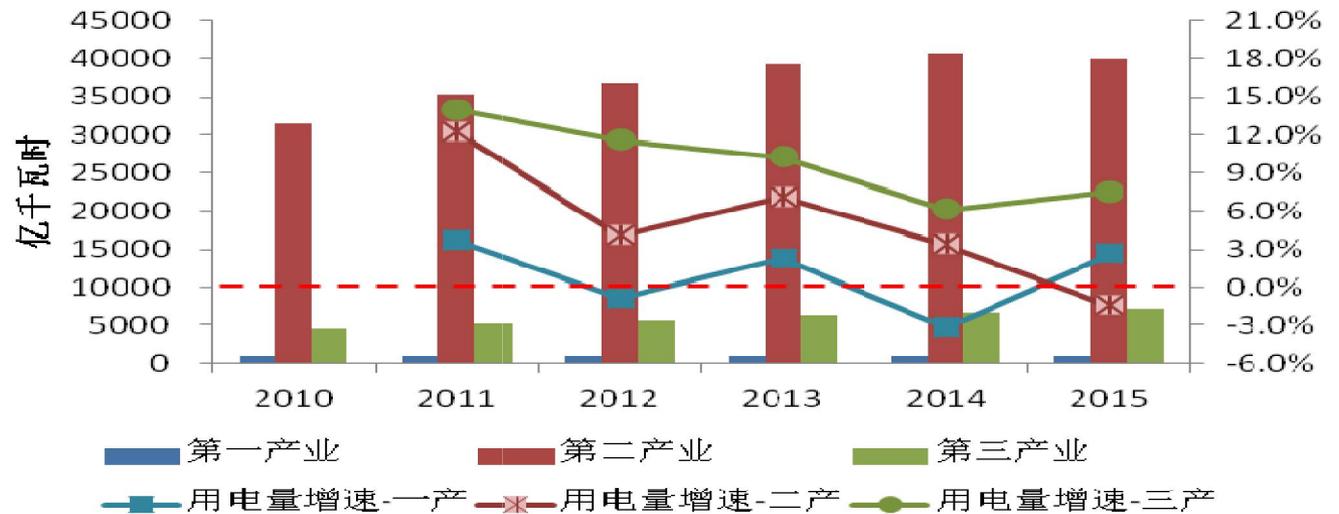
高、低两个情景的煤电发展空间因为电力需求的差异呈现出截然不同的两条路径，高情景下，我国煤电合理发展空间将于**2020年**达峰，而低情景下，煤电合理发展空间于**2016年**达峰后一直处于下降通道。



2016-2030年我国煤电发展空间

不确定性—电力需求

二产，特别是重工业电力需求进入平台期，是2014年以来电力需求的新特征！把握“十三五”及其后电力需求趋势，重工业的用电增长态势是其关键！



不确定性—电力需求

- 为了系统探讨我国未来电力需求的发展空间，报告采用情景分析法讨论电力需求的发展空间。

电力需求参数假设与情景设定

	变化趋势	情景1 (低限)	情景2	情景3	情景4 (基准)	情景5	情景6 (高限)
第一产业	正常增长	√	√	√	√	√	√
采掘业	正常增长	√	√	√	√	√	√
四大高耗能产业	微增长					√	√
	零增长			√	√		
	负增长	√	√				
传统制造业	高速增长		√		√		√
	正常增长	√		√		√	
新兴制造业	高速增长		√		√		√
	正常增长	√		√		√	
第三产业	高速增长		√		√		√
	正常增长	√		√		√	
居民生活	高速增长		√		√		√
	正常增长	√		√		√	

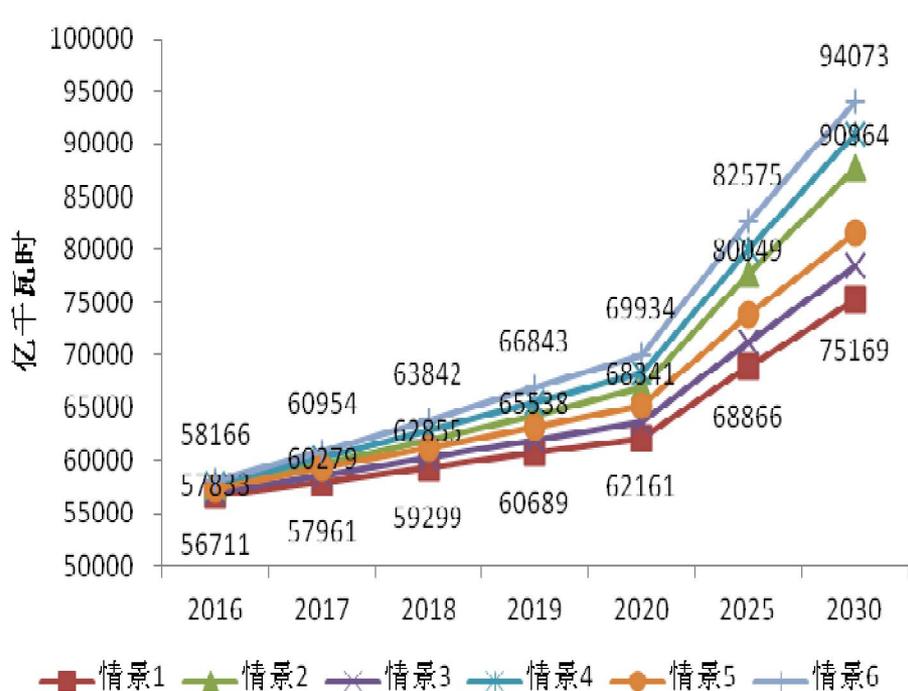
不确定性—电力需求

电力需求参数假设

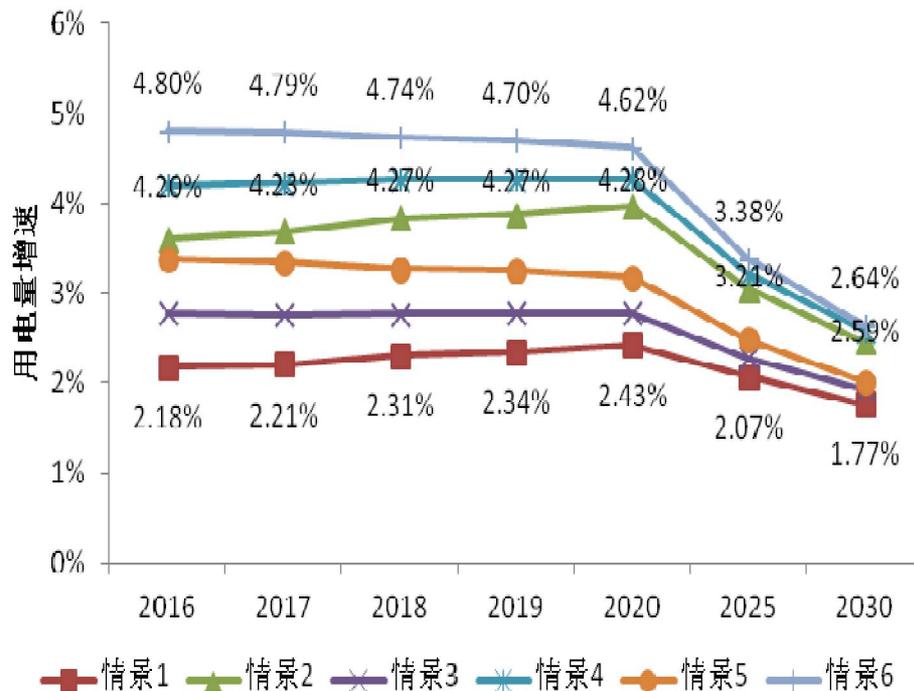
	变化趋势	2016	2017	2018	2019	2020	2021 ~2025	2026 ~2030
第一产业	正常增长	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.8%	0.8%
采掘业	正常增长	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	0.8%	0.8%
四大高耗能产业	微增长	2.0%	2.0%	1.8%	1.8%	1.6%	1.0%	0.6%
	零增长	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	负增长	-2.0%	-2.0%	-1.8%	-1.8%	-1.6%	-1.2%	-1.2%
传统制造业	高速增长	4.0%	3.9%	3.9%	3.8%	3.8%	2.4%	1.5%
	正常增长	2.0%	1.9%	1.9%	1.8%	1.8%	1.6%	1.2%
新兴制造业	高速增长	8.0%	7.8%	7.5%	7.3%	7.0%	5.0%	4.0%
	正常增长	4.0%	3.9%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%	3.0%
第三产业	高速增长	10.0%	9.8%	9.6%	9.3%	9.0%	6.0%	4.6%
	正常增长	8.0%	7.8%	7.6%	7.4%	7.2%	4.6%	3.6%
居民生活	高速增长	8.0%	7.8%	7.6%	7.4%	7.2%	6.0%	4.6%
	正常增长	6.0%	5.8%	5.6%	5.6%	5.4%	4.6%	3.6%

