



国家能源集团
CHN ENERGY

“龙源电力老旧风场”以大代小“ 资源评估与市场分析

龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司



目录

CONTENTS

01

【政策背景】

02

【评估流程】

03

【评估重点分析】

04

【典型项目案例】

01

政策背景



2021年12月，国家能源局综合司发布《风电场改造升级和退役管理办法》（征求意见稿）。意见指出：风电场改造升级分为增容改造和等容改造，鼓励并网运行超过15年的风电场开展改造升级和退役。鼓励采用先进高效的风电机组对风电场进行改造升级，提升风能资源和土地利用率。风电场改造升级项目上网电价补贴电量部分按原项目电价政策执行，其余电量部分按项目重新备案当年电价政策执行。

虽然正式版尚未发布，但指导意义已经体现。已有部分省份制定相关执行政策或细则。



全国首个“以大带小”技改项目-龙源电力宁夏贺兰山项目现场退役老旧机组

辽宁：

2020年5月，辽宁省四部门联合发布“关于印发《辽宁省风电项目建设方案》的通知”。规定：并入电网运行多年的风电场，由于机组服役寿命、质量、效率、安全、经济等原因，项目业主可申请一次性解列拆除全部旧机组，并在原址实施机组等容量更新建设。

新疆：

2022年3月，新疆维吾尔自治区发布《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引（1.0版）》，其中第三条路径指出，鼓励并网运行超过15年的风电场开展改造升级和退役，新增规模为新建4小时以上时长储能规模的4倍。

宁夏：

2022年8月，宁夏发改委发布《关于开展宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点的通知》，根据通知：“十四五”期间，宁夏老旧风电场“以大代小”更新试点主要针对全区并网运行时间较长、单机容量在1.5兆瓦及以下、连续多年利用小时数低下、存在安全隐患的项目。开发企业可根据项目实际情况和企业发展需求选择等容更新、等容更新+增容两种模式之一开展相关试点工作。

内蒙古：

2022年3月，内蒙古政府发布《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》，文中提到推动存量新能源升级改造。开展风电以大代小工程，鼓励对单机容量小于1.5兆瓦或运行15年以上的风电场，进行系统升级优化改造。



- 发改委能源研究所《我国风电机组退役改造置换的需求分析和政策建议》一文，对全国1.5MW及以下机组分阶段退役改造需求潜力作出了预测，十四五期间风电机组改造需求超过2000万，十五五期间风电改造需求超过4000万，且以1.5MW机组为主。

表1 全国1.5MW及以下机组分阶段退役改造需求潜力预测

运行期限	单机容量	2021—2025 年	2026—2030 年
≥ 20 年	<1.5MW	全部退役，113 万千瓦	—
	1.5MW	全部退役，12 万千瓦	未曾改造的，退役或改造共约 2000 万千瓦
15~20 年	<1.5MW	全部改造，859 万千瓦	未曾改造的全部改造，约 120 万千瓦
	1.5MW	改造 1/3，约 1000 万千瓦	改造 1/3，约 1700 万千瓦
小于 15 年 但机型落后	<1.5MW	改造 1/10，约 15 万千瓦	—
	1.5MW	改造 1/20，约 250 万千瓦	改造 1/10，约 65 万千瓦
合计		退役 125 万千瓦，改造超过 2000 万千瓦	退役或改造约 4000 万千瓦，以改造为主

