

工银瑞信基金管理有限公司

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式
基础设施证券投资基金
招募说明书（草案）



基金管理人：工银瑞信基金管理有限公司

基金托管人：中国光大银行股份有限公司

二〇二四年十月

“ ”

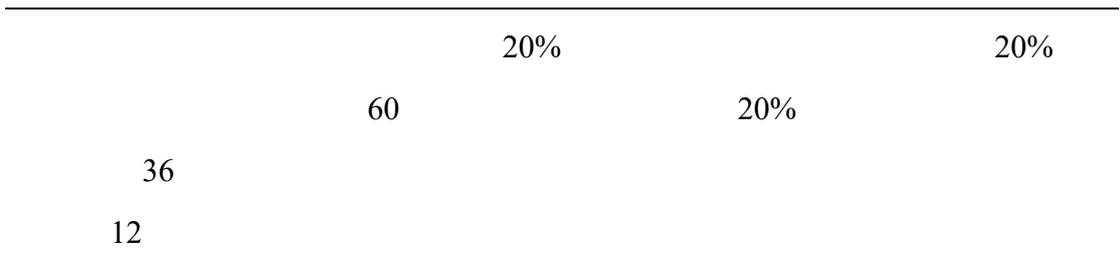
2024

“ + ”

80%

90%

- 1



15
2019 1 29 1010517-00250
2017 4 17 2037 4 16
2024 6 12
1910524-01253
2024 6 12 2044 6 11

AAA 20% 80%

2

3

4

5

6



2019

-

1



“ ”

2025	1.35
8,900	50%
35%	

426

2020
48,000

2020 5

20

2024 6

21,127.28

26,872.72

2024 6

29,429.08

18,570.92

2033

20

48,000

2033

FDXQ-2024-032

2028 12 31

FDHR012024

2028 12 31

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859

2023 1 1 2027 12 31

ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317

2024 7 15

2027 12 31



2024 4 30
220kV 1

220kV

1

2024 4

220kV 1



220kV 1

220kV 1

220kV

220kV

100MW

220kV

320 /

2020 1 1

220kV

100

/

- 1

- 1
1

-

100%

100%



1

2

3

4

5

6

2.5

“ ”

36

15

16

“ ”

.....	1
.....	20
.....	22
.....	36
.....	79
.....	109
.....	119
.....	125
.....	128
.....	144
.....	157
.....	158
.....	162
.....	169
.....	174
.....	294
.....	328
.....	350
.....	405
.....	435
.....	453
.....	457
.....	465
.....	467
.....	473

.....	475
.....	484
.....	487
.....	523
.....	539
.....	544
.....	545
.....	546



“ ” “ ”

“ ” “ ”

“ ”

“ ”

“ ”

“ ”

REITs

“ ”

REITs

“958 ”

REITs

2024 1014

REITs

“236

”

“

”

“

”

1 —

2 —

3 —

5 —

“ ”

“ ”



1 / / / /

2

3

4

5

6 / / / /

15

7 /

8 /

9

10 /

11 /

12

13

14

15

1

2 / /

3 “ ” “

”

4

5 /

6

“ ” “

”

7

8 /

9

10 “ / ” /

11 / /

12 /

13

1 /

2 / /

3 / /

4 /

5 /

6

7

1

2

3

4 /

5

6

7

8

9 /

10

11

12

13

14

15

16

17

18 /

19

20 /

21

22

23

24

25

A

26

/

27

28

29

1

/

/

-

1

2

/

/

27



“ ”

3 / /

4

5

6

7 /

- 1

8

9

10 / /

11 / /

12 /

13

14 /

15 / / /

16

17 /

18 /

19 /

20 /

21

22

23

24

25 /

26 / /

1 /

“ ”

2 /

”
”
100MW
49.5MW
“
“

3 /

“ ”
“ ”

4 100%

5 /

6 / / /



1

2 2020 5 28

2021 1 1

3 2003 10 28

2012 12 28

2013 6 1

2015 4 24

<

>

4 1998 12 29

2004 8 28

2005

10 27

2013 6 29

2014 8

31

2019 12 28

2020 3 1

5 2020 8 28

10 1

6 2019 7 26 9 1

2020 3 20

7	2014	7	7	8	8
8				2020	4 24
	REITs				
9				2020	8 6
		2023	10	20	
10				2021	1 29
11				2021	1
29		2023	5	12	
				1	—
12				2021	1
29					
	2	—			
13				2022	5 31
	3	—			
14			5	—	
2023	10	27			
		5	—		
15					2021
2	8				
16					
2021	2	8			

17								2021	1
29									
18				2014	11	19			
19									
20								REITs	
									REITs
21				/					
									2024
7	1	()	2024	12	31		2025	
2400091									
22									
								2021	2022
2023				2024	6	30	6		
					2021	2022	2023		2024
6	30	6							
2413620				2413621					

23

/

24

/

25

/

/

26

27

28

29

30

31

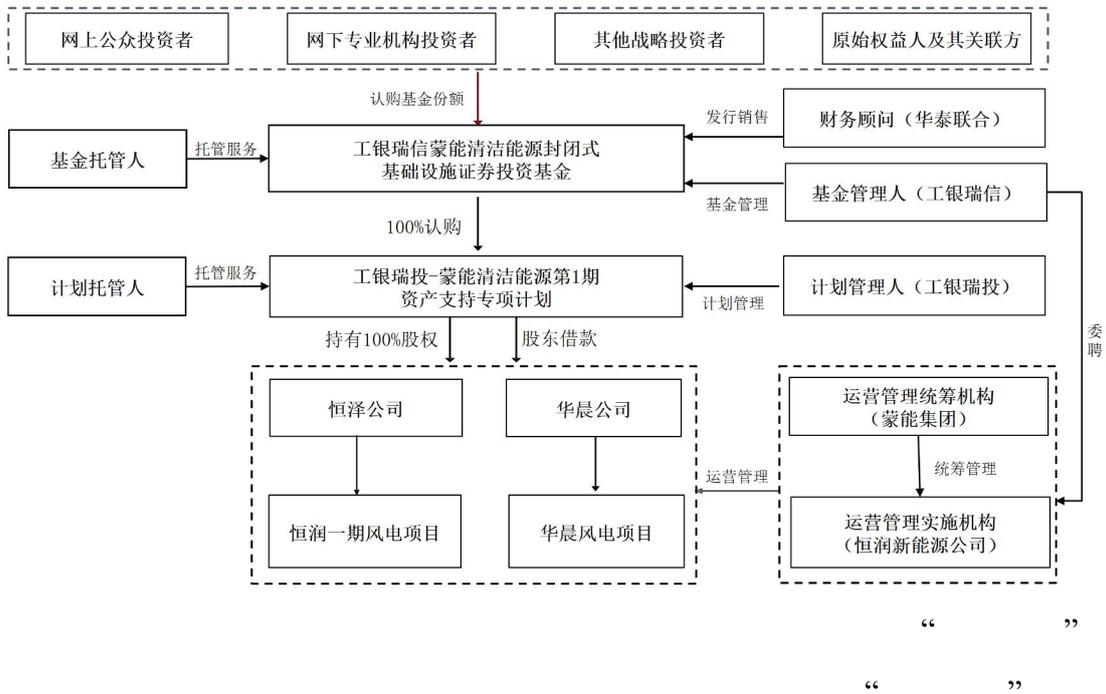
/

2024 6 30

32

2024 6 30

3-1



2018

”

220kV 1

2024 1 16

REITs

12728

REITs

220kV

1

2023 11 9

REITs

REIT

2024 2 7

220kV 1

2024 4 30

“ ”

220kV 1

220kV 1



2

1

	10							2018
44								
50	2.0MW				100MW		220kV	
			220kV		2018	1	10	
		"	2018		0000027	"		
	2017	3	31					
10					2016	12	8	
	2016	12	10				2018	2 8
10							2018	55

1

2

REITs

2024 4 30

2

2024 2 7

3

2024 4 30

¹ 固阳县住建局于 2023 年 3 月 29 日出具《固阳县住房和城乡建设局关于支持蒙能集团参与基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点项目的复函》，明确“华晨风电项目 220kV 升压站系风电项目配套建筑，因此华晨风电项目不属我局施工许可证受理和发放范围。”

² 经华晨公司咨询固阳县不动产权办理机构，房屋所有权首次登记需要提供：“2002 年 1 月 1 日后竣工的房屋还应当提交建设工程规划核验合格证明（自然资源局）；单体建筑面积 300 平方米以上或者投资额 30 万元以上的房屋，应当提交建筑工程施工许可证（园区项目可不提供）等一系列文件。”

3

2024 1 16

REITs

12728

REITs

“

”

2023 6 21

2023 12 1

REITs

“

”

220kV

4

1

49.5MW

2012 84

“

”

35kV

2

2024 2 7

3

2024 4

5

1

2

2024 10 23



1

2

“ - 1 ”

- = -

100%

2 1

1

1

45

3

5

2037 3 31

2031 7 31



“ -

1 ”

1

- 1

2

3

/

4

5

100

6

7

14

8

9

13.2.1

13.2.2

19.2.5

10

11

1

/

12

13

14

1

2

1

1

“

”

1

“

”

100%



2
1

2

3

3

1

2

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

20

14

15

16

17

18

1

1

2

3

13

4

5

6

7

8

2

1

1

3

2

2



“

”

3

1

3.2

100%

1

2

3.2

1

2

10

2

REITs

1

1

4

5

4

53



4 30

2

2

4 30

2

3

3

5

4

3

5

10

2

2

1

2



	10%	
3		
4		
	20%	
5		20%
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		

15

5% 5,000

16

17

18

19

1

2

3

4

5

2 —

1



2

-

1

3

-

1

4

5

6

1

2023 2 21

911502223976721893

3-1

	34,000
	2014 7 31

--	--

2

2024

5 22

91150927MAD3UY6U3X

3-2

	20,572.54
	2023 10 17
	2023 10 17 2099 12 31

1

1 2014 7

2014 7

31

“

”

10,000

3-3

	10,000	100%

2

2023 6 21

10

100%

2023 10 17

1

1

1

2014 7

31

10,000

3-4

	10,000	100%

2 2015 3

2015 3

100%

3-5

	10,000	100%

3 2018 3

2018 3

100%

3-6

	10,000	100%

4 2018 11

2018 11

100%

3-7

	10,000	100%

5 2023 2

2023 2

10,000

34,000

3-8

	34,000	100%

2

2017 3

2022 6

2022 6

2022 6



2024 6

REITs

REITs

2

1

1

2010 12 29

4.95

2010 2934

"

4.95

4.95

"

2010 12 9

2023 10 17

10

3-9

	10	100%

2 2024 4

2024 4

10

20,572.54

3-10

	20,572.54	100%

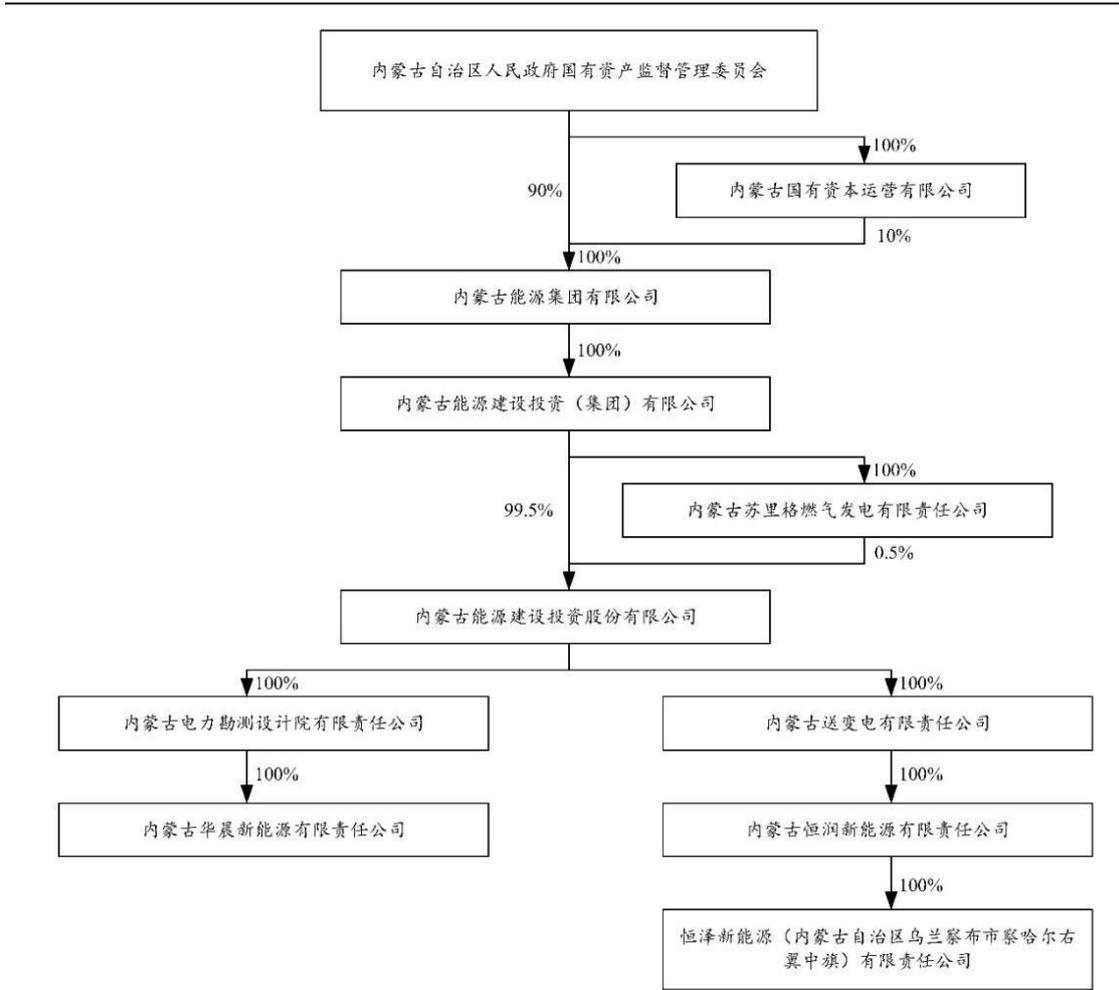
2

1

100%

100%

3-2



2

100%

100%

1

“

”

220kV

1

100%

“

”

“

” “ ”

2

1

REITs

2021 958

REITs

220kV

145011600285

150321669

2024 4

2024 6

7

2024

0000692

25

2024

0000691

7066.50

100%

2

1

2023 10 17

10

2

100%

2022 8 23

REITs

2022 200

REITs

REITs

REITs

REITs

2022 7 31

REITs

11005

REITs

2024

1 16

REITs

3

4



1

1

1

1

2

3

1

4

1

5

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

6

2

3

1

2022 3 20

“ ”

00600200005-2022

00077 “ ”

422,415,000

120 2022 3 20

0060200005-2022

00077



2022 3 31 2032 3 31
 422,415,000.00
 2023 6 30
 100%

REITs

REITs

0060200005-2022

00077

15

2

“

”

2011

32

“

”

287,000,000

168

2011

16

“

”

2011 11 30

2025 11 30

287,000,000.00

“

”

2011 11 21



2013 08 “ ” 238,000,000 2013
 14
 2013 02

2013 11 4 2026 12 2
 238,000,000.00

2023 9 12

REITs

2013 02 2011 16
 2011 12 2013
 05

REITs

2024 2 7

REITs

100%

2024 6

15

“ ” “

” “

”

1 “

” “1

” “ 3

” “1

”

15

2 “

” “1

” “ 3

” “1

”

15

2012 3 21

49.5MW

2016 12 29

100MW

0.51

0.49

2022

2023

5.5

2024 6 30

2017 -2024 6

1

2024 6

43,802.78

19,037.11

43.46%

3-11

2017	3,941.43	3,941.43	100.00%
2018	6,266.35	6,266.35	100.00%
2019	5,695.64	1,656.81	29.09%
2020	5,374.66	1,222.06	22.74%
2021	6,892.49	-	0.00%
2022	6,147.69	5,950.46	96.79%
2023	6,671.83	-	0.00%
2024 1-6	2,812.69	-	0.00%
	43,802.78	19,037.11	43.46%

/ ×100%

3-12

1	2020 年 9 月	381.63	2020 1 -3
2	2021 年 3 月	6,373.74	2017 1 -2018 12 2020 1-3
3	2023 年 2 月	3,793.48	2018 4 -11
4	2023 年 3 月	2,537.81	2018 11 -2019 4
5	2023 年 9 月	2,875.25	2022 46.77% 2022 2022 5
6	2024 年 3 月	3,450.50	2022-2023 26.96%, 2022 2022 6 - 12

2020 4

2020

2017 2021 3 2018 1-3 2021
 3 2020 1-3 2020 9 2021 3 2023
 3 2023 2 2018
 3,793.48 2023 3 2019 1-4 2,537.81 2023 9
 2022 46.77% 2,875.25 2023
 9,206.54 2024 3 3,450.50
 3.1 2024 6 2019

5

61

5

2

2014 8 21

[2014]489

2020 4

3-13

2011	449.37	449.37	100.00%
2012	2,814.33	2,814.33	100.00%
2013	2,967.43	2,967.43	100.00%
2014	2,075.52	2,075.52	100.00%
2015	2,031.91	2,031.91	100.00%
2016	2,433.87	2,433.87	100.00%
2017	2,606.14	2,606.14	100.00%
2018	2,556.57	2,556.57	100.00%
2019	2,149.56	523.31	24.34%
2020	2,296.53	254.18	11.07%
2021	2,916.03	-	0.00%
2022	2,909.64	-	0.00%
2023	2,622.95	-	0.00%
	30,829.85	18,712.63	60.70%

$$= \quad / \quad \times 100\%$$

3-14

1	2015	4	7,982.38	2011	12	-2014	12
2	2015	6	506.87	2015	1	-2015	3
3	2015	9	799.71	2015	4	-2015	7
4	2015	12	725.32	2015	8	-2015	12
5	2016	2	208.42	2016	1		
6	2016	3	242.82	2016	2		
7	2016	4	309.19	2016	3		
8	2016	5	321.58	2016	4		
9	2016	8	929.89	2016	5	-2016	7
10	2016	9	106.78	2016	8		
11	2016	10	117.75	2016	9		
12	2016	11	191.58	2016	10		
13	2016	12	198.59	2016	11		
14	2017	1	159.65	2016	12		
15	2017	2	266.29	2017	1		

16	2017 3	218.81	2017 2
17	2017 7	722.81	2017 3 -2017 5
18	2017 9	396.40	2017 6 -2017 8
19	2017 10	173.45	2017 9
20	2017 12	490.79	2017 10 -2017 11
21	2018 1	337.58	2017 12
22	2018 9	1,628.97	2018 1 -2018 7
23	2019 7	60.07	2018 8
24	2019 8	867.53	2018 9 -2018 12
25	2020 4	152.29	2019 1
26	2020 年 9 月	293.36	2020 1 -2020 2
27	2021 年 3 月	303.73	2020 2 -2020 3
28	2023 年 3 月	1,201.01	2019 1 -5
29	2023 年 7 月	2,192.58	2019 6 -2020 5
30	2024 年 3 月	1,360.82	2022-2023 26.96%, 2022 2022 1 - 3
		18,712.63	

2024 6

31,998.66

20,073.45

62.73%

2017

1 2018

2019 2

5.5

3

1

2023

2.5

2

REIT

2038 6 30

3

3 / 1 (LPR)
70 0.01%

2024 6
5.5
5.5 5

5 () 1 LPR; LPR 80BP(5 ()
5 LPR)

2024 6
5.5
5.5 5

5 5 LPR 1 LPR LPR 80BP
5 LPR 34%

4

2024

2024

2034

2031

140%

140%

3-15

	1,016,676,806.59	1,016,676,806.59	1,016,676,806.59	0.00%
2024	891,534,395.45	-	891,534,395.45	0.00%
2025	818,101,325.51	46,473,914.89	864,575,240.40	5.38%
2026	773,434,185.65	132,762,804.74	906,196,990.39	14.65%
2027	767,080,209.49	44,392,089.32	811,472,298.82	5.47%
2028	748,731,567.12	44,392,089.32	793,123,656.44	5.60%
2029	728,395,855.45	44,392,089.32	772,787,944.77	5.74%
2030	710,152,205.70	44,392,089.32	754,544,295.02	5.88%
2031	685,609,034.27	44,392,089.32	730,001,123.60	6.08%
2032	589,201,555.69	44,392,089.32	633,593,645.01	7.01%
2033	549,628,930.96	38,895,237.97	588,524,168.93	6.61%
2034	474,546,481.02	31,199,646.08	505,746,127.10	6.17%
2035	400,996,915.52	16,444,556.84	417,441,472.36	3.94%
2036	355,180,790.98	-	355,180,790.98	0.00%
2037	346,493,157.21	-	346,493,157.21	0.00%





“ - - ”

1

2

3

4

5

6

7

8

9

1	12	5%
5%		
2	12	20%

20%

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25



26

27

1

1

20%

50%

50%

12

2

5%

20%

20%

12

3

2

1

50%

12

2

20%

12

3

10%

10%

30

1

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

10%

10%

12

13

14

20%

12

15

5%

12

16

17

18

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

6

11

6

12

13

14

15

16

17



18

19

20

21

2

10%

10%

3.

1

2

3

10

60

60

4

10%

10%

10

60

10%

10%

10



60

5

10%

10%

10%

10%

30

6

4

1

30

1

2

3

4

5

6

7

2

/

/

/

3

4

5.

1

1

2

3

6

2

1

2

2

3

3

6

4

3

3

4

6

1

“

”



2
1

2

30

2

7

1

2



2

1

2

3

4

5

6

50%

12

7

50%

12

8

20%

12

8

1

1

2

3

4

2

9

5

10

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16



17

18

19

20

21

22

20%

12

23

5%

12

24

25

26

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

30

25

26

27

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

28

27

4

9

29



30

1

2

3

1

2

3

“

”

31

30

1

2

3

4

5

6

32

1

1

2

3

4

5

33

“ REITs

”

1 REITs

REITs

1

1

/ /

2

3

4

20%

REITs

5

6

2

3

4

/

/

REITs

“

”

REITs

“

”

“

”

“

”

2

1

2

3

4

/

5

1%

6

7

8

9

10

11

12

5%

13

14

REITs

REITs

2024 5
REITs

7

1

1



2

3

4

5

6

7

8

9

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

1

1

2

3

19

4

5

6

7

8



9

10

11

12

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

10

14

15

16

17

18

1

1

2

3

4

5

2

1

2

3

4

5



6

7

8

3

1

2

3

4

9

10

10

5

T-5

3

3 31

11

12

13

14

15

1

1

2

3

13

4

5

6

7

8

2.

1

2

3

4

“

” “

” “

”

“

”



5 5 9 5 901
5 A 6-9

100033

2005 6 21

2005 93

400-811-9999

80%

20%

4 6
5

1

1990 7

2013

1	2016	1		2016	1	2020
12				2020		

2000	7	2021	7
------	---	------	---

2021

Alan H Smith

“ ”

2

UBC

9

ACCA

2005

2008

2008

2009

2009

6

2000

2009

2009

2011

2011

2001

2003

2003

2005

2005

3

1997

1999

2000

2005

2005

1989

8

1993

5

1993 6 2002 4
2002
5 2005 6
2005
2001 4 2005 6
2005
FRM
2005 6
2017
2006 7 2002 5 2011
11
2011 11 2016 8
2016 8 2022 6
2022
2003 7 2008 4
2008
1998 7 2001 7 2001
8 2004 7 2004 8 2005 6
2005
2002
7 2006 5
2006 5 2010 3
112

2010

REITs

REITs

7

REITs

10

REITs

5

REITs

REITs

1 REITs

2024

REITs

REITs

2 REITs

1 REITs

2 REITs

3 REITs

1 5 / 1

4

2

3 1/3

4

4 REITs

1

“ ”

“ ”

“ ”

2

3 “ ”

“ ”

“ ” “ ”

1

3

“ ”

2020 7

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

1

2

3

1

2

3

REITs

REITs

1

2

3

4

5

1

2

1

2

3

3

4

5

1

2

3



25 25

1992 6 18

[1992]7

466.79095

[2002]75

010 63636363

010 63639132

www.cebbank.com

1992 8

2010 8

601818 2013 12

6818

2023

1,312

150



“ ”

“ ”

“ ” ESG A

1	6	1
	2	6

1

2

QDII QFII

3

4

5

6

7

REITs

30

20

20

2002

2024 6 30

343

7338.52

QDII QFII



1

2

“ ”

3

4

1

2

1

2

“ ”



3

4

3

4



1

5 5 9 5 901
5 A 6-9

400-811-9999

010-81042588. 010-81042599

010-66583282

www.icbccs.com.cn

2

1

2

/

443

5 A 7

010-66583340

17

17

010-50938907

4008058058

1 22-25

010-65107091

1

2

8

010-85085246

010-85085111

118 8 808

010-56108299

1

8

010-85085246

B 6

021-38966566

010-56839401



- 1



15
2019 1 29 1010517-00250
2017 4 17 2037 4 16
2024 6 12
1910524-01253
2024 6 12 2044 6 11

AAA 80%
20%

1

2

3

4

5

6



2019



- 1



“ ”

2025	1.35
8,900	50%
35%	

				2020
426				48,000
			2020	5
	20			
		2024	6	21,127.28
		26,872.72		
	2024	6	29,429.08	
18,570.92			2033	
				20
48,000				
		2033		

FDXQ-2024-032

2028 12 31

FDHR012024

2028 12 31

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859

2023 1 1 2027 12 31

ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317

2024 7 15

2027 12 31

2024 4 30

220kV 1

220kV 1

2024 4

220kV

1

220kV

1

220kV

1

220kV

220kV

100MW

220kV

320 /

2020 1 1

220kV

100

/



- 1 - 1 -

100%

100%

1

2

3

4

5

6

2.5

“ ”

36

15

1

2

“ ”



;

15

1

2

3

4

5

6

7



36

60

20%

20%

20%

1

9-1

		34%	60 20% 36 20%
		34%	

2、其他专业机构投资者

9-2

		%	12
		%	



70%

1

2

“ ”



“

”“

”

“

”“

”

3

1.00

9-3

场外认购费率	认购金额 (M)	认购费率
	M < 500万元	0.4%
M ≥ 500万元	按笔收取, 1,000元/笔	
场内认购费率	深圳证券交易所会员单位场内认购费率参照场外认购费率设定	

/

1

“ ”

= ×

=0

500

1.200

100

=5,000,000×1.200=6,000,000.00

500 1.200

6,000,000.00 100

2

“ ”

= ×

=0

500

1.200

100

$$=5,000,000 \times 1.200 = 6,000,000.00$$

500

1.200

6,000,000.00

100

/

“

”

“

”

1

1

$$= \quad \times \quad / (1 + \quad)$$

$$= (\quad - \quad) /$$

=

$$= \quad \times$$

$$= \quad \times$$

$$= \quad +$$

10

0.40%,

100.00

1.200 /

$$= \quad \times \quad / (1 +$$

$$) = 100,000 \times 0.40\% / (1 + 0.40\%) = 398.41$$

$$= (\quad - \quad) /$$

$$= (100,000 - 398.41) / 1.200 = 83,001 \quad (\quad)$$

$$= 83,001$$

$$= 83,001 \times 1.200 = 99,601.20$$

$$= 99,601.20 \times 0.40\% = 398.40$$

$$= 99,601.20 + 398.40 = 99,999.60$$

$$= 100,000 - 99,999.60 = 0.40$$

10

100

83,001

0.40

2

$$= (100,000 - 83,001) / 100$$

=

$$= 100,000 \times 1.200$$

$$= 120,000 + 1,000$$

1,000

1,000

$$100.00 \times 1.200 = 120.00$$

$$= 120.00 - 1.000 = -880.00$$

$$= (-880.00) / 1.200 = -733.33$$

$$= (10,000,000 - 1,000) / 1.200 = 8,332,500$$

$$= 8,332,500 \times 1.200 = 9,999,000.00$$

$$= 9,999,000.00 + 1,000 = 9,999,999.99$$

$$= 8,332,500 \times 1.200 = 9,999,000.00$$

$$= 9,999,000.00 + 1,000 = 9,999,999.99$$

$$= 9,999,999.99 + 0.01 = 10,000,000.00$$

$$=9,999,000.00+1,000=10,000,000$$

$$= \quad - \quad =10,000,000-10,000,000=0$$

1,000

100.00

8,332,500

0

2

1

$$= \quad \times \quad \times(1+ \quad)$$

$$= \quad \times \quad \times$$

100,000

0.40%,

100.00

1.200

$$=1.200 \times 100,000 \times (1+0.40\%)=120,480 \quad ,$$

$$=1.200 \times 100,000 \times 0.40\%=480.00$$

100,000

120,480.00

100.00

100,000

2

$$= \quad \times \quad +$$

=

1.200 /

10,000,000

1,000

100.00

$$=1.200 \times 10,000,000 + 1,000 = 12,001,000$$

10,000,000

12,001,000

100.00

10,000,000

1

2

/

3

/

4



70%

1

2

9-4

X-3 X	
X-2	
X-1	12 00 12 00
X	9 00-15 00
X+1	
T-3 T 3	
T L L	9 00-15 00 9 30—17 00 9 30-11 30 13 00-15 00
L+1	
L+1	

1 X

T

L

2

3

“REITs

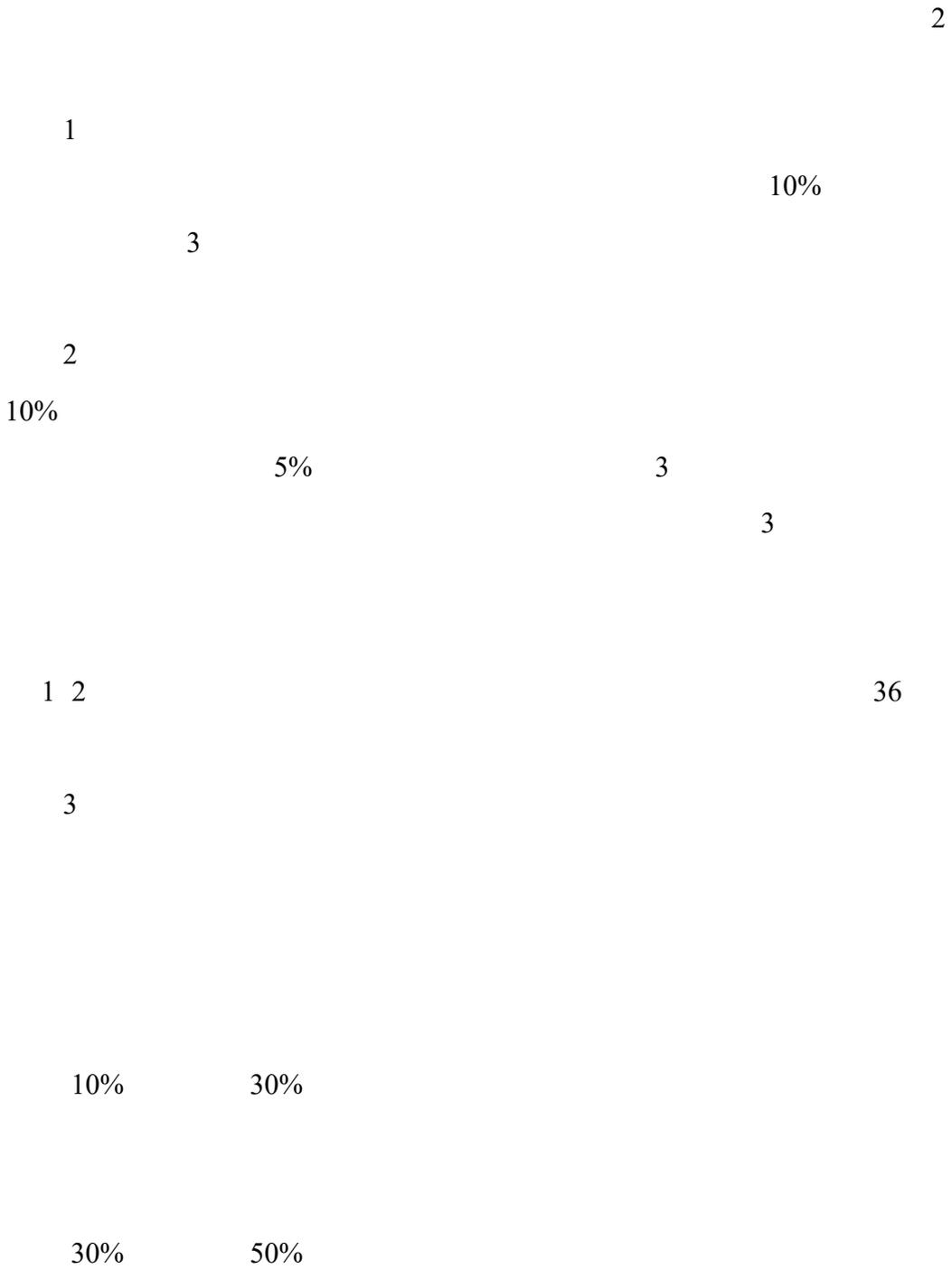
”

4



100%
2 1000
70%
10 10
30





50%

50%

$\frac{2}{3}$

50%



1

2 ————— 2023

80%

AAA

3

80%

162

60

1

100%

1

80%

100%

2

3

4

5

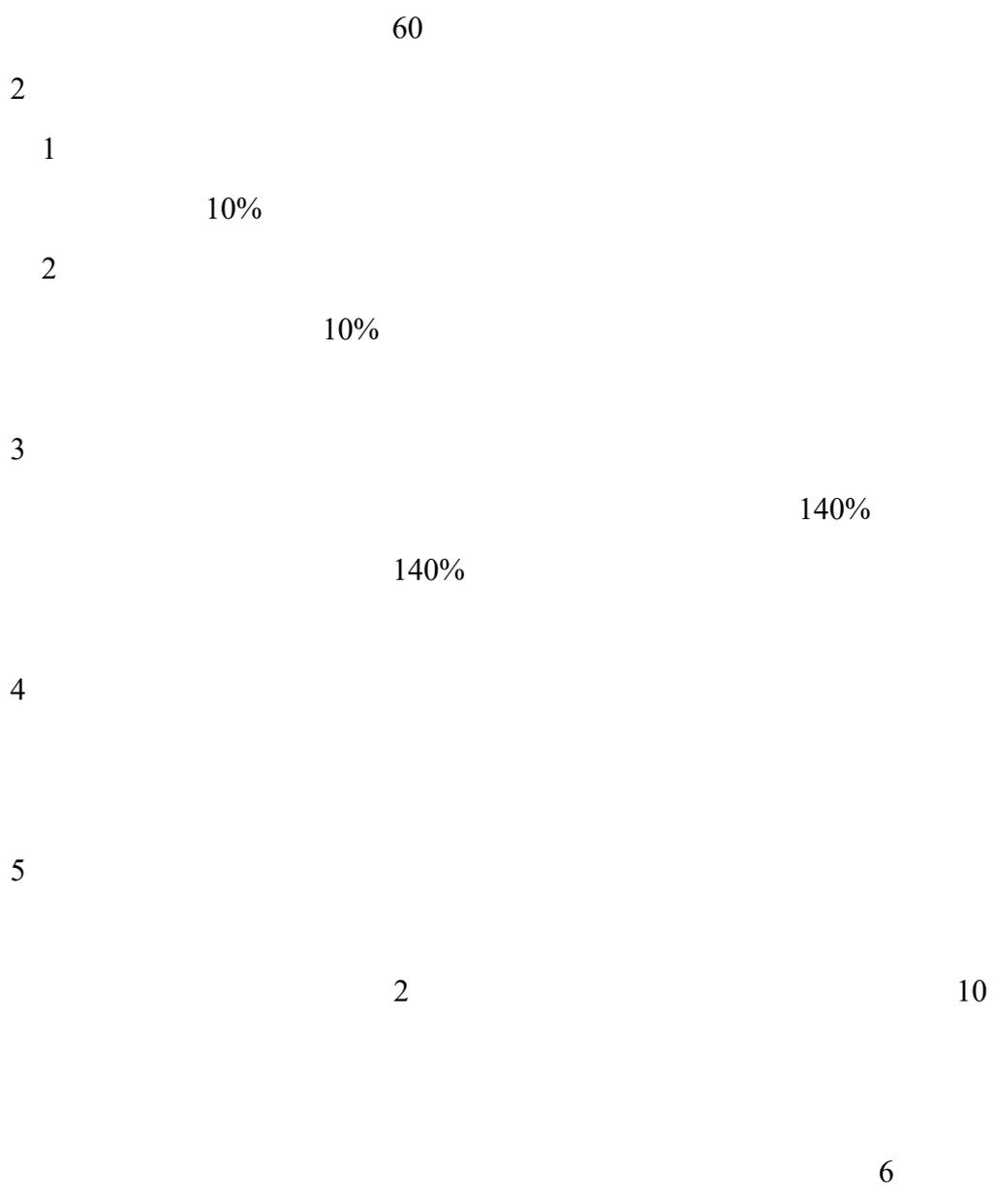
6

2037 3 31
2031 7 31



1

80%



2

3

4

5

6

7

140%

20%

140%

167





1

"

"