不确定性—电力需求

- 从各情景的分析结果来看，2020年我国全社会用电量为6.22-6.99万亿千瓦时，“十三五”期间用电量年均增速2.29%-4.73%。
- 2030年全社会用电量达到7.52-9.41万亿千瓦时。



不同情景下电力需求的综合比较



不同情景下电力需求增速比较

煤电规划目标

- 以一个较乐观的电力需求情景为基础的电力规划目标具有较高的可靠性，同时考虑了各个产业用电量正常增长的同时还预留了一部分增长空间。将电力需求高情景（年均**4.2%**）作为基准情景，并以其对应的电源规划目标作为煤电产能过剩规模核算的依据。
- 基准情景下，我国煤电发展空间预计在**2020**年达峰，峰值约为**9.2**亿千瓦，随后进入**10**年左右的平台期。
- 同时，分别从**电量平衡、资源裕度和灵活性**三个角度对其科学性进行讨论。

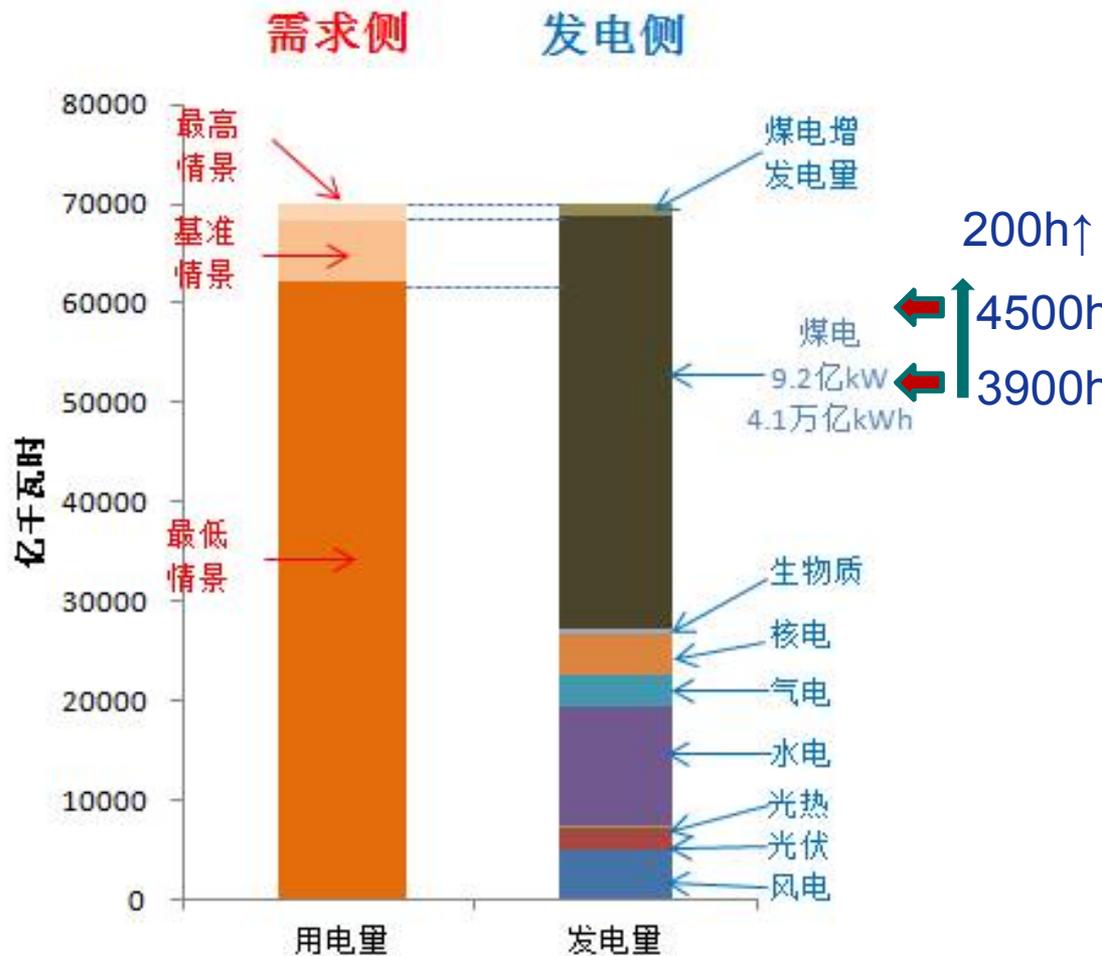
煤电规划目标

■ 从电量平衡看煤电规划目标

最低情景对应的年均用电增速是2.29%，全社会用电量6.2万亿千瓦时；

基准情景中年均增速为4.2%，全社会用电量6.8万亿千瓦时；