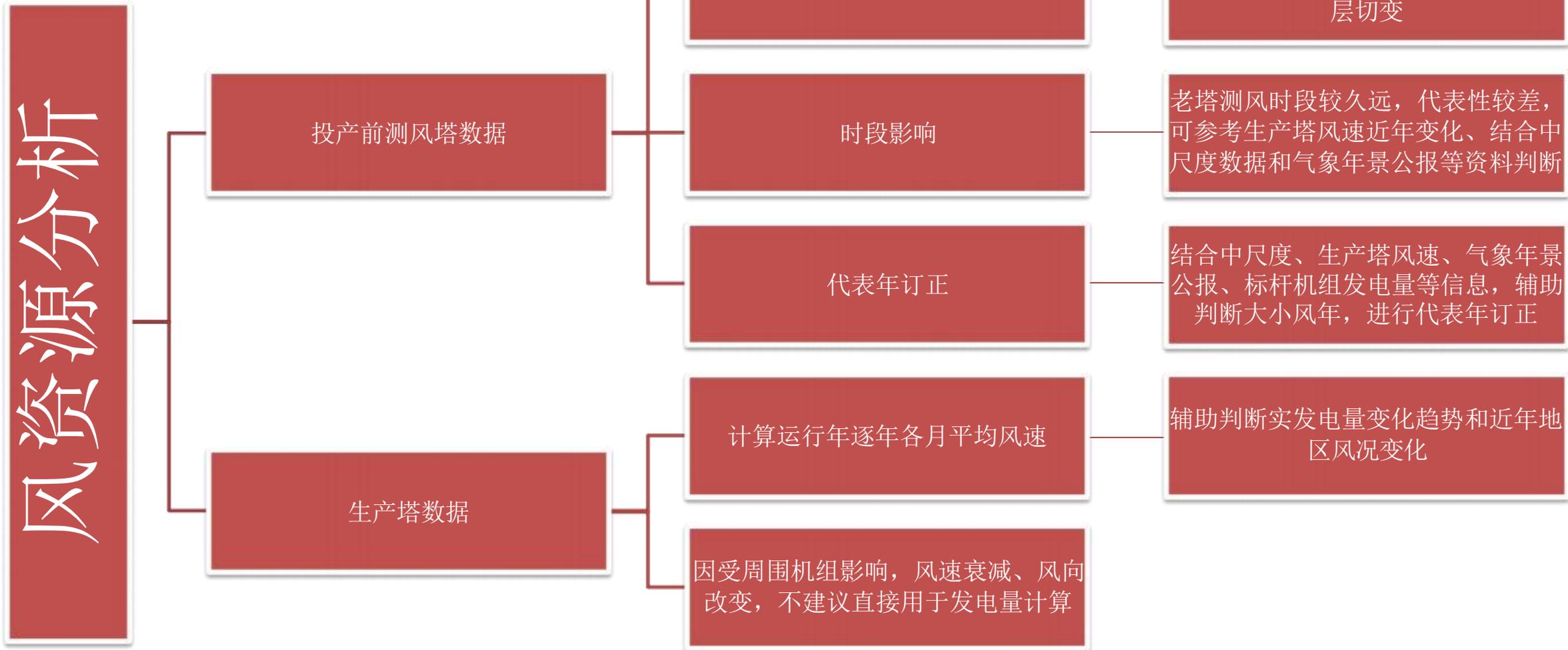
022

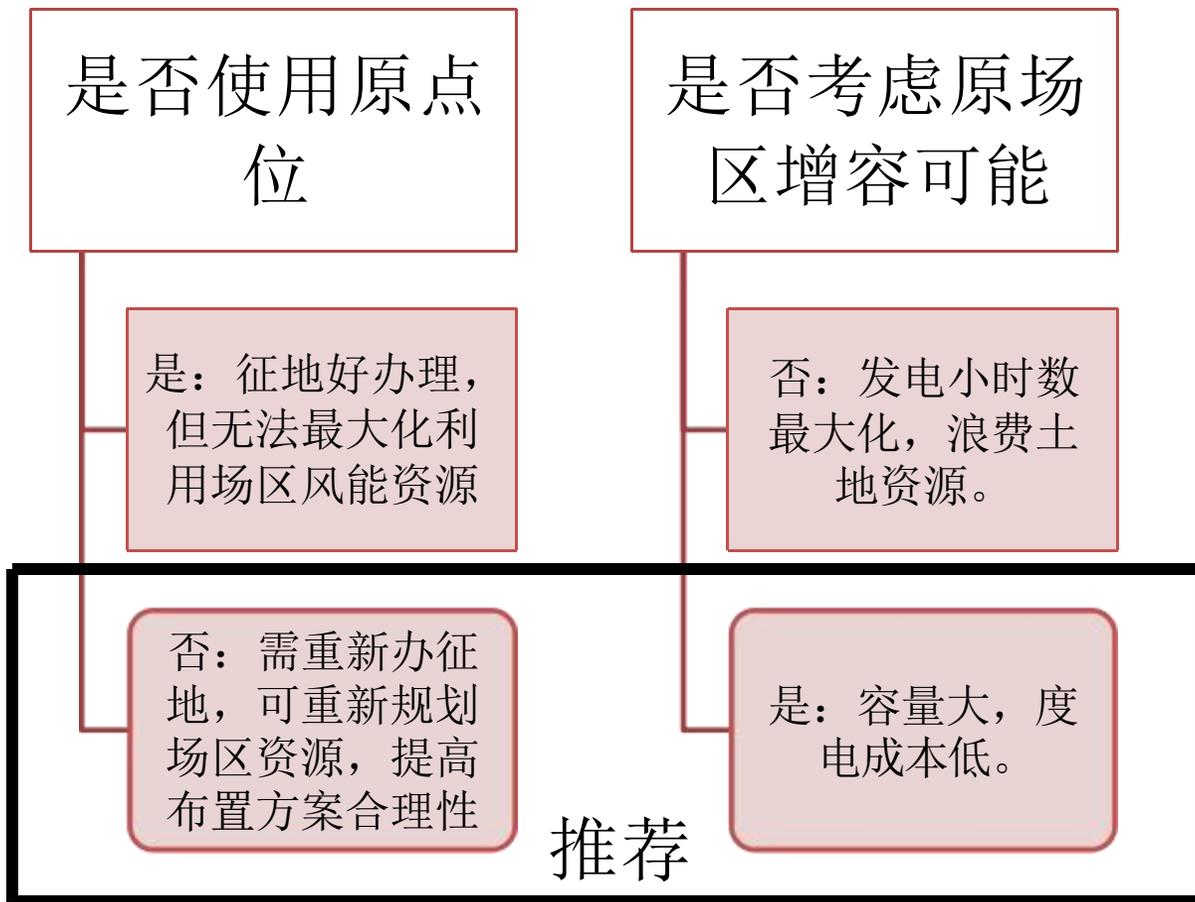
评估流程



“以大代小”改造项目收资清单

项目	内容要求	备注
1 开发区域范围	要求提供在役风电场核准区域范围，若考虑增容还需提供增容可用区域范围；	
2 投决可研	提供收口版投决可研报告，或交底报告等类似成果；	
3 投产前测风塔数据	原始数据及密码；	需同步收集测风塔测风时段周围风电场投产情况。
4 生产塔测风数据	原始数据，运行至今，并提供月报；	
5 投产机型资料	提供各机型：合同功率曲线、主要技术参数、塔筒资料等关键资料；	
6 竣工机位中心坐标	需标明坐标系、中心坐标、对应的机型和轮毂高度等参数；	也可用征地红线图代替。
7 1: 2000地形图	提供实测1: 2000地形图，若无，需补测；	
8 运行总平图	标明各运行机位编号及相对位置，运行编号需与生产报表编号一致；	
9 实发电量	需提供投产至今逐月总发电量、上网电量、限电量、厂用电量、全场平均风速（机舱SCADA数据）、机组可利用率、其他各类损失电量等数据；	
10 风电场单机月报	需提供至少3年以上风电场全场单机月报报表，能够体现每台风机的机舱风速、发电量、限电量、停运数据等内容；	
11 标杆机组	若风电场有标杆机，需提供标杆机编号及标杆机限电情况。	



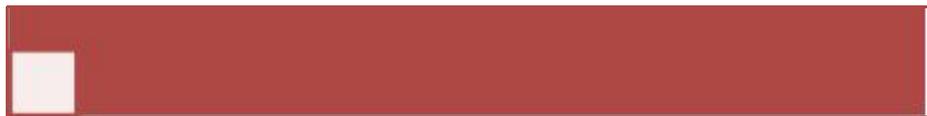


排布方案原则

在进行风机排布时需主要考虑2点关键原则，即：是否使用原点位和是否考虑原场区增容可能。不同方案劣势分析见左图。此外除了常规风电项目的风机布置原则外，还有以下几方面内容需要考虑核实：

- 1、需考虑周围已建或未来技改风电场对本项目风机机位的尾流影响和对其他风电场的尾流影响；
- 2、需考虑部分原机位涉及的敏感性限制因素，替换大机组后的合规性问题；
- 3、当地政府对于等容和增容项目，土地手续的办理政策是否有不同要求。（根据土地手续办理要求，进行风机布置方案的选择。）

实发电量统计



投产各年单机月报

各年厂用电量

各年各机位限电量

标杆机编号

得出实际上网电量

理论电量模拟



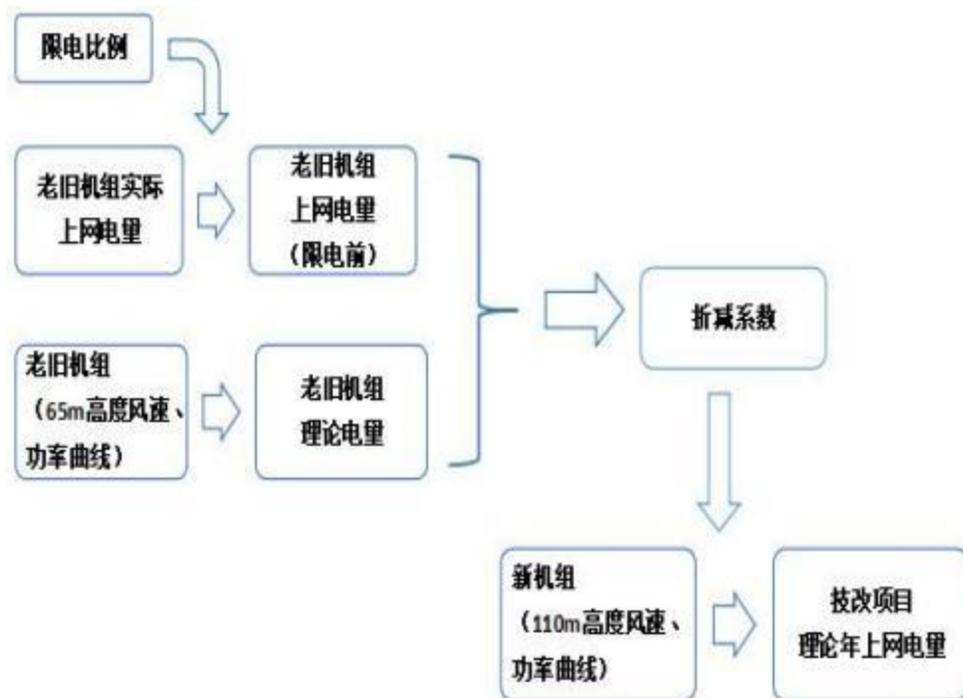
在运机型理论发电量

替换机型理论发电量

根据实际电量，反推在运机型方案综合折减率

替换方案的综合折减主要参考依据

技改方案理论发电量计算流程



注意事项:

采用老旧机组投产前的测风数据、实际投运的风电机组合同动态功率曲线计算在运风电场理论上网电量，通过和平风年实际上网电量对比反推本项目总的修正系数。应重点关注每台风机机舱风速和软件模拟推导出的自由风速的变化趋势及差值以及每台风机实际上网电量和软件模拟出的理论电量之间的变化趋势和差值。

建议结合机舱风速和每台风机实际上网电量对软件模拟的理论电量实行差异化折减。最终风电场整体修正系数根据各风机的修正系数加权平均综合考虑。

在参与“上大压小”技改项目中涉及原机位替换的风机点位，在满足安全性的前提下，优先选择风资源好、发电水平高的风机点位。若理论电量和实际发电量变化趋势不一致，结论不吻合时，排查原因。在进行一定后评估分析的基础上优先尊重实发电量情况。

03

评估重点分析



- 西北地区风电场前些年限电严重，并且因风电场统计限电量存在一定的误差，报表数据也有错、漏记的可能，因此在分析实发数据时，需要结合多年变化趋势，剔除明显不合理数据后，再进行年平均上网小时数估算；并且可以向业主收集标杆机组位置，通过对比标杆机组发电量与场区其他机组发电量判断限电水平和限电恢复准确性。
- 右图为新疆达坂城某项目标杆机组与其他机组的发电量对比。标杆机的位置分别在场区第一排和第二排，代表性较好，近2年标杆机组平均小时数比全场平均高了33%-47%，明显全场因限电发电量损失严重，业主给的限电量恢复不到标杆机的发电水平时，就要考虑采用更有代表性的标杆机电量作为全场上网电量的实际值。

风机编号	16年 实发电量 (万kwh)	16年 小时数 (h)	17年 实发电量 (万kwh)	17年 小时数 (h)	备注	实发电量 平均 (万kwh)	小时数 平均(h)
G3-1	248	1651	346	2305		297	1978
G3-2	234	1563	337	2246		286	1905
G3-3	455	3034	517	3444	标杆	486	3239
G3-4	218	1453	324	2162		271	1807
G3-5	229	1529	329	2193		279	1861
G3-6	224	1492	314	2091		269	1791
G3-7	234	1558	319	2129		276	1843
G3-8	222	1482	310	2066		266	1774
G3-9	223	1489	312	2079		268	1784
G3-10	206	1372	302	2016		254	1694
G3-11	192	1282	269	1793		231	1537
G3-12	213	1423	290	1934		252	1679
G3-13	181	1204	276	1837		228	1521
G3-14	179	1192	262	1746		220	1469
G3-15	423	2821	429	2859	标杆	426	2840
G3-16	194	1295	273	1822		234	1558
G4-1	234	1558	320	2132		277	1845
G4-2	224	1493	323	2153		273	1823
G4-3	223	1485	308	2053		265	1769
G4-4	233	1551	319	2124		276	1838
G4-5	228	1521	316	2105		272	1813
G4-6	226	1505	320	2133		273	1819
G4-7	479	3194	484	3224	标杆	481	3209
G4-8	198	1317	287	1911		242	1614
G4-9	233	1551	297	1977		265	1764
G4-10	210	1399	297	1977		253	1688
G4-11	465	3097	472	3147	标杆	468	3122
G4-12	199	1326	292	1944		245	1635
G4-13	189	1262	279	1859		234	1560
G4-14	183	1218	267	1781		225	1499
G4-15	196	1306	272	1815		234	1560
G4-16	174	1161	258	1723		216	1442
G4-17	190	1267	259	1728		225	1497
二期总平均	241	1608	320	2137		281	1872
二期标杆平均	455	3036	475	3169		465	3102
二期限电比例	47%	47%	33%	33%		40%	40%

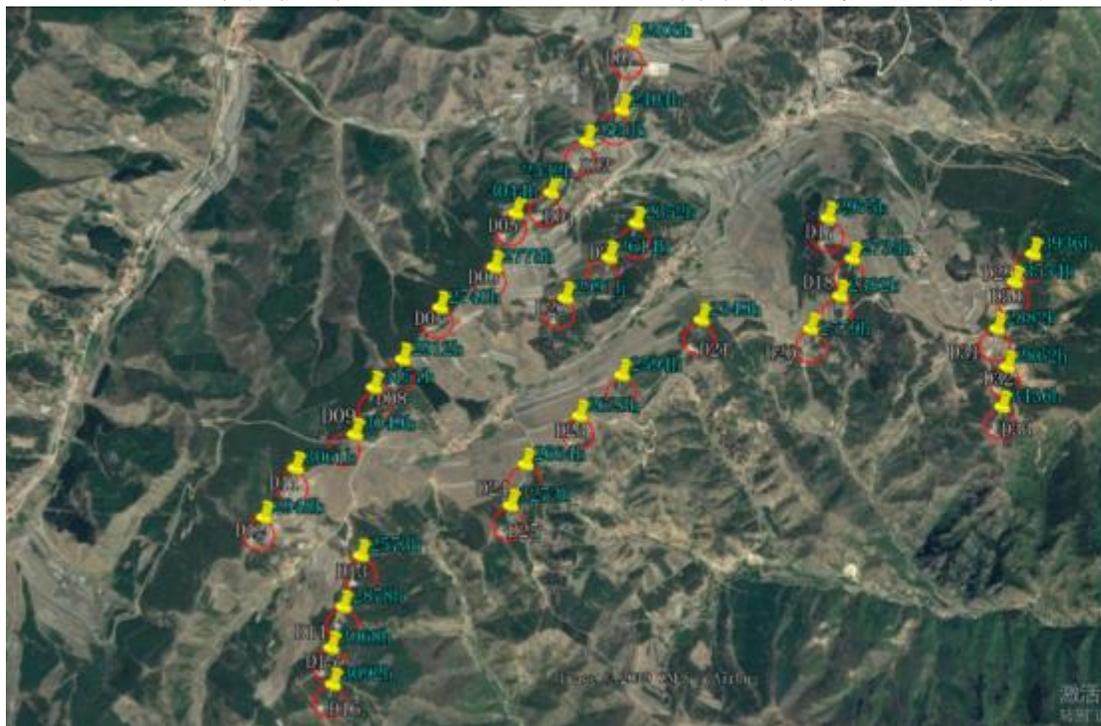
评估重点分析-厂用电分析

- 单机月报中的发电量数据一般为风机端口采集的数据，将其转换为上网电量还需考虑厂用电和线损率影响带来的损失，所以需电站运维中心提供厂用电量数据。根据厂用电推算损失折减（一般4%-6%之间），得到上网电量；不同项目，受地区气候、升压站规模、场内线路长度等因素影响，厂用电率和线损率存在一定差异。