2

0060200005-2022

00077

4.1

2023

2.5

1

1

2

3

1

2

3

2

1

2

3

7

I

II

a

b

c

d

4

5

1

5

3

U

U

U



U

U

U

U

4

7

7

I

II

1

2

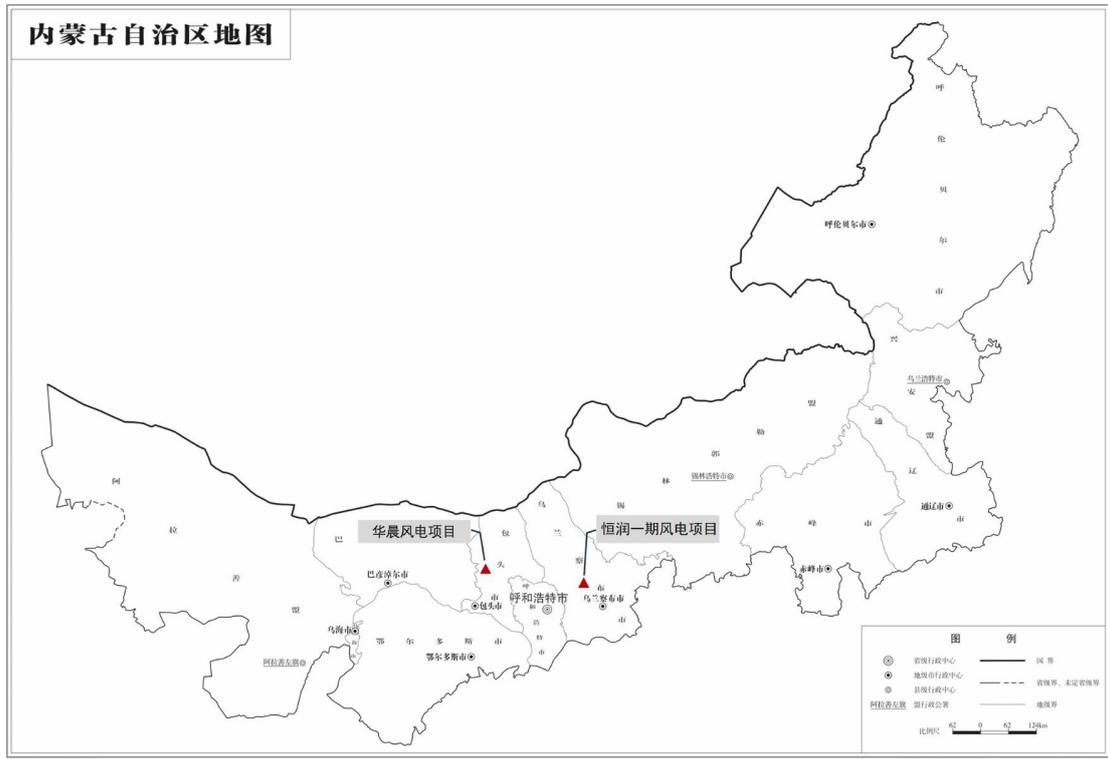
3

7

12:00



14-1



2024 6 30

74,508.86

27,048.82

14-1-1

	100%
	100,000
2024 6	74,112.87
2024 6	74,508.86
	0.53%
	2017 3 26

	2017 11 6 2067 11 5 2024 6 30 43.38
	2017 3 31 2037 3 31 2024 6 30 12.75

14-1-2

	100%
	49,500
2024 6	23,220.85
2024 6	27,048.82
	16.49%
	2011 7 31
	2011 6 27 2061 6 27 2024 6 30 37.02
	2011 7 31 2031 7 31 2024 6 30 7.08

1

46

160~250W/m² 10 5.0~6.5 /
7.9 / 2,800 70

14-2



14-3



16km

1,700	4,190.2		42.3%
15.4%		10	7.2 / 70
	8.8 /	2,800	
		176	

220kV

110kV

14-4



14-5



2

2023

2023

70

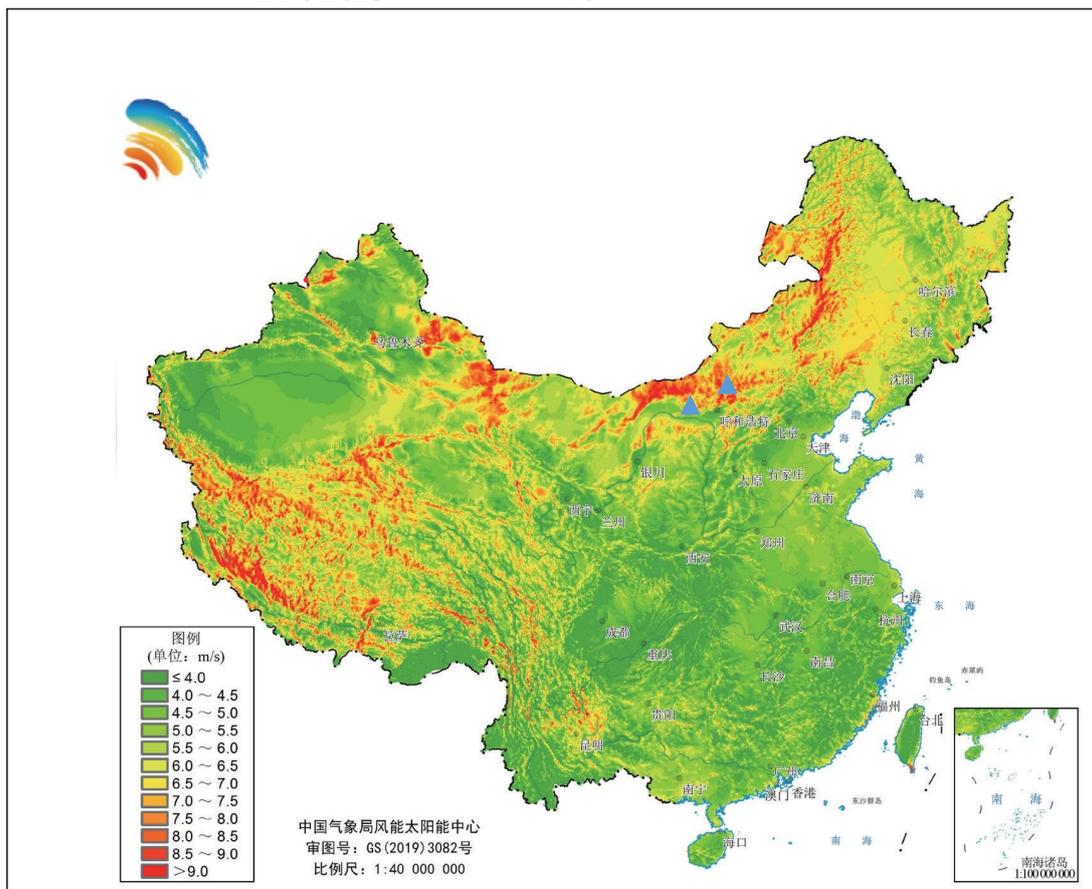
5.4 /

70

7.9 / 8.8 /

2023

70



2023

3

2017 6 30

D4415“ ”

“

”

1

100MW

1 50

2000kW

50

2 35kV 4

I 10.457km II 8.812km III

7.961km IV 8.208km

3 220kV 1

4 220kV 1

6.89km

5 220kV



220kV

100MW

220kV

100MW

220kV

100MW

20 /

= *0.01 /

320 /

300 /

320

2020 1 1

2020 1 1

20 /

=

*0.01 /

300

/

320 /

300

14-2

2020	20	227	247
2021	20	300	320
2022	20	293	313
2023	20	300	320

2025

30,130.03

300

/

0.01 /

20 /

320

/

220kV

220kV

220kV

" "

220kV

2010

30

2024 6

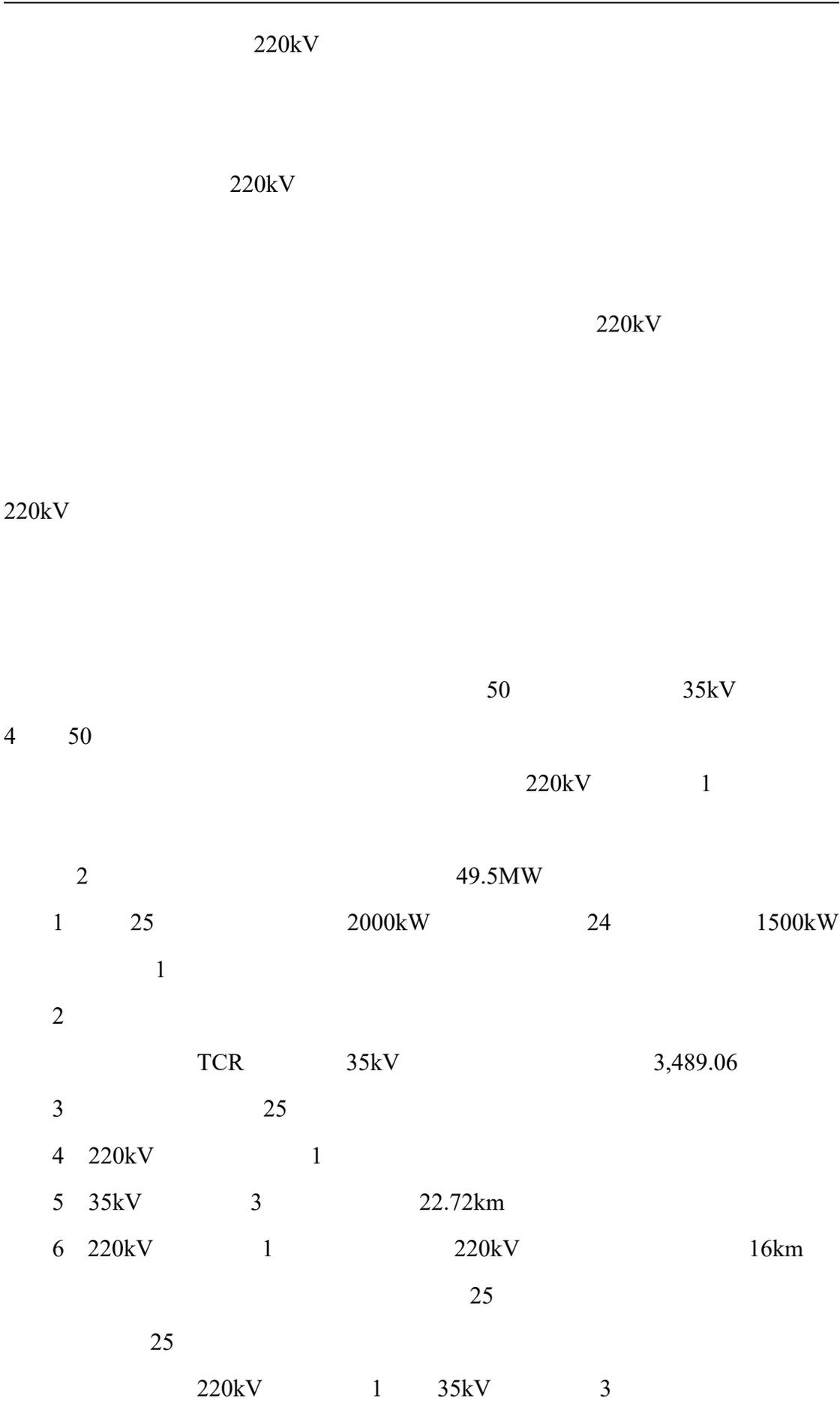
16.5

12.75

2024

"

"





2024

0130626

18,656.00

2017 11 6 2067 11 5

2024

0000691

7066.50

2011 6 27 2061 6 27

2016 3 21 2016 12 8

2010 8 20 2011 7 20

2017 3 26

2011 7 31

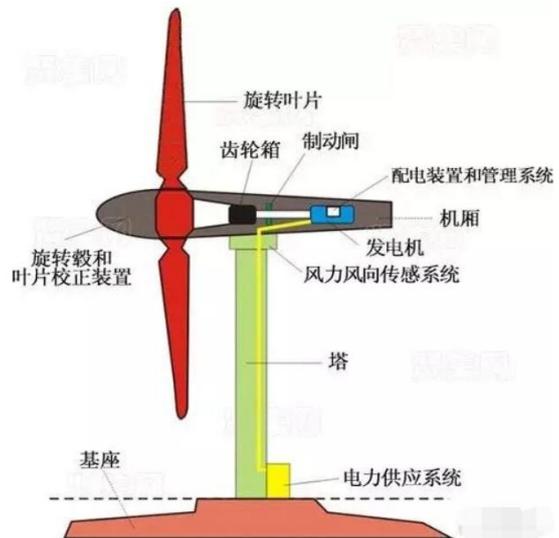
7.73

3.55

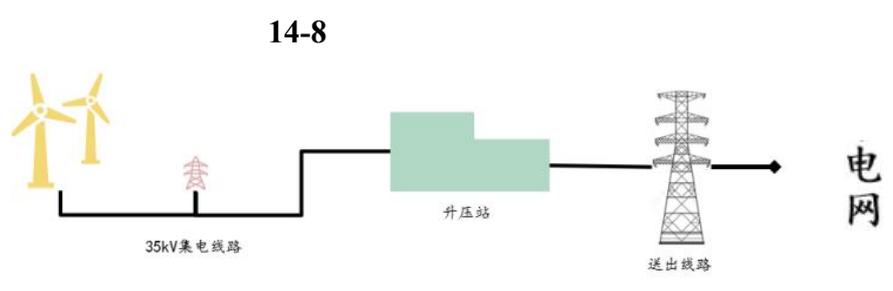
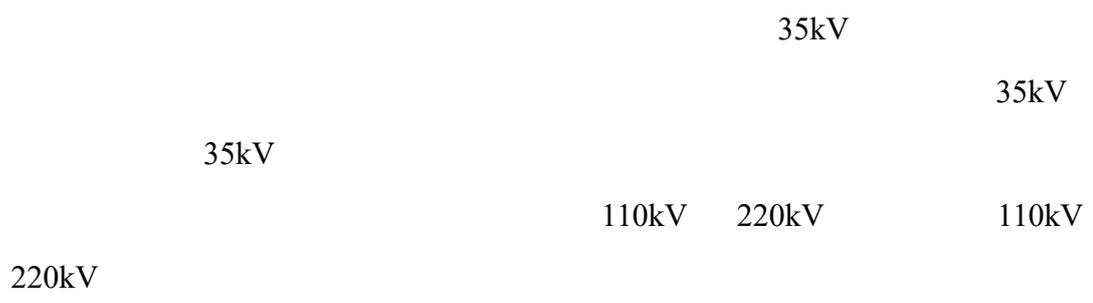
1

1

14-7



2



3

2

1

$$\begin{aligned} &= \quad + \\ &= \quad + \quad + \\ &= \quad * \\ &= \quad * \\ &= \quad = \quad * \\ &= \quad + \\ &= \quad - \\ &= \quad - \quad - \end{aligned}$$

2

$$\begin{aligned} &[2016]581 \quad \quad \quad 0.49 \quad / \\ &\quad \quad \quad 0.2071 \quad / \quad \quad \quad 0.2829 \quad / \\ &\quad \quad 49.5\text{MW} \\ &\quad \quad \quad \quad \quad \quad [2012]539 \\ &\quad \quad \quad 0.51 \quad / \quad \quad \quad \quad \quad \quad 0.2271 \quad / \\ &\quad \quad \quad \quad \quad \quad 0.2829 \quad / \end{aligned}$$

3

" "

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024 55

2021 -2024

6

1500

1100

550

300

4

=

*

1-

5

0.2829 /

0.2829 /

6

<

>

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024

55

2024

2024 206

2022

10% 2023

15% 2024 1-3

25% 2024 4

20%

7

1

2024

2024 55

"

"

90%

"

+

"

"

"

24

15

=

*

+

*

-

2024

2024 55

2023

V3.0

0.8-1.15

0.8

1.15

0.8

1.15

0.8

1.15

2

2024 2

2024 82

"

2023 16

"

3

2024 3

"

"

"

"

"

"

2022 1 18

2022 118

2023 2 15

2023 75

2023 8

2023 1044

"

2023 10

"

2023 16

"

" 2024 3

2024 379

"

"

2023 10

2023 813

"

"

2024 7 24

—

"

"



"

1 /

31.5 /

" "

" " " " "

2024 3

"

"

a.

" "

" "

b.

2024 10 14

3

6
14-10

11 24:00

c.

"

1 /

31.5 /

" "

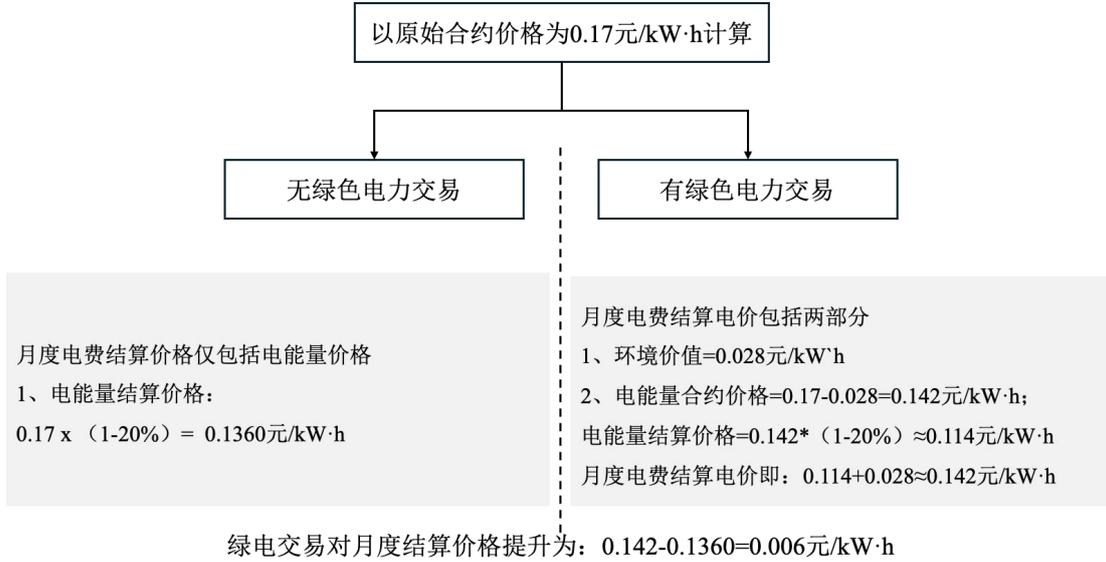
"

2024 4 -6

28 / 0.028 /kW· h

0.006 / kW·h

14-9



3

2024 6

14-10 2024 6

结算周期:2024-06

单位:千千瓦时、元/千千瓦时、元

机组	130005681#华晨旧公中			
成分明细	电量	电价	电费	备注
市场平衡类费用		0.00	143,591.21	2024年06月电费
市场调节类费用		0.00	2,273,768.62	2024年06月电费
不平衡资金		0.00	99,915.97	2024年06月电费
成本补偿费用		0.00	-1,707.47	2024年06月电费
考核补偿		0.00	32,056.42	2024年06月电费
偏差补偿		0.00	1,509.32	2024年06月电费
调频电费		0.00	-26,362.21	2024年06月电费
绿电结算		0.00	558,938.08	2024年06月电费
现货交易	23,133.497	13.51	312,503.66	2024年06月电费
当月机组小计	23,133.497	146.72	3,394,213.60	
以前月度发票差异调整	0.000	0.00	0.00	
本月应开发票金额	23,133.497	146.72	3,394,213.60	

2023 V3.0

= + + + +

+ + + +



1

= - = =
- - =

1

2017 —2024 6
6.14m/s-6.72m/s 7 6.44m/s 2020
—2024 6 6.31m/s-7.96m/s 4 7.08m/s
2022 2023 2021

2

2017 —2020
10% 2021—2023
3.9% 2017
2020
3%

7.2

4.3

3

1

100MW

1984 2013

10m

30

10m

1.9 2.5m/s

1984 2013

30

2.3m/s 1994 2013 20

2.2m/s 2004 2013

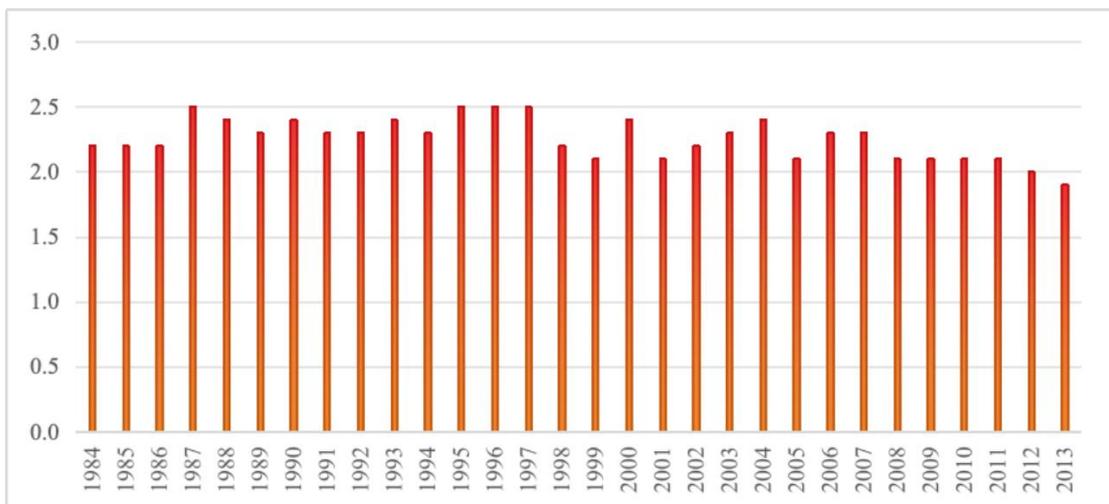
10

2.1m/s 1984—2013

14-11

1984—2013 10m

m/s



2

49.5MW

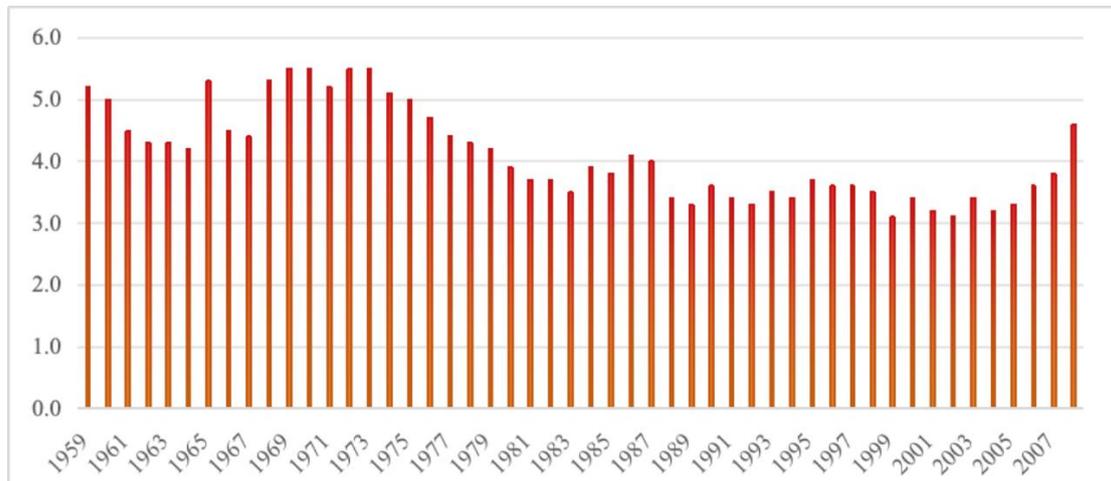
1959 2008 10m

1989 2008 10m

1989—2008

14-12 **1959—2008** **10m**

m/s



14-3

单位：万 kWh

年份	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
m/s	6.72	6.6	6.28	6.14	6.69	6.14	6.5	6.53
	25,496.06	37,063.46	34,283.16	31,577.32	36,378.02	32,001.80	34,156.85	15,338.91
	5,321.72	5,948.63	6,128.91	4,632.72	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24
	20.87%	16.05%	17.88%	14.67%	5.54%	2.29%	3.76%	6.90%
	20,174.34	31,114.83	28,154.25	26,944.60	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67
	1,375.52	857.22	652.39	992.58	1,081.68	1,584.33	657.04	699.35
	6.82%	2.76%	2.32%	3.68%	3.15%	5.07%	2.00%	4.90%
	18,798.82	30,257.61	27,501.86	25,952.02	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32

14-4

单位：万 kWh

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
m/s	7.2	7.4	6.8	6.31	7.96	7.00	7.04	6.45
量	12,349.59	11,611.49	10,137.35	10,594.96	13,207.74	13,085.59	11,912.58	5,225.03
	949.70	265.33	533.52	171.55	239.06	83.75	153.67	23.59
	7.69%	2.29%	5.26%	1.62%	1.81%	0.64%	1.29%	0.45%
	11,399.89	11,346.16	9,603.83	10,423.40	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
	75.50	88.70	138.56	311.00	128.38	189.71	209.15	54.78
	0.66%	0.78%	1.44%	2.98%	0.99%	1.46%	1.78%	1.05%
	11,324.38	11,257.46	9,465.27	10,112.41	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65

14-13



2021-2024	1-6	34,362.68	
31,268.96	32,872.55	14,280.67	
33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
2021-2024	1-6	12,968.68	
13,001.84	11,758.91	5,201.44	
12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66

14-5

/		2021	2022	2023	2024	1-6
		100.00	100.00	100.00		100.00
	kW·h	2,015.34	732.84	1,284.30		1,058.24
	%	5.54	2.29	3.76		6.90
	kW·h	34,362.68	31,268.96	32,872.55		14,280.67
	kW·h	1,081.68	1,584.33	657.04		699.35

	%	3.15	5.07	2.00	4.90
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
	kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
	%	45.07	37.06	17.07	9.92
	kW·h	18,281.00	18,684.63	26,715.51	12,234.29
	%	54.93	62.94	82.93	90.08
/		2021	2022	2023	2024 1-6
		49.50	49.50	49.50	49.50
	kW·h	239.06	83.75	153.67	23.59
	%	1.81	0.64	1.29	0.45
	kW·h	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
	kW·h	128.38	189.70	209.15	54.78
	%	0.99	1.46	1.78	1.05
	kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
	kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
	%	57.83	42.50	23.57	13.07
	kW·h	5,415.30	7,367.13	8,827.26	4,473.75
	%	42.17	57.50	76.43	86.93

= / +

2

1

2024 3 18

15

"

"

2

=

-

=

-

-

2022

532.81 517.20 9.77% 17.13% 2023

702.83 607.02 35.89% 13.93%

2021 -2023 5.54% 2.29% 3.76% 2021

-2023 1.81% 0.64% 1.29%

14-6

年份	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
理论发电量 (万 kWh)	25,496.06	37,063.46	34,283.16	31,577.32	36,378.02	32,001.80	34,156.85	15,338.91
限电量 (万 kWh)	5,321.72	5,948.63	6,128.91	4,632.72	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24
限电率	20.87%	16.05%	17.88%	14.67%	5.54%	2.29%	3.76%	6.90%
发电量 (万 kWh)	20,174.34	31,114.83	28,154.25	26,944.60	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67

14-7

年份	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
理论发电量 (万 kWh)	12,349.59	11,611.49	10,137.35	10,594.96	13,207.74	13,085.59	11,912.58	5,225.03
限电量 (万 kWh)	949.70	265.33	533.52	171.55	239.06	83.75	153.67	23.59
限电率	7.69%	2.29%	5.26%	1.62%	1.81%	0.64%	1.29%	0.45%
发电量 (万 kWh)	11,399.89	11,346.16	9,603.83	10,423.40	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44

3

1

2016 1150 2016

2000 /

× 2000

2019 2024

300 /

14-8

2019	2019 [2019]160	1500 /
2020	2020 2020 166	1500 /
2021	2021 2020 365	1500 /
2022	2022 2021 472	1100 /
2023	2023 2022 472	550 /
2024	2024 2024 55	300 /

2016 2000 / 2024

300 /

=

×

2021

-2024 6

14-9

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13
	h	1,500.00	1,100.00	550.00	134.70
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
	kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
	%	45.07%	37.06%	17.07%	9.92%

14-10

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73
	h	1,500.00	1,100.00	550.00	135.94
	kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65
	kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
	%	57.83%	42.50%	23.57%	13.07%

2021 -2024 6

2024 6

10%

2022 1 18

2022 118

2025

/

2030

/

0 2024 —2026

300 2027—2029

150 2030

0

2

1

2022

2017 954

0.2829

0.2829

2022

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024 55

2024

2024

206

=

* 1-

2022

10% 2023

15% 2024

1-3

25% 2024 4

20%

14-11

/		2022	2023	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
	%	10%	15%	25%	20%
	/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

10% 13%

20% 0.2263 /kW·h

2021 2024 3

2024 4

2024

2024 206

201

2024 4 7

" " " "

2024

3

= +

	2016	2,000	/	2024	300
/				2021	-2024
	18,281.00			18,684.63	26,715.51
	12,234.29			54.93%	62.94% 82.93%
90.08%		2021 — 2024	1-6		5,415.30
	7,367.13	8,827.26		4,473.75	
	42.17%	57.50%	76.43%	86.93%	

4

1

2017 8 -2022 5 2017 8

2017

1453

8

" +

"

"

"

2022 6

2022

2022 129

6 1

14-8

2024 2

2024

2024 55

"

"

2

2021 -2023 2024 1-3 4-6

0.1184 /kW·h 0.1277 /kW·h 0.1312 /kW·h 0.1244

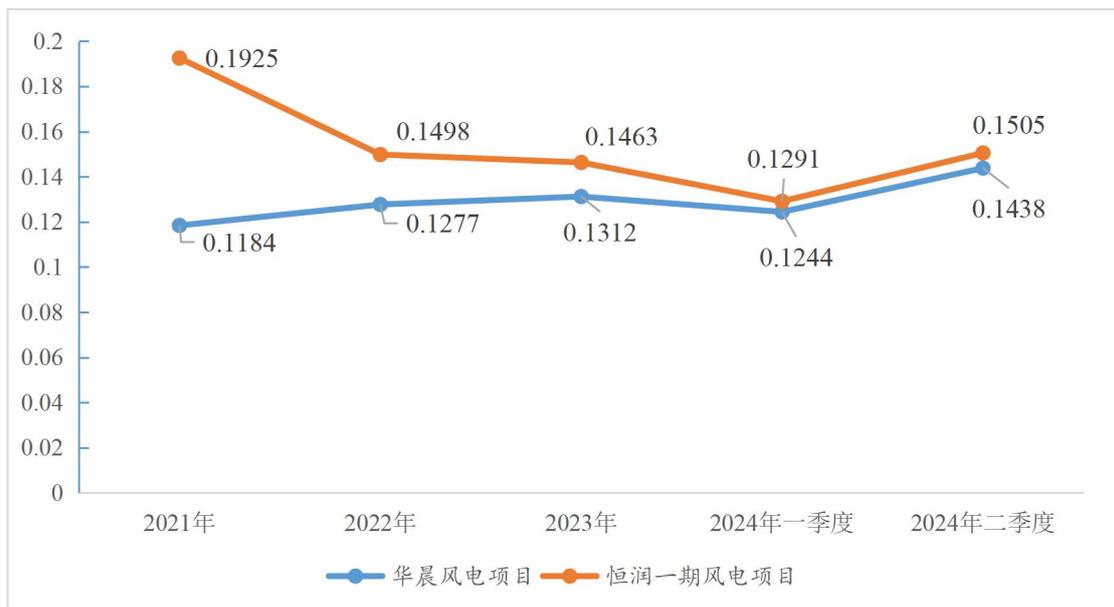
/kW·h 0.1438 /kW·h 2024 1-3

2021 -2023 2024 1-3 4-6

0.1925 /kW·h 0.1498 /kW·h 0.1463 /kW·h

0.1291 /kW·h 0.1505 /kW·h

14-14



			2024		
			2024		
			2024		
			2024	55	
75%	120%		2024		
	2024				
				2024	
			2024	206	
	80%	115%			
			2024	3	
"		"			
				"	
	1	/		31.5	/
	"				
				2024	4 -6
				28	/
	5				
	2021	-2024			13,299.94
11,334.10		11,498.98		4,761.57	
	6,058.80		5,399.37	4,569.14	1,935.98
					2024
				204	

84.89%

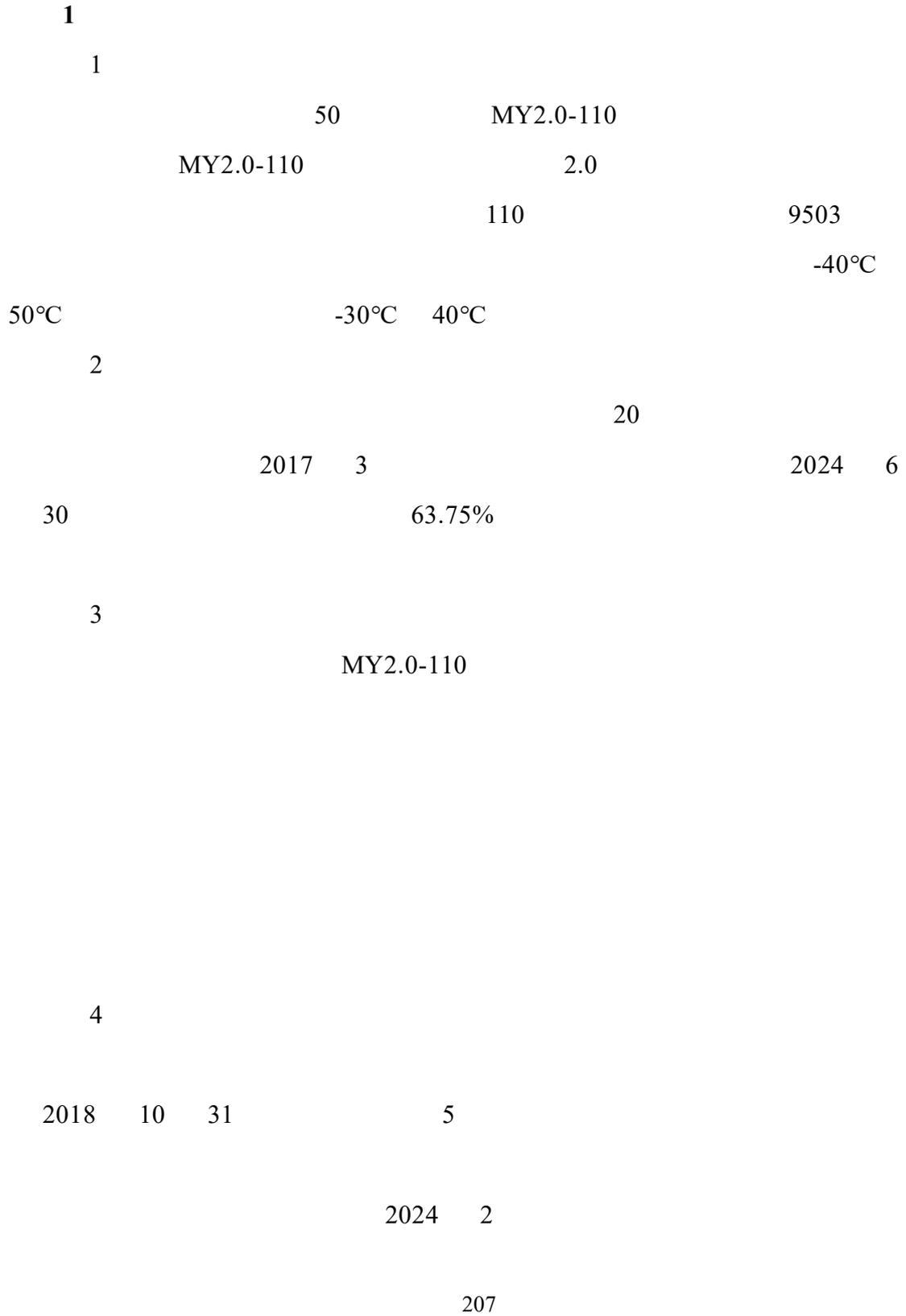
2023

2024

80.80%

14-12

	2021	2022	2023	2024 1	2024 2	2024
	13,299.94	11,334.10	11,498.98	2,095.04	2,666.53	4,761.57
	6,892.68	6,147.69	6,671.83	1,268.40	1,544.29	2,812.69
/kW·h	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071
	51.82%	54.24%	58.02%	60.54%	57.91%	59.07%
	6,407.26	5,186.41	4,827.15	826.64	1,122.24	1,948.88
	48.18%	45.76%	41.98%	39.46%	42.09%	40.93%
	4,243.50	2,800.71	1,322.56	156.98	137.42	294.39
/kW·h	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2186
	66.23%	54.00%	27.40%	18.99%	12.24%	15.11%
	2,163.76	2,385.70	3,504.59	669.66	984.82	1,654.48
/kW·h	0.1184	0.1277	0.1312	0.1244	0.1438	0.1352
	33.77%	46.00%	72.60%	81.01%	87.76%	84.89%
	6,058.80	5,399.37	4,569.14	1,045.79	890.19	1,935.98
	2,916.03	2,909.64	2,622.95	647.92	520.89	1,168.81
/kW·h	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271
	48.13%	53.89%	57.41%	61.96%	58.51%	60.37%
	3,142.77	2,489.74	1,946.19	397.87	369.30	767.17
	51.87%	46.11%	42.59%	38.04%	41.49%	39.63%
	2,100.53	1,386.35	654.67	75.35	71.92	147.27
/kW·h	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2189
	1,042.23	1,103.38	1,291.52	322.52	297.38	619.90
	66.84%	55.68%	33.64%	18.94%	19.47%	19.20%
/kW·h	0.1925	0.1498	0.1463	0.1291	0.1505	0.1386
	33.16%	44.32%	66.36%	81.06%	80.53%	80.80%





2024 2 <
 100MW >
 100MW "
 " 50 MY2.0MW " "
 2018 10 31 5 2023 10 31

1

a.

11.12 "

20%

5 "

2028 10 24

450

b.