最高情景中年均增速为4.73%，全社会用电量达7.0万亿千瓦时



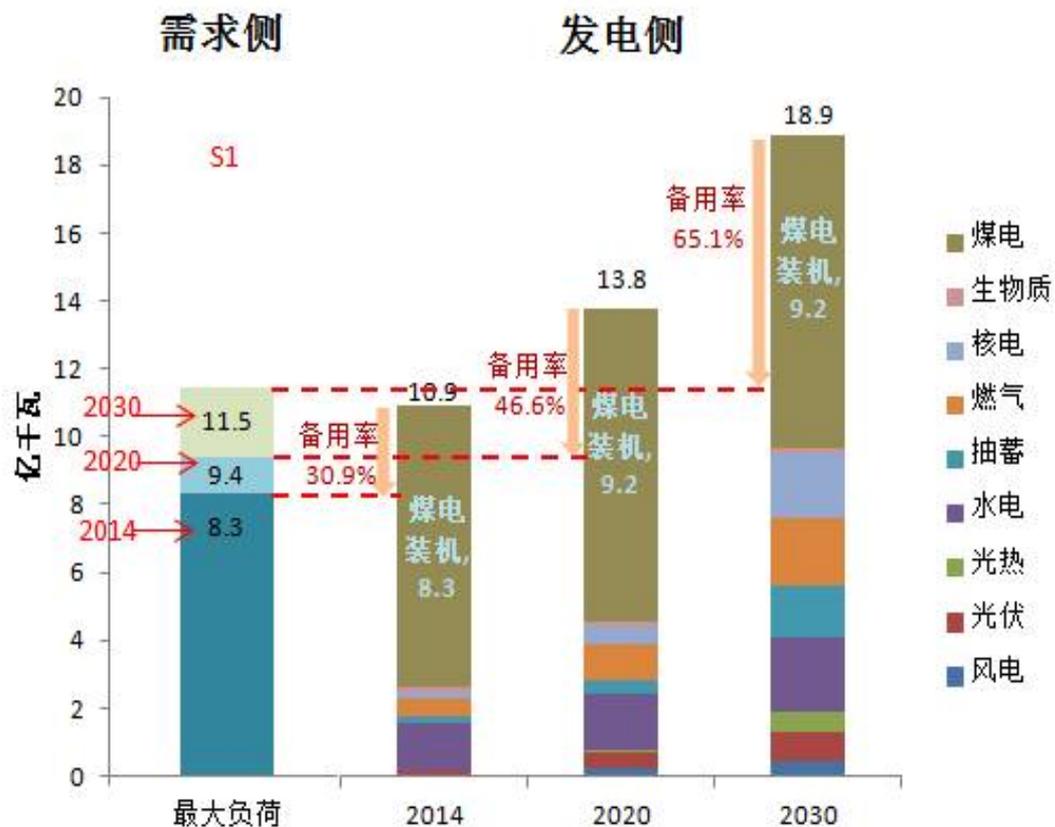
煤电规划目标

■ 从资源裕度角度看煤电规划目标

此处假设了3个情景来讨论我国最大负荷的变化以及备用率的差异，分别为S1，S2和S3。

最大负荷年均增速情景设定

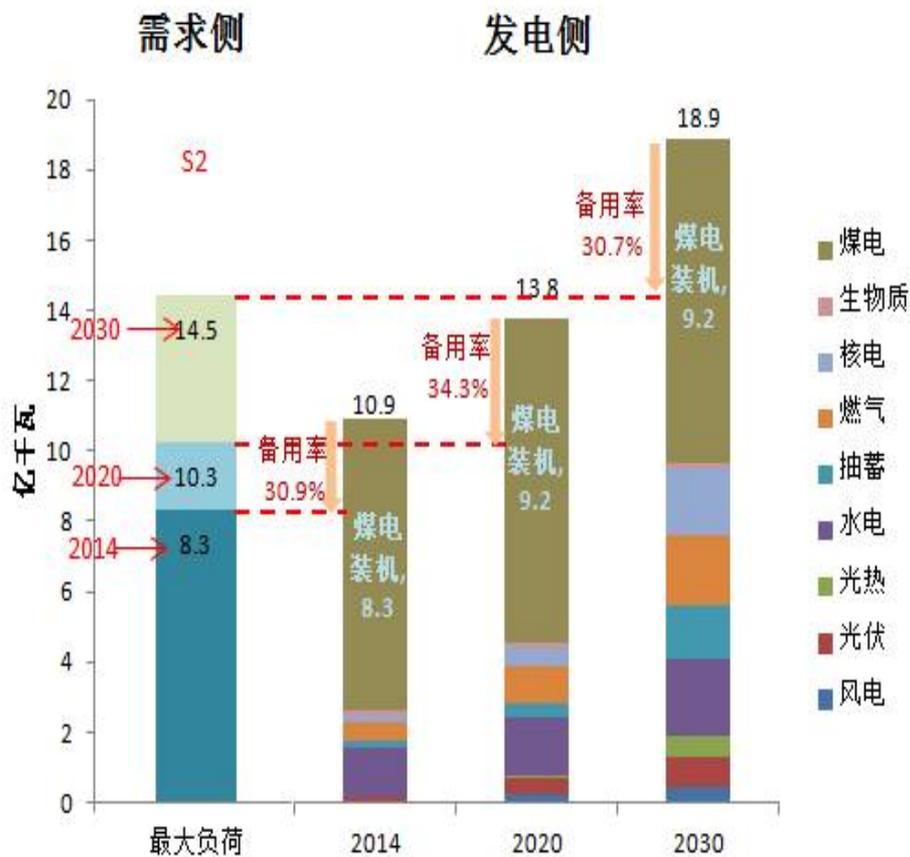
	2015-2020	2021-2030
S1	2.00%	2.00%
S2	3.50%	3.50%
S3	5.00%	3.50%



S1情景下最大负荷增长与等效可用容量比较

煤电规划目标

从资源裕度角度看煤电规划目标



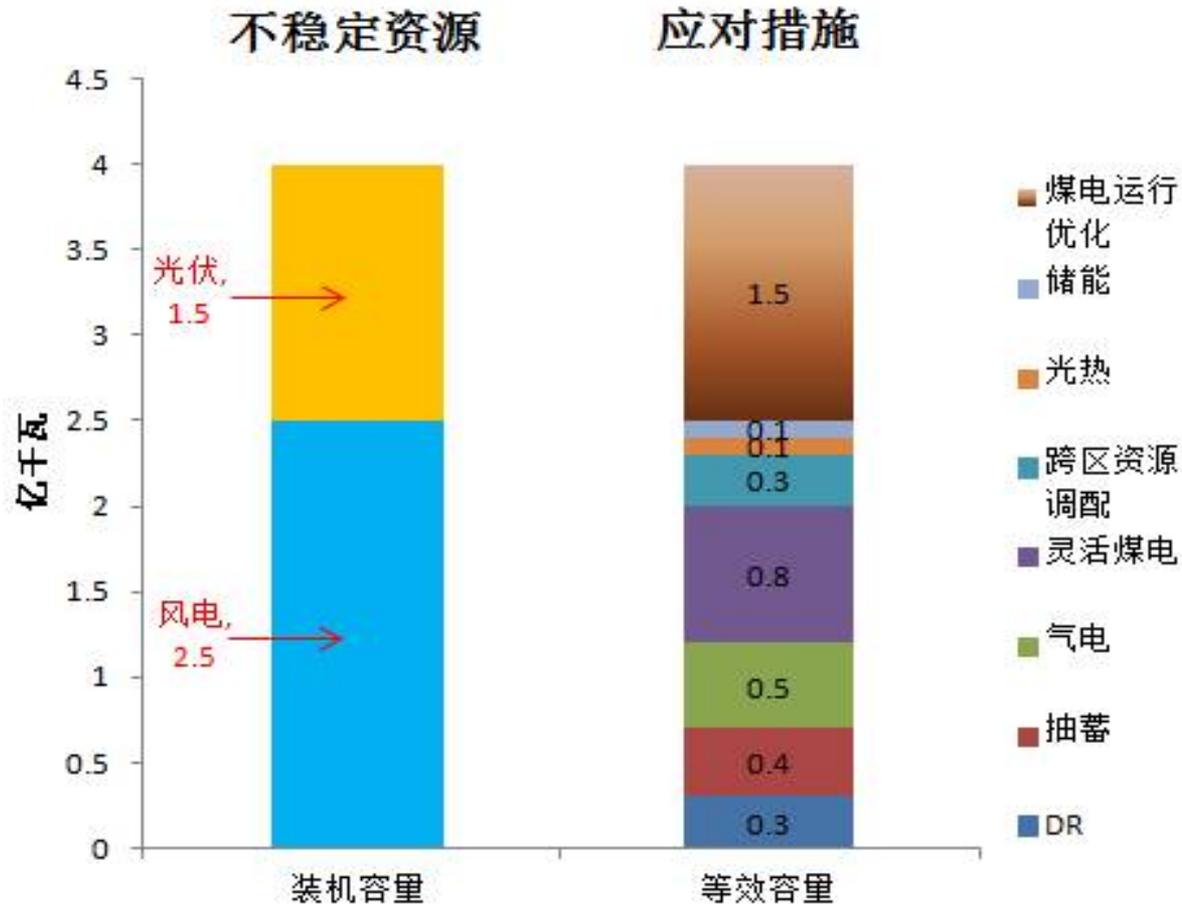
S2情景下最大负荷增长与等效可用容量比较



S3情景下最大负荷增长与等效可用容量比较

煤电规划目标

■ 从灵活性角度看煤电规划目标



间歇性电源与灵活性应对措施

煤电产能过剩规模估算

□ 据统计，截止**2015**年底，全国共有**2亿千瓦**煤电项目在建，另有约**1.6亿千瓦**煤电项目仍有可能获得批准，其中**1.1亿千瓦**的项目受到“急刹车”文件影响。