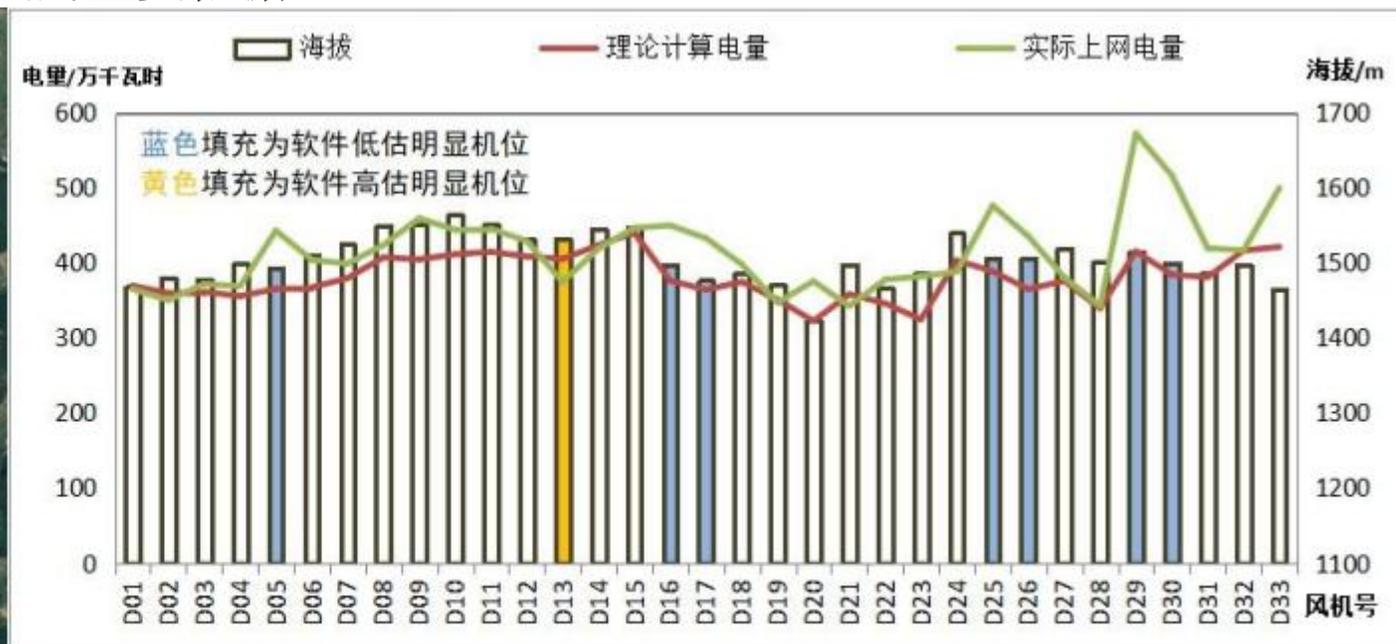
风机编号	风机型号	月累计发电量(万千瓦时)		年累计发电量(万千瓦时)		月累计运行小时		年累计运行小时		风机非计划停运		风机非计划停运		风机非计划停运		风机非计划停运		月累计机组可用系数		年累计机组可用系数		累计风电量可用系数		累计风电量可用系数		
		本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	本期	去年同期	
A01	EN93-1500	20.8809	38.9884	304.3547	327.4287	581.86	728.11	8,440.76	7,782.87	0.00	0.00	20.18	34.19	0.00	5.89	17.44	28.69	100.00%	99.21%	99.57%	91.09%					
A02	EN93-1500	18.6649	35.9488	290.6357	270.7538	579.85	728.99	8,459.23	7,804.34	0.00	5.01	9.41	16.99	1.83	0.00	19.89	24.42	99.75%	99.33%	99.67%	91.33%					
A03	EN93-1500	16.8661	34.8028	287.5946	300.7439	582.71	734.00	8,453.65	7,819.14	0.00	0.00	8.39	0.00	0.00	0.00	12.76	26.61	100.00%	100.00%	99.76%	91.50%					
A04	EN93-1500	13.1576	26.8848	222.9223	242.5957	592.30	734.00	8,453.14	7,805.26	0.00	0.00	20.31	12.13	0.00	0.00	17.62	28.36	100.00%	100.00%	99.57%	91.34%					
A05	EN93-1500	11.9859	27.6150	236.3928	267.7321	606.00	733.76	8,501.22	7,805.36	0.00	0.24	0.00	1.34	0.00	0.00	0.00	17.70	39.05	100.00%	99.97%	99.80%	91.34%				
A06	EN93-1500	19.5091	33.8443	285.2836	281.7183	576.50	727.40	8,464.91	7,474.84	0.00	0.00	0.47	26.23	2.40	6.60	11.77	25.18	99.68%	99.11%	99.86%	87.58%					
A07	EN93-1500	15.7585	29.0278	245.5909	242.9792	587.43	728.29	8,470.94	7,456.91	0.23	0.00	7.97	35.41	2.48	5.71	6.36	31.93	99.64%	99.23%	99.84%	87.38%					
A08	EN93-1500	12.2391	27.9530	244.7291	168.1618	589.27	720.78	8,473.22	5,748.59	0.00	7.16	4.35	8.61	2.02	6.06	4.13	33.30	99.73%	98.22%	99.90%	87.60%					
A09	EN93-1500	10.6719	22.2117	206.4257	136.8443	599.34	734.00	8,484.75	4,896.13	0.00	0.00	6.64	12.88	0.00	0.00	3.23	18.49	100.00%	100.00%	99.89%	83.83%					
A10	EN93-1500	18.9176	35.2940	297.6457	218.8738	576.40	734.00	8,432.99	5,801.34	0.00	0.00	33.45	0.00	0.00	0.00	17.83	25.16	100.00%	100.00%	99.41%	88.40%					
A11	EN93-1500	15.0573	27.7910	243.3681	191.0444	578.42	734.00	8,443.56	6,489.66	0.00	0.00	9.65	0.00	0.00	0.00	18.67	21.34	100.00%	100.00%	99.68%	88.82%					
A12	EN93-1500	12.2067	23.6470	212.5281	180.0270	593.68	734.00	8,461.81	6,474.50	0.00	0.00	21.09	21.87	0.00	0.00	14.60	14.13	100.00%	100.00%	99.59%	88.61%					
A13	EN93-1500	18.2600	33.0276	281.5628	182.2892	574.07	734.00	8,444.37	4,946.94	0.00	0.00	18.81	65.08	1.93	0.00	14.07	22.98	99.74%	100.00%	99.62%	84.69%					
A14	EN93-1500	15.5718	30.6920	260.5489	190.9114	577.88	734.00	8,449.69	5,559.70	0.00	0.00	15.57	0.00	0.00	0.00	17.23	14.80	100.00%	100.00%	99.63%	84.74%					
A15	EN93-1500	13.3683	27.8707	241.4503	151.6410	583.27	730.39	8,436.82	4,684.94	0.00	2.73	34.94	159.51	0.00	0.88	17.72	48.05	100.00%	99.51%	99.40%	80.24%					
A16	EN93-1500	15.3632	30.1403	255.3691	175.3393	583.59	734.00	8,456.48	5,004.76	0.23	0.00	11.00	0.00	0.00	0.00	16.99	19.24	99.97%	100.00%	99.68%	85.68%					