2024 6 30 50

87.5 50 112.5 50

62.5 25 250

512.5

25 250

2)

a. 9.5 "

"

2023 10 31 50

b. 2024 04 30
 1,384.25
 c. 512.5 .2
 d.450 2028 10 24
 2023 11
 50 2028
 10 24
 2024 6 30
 2028 10 24
 2
 1
 24 XE82-2000
 1 XE82-1500
 XE82-2000 2.0 82.6
 3
 -40°C~+45°C
 -30°C~+35°C
 2
 20
 2011 8 2024
 6 30 35.79%
 209



3

XE82-2000

XE82-2000

49.5MW

24

XE82-2000

1

XE82-1500

4

240

60

1# 25#

25

2017 7

2017 7

1

2017 6 30

D4415“ ”

1

2
2018 3

3
2013 3

4

1988

2

14-13

		/
2024		2024 3 18
		2024 2 8
		2023 9 7
		2023 7 25
2023		2023 7 16
		2023 6 12
		2023 6 5
		2023 5 8
2023		2023 4 6
		2023 2 20
2022-2035		2022 12 14

“ ”		2022 6 1
“ ”		2022 3 22
		2022 2 18
		2022 1 30
		2022 1 29
“ ”		2022 1 29
		2021 10 20
< >		2020 9 29
		2020 1 20
		2019 5 21
		2019 1 7

“ ”

2030

4.55

“ ”

2

2022 5 24

2022 5

2024 2

2024 82

2024 7 24

"

"

2024 7 31

3

“ ”

2021 10 27

2022 1

28

2022 3

“ ”

214

		2023		3.7	
	29.2				2.2
		6.1			0.76
		4.4			
2022	7.6		2023	10.5	38.6%
		36.0%	6.4	2023	
	15.7			2023	50%
					53.9%
				2004-2010	2011
-2013			2014-2020		2021
	2021				2022
	1				
	2012-2023				2023-2024
			2023		9.22
	6.7%	2022	3.1		
2023		1278		11.5%	
6.07		6.5%		1.67	
12.2%					11.3%
	3.9				2023
	78.1%				
2	“		”		

“ ” 2030

2060 ”

“ ” 7.60%

13.10% 2015 34.80% 2020

44.80% 10 3.70

12.45 4,989 2.82

2.53

“ ” 2025

20% 39% 2035

2030 25%

3

2015 3

2015 9

2015-2018

2018 2021

“1439 ”

“ + ”

“ ”

2023

2023 1217



	2023-2024		2023
		5.67	
7.9%	61.4%	0.6	
	4.43		7%

4

40%

5

2007

2016

2020

9

75

“

2030

2060

”

12

2021

12

“

2025

50%

”

“

”

“ ”

4 50%

2023
44134 20.8%
2023 60GW
50GW 30GW
29GW 2023 “ ”
267GW 60.5%
14-14 “ ”2023

		GW
1		60
2		50.89
3		39.29

4		30.74
5		29.47
6		21.54
7		18.62
8		7.97
9		5.67
10		3.18
11		
		267.37+

2024 4

3

500

100-500

7

100

500

100

545

14.42%

14-15

-

1		545
2		539
3		510
4		348
5		294
6		217
7		208
8		168
9		102
10		101
		3032

10% 14.42% 14.26% 13.50%
2% 19.77%

5

4-8MW

4-8MW

6

1

GDP

2

2023

4

70

2023

5.4m/s

6.0m/s

70

3

7

1

14-16 2012-2023

	GDP			
2012	538,579.95	7.86%	49,591	5.7%
2013	592,963.23	7.77%	53,233	7.3%
2014	643,563.10	7.43%	55,637	4.1%
2015	688,858.22	7.04%	56,933	2.3%
2016	746,395.06	6.85%	59,747	4.9%
2017	832,035.95	6.95%	63,625	6.5%
2018	919,281.13	6.75%	69,002	8.5%
2019	986,515.20	5.95%	72,255	4.7%
2020	1,013,567.00	2.24%	75,214	4.1%
2021	1,149,236.98	8.45%	83,313	10.8%
2022	1,204,724.00	3.00%	86,369	3.7%
2023	1,260,582.10	5.20%	92,241	6.8%

2

LCOE

LCOE “Levelized Cost of Energy”

“

”

2022

0.049 /kW·h 0.081 /kW·h 0.033 /kW·h 2010

88.99% 58.88% 69.16% 2022

0.077 /kW·h 0.028 /kW·h

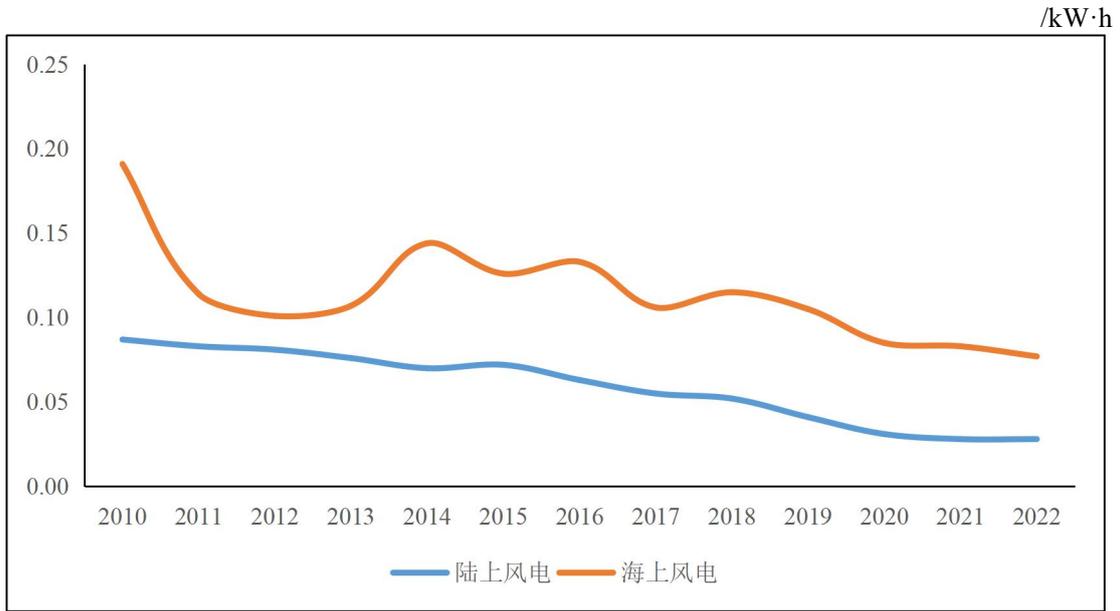
2010

2022

2010

67.8% 57.9%

14-15 2010-2022



IRENA <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Wind-Costs>

3

2023 7

“

”

“ ”

“ ”

“ ”

“

” “ ”



“

” “ ”“ ”

4

2022 1

2023 2

2024

“ 1 / 31.5

/ ” 2024 3

“ ”

8

1

2023

10 10 2013-2022 0.03% 2022
0.72% 70 5.4m/s 193.5W/m2

100

5.7m/s

228.9W/m²

70

“ ”

“ ” “

” “ ”

1

2023

11MW

2022

3MW

8.9MW

2022

2.6MW

20

70

10kW

200kW

600kW

750kW

MW

5MW

10MW

15MW

20MW

2006-2012

2019-2023

1.5MW

6MW

7.25MW

16MW

2

2

1

8.0m/s

7.0m/s

5.0m/s

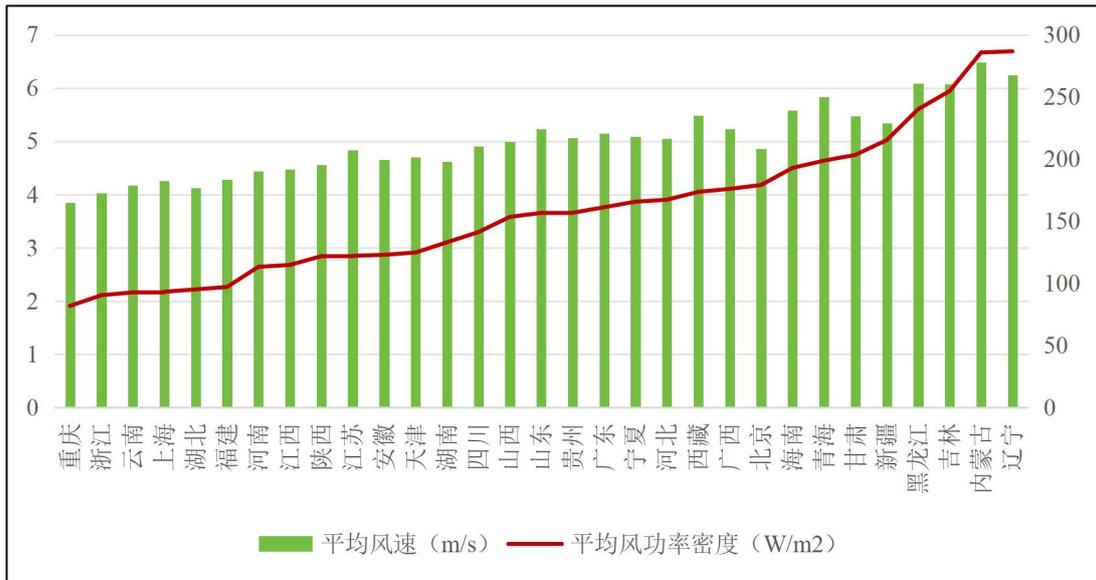
300W/m²

150W/m²

“ ”

14-16

2023 70



2023

2

2022

96.8%

0.1% 2023

97.3%

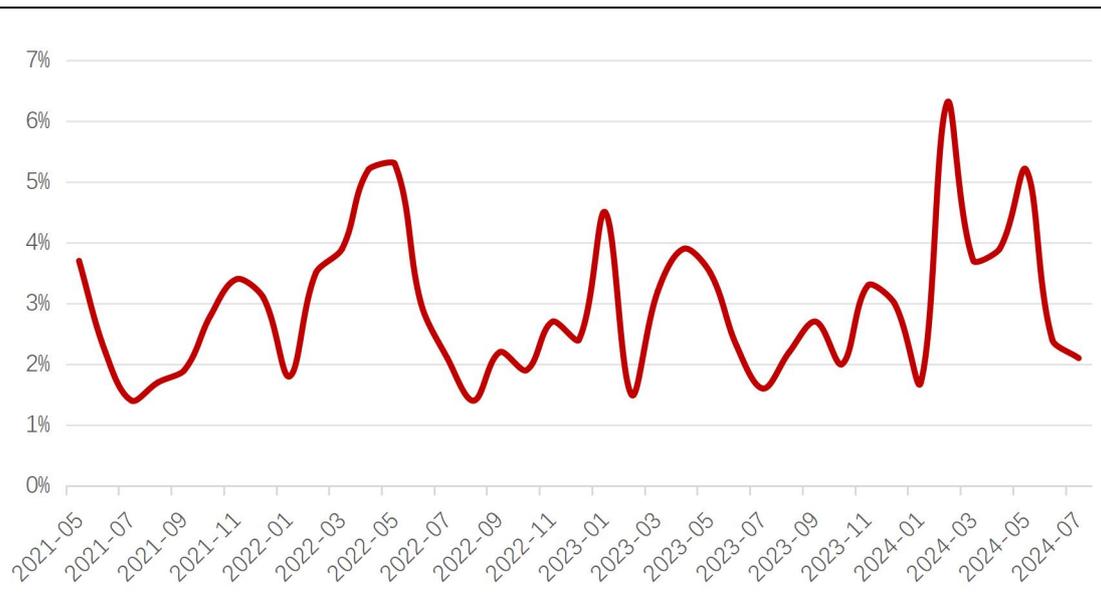
0.5%

14-16 2021-2024

	2021	2022	2023	2024

	96.9%	96.8%	97.3%	95.10%
	100.0%	100.0%	99.9%	97.90%
	100.0%	100.0%	100.0%	99.40%
	95.4%	95.6%	94.3%	93.50%
	97.5%	98.3%	98.9%	98.80%
	98.5%	97.9%	97.6%	95.10%
	91.1%	92.9%	93.2%	94.00%
	97.6%	90.0%	96.7%	92.60%
	98.0%	98.5%	98.0%	93.60%
	97.1%	95.2%	96.0%	92.10%
	98.1%	98.2%	98.6%	94.40%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	99.90%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	99,9%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	99.9%	99.9%	100.0%	99.60%
	98.3%	98.2%	96.8%	95.50%
	100.0%	100.0%	99.0%	98.90%
	99.0%	97.4%	99.7%	95.60%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	97.7%	95.8%	96.8%	96.00%
	95.9%	93.8%	95.0%	93.90%
	89.3%	92.7%	94.2%	93.00%
	97.6%	98.5%	97.8%	98.20%
	92.7%	95.4%	95.8%	94.30%
	100.0%	100.0%	78.0%	97.70%
	100.0%	99.9%	99.6%	99.50%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	99.9%	99.90%
	99.5%	99.7%	99.7%	99.50%
	99.9%	99.9%	100.0%	99.10%

14-17 2021 5 -2024 7



3

1

1

2

3

2

1

2009 2009 7 20

2009 1906

I-IV

0.51 0.54 0.58 0.61 /kW·h 2014 6 5

2014 1216

2017

0.85 /kW·h

0.75 /kW·h

5

2014

2014 3008 I

II III

2 /

2015 3044

I II III

2 / IV

1 /

2018

2016

12 26

2016	2729		2018		I-IV
	2016-2017		7 5 5 3 /		
2018	5 18			2018	
		2018	47		2018
				2019	
				20	2019
5	21				
2019	882				2019 2020
2018	9 13				
			2019	1 7	
		2019	19		
	2019	4 8			
				5 28	
2019					2019 49
2021	6 7			2021	
		2021	833	2021	
		2021			
2					

/W

3

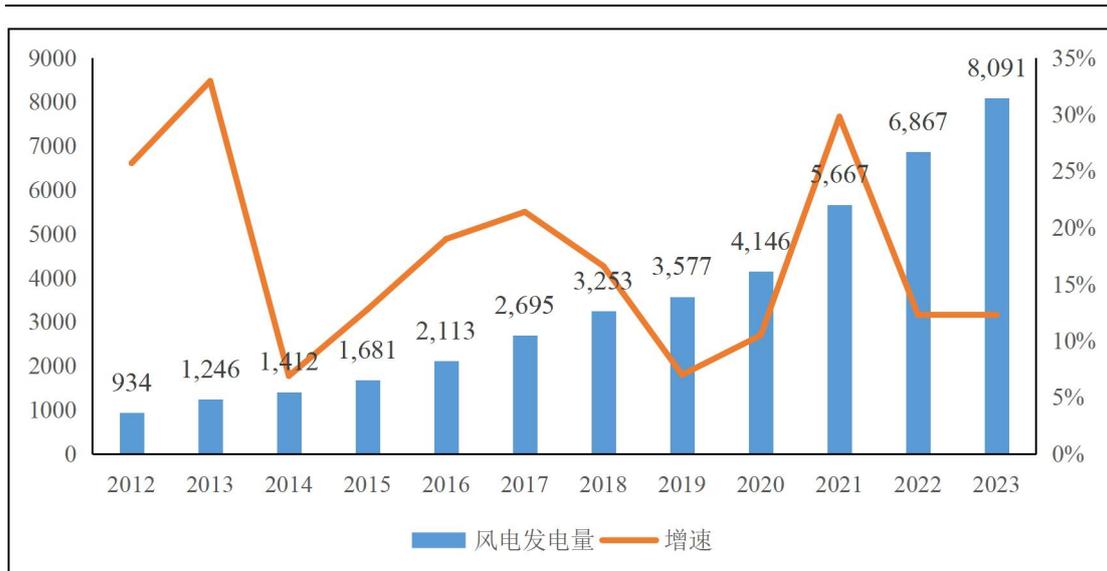
1

2024	6	46,671
2024	2,584	19.9%
2012-2023	19.6%	
2024	5088	10%
96.1% 2012-2023		21.7%

14-18 2012-2023

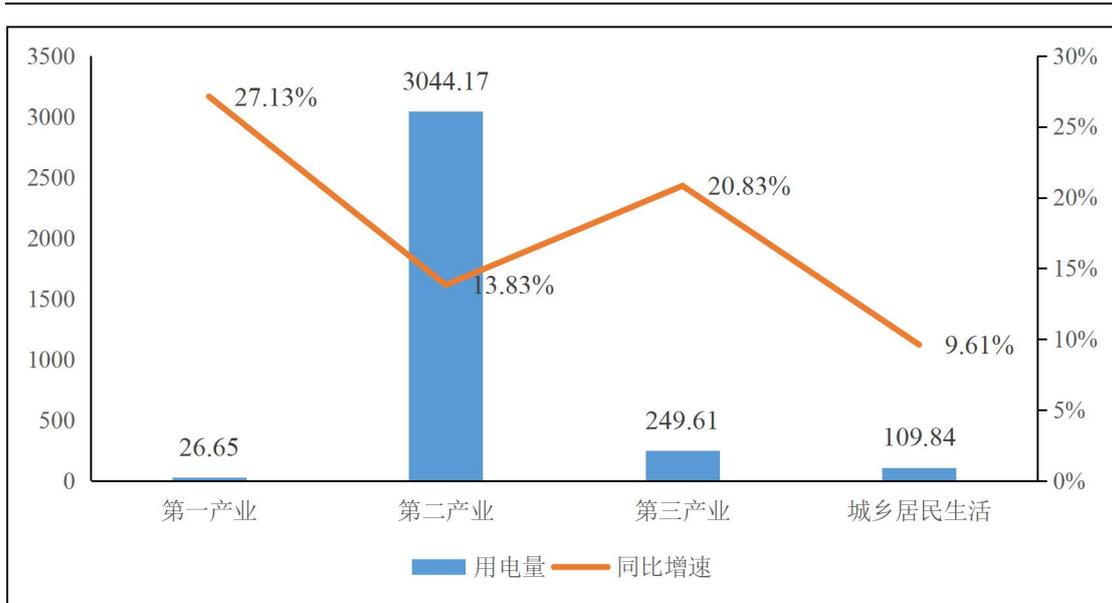


14-19 2012-2023



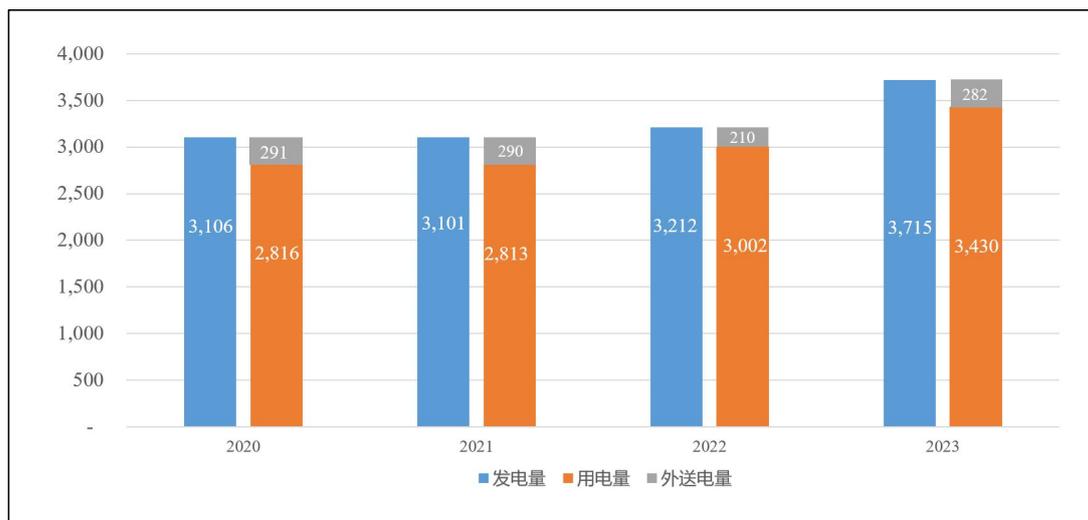
2			
2023	24,627	7.3%	
	2,737	5.5%	11,704
	8.1%	10,186	7.0% 2024
	11,683	6.2%	
	387	5.1%	5992
8.2%	5304	4.7%	
		“ ”	72
	8		
2023	3,430.27	14.26%	
	6.72%	7.54	6.7% 7.56
	2023	26.65	
27.13%	11.5%	15.63	3044.17
	13.83%	6.5%	7.33
	249.61	20.83%	12.2%
8.63		109.84	9.61%
	0.9%	8.71	2023

14-20 2023



2020-2023 3,106 3,101 3,212
 3,715
 2020-2023 2,816 3,430
 6.8% 2020
 280 “ ”

14-21 2020-2023



		2023		24,627
		7.3%		8.1% 2024
		6.2%		
	8.2%		2023	4,823.2
		12.4%	2024	2,561.57
	265.07		11.54%	3.44%
			2021 -2023	
	2,300.55	2,383.28		2,827.07
2023	18.62%		107.49%	
				2023
		1,020.35		22.54%
962.33		22.9%		94.31%
854.97		8.12%		161.77
	18.92%		12.31%	2023
	681.1		12.5%	2023
667.3		2022	18.8%	167.3
	15.9%			2023
	2023		10%	
23%	40			24.3%
"				"
			45GW 16GW 17GW	
	32%	55%		1200
	"	"		
50	2023			1
				40% 32.7%
25.7%		22.5%	"	" "
	"			
		2023		

									702.83
607.02			35.89%	13.93%					
			2023	10			"	"	
									"
"	4								" "
									2-4
			2023	12					
									2025
			100				"	"	
	1000								
									15% 2
	2025			500					
	2024	4	8						
				19					
			1.87/7.56GWh				111		2024
161		2025	26		2024	5	20		
									11
			1.1GW/4.4GWh	81	2024				900MW/3600MWh
2025			200MW/800MWh		8				
									1.69GWh
		2022	3	2					" "
			"	"	"	"			
									120
									120
									120
	"		"						



3000

" "

" "

5

1

	2024	6	22,548.47
	7,612.74		2,420.86
46.63%	33.12%		4.74%
856.73		160.69	23.09%
	21.52%		1.84%

2

		2024	6
	1,978.1		578.89
29.26%		2024	1-6
	0.59%		56.59
	13.42%		18.13%

			2024	6	
1.73%	2024				2.40%
					2024
6			2,443.36		34.55%
	1,167.2		76.27%		
	47.77%	2024	1-6		372.63
	18.61%		126.67		47.41%
		33.99%			
				2024	6
	0.42%	2024			
0.41%					
3					
1					
					200MW
+			2024		
	40		2023	9	2024
2					
					600
		120			2024
			"	150	
		"	2023	4	
"	-	" 500			2024
			"	150	
	"	2023	5		
120	30				" -
	" 500				
4					

	2021	2023	2024	6	
	8.90%	7.10%	6.80%	6.00%	5.54%
	2.29%	3.76%	6.90%		1.64% 1.81%
	0.64%	0.45%			

		2021-2023	2024	
		0.1184 /kW·h	0.1277 /kW·h	0.1312 /kW·h
0.1244 /kW·h	0.1438 /kW·h		2021-2023	2024
			0.1925 /kW·h	
0.1498 /kW·h	0.1463 /kW·h	0.1291 /kW·h	0.1505 /kW·h	

1

1

100MW

2017 3

2

3700

2800

14-17

40	400	+	
100MW	100	+	
20	200	+	
30	300		
200MW	200		
30	300	+	
2 20	200	+	

3

2022

2022 271

2023

2022 472

2022

V2.0

2 20

14-18

		2	20
2021 年	3,328.10		2753.05
2022 年	2,968.46		2346.30
2023 年	3,221.55		2533.84

2

20

2

1

4.95

49.5MW

2011 7

2

1/10

1/3

“

”

14-19

500MW	500	+	
	49.5		
	49.5		
	50		

3

14-20

2021 年	2,594.00	2,192.69	2,358.43

2022 年	2,588.31	2,074.08	2,344.41
2023 年	2,333.28	2,079.36	2,470.30

2011 2012

2012

3

1

50%

2021

6

“ ”

12

1500

44.2

1200

5MW

2

1

2

[2016]581

0.49 /

0.2071

/

0.2829 /

49.5MW

[2012]539

0.51 /

0.2271 /

0.2829 /

2023

2022 472

241



3

1

			2,400		1,700
	118.3				
	4,200				1000
			25°C		
-20°C					
		1/6			1/3
2023		24,627			7.3%
		2,737	5.5%		11,704
8.1%		10,186	7.0%		
		8.7%	45.7%	45.6%	
102,677		7.4%			38,130
6.1%				48,676 ,	5.1%

14-22 2018-2023



7.2%

7.4%

8.0%

7.2%

17.7%

2.1%

11.7%

16.3%

28,466

0.7%

3,083.4

9.2%

2,331

9.2%

75.6%

6817.5

15.8%

14-21

2005	2403	3,523.70	277.46
2006	2415	4,161.80	343.38
2007	2429	5,166.90	492.36
2008	2444	6,242.40	650.68
2009	2458	7,104.20	850.86
2010	2472	8,199.90	1,069.98
2011	2470	9,458.10	1,356.67
2012	2464	10,470.10	1,552.75
2013	2455	11,392.40	1,720.98
2014	2449	12,158.20	1,843.67
2015	2440	12,949.00	1,964.48
2016	2436	13,789.30	2,016.43
2017	2433	14,898.10	1,703.21
2018	2422	16,140.80	1,857.65
2019	2415	17,212.53	2,059.69
2020	2403	17,258.04	2,051.20

2021	2400	21,166.00	2,349.95
2022	2401	23,388.90	2,824.39
2023	2396	24,627.00	3,083.40

2023 2,396.0 1,667.1
728.9 69.58% 0.98
1,227.1 1,168.9 12.0
5.00‰ 20.2 8.42‰
1.4%
18.3% 15.3%
2.5% 20.2%
11.9% 13.1%
89.2% 3.5%
15.5% 11.4%
1.5
49.2% 84.5%

2023 7.4% 7 “
” 15.5% 2023
1,689.88 325.49
23.86% 35.04%
3.25% 61.18%
14.02%

2
2023 4,263.9 10.2%
135.2 5.3% 2,329.4
14.3% 1799.3 6.7%
3.2% 54.6% 42.2%
1.8% 65.0% 33.2% 155,050
9.4%
54,375 4.5%
58,663 4.3%

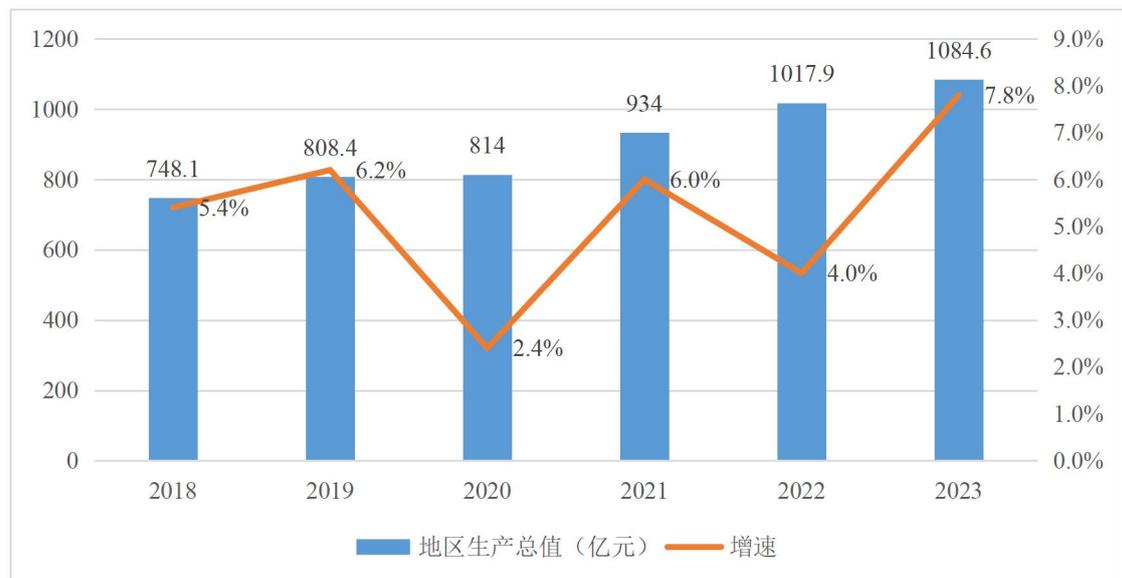
25802	6.4%		
			14.7%
	23.4%		
19.8%		23.2%	29.9%
		0.3%	23.8%
27.2%		23.7%	14.8%
		15.1%	57.4%
		7.1%	21.4%
	7.7%		9.4%
	18.7%		5025.0
0.6%			
		200.6	15.5%
	163.9	23.2%	36.7
		81.7%	475.0
20.2%		7.0%	3.5%
6.8%		7.4%	

14-22

2006	212.41	778.22	67.53
2007	214.60	937.11	76.75
2008	217.76	1129.07	96.48
2009	219.59	1236.41	130.31
2010	219.80	1331.20	139.18
2011	221.75	1558.84	161.86
2012	223.45	1686.19	185.76
2013	225.00	1789.65	215.12
2014	223.70	1871.52	234.32
2015	223.86	1957.79	252.30
2016	223.70	2092.44	271.21
2017	223.61	2287.02	137.61
2018	223.68	2511.09	142.75
2019	224.57	2714.47	151.82
2020	224.08	2769.65	145.18
2021	224.08	3368.79	161.05
2022	224.43	3750.00	173.61

2023		1,084.6		7.8%
	185.8	7.6%	471.2	9.9%
	427.5	5.9%	17.1	43.5
	67,158	9.8%		39.4
2023		28,154		6.4%
		39,518		5.8%
	16,984	9.0%		
2023		409.7		9.2%
	348	12.7%		
		4.9%		14.2%
	17%	35.1%		10.4%
		12.0%		
		13.0%		36.5%
		13.4%		1.8%
	12.4%		1590.2	
4.4%				
	2023		67.9	
8.5%		46.9	17.3%	21
7.0%		416.2	10.8%	

14-23 2018-2023



2023			306	466	
	38		194		24%
38%				23.7%	4.2%
	15		53		380
		2023			1,000
	1,138.44			960.61	
177.83			681.1		12.5%
	668.2			12.6%	
13.0			8.6%		
2023	10	5			
			2023	16	
		9			
					“ ”
	“	2027			2035
	“	”	“	”	“

“ ”

2016 3 <

>

2022 1 18

2022 118

: 1 2025

..... 2 2030

..... 3

2010

2017 8

2017 1453

2019 6 26

2022 6 1

" + "

2024 4

2024

2024 206

" "

2024 2



“ ”

“ ”

“ ”

2021 2

2021 4

2021 2 25

2021 280

“

”

“

”

2021 5

2021

2021 25

2021

11%

2025

20%

2021 5 21

2021

2021 704



2021 10 20

“ ”

“ ”

2022 1 29

<“ ”

>

2022 209

“ ”

2022 1 30

2022 206

2022 2 18

12

2022 273

2021 10 24

2025 2030 2060

			“1+N”		
2021	10	26		2030	
		2021	23	2030	25%
				12	
2021	6	29			
		REITs		2021	958
				REITs	
2022	2			“	”
				2030	
					3
2023	11				
2024	1		2024		
					“1+7”
			“	”	
			3000	4000	
		1			
2024	3	2024			
			“	”	

2024 3

2025

2030

2024 7 31

1

14-23

1			/	/	/	/
			/	/	/	/
			/	/	/	/
			2015.10.30		[2015]73	10 10
		/	/	/	/	
2			2015.07.28		2015 188	100MW 100MW 46 3.524 52.28

			2017.12.11		15022220170030	100MW 28656m2	
						REITs 100MW	
3		2019 9	2015.09.25		221 2015	100MW	
			2015.10.20		143 2015	100MW	

		9	2019 2023.12.05	/		(REITs) “ ” “ ”
			2017.11.06	/	[2017] 016	22-513-05-002 28656 50 2,636,352
			2024.7.21		2024 0130626	18656.00
4			/2016.04.28		2016 002	100MW

		2016	/	/	/	/
5						REITs 100MW
6			2017.03.31	10	/	10
			2017.03.31		[2017]020	

			2018.02.05		150000WYS180000805	
			2017.09.25		2017 011	100MW
			2017.09.15		/	100MW
7			/	/	/	/
			/	/	/	/
8			2015.10.30		[2015]73	
			2016.10.9		157 2016	10

						10 4.2419 : 2.0263 2.2156
		2018.12.26		458	2018	14 10 27.855
		2015.07.20		408	2015	100MW “ 100MW ” 18.25Km2
		2023 9 25			2023 234	10

			2015.09.16		2015 239	100MW
			2017.12.07		/	100MW

2

1

14-24

1			/	/	/	/	
			/	/	/	/	
			/	/	/	/	
			2010.12.29		[2010]2934	4.95	
					4.95		
			/	/	/	/	
2			2023.02.21		/		4.95
			2011.08.05		152631201100171	29012	
			2011.08.15		152631201100249	29012	

3		9	2019 2010.09.27		[2010]255		4.95	
		2019 9	2023.12.06		/		4.95 “ ” “ ”	
			2011.07.13	/	1509272011B003	29012	2011B003	
			2024.06.07		2024 0000691		()	1,044,432

						7066.50m ² 2011 06 27 2061 06 27	
4		/	2010.09.15		[2010]225	49.5MW	
		2016	/	/	/	/	
5			2011.12.29		1526312011122902201	3328	
6			2016.5.11		/		
			2011.07		/	49.5MW	
			2012.2.15		/	49.5MW	49.5MW
			2012.2.15		/		

						49.5MW 10kV 2.5 49.5MW
		2012.2.24		/		49.5MW 49.5MW
		2011.11.25			0065 [2011]	49.5MW
		2011.10.25			2011 72	49.5MW
		2023.08.17		/		49.5MW
7		/	/	/	/	/
		/	/	/	/	/
8		2010.08.18			[2010]162	

						49.5MW
						4.95
		2024.02.01			2024 135	4.95 10.599
		2010.08.19			[2010]627	49.5MW
		2023.08.21			/	“ ” 4.95
		2012.01.18			2012 25	4.95
		2015.09.02			2015 182	4.95

2

14-25

1			/	/	/	/
			/	/	/	/
			/	/	/	/
		2010.12.29			[2010]2934	4.95
						4.95
2			/	/	/	/
		2023.02.21			/	4.95
		2011.08.05			152631201100171	29012
			/	/	/	/
3						

		2019 9	2010.09.27		[2010]255		4.95
		2019 9	2023.12.06		/	“ ”	4.95
			2011.07.13	/	1509272011B003	2011B003 29012	1,044,432
			2024.06.07		2024 0000691	() 7066.50m ²	2011 06 27 2061

						06 27
4		/	2010.09.15		[2010]225	49.5MW
		2016	/	/	/	/
5			/	/	/	/
6			2011.07	/		49.5MW
			2012.2.15		/	49.5MW 49.5MW
			2012.2.15		/	49.5MW 49.5MW
			2012.2.24		/	10kV 49.5MW 2.5 49.5MW
			2011.11.25		0065 [2011]	49.5MW
			2011.10.25		2011 72	49.5MW

			2023.08.17		/	49.5MW
7			/	/	/	/
			/	/	/	/
8			2010.08.18		[2010]162	49.5MW
			2024.02.01		2024 135	4.95 4.95
			2010.08.19		[2010]627	10.599 49.5MW
			2023.08.21		/	“ 4.95 ”

			2012.01.18		2012 25	4.95
			2015.09.02		2015 182	4.95

1

1

(REITs)

REITs “

” 100MW

100MW 2000kW

50 35kV 4 220kV 1 220kV

1 6.89km

220kV 220kV 1

1

14-26

项目	产权证书编号	权利人	坐落	用途	宗地面积	房屋建筑 面积	使用期限	权利类 型	权利性 质
华晨风 电项目	蒙(2024)固 阳县不动产权 第0130626号	华晨公 司	固阳 县红 泥井	工业 用地	18,656.00 m ²	/	2017年11月06 日起2067年11 月05日止	国有建 设用地 使用权	出让

2

14-27

Z01L5110100000060	219900000006	001	MY2.0-110	1	\	9,508,885.88
Z01L5110100000063	219900000009	002	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000066	219900000012	003	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000069	219900000015	004	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000072	219900000018	005	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000075	219900000021	006	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000078	219900000024	007	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000081	219900000027	008	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000084	219900000030	009	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000087	219900000033	010	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000090	219900000036	011	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000093	219900000039	012	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000096	219900000042	013	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000099	219900000045	014	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000102	219900000048	015	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000105	219900000051	016	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000108	219900000054	017	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000111	219900000057	018	MY2.0-110	1		9,508,885.53
Z01L5110100000114	219900000060	019	MY2.0-110	1		9,508,885.53

Z01L5110100000117	219900000063	020	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000120	219900000066	021	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000123	219900000069	022	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000126	219900000072	023	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000129	219900000075	024	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000132	219900000078	025	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000135	219900000081	026	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000138	219900000084	027	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000141	219900000087	028	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000144	219900000090	029	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000147	219900000093	030	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000150	219900000096	031	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000153	219900000099	032	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000156	219900000102	033	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000159	219900000105	034	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000162	219900000108	035	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000165	219900000111	036	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000168	219900000114	037	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000171	219900000117	038	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000174	219900000120	039	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000177	219900000123	040	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000180	219900000126	041	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000183	219900000129	042	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000186	219900000132	043	MY2.0-110	1	9,508,885.53

Z01L5110100000189	219900000135	044	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000192	219900000138	045	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000195	219900000141	046	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000198	219900000144	047	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000201	219900000147	048	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000204	219900000150	049	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000207	219900000153	050	MY2.0-110	1	9,508,885.53
Z01L5110100000061	219900000007	001	MY2.0-110/85	1	2,040,782.51
Z01L5110100000064	219900000010	002	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000067	219900000013	003	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000070	219900000016	004	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000073	219900000019	005	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000076	219900000022	006	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000079	219900000025	007	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000082	219900000028	008	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000085	219900000031	009	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000088	219900000034	010	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000091	219900000037	011	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000094	219900000040	012	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000097	219900000043	013	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000100	219900000046	014	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000103	219900000049	015	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000106	219900000052	016	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000109	219900000055	017	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33

Z01L5110100000112	219900000058	018	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000115	219900000061	019	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000118	219900000064	020	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000121	219900000067	021	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000124	219900000070	022	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000127	219900000073	023	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000130	219900000076	024	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000133	219900000079	025	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000136	219900000082	026	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000139	219900000085	027	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000142	219900000088	028	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000145	219900000091	029	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000148	219900000094	030	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000151	219900000097	031	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000154	219900000100	032	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000157	219900000103	033	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000160	219900000106	034	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000163	219900000109	035	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000166	219900000112	036	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000169	219900000115	037	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000172	219900000118	038	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000175	219900000121	039	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000178	219900000124	040	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000181	219900000127	041	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33

Z01L5110100000184	219900000130	042	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000187	219900000133	043	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000190	219900000136	044	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000193	219900000139	045	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000196	219900000142	046	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000199	219900000145	047	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000202	219900000148	048	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000205	219900000151	049	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000208	219900000154	050	MY2.0-110/85	1	2,040,782.33
Z01L5110100000059	219900000005	001	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,593.89
Z01L5110100000062	219900000008	002	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000065	219900000011	003	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000068	219900000014	004	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000071	219900000017	005	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000074	219900000020	006	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000077	219900000023	007	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000080	219900000026	008	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000083	219900000029	009	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000086	219900000032	010	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000089	219900000035	011	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000092	219900000038	012	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000095	219900000041	013	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000098	219900000044	014	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000101	219900000047	015	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14

Z01L5110100000104	219900000050	016	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000107	219900000053	017	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000110	219900000056	018	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000113	219900000059	019	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000116	219900000062	020	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000119	219900000065	021	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000122	219900000068	022	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000125	219900000071	023	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000128	219900000074	024	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000131	219900000077	025	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000134	219900000080	026	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000137	219900000083	027	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000140	219900000086	028	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000143	219900000089	029	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000146	219900000092	030	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000149	219900000095	031	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000152	219900000098	032	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000155	219900000101	033	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000158	219900000104	034	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000161	219900000107	035	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000164	219900000110	036	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000167	219900000113	037	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000170	219900000116	038	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14
Z01L5110100000173	219900000119	039	ZGSB11-ZF-2200/36	1	300,594.14

Z01L5110100000176	219900000122	040	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000179	219900000125	041	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000182	219900000128	042	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000185	219900000131	043	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000188	219900000134	044	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000191	219900000137	045	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000194	219900000140	046	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000197	219900000143	047	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000200	219900000146	048	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000203	219900000149	049	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000206	219900000152	050	ZGSB11-ZF-2200/36	1		300,594.14
Z01L5110100000054	110001000001			1		10,593,943.07
Z01L5110100000055	110001000002			1		17,419,309.99

2							
1							
				2019	1	29	
			1010517-00250				
							2017 4 17
2037	4	16					
2							
				2016	12	29	
100MW							2016 581
			0.49 /				
FDXQ-2024-032							
	2028	12	31				18.3 "
	90						_5
						90	
							"
ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859							
				2023	1	1	2027 12 31
	11.3	"					2
	"						

①

2022 3 20

“ ”

00600200005-2022

00077 “ ”

422,415,000

120 2022 3 20

0060200005-2022 00077

2022 3 31 2032 3 31

422,415,000.00

2023 6 30

100%

REITs

REITs

0060200005-2022

00077

15

2024 6

A.