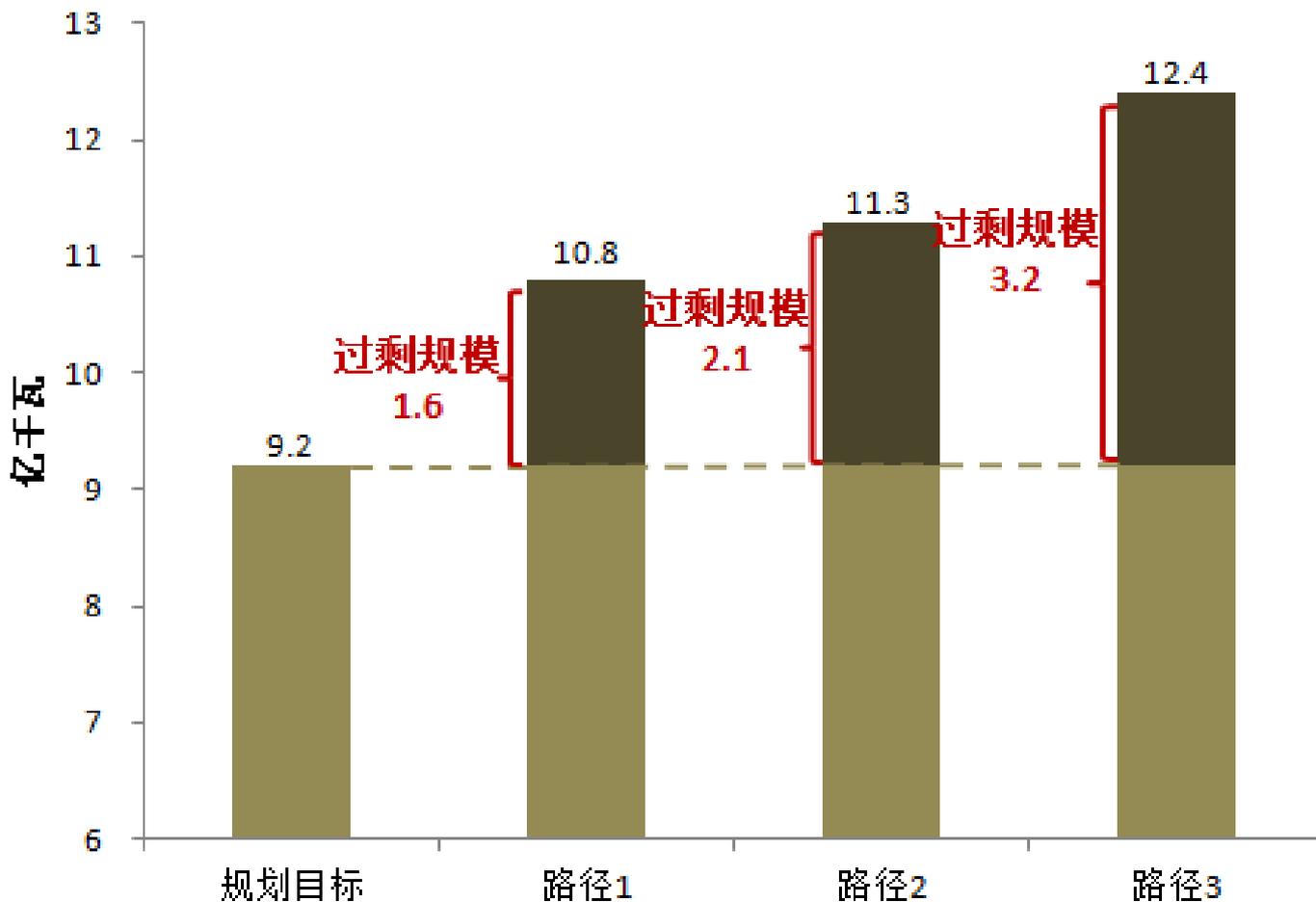
□可预见的煤电发展路径

✓ 路径**1**：所有待建项目均停止，仅**2亿**在建煤电项目有序投产。

✓ 路径**2**：对于煤电**3.6亿千瓦**（**2亿千瓦**在建项目+**1.6亿千瓦**待建项目）的潜在新建容量，除了受到“急刹车”文件影响的**1.1亿千瓦**煤电项目，其余的**2.5亿千瓦**煤电项目将陆续投产。

✓ 路径**3**：共计**3.6亿千瓦**的煤电新增容量在未来将陆续投产，这相当于是煤电发展最糟糕的情景。从目前主管部门密集发布的调控政策来看，该情景不太可能出现，本报告仅从研究角度来讨论其发展路径。

煤电产能过剩规模估算



2020年煤电不同发展路径与规划目标比较

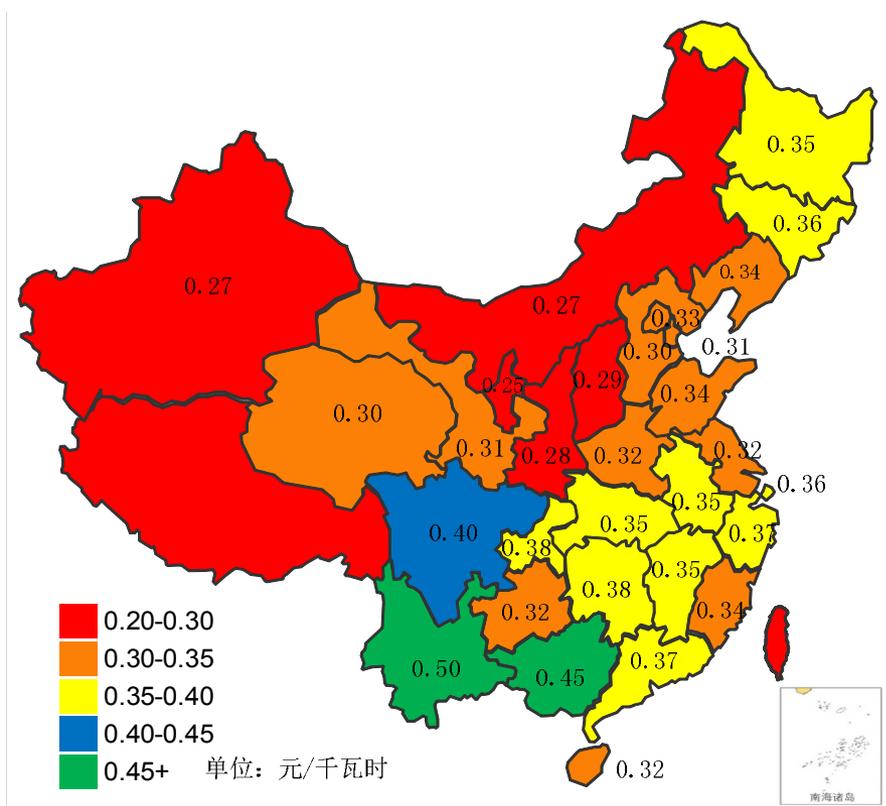
过剩对煤电经济性的影响

□ 设定三个情景展望煤电经济性：

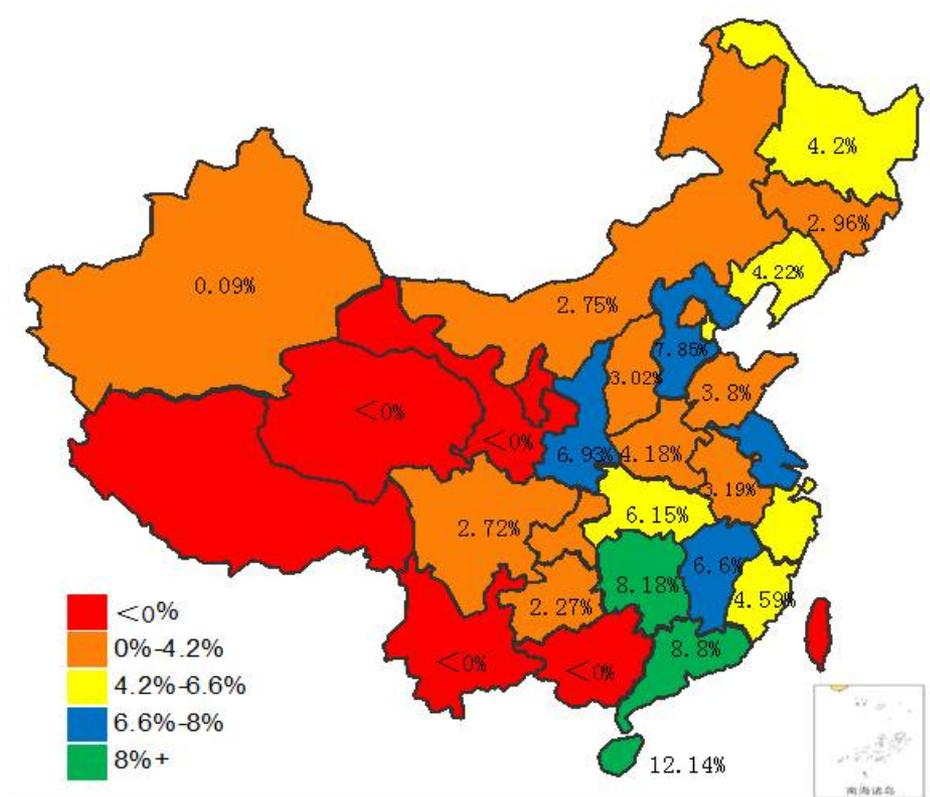
- ✓ **基准情景（2015年）**：根据各省份当年实际煤价、上网电价、直购电比例和利用小时数等参数估算的新建煤电项目的资本金投资回报率。
- ✓ **展望情景1（2020年）**：考虑上网电价下调、超低排放改造、全国碳市场运行、直购电量比例进一步提高、直购电价水平进一步降低等因素；
- ✓ **展望情景2（2020年）**：还考虑了在建项目全部建成对煤电利用小时的影响。