A17	EN93-1500	13.7699	15.8373	225.0265	120.0509	586.40	734.00	8,460.49	4,810.86	0.00	0.00	16.46	6.87	0.00	0.00	17.12	24.27	100.00%	100.00%	99.62%	82.38%					
A18	EN93-1500	27.6706	45.7971	374.8072	248.5521	569.40	727.43	8,427.09	4,950.70	0.00	0.39	32.93	19.66	0.00	6.18	8.69	29.14	100.00%	99.12%	99.52%	84.76%	99.33%	0.00%	99.64%	88.18%	
A19	EN93-1500	27.4419	43.1524	356.8507	238.4815	568.25	733.34	8,430.95	4,897.17	0.00	0.66	17.68	0.66	0.00	0.00	17.47	12.68	100.00%	99.91%	99.60%	85.55%					
A20	EN93-1500	30.2098	43.4520	399.7710	297.5035	572.12	684.52	8,446.84	6,222.10	0.00	49.48	2.13	97.73	0.00	0.00	12.41	35.67	100.00%	93.35%	99.83%	85.17%					
A21	EN93-1500	25.8687	44.1876	355.1601	269.1195	574.99	733.25	8,442.42	6,195.65	0.00	0.75	22.15	16.96	1.13	0.00	10.29	21.90	99.85%	99.90%	99.63%	84.81%					
A22	EN93-1500	24.2915	40.9034	356.6341	251.7112	575.07	729.60	8,421.60	5,052.47	0.00	4.40	19.21	35.62	0.00	0.00	17.46	18.41	100.00%	99.41%	99.58%	86.49%					
A23	EN93-1500	19.9030	38.2148	320.6953	205.7584	586.53	734.00	8,467.83	4,845.64	0.00	0.00	6.10	21.45	0.00	0.00	15.02	11.41	100.00%	100.00%	99.76%	82.97%					
A24	EN93-1500	21.3435	38.3391	328.4657	105.7883	584.09	732.54	8,474.37	2,807.81	0.00	0.00	7.69	0.00	0.00	1.46	13.21	21.19	100.00%	99.80%	99.76%	77.36%					
A25	EN93-1500	20.0155	34.6906	290.9301	305.1298	567.84	724.17	8,450.58	7,767.91	19.02	4.07	34.46	42.49	3.75	5.76	17.03	35.35	96.94%	98.68%	99.41%	90.92%					
A26	EN93-1500	13.9249	28.6059	243.2961	260.1965	589.68	734.00	8,489.75	7,804.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.28	34.23	100.00%	100.00%	99.92%	91.33%					
A27	EN93-1500	16.4237	29.1788	259.2843	266.7611	591.22	734.00	8,483.46	7,745.98	0.00	0.00	5.63	17.25	0.00	0.00	8.01	38.52	100.00%	100.00%	99.84%	90.67%					
A28	EN93-1500	11.6454	22.4377	208.7095	175.7432	607.22	734.00	8,501.22	7,664.05	0.00	0.00	1.12	51.20	0.00	0.00	14.91	25.50	100.00%	100.00%	99.82%	89.73%					
A29	EN93-1500	10.9836	21.3188	201.0146	171.1266	617.73	734.00	8,470.16	6,499.02	0.00	0.00	45.65	0.52	3.22	0.00	19.02	22.46	99.57%	100.00%	99.26%	88.94%					
A30	EN93-1500	15.7887	27.8459	247.6805	260.0949	589.39	728.19	8,463.85	7,760.40	0.22	0.00	15.67	59.15	2.78	5.81	16.64	26.20	99.60%	99.22%	99.63%	90.83%					
A31	EN93-1500	15.2425	27.5682	247.1232	266.7875	599.19	728.22	8,485.53	7,815.86	0.00	0.00	10.82	2.37	0.00	5.78	10.24	27.52	100.00%	99.22%	99.76%	91.46%					
A32	EN93-1500	14.2672	26.0058	230.5356	229.0946	615.97	728.09	8,523.22	7,783.02	0.00	0.00	0.00	0.00	2.95	5.91	5.28	18.73	99.60%	99.21%	99.94%	91.09%					
A33	EN93-1500	10.3433	21.6475	199.9064	214.9006	613.45	727.99	8,500.65	7,784.97	0.00	0.00	13.28	36.93	6.13	6.01	15.20	23.85	99.18%	99.19%	99.67%	91.11%					
EN93-1500小计		567.6126	1,034.9121	8,962.2933	7,416.8841	587.00	729.85	8,462.65	6,426.16	0.60	2.27	14.34	24.34	0.93	1.88	13.74	25.72	99.80%	99.44%	99.68%	88.18%					