“

”

100%

2023 11

9

REITs

100%

REITs

2022 7 31

REITs

11005

REITs 2024

1 16

REITs

12728

REITs

100%

REITs

100%

REITs

B.

“

”“

”

REITs

2024 2 7

100%

REITs

2

1

REITs

“ ”

49.5MW

24 2MW 1 1.5MW
220kV

25 35kV

“ ”

1

14-28

2024				7066.50	/	2011 06 27		
0000691						2061 06 27		
2024			/	29012.00	3457.38	2011 07 13	/	/
0000692						2061 7 12		

14-29-

1		25	81		1
2		25	82		1
3		25	83		1
4		25	84		2
5		1	85		1
6		1	86		1
7	35kv	12	87		1
8		1	88		6
9		1	89		1
10	35kV	2	90		1
11	35KV	2	91		1
12		1	92		1
13		8	93	220KV	1
14		1	94	252KV	1
15		1	95		1
16		1	96		2
17		1	97		1
18		1	98		2
17	220KV	1	99		18
20		1	100		1
21	220KV	3	101		3
22		1	102		1
23		2	103		1
24		1	104		1

25		1	105		1
26	220KV	1	106	220KV	1
27		1	107		1
28	220KV	1	108		1
29		1	109		1
30		1	110		1
31	49.5MW AVC	2	111		1
32		1	112	TJ /QH	4
33		1	113	220KV	1
34		1	114		1
35	35KV	1	115		1
36		1	116		1
37	35KV	1	117		2
38	PCM	4	118	TJ /QH	2
39	SVC	1	119		1
40		1	120		1
41		1	121		1
42		1	122		1
43		1	123		2
44	PMU	1	124		7
45		1	125		2
46		1	126		1
47		8	127		2
48		1	128		1
49		1	129		1
50		1	130		1
51		1	131		1
52		1	132		6
53		1	133		2
54		1	134		1

55		1	135		1
56		3	136	35KV	1
57		1	137	10KV	1
58		3	138		1
59		1	139		2
60	252KV	2	140		1
61		2	141		5
62	220KV	1	142		1
63	220KV	1	143		2
64	220KV	1	144		1
65		2	145		5
66	35KV	1	146		1
67	220KV	3	147		1
68	35KV	1	148		1
69		1	149		1
70		1	150	PC	1
71	FR300	1	151		1
72		1	152		1
73		2	153		1
74		2	154		2
75		1	155		1
76		3	156		2
77	PT	1	157		1
78	I II SVC SVG	1	158		1
79		1	159	SVC SVG	1
80		1	160		1

25 3 35kV “ ”

220kV 220kV “ ” 220kV

 16km “ ”

25km 4m 17km 8km

1

2024 6 12

1910524-01253

2024 6 12

2044 6 11

2

2012 3 21

49.5MW

[2012]539

0.51

2014 8 21

[2014]489

FDHR012024

2028 12 31

11.3 "

90

5

90

"

ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317

			2024	7	15
2027	12	31	11.4	"	
2				"	
3					
1					"
	"		2011		32
"	"		287,000,000		168
					2011
16	"	"			
			2011	11	30
11	30		287,000,000.00		2025
	"	"			2011
11	21				
					2013
	08	"	"	238,000,000	
	14				
2013		02			



2013 11 4 2026 12 2

238,000,000.00

2023 9 12

REITs

2011 16

2013 02

2011 12 2013

05

REITs

2024 2 7

REITs

100%

2024 6

15

2

2011 7

13

1509272011B003

958

PPP

100%

REITs

2023 5 25

287

REITs
 “ 100%
 REITs ”
 3

“
 ”
 100%
 2023 6 21

REITs 100% REITs
 “ ” 2022 8
 11 2022 7 31
 REITs 11005
 REITs 2024 1
 16
 REITs 12728
 REITs
 100% REITs
 REITs
 100%

REITs
 “
 ”“ ”
 REITs
 2023 12 1
 REITs
 100% REITs

1

2019 1 29

1010517-00250

2017 4 17

2037 4 16

2024 6 12

1910524-01253

2024 6 12

2044 6 11

2

“ ” “

” “ ”

2037 3 31

2031 7 31

3

“ ” “

” “ ”

2061 6 27

2067 11 5

“ ” “

” “ ”

2037

3 31

2031 7

31

2024

14-30

	694,244,119.22	2024 4 1 2025 3 31	301,244,752.61	2024 4 1 2025 3 31
	694,244,119.22	2024 4 1 2025 3 31	286,765,060.75	2024 4 1 2025 3 31

2024—2025

6.94

6.94

5.73

5.59

3.01

2.87

		10,000,000				
10,000,000					REITs	
		2024	274A		REITs	
2024	273A	2024	06	30		
	23,220.85			27,048.82		3,827.97
	16.49%					
74,112.87	74,508.86			395.99		0.53%
1	2024					
2024		=2024			/ 2020-2023	m
	-2024					
	m					
2	2025					
		= 2021-2024			- 2021-2024	
						2024
6		21,127.28				26,872.72
				2024	6	
29,429.08				18,570.92		2033
7				2034		
					20	48,000

	1		0.2071
/		0.2271 /	=
	×		
	2		
		"	"
		2024	2023
		2021—2023	
	2024	2025	2024
		2%	
	2024	1,262.68	
2023		22.00%	
	2024	2024	
	2023		35.66
	48.46	30.12	26.13
	50		
	2024	720.82	2023
		36.07%	30.24
	96.58	50	

REITs

25% 8.96%—

10.36%

REITs

14-31

	- 15%	- 25%
	2024 — 2030	2031
	3.95%	3.95%
	15.00%	25.00%
$V_E = E / (D+E)$	56.58%	56.58%
$V_D = D / (D+E)$	43.42%	43.42%
WACC $R = R_e \times V_E + R_d \times (1-T) \times V_D$	7.00%	6.80%
	8.24%	9.07%

14-32

	- 15%	- 25%
	2024 — 2030	2031
	3.95%	3.95%
	15.00%	25.00%
$V_E = E / (D+E)$	56.58%	56.58%
$V_D = D / (D+E)$	43.42%	43.42%
WACC $R = R_e \times V_E + R_d \times (1-T) \times V_D$	7.30%	7.00%
	8.59%	9.33%

2021 2022 2023
 “ ”
 2021 12 31 2022 12 31 2023 12 31 2024
 6 30

2021 1 1

2 2021 12
 31 2022 12 31 2023 12 31 2024 6 30
 2021 2022 2023 2024 6 30 6

“

2401147 ”

2

2021 2022 2023 2024 6 30 6

1

15-1

	2024 6 30	2023 12 31	2022 12 31	2021 12 31
	3.86	3.89	7.48	29.93
	-	-	-	98
	36,764.76	38,192.92	38,316.86	29,133.81
	9.01	9.87	0.55	46.39

	5,211.68	3,346.54	1,771.21	3,453.97
	2.21	2.21	6.55	-
	-	-	273.54	1503.42
	41,991.52	41,555.43	40,376.19	34,265.52
	51,063.62	58,119.70	63,033.12	68,087.27
	653.59	740.18	411.75	0
	248.67	337.24	345.66	354.07
	4,740.13	-	-	-
	56,706.01	59,197.12	63,790.53	68,441.34
	98,697.53	100,752.55	104,166.72	102,706.86
	623.15	545.77	272.29	212.66
	-	-	-	1.87
	307.71	415.76	220.71	73.23
	2.53	1,011.30	3,968.38	133.04
	6,274.15	6,274.15	6,274.15	6,865.26
	7,207.54	8,246.98	10,735.53	7,286.06
	28,506.98	31,619.05	37,893.20	6,150.00
	-	-	-	37,028.06
	28,506.98	31,619.05	37,893.20	43,178.06
	35,714.52	39,866.03	48,628.73	50,464.12
	62,983.01	60,886.52	55,537.99	52,242.74

2

15-2

	2024	1-6	2023	2022	2021
	5,927.03		14,219.58	14,820.57	17,141.84
	3,139.84		6,418.11	6,163.05	6,873.87
	96.02		191.11	117.00	134.18
	55.36		112.11	109.93	116.85
	673.36		1,676.21	4,429.76	4,165.76
	680.01		1,693.00	2,380.42	4,175.88
	6.72		17.18	0.28	10.43
	402.98		333.24	214.70	216.02
	2,365.43		6,155.28	4,215.53	6,067.20
	-		0.50	-	0.20
	2,365.43		6,154.78	4,215.53	6,067.00
	389.94		971.66	920.29	655.83
	1,975.49		5,183.12	3,295.24	5,411.17
	-		-	-	-
	1,975.49		5,183.12	3,295.24	5,411.17



2021 12 31 2022 12 31 2023 12 31 2024 6
30 2021 2022 2023 2024
6 30 6 2021 2022 2023
2024 6 30 6

1

2024 4

220kV

2024 6 30

220kV

2024 6 30

2023 12 31

2
2024 5 22 100% 2024
4 " "
" " "
2024 6
30

2021 1 1

1

2021
1‰ 2022 1 1 2024 6
30

15%

2

2021	2022	2023	2024	6	30	6		
		2021	12	31	2022	12	31	2023
12	31	2024	6	30	2021	2022	2023	
	2024	6	30	6				
		“		2413620	”			

2021	2022	2023	2024	6	30	6		
------	------	------	------	---	----	---	--	--

1

15-3 2021-2023 2024 6

	2024 6 30	2023 12 31	2022 12 31	2021 12 31
	3.86	3.89	7.48	29.93
	-	-	-	98.00
	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98
	9.01	9.87	0.55	46.39
	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36
	2.21	2.21	6.55	-
	-	-	273.54	1,503.42
	29,956.57	28,826.80	29,273.02	24,458.08
	40,620.83	46,930.11	50,393.18	53,937.23
	-	86.59	86.59	-
	159.16	246.52	252.52	258.51
	4,740.13	-	-	-
	45,520.12	47,263.22	50,732.29	54,195.74
	75,476.69	76,090.02	80,005.31	78,653.82
	623.15	545.77	272.29	212.66
	-	-	-	1.87
	307.71	415.76	220.71	73.23
	2.53	34.05	3,968.38	133.04
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26
	5,157.54	5,219.73	8,685.53	5,236.06
	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-
	-	-	-	37,028.06
	27,456.98	29,569.05	33,793.20	37,028.06
	32,614.52	34,788.78	42,478.73	42,264.12
	42,862.17	41,301.24	37,526.58	36,389.70

2

15-4 2021-2023 2024 1-6

	2024 1-6	2023	2022	2021
	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
	78.11	141.78	46.28	56.21
	-	-	0.97	3.66
	581.19	1,413.13	4,038.95	3,668.64
	587.84	1,429.92	1,989.61	3,678.76
	6.72	17.18	0.28	10.43
	402.98	230.17	1.38	0.30
	1,779.86	4,303.66	1,676.29	3,763.61
	-	0.50	-	0.20
	1,779.86	4,303.16	1,676.29	3,763.41
	302.10	693.92	539.40	310.29
	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12
	-	-	-	-
	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12

3

2021 12 31 2022 12 31 2023 12 31 2024 6
30 2021 2022 2023 2024 6
30 6
2021 2022 2023 2024
6 30 6

220KV 1

2024 6 30 2024 6
30

4

1

2024

17

[2023]21

“

17

”

“

”

“

”

2023

16

[2022]31

“

16

”

“

”

18

——

2022

15

[2021]35

“

15

”

“

” “ ”

“ ”

14 — 1 —

2

2024 6 30

“ ”

2021 2022 2023 2024 6 30 6
2021 12 31 2022 12 31 2023
12 31 2024 6 30 2021 2022 2023
2024 6 30 6

“ 2413621 ”

2021 2022 2023 2024 6 30 6

1

15-5

	2024 6 30	2023 12 31	2022 12 31	2021 12 31

	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83
	-		1,317.23	2,766.61
	12,034.95	12,728.63	11,103.17	9,807.44
	10,442.79	11,189.59	12,639.94	14,150.04
	653.59	653.59	325.16	-
	89.51	90.72	93.14	95.56
	11,185.89	11,933.90	13,058.24	14,245.60
	23,220.84	24,662.53	24,161.41	24,053.04
	-	977.25	-	-
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
	2,050.00	3,027.25	2,050.00	2,050.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
	3,100.00	5,077.25	6,150.00	8,200.00
	20,120.84	19,585.28	18,011.41	15,853.04

2

15-6

	2024 1-6	2023	2022	2021
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
	962.24	1,870.42	1,881.79	2,585.62
	17.91	49.33	70.72	77.97
	55.36	112.11	108.96	113.19
	92.17	263.08	390.81	497.12
	92.17	263.08	390.81	497.12
	-	103.07	213.32	215.72
/	585.57	1,851.62	2,539.24	2,303.59
	87.84	277.74	380.89	345.54
	497.73	1,573.88	2,158.35	1,958.05
	-	-	-	-
	497.73	1,573.88	2,158.35	1,958.05

3

2021 12 31 2022 12 31 2023 12 31 2024 6
30 2021 2022 2023 2024 6

30 6

2021 2022 2023 2024

6 30 6

1 2024 6 30

2021 1 1

2

1

2

2021
2022

1‰

1 1 2024 6 30 6

3

15%

4

3

4

1

2024

17 ([2023] 21) (17 ") "

"

(

“ ”)

2023

- 16 [2022]31 “ 16 ”
“ ”

18 ——

2022

15 [2021]35 “ 15 ” “
” “ ”

14 —— 1 ——

2

					78,653.82		80,005.31	
76,090.02		75,476.69						
	24,458.08		29,273.02		28,826.80		29,956.57	
					31.10%	36.59%	37.89%	39.69%
54,195.74		50,732.29		47,263.22			45,520.12	
					68.90%	63.41%	62.11%	60.31%

15-7

	2024	6		2023		2022		2021		
	3.86		0.01%	3.89		0.01%	7.48	0.01%	29.93	0.04%
	-		-	-		-	-	0.00%	98.00	0.12%
	24,729.81		32.76%	25,464.29		33.47%	28,530.92	35.66%	22,092.98	28.09%
	9.01		0.01%	9.87		0.01%	0.55	0.00%	46.39	0.06%
	5,211.68		6.91%	3,346.54		4.40%	453.98	0.57%	687.36	0.87%
	2.21		0.00%	2.21		0.00%	6.55	0.01%	-	-
	-		-	-		-	273.54	0.34%	1,503.42	1.91%
	29,956.57		39.69%	28,826.80		37.89%	29,273.02	36.59%	24,458.08	31.10%
	40,620.83		53.82%	46,930.11		61.68%	50,393.18	62.99%	53,937.23	68.58%
	-		-	86.59		0.11%	86.59	0.11%	-	-
	159.16		0.21%	246.52		0.32%	252.52	0.32%	258.51	0.33%
	4,740.13		6.28%	-		-	-	-	-	-
	45,520.12		60.31%	47,263.22		62.11%	50,732.29	63.41%	54,195.74	68.90%
	75,476.69		100.00%	76,090.02		100.00%	80,005.31	100.00%	78,653.82	100.00%

24,053.04

24,161.41		24,662.53		23,220.84					
						9,807.44		11,103.17	12,728.63
12,034.95						40.77%	45.95%	51.61%	51.83%
		14,245.60		13,058.24		11,933.90		11,185.89	

59.2% 54.05% 48.39% 48.17%

15-8

	2024 6		2023		2022		2021	
	12,034.95	51.83%	12,728.63	51.61%	9,785.94	40.50%	7,040.83	29.27%
					1,317.23	5.45%	2,766.61	11.50%
	12,034.95	51.83%	12,728.63	51.61%	11,103.17	45.95%	9,807.44	40.77%
	10,442.79	44.97%	11,189.59	45.37%	12,639.95	52.31%	14,150.04	58.83%
	653.59	2.81%	653.59	2.65%	325.15	1.35%		
	89.51	0.39%	90.72	0.37%	93.14	0.39%	95.56	0.40%
	11,185.89	48.17%	11,933.90	48.39%	13,058.24	54.05%	14,245.60	59.23%
	23,220.84	100.00%	24,662.53	100.00%	24,161.41	100.00%	24,053.04	100.00%

1

29.93 7.48 3.89 3.86
 0.04% 0.01% 0.01% 0.01%

15-9

	2024 6	2023	2022	2021
	3.86	3.89	7.48	29.93
	3.86	3.89	7.48	29.93

2

25,464.29 24,729.81 22,092.98 28,530.92
 33.47% 32.76% 28.09% 35.66%

2024 6 0 3

[2016]2729

“ ”

[2020] 4

“ ”

[2020] 6

2020 9

15-10

	2024 6	2023	2022	2021
	24,390.39	25,028.20	27,496.71	21,409.25
	339.42	436.09	1,021.29	683.73
	-	-	12.92	-
	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

15-11

	2024 6	2023	2022	2021
1 1	4,877.85	5,163.73	7,121.68	7,576.23
1 2 2	3,627.06	6,147.49	6,892.49	3,944.49
2 3 3	4,957.90	6,892.49	3,944.49	5,673.68
3	11,267.00	7,260.58	10,572.26	4,898.58
	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

7,040.83

9,785.94 12,728.63 12,034.95 28.13 %
 38.93% 51.61% 51.83%

15-12

	2024 6	2023	2022	2021
	11,925.20	12,117.22	9,494.27	6,612.75
	109.75	611.41	291.67	428.08
	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83

15-13

	2024 6	2023	2022	2021
1 1	2,510.82	3,234.36	3,173.19	3,344.12
1 2 2	3,038.01	2,881.52	2,916.03	1,699.44
2 3 3	1,673.00	2,916.03	1,699.44	1,997.27
3	4,813.13	3,696.72	1,997.28	-
	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83

3

2024 6

5,211.68 687.36 453.98 3,346.54
 0.87% 0.57% 4.40% 6.91%

15-14

	2024 6	2023	2022	2021
	807.27	807.27	-	-
	4,404.41	2,539.27	453.98	687.36
	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

2021

2023 4

“ ” 1%

15-15

		2024 6	2023	2022	2021
1	1	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

4

0.00 6.55 2.21

2.21

5

2021 -2022

1,503.42 273.54

1.91% 0.34% 2023 2024 6

15-16

		2024 6	2023	2022	2021
		-	-	273.54	1,503.42

6

53,937.23 50,393.18

46,930.11 40,620.83 68.58% 62.99%

61.68% 53.82%

14,150.04 12,639.94 11,189.59 10,442.79

56.53% 50.28% 45.37% 44.97%

2024 6

40,620.83 0.00 2024 6

10,057.12

379.53

15-17

2021	1	1	2,201.83	66,416.28	13.93	1.62	68,633.66
			-	13.00	0.42	1.38	14.81
2021	12	31	2,201.83	66,429.28	14.36	3.00	68,648.47
			-	47.40	-	0.79	48.18
2022	12	31	2,201.83	66,476.68	14.36	3.79	68,696.66
			-	-	43.76	-	43.76
2023	12	31	2,201.83	66,476.68	58.12	3.79	68,740.42
			-2,201.83	-5,108.04	-58.12	-3.79	-7,371.78
2024	6	30	-	61,368.64	-	-	61,368.64
2021	1	1	299.35	10,786.27	6.75	0.36	11,092.74
			92.11	3,523.29	2.69	0.41	3,618.50
2021	12	31	391.46	14,309.56	9.45	0.77	14,711.24
			92.11	3,496.75	2.73	0.66	3,592.24
2022	12	31	483.57	17,806.31	12.17	1.43	18,303.48
			92.11	3,413.06	0.97	0.70	3,506.83
2023	12	31	575.67	21,219.37	13.14	2.12	21,810.31
			46.05	1,690.75	2.98	0.32	1,740.10
			-621.73	-2,162.32	-16.12	-2.44	-2,802.60
2024	6	30	-	20,747.81	-	-	20,747.81
2024	6	30	-	40,620.83	-	-	40,620.83
2023	12	31	1,626.16	45,257.30	44.98	1.66	46,930.11
2022	12	31	1,718.27	48,670.37	2.18	2.36	50,393.18
2021	12	31	1,810.38	52,119.72	4.91	2.23	53,937.23

15-18

2021	1	1	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
			-	-	-	-	-
2021	12	31	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
			-	-	-	-	-
2022	12	31	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
			-	-	-	-	-

2023	12	31	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
			-	-	-	-	-
2024	6	30	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
2021	1	1	177.94	14,101.34	17.08	100.77	14,397.13
			19.86	1,556.95	0.49	0.01	1,577.31
2021	12	31	197.80	15,658.29	17.57	100.78	15,974.44
			19.85	1,490.16	0.09	-	1,510.10
2022	12	31	217.65	17,148.45	17.66	100.78	17,484.54
			19.85	1,430.50	-	-	1,450.35
2023	12	31	237.50	18,578.95	17.66	100.78	18,934.89
			9.83	736.97	-	-	746.80
2024	6	30	247.33	19,315.92	17.66	100.78	19,681.68
2024	6	30	379.53	10,057.12	0.85	5.29	10,442.79
2023	12	31	389.36	10,794.09	0.85	5.29	11,189.59
2022	12	31	409.21	12,224.59	0.85	5.29	12,639.94
2021	12	31	429.06	13,714.75	0.94	5.29	14,150.04

7

			258.51	252.52		
161.19	159.16		0.33%	0.32%	0.21%	0.21%
				95.56	93.14	
90.72	89.51		0.38%	0.37%	0.37%	0.39%

15-19

2021	1	1	2021	12	31	2022			
	12	31	2023	12	31		278.37	4.31	282.68
							-97.14	-	-97.14
2024	6	30					181.23	4.31	185.54
2021	1	1					17.15	1.03	18.18

			5.56	0.43	5.99
2021	12	31	22.70	1.46	24.17
			5.56	0.43	5.99
2022	12	31	28.26	1.89	30.15
			5.57	0.43	6.00
2023	12	31	33.83	2.32	36.15
			2.78	0.22	3.00
			-12.78	-	-12.78
2024	6	30	23.84	2.54	26.38
2024	6	30	157.39	1.77	159.16
2023	12	31	244.54	1.99	246.52
2022	12	31	250.10	2.42	252.52
2021	12	31	255.66	2.85	258.51

15-20

2021	1	1	2021	12	31	2022	12	31	120.96
2023	12	31	2024	6	30				
2021	1	1							22.98
									2.42
2021	12	31							25.40
									2.42
2022	12	31							27.82
									2.42
2023	12	31							30.24
									1.21
2024	6	30							31.45
2023	6	30							89.51
2023	12	31							90.72
2022	12	31							93.14
2021	12	31							95.56

5,236.06 8,685.53 5,219.73 5,157.55

12.39% 20.45% 15.00% 15.81%
 37,028.06 33,793.20 29,569.05 27,456.98
 87.61% 79.55% 85.00% 84.19%

2,050.00

25.00% 33.33% 40.38% 66.13% 6,150.00
 4,100.00 2,050.00 1,050.00 75.00%
 66.67% 40.38% 33.87%

15-21

	%							
	2024 6		2023		2022		2021	
	623.15	1.91	545.77	1.57	272.29	0.64	212.66	0.50
	-	-	-	-	-	-	1.87	0.00
	307.71	0.94	415.76	1.20	220.71	0.52	73.23	0.17
	2.53	0.01	34.05	0.10	3,968.38	9.34	133.04	0.31
	4,224.15	12.95	4,224.15	12.14	4,224.15	9.94	4,815.26	11.39
	5,157.55	15.81	5,219.73	15.00	8,685.53	20.45	5,236.06	12.39
	27,456.98	84.19	29,569.05	85.00	33,793.20	79.55	-	-
	-	-	-	-	-	-	37,028.06	87.61
	27,456.98	84.19	29,569.05	85.00	33,793.20	79.55	37,028.06	87.61
	32,614.52	100%	34,788.78	100%	42,478.73	100%	42,264.12	100%

15-22

	%							
	2024 6		2023		2022		2021	
	2,050.00	66.13	2,050.00	40.38	2,050.00	33.33	2,050.00	25.00
	2,050.00	66.13	3,027.25	59.62	2,050.00	33.33	2,050.00	25.00
	1,050.00	33.87	2,050.00	40.38	4,100.00	66.67	6,150.00	75.00
	1,050.00	33.87	2,050.00	40.38	4,100.00	66.67	6,150.00	75.00
	3,100.00	100.00	5,077.25	100.00	6,150.00	100.00	8,200.00	100.00

1

212.66 272.29
 545.77 623.15 0.50% 0.64% 1.57% 1.91%

15-23

	2024 6	2023	2022	2021
	234.89	89.58	13.80	-
	388.26	456.20	258.49	212.66
	623.15	545.77	272.29	212.66

2

				133.04	3,968.38
34.05	2.53			0.31%	9.34%
				0.10%	0.01%
				132.68	132.68
					0
0	2022	2023	2024	6	
	45.68	34.03	2.51	2024	6

15-24

	2024 6	2023	2022	2021
	-	-	132.68	132.68
	2.51	34.03	45.68	-
	-	-	3,790.00	-
	0.02	0.02	0.02	0.36
	2.53	34.05	3,968.38	133.04

3

					4,815.26
	4,224.15	4,224.15	4,224.15		
	11.39%	9.94%	12.14%	12.95%	

2,050 25.00% 33.33% 50.00% 66.13%

15-25

	2024 6	2023	2022	2021
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
	-	-	-	4,815.26
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26

15-26

	2024 6	2023	2022	2021
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00

4

29,569.05 27,456.98 0.00 33,793.20 79.55% 85.00% 84.19%

15-27

	2024 6	2023	2022	2021
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-

15-28

	2024 6	2023	2022	2021	
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	

6,150.00

4,100.00 2,050.00 1,050.00 75% 66.67%

50% 33.87%

15-29

	2024 6	2023	2022	2021
	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00

15-30

	2024 6	2023	2022	2021	
	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00	
	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00	

5

2021

37,028.06

87.61%

2018 8

“

”

5

10

2018 8 31

5

38% 6.762%

2022 4

15-31

	2024 6	2023	2022	2021
	-	-	-	41,843.32
	-	-	-	4,815.26
	-	-	-	37,028.06

1

10,176.09 4,213.78 11,769.69 10,030.18
2021 2022 10.38 12.19

15-32

	2024	1-6	2023		2022		2021	
	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,030.18	4,271.97	11,769.69	4,277.95
	-	-	-	-	12.19	9.29	10.38	10.30
	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,042.37	4,281.26	11,780.07	4,288.25

15-33

	2024	1-6	2023	2022	2021
		4,213.78	10,176.09	10,030.18	11,769.69
		-	-	12.19	10.38
		4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
				5,361.77	4,778.20

4,043.49 1,713.25

15-34

	2024	1-6	2023		2022		2021	
	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62
	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62

34,362.68 31,268.96 32,872.55 14,280.67

		33,281.00		29,684.63		32,215.51	
	13,581.32						
12,968.68		13,001.84		11,758.91		5,201.44	
		12,840.30		12,812.13		11,549.76	
	5,146.66						
			=		+		
		2021	—	2024	1-6	45.07%	
37.06%	17.07%	9.92%					
				2021	—	2024	
				1-6			
		57.83%	42.50%	23.57%	13.07%		
		2021	—	2024	1-6	54.93%	
62.94%	82.93%	90.08%					
				2021	—	2024	
				1-6			
		42.17%	57.50%	76.43%	86.93%		
				2022	0.2546	/kW·h	
2023	0.2405	/kW·h	2024	0.2186	/kW·h	2024	
	0.2263	/kW·h		2021-2023			
		0.1184	/kW·h	0.1277	/kW·h	0.1312	/kW·h
						2024	
		0.1244	/kW·h	0.1438	/kW·h		
		2021-2023			0.1925	/kW·h	
0.1498	/kW·h	2024	1-3	4-6	0.1291	/kW·h	
					0.1505	/kW·h	
				5,361.77	4,778.20	4,043.49	
1,713.25					11,780.07	10,042.37	
	10,176.09	4,213.78					
		11,769.69	10,030.18	10,176.09	4,213.78		
		99.91%	99.88%	100.00%	100.00%		
10.38	12.19	0.00	0.00				

0.09% 0.12% 0.00% 0.00%

99.94% 99.92% 100.00% 100.00%

15-35

%

	2024	1-6	2023		2022		2021	
	4,213.78	100.00	10,176.09	100.00	10,030.18	99.88	11,769.69	99.91
	1,713.25	100.00	4,043.49	100.00	4,778.20	100.00	5,361.77	100.00
	5,927.03	100.00	14,219.58	100.00	14,808.38	99.92	17,131.46	99.94

2

1

2021 — 2023

653.46 673.7 1,034.96 0.0653 / 0.0674 /

0.1035 / 2021

2022

2022

6

2022 6

20

2023

10

2023

2023

2023 165 2023

2

2021 — 2023

1,108.80 817.42
 291.38 451.52 529.75 0.2240 / 0.0912
 / 0.1070 / 2021

2021

817.42

2022

2022 2023 2022 2023

3

2021-2023 50% 2024 1-6 48.32% 2022

2023

15-36

%

	2024 1-6	2023	2022	2021
	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
	2,036.17	5,628.40	5,761.11	7,491.82
	48.32	55.31	57.37	63.60
	35.07	35.47	11.32	29.31
	3.51	8.74	3.03	9.49
	1.96	4.74	1.42	4.39

2021-2023 50% 2024 1-6 43.84%

15-37

%

	2024 1-6	2023	2022	2021
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
	962.24	1,870.42	1,881.79	2,585.62
	751.01	2,173.07	2,896.41	2,776.15
	43.84	53.74	60.62	51.78
	29.05	38.92	45.17	36.52
	2.51	8.37	12.75	24.70
	0.46	1.40	2.31	6.27

4

15-38

	2024 1-6	2023	2022	2021
	-	-	-	0.17
	-	-	0.47	2.83
	-	-	0.50	0.66
	-	-	0.97	3.66

15-39

	2024 1-6	2023	2022	2021
	49.57	98.53	98.87	98.25
	5.86	13.58	10.09	14.94
	55.36	112.11	108.96	113.19

5

15-40

	2024 1-6	2023	2022	2021
	587.84	1,429.92	1,989.61	3,678.76
	6.72	17.18	0.28	10.43
	0.07	0.40	0.30	0.31
	-	-	2,049.32	-
	581.19	1,413.13	4,038.95	3,668.64

15-41

	2024 1-6	2023	2022	2021
	921.69	263.08	390.81	497.12
	921.69	263.08	390.81	497.12

60%

2021

1

15-42

	2024 6	2023	2022	2021
	43.21	45.72	53.09	53.73
	5.81	5.52	3.37	4.67

%

34.09% 25.45%

20.59% 13.35%

2021

-2023 4.78 5.42 4.20 和 5.87

15-43

	2024 6	2023	2022	2021
	13.35	20.59	25.45	34.09
	5.87	4.20	5.42	4.78

%

1

2021-2023 2024 1-6

2

1

1

220kV 1

2

FDXQ-2024-032

2028 12 31

3

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859

2023 1 1 2027 12 31

4

1

2

3

100%

4

5

6

2

1

2

FDHR012024

2028 12 31

3

ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317

2024 7 15

2027 12 31

4

1

2

3

100%

4

5

6

2024 7 1 () 2024 12 31
2025

1

16-1

	<u>2024 7 1</u>	<u>2025</u>
	<u>2024 12 31</u>	
	51,965,021.70	135,569,169.03
	40,789,121.91	78,181,544.51
	2,089,022.32	4,273,138.98
	3,196,855.95	2,892,222.23
	2,180,742.92	639,016.33
	2,963,993.55	8,057,398.26
	6,673,272.15	57,640,645.24
	-	3,230,573.27
	6,673,272.15	54,410,071.97

16-2

	<u>2024 7 1</u>	<u>2025</u>
	<u>2024 12 31</u>	
	140,311,873.65	161,303,355.30
	2,963,993.55	8,057,398.26
	143,275,867.20	169,360,753.56
	-12,699,534.95	-22,752,560.26
	-11,921,596.08	-25,127,704.22
	-3,196,855.95	-2,892,222.23
	-27,817,986.98	-50,772,486.71
	115,457,880.22	118,588,266.85
	44,044,106.59	-
	44,044,106.59	-
	-667,726,939.15	-
	-667,726,939.15	-
	-623,682,832.56	-
	1,016,676,806.59	-
	-	46,473,914.89
	8,072,734.42	-
	1,024,749,541.01	46,473,914.89
	-347,811,250.00	-
	-	-147,609,403.95
	-2,205,870.80	-639,016.33
	-350,017,120.80	-148,248,420.28
/	674,732,420.21	-101,774,505.39
/	166,507,467.87	16,813,761.46
	-	166,507,467.87
	166,507,467.87	183,321,229.33

16-3

	<u>2024 7 1</u>	
	<u>2024 12 31</u>	<u>2025</u>
	6,673,272.15	54,410,071.97
	27,995,110.68	55,958,708.65
	2,180,742.92	639,016.33
	-	3,230,573.27
	36,849,125.75	114,238,370.22
	1,016,676,806.59	-
	-667,765,556.59	-
	-347,811,250.00	-
	-2,180,742.92	-3,869,589.60
	130,700,467.60	7,580,469.90
	-	46,473,914.89
-	-2,497,019.04	785,972.79
-	38,617.44	16,401,044.88
	164,010,448.83	181,610,183.08
	147,609,403.95	163,449,164.77
	14.52%	16.08%

4

	2024 7 1		2024
12 31		2025	" "
			2024 7 1
2024 7 1			2024 7 1
	2024 12 31		2025

" "

REITs 1 —

— 2023

(

" ")

2024 10 12

5

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

" "

17
18
6
1

2024 6 30

1,016,676,806.59

2

()