煤电经济性分析

✓ 展望情景2（2020年）：除了上述政策因素外，还考虑了在建项目全部建成对煤电利用小时的影响。



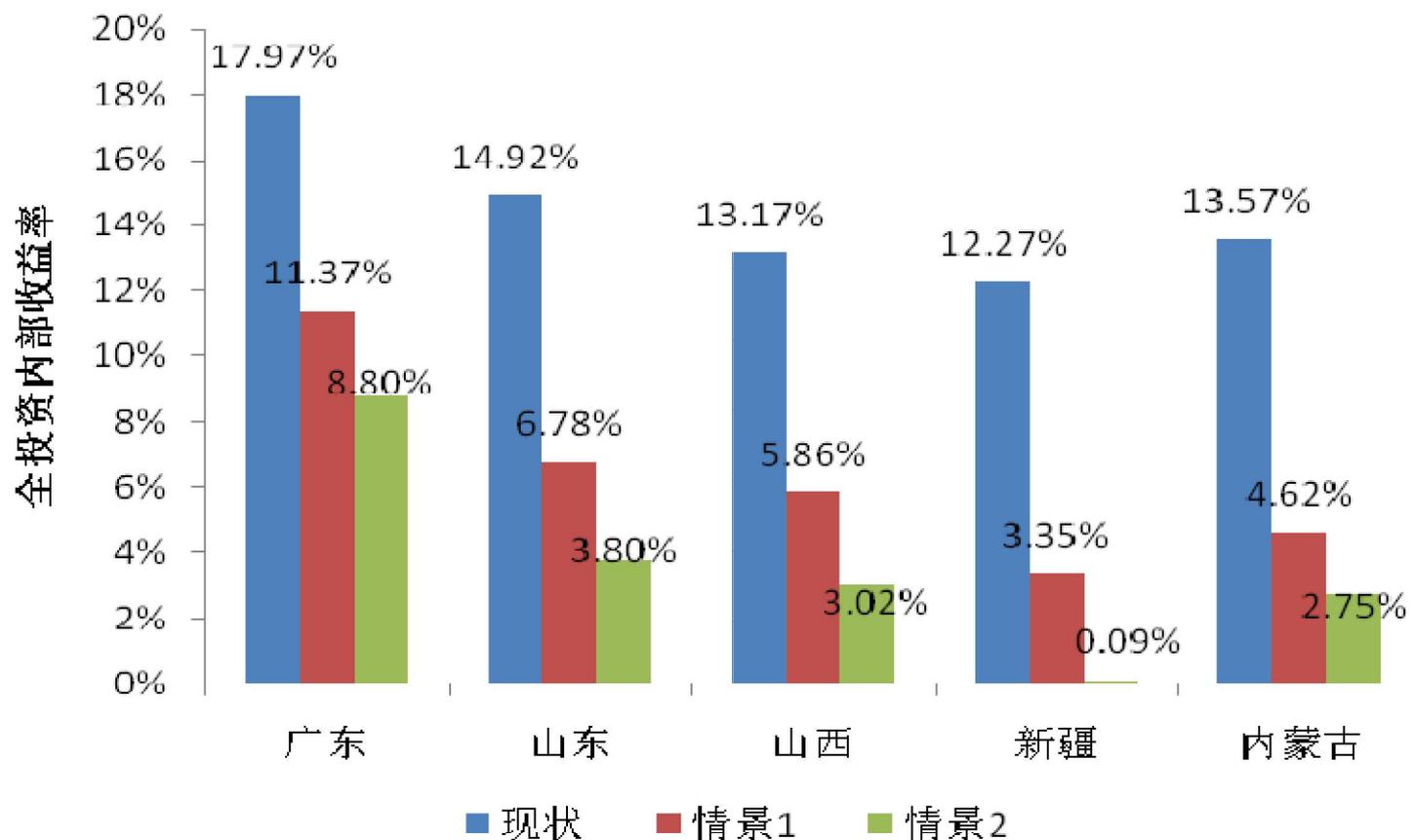
展望情景2-全国各省煤电LCOE



展望情景2-全国各省煤电全投资IRR

煤电经济性分析

✓ 典型省（区）分析



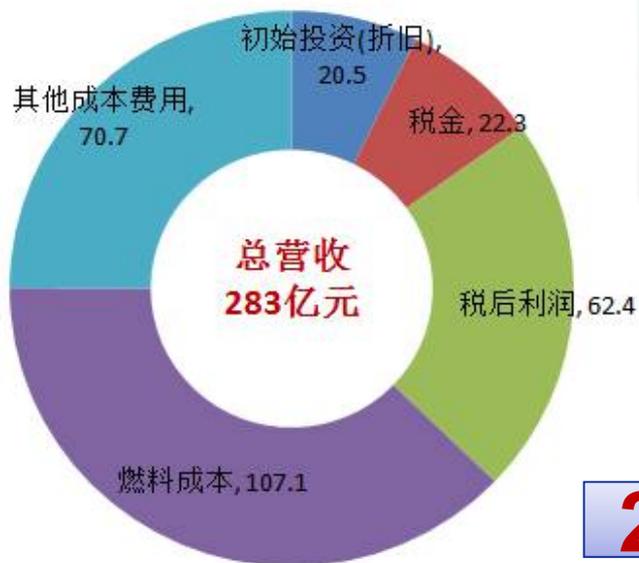
典型省份全投资内部收益率变化趋势

煤电经济性分析

□ 煤电调控任重道远——搁浅资产的经济代价巨大！

60万千瓦煤电厂经济性关键参数假设

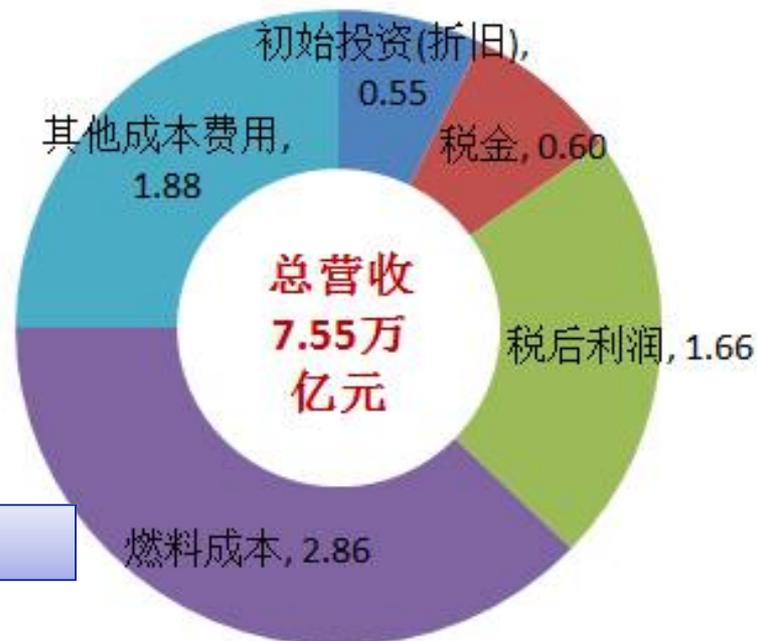
上网电价（元/kWh）	煤价（元/吨煤）	利用小时数	直购电比例	直购电下电价降幅（元/kWh）
0.37	321	4500	10%	0.06