宁夏某项目单机月报示例

- 为了更准确的判断各风机点位实际发电量水平在空间上的变化情况与理论计算的差异，需收集风电场运行总平图，将实发电量、理论电量与风机位置对应，判断软件模拟与实际的差异，分析误差的原因，作为技改选择机位点的主要依据。



内蒙某项目全场风机发电小时数示意图



内蒙某项目全场风机发电小时数理论与实际对比图

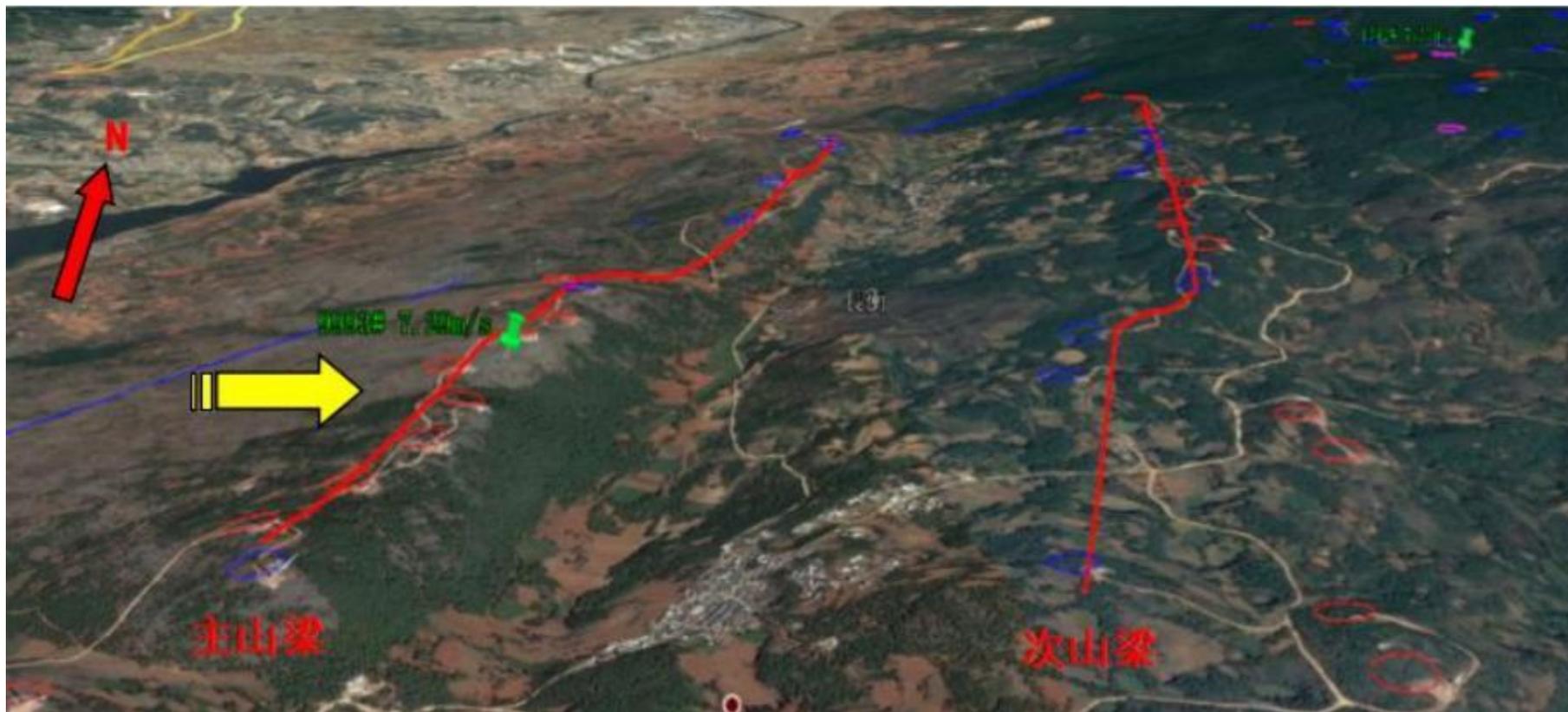
可以看出软件对部分机位有高估和低估，如果没有实发数据作证，可能在技改过程中就会选择了发电能力被高估的机位，反而错过了被低估的优质点位。

- 1、编号为D16、D17、D25、D29、D30的5台风机，通过下图排布示意图可以看出，机位均位于纵列首末端，主风向上风向上均较开阔，且来风方向为较缓的斜坡，海拔较旁边机位略高，存在一定的地形“抬升效应”使局部风速加大，平均低估15%左右。



- 对于复杂山地项目，受地形影响，个别区域机位可能与当时理论计算发电量存在较大差距，此类项目的后评估显得尤为重要，通过准确得后评估，可以对场区得资源水平进行更深层次的模拟和判断，进而挑选出实际资源条件更好的风机点位。提高项目整体得资源利用水平，降低低效资产再次出现得可能。

右图为云南某山地项目，该项目存在典型的主次山梁地形。通过对项目地形和实发电量进行分析，该项目，主次山梁海拔高差基本为0，由于主山梁位于上风向，且上风向地面较光滑，导致主山梁上风机发电小时数比次山梁平均高200小时。再技改时应考虑优先使用上风向主山梁位置机位。



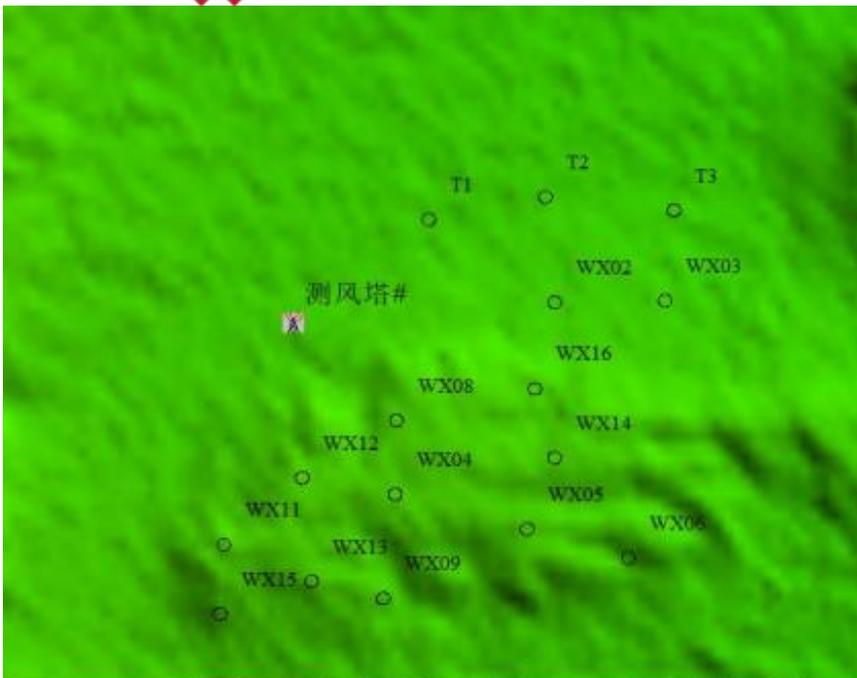
以宁夏某“以大代小”技改项目为例，政策及安全性对单机容量选择的影响

(1) 接入方案批复意见的影响

该项目接入的升压站属于国网的升压站，升压站内有10kV和35kV两个电压等级，**接入方案批复意见明确要求按照原接入方式接入**。且原升压站进线间隔容量为6个6MW和1个20MW1个30MW。受其影响，在机型选择时，既要保证最大化的利用原有的进线间隔，同时要保证线路载流量满足规范要求，确保安全性。所以本项目在机型选择是最终选择了单机容量5MW的风机。

(2) 电价政策影响

受电价补贴的影响，2006年至2010年该项目分五期建成，两种电价分别是0.56元/kwh、0.63元/kwh。按照宁夏回族自治区发改委（发展）[2021]601号文件要求，技改后电价严格按照财建[2022]426号文件执行，为确保40000小时补贴足额回收，**必须确保线路容量不发生变化**。