2024 1 16 12728 REITs

34%

3

1

= *

2024 7 1

2024 12 31 2025

2024 7 1 2024 12 31
 “ ” 2020 2023 1 1 6 30
 2024 2024 7 1
 2024 7 1 2024 12 31
 =2024 / 2020-2023 m -2024
 m
 2025 =
 2021-2024 - 2021-2024
 2021 2024 2024
 26,384.21 9,312.15
 2025
 31,222.10 11,760.39
 2021 2024 2024
 3.78% 1.18%
 2025
 3.50% 1.21%
 2024 7 1
 2024 12 31 2025
 2024 7 1 2024 12 31
 11,806.19 4,055.79
 2025 30,130.03
 11,618.18
 [2016]581 2024
 7 1 2024 12 31 2025
 0.1833 /

0.2010 /

2

= *

= *

2024

2024 55 " 2024

53 " 300 2024

7 1 2024 12 31

2024

10,000 4,950

2024 7 1 2024 12 31

1,652.97 812.10

2025 3,000.00 1,485.00

[2016]581

=

* 1-

[2017]954

2024 7 1

2024 12 31

2025

0.2504 /

2024

2024 206

"2024 4-6 20%"

2024 7 1

2024 12 31

2025

20%

2024

7	1		2024	12	31		2025
			0.2003	/			
	3						=
		*					
							=
-						2024	7
			2024	12	31		1
			3,243.69				10,153.22
						2025	
			27,130.03		10,133.18		
					2024	4-6	3
	2024	7	1		2024	12	31
							2025
						0.1272	/
	0.1332	/					
	4						
	2024	7	1		2024	12	31
			5,259,168.99		2025		10,672,168.34
			2024	7	1	2024	12
							31
					3,403,207.96	2025	
	5,124,807.42						

5

0.2% 0.01%

6

2

30

2023 1 1

2.5

/

1

(LPR)

70

0.01%

LPR

2.75%

7

[2015] 74

"

50%

8

[1998] 55

[2008] 1

[2016] 36

[2016] 46

[2016] 70

[2017] 2

[2017] 56

[2017] 90

3%

16-4

	13% 3%
	5%
7%	
	3%
	2%
3. 2	
30%	1. 2%
	1%
	2. 5

25%

(2011 58)
(2020 23)
2011 1 1 2030 12 31
15%

6%

9

1

3-4

1

2024 - 2026

4

2027

3

10

12

11

12

31

2024 12 31

2025 5 31

12

90% 2024 7 1

2024 12 31

2025

/

13

2024 7 1

2024 12 31

44,044,106.59

8,072,734.42

2024

3,077,120.94

25,127.88

7

1

16-5

	<u>2024</u>	<u>2025</u>
	37,867,076.22	95,748,811.12
	14,097,945.48	39,820,357.91
	51,965,021.70	135,569,169.03

2

16-6

	<u>2024</u>	<u>2025</u>
	25,593,485.50	50,309,473.70
	15,195,636.41	27,872,070.81
	40,789,121.91	78,181,544.51

16-7

	<u>2024</u>	<u>2025</u>
	27,995,110.68	55,958,708.65
	8,662,376.95	15,796,975.76
	1,415,929.21	2,831,858.41
	1,214,184.41	1,968,529.86
	501,520.66	625,471.83
	1,000,000.00	1,000,000.00
	40,789,121.91	78,181,544.51

3

16-8

	—	<u>2024</u>	<u>2025</u>
	①	965,842.97	1,613,011.24
		364,008.37	918,650.62
		293,499.20	586,998.40
		226,131.76	564,094.46
		118,559.74	322,295.93
		86,749.75	173,499.50
		14,819.97	40,286.99
		15,589.51	40,670.75
		3,821.05	13,631.09
		2,089,022.32	4,273,138.98

①

3%

12%

4

16-9

		2024	2025
		1,066,355.65	1,872,222.23
		1,100,000.00	-
	①	1,030,500.30	1,020,000.00
		3,196,855.95	2,892,222.23

5

16-10

	2024	2025
	2,180,742.92	-
	-	639,016.33
	2,180,742.92	639,016.33

6

7

16-11

	2024	2025
	-	3,227,707.99

8

16-12

		2024	2025
	①	667,765,556.59	-
		38,617.44	
		667,726,939.15	-

9

16-13

	2024	2025
	347,811,250.00	

10

16-14

		2024	2025
/	①	133,708,240.14	8,110,194.30
	②	-3,007,772.54	-529,724.40
		130,700,467.60	7,580,469.90

①

/

11

16-15

	2024	2025
	-	46,473,914.89

8

1

2

3

9

1 2024 7 1 () 2024 12 31

16-16 2024 7 1 2024 12 31

—	—			
	5%	164,010,448.83	165,508,699.91	0.91%
	5%	164,010,448.83	160,312,197.75	-2.25%
	10%	164,010,448.83	167,994,999.53	2.43%
	10%	164,010,448.83	157,713,946.66	-3.84%
	5%	164,010,448.83	162,270,748.27	-1.06%
	5%	164,010,448.83	163,550,149.39	-0.28%
	10%	164,010,448.83	161,631,047.71	-1.45%
	10%	164,010,448.83	164,189,849.95	0.11%

2 2025

16-17 2025

—	—			
	5%	181,610,183.08	187,191,780.98	3.07%
	5%	181,610,183.08	175,093,786.03	-3.59%
	10%	181,610,183.08	192,953,470.67	6.25%
	10%	181,610,183.08	169,033,443.67	-6.93%
	5%	181,610,183.08	180,420,307.66	-0.66%
	5%	181,610,183.08	181,887,949.14	0.15%
	10%	181,610,183.08	179,686,486.93	-1.06%
	10%	181,610,183.08	182,479,651.72	0.48%

: /



2020 426
 48,000
 2020 5
 20
 48,000 20 2037 7
 2033
 20 48,000

2033
16-18

2033	2034	2035	2036	2037 1-3
6,744.23	3,833.68	3,833.68	3,833.68	958.42

2033 15,880.79
 3,288.91

2020 426



“ ”

2022 1

2022 118 “118 ” 2025

2030

2022

2

2022

129 “129 ”

118

“ ”“ ” 129 2022

REIT



1

“1.

/

“

” 2.

/



3.

4.

5.

”

2

“1.

/

“

”

2.

/

3.

4.

5.

”

REITs

17-1

	2006 9 27
	1,300,000.00
	4 3

2024 6 1,300,000.00
 2,651,243.27
 117.00 90%
 13.00 10%

17-2 2024 6 %

1		1,170,000.00	90.00%
2		130,000.00	10.00%

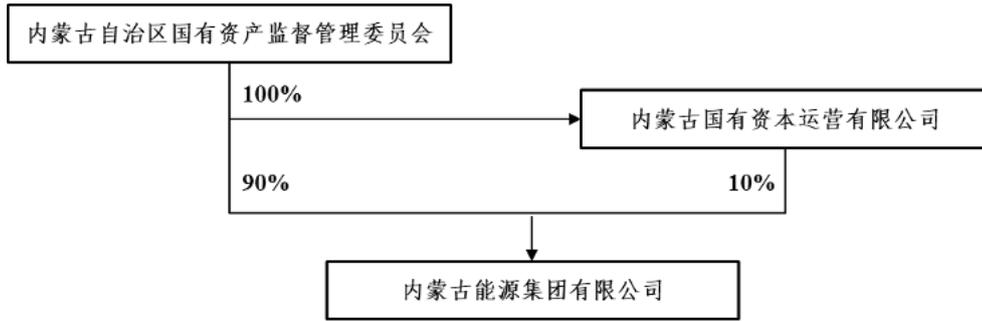
2024 6

90%

10%

2024 6

17-1



1、

17-2

2024 6



2

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

2

11

1

2

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

3

3

2

1

1

2

3

4

5

6

7

4

1

4

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

3

2024 6 1,140.27

893.04 230.65 2023 1-12

247.24 5.79 2024 6

1,513.05 2023 499.169

457.0 4,524.46

316.58 / 2024 1-6 295.30

271.67 2,204.93

309.16 /

17-3

	2024 1-6		2023		2022		2021	
	832,069.26	72.77%	1,499,423.30	62.14%	1,033,631.73	57.90%	773,547.67	83.07%
	78,819.15	6.89%	102,339.24	4.24%	94,346.85	5.29%	62,282.98	6.69%
	24,473.8	2.14%	33,517.30	1.39%	36,067.73	2.02%	14,787.25	1.59%
	99,360.1	8.69%	112,161.69	4.65%	85,845.60	4.81%	79,135.65	8.50%
	-	0.00%	3,813.63	0.16%	27,721.24	1.55%	45,500.10	4.89%
	276,028.35	24.14%	960,154.29	39.79%	645,574.51	36.16%	-	-
	-	0.00%	35,016.03	1.45%	22,962.03	1.29%	-	-
	28,008.22	2.45%	29,474.11	1.22%	28,617.89	1.60%	17,564.44	1.89%
	-195,290.29	-17.08%	-362,879.32	-15.04%	-189,673.28	-10.63%	-61,616.78	-6.62%
	1,143,468.59	100.00%	2,413,020.27	100.00%	1,785,094.30	100.00%	931,201.31	100.00%

2022

2024 6

497.48

2000

17-4

	2024 6 /1-6	2023 /	2022 /	2021 /
	497.48	158.48	136.48	94.65
	36.88	38.42	34.47	20.83
	7.85	10.24	9.71	6.23
	1,043.91	2,593.69	2,525.75	2,445.21
	35.34	37.41	32.91	20.27
	35.88	37.30	33.37	24.16
/	251.02	284.45	286.69	301.13

17-5 2024 6

	2024 6	
	4.95	
	4.95	
	4.95	
	4.8	
	20	
	5	
	10	
	30	
	10	
	1.98	
	10	
	10	
	4.95	
	4.95	
	4.95	
	5.00	

100MW	10	
	2	
	3	
	50	
	100	
	2	
	3	
	2	
	100	
	80	
	9	

17-6 2024 6

	2.00	2017	12	
	2.00	2011	8	
	2.00	2014	12	
	2.87	2018	6	
	4.00	2017	6	
	1.00	2016	5	
	5.00	2015	12	
	2.00	2016	1	
	2.00	2016	6	
	2.00	2016	6	
	5.00	2014	12	
	1.00	2015	3	
	0.20	2018	6	
100 +	100	2023	12	
	10.00	2021	12	
	5.00	2022	12	
	20	2023	12	

17-7 2024

100	100		2024.4.1	2024.12.31
	100		2024.4.1	2024.12.31

100				
150	150		2024.4.15	2024.12.31
50	50		2024.4.15	2024.12.31
100	100		2024.4.15	2024.12.31
160 +	160		2024.4.15	2024.12.31
	100		2024.4.15	2024.12.31
	100		2024.6.25	2025.10.31
100	100		2024.4.2	2024.12.31
100	100		2024.4.30	2025.10.31
100	100		2024.4.30	2024.12.31
100 +	100		2024.4.8	2024.12.31
	30		2024.4.15	2024.12.31
100	100		2024.6.15	2025.10.31
100	100		2024.4.1	2024.12.31
100	100		2024.4.15	2024.12.31
50	50		2024.4.7	2024.12.31
100	100		2024.4.7	2024.12.31
100	100		2024.4.7	2024.12.31
8	8		2024.5.25	2024.12.31

32	32		2024.5.25	2024.12.31
50	50		2024.3.29	2025.10.31
150	150		2024.3.28	2025.10.31
50	50			2025.10.31
3	20			2025.10.31

2024 6

44

663.55

497.48

166.07

2

3

“

”

“

”

“

”

2021

2022

2023

2021

2022

2023

,2024

2021

2022 2023 “ (2024)
01110111 ”

1

1

17-8

	2024 6	2023	2022	2021
	447,939.74	330,395.75	293,255.01	218,966.65
		-	-	-
	18,054.65	30,231.59	46,672.19	12,820.81
	970,813.40	962,556.06	835,497.12	286,773.09
	1,840.00	200.00		
	503,699.33	289,740.09	195,188.65	24,396.47
	286,830.40	141,441.97	280,413.13	415,537.65
	108,702.75	84,775.87	85,400.63	70,698.73
	167,016.76	189,798.39	153,787.02	-
		-	-	-
		-	-	-
	261,574.15	200,518.30	56,233.96	146,083.09
	2,605,496.71	2,240,093.54	1,946,447.72	1,180,806.49
		-	-	-
	10,659.34	15,796.88	13,965.00	2,450.00
	493,614.91	418,368.03	172,518.72	87,643.14
	23,490.00	23,490.00	23,490.00	-
	4,369.03	1,231.48	1,312.50	1,393.51

	2024 6	2023	2022	2021
	4,092,168.14	3,872,341.00	3,228,843.75	2,172,275.13
	2,133,823.28	2,267,842.83	934,568.02	917,526.71
	1,030,848.92	1,006,552.50	218,732.61	158,124.06
	947.98	947.98	878.25	-
	4,726.94	4,726.94	4,726.94	-
	57,288.63	60,864.48	24,418.27	19,562.86
	4,391.89	4,391.89	2,017.76	761.05
	235,267.08	233,787.76	237,885.17	227,371.37
	8,797,253.05	7,910,341.77	4,864,331.35	3,610,497.83
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31
	156,107.36	127,144.10	181,068.56	484,683.85
	1,923,947.06	1,732,171.97	979,138.66	642,036.02
	4,491.35	11,289.40	59,775.60	25,412.17
	189,811.50	255,404.10	70,733.99	-
	11,908.71	11,817.44	11,937.44	9,752.49
	15,195.16	18,934.90	16,436.43	26,592.59
	76,743.16	81,611.38	135,978.14	72,722.22
	627,345.79	641,907.09	442,923.78	323,907.38
	597.76	597.76	800.06	-
	3,008,084.24	2,880,878.13	1,953,993.66	1,585,106.72
	5,655,051.18	4,742,327.01	3,424,914.38	2,033,789.25
		-	-	-
		-	-	-
	244,729.46	196,580.60	192,359.33	206,153.56
		-	-	-
	21,353.42	24,130.07	32,693.57	22,265.22
	5.60	12.32	-	-
	5,922,297.97	4,963,050.00	3,649,967.28	2,262,208.02
	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,847,314.75

	2024 6	2023	2022	2021
()	2,651,243.27	2,266,669.37	1,289,000.00	800,000.00
	84,221.37	222,292.14	142,931.32	86,680.52
	49,803.18	35,123.50	32,835.20	32,477.70
	15,719.13	15,719.13	11,600.95	4,169.10
	-593,571.58	-477,297.87	-520,770.83	-195,017.95
	2,207,415.37	2,062,506.27	955,596.63	728,309.37
	264,952.18	244,000.91	251,221.51	215,680.20
	2,472,367.55	2,306,507.18	1,206,818.15	943,989.57
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31

2

17-9

	2024	2023	2022	2021
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	1,091,637.98	2,381,207.24	1,766,716.40	1,055,663.12
	941,355.32	2,039,046.64	1,468,946.30	868,076.89
	21,843.64	33,206.37	26,162.53	20,441.33
	476.90	1,372.79	999.50	313.47
	44,438.42	104,732.28	88,259.40	23,660.14
	2,240.59	31,213.08	20,672.06	11,009.43
	81,283.11	171,636.07	161,676.61	132,161.87
	79,556.85	161,003.09	162,141.09	120,869.50
	459.43	9,880.54	4,294.40	1,999.04
	2,241.91	4,125.03	3,338.71	2,601.00
	171.76	22,751.40	11,294.01	12,405.23
		-210.06	-10.23	-4,084.90
	18,846.38	31,899.42	45,954.95	-8,877.71
	-7.49	-1,852.36	149.75	-1,756.28
	73,083.18	88,526.46	79,105.09	-124,174.45
	1,456.70	22,304.55	3,129.96	1,740.45

	2024	2023	2022	2021
	602.40	17,283.20	2,183.57	2,368.69
	73,937.47	93,547.82	80,051.49	-124,802.70
	16,035.28	27,667.71	11,420.82	16,069.88
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
	57,902.19	79,454.97	68,630.67	-140,872.58
	15,404.02	-13,574.87	-6,189.13	-45,523.34
	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-95,349.24
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-45,523.34

3

17-10

	2024	2023	2022	2021
	1,297,590.89	2,518,997.31	1,728,383.06	890,853.62
	5,613.27	5,442.91	21,659.43	1,073.83
	49,797.16	141,687.47	199,386.56	210,358.11
	1,353,001.32	2,666,127.69	1,949,429.05	1,102,285.56
	1,134,023.53	1,854,192.53	1,095,179.52	432,824.29
	105,400.81	215,957.81	198,576.79	90,584.50
	86,510.13	135,021.85	104,812.21	50,976.69
	208,863.09	235,506.87	435,374.10	284,201.23
	1,534,797.56	2,440,679.06	1,833,942.61	858,586.71
	-181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85
				689.32
		6,845.54	17,894.74	8,001.06
	110.77	5,779.87	216.45	-

	2024	2023	2022	2021
	4,926.35	32,365.39	115,755.54	20,314.53
	5,037.12	44,990.80	133,866.73	29,004.91
	720,459.60	1,430,754.75	484,816.57	435,115.96
	30,735.34	68,199.96	9,641.82	5.06
		-	34,276.30	-
	41,909.85	181,903.31	41,112.93	69,404.66
	793,104.79	1,680,858.01	569,847.62	504,525.68
	-788,067.67	-1,635,867.21	-435,980.89	-475,520.76
	205,547.25	170,068.61	224,500.00	161,708.00
	1,530,169.94	3,041,482.70	1,695,025.17	1,618,125.77
		47,224.59	29,067.04	62,670.74
	1,735,717.19	3,258,775.90	1,948,592.21	1,842,504.52
	550,640.49	1,551,471.52	1,381,117.32	1,420,286.34
	105,602.15	186,166.35	178,571.30	154,400.07
	3,994.85	67,888.44	120,784.25	41,050.54
	660,237.49	1,805,526.31	1,680,472.87	1,615,736.95
	1,075,479.70	1,453,249.58	268,119.33	226,767.57
	105,615.79	42,831.00	-52,375.13	-5,054.35
	322,564.96	279,733.96	332,109.09	131,704.29
	428,180.75	322,564.96	279,733.96	126,649.95

2

17-11

%

	2024 6 /1-6	2023 /2023	2022 /2022	2021 /2021
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31
	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,847,314.75
	78.32	77.28	82.28	80.30
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
	-181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85

1

2021-2023 2024 6 4,791,304.31
6,810,779.07 10,150,435.31 11,402,749.77
1,180,806.49 1,946,447.72 2,240,093.54 2,605,496.71
24.64% 28.58% 22.07% 22.85%
3,610,497.83 4,864,331.35
7,910,341.77 8,797,253.05 75.36%
71.42% 77.93% 77.15%
2023 2022
3,339,656.24 49.03%

2021-2023 2024 6 3,847,314.75
5,603,960.93 7,843,928.13 8,930,382.21
1,585,106.72 1,953,993.66 2,880,878.13 3,008,084.24
41.20% 34.87% 36.73% 33.68%
2,262,208.02 3,649,927.28 4,963,050.00
5,922,297.97 58.80% 65.13% 63.27% 66.32%

2

2021 -2023 2024
931,201.31 1,785,094.30 2,413,020.27 1,143,468.59

2022	2021	853,892.99	91.70%	
				2023
2022	627,925.97	35.18%		
2021	-2023	2024		
-140,872.58	68,630.67	65,880.10	57,902.19	2022
	2021	209,503.25		
2022				
				2023
2022	2,750.57	4.00%		
3				
2021-2023	2024			
243,698.85	115,486.43	225,448.63	-181,796.24	
2022				
		2023		
			2023	
2021-2023	2024			
-475,520.76	-435,980.89	-1,635,867.21	-788,067.67	
2023		2021		
2021-2023	2024			
226,767.57	268,119.33	1,453,249.58	1,075,479.70	
				2023
2022		1,185,130.25		

17-12

	2024 /	2023 /	2022 /	2021 /
	0.87	0.78	0.99	0.74
	0.66	0.65	0.85	0.68
	78.32%	77.28%	82.41%	80.30%
	17.68%	15.50%	17.71%	6.78%
	2.34%	2.86%	5.54%	-14.92%

= /

= - - /

= /

= - /

= / 2024

2024

2021-2023 2024 6

0.74 0.99 0.78 0.87 0.68 0.85 0.65 0.66

2022

2021-2023 2024 6

80.30% 82.41% 77.28% 78.32%

2021-2023 2024

-14.92% 5.54% 2.86% 2.34%

“ ”

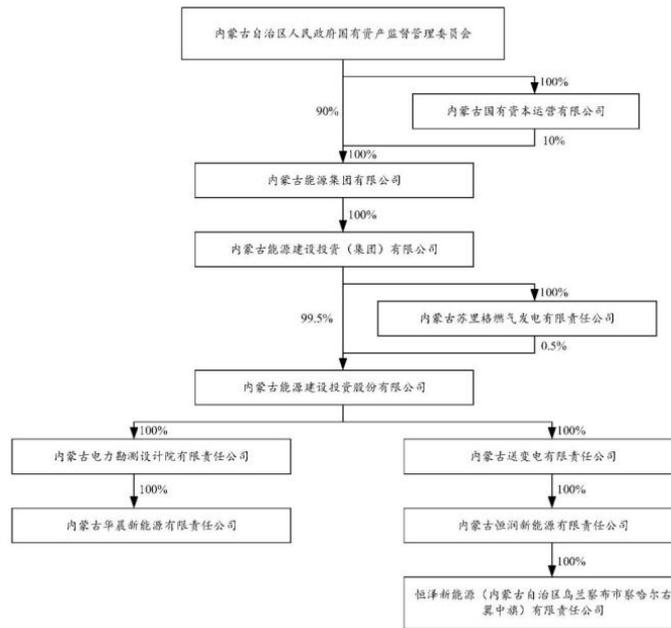
2024 6 30

100MW

49.5MW

2024 6 30

17-3



“

” 2022 8

11

2022 7 31

REITs

11005

2024 1 16

REITs

12728

REITs

2023 6 4

REITs

“

REITs

REITs

100

1200

REITs

REITs

REITs

REITs

3

³《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于基础设施公募 REITs 试点项目申报及申报材料的确认与承诺函》和《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 试点项目申报及申报材料的确认与承诺函》出具后，蒙能集团于 2024 年 1 月 16 日作出《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议》（第 12728 号），最终确定由蒙能集团担任基础设施 REITs 的外部管理统筹机构，由恒润新能源担任基础设施 REITs 的运营实施机构。



REITs

REITs

REITs

”

1

“1.

/

“

” 2.

/

3.

4.

5.



”

2

“1

2

”

3

“

”

1

1

1991 11 2

91150100114168362J

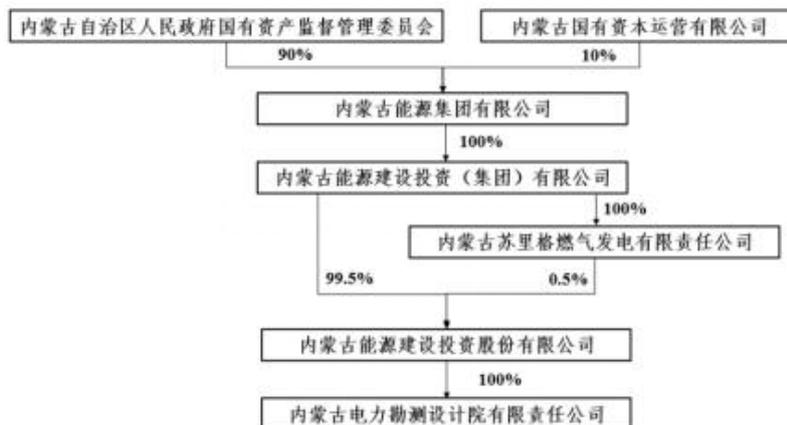
50,000.00

5

6

2			
1958	8		210
1978	11		
2013	11		
2014	11		
2014[217]		9,287.503636	12,500
2017	5		
		12,500	50,000
2			
1			
2024	6		
100%			
100%		2024	6

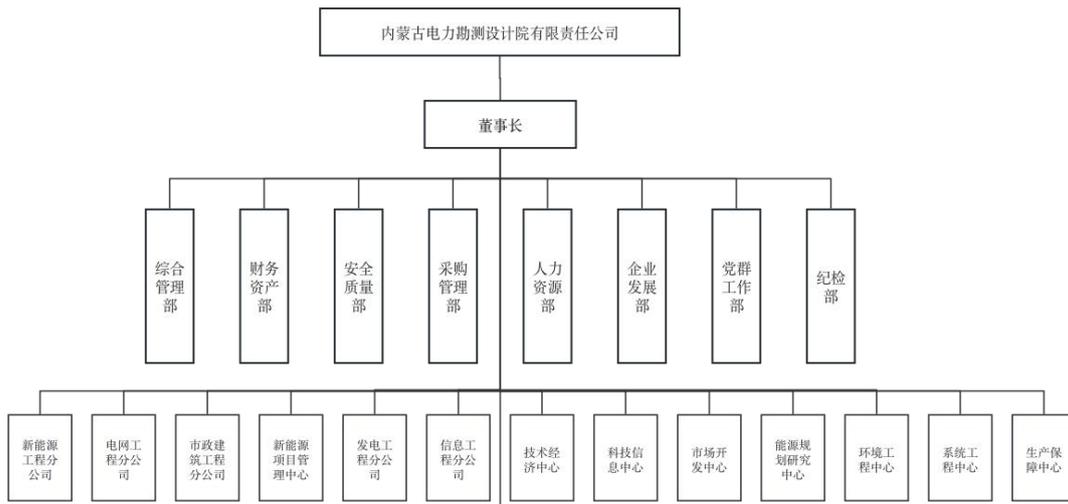
17-4



3

1

17-5



2

7

1

1

1

1

5

2

1

3

IS09001 2000

GB/T19001 GB/T24001 GB/T28001

4

1

17-13

	2024		2023		2022		2021		%
	1-6								
	84,100.86	71.65	175,136.35	70.70	206,270.06	77.43	67,385.48	56.16	
	22,665.67	19.31	51,767.10	20.90	38,009.99	14.27	24,628.36	20.53	
	9,101.34	7.75	19,291.64	7.79	19,282.54	7.24	-	-	
	19.72	0.02	211.29	0.09	1,044.37	0.39	543.10	0.45	
	1,485.63	1.27	1,308.89	0.53	1,630.16	0.61	1,802.53	1.50	
		0.00	-	-	150.03	0.06	-	-	
		0.00	10.87	0.01	12.92	0.01	25,631.16	21.36	
	117,373.22	100.00	247,726.13	100.00	266,400.06	100.00	119,990.63	100.00	

2

1958

“ ”

3

520,208.89 551,105.62

	570,498.24	830,101.47	347,502.96	
	370,544.58	354,232.77	598,264.98	66.80%
	67.24%	62.09%	72.07%	

5

2021-2023

2024

1

1

17-14

	2024 6	2023	2022	2021
	112,550.49	17,574.45	10,532.50	17,762.05
	1,074.39	5,264.00	5,901.25	5,893.81
	244,104.54	207,065.62	204,991.19	164,242.85
	143,967.31	8,861.58	5,229.04	17,919.70
	62,691.66	60,307.63	50,093.46	-
	30,850.57	35,540.87	42,792.09	70,291.72
	532.28	2,455.35	2,593.41	230.54
	28,455.50	24,726.59	13,296.45	20,336.86
	6,024.67	6,176.18	7,967.95	9,944.53
	632,468.71	367,972.28	343,397.33	306,622.06
	-	-	-	-
	23,141.23	22,994.95	23,322.01	20,931.80
	100.00	100.00	100.00	100.00
	-	-	-	-
	169,246.14	173,323.37	179,019.07	181,629.06
	1,164.61	1,751.46	1,399.42	1,109.41
	2,952.76	3,172.55	2,611.87	2,431.20
	598.15	753.76	826.04	1,263.31
	429.88	429.88	429.88	429.88
	-	-	-	5,692.19

	2024 6	2023	2022	2021
	197,632.76	202,525.96	207,708.29	213,586.83
	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89
	-	-	-	-
	181,705.41	164,579.31	175,770.73	124,380.56
	1,131.85	2,203.46	8,038.49	22,710.29
	253,853.35	19,377.96	1,445.25	520.98
	309.05	475.40	694.50	382.13
	652.54	1,908.43	587.54	621.53
	4,629.67	5,041.47	10,016.79	11,803.89
	-	-	-	-
	-	-	-	111.20
	9,478.88	11,254.08	13,758.68	14,294.94
	451,760.74	204,840.11	210,311.99	174,714.33
	102,896.98	105,899.05	133,175.82	101,313.16
	43,607.26	43,493.61	27,056.77	71,475.47
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	146,504.24	149,392.66	160,232.59	172,788.63
	598,264.98	354,232.77	370,544.58	347,502.96
	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00
	1,391.10	1,388.57	1,388.57	951.11
	-	-	-	-
	17,590.31	17,590.31	17,590.31	17,590.31
	149,402.53	134,553.39	99,588.61	92,350.78
	218,538.44	203,532.27	168,567.49	160,892.21
	13,298.05	12,733.20	11,993.55	11,813.72
	231,836.49	216,265.47	180,561.04	172,705.93
	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89

2

17-15

	2024 1-6	2023	2022	2021
	117,373.22	247,726.13	266,400.06	119,990.63
	102,180.19	203,012.04	234,275.26	103,476.21
	639.81	1,663.33	1,119.42	1,154.41

	4,795.94	11,210.46	11,704.50	15,993.39
	1,717.86	6,932.06	7,373.68	4,480.64
“_”	2,490.26	4,433.04	6,434.28	7,142.05
	2,841.31	6,815.15	8,726.08	11,898.26
	0.00	6,924.81	2,344.73	4,771.82
	482.96	336.2	111.25	107.21
“_”	171.76	-271.53	1,696.28	1,194.79
“_”	-23.62	-270.38	820.34	-2,817.37
“_”	-	-	-5.57	-
“_”	3.00	8.66	5.61	-
“_”	15,827.14	20,278.14	8,120.82	-9,290.80
	2.74	16,725.80	1.09	16,281.48
	0.10	0.5	79.69	92.85
“_”	15,829.77	37,003.45	8,042.22	6,897.83
	415.78	897.9	624.56	343.76
“_”	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
	-	-		
1 “_”	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
2 “_”	-	-	-	-
	-	-		
	14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*	564.85	739.65	179.83	387.78
	-	-		
	-	-	-	-
*	-	-	-	-
	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
	14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*	564.85	739.65	179.83	387.78

	2024	1-6	2023	2022	2021
	346,779.03		215,087.74	221,713.52	128,737.87
	405.54		237.74	1.08	7.98
	165,735.57		312,811.87	4,594.36	11,046.85
	512,920.15		528,137.35	226,308.96	139,792.70
	220,780.23		122,213.15	131,381.82	71,961.31
	14,027.58		31,660.36	29,133.79	32,037.54
	5,800.87		8,680.05	4,907.84	3,695.00
	171,646.62		328,942.98	47,160.05	11,560.10
	412,255.30		491,496.54	212,583.49	119,253.94
	100,664.85		36,640.81	13,725.47	20,538.75
	-		-		
	-		-	894.74	337.65
	-		10.07	15.36	-
	-		-	-	497.77
	25.48		-2.62	-	-
	25.48		7.45	910.09	835.42
	871.90		11,265.05	3,587.18	3,131.96
	-		-	1,588.67	2,153.69
	-		-	-	-
	-		-	-	-
	871.90		11,265.05	5,175.85	5,285.65
	-846.42		-11,257.60	-4,265.75	-4,450.23
	-		-		
	-		-	-	39.44
	0.00		104,289.09	42,241.50	82,768.50
	45.99		1,452.22	4,193.50	2,396.55
	45.99		105,741.31	46,435.00	85,204.48
	5,620.02		119,573.20	12,943.02	94,342.88
	1,862.71		4,598.15	6,674.94	8,221.59
	0.00		1,162.73	43,516.65	4,913.33
	7,482.73		125,334.08	63,134.61	107,477.80
	-7,436.74		-19,592.77	-16,699.61	-22,273.32
	0.00		-	-	-
	92,381.68		5,790.44	-7,239.89	-6,184.80
	15,584.64		9,794.20	17,034.09	23,203.48
	107,966.32		15,584.64	9,794.20	17,018.68

17-17

	2024	6	/1-6	2023	/2023	2022	/2022	2021	/2021
			830,101.47		570,498.24		551,105.62		520,208.89
			598,264.98		354,232.77		370,544.58		347,502.96
			72.07%		62.09%		67.24%		66.80%
			117,373.22		247,726.13		266,400.06		119,990.63
			15,413.99		36,105.54		7,417.66		6,554.07
			100,664.85		36,640.81		13,725.47		20,538.75

1

						520,208.89		551,105.62	
									306,622.06
	570,498.24		830,101.47						
	343,397.33		367,972.28		632,468.71				
	58.94%	62.31%	64.50%		76.19%				
					164,242.85		204,991.19		207,065.62
		244,104.54				53.57%	59.70%		56.27%
	38.60%				213,586.83		207,708.29		202,525.96
		197,632.76				41.06%	37.69%		35.50%
	23.81%								181,629.06
	179,019.07		173,323.37		169,246.14				
	85.04%	86.19%	85.58%		85.64%				
							347,502.96		370,544.58
		354,232.77		598,264.98					
	174,714.33		210,311.99		204,840.11		451,760.74		
			50.28%	56.76%	57.83%		75.51%		
							124,380.56		175,770.73
	164,579.31		181,705.41					71.19%	83.58%
	80.35%	40.22%			172,788.63		160,232.59		
	149,392.66		146,504.24				49.72%		43.24%
	42.17%	24.49%							

	58.63%	83.11%	70.89%	70.23%		41.37%	16.89%
	29.11%	29.77%					
2					119,990.63	266,400.06	
	247,726.13		117,373.22			103,476.21	
	234,275.26	203,012.04		102,180.19			
					6,554.07	7,417.66	
	36,105.54		15,413.99				
3							20,538.75
	13,725.47	36,640.81		100,644.85			
							-4,450.23
	-4,265.75	-11,257.60		-846.42			
							-22,273.32
	-16,699.61	-19,592.77		-7,436			
	82,768.5	42,241.50		104,289.09	0.00		
		94,342.88	12,943.02		119,573.20	5,620.02	
4							

17-18

	2024	1-6 /6	2023	/	2022	/	2021	/
		1.40		1.80		1.63		1.75
		1.08		1.74		1.60		1.65
		72.07%		62.09%		67.24%		66.80%
		12.94%		18.05%		12.06%		13.76%
		6.65%		16.70%		4.11%		3.79%

$$\begin{aligned}
 &= \quad / \\
 &= \quad - \quad / \\
 &= \quad / \\
 &= \quad - \quad / \\
 &= \quad /
 \end{aligned}$$

1.75

1.63 1.80 1.40 1.65 1.62 1.74 1.08

66.80% 67.24% 62.09% 72.07%

13.76% 12.06%

18.05% 12.94%

3.79% 4.11% 16.70% 6.65%

6

“ ”

2024 6 30

1

1

17-19

	2010 12 9
	21,688.00

--	--

2

2010 12 9

15,688.00

15,688.00

100.00%

2016 9 19

6,000.00

6,000.00

21,688.00

21,688.00

100.00%

2024 6

21,688.00

2

2024 6

21,688.00

21,688.00

100.00%

100.00%

17-20 2024 6

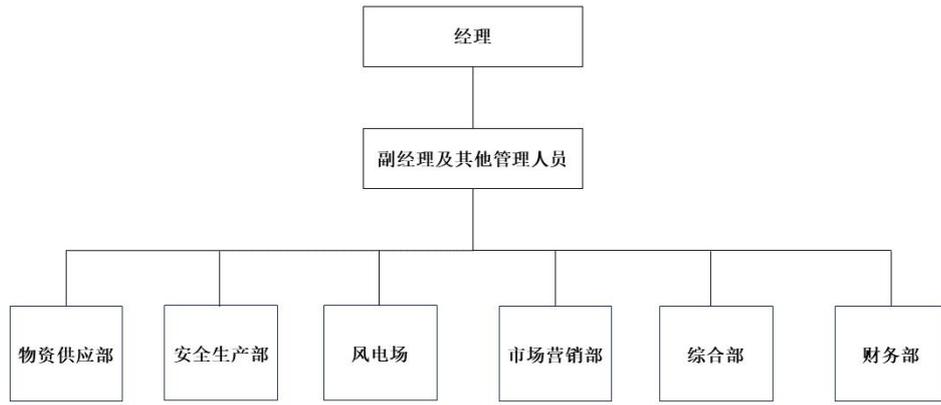
	21,688.00	100.00%

3

1

2024 6

17-6



2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

1

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

1

1

2

3

4

5

6

7

8

5

2

1

1

2

3

4

5

3

4

2010 12 9

“ ”

5

1

17-21

	2024 6	2023	2022	2021
	3.09	3.52	9.91	29.43
		-	-	-
	23,986.87	21,351.58	20,044.91	14,779.41
	115.98	119.85	-	-
	191.27	841.58	1,329.47	-
	1.00	-	118.44	143.57
	345.16	306.03	310.47	225.96
	822.93	1,443.92	1,887.10	1,887.10
	27,187.72	24,066.48	23,700.29	17,065.47
	37,644.91	39,797.42	44,800.87	49,888.64
	653.59	653.59	325.15	-
	158.58	160.35	163.90	167.88
	8,070.90	8,608.96	9,685.08	10,761.20
	46,528.04	49,220.32	54,975.00	60,817.71
	73,715.76	73,286.80	78,675.29	77,883.18
		-		
	1,716.34	1,871.71	3,032.42	4,162.57
		-	-	-
	14.73	13.78	11.83	150.70
	27.69	245.47	330.08	510.89
	12,553.38	9,439.34	9,454.24	5,257.48
	4,816.43	5,316.43	6,600.01	6,424.53
	19,128.56	16,886.73	19,428.58	16,506.16
		-		
	10,429.71	12,462.93	8,300.00	12,350.00
		-	8,936.77	11,508.31
	10,429.71	12,462.93	17,236.77	23,858.31
	29,558.27	29,349.66	36,665.35	40,364.47
		-		
	21,688.00	21,688.00	21,688.00	21,688.00
		-	-	-
	3,535.28	3,535.28	3,342.56	2,893.44
	18,934.21	18,713.86	16,979.37	12,937.27
	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71
		-	-	-
	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71
	73,715.77	73,286.80	78,675.29	77,883.18