搁浅资产价值=
初始投资+税金
+正常回报要求

过剩1.6亿千瓦

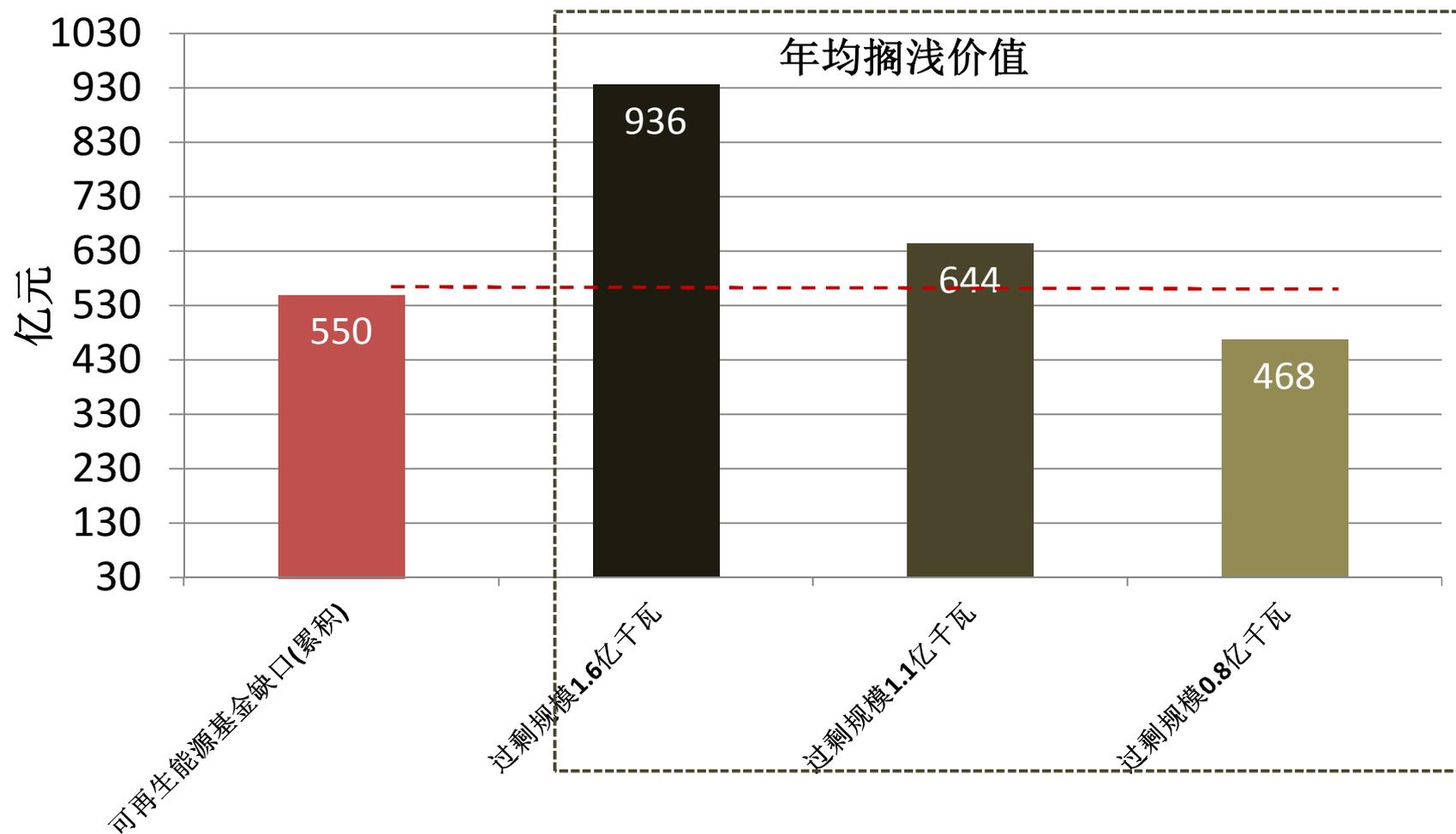
2.8万亿！！



60万千瓦煤电厂投入产出情况
(亿元)

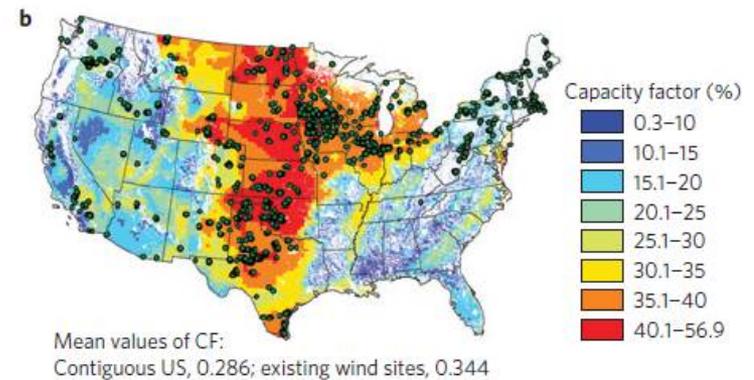
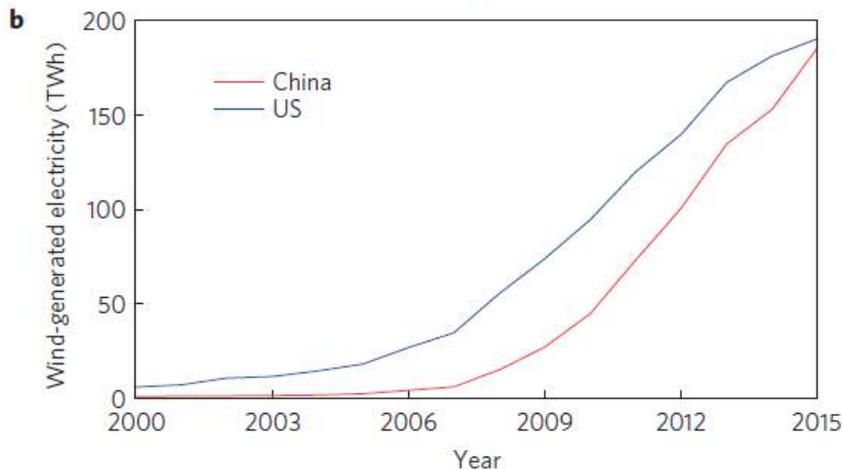
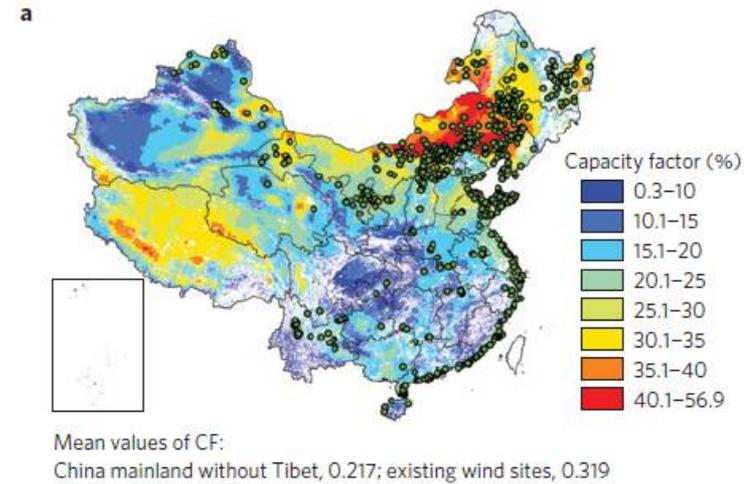
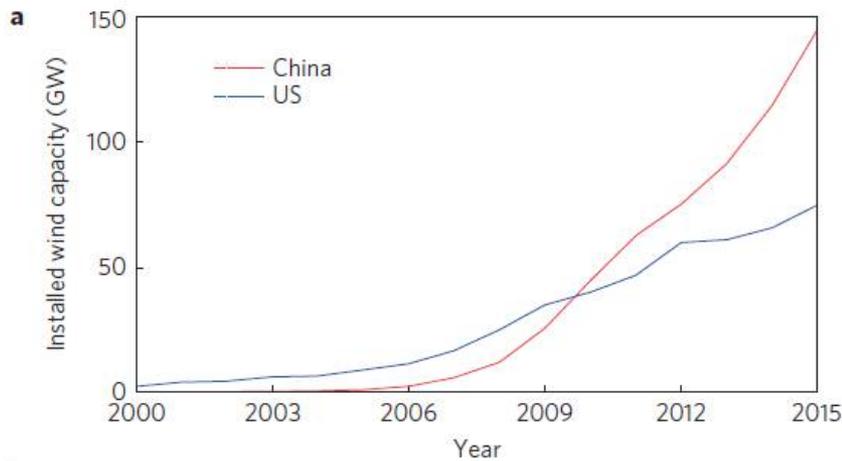
过剩1.6亿千瓦煤电的经济代价
(万亿元)