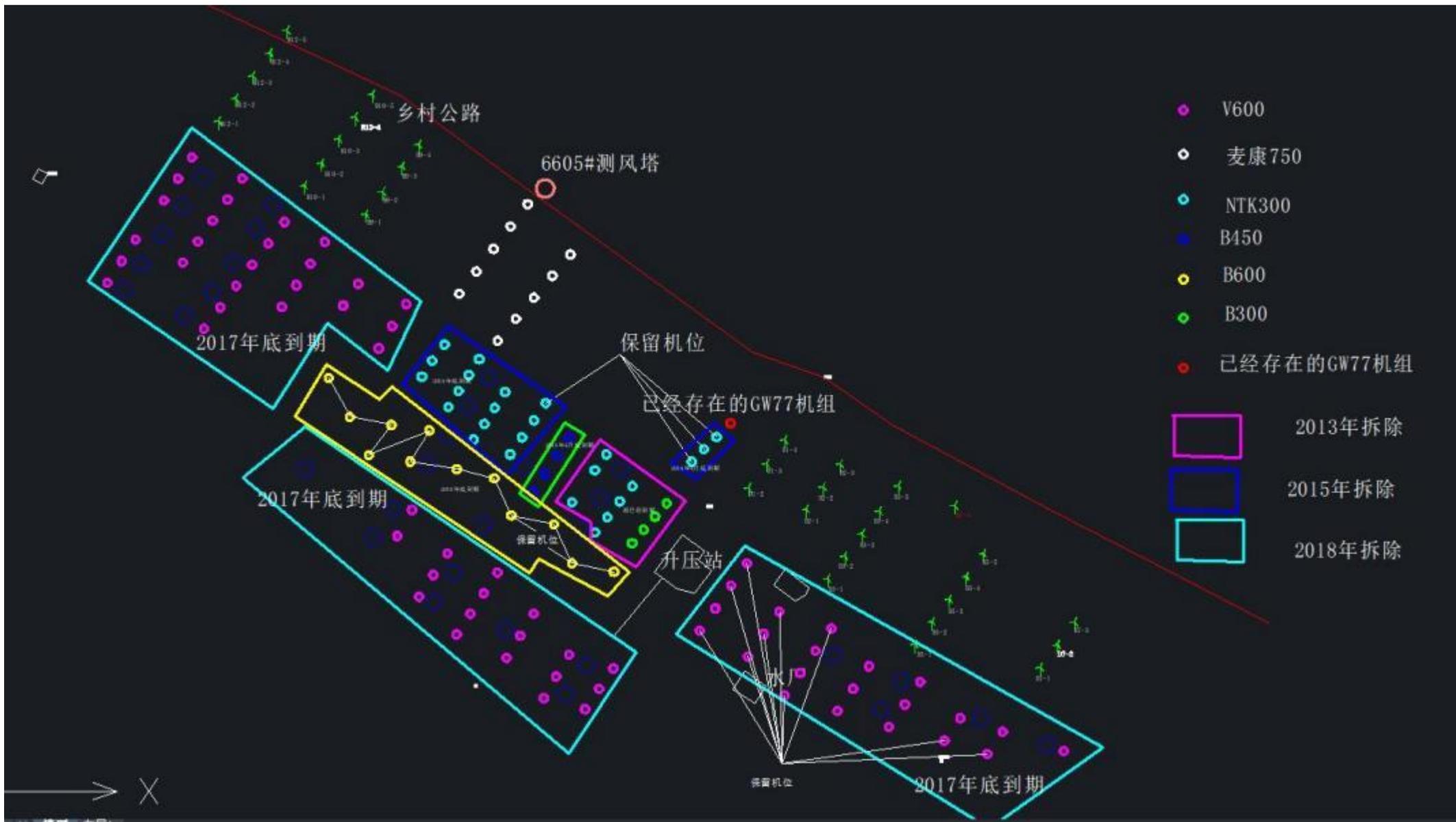


04

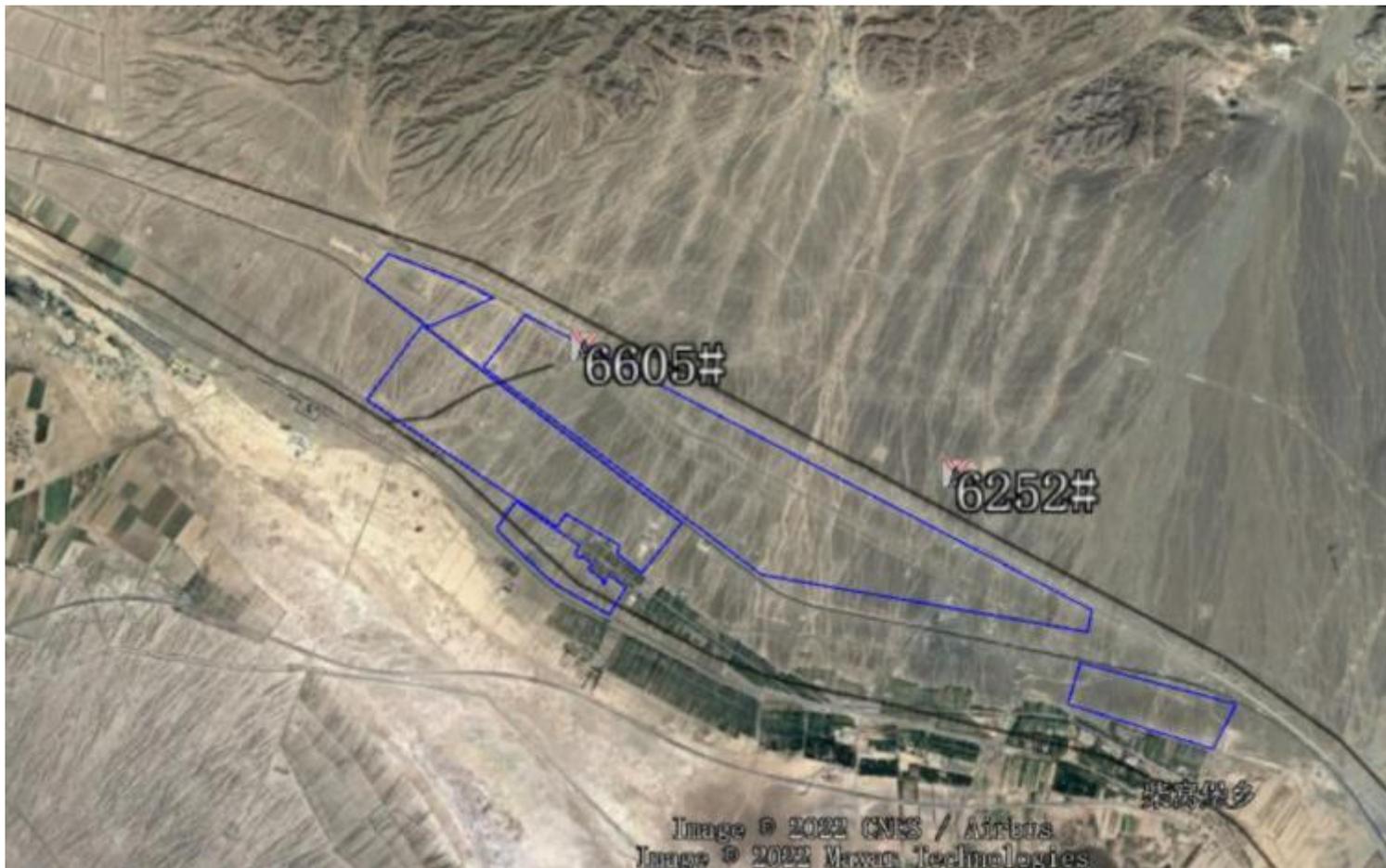
典型项目案例



项目建于1991年，位于新疆乌鲁木齐市达坂城区，装机容量为90.3MW，是国内最早建设的风力发电场之一。其中6.48万千瓦机组已达到设计寿命，2.55万千瓦机组已运行13年。本项目计划拆除124台老旧机组，合计容量9.03万千瓦，等容量建设9.03万千瓦风电机组。增容建设容量131.28MW。