17-22

	2024 1-6	2023	2022	2021
	4,405.91	11,754.97	13,658.70	14,949.91
	4,139.89	8,058.30	8,103.52	10,610.66
	21.56	113.75	188.99	204.13
		553.27	376.07	392.72
		-	-	-
“_”	375.78	1,192.89	1,693.52	2,062.04
	377.17	1,211.96	1,694.67	2,073.72
	1.50	19.06	1.16	11.68
		420.88	808.23	784.82
“_”		-	-	-
“_”		-3.17		
“ ”	266.01	2,254.47	4,104.82	2,465.19
		21.60	1,183.51	548.00
	1.29	1.64	-	-
“ ”	264.72	2,274.43	5,288.33	3,013.19
	44.36	347.22	797.10	499.03
“ ”	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
		-	-	-
		-	-	-
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
		-	-	-

17-23

	2024 1-6	2023	2022	2021
	2,391.30	11,761.52	9,769.42	17,457.05
		420.88	808.23	784.82
	4,568.42	12,856.57	11,262.43	3,755.82
	6,959.72	25,038.97	21,840.08	21,997.69
	846.43	2,662.45	1,752.44	2,874.84
	341.00	861.62	848.66	684.27
	275.76	1,342.36	2,614.84	2,211.88
	2,580.88	12,681.66	8,274.85	8,439.74
	4,044.08	17,548.09	13,490.79	14,210.72
	2,915.64	7,490.88	8,349.28	7,786.97
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-

		-	-	-
		-	-	-
	5.70	227.89	228.08	21.12
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-
	5.70	227.89	228.08	21.12
	-5.70	-227.89	-228.08	-21.12
		-	-	-
		9,479.35	-	-
		-	-	-
		9,479.35	-	-
	2,533.21	4,050.00	4,050.00	4,050.00
	377.17	662.44	789.85	1,003.58
		12,036.30	3,300.87	3,300.87
	2,910.38	16,748.74	8,140.73	8,354.45
	-2910.38	-7,269.38	-8,140.73	-8,354.45
		-	-	-
	-0.43	-6.39	-19.52	-588.61
		9.91	29.43	618.04
		3.52	9.91	29.43

2

17-24

	2024		2023		2022		2021		%
	6								
	3.09	0.00	3.52	0.00	9.91	0.01	29.43	0.04	
	-	-	-	-	-	-	-	-	
	23,986.87	32.54	21,351.58	29.13	20,044.91	25.48	14,779.41	18.98	
	115.98	0.16	119.85	0.16	-	-	-	-	
	191.27	0.26	841.58	1.15	1,329.47	1.69			
	1.00	0.00	-	-	118.44	0.15	143.57	0.18	

	2024		2023		2022		2021	
	345.16	0.47	306.03	0.42	310.47	0.39	225.96	0.29
	822.93	1.12	1,443.92	1.97	1,887.10	2.40	1,887.10	2.42
	27,187.72	36.88	24,066.48	32.84	23,700.29	30.12	17,065.47	21.91
	37,644.91	51.07	39,797.42	54.30	44,800.87	56.94	49,888.64	64.06
	653.59	0.89	653.59	0.89	325.15	0.41	-	-
	158.58	0.22	160.35	0.22	163.90	0.21	167.88	0.22
	8,070.90	10.95	8,608.96	11.75	9,685.08	12.31	10,761.20	13.82
	46,528.04	63.12	49,220.32	67.16	54,975.00	69.88	60,817.71	78.09
	73,715.76	100	73,286.80	100	78,675.29	100	77,883.18	100

77,883.18 78,675.29

73,286.80 73,715.76

21.91% 30.12% 32.84% 36.88%

78.09% 69.88%

67.16% 63.12%

1

14,779.417

20,044.917 21,351.58 23,986.87 18.98%

25.48% 29.13% 32.54%

2

49,888.64 44,800.87

39,797.42 37,644.91 64.06% 56.94%

54.30% 51.07%

3

10,761.20 9,685.08

8,608.96 8,070.90 13.82% 12.31% 11.75%

10.95%

3

17-25

%

	2024 6		2023		2022		2021	
	1,716.34	5.81	1,871.71	6.38	3,032.42	8.27	4,162.57	10.31
	-	-	-	-	-	-	-	-
	14.73	0.05	13.78	0.05	11.83	0.03	150.70	0.37
	27.69	0.09	245.47	0.84	330.08	0.90	510.89	1.27
	12,553.38	42.47	9,439.34	32.16	9,454.24	25.79	5,257.48	13.03
	4,816.43	16.29	5,316.43	18.11	6,600.01	18.00	6,424.53	15.92
	19,128.56	64.71	16,886.73	57.54	19,428.58	52.99	16,506.16	40.89
	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	8,300.00	22.64	12,350.00	30.60
	-	-	-	-	8,936.77	24.37	11,508.31	28.51
	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	17,236.77	47.01	23,858.31	59.11
	29,558.27	100.00	29,349.66	100.00	36,665.35	100.00	40,364.47	100.00

16,506.16 19,428.58

16,886.73 19,128.56 40.89% 52.99%

57.54% 64.71% 23,858.31 17,236.77

12,462.93 10,429.71 59.11% 47.01% 42.46%

35.29%

1

				4,162.57	3,032.42
1,871.71	1,716.34			10.31%	8.27%
5.81%					6.38%
2					
				5,257.4	9,454.24
9,439.34	12,553.38			13.00%	25.79%
32.16%	42.47%			150.70	11.83
13.78	14.73				
3					
					6,424.53
6,600.01	5,316.43	4,816.43			15.92%
18.00%	18.11%	16.29%			
4					
				12,350.00	8,300.00
12,462.93	10,429.71			30.60%	22.64%
42.46%	35.29%				
5					
					11,508.31
8,936.77	0.00	0.00		28.51%	24.37%
0.00%					0.00%
4					

17-26

	2024	1-6	2023	2022	2021
		6,959.72	25,038.97	21,840.08	21,997.69
		4,044.08	17,548.09	13,490.79	14,210.72
		2,915.64	7,490.88	8,349.28	7,786.97
		-	-	-	-
		5.70	227.89	228.08	21.12
		-5.70	-227.89	-228.08	-21.12

	2024	1-6	2023	2022	2021
		-	9,479.35	-	-
		2,910.38	16,748.74	8,140.73	8,354.45
		-2,910.38	-7,269.38	-8,140.73	-8,354.45

7,786.97

8,349.28 7,490.88 2,915.64

-21.12 -228.08

-227.89 -5.70

-8,354.45 -8,140.73 -7,269.38

-2,910.38

5

17-27

	2024	6	2023	2022	2021
		4,405.91	11,754.97	13,658.70	14,949.91
		264.72	2,274.43	5,288.33	3,013.19
		6.04%	31.45%	40.67%	29.03%
		0.50%	4.39%	10.69%	6.70%

14,949.91 13,658.70

11,754.97 4,405.91 3,013.19 5,288.33

2,274.43 264.72

6

17-28

	2024	6	2023	2022	2021
		1.42	1.43	1.22	1.03
		1.40	1.41	1.20	1.02
		40.10%	40.05%	46.60%	51.83%

51.83%

46.60% 40.05% 40.10%

1

6

“ ”

2024 6 30

1

“

”“

”

REITs

2024 2 7

100%

REITs

2

1

<https://landchina.com>

2023 3 31

(REITs)

100%

“

REITs

”

396

2

100%

100%

32

“32 ”

“

”

2022 39

“39 ”

REITs

100%

2022 8 23

REITS

2022 200

REITs

REITS

REITs

REITs

1

“

”“

”

REITs

2023 12 1

REITs

100%

REITs

2

<https://landchina.com>

REITs

2021 958

100%

REITs

2023 5 25

REITs

“

100%

REITs

”

2

100%

100%

100%

32

“32 ”

“

”

2022 39

“39 ”

REITs

100%

2022 8 23

REITS

2022 200

REITs

REITS

REITs

REITs

1

2

3

4

2023 6

REITs

REITs

“

REITs

REITs

100

1200

REITs

REITs

REITs

4

REITs

/

”

1

“1.

2.

《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于基础设施公募REITs试点项目申报及申报材料的确认与承诺函》和《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募REITs试点项目申报及申报材料的确认与承诺函》出具后，蒙能集团于2024年1月16日作出《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募REITs事项的决议》（第12728号），最终确定由蒙能集团担任基础设施REITs的外部管理统筹机构，由恒润新能源担任基础设施REITs的运营实施机构。



3.

4.

”

2

“1.

2.

3.

4.

5.

6.

”

3

“1

2

”

4

“1.

/

“

”

2.

/

3.

4.

/

”

1

“1.

2.

3.

4.

”

2

“1.

2.

3.

4.

5.

6.

”

3

“1

2

”

4

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

5.

”

6.64

34%

3.45

3.19

1200

17-29

		800.00	
		240.00	
		96.00	
		400	1600
		400	800
		400	100
			400
		600	50%
			1600
		100	2022 12 28
			2025
		2022	12 28
		3.19	

“

”

“

” “

”



“ ”

“ ”

“ ”

6

44

2024

663.55

497.48

166.07

405

18-1 2024 6

1					2023.11-
2				/	2021.09-
3					2021.11-
4					2021.11-
5					2021.11-
6					2021.11-
7					2022.03-
8					2022.03-
9					2018.08-

11

7

3

1

1

1

1

1968

2

1971

3

1964

4 1965

5 1965

6 1964

7 1965

2

[2018]263

“ ”

1

1 1967 5

3

1

2 1967

“
”

4

18-2 2024 6

	1,004	16.15%
	4,013	64.57%
	1,198	19.28%
	6,215	100%

18-3 2024 6

1		
	15	0.30%
	137	2.73%
	1,788	35.64%
	3,077	61.33%

	5,017	100.00%
2		
	530	10.56%
	708	14.11%
	640	12.76%
	3,139	62.57%
	5,017	100.00%
3		
	46	0.92%
	106	2.11%
	271	5.40%
	317	6.32%
	1,510	30.10%
	2,767	55.15%
	5,017	100.00%

“

”

“

”

1-4

198.5MW

2010 12 09

2010 12 9

2.16

198.5MW



1

REIT 49.5MW

25 XE2000

198.5MW 5.4 2700

220kV +18.2kM220kV +12 35kV

2010 8 15 2011 7

49.5MW 2011 4 15 2011 8

2012 4 15 49.5MW 2012 12

50MW 2018 5

2010

33 1 27 5

1 9 23

13 220kV



1 2016 200MW
100MW 750

2 2018 10

3
2020
110kV
1732

2

2 9 11 500 750 5 500kV 2 1000 10 220kV 2 ± 800 1 92

3

1 2024 7 31

4700

2

96%

3

4

2018

QC

2019

QC

2020

XE82-2000

QC

2021

QC

2022

QC

2018

2019

REIT

49.5MW

25

XE2000

198.5MW

5.4

2700

2010 8 15 2011 7
 49.5MW 2011 4 15 2011 8
 2012 4 15 49.5MW 2012
 12 50MW, 2018 5

2010

2024 6
 33 1 27
 5 1 9 23

18-4

	2024 6		2023		2022		2021	
		%		%		%		%
45	6	18.18%	8	22.86%	1	4.17%	0	0%
40-45	5	15.15%	5	14.29%	1	4.17%	1	4%
35-40	17	51.52%	17	48.57%	3	12.5%	1	4%
30-35	4	12.12%	5	14.29%	16	66.66%	17	68%
30	1	3.03%	0	-	3	12.5%	6	24%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

18-5

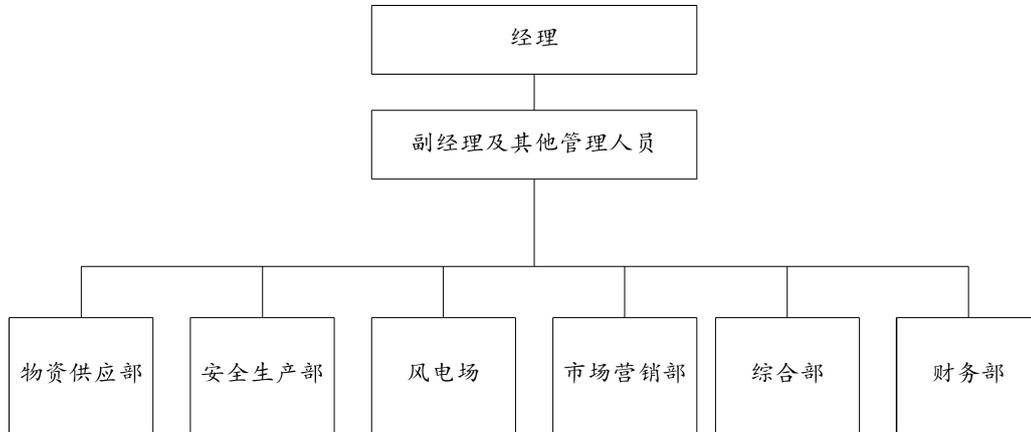
	2024 6		2023		2022		2021	
		%		%		%		%
15	8	24.24%	6	17.14%	0	0%	0	0%
10-15	15	45.45%	24	68.57%	14	58.34%	14	56%
5-10	10	30.30%	5	14.29%	8	33.33%	7	28%
5	0	-	0	-	2	8.33%	4	16%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

18-6

	2024		2023		2022		2021	
	人数	%	人数	%	人数	%	人数	%
	1	3.03%	2	5.71%	0	0%	0	0%
	27	81.82%	25	71.43%	14	58.33%	15	60%
	5	15.515%	8	22.86%	10	41.67%	10	40%
	0	-	0	-	0	0%	0	0%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

1

18-1



2

3

4

6 “ ”

1 1

1

2

3 1

4 1

5

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

6

3

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

1

2

3

4

5

6

7

1

1

/

/

2

3

4

5

6

7

2



1

2

3

4

3

1



2

11 30

20

“ ”

10

10

10

10



15

3

1

4

5

5

5

1

2

3

4

10

5

6

(i)

(ii)

(iii)

(iv)

6

1

2

3

4

7

“

”

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11



1

2

(b)

(d)

(a)

(c)

(e)

(f)

(g)

(h)

(i)

(j)

(k)

(l)

3

4

5

6

7

8

9

10

8

(i)

(ii)

(iii)

(iv)

(v)

/

1

:

" "

4

2024

1199.99

470.27

729.72

2025

2%

2024

2

= S-R *10%*

1	S/R > 110%	1.30
2	105% < S/R ≤ 110%	1.15
3	95% < S/R ≤ 105%	1.00

4	$90% < S/R \leq 95%$	1.15
5	$S/R \leq 90%$	1.30

S

R

10%

10%

20%

3

10

10

1



30
1
1-10
2
1-10
3
5-10
4
5-10
5
5-10
6
96% 98% 2024 2025
5-10

10

3

3

1

2

1

“ ”

1

2

3

2

1

2

3

4

5

6

3

1

2



3

4

1

5

2

3

3

3

4

5

5

6

7

5

1

2

“

”

19-1

				49,500
				49,500
				50,000

2021	-2023	1.81%	0.64%	1.29%
2021	-2023	5.54%	2.29%	3.76%

1

	REITs		REITs	REITs
		REITs	REITs	
REITs			REITs	
REITs		REITs		

2

REITs

3

1

2

5-10

3

437

4

5

“1.

/

“

” 2.

/

3.

4.

5.

”

“1.

/

“

”

2.

/

3.

4.

5.

”

1

	34%	20%
60	20%	36

2

“ 1

/

“ ”

2

/

3

4

/

”

3

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

5.

”

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

/

”

1

19-2

2

1

1

19-3

	2024	2023	2022	2021
	193.30	505.84	185.79	-
		28.30	-	-
		-	9.03	-
		-	13.02	-
	193.30	534.14	207.84	-

2

19-4

	2024	2023	2022	2021
	-	-	12.19	10.38
		-	12.19	10.38

2

19-5

	42,241.50	2022 3 31	2032 3 31	

3

1

19-6

	2024	2023	2022	2021
	-	-	3,790.00	-
		-	3,790.00	-

2

19-7

	2024	2023	2022	2021
--	------	------	------	------

	-	-	-	4,000.00
		-	-	-
		-	-	4,000.00

3

19-8

	2024	2023	2022	2021
	-	-	-	4,800.00
		-	-	100.00
		-	-	4,900.00

4

19-9

	2024	2023	2022	2021
	592.03	10,355.72	-	-
		5,436.00	5,091.00	983.65
	592.03	15,791.72	5,091.00	983.65

5

19-10

	2024	2023	2022	2021
	4,055.17	10,608.50	-	-
	-	3,097.93	5,324.39	296.29
	4,055.17	13,706.43	5,324.39	296.29

4

1

19-11

		2024年6月30日		2023 12 31		2022 12 31		2021 12 31	
		-	-	-	-	12.92	-	-	-
		807.27	-	807.27	-	-	-	-	-
				-	-	453.98	-	687.36	-
		4404.41	-	2,539.27	-	-	-	-	-
		5211.68		3,346.54	-	466.90	-	687.36	-

2

19-12

		2024 6 30		2023 12 31		2022 12 31		2021 12 31	
		-		-		13.80		-	
		204.90		59.58		-		-	
		30.00		30.00		-		-	
		-		-		3,790.00		-	
		-		-		132.68		132.68	
		234.90		89.58		3,922.68		132.68	

3

“

”

4

5

2023 10 17

1

19-13

2

2021

2022

2023

19-14

	2024	2023	2022	2021
	52.67	181.21	179.25	2.21
		-	-	3.89
		14.62	-	-
	52.67	195.64	179.25	6.10

2

3

“

”

4

5

1

1 30%

2 10%

3

4

5

6

2

1 10

2

3 1 2

18

4

1

2

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

1



5%

“2.

”

12

2

1

2

3

1

2

3

4



12

1

1

1



2

“

”

20%

REITs

1

2

“ ”

“ ”

“ ”

20

1

1

20

90%

2

1

20%

20%

2



3

3

“

”



2



39 —

1

2

1

2

3



0.0001

5

1

“ ”

“ ”

1

2

3

“ ”

4

1

2

3

4

1

2

0.25%

0.5%



1

3

1

2

3

4

5

6

6

1

2

3

4

5

6

7

8

EBITDA

EBITDA

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14



90%

1

6

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

1

0.2%

0.1%

0.1%

$B1 = E \times 0.2\% \div$

B1

E



E

2

1

:

" "

4

2024

1199.99

470.27

729.72

2025

2%

2024

2

= S-R *10%*

1	$S/R > 110\%$	1.30
2	$105\% < S/R \leq 110\%$	1.15
3	$95\% < S/R \leq 105\%$	1.00
4	$90\% < S/R \leq 95\%$	1.15
5	$S/R \leq 90\%$	1.30

S

R

10%

10%

20%

3

10

10



4

30

1

1-10

2

1-10

3

5-10

4

5-10

5

5-10

6

96% 98% 2024 2025

5-10

10

3

3

0.01%

0.01%

T E×0.01%÷

T

E

E

“

”

1

2

3

4

5



1 1 12 31
2

1

2

3

4



5



1

2

3

3

4



5

15

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

3 6 9 10

478

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

12

12

13

14

15

16

17

18

19

20

1

2

140%

3

10%

4

10%

5

6

7

8

9

10

11

12

13

21

1

10%

3

2		10%
	5%	3
3		
		10%
	30%	
		30%
	50%	
4		
50%		



6

6

6

6

6

1

2

3

4

5

6

7

24

24

12



5



1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

2

1

2

3

4

5



6

7

8

50%

9

10

11

12

3

REITs

36

4

1

2

3

4

5

6

7

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16



17

18

19

20

21

22

20%

12

23

5%

12

24

25

26

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

30

25

26

27

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

28

27 d i

29

30

1

2

3

1

2

3

“

”

31

30

1

2

3

4

5

6

32

1

1

2

3

4

5

33

1

1

2

3

4

5

6

7

8

9

2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

1

1

2

3

4

5

6			
7			
8			
9			
10			
11		10%	10%
12			
13			
14			20%
12			
15		5%	
12			
16			
17			
18			
2			
1			
2			
3			
4			

5

6

7

8

9

10

6

11

6

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21



10%

10%

1

2

3

10

60

60

4

10%

10%

10

60

10%

10%

10

60

5

10%

10%

10%

10%

30

6

500

1

30

1

2

3

4

5

6

7

2

/

/

/

3

4

1

1

2

3

6

2

1

2

2

3



3

6

4

3

3

4

1

“

”

2

1



2

30

2

1

2

2

1

2

3

4

5

6

50%

12

7

50%

12

8

20%

12

1

1

2

3



4

2

5

1

1

2

3

2

1

2

3

4

5

6



EBITDA

EBITDA

- 1
- 2
- 3

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9

10

11

12

13

14

1

2

1

2

90%

1

6

3

4

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

1

1

0.2%

0.1%

0.1%

$B1 = E \times 0.2\% \div$

B1

E



E

2

1

:

" "

4

2024

1199.99

470.27

729.72

2025

2%

2024

2

$$= S-R \cdot 10\%$$

1	$S/R > 110\%$	1.30
2	$105\% < S/R \leq 110\%$	1.15
3	$95\% < S/R \leq 105\%$	1.00
4	$90\% < S/R \leq 95\%$	1.15
5	$S/R \leq 90\%$	1.30

S

R

10%

10%

20%

3

10

512

10

4

30

1-10

1-10

5-10

5-10

5-10

96%

98% 2024

2025

5-10

10

3

3

2

0.01%

0.01%

T E×0.01%÷

T

E

E

“

”

1

2

3

4

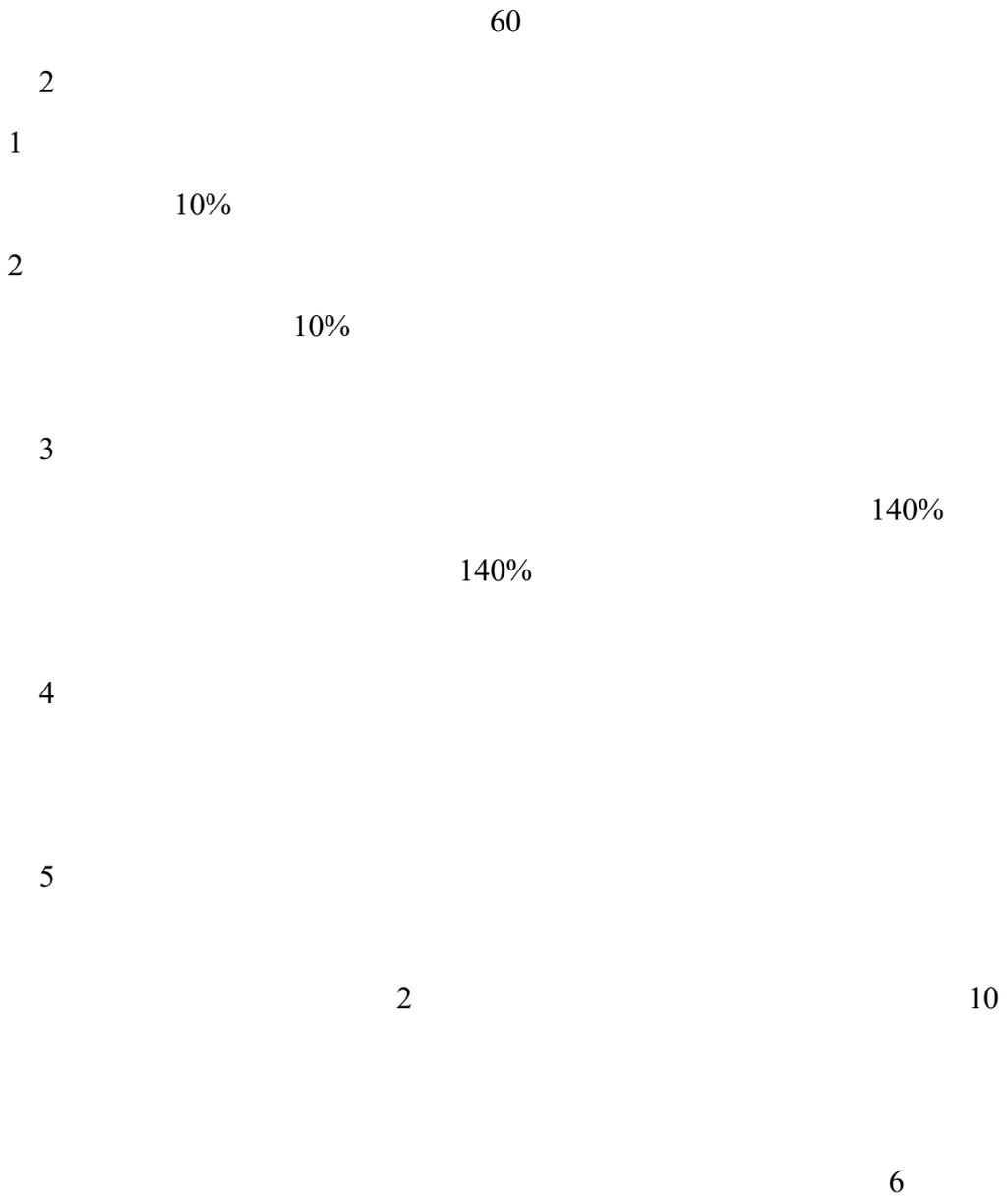
5

1

80%

AAA





2

1

2

3

4

5

6

7

140%

1

20%

2

3

4

5

6

1

2

1

2

3

6

4

6

5

6

6

7

8

6

9

6

10

11

1

30

2

3

4

5

1

2

3

4

5

6

7

6

24

24

12

7

5

30

521





5 5 9 5 901

100033

2005 6 21

[2005]93

25 25

100033

1992 6 18

[1992]7

466.79095

[2002]75

80%

AAA

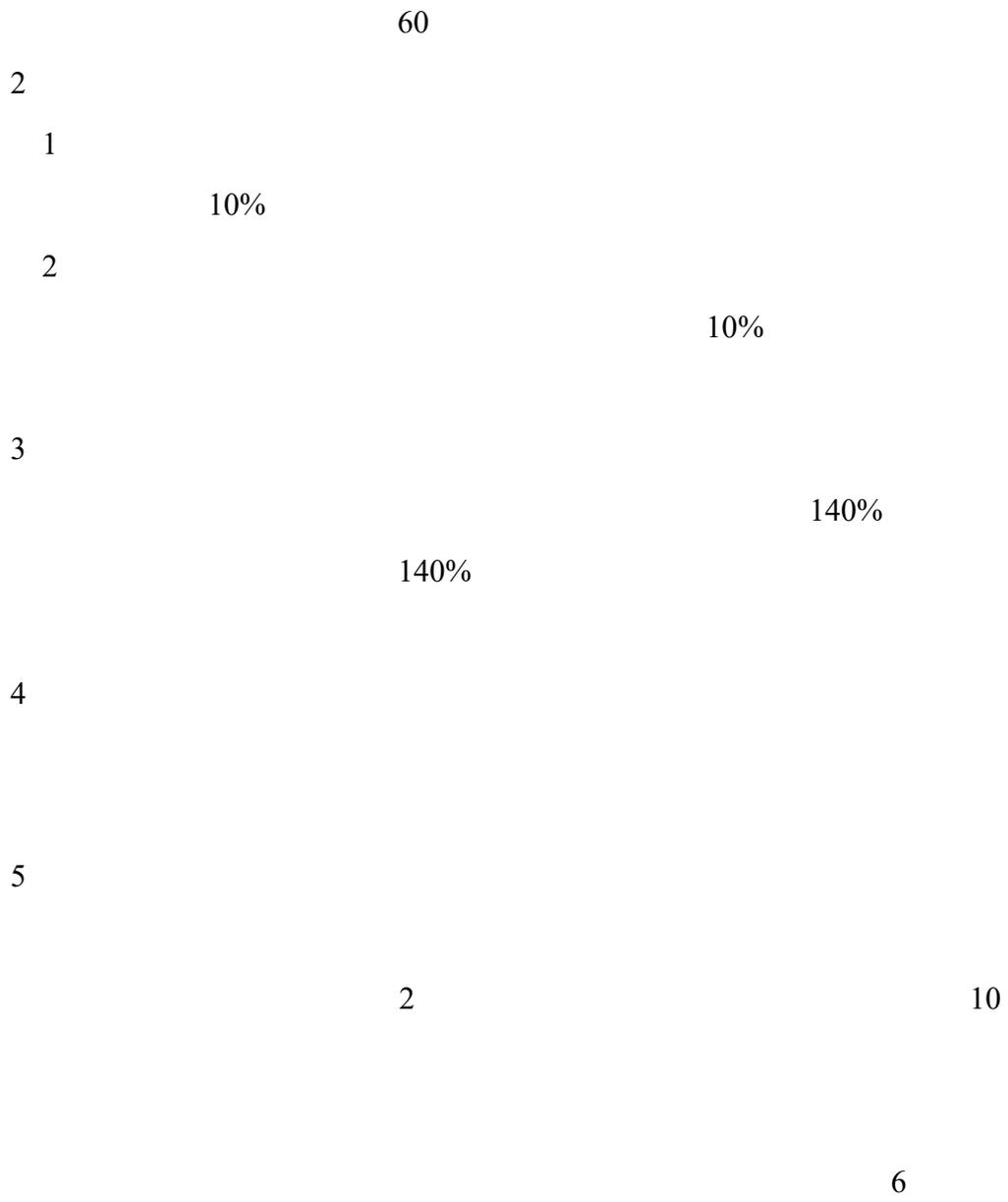
3

80%

60

1

80%



140%

1

20%

2

3

4

5

6

140%



3

1

2

3

4

5

6





1

1

2

2

3

4

5

6

7

8

1

“ ”

2

3

4

1

2

3

4

5

6

1

2

3

4



1

0.0001

5

2

3

1

1

2

3

4

5

6

6

1

15

2

2



6 30 12 31

6 30

12 31

30

1

2

6

3

6

4

1

30

2

3

4

5

1

2

3

4

5



6

7

6

24

24

12

7

8

9

10

5

11



15

15

1
”
2
4008119999

www.icbccs.com.cn “

15

15

1-3

4

15

1

2

3



APP

4008119999

010-81042598

24

APP

24

4008119999

APP

“ ”

APP

“

”

24

541

APP

24

customerservice@icbccc.com.cn

7*24

<https://etrade.icbccc.com.cn/webTrading/view/html/login/login.html>

APP

APP

AppStore

“ ”

/ /

“ ”

gyrx_20050621

“

” gyrx_wcf

“

” gyrxtjyxs-2020

“ ” “ ”

/

/



第三十一部分 备查文件

一、备查文件目录

- (一) 中国证监会准予注册工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金的文件
- (二) 《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》
- (三) 《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》
- (四) 《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金法律意见书》
- (五) 基金管理人业务资格批件、营业执照
- (六) 基金托管人业务资格批件、营业执照
- (七) 中国证监会要求的其他文件

二、存放地点

备查文件存放于基金管理人和/或基金托管人处。

三、查阅方式

投资者可在营业时间免费查阅备查文件。在支付工本费后，可在合理时间内取得备查文件的复制件或复印件。



第三十二部分 招募说明书附件

- 一、原始权益人及其控股股东、实际控制人相关承诺函
- 二、基础设施项目财务报告及审计报告
- 三、基金可供分配金额测算报告
- 四、基础设施项目尽职调查报告
- 五、财务顾问报告
- 六、基础设施项目评估报告

一、原始权益人及其控股股东、实际控制人相关承诺函

内蒙古能源集团有限公司

关于基础设施 REITs 试点项目申报及申报材料的

确认与承诺函

依据中国证监会、国家发改委《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）及其他相关规定，本公司下属企业内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“恒润新能源”）拟设立全资子公司（简称“新设项目公司”），并将其持有的大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目（简称“恒润一期风电项目”）划转至新设项目公司名下，由新设项目公司作为恒润一期风电项目持有主体。恒润新能源和内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称“电力设计院”）作为本公司下属企业，拟分别以其控股的新设项目公司持有的恒润一期风电项目和内蒙古华晨新能源有限责任公司（简称“华晨公司”，与新设项目公司合称为“项目公司”）持有的固阳红泥井 10 万千瓦风电项目（简称“华晨风电项目”，与恒润一期风电项目合称“入池项目”）作为底层资产，发行基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施 REITs”），并依法提交相关申报材料。

根据《国家发展改革委办公厅关于做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目申报工作的通知》（发改办投资〔2020〕586号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）及《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》的相关要求，本公司作为发起人以及运营管理统筹机构，就本次申报及所提交的申报材料确认并承诺如下：

一、本公司知悉并理解国家发改委、中国证监会等监管部门对基础设施 REITs 项目申报材料的要求，并承诺本次所提交的申报材料真实、有效、合规、完整及准确，并无隐瞒、虚假和重大遗漏之处，其中文件材料为副本、复印件及电子版的，保证与正本或原件一致。



二、最近三年，本公司在投资建设、生产运营、金融监管、市场监管、税务等方面不存在重大违法违规记录；入池项目在运营期间未出现安全、质量、环保等方面重大问题。

三、本公司承诺已在申报文件中如实披露全部转让限定条件，且不存在任何缺失、遗漏或虚假陈述，并正在办理与资产转让相关豁免及解除，如未能按期完成，本公司将承担相应的法律责任。

四、本次基础设施 REITs 发行所募集资金拟依法投资于内蒙古能源集团东苏巴彦乌拉 100 万千瓦风储项目以及 1200 万千瓦内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地项目。本次申报所提交的该等固定资产投资项目均真实存在且符合相关政策、法律规定。如募集资金实际投资项目为上述项目以外的项目，届时本公司将向相关省级发展改革部门进行备案，并根据要求说明相关情况。

五、基础设施 REITs 发行或存续期间，如税务部门要求补充缴纳发行基础设施 REITs 过程中可能涉及的相关税费，本公司将按要求缴纳（或全额补偿其他相关缴税主体）相应税金（含滞纳金或罚金）并承担所有相关经济 and 法律责任。

六、本公司拟担任基础设施 REITs 的运营管理统筹机构，恒润新能源和电力设计院拟担任基础设施 REITs 的运营实施机构。本公司将积极主动采取各项保障措施，公平地对待本公司及本公司各子公司及关联方在中国境内所投资或管理的能源项目，促进入池项目持续健康平稳运营，不会将项目公司已取得的或本应由项目公司取得的业务机会不公平地授予或提供给任何其他竞品项目。本公司作为运营管理统筹机构不会，且将敦促本公司各子公司及关联方不得，利用作为运营管理统筹机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于项目公司及入池项目而有利于其他运营管理统筹机构、运营实施机构或其关联方所投资或管理的竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

七、本公司、恒润新能源、电力设计院、新设项目公司、华晨公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，本公司将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

八、基础设施 REITs 存续期内，除恒润一期风电项目及华晨风电项目外，本公司、本公司各子公司及关联方所持其他能源基础设施项目（含存量项目及新建项目）将优先作为基础设施 REITs 新购入基础设施项目，保障本公司基础设施 REITs 平台有序扩募。

本函自本公司法定代表人签字并加盖本公司公章之日起, 对本公司产生法律约束力。

内蒙古能源集团有限公司 (盖章)

法定代表人 (签字):



2023 年 6 月 4 日



内蒙古能源集团有限公司
关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的
补充说明与确认函

内蒙古能源集团有限公司（简称“本公司”）于 2023 年 6 月 4 日出具了内蒙古能源集团有限公司关于基础设施公募 REITs 申报及申报材料的相关说明与确认函，结合基础设施公募 REITs 申报进展，以及基础设施项目投资建设手续办理和资产重组安排，本公司作为基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）（以下简称“基础设施 REITs”）发起人作出如下补充说明与确认：

一、 本公司全资下属企业内蒙古华晨新能源有限责任公司（简称“华晨公司”）持有的位于内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目（简称“华晨风电项目”）中升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回等（简称“划转标的”，具体以相关划转协议约定为准），拟无偿划转至全资下属企业内蒙古电力勘测设计院有限责任公司。前述资产划转拟至迟于本次基础设施 REITs 发行前完成，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司划入划转标的后，本公司作为间接持有内蒙古电力勘测设计院有限责任公司 100% 股权的股东，承诺华晨公司有权无偿使用划转标的、对划转标的进行修缮和技改并承担相应费用。如电网企业按国家政策规定回购华晨风电项目配套送出工程，在回购后华晨公司仍有权无偿使用该配套送出工程。

二、 本公司全资下属企业内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“恒润新能源”）拟将其持有的位于内蒙古自治区察右中旗的大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目除集电线路、送出线路及检修道路外的其他部分（简称“恒润一期风电项目”）划转至恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（简称“恒泽公司”），前述资产重组拟至迟于本次基础设施 REITs 发行前完成。本公司作为持有间接持有恒润新能源 100% 股权的股东，承诺前述重组完成后，恒泽公司有权根据恒润一期风电项目稳定运营的实际需求，无偿使用恒润新能源所持相关风电项目资产。如电网企业按国家政策规定回购恒润一期风电项目配套送出工程，在回购后恒泽公司仍有权无偿使用该配套送出工程。

三、 对于华晨风电项目中划转标的以及恒润一期风电项目中由恒润新能源继续持有的相关风电项目资产,若因前述资产合规性问题受到行政处罚或发生其他影响基础设施项目正常运营事件的,本公司将承担因此给基础设施项目造成的损失。