煤电经济性分析



可再生能源发展

- ▶ 可再生装机规模全球第一，机组闲置严重，利用效率低下
- ▶ 发展速度迅速，但2015年5%电力的占比仍距国家目标相距甚远



可再生能源发展——总体政策框架

❖ 政策框架

- 可再生能源法
- 标杆电价政策（煤电标杆电价+可再生能源补贴）（落实不力）
- 可再生能源电价附加（基金欠账严重）
- 可再生能源发展财政专项基金
- 可再生能源配额制（2016年引入，未落实）

可再生能源发展——近期政策梳理

2015.03

- 《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》

2015.11

- 《关于有序放开发用电计划的实施意见》

2016.02

- 《关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》

2016.03

- 《**2016年**能源工作指导意见》

2016.03

- 《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》

2016.05

- 《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》

2016.07

- 《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》

可再生能源发展政策评价

□ 风电利用小时数无法得到切实保障

2016年5月，主管部门对不同资源区核定了保障收购年利用小时数，然而从2016年上半年的利用水平来看，风电机组利用水平很难得到切实保障。

2016年上半年风电重点地区风机利用水平

地区	保障数	2016年上半年	完成比例
内蒙古	2000	1024	51.2%
新疆	1900	578	30.4%
甘肃	1800	590	32.8%
吉林	1800	677	37.6%
黑龙江	1900	836	44.0%

可再生能源发展政策评价

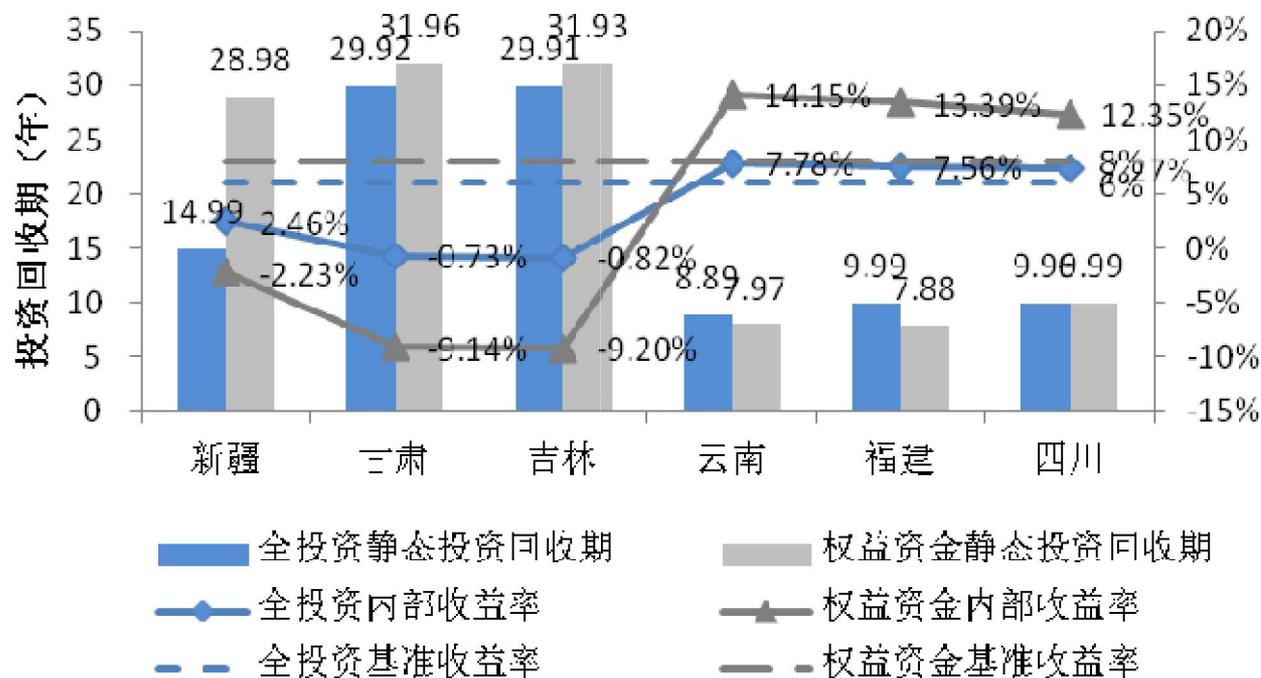
□风电上网电价无法得到切实保障

- ✓2016年7月，云南省物价局提议，“参照云南省水电企业平均撮合成交价作为云南省风电、光伏标杆上网结算电价”。
- ✓2016年7月，甘肃省下发文件，决定“弃水保风光”，交易原则中规定，新能源发电企业参与交易时在每度电上至少要让利**0.25元**才有可能拿到发电权。
- ✓2016年6月内蒙古自治区进行了蒙西电网首次电力无限价挂牌交易，其中风电参与交易价差为：**0.2272元/千瓦时**，折算上网电价**0.05元/千瓦时**。
- ✓2015年，在直购和发电权交易等政策已有所实施的情况下，国内有些新能源企业已将区域标杆电价全部让出，为了获得部分发电权，发出零电价信号，仅得国家补贴。

可再生能源发展政策评价

□ 风电投资收益无法托底

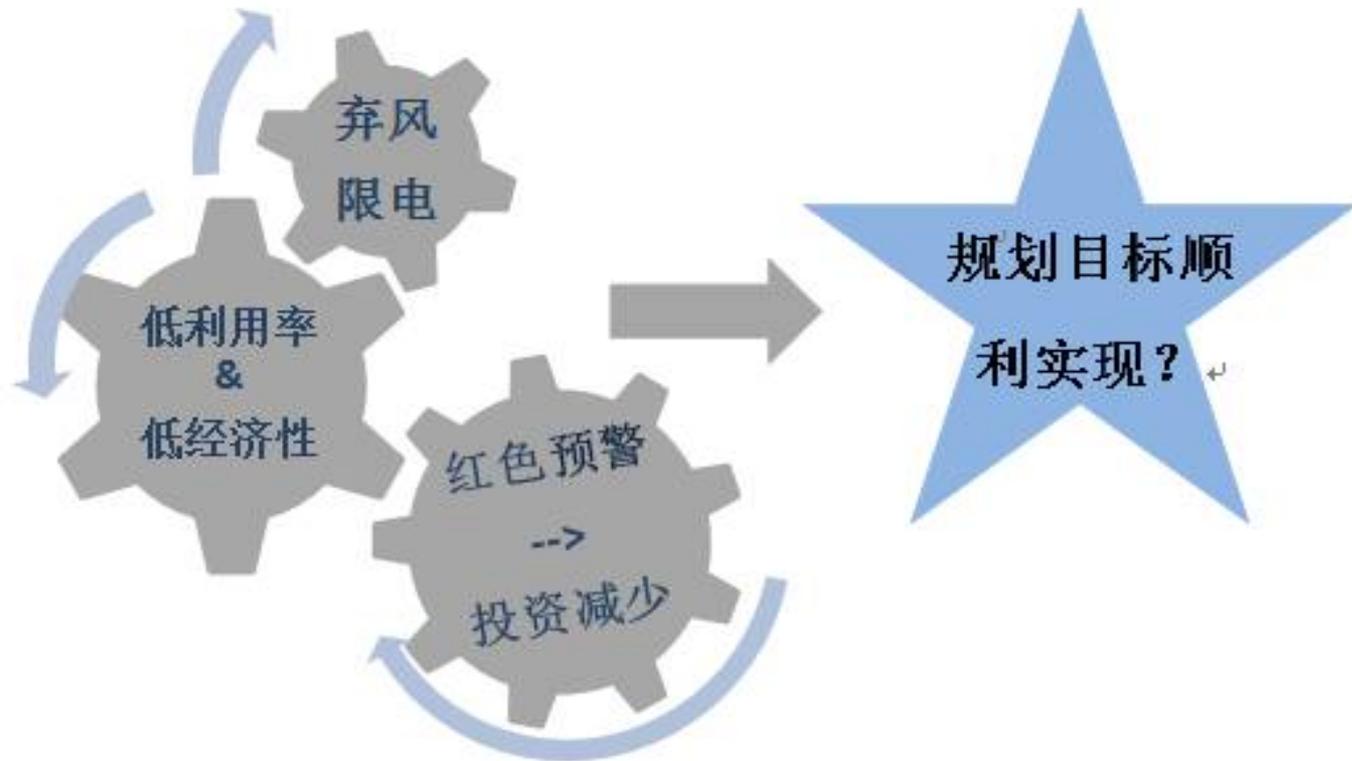
一方面风电利用小时数无法得到保障，另一方面，风电上网电价也面临调整的风险，这样一来，风电项目的投资收益水平必然成为一个问题。