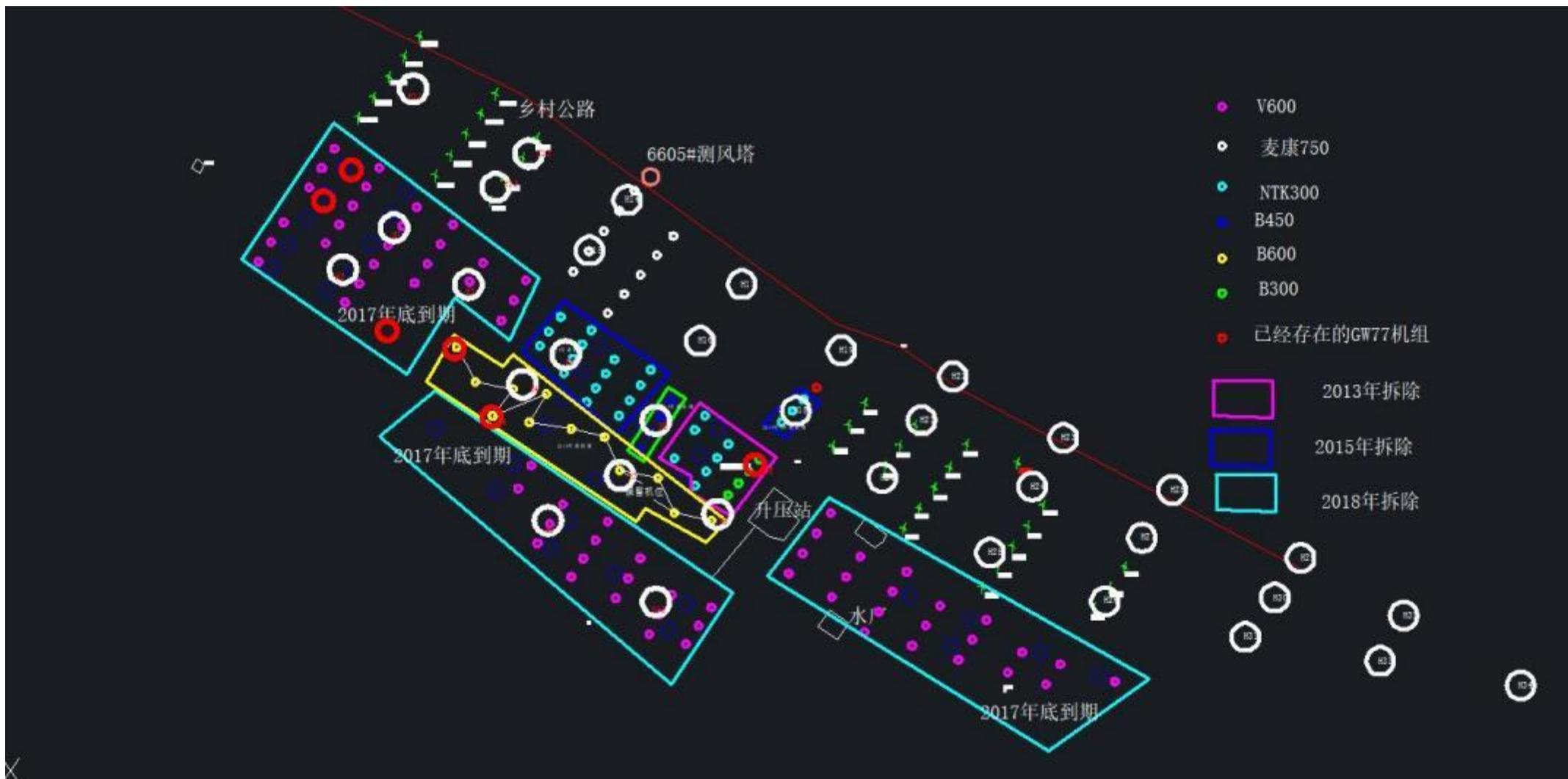


- 风电场内收集到2基测风塔，6605#测风塔周围有已投产的GW48-750kW风力发电机组（2009年2月投产），6605#测风时段2010年-2013年期间有机组运行，考虑到周围机组距离6605#测风塔距离较远，且不在上风方向，初步认为6605#测风塔数据可以作为风电场评估的参考依据；6252#测风塔周围及上风方向无已投产风力发电机组，初步判断6252#测风塔数据可以作为本风电场评估的参考依据。
- 考虑到测风塔测风时段较老，时间段代表性不足，因场区内无新立测风塔，现阶段发电量计算阶段将使用测风数据评估的同时结合场区实发电量综合分析计算本项目发电量。



6605#测风塔105m风速9.48m/s，6252#测风塔105m风速9.8m/s
测风塔风速在空间上表现为西北区域风速稍低与东南区域风速。经实发电量核对，与测风塔体现的变化趋势一致。

最终选址6台77-1.5MW小机组，34台191-6.X以上大机组，总容量221.5MW，容量增加145%。
若现有限制因素，不具备替换机组条件，考虑保留老机组，提高容量。



- 通过分析场内在运的32台S48/750机组，容量24MW，实际年等效可利用小时2658h,年上网电量6378万千瓦时。

相较金风750机组，技改后等容量部分机组小时数可达到3964h，电量提高约50%。

	年等效可利用小时	容量
B7-1	4150	1.5MW
A1-1	4004	1.5MW
A1-3	3926	1.5MW
A8-1	3972	1.5MW
D5-5	4233	1.5MW
A4-3	3822	1.5MW
A4-5	3888	1.5MW
A7-3	3853	1.5MW
A7-5	3879	1.5MW
A10-1	3816	1.5MW
B1-1	4045	1.5MW
B1-3	4155	1.5MW
A1-2	3949	1.5MW

通过对13台GW77-1500实发电量进行分析，平均实发小时数达到3976h，做为发电量计算的主要参考依据，带入软件计算，反推得到项目所在地风电场综合折减效率超过85%。

实际引用综合折减，**须在后评价的基础上，考虑风切变推算误差、后期周围机组技改后对本风电场的影响，会进一步降低场区资源水平。**

结 语

在国家双碳目标的大背景下，国家政府部门多次发文定能源基调，提出要大力发展风光新能源，风电作为未来能源体系的主力军，高质量发展是必由之路。在役风电项目的技改，技术和政策都还尚未成熟，技改升级之路还很漫长。

同样也存在诸如：退役机组废旧物资回收和再利用、如何能够以更低成本拆除老旧机组、大型风电基地的技改如何控制对周围已建成项目的发电量影响等很多问题，需要业内同志群策群力，攻坚克难。共同形成一个可持续发展的技改之路。

借此机会，抛砖引玉，与各位共同探讨.....



国家能源集团
CHN ENERGY

谢谢！
THANK YOU !

龙源（北京）风电工程设计咨询有限公司