四、 若华晨风电项目、恒润一期风电项目(以下合称“基础设施项目”)于本次发行前存在违反规划和自然资源、能源、林草、文物保护、军事保护等领域的法律法规的情形或项目投资建设手续存在其他合规性问题,导致华晨公司、恒泽公司及/或基础设施项目于本次发行后受到相关主管部门调查、行政处罚或被采取任何监管措施的,本公司承诺就华晨公司、恒泽公司及/或基础设施项目因此受到的损失承担全部赔偿责任。

五、 本公司承诺本基础设施REITs 所持有的两个基础设施项目各自到期日之后,如未找到合适交易对手方,本公司或指定的关联方有义务根据基金管理人指令以等同于资产组期末净残值的价格受让对应基础设施项目资产。

六、 如本公司前述说明与确认事项存在任何隐瞒、虚假、误导和/或重大遗漏之处,致使任何第三方(包括但不限于监管部门、投资者等)提出或威胁提出处罚、权利请求或索赔,本公司均将承担相应法律责任。

本函自本公司法定代表人或授权代表人签字并加盖本公司公章之日起生效。

内蒙古能源集团有限公司

(盖章)

法定代表人或授权代表人(签字):

黄永妍
2024年2月7日

内蒙古能源集团有限公司

关于募集资金监督的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古能源集团有限公司（简称“本公司”）拟作为发起人，以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司分别持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为本项目的发起人特作出如下承诺：

本公司不会以任何方式挪用基础设施基金的回收资金，并将采取充分措施确保回收资金与本公司运营及自有资金相隔离。此外，本公司将严格监督原始权益人遵照相关法律法规、规范性文件、业务规则的相关规定使用回收资金。

（以下无正文）

(本页无正文，为《内蒙古能源集团有限公司关于募集资金监督的承诺函》之签字盖章页)



内蒙古能源集团有限公司(公章)



2024年06月20日

内蒙古能源集团有限公司

关于回购要求的承诺函

内蒙古能源集团有限公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司拟作为原始权益人，以分别持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为本项目的发起人特作出如下承诺：

- 1、本公司将促使原始权益人履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。
- 2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

（以下无正文）

(本页无正文，为《内蒙古能源集团有限公司关于回购要求的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古能源集团有限公司(公章)



2024年06月20日

内蒙古能源集团有限公司

关于避免同业竞争的承诺函

内蒙古能源集团有限公司（以下简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）等适用法律规定，本公司拟作为发起人及运营管理机构，以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司分别持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施基金的运营管理机构，特作出如下承诺：

1. 除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县，旗，自治旗，特区，林区）范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。
2. 对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。



3. 本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。
4. 本公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队,并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立,以降低或有的同业竞争与利益冲突风险;本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。
5. 本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准,严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则,以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务,在管理运营其他同类资产时,将公平公正对待不同的基础设施项目,采取适当措施避免可能出现的利益冲突,充分保护基础设施基金的基金份额持有人的利益。

本承诺函为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力,且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取措施履行本承诺函项下的承诺,并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺,任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

(以下无正文)

(本页无正文，为《内蒙古能源集团有限公司关于避免同业竞争的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古能源集团有限公司 (公章)



2024年06月25日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

关于基础设施公募 REITs 试点项目申报及申报材料的

确认与承诺函

依据中国证监会、国家发改委《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）及其他相关规定，本公司申请以本公司的全资子公司内蒙古华晨新能源有限责任公司（以下简称“华晨公司”）持有的固阳红泥井10万千瓦风电项目（以下简称“基础设施项目”）作为底层资产参与“申请基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目”（以下简称“基础设施 REITs 项目”），并依法提交相关申报材料。

根据《国家发展改革委办公厅关于做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目申报工作的通知》（发改办投资〔2020〕586号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）及《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》的相关要求，本公司作为原始权益人以及运营实施机构，就本次申报及所提交的申报材料确认并承诺如下：

一、 本公司知悉并理解国家发改委、中国证监会等监管部门对基础设施 REITs 项目申报材料的要求，并承诺本次所提交的申报材料真实、有效、合规、完整及准确，并无隐瞒、虚假和重大遗漏之处，其中文件材料为副本、复印件及电子版的，保证与正本或原件一致。

二、 最近三年，本公司在投资建设、生产运营、金融监管、市场监管、税务等方面不存在重大违法违规记录；基础设施项目在运营期间未出现安全、质量、环保等方面重大问题。



三、 本公司承诺已在申报文件中如实披露全部转让限定条件，且不存在任何缺失、遗漏或虚假陈述，并正在办理与资产转让相关豁免及解除，如未能按期完成，本公司将承担相应的法律责任。

四、 本次基础设施 REITs 发行所募集资金拟依法投资于内蒙古能源集团东苏巴彦乌拉 100 万千瓦风储项目以及 1200 万千瓦内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地项目。本次申报所提交的该等固定资产投资项目均真实存在且符合相关政策、法律规定。如募集资金实际投资项目为上述项目以外的项目，届时本公司将向相关省级发展改革部门进行备案，并根据要求说明相关情况。

五、 基础设施 REITs 发行或存续期间，如税务部门要求补充缴纳发行基础设施 REITs 过程中可能涉及的相关税费，本公司将按要求缴纳（或全额补偿其他相关缴税主体）相应税金（含滞纳金或罚金）并承担所有相关经济 and 法律责任。

六、 本公司拟担任基础设施 REITs 的运营实施机构之一，本公司关联方内蒙古能源集团有限公司拟担任基础设施 REITs 的运营管理统筹机构，本公司将积极主动采取各项保障措施，公平地对待本公司及本公司关联方在中国境内所投资或管理的能源项目，促进拟作为底层资产的基础设施项目持续健康平稳运营，不会将华晨公司已取得的或本应由华晨公司取得的业务机会不公平地授予或提供给任何其他竞品项目。本公司作为运营实施机构不会，且将敦促关联方不得，利用作为运营实施机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于华晨公司及基础设施项目而有利于其他运营实施机构或其关联方所投资或管理的竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

七、 本公司、华晨公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，本公司将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

本函自本公司法定代表人签字并加盖本公司公章之日起，对本公司产生法律

约束力。



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

(盖章)

法定代表人(签字):

A handwritten signature in black ink, appearing to be the name '王民' (Wang Min).

2023年6月4日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司
关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的

补充说明与确认函

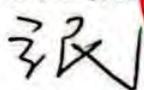
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称“本公司”）于 2023 年 6 月 4 日出具了内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报及申报材料的相关说明与确认函，结合基础设施公募 REITs 申报进展，以及目前投资建设手续办理和资产重组安排，本公司作为目标基础设施项目持有人的控股股东作出如下补充说明与确认：

一、 本公司全资子公司内蒙古华晨新能源有限责任公司（简称“华晨公司”）持有的位于内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目（简称“华晨风电项目”）中升压站、检修道路及 220kV 送出线路 1 回等（简称“划转标的”，具体以相关划转协议约定为准），拟无偿划转至本公司。前述资产划转拟至迟于本次基础设施 REITs 发行前完成，本公司划入划转标的后承诺华晨公司有权无偿使用划转标的、对划转标的进行修缮和技改并承担相应费用。如电网企业按国家政策规定回购华晨风电项目配套送出工程，在回购后华晨公司仍有权无偿使用该配套送出工程。

二、 如本公司前述说明与确认事项存在任何隐瞒、虚假、误导和/或重大遗漏之处，致使任何第三方(包括但不限于监管部门、投资者等)提出或威胁提出处罚、权利请求或索赔，本公司均将承担相应法律责任。

本函自本公司法定代表人签字并加盖本公司公章之日起生效。

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（盖章）

法定代表人（签字）： 

2024年2月7日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

关于回收资金用途的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点相关工作的通知》(证监发〔2020〕40号)、《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》(中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号)、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点工作的通知》(发改投资〔2021〕958号)、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)项目申报推荐工作的通知》(发改投资〔2023〕236号)等适用法律规定,内蒙古电力勘测设计院有限责任公司(简称“电力设计院”)拟以下属公司内蒙古华晨新能源有限责任公司持有的位于内蒙古自治区固阳县西斗铺镇境内的固阳红泥井100MW风电项目(简称“华晨风电项目”)作为底层基础设施项目,申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金(简称“基础设施REITs”)。

电力设计院作为基础设施REITs的原始权益人特作出如下承诺:

1. 本公司作为原始权益人,将遵照规定使用回收资金。因特殊原因导致已承诺的回收资金投资计划无法正常执行的,本公司将及时向交易所报告相关情况和应对措施。确需变更回收资金用途的,本公司将向交易所提交回收资金投向变更报告。
2. 本公司将按照监管政策要求尽快使用回收资金。
3. 本公司将按照有关业务监管细则报告回收资金使用情况。
4. 本公司将建立并落实回收资金管理制度,实行严格闭环管理,确保净回收资金的使用用途和使用频率均符合监管规则的要求,提高净回收资金使用率,切实防范回收资金流入商品住宅或商业地产开发领域。
5. 如违反上述承诺,本公司愿接受监管机关的相关处罚。
6. 本承诺函在招募说明书中披露并向社会公开。

本承诺函为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力,且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取措施履行本承诺函项下的承诺,并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺,任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。



(本页无正文，为《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于回收资金用途的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司(公章)



2024年6月5日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

关于回购要求的承诺函

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，本公司拟以下属公司内蒙古华晨新能源有限责任公司持有的位于内蒙古自治区固阳县西斗铺镇境内的固阳红泥井100MW风电项目（简称“华晨风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为本项目的原始权益人特作出如下承诺：

- 1、本公司将履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。
- 2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

（以下无正文）



(本页无正文,为《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于回购要求的承诺函》
之签字盖章页)

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司(公章)



2024年6月5日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

关于避免同业竞争的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（以下简称“本公司”）和内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施基金的原始权益人，特作出如下承诺：

1. 除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县，旗，自治旗，特区，林区）范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。
2. 对于上述竞品项目以及在本公司和/或本公司同一控制下的关联方持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。



3. 本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。
4. 在基础设施基金的存续期间内,本公司将根据自身针对风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准,严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则,以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为基础设施项目提供运营管理服务,采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突,充分保护基金份额持有人的利益。

本承诺函为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力,且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取措施履行本承诺函项下的承诺,并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺,任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

(以下无正文)



(本页无正文，为《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司 (公章)



2024年6月5日

2024.6.5

内蒙古恒润新能源有限责任公司

关于基础设施公募 REITs 试点项目申报及申报材料的 确认与承诺函

依据中国证监会、国家发改委《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）及其他相关规定，本公司拟设立全资子公司（以下简称“新设项目公司”），并将本公司持有的大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目（以下简称“基础设施项目”）划转至新设项目公司名下，由新设项目公司作为基础设施项目持有主体，同时申请以基础设施项目作为底层资产参与“申请基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目”（以下简称“基础设施 REITs 项目”），并依法提交相关申报材料。

根据《国家发展改革委办公厅关于做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目申报工作的通知》（发改办投资〔2020〕586号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）及《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》的相关要求，本公司作为原始权益人以及运营实施机构，就本次申报及所提交的申报材料确认并承诺如下：

一、 本公司知悉并理解国家发改委、中国证监会等监管部门对基础设施 REITs 项目申报材料的要求，并承诺本次所提交的申报材料真实、有效、合规、完整及准确，并无隐瞒、虚假和重大遗漏之处，其中文件材料为副本、复印件及电子版的，保证与正本或原件一致。

二、 最近三年，本公司在投资建设、生产运营、金融监管、市场监管、税务等方面不存在重大违法违规记录；基础设施项目在运营期间未出现安全、质

量、环保等方面重大问题。

三、 本公司承诺已在申报文件中如实披露全部转让限定条件，且不存在任何缺失、遗漏或虚假陈述。

四、 本次基础设施 REITs 发行所募集资金拟依法投资于内蒙古能源集团东苏巴彦乌拉 100 万千瓦风储项目以及 1200 万千瓦内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地项目。本次申报所提交的该等固定资产投资项目均真实存在且符合相关政策、法律规定。如募集资金实际投资项目为上述项目以外的项目，届时本公司将向相关省级发展改革部门进行备案，并根据要求说明相关情况。

五、 基础设施 REITs 发行或存续期间，如税务部门要求补充缴纳发行基础设施 REITs 过程中可能涉及的相关税费，本公司将按要求缴纳（或全额补偿其他相关缴税主体）相应税金（含滞纳金或罚金）并承担所有相关经济和法律責任。

六、 本公司拟担任基础设施 REITs 的运营实施机构之一，本公司关联方内蒙古能源集团有限公司拟担任基础设施 REITs 的运营管理统筹机构，本公司将积极主动采取各项保障措施，公平地对待本公司及本公司关联方在中国境内所投资或管理的能源项目，促进拟作为底层资产的基础设施项目持续健康平稳运营，不会将新设项目公司已取得的或本应由新设项目公司取得的业务机会不公平地授予或提供给任何其他竞品项目。本公司作为运营实施机构不会，且将敦促关联方不得，利用作为运营实施机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于新设项目公司及基础设施项目而有利于其他运营实施机构或其关联方所投资或管理的竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

七、 本公司、新设项目公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，本公司将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

本函自本公司法定代表人签字并加盖本公司公章之日起，对本公司产生法律

约束力。

内蒙古恒润新能源有限责任公司

(盖章)



法定代表人 (签字):

A handwritten signature in black ink, appearing to be '董志' (Dong Zhi).

2013 年 6 月 4 日

内蒙古恒润新能源有限责任公司

关于回收资金用途的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点相关工作的通知》(证监发〔2020〕40号)、《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》(中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号)、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点工作的通知》(发改投资〔2021〕958号)、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)项目申报推荐工作的通知》(发改投资〔2023〕236号)等适用法律规定,内蒙古恒润新能源有限责任公司(简称“恒润公司”)拟以下属公司恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目,申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金(简称“基础设施REITs”)。

恒润公司作为基础设施REITs的原始权益人特作出如下承诺:

1. 本公司作为原始权益人,将遵照规定使用回收资金。因特殊原因导致已承诺的回收资金投资计划无法正常执行的,本公司将及时向交易所报告相关情况和应对措施。确需变更回收资金用途的,本公司将向交易所提交回收资金投向变更报告。
2. 本公司将按照监管政策要求尽快使用回收资金。
3. 本公司将按照有关业务监管细则报告回收资金使用情况。
4. 本公司将建立并落实回收资金管理制度,实行严格闭环管理,确保净回收资金的使用用途和使用频率均符合监管规则的要求,提高净回收资金使用率,切实防范回收资金流入商品住宅或商业地产开发领域。
5. 如违反上述承诺,本公司愿接受监管机关的相关处罚。
6. 本承诺函在招募说明书中披露并向社会公开。

本承诺函为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力,且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取措施履行本承诺函项下的承诺,并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺,任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。



(本页无正文，为《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于回收资金用途的承诺函》之签字盖章页)



内蒙古恒润新能源有限责任公司(公章)

2024年5月16日



内蒙古恒润新能源有限责任公司

关于履行相关法定义务的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“恒润公司”）拟以下属公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施 REITs”）。



恒润公司为基础设施 REITs 的原始权益人特作出如下承诺：

1. 不侵占、损害基础设施基金所持有的基础设施项目；
2. 配合基金管理人、基金托管人以及其他为基础设施基金提供服务的专业机构履行职责；
3. 确保基础设施项目真实、合法；
4. 依据法律法规、基金合同及相关协议约定及时移交基础设施项目及相关印章证照、账册合同、账户管理权限。

本承诺函自原始权益人加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

(本页无正文,为《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于履行相关法定义务的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古恒润新能源有限责任公司(公章)



2024年 5 月 16 日



内蒙古恒润新能源有限责任公司

关于避免同业竞争的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司（以下简称“本公司”）持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施基金的原始权益人及运营管理机构，特作出如下承诺：

1. 除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县，旗，自治旗，特区，林区）范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。
2. 对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益



的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

3. 本公司将平等对待华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目，不会故意降低基础设施基金项下华晨风电项目及恒润一期风电项目的市场竞争能力；对于可能构成实质竞争的业务机会，华晨风电项目及恒润一期风电项目享有平等获得该业务机会的权利。
4. 本公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队，并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立，以降低或有的同业竞争与利益冲突风险；本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。
5. 本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务，在管理运营其他同类资产时，将公平公正对待不同的基础设施项目，采取适当措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

(以下无正文)

(本页无正文,为《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》
之签字盖章页)

内蒙古恒润新能源有限责任公司(公章)



2024年5月16日



内蒙古恒润新能源有限责任公司

关于回购要求的承诺函

内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，本公司拟以下属公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为本项目的原始权益人特作出如下承诺：

- 1、本公司将履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。
- 2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假信息等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

（以下无正文）



(本页无正文，为《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于回购要求的承诺函》之
签字盖章页)

内蒙古恒润新能源有限责任公司(公章)



2024年 01 月 16 日



内蒙古送变电有限责任公司

关于募集资金监督的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古送变电有限责任公司（简称“本公司”）子公司内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“恒润公司”）拟以下属公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施REITs原始权益人恒润公司的控股股东，特作出如下承诺：

本公司承诺按照申报的回收资金用途正常使用基础设施基金的回收资金，除此之外不会以任何方式挪用基础设施基金的回收资金，并将采取充分措施确保回收资金与本公司运营及自有资金相隔离。此外，本公司将严格监督原始权益人遵照相关法律法规、规范性文件、业务规则的相关规定使用回收资金。

（以下无正文）



(本页无正文，为《内蒙古送变电有限责任公司关于募集资金监督的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古送变电有限责任公司（公章）



2023年12月31日



内蒙古送变电有限责任公司

关于回购要求的承诺函

内蒙古送变电有限责任公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，本公司全资子公司内蒙古恒润新能源有限责任公司（简称“恒润公司”）拟以下属公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施REITs原始权益人恒润公司的控股股东，特作出如下承诺：

1、本公司将履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。

2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

（以下无正文）



(本页无正文，为《内蒙古送变电有限责任公司关于回购要求的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古送变电有限责任公司(公章)



2023年 12月 31日

内蒙古送变电有限责任公司

关于避免同业竞争的承诺函

内蒙古送变电有限责任公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）等适用法律规定，内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目之一，申请发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施基金原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的控股股东，特作出如下承诺：

1. 除恒润一期风电项目外，本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在基础设施项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县旗，自治旗，特区，林区）范围内与恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。
2. 对于上述竞品项目以及在本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。
3. 本公司将平等对待恒润一期风电项目与竞品项目，不会故意降低基础设施基金项下恒润一期风电项目的市场竞争能力；对于可能构成实质竞争的业务机会，恒润一期风电项目享有平等获得该业务机会的权利。

4. 在基础设施基金的存续期间内，本公司将根据自身针对风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为基础设施项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

(以下无正文)



(本页无正文，为《内蒙古送变电有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》之
签字盖章页)

内蒙古送变电有限责任公司（公章）



2024年 02 月 07 日

内蒙古能源建设投资股份有限公司

关于回购要求的承诺函

内蒙古能源建设投资股份有限公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，本公司的全资子公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称“电力设计院”或“原始权益人”）拟以下属公司内蒙古华晨新能源有限责任公司持有的位于内蒙古自治区固阳县西斗铺镇境内的固阳红泥井100MW风电项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施REITs原始权益人电力设计院的控股股东，特作出如下承诺：

1、本公司将履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。

2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假信息等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

（以下无正文）

(本页无正文，为《内蒙古能源建设投资股份有限公司关于回购要求的承诺函》
之签字盖章页)

内蒙古能源建设投资股份有限公司 (公章)



2024年06月19日

内蒙古能源建设投资股份有限公司

关于募集资金监督的承诺函

根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236号）等适用法律规定，内蒙古能源建设投资股份有限公司（简称“本公司”）子公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（简称“电力设计院”或“原始权益人”）拟以下属公司内蒙古华晨新能源有限责任公司持有的位于内蒙古自治区固阳县西斗铺镇境内的固阳红泥井100MW风电项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施REITs原始权益人电力设计院的控股股东，特作出如下承诺：

本公司不会以任何方式挪用基础设施基金的回收资金，并将采取充分措施确保回收资金与本公司运营及自有资金相隔离。此外，本公司将严格监督原始权益人遵照相关法律法规、规范性文件、业务规则的相关规定使用回收资金。

（以下无正文）



(本页无正文，为《内蒙古能源建设投资股份有限公司关于募集资金监督的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古能源建设投资股份有限公司 (公章)



2024年06月19日

内蒙古能源建设投资股份有限公司

关于避免同业竞争的承诺函

内蒙古能源建设投资股份有限公司（简称“本公司”）系一家根据中华人民共和国法律注册成立的有限责任公司。根据《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54号）、《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）等适用法律规定，内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

本公司作为基础设施基金原始权益人内蒙古电力勘测设计院有限责任公司的控股股东，特作出如下承诺：

1. 除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县旗，自治旗，特区，林区）范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。
2. 对于上述竞品项目以及在本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。



3. 本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。
4. 在基础设施基金的存续期间内,本公司将根据自身针对风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准,严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则,以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为基础设施项目提供运营管理服务,采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突,充分保护基金份额持有人的利益。

本承诺函为本公司的真实意思表示,对本公司具有法律约束力,且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督,积极采取措施履行本承诺函项下的承诺,并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺,任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

(以下无正文)

(本页无正文，为《内蒙古能源建设投资股份有限公司关于避免同业竞争的承诺函》之签字盖章页)

内蒙古能源建设投资股份有限公司(公章)



2024年06月19日



内蒙古能源集团有限公司

承诺函

基于内蒙古能源集团有限公司（简称“本公司”）作为发起人，以下属公司内蒙古华晨新能源有限责任公司（简称“华晨公司”）和恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司分别持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（简称“基础设施基金”）。

就基础设施基金发行后华晨风电项目接入华电红泥井风电场升压站并由华电红泥井风电场升压站220kV井万线送出线路送出接入蒙西电网相关使用保障及损失承担事宜，特作出如下承诺：

在基础设施基金发行后，本公司将采取一切合理且必要的措施，积极协调并确保送出线路能够按照内蒙古华电红泥井风力发电有限公司、内蒙古华晨新能源有限责任公司及内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签署的《内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中100MW风电项目接入华电固阳红泥井220kV升压站合作协议》之约定使用。若内蒙古华电红泥井风力发电有限公司违反合作协议约定或因其他人为原因致华晨风电项目无法正常使用送出线路，进而对基础设施基金造成直接或间接的经济损失时，本公司将承担由此产生的一切损失赔偿责任。

本承诺函为本公司的真实意思表示，对本公司具有法律约束力，且是不可撤销的。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。

内蒙古能源集团有限公司（公章）



内蒙古恒润新能源有限责任公司

补充承诺函

基于内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司（以下简称“本公司”）持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

2024年4月，本公司与恒泽公司签署《企业资产、负债及员工整体划转协议书》，本公司作为资产划出方，将恒润一期风电项目中的风机、箱式变压器、升压站、重要设施设备、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程、风机及升压站占用的土地使用权划转至恒泽公司。原恒润一期风电项目所属集电线路、220kV送出线路1回等资产未纳入基础设施基金底层资产范围，恒润新能源及恒泽公司可根据恒润一期风电项目及察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持有相关风电项目资产；针对恒润新能源及恒泽公司共用的集电线路、送出工程等资产，相关维修费及技改费用等运维成本由双方各自所持有的风电项目实际装机容量按比例承担。

就上述恒润一期风电项目资产划转后相关事宜，本公司特作出如下承诺：

对于恒润一期风电项目中由本公司继续持有的相关风电项目资产，若因资产合规性问题受到行政处罚或发生其他影响基础设施项目正常运营事件的，本公司将承担因此给基础设施项目造成的损失。

内蒙古恒润新能源有限责任公司（公章）

2024年10月31日



内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

补充承诺函

基于内蒙古能源集团有限公司拟作为发起人以下属公司内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（以下简称“本公司”）和内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（以下简称“恒润一期风电项目”）作为底层基础设施项目，申请试点发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金（以下简称“基础设施基金”）。

2024年4月，华晨公司与本公司签署《内蒙古华晨新能源有限责任公司（作为划出方）与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（作为划入方）之间资产划转协议书》，约定华晨公司作为划出方，将华晨风电项目中升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV送出线路1回、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程及相关土地使用权等以无偿划转的形式转至本公司。在交割日后，华晨公司有权根据项目需要无偿使用上述划转标的。划转标的资产在交割日后由本公司持有，本公司拥有划转标的资产的所有权，但仍由华晨公司以无偿租入方式独家占有、使用，按照运营要求对划转标的进行修缮或技改，并由华晨公司直接支付运维成本，包括相关修缮或技改费用。

就上述华晨风电项目资产划转后相关事宜，本公司特作出如下承诺：

对于华晨风电项目中划转至本公司继续持有的相关风电项目资产，若因资产合规性问题受到行政处罚或发生其他影响基础设施项目正常运营事件的，本公司将承担因此给基础设施项目造成的损失。

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（公章）



2024年4月31日



二、基础设施项目财务报告及审计报告

由内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的
将用于公开募集基础设施证券投资基金的 2 家项目公司的模拟汇总财务报表

2021 年度、2022 年度、2023 年度及
截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间
模拟汇总财务报表



KPMG Huazhen LLP
8th Floor, KPMG Tower
Oriental Plaza
1 East Chang An Avenue
Beijing 100738
China
Telephone +86 (10) 8508 5000
Fax +86 (10) 8518 5111
Internet kpmg.com/cn

毕马威华振会计师事务所
(特殊普通合伙)
中国北京
东长安街1号
东方广场毕马威大楼8层
邮政编码: 100738
电话 +86 (10) 8508 5000
传真 +86 (10) 8518 5111
网址 kpmg.com/cn

审计报告

毕马威华振审字第 2413628 号

内蒙古能源集团有限公司董事会:

一、 审计意见

我们审计了后附的第 1 页至第 36 页的由内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的 2 家项目公司 (以下简称“基础设施项目”) 的模拟汇总财务报表, 包括 2021 年 12 月 31 日、2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日及 2024 年 6 月 30 日的模拟汇总净资产表, 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的模拟汇总利润表以及相关模拟汇总财务报表附注。

我们认为, 后附的模拟汇总财务报表在所有重大方面按照模拟汇总财务报表附注二 (以下简称“附注二”) 所述的编制基础编制。

二、 形成审计意见的基础

我们按照中国注册会计师审计准则 (以下简称“审计准则”) 的规定执行了审计工作。审计报告的“注册会计师对模拟汇总财务报表审计的责任”部分进一步阐述了我们在这些准则下的责任。按照中国注册会计师职业道德守则, 我们独立于基础设施项目, 并履行了职业道德方面的其他责任。我们相信, 我们获取的审计证据是充分、适当的, 为发表审计意见提供了基础。

审计报告 (续)

毕马威华振审字第 2413628 号

三、强调事项——编制基础

我们提醒模拟汇总财务报表使用者关注附注二对编制基础的说明。基础设施项目模拟汇总财务报表仅为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的而编制。因此，该模拟汇总财务报表不适用于其他用途。本段内容不影响已发表的审计意见。

四、其他事项——审计报告使用目的

本报告仅为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的使用，未经本所书面同意，不得用于任何其他目的。

五、管理层和治理层对模拟汇总财务报表的责任

管理层负责按照附注二所述的编制基础编制模拟汇总财务报表 (包括确定附注二所述的编制基础对于在具体情况下编制模拟汇总财务报表的可接受性)，并设计、执行和维护必要的内部控制，以使模拟汇总财务报表不存在由于舞弊或错误导致的重大错报。

在编制模拟汇总财务报表时，管理层负责评估基础设施项目的持续经营能力，披露与持续经营相关的事项 (如适用)，并运用持续经营假设，除非基础设施项目计划进行清算、终止运营或别无其他现实的选择。

治理层负责监督基础设施项目的财务报告过程。

审计报告 (续)

毕马威华振审字第 2413628 号

六、注册会计师对模拟汇总财务报表审计的责任

我们的目标是对模拟汇总财务报表整体是否不存在由于舞弊或错误导致的重大错报获取合理保证，并出具包含审计意见的审计报告。合理保证是高水平的保证，但并不能保证按照审计准则执行的审计在某一重大错报存在时总能发现。错报可能由于舞弊或错误导致，如果合理预期错报单独或汇总起来可能影响模拟汇总财务报表使用者依据模拟汇总财务报表作出的经济决策，则通常认为错报是重大的。

在按照审计准则执行审计工作的过程中，我们运用职业判断，并保持职业怀疑。同时，我们也执行以下工作：

- (1) 识别和评估由于舞弊或错误导致的模拟汇总财务报表重大错报风险，设计和实施审计程序以应对这些风险，并获取充分、适当的审计证据，作为发表审计意见的基础。由于舞弊可能涉及串通、伪造、故意遗漏、虚假陈述或凌驾于内部控制之上，未能发现由于舞弊导致的重大错报的风险高于未能发现由于错误导致的重大错报的风险。
- (2) 了解与审计相关的内部控制，以设计恰当的审计程序，但目的并非对内部控制的有效性发表意见。
- (3) 评价管理层选用会计政策的恰当性和作出会计估计及相关披露的合理性。
- (4) 对管理层使用持续经营假设的恰当性得出结论。同时，根据获取的审计证据，就可能对基础设施项目持续经营能力产生重大疑虑的事项或情况是否存在重大不确定性得出结论。如果我们得出结论认为存在重大不确定性，审计准则要求我们在审计报告中提请模拟汇总财务报表使用者注意模拟汇总财务报表中的相关披露；如果披露不充分，我们应当发表非无保留意见。我们的结论基于截至审计报告日可获得的信息。然而，未来的事项或情况可能导致基础设施项目不能持续经营。
- (5) 就基础设施项目中实体或业务活动的财务信息获取充分、适当的审计证据，以对模拟汇总财务报表发表审计意见。我们负责指导、监督和执行集团审计，并对审计意见承担全部责任。

审计报告 (续)

毕马威华振审字第 2413628 号

六、注册会计师对模拟汇总财务报表审计的责任 (续)

我们与治理层就计划的审计范围、时间安排和重大审计发现等事项进行沟通，包括沟通我们在审计中识别出的值得关注的内部控制缺陷。

毕马威华振会计师事务所 (特殊普通合伙)



中国注册会计师

何曙

何曙



中国北京

段瑜华

段瑜华



日期:

2024年 09月 13日

基础设施项目公司

模拟汇总净资产表

2021年12月31日、2022年12月31日、2023年12月31日及2024年6月30日

(金额单位：人民币元)

	附注	2024年 6月30日	2023年 12月31日	2022年 12月31日	2021年 12月31日
资产					
流动资产：					
货币资金	五、1	38,617.44	38,858.02	74,753.76	299,322.56
应收票据	五、2	-	-	-	980,000.00
应收账款	五、3	367,647,602.82	381,929,189.26	383,168,576.21	291,338,099.90
预付款项		90,055.21	98,738.46	5,541.42	463,889.05
其他应收款	五、4	52,116,841.01	33,465,442.79	17,712,088.68	34,539,774.72
存货		22,123.89	22,123.89	65,486.72	-
其他流动资产	五、5	-	-	2,735,439.56	15,034,200.81
流动资产合计		419,915,240.37	415,554,352.42	403,761,886.35	342,655,287.04
非流动资产：					
固定资产	五、6	510,636,266.86	581,196,957.73	630,331,232.30	680,872,747.88
在建工程	五、7	6,535,885.73	7,401,815.35	4,117,383.95	-
无形资产	五、8	2,486,727.14	3,372,464.93	3,456,676.46	3,540,721.18
使用权资产	五、9	47,401,285.02	-	-	-
非流动资产合计		567,060,164.75	591,971,238.01	637,905,292.71	684,413,469.06
资产总计		986,975,405.12	1,007,525,590.43	1,041,667,179.06	1,027,068,756.10

刊载于第4页至第36页的财务报表附注为本模拟汇总财务报表的组成部分。

基础设施项目公司
模拟汇总净资产表(续)

2021年12月31日、2022年12月31日、2023年12月31日及2024年6月30日
(金额单位:人民币元)

	附注	2024年 6月30日	2023年 12月31日	2022年 12月31日	2021年 12月31日
负债和净资产					
流动负债:					
应付账款	五、10	6,231,519.56	5,457,736.66	2,722,936.38	2,126,622.36
应付职工薪酬		-	-	-	18,743.80
应交税费	五、11	3,077,120.94	4,157,568.90	2,207,097.17	732,284.13
其他应付款	五、12	25,327.88	10,112,979.81	39,683,773.79	1,330,448.41
一年内到期的非流动负债	五、13	62,741,500.00	62,741,500.00	62,741,500.00	68,652,586.14
流动负债合计		72,075,468.38	82,469,785.37	107,355,307.34	72,860,684.84
非流动负债:					
长期借款	五、14	285,069,750.00	316,190,500.00	378,932,000.00	61,500,000.00
长期应付款	五、15	-	-	-	370,280,643.44
非流动负债合计		285,069,750.00	316,190,500.00	378,932,000.00	431,780,643.44
负债合计		357,145,218.38	398,660,285.37	486,287,307.34	504,641,328.28
净资产		629,830,186.74	608,865,305.06	555,379,871.72	522,427,427.82

此模拟汇总财务报表已于 2024年 09月 13日 获内蒙古能源集团有限公司批准。



闫宏光
法定代表人



黄永娴
主管会计工作的
公司负责人



黄雅萍
会计机构负责人



刊载于第 4 页至第 36 页的财务报表附注为本模拟汇总财务报表的组成部分。

基础设施项目公司

模拟汇总利润表

2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间

(金额单位：人民币元)

	附注	截至 2024 年 6 月 30 日 6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
一、营业收入	五、16	59,270,300.28	142,195,774.15	148,205,751.51	171,418,356.94
减：营业成本	五、16	31,398,427.22	64,181,118.08	61,630,548.85	68,738,667.03
税金及附加	五、17	960,243.48	1,911,110.57	1,169,892.99	1,341,952.36
管理费用	五、18	553,633.63	1,121,071.51	1,099,384.59	1,168,583.42
财务费用	五、19	6,733,559.13	16,762,106.85	44,297,618.10	41,657,613.19
其中：利息费用		6,800,057.65	16,929,952.53	23,804,164.41	41,758,803.93
利息收入		67,234.36	171,835.40	2,817.75	104,269.29
加：其他收益	五、20	4,029,815.19	3,332,381.21	2,147,019.25	2,160,262.52
二、营业利润		23,654,252.01	61,552,748.35	42,155,326.23	60,671,803.46
减：营业外支出	五、21	-	4,955.00	-	1,950.00
三、利润总额		23,654,252.01	61,547,793.35	42,155,326.23	60,669,853.46
减：所得税费用	五、22	3,899,318.14	9,716,597.06	9,202,882.33	6,558,252.87
四、净利润		19,754,933.87	51,831,196.29	32,952,443.90	54,111,600.59
五、其他综合收益的税后净额		-	-	-	-
六、综合收益总额		19,754,933.87	51,831,196.29	32,952,443.90	54,111,600.59

此模拟汇总财务报表已于 2024 年 09 月 13 日获内蒙古能源集团有限公司批准。



闫宏光
法定代表人



黄永娴
主管会计工作的
公司负责人



黄雅萍
会计机构负责人



刊载于第 4 页至第 36 页的财务报表附注为本模拟汇总财务报表的组成部分。

基础设施项目公司
模拟汇总财务报表附注
(除特别注明外, 金额单位为人民币元)

一、 基础设施项目基本情况

内蒙古能源集团有限公司(以下简称“蒙能集团”)下属的内蒙古电力勘测设计院有限责任公司(以下简称“设计院公司”)和内蒙古恒润新能源有限责任公司(以下简称“恒润新能源”)拟分别将持有的内蒙古华晨新能源有限责任公司(以下简称“华晨新能源”)和内蒙古恒泽新能源有限责任公司(以下简称“恒泽新能源”)2家项目公司(以下合称“基础设施项目公司”或“本集团”),作为底层基础设施资产试点申报发行基础设施领域不动产投资信托基金证券投资基金的基础资产(以下简称“基础设施 REITs”)。

2家项目公司的营业期限分别为10年和25年,主要从事风力发电项目的经营和管理。基础设施项目包括华晨新能源持有的固阳红泥井100MW风电项目(以下简称“华晨风电项目”)和恒泽新能源持有的恒润风电场(一期)49.5MW项目(以下简称“恒泽风电项目”)。

为发行基础设施 REITs 之目的,华晨新能源拟进行资产划转,将部分资产无偿划转至设计院公司;恒润新能源拟设立恒泽新能源,将与基础设施项目相关的资产和负债按账面价值划转至恒泽新能源。

本模拟汇总财务报表主要用于反映基础设施项目2021年度、2022年度、2023年度及截至2024年6月30日止6个月期间(以下简称“报告期”)的模拟汇总经营成果和于2021年12月31日、2022年12月31日、2023年12月31日及2024年6月30日(以下简称“各报告期末”)的模拟汇总财务状况。其中华晨新能源和恒泽新能源的模拟财务报表分别以划转协议所确定的华晨风电项目和恒泽风电项目有关资产、负债为基础,假设划转后所形成的资产、负债及相关业务架构作为一个整体于2021年1月1日起已经存在。

模拟汇总财务报表汇总范围如下表所示:

项目公司	基础设施项目	模拟汇总财务报表汇总范围
华晨新能源	华晨风电项目	假设划转后所形成的资产、负债及相关业务架构作为一个整体于2021年1月1日起已经存在
恒泽新能源	恒泽风电项目	假设划转后所形成的资产、负债及相关业务架构作为一个整体于2021年1月1日起已经存在