典型省份风电项目经济性现状

可再生能源发展政策评价

□ 低经济性下，“十三五”规划目标能否完成？



风电经济性与规划目标

可再生能源发展政策评价

□ 市场化发展机制有待建立

- ✓ “**现有补贴模式难以维系**”：从**2016年1月1日**起，可再生能源电价附加征收标准从之前的**1.5分/千瓦时**提高到**1.9分/千瓦时**。从颁布通知到正式执行仅两天之隔，一定程度上反映了增加附加满足补贴的紧迫性。然而，可再生能源基金的欠账依然超过**500亿元**
- ✓ “**市场化是方向，也是地方政府的自发选择**”：“**降价消纳**”成了地方政府电改方案中消纳可再生能源的“**不二**”选择。
- ✓ “**两难选择**”：如何通过市场化机制保障可再生能源的可持续发展？

可再生能源发展政策建议

□在市场化方向下补贴和价格模式，由“FIT”向“FIP”转变

1st

• 收益=标杆上网电价（FIT）*保障电量

2nd

• 收益=市场交易电价*市场交易电量+标杆上网电价（FIT）*保障电量

3rd

• 收益=（市场交易电价+浮动补贴（FIP））*市场交易电量

4th

• 收益=（市场交易电价+固定补贴（FIP））*市场交易电量

5th

• 补贴退出：收益=市场交易电价*市场交易电量

风电发展政策模式转变路径

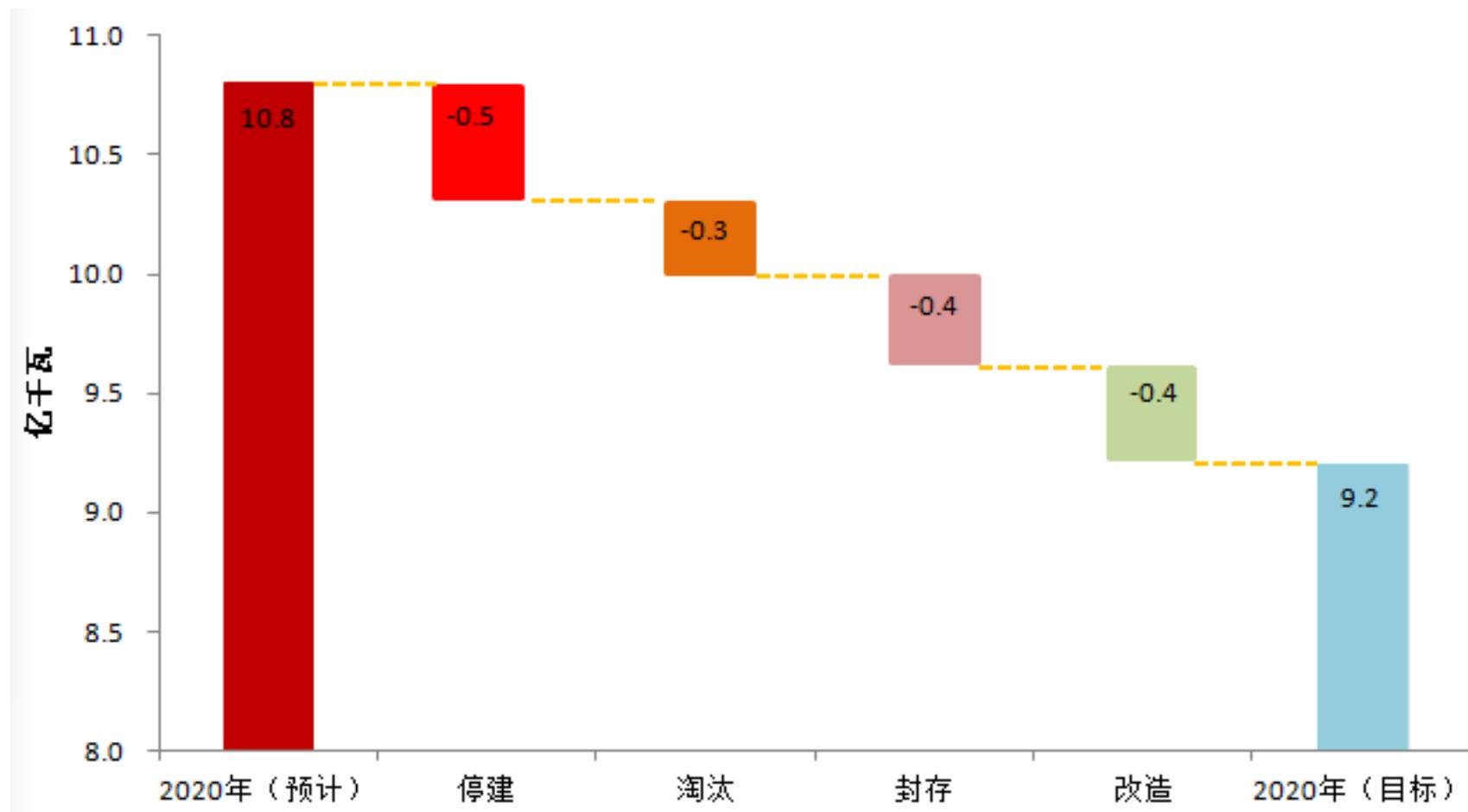
研究发现

- 我国当前的电源发展速度与结构，和新常态下的电力需求增长趋势严重不匹配。告别短缺后，新时期电力规划的核心是**“调结构、提效率与促转型”**
- 9.2亿千瓦是煤电装机峰值的上限，无论从满足电力需求、最大负荷和可再生并网的灵活性保障来看，这一目标都具有现实合理性和可行性
- 煤电装机规模尽快达峰，无论是对煤电自身经济性的维持，对系统效率的贡献，还是对可再生能源发展，都大有裨益
- 然而，在建煤电机组存量巨大，国家需要统筹考虑、尽快出台有现实可操作性的后续煤电调控政策

煤电产能调控路径

- 对2019年预计至少达到的10.8亿煤电机组，建议
 - ✓ “核准未建机组全部停建”：确保2019年及其后不再新投产新煤电机组
 - ✓ “淘汰3000万”：所在省区未来无可再生能源的灵活性保障需求，20万千瓦及以下能效不达标、濒临退役纯凝机组关停，
 - ✓ “封存4000万”：所在省区未来有保障可再生能源的灵活性需求，10-20万邻近退役机组暂时封存，仅作为备用进入辅助服务市场，未来择机退役
 - ✓ “改造4000万”，改造一批30-60万千瓦主力机组，未来以系统深度调峰为主，作为电力型机组参与电力市场。

煤电产能调控路径



煤电产能退出路径及调控目标

化解煤电产能过剩的政策机制

□ 煤电调控政策组合拳：行政+监管+市场

- 长远方向是加快市场化建设，建立市场化电源投资决策机制
- 但是不能简单地交给市场，试图靠竞争解决所有问题。
- 解决投资决策盲目性，一方面要加强顶层能力建设，提高国家和跨区域、跨领域的规划科学性和执行力度。
- 同时要加快市场监管机制建设，包括行业自律机制、科学预测和优化能力、信息共享能力和机制、必要的公开评价机制、各种利益相关方的参与机制，等。
- 在市场有效竞争和长效监管机制完善之前，行政调控的底线不能放弃、不能放松！