二、 模拟汇总财务报表的编制基础

本模拟汇总财务报表仅为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的而编制。

1、 模拟汇总财务报表的编制基础

本模拟汇总财务报表以华晨新能源备考财务报表和恒泽新能源备考财务报表中的账面价值为基础，并对项目公司之间全部内部交易产生的资产、负债、收入、费用项目进行了合并抵销后编制。本模拟汇总财务报表仅包括 2 家项目公司于各报告期末的模拟汇总净资产表，2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的模拟汇总利润表以及对其模拟汇总财务报表使用者而言具有重要作用的模拟汇总财务报表附注，不包括 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的模拟汇总现金流量表和模拟汇总所有者权益变动表。因此，本模拟汇总财务报表不是一份完整的财务报表，也不包含一份完整财务报表所应披露的所有会计政策及附注。

本模拟汇总财务报表未列报实收资本、资本公积、其他综合收益、专项储备、盈余公积及未分配利润等权益具体组成项目，合并为净资产列示于模拟汇总财务报表中。

华晨新能源和恒泽新能源在编制各自的备考财务报表时，分别采用了以下的假设和模拟编制的方法。

(1) 华晨新能源备考财务报表的编制基础

报告期内，华晨新能源于 2024 年 4 月与设计院公司签订《资产划转协议》，将其升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块的土地使用权无偿划转至设计院公司，设计院公司同时以租赁方式将该等资产于剩余使用寿命的使用权无偿提供给华晨新能源使用。截至 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

在编制华晨新能源相关财务期间的备考财务报表时，假设以上资产重组交易，即华晨新能源拟将升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及未实际使用地块的土地使用权无偿划转予设计院公司并同时无偿取得该等资产于剩余使用寿命的使用权，已于 2024 年 6 月 30 日完成；相关固定资产、在建工程及无形资产于 2024 年 6 月 30 日从备考净资产表中终止确认，相应确认使用权资产。此外，根据拟签署的股权转让协议约定，对于资产重组过程中可能缴纳的增值税和企业所得税等税费，将由内蒙古电力勘测设计院有限公司承担。因此，本备考财务报表中未考虑资产重组交易相关税务的影响。

(2) 恒泽新能源备考财务报表的编制基础

恒泽新能源为恒润新能源于 2024 年 5 月 22 日新设的 100%项目公司，并于 2024 年 4 月与其签订了《资产及债务划转协议》(以下简称“恒润划转协议”)，根据签订的划转协议，恒润新能源将恒润大板梁风电场 49.5MW 项目即恒润风电场(一期)(以下简称“恒润一期”)的相关资产、负债按账面价值划转至恒泽新能源。截止 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

恒泽风电项目被恒润新能源划转至恒泽新能源之前，并非单独核算的会计主体，项目运营相关的财务数据包含于恒润新能源的历史财务报表中。在编制恒泽新能源的备考财务报表时，基于恒润新能源的相关历史财务信息，假设上述恒润划转协议完成后的重组标的——恒泽风电项目有关的资产、负债及相关业务架构作为一个整体持续经营并假定其于 2021 年 1 月 1 日起已经存在且于报告期内独立运营核算为基础编制，具体编制方法包括：

(a) 恒泽新能源备考利润表：

- 营业收入按照恒润一期历史期间实际产生的电力销售收入金额计入备考利润表。
- 营业成本、税金及费用包括：

与基础设施生产运营直接相关的资产折旧和摊销及财产保险费，按照恒润一期的资产范围直接计入备考利润表；房产税、城镇土地使用税及资源税的金额分别基于恒润一期范围的房产原值、实际占地面积及取用水量依据税法规定模拟计算得出；水利建设基金在 2021 年根据上述原则确认的恒润一期营业收入金额的 1‰计入备考利润表，2022 年 1 月 1 日至 2024 年 6 月 30 日由于税法变化而变更为将根据纳入恒润一期历史期间实际结算的上网电量占恒润新能源全部实际结算电量的比例分摊后的金额计入备考利润表。

管理费用中的修理费主要是为恒润一期内的升压站内综合楼房屋所发生的日常维修费，全部计入备考利润表。

财务费用是恒润一期所发生的长期借款实际发生的利息支出，计入备考利润表。

除上述项目外，其他营业成本、税金、费用项目主要是基于恒润新能源各报告期间的成本、税金、费用项目，按照恒润一期历史期间实际结算的上网电量占恒润新能源全部实际结算电量的收入比例进行分摊，计入恒泽新能源备考利润表。

所得税费用是假设恒泽风电项目在历史期间已存在并作为单独纳税主体，按照恒泽新能源备考财务报表的经营成果数据、可能的纳税调整以及适用的税率模拟列示。其中适用的税率为参考恒润新能源享受设在西部地区的鼓励类产业企业 15%的优惠税率。

(b) 恒泽新能源备考净资产表

固定资产、在建工程 and 无形资产，为根据恒润划转协议约定的资产划转范围中各项资产在恒润新能源各报告期间的账面价值计入备考净资产表。

应收账款包括应收内蒙古电力 (集团) 有限责任公司的电力销售款和应收国家补贴款，按照恒润一期在历史期间所实际形成的账面金额计入备考净资产表。

长期借款及一年内到期的非流动负债为根据恒润划转协议约定的资产划转范围将恒润新能源于历史期间为恒润一期所实际借入银行借款部分计入备考净资产表。

其他应收款或其他应付款为根据上述原则所确认的资产、负债净额与恒泽新能源备考利润表的平衡项目。

除上述事项以外，本模拟汇总财务报表根据后附的会计政策编制，这些会计政策符合企业会计准则的要求。

三、 公司重要会计政策、会计估计

1、 会计年度

会计年度自公历 1 月 1 日起至 12 月 31 日止。

2、 营业周期

本集团以一年 12 个月作为正常营业周期，并以营业周期作为资产和负债的流动性划分标准。

3、 记账本位币

本集团的记账本位币为人民币，编制财务报表采用的货币为人民币。本集团选定记账本位币的依据是主要业务收支的计价和结算币种。

4、 现金及现金等价物的确定标准

现金及现金等价物包括库存现金、可以随时用于支付的存款以及持有期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

5、 金融工具

本集团的金融工具包括货币资金、应收款项、应付款项、长期应付款、长期借款及实收资本等。

(1) 金融资产及金融负债的确认和初始计量

金融资产和金融负债在本集团成为相关金融工具合同条款的一方时，于净资产表内确认。

除不具有重大融资成分的应收账款外，在初始确认时，金融资产及金融负债均以公允价值计量。对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债，相关交易费用直接计入当期损益；对于其他类别的金融资产或金融负债，相关交易费用计入初始确认金额。对于不具有重大融资成分的应收账款，本集团按照根据附注三、12 会计政策确定的交易价格进行初始计量。

(2) 金融资产的分类和后续计量

(a) 金融资产的分类

本集团将同时符合下列条件且未被指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，分类为以摊余成本计量的金融资产：

- 本集团管理该金融资产的业务模式是以收取合同现金流量为目标；
- 该金融资产的合同条款规定，在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

管理金融资产的业务模式，是指本集团如何管理金融资产以产生现金流量。业务模式决定本集团所管理金融资产现金流量的来源是收取合同现金流量、出售金融资产还是两者兼有。本集团以客观事实为依据、以关键管理人员决定的对金融资产进行管理的特定业务目标为基础，确定管理金融资产的业务模式。

本集团对金融资产的合同现金流量特征进行评估，以确定相关金融资产在特定日期产生的合同现金流量是否仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。其中，本金是指金融资产在初始确认时的公允价值；利息包括对货币时间价值、与特定时期未偿付本金金额相关的信用风险、以及其他基本借贷风险、成本和利润的对价。此外，本集团对可能导致金融资产合同现金流量的时间分布或金额发生变更的合同条款进行评估，以确定其是否满足上述合同现金流量特征的要求。

本集团于本报告期内均不持有以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产、分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产和指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的权益工具投资。

(b) 金融资产的后续计量

以摊余成本计量的金融资产

初始确认后，对于该类金融资产采用实际利率法以摊余成本计量。以摊余成本计量且不属于任何套期关系的一部分的金融资产所产生的利得或损失，在终止确认、按照实际利率法摊销或确认减值时，计入当期损益。

(3) 金融负债的分类和后续计量

于财务报表期间内，本集团并无以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

以摊余成本计量的金融负债，初始确认后，对于该类金融负债采用实际利率法以摊余成本计量。

(4) 抵销

金融资产和金融负债在净资产表内分别列示，没有相互抵销。但是，同时满足下列条件的，以相互抵销后的净额在净资产表内列示：

- 本集团具有抵销已确认金额的法定权利，且该种法定权利是当前可执行的；
- 本集团计划以净额结算，或同时变现该金融资产和清偿该金融负债。

(5) 金融资产和金融负债的终止确认

满足下列条件之一时，本集团终止确认该金融资产：

- 收取该金融资产现金流量的合同权利终止；
- 该金融资产已转移，且本集团将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方；
- 该金融资产已转移，虽然本集团既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬，但是未保留对该金融资产的控制。

金融资产转移整体满足终止确认条件的，本集团将下列两项金额的差额计入当期损益：

- 被转移金融资产在终止确认日的账面价值；
- 因转移金融资产而收到的对价，与原直接计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资）之和。

金融负债（或其一部分）的现时义务已经解除的，本集团终止确认该金融负债（或该部分金融负债）。

(6) 减值

本集团以预期信用损失为基础，对下列项目进行减值会计处理并确认损失准备：

- 以摊余成本计量的金融资产

预期信用损失的计量

预期信用损失，是指以发生违约的风险为权重的金融工具信用损失的加权平均值。信用损失，是指本集团按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额，即全部现金短缺的现值。

在计量预期信用损失时，本集团需考虑的最长期间为企业面临信用风险的最长合同期限（包括考虑续约选择权）。

整个存续期预期信用损失，是指因金融工具整个预计存续期内所有可能发生的违约事件而导致的预期信用损失。

未来 12 个月内预期信用损失，是指因报告期末后 12 个月内（若金融工具的预计存续期少于 12 个月，则为预计存续期）可能发生的金融工具违约事件而导致的预期信用损失，是整个存续期预期信用损失的一部分。

对于应收账款，本集团始终按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。本集团基于历史信用损失经验计算上述金融资产的预期信用损失，相关历史经验根据报告期末借款人的特定因素、以及对当前状况和未来经济状况预测的评估进行调整。

除应收账款外，本集团对满足下列情形的金融工具按照相当于未来 12 个月内预期信用损失的金额计量其损失准备，对其他金融工具按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备：

- 该金融工具在报告期末只具有较低的信用风险；或
- 该金融工具的信用风险自初始确认后并未显著增加。

具有较低的信用风险

如果金融工具的违约风险较低，借款人在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即便较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化但未必一定降低借款人履行其合同现金流量义务的能力，该金融工具被视为具有较低的信用风险。

信用风险显著增加

本集团通过比较金融工具在报告期末发生违约的风险与在初始确认日发生违约的风险，以评估金融工具的信用风险自初始确认后是否已显著增加。

在确定信用风险自初始确认后是否显著增加时，本集团考虑无须付出不必要的额外成本或努力即可获得的合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。本集团考虑的信息包括：

- 债务人未能按合同到期日支付本金和利息的情况；
- 已发生的或预期的金融工具的外部或内部信用评级 (如有) 的严重恶化；
- 已发生的或预期的债务人经营成果的严重恶化；
- 现存的或预期的技术、市场、经济或法律环境变化，并将对债务人对本集团的还款能力产生重大不利影响。

根据金融工具的性质，本集团以单项金融工具或金融工具组合为基础评估信用风险是否显著增加。以金融工具组合为基础进行评估时，本集团可基于共同信用风险特征对金融工具进行分类，例如逾期信息和信用风险评级。

已发生信用减值的金融资产

本集团在报告期末评估以摊余成本计量的金融资产和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资是否已发生信用减值。当对金融资产预期未来现金流量具有不利影响的一项或多项事件发生时，该金融资产成为已发生信用减值的金融资产。金融资产已发生信用减值的证据包括下列可观察信息：

- 发行方或债务人发生重大财务困难；
- 债务人违反合同，如偿付利息或本金违约等；
- 本集团出于与债务人财务困难有关的经济或合同考虑，给予债务人在任何其他情况下都不会做出的让步；
- 债务人很可能破产或进行其他财务重组；
- 发行方或债务人财务困难导致该金融资产的活跃市场消失。

预期信用损失准备的列报

为反映金融工具的信用风险自初始确认后的变化，本集团在每个报告期末重新计量预期信用损失，由此形成的损失准备的增加或转回金额，应当作为减值损失或利得计入当期损益。对于以摊余成本计量的金融资产，损失准备抵减该金融资产在净资产表中列示的账面价值。

核销

如果本集团不再合理预期金融资产合同现金流量能够全部或部分收回，则直接减记该金融资产的账面余额。这种减记构成相关金融资产的终止确认。这种情况通常发生在本集团确定债务人没有资产或收入来源可产生足够的现金流量以偿还将被减记的金额。但是，被减记的金融资产仍可能受到本集团催收到期款项相关执行活动的影响。

已减记的金融资产以后又收回的，作为减值损失的转回计入收回当期的损益。

6、 存货

(1) 存货的分类和成本

存货按成本进行初始计量。存货成本包括采购成本和使存货达到目前场所和状态所发生的其他支出。

报告期末，存货按照成本与可变现净值孰低计量。

(2) 存货可变现净值的确定依据及存货跌价准备的计提方法

按存货类别计算的成本高于其可变现净值的差额，计提存货跌价准备，计入当期损益。可变现净值，是指在日常活动中，存货的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用以及相关税费后的金额。

7、 固定资产

(1) 固定资产确认条件

固定资产指本集团为生产商品而持有的，使用寿命超过一个会计年度的有形资产。

对于构成固定资产的各组成部分，如果各自具有不同使用寿命或者以不同方式为本集团提供经济利益，适用不同折旧率或折旧方法的，本集团分别将各组成部分确认为单项固定资产。

对于固定资产的后续支出，包括与更换固定资产某组成部分相关的支出，在与支出相关的经济利益很可能流入本集团时资本化计入固定资产成本，同时将被替换部分的账面价值扣除；与固定资产日常维护相关的支出在发生时计入当期损益。

固定资产以成本减累计折旧及减值准备后在净资产表内列示。

(2) 固定资产的折旧方法

本集团将固定资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后在其使用寿命内按年限平均法计提折旧。

各类固定资产的使用寿命、残值率和年折旧率分别为：

类别	使用寿命 (年)	残值率 (%)	年折旧率 (%)
房屋及建筑物	20 - 30 年	5%	3.17% - 4.75%
机器设备	5 - 30 年	0% - 5%	3.17% - 20.00%
电子设备	5-10 年	0% - 5%	9.50% - 20.00%
办公设备	5 年	5%	19.00%
其他	5 年	5%	19.00%

本集团至少在每年年度终了对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核。

(3) 减值测试方法及减值准备计提方法参见附注三、10。

(4) 固定资产处置

固定资产满足下述条件之一时，本集团会予以终止确认。

- 固定资产处于处置状态；
- 该固定资产预期通过使用或处置不能产生经济利益。

报废或处置固定资产项目所产生的损益为处置所得款项净额与项目账面金额之间的差额，并于报废或处置日在损益中确认。

8、 在建工程

自行建造的固定资产的成本包括工程用物资、直接人工和使该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出。

自行建造的固定资产于达到预定可使用状态时转入固定资产，此前列于在建工程，且不计提折旧。

在建工程以成本减减值准备 (参见附注三、10) 在净资产表内列示。

企业将固定资产达到预定可使用状态前产出的产品或副产品对外销售, 按照《企业会计准则第 14 号——收入》、《企业会计准则第 1 号——存货》等规定, 对相关的收入和成本分别进行会计处理, 计入当期损益。

9、 无形资产

无形资产以成本减累计摊销 (仅限于使用寿命有限的无形资产) 及减值准备 (参见附注三、10) 后在净资产表内列示。对于使用寿命有限的无形资产, 本集团将无形资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后按直线法在预计使用寿命期内摊销。

各项无形资产的摊销年限为:

<u>项目</u>	<u>摊销年限 (年)</u>
土地使用权	50 年
软件	10 年

本集团至少在每年年度终了对使用寿命有限的无形资产的使用寿命及摊销方法进行复核。

本集团将无法预见未来经济利益期限的无形资产视为使用寿命不确定的无形资产, 并对这类无形资产不予摊销。截至报告期末, 本集团没有使用寿命不确定的无形资产。

10、 除存货及金融资产外的其他资产减值

本集团在报告期末根据内部及外部信息以确定下列资产是否存在减值的迹象, 包括:

- 固定资产
- 在建工程
- 使用权资产
- 无形资产等

本集团对存在减值迹象的资产进行减值测试, 估计资产的可收回金额。此外, 无论是否存在减值迹象, 本集团至少每年对尚未达到可使用状态的无形资产估计其可收回金额, 于每年年度终了对商誉及使用寿命不确定的无形资产估计其可收回金额。本集团依据相关资产组或者资产组组合能够从企业合并的协同效应中的受益情况分摊商誉账面价值, 并在此基础上进行商誉减值测试。

可收回金额是指资产 (或资产组、资产组组合, 下同) 的公允价值 (参见附注三、11) 减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者。

资产组由创造现金流入相关的资产组成, 是可以认定的最小资产组合, 其产生的现金流入基本上独立于其他资产或者资产组。

资产预计未来现金流量的现值, 按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量, 选择恰当的税前折现率对其进行折现后的金额加以确定。

可收回金额的估计结果表明, 资产的可收回金额低于其账面价值的, 资产的账面价值会减记至可收回金额, 减记的金额确认为资产减值损失, 计入当期损益, 同时计提相应的资产减值准备。与资产组或者资产组组合相关的减值损失, 先抵减分摊至该资产组或者资产组组合中商誉的账面价值, 再根据资产组或者资产组组合中除商誉之外的其他各项资产的账面价值所占比重, 按比例抵减其他各项资产的账面价值, 但抵减后的各资产的账面价值不得低于该资产的公允价值减去处置费用后的净额 (如可确定的)、该资产预计未来现金流量的现值 (如可确定的) 和零三者之中最高者。

资产减值损失一经确认, 在以后会计期间不会转回。

11、 公允价值的计量

除特别声明外, 本集团按下述原则计量公允价值:

公允价值是指市场参与者在计量日发生的有序交易中, 出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。

本集团估计公允价值时, 考虑市场参与者在计量日对相关资产或负债进行定价时考虑的特征 (包括资产状况及所在位置、对资产出售或者使用的限制等), 并采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术。使用的估值技术主要包括市场法、收益法和成本法。

12、 收入

本集团在履行了合同中的履约义务, 即在客户取得相关商品或服务的控制权时, 确认收入。

合同中包含两项或多项履约义务的, 本集团在合同开始日, 按照各单项履约义务所承诺商品或服务的单独售价的相对比例, 将交易价格分摊至各单项履约义务, 按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

交易价格是本集团因向客户转让商品或服务而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项。本集团确认的交易价格不超过在相关不确定性消除时累计已确认收入极可能不会发生重大转回的金额。

满足下列条件之一时，本集团属于在某一时段内履行履约义务，否则，属于在某一时点履行履约义务：

- 客户在本集团履约的同时即取得并消耗本集团履约所带来的经济利益；
- 客户能够控制本集团履约过程中在建的商品；
- 本集团履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且本集团在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，本集团在该段时间内按照履约进度确认收入。履约进度不能合理确定时，本集团已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，本集团在客户取得相关商品或服务控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品或服务控制权时，本集团会考虑下列迹象：

- 本集团就该商品或服务享有现时收款权利；
- 本集团已将该商品的实物转移给客户；
- 本集团已将该商品的法定所有权或所有权上的主要风险和报酬转移给客户；
- 客户已接受该商品或服务。

本集团拥有的、无条件 (仅取决于时间流逝) 向客户收取对价的权利作为应收款项列示。本集团已收或应收客户对价而应向客户转让商品或服务的义务作为合同负债列示。

与本集团取得收入的主要活动相关的具体会计政策描述如下：

- 电力销售

电力销售收入是根据购售电合同约定将电力输送至电网指定线路时确认，每月按照电力公司提供的电费结算单中确认的抄表电量以及经中华人民共和国国际发展与改革委员会 (以下简称“发改委”) 等价格主管部门确定并经合同明确的电价 (包括补贴电价) 确认为收入。

13、 职工薪酬

(1) 短期薪酬

本集团在职工提供服务的会计期间，将实际发生或按规定的基准和比例计提的职工工资、奖金、医疗保险费、工伤保险费和生育保险费等社会保险费和住房公积金，确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

(2) 离职后福利 - 设定提存计划

本集团所参与的设定提存计划是按照中国有关法规要求，本集团职工参加的由政府机构设立管理的社会保障体系中的基本养老保险。基本养老保险的缴费金额按国家规定的基准和比例计算。本集团在职工提供服务的会计期间，将应缴存的金额确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

14、 政府补助

政府补助是本集团从政府无偿取得的货币性资产或非货币性资产，但不包括政府以投资者身份向本集团投入的资本。

政府补助在能够满足政府补助所附条件，并能够收到时，予以确认。

政府补助为货币性资产的，按照收到或应收的金额计量。政府补助为非货币性资产的，按照公允价值计量。

本集团取得的、用于购建或以其他方式形成长期资产的政府补助作为与资产相关的政府补助。本集团取得的与资产相关之外的其他政府补助作为与收益相关的政府补助。与资产相关的政府补助，本集团将其确认为递延收益，并在相关资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入其他收益或营业外收入。与收益相关的政府补助，如果用于补偿本集团以后期间的相关成本费用或损失的，本集团将其确认为递延收益，并在确认相关成本费用或损失的期间，计入其他收益或营业外收入；否则直接计入其他收益或营业外收入。

15、 专项储备

本公司按照国家规定提取的安全生产费，计入相关产品的成本或当期损益，同时计入专项储备。

本公司使用专项储备时，属于费用性支出的，直接冲减专项储备。形成固定资产的，待相关资产达到预定可使用状态时确认为固定资产，同时按照形成固定资产的成本冲减专项储备，并确认相同金额的累计折旧。该固定资产在以后期间不再计提折旧。

16、 所得税

除因企业合并和直接计入所有者权益 (包括其他综合收益) 的交易或者事项产生的所得税外, 本集团将当期所得税和递延所得税计入当期损益。

当期所得税是按本年度应税所得额, 根据税法规定的税率计算的预期应交所得税, 加上以往年度应付所得税的调整。

报告期末, 如果本集团拥有以净额结算的法定权利并且意图以净额结算或取得资产、清偿负债同时进行, 那么当期所得税资产及当期所得税负债以抵销后的净额列示。

递延所得税资产与递延所得税负债分别根据可抵扣暂时性差异和应纳税暂时性差异确定。暂时性差异是指资产或负债的账面价值与其计税基础之间的差额, 包括能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减。递延所得税资产的确认以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额为限。

如果不属于单项交易不是企业合并交易且, 交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额 (或可抵扣亏损), 且初始确认的资产和负债并未导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异, 则该项交易中产生的暂时性差异不会产生递延所得税。商誉的初始确认导致的暂时性差异也不产生相关的递延所得税。

报告期末, 本集团根据递延所得税资产和负债的预期收回或结算方式, 依据已颁布的税法规定, 按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量该递延所得税资产和负债的账面金额。

报告期末, 本集团对递延所得税资产的账面价值进行复核。如果未来期间很可能无法获得足够的应纳税所得额用以抵扣递延所得税资产的利益, 则减记递延所得税资产的账面价值。在很可能获得足够的应纳税所得额时, 减记的金额予以转回。

报告期末, 递延所得税资产及递延所得税负债在同时满足以下条件时以抵销后的净额列示:

- 纳税主体拥有以净额结算当期所得税资产及当期所得税负债的法定权利;
- 递延所得税资产及递延所得税负债是与同一税收征管部门对同一纳税主体征收的所得税相关或者是对不同的纳税主体相关, 但在未来每一具有重要性的递延所得税资产及负债转回的期间内, 涉及的纳税主体意图以净额结算当期所得税资产和负债或是同时取得资产、清偿负债。

17、 租赁

租赁，是指在一定期间内，出租人将资产的使用权让与承租人以获取对价的合同。

在合同开始日，本集团评估合同是否为租赁或者包含租赁。如果合同中一方让渡了在一定期间内控制一项或多项已识别资产使用的权利以换取对价，则该合同为租赁或者包含租赁。

为确定合同是否让渡了在一定期间内控制已识别资产使用的权利，本集团进行如下评估：

- 合同是否涉及已识别资产的使用。已识别资产可能由合同明确指定或在资产可供客户使用时隐性指定，并且该资产在物理上可区分，或者如果资产的某部分产能或其他部分在物理上不可区分但实质上代表了该资产的全部产能，从而使客户获得因使用该资产所产生的几乎全部经济利益。如果资产的供应方在整个使用期间拥有对该资产的实质性替换权，则该资产不属于已识别资产；
- 承租人是否有权获得在使用期间内因使用已识别资产所产生的几乎全部经济利益；
- 承租人是否有权在该使用期间主导已识别资产的使用。

合同中同时包含多项单独租赁的，承租人和出租人将合同予以分拆，并分别各项单独租赁进行会计处理。合同中同时包含租赁和非租赁部分的，承租人和出租人将租赁和非租赁部分进行分拆。在分拆合同包含的租赁和非租赁部分时，承租人按照各租赁部分单独价格及非租赁部分的单独价格之和的相对比例分摊合同对价。出租人按附注三、12 所述会计政策中关于交易价格分摊的规定分摊合同对价。

本集团作为承租人

在租赁期开始日，本集团对租赁确认使用权资产和租赁负债。使用权资产按照成本进行初始计量，包括租赁负债的初始计量金额、在租赁期开始日或之前支付的租赁付款额（扣除已享受的租赁激励相关金额），发生的初始直接费用以及为拆卸及移除租赁资产、复原租赁资产所在场地或将租赁资产恢复至租赁条款约定状态预计将发生的成本。

本集团使用直线法对使用权资产计提折旧。对能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的，本集团在租赁资产剩余使用寿命内计提折旧。否则，租赁资产在租赁期与租赁资产剩余使用寿命两者孰短的期间内计提折旧。使用权资产按附注三、10 所述的会计政策计提减值准备。

租赁负债按照租赁期开始日尚未支付的租赁付款额的现值进行初始计量，折现率为租赁内含利率。无法确定租赁内含利率的，采用本集团增量借款利率作为折现率。

本集团按照固定的周期性利率计算租赁负债在租赁期内各期间的利息费用，并计入当期损益或相关资产成本。未纳入租赁负债计量的可变租赁付款额在实际发生时计入当期损益或相关资产成本。

租赁期开始日后，发生下列情形的，本集团按照变动后租赁付款额的现值重新计量租赁负债：

- 根据担保余值预计的应付金额发生变动；
- 用于确定租赁付款额的指数或比率发生变动；
- 本集团对购买选择权、续租选择权或终止租赁选择权的评估结果发生变化，或续租选择权或终止租赁选择权的实际行使情况与原评估结果不一致。

在对租赁负债进行重新计量时，本集团相应调整使用权资产的账面价值。使用权资产的账面价值已调减至零，但租赁负债仍需进一步调减的，本集团将剩余金额计入当期损益。

本集团已选择对短期租赁（租赁期不超过 12 个月的租赁）和低价值资产租赁不确认使用权资产和租赁负债，并将相关的租赁付款额在租赁期内各个期间按照直线法计入当期损益或相关资产成本。

18、 主要会计估计及判断

编制财务报表时，本集团管理层需要运用估计和假设，这些估计和假设会对会计政策的应用及资产、负债、收入及费用的金额产生影响。实际情况可能与这些估计不同。本集团管理层对估计涉及的关键假设和不确定因素的判断进行持续评估，会计估计变更的影响在变更当期和未来期间予以确认。

主要的会计估计包括固定资产、无形资产及使用权资产等资产的折旧及摊销（参见附注三、7、9 和 17）。

19、 主要会计政策的变更

会计政策变更的内容及原因

本集团于 2024 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引。

- 《企业会计准则解释第 17 号》(财会 [2023] 21 号) (“解释第 17 号”) 中 “关于流动负债与非流动负债的划分” 的规定。

根据该规定，本集团在对负债的流动性进行划分时，仅考虑本集团在资产负债表日是否有将负债清偿推迟至资产负债表日后一年以上的实质性权利，而不考虑本集团是否有行使上述权利的主观可能性。采用该解释未对本公司的财务状况及经营成果产生重大影响。

本集团于 2023 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引，主要包括：

- 《企业会计准则解释第 16 号》(财会 [2022] 31 号) (“解释第 16 号”) 中 “关于单项交易产生的资产和负债相关的递延所得税不适用初始确认豁免的会计处理规定” 的规定。

根据该规定，本集团对于不是企业合并、交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额 (或可抵扣亏损)、且初始确认的资产和负债导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异的单项交易，不适用《企业会计准则第 18 号——所得税》中关于豁免初始确认递延所得税负债和递延所得税资产的规定。本集团没有这类单项交易，因此该规定对本集团没有影响。

本集团于 2022 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引，主要包括：

- 《企业会计准则解释第 15 号》(财会 [2021] 35 号) (“解释第 15 号”) 中 “关于企业将固定资产达到预定可使用状态前或者研发过程中产出的产品或副产品对外销售的会计处理” (“试运行销售的会计处理”) 的规定。

根据该规定，本集团将固定资产达到预定可使用状态前以及研发过程中产出的产品或副产品对外销售 (以下统称 “试运行销售”) 取得的收入和成本，按照《企业会计准则第 14 号——收入》、《企业会计准则第 1 号——存货》等规定分别进行会计处理，计入当期损益。采用该解释未对本集团的财务状况及经营成果产生重大影响。

四、 税项

1、 主要税种及税率

税种	计缴标准
增值税	按税法规定的销售货物和应税劳务收入为基础计算销项税额，在扣除当期允许抵扣的进项税额后，差额部分为应缴增值税。增值税相关税率为 13%
城市维护建设税	实际缴纳的增值税的 5%
教育费附加	实际缴纳的增值税的 3%
地方教育费附加	实际缴纳的增值税的 2%
城镇土地使用税	每年每平方米 3.2 元
房产税	房产原值一次减除 30%后的余值的 1.2%
水利建设基金	2021 年，按经营收入的 1‰计征；2022 年，以实际缴纳的增值税的 1%计征；2023 年，以实际缴纳的增值税的 0.5%计征；2024 年 1-6 月，以实际缴纳的增值税的 0.5%计征
资源税	按取用水量每立方米 2.5 元计缴

2、 税收优惠

本集团根据《财政部 国家税务总局关于风力发电增值税政策通知》(财税〔2015〕74 号)规定，自 2015 年 7 月 1 日起，对纳税人销售自产的利用风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策。

五、合并财务报表项目注释

1、货币资金

项目	2024 年 6月30日	2023 年 12月31日	2022 年 12月31日	2021 年 12月31日
银行存款	<u>38,617.44</u>	<u>38,858.02</u>	<u>74,753.76</u>	<u>299,322.56</u>

2、应收票据

种类	2024 年 6月30日	2023 年 12月31日	2022 年 12月31日	2021 年 12月31日
银行承兑汇票	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>980,000.00</u>

上述应收票据均为一年内到期。

3、应收账款

(1) 应收账款按客户类别分析如下：

客户	2024 年 6月30日	2023 年 12月31日	2022 年 12月31日	2021 年 12月31日
国家补贴款(注)	363,155,866.72	371,454,157.72	369,909,721.87	280,219,922.60
内蒙古电力(集团)有限责任公司	4,491,736.10	10,475,031.54	13,129,623.70	11,118,177.30
中航粤海风力发电有限公司	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>129,230.64</u>	<u>-</u>
合计	<u>367,647,602.82</u>	<u>381,929,189.26</u>	<u>383,168,576.21</u>	<u>291,338,099.90</u>

应收账款受限的情况详见附注五、14、15 和 23。

注：根据发改委《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格 [2016] 2729 号) (以下简称“电价通知”)，获得建设核准并在规定期间并网发电的电厂将有资格享受所在资源区对应的光伏发电、陆上风电标杆上网电价，光伏发电、陆上风电标杆上网电价与当地燃煤机组标杆上网电价之间的差额为补贴电价，通过国家可再生能源发展基金予以补贴。本集团满足享受电价补贴的条件。

根据财政部、发改委、国家能源局《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建 [2020] 4 号) 的要求，由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单 (以下简称“补贴清单”)。根据《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》(财办建 [2020] 6 号)，满足条件的可再生能源发电项目可向电网企业发起申请，并经电网企业、省级能源主管部门和国家可再生能源信息管理中心审核通过后纳入补贴清单。截止目前，华晨风电项目和恒泽风电项目已纳入内蒙古电力 (集团) 有限责任公司于 2020 年 9 月发布的《内蒙古电力 (集团) 有限责任公司关于公布经营区域内首批可再生能源发电项目补贴清单的公告》中，满足享受电价补贴的条件。

(2) 应收账款按账龄分析如下：

账龄	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
1 年以内 (含 1 年)	73,886,720.56	83,980,792.01	102,948,653.61	109,203,439.97
1 年至 2 年 (含 2 年)	66,650,651.14	90,290,149.67	98,085,262.67	56,439,291.91
2 年至 3 年 (含 3 年)	66,308,961.53	98,085,262.66	56,439,291.91	76,709,548.56
3 年以上	160,801,269.59	109,572,984.92	125,695,368.02	48,985,819.46
合计	<u>367,647,602.82</u>	<u>381,929,189.26</u>	<u>383,168,576.21</u>	<u>291,338,099.90</u>

账龄自应收账款确认日起开始计算。

4、其他应收款

(1) 其他应收款按款项性质分析如下：

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
应收关联方往来款	8,072,734.42	8,072,734.42	-	-
应收资金集中管理款(注)	44,044,106.59	25,392,708.37	4,539,768.61	6,873,627.42
其他	-	-	13,172,320.07	27,666,147.30
合计	<u>52,116,841.01</u>	<u>33,465,442.79</u>	<u>17,712,088.68</u>	<u>34,539,774.72</u>

注：2021 年起，华晨新能源母公司设计院公司对华晨新能源实行资金结算集中管理，由设计院公司统一归集华晨新能源资金记入内部银行账户，并根据设计院公司审批后的月度资金预算和留存额度对华晨新能源支出需求进行资金拨付。自 2023 年 4 月起，华晨新能源将资金结算集中管理款统一归集至蒙能集团的资金池账户，年利率为 1%。

(2) 其他应收款按账龄分析如下：

账龄	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
1 年以内(含 1 年)	<u>52,116,841.01</u>	<u>33,465,442.79</u>	<u>17,712,088.68</u>	<u>34,539,774.72</u>

账龄自其他应收款确认日起开始计算。

5、其他流动资产

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
待抵扣和待认证的进项税	-	-	2,735,439.56	15,034,200.81

6、 固定资产

	房屋及建筑物	机器设备	电子设备	办公设备	其他	合计
成本						
2021 年 1 月 1 日余额	28,286,917.79	957,893,180.31	324,433.62	16,183.71	1,060,681.71	987,581,397.14
本年增加	-	130,014.02	4,246.90	13,798.73	-	148,059.65
2021 年 12 月 31 日余额	28,286,917.79	958,023,194.33	328,680.52	29,982.44	1,060,681.71	987,729,456.79
本年增加	-	473,974.58	-	7,871.29	-	481,845.87
2022 年 12 月 31 日余额	28,286,917.79	958,497,168.91	328,680.52	37,853.73	1,060,681.71	988,211,302.66
本年增加	-	-	437,610.61	-	-	437,610.61
2023 年 12 月 31 日余额	28,286,917.79	958,497,168.91	766,291.13	37,853.73	1,060,681.71	988,648,913.27
本期减少 (附注五、9)	(22,018,348.61)	(51,080,365.38)	(581,198.16)	(37,853.73)	-	(73,717,765.88)
2024 年 6 月 30 日余额	6,268,569.18	907,416,803.53	185,092.97	-	1,060,681.71	914,931,147.39
减：累计折旧						
2021 年 1 月 1 日余额	4,772,939.40	248,876,072.96	238,315.59	3,632.67	1,007,721.08	254,898,681.70
本年计提	1,119,581.90	50,802,416.97	31,892.55	4,073.25	62.54	51,958,027.21
2021 年 12 月 31 日余额	5,892,521.30	299,678,489.93	270,208.14	7,705.92	1,007,783.62	306,856,708.91
本年计提	1,119,581.90	49,869,075.83	28,134.66	6,569.06	-	51,023,361.45
2022 年 12 月 31 日余额	7,012,103.20	349,547,565.76	298,342.80	14,274.98	1,007,783.62	357,880,070.36
本年计提	1,119,581.92	48,435,690.21	9,659.70	6,953.35	-	49,571,885.18
2023 年 12 月 31 日余额	8,131,685.12	397,983,255.97	308,002.50	21,228.33	1,007,783.62	407,451,955.54
本期计提	558,845.10	24,277,142.69	29,821.70	3,158.00	-	24,868,967.49
本期减少 (附注五、9)	(6,217,271.17)	(21,623,161.98)	(161,223.02)	(24,386.33)	-	(28,026,042.50)
2024 年 6 月 30 日余额	2,473,259.05	400,637,236.68	176,601.18	-	1,007,783.62	404,294,880.53
账面价值						
2024 年 6 月 30 日	3,795,310.13	506,779,566.85	8,491.79	-	52,898.09	510,636,266.86
2023 年 12 月 31 日	20,155,232.67	560,513,912.94	458,288.63	16,625.40	52,898.09	581,196,957.73
2022 年 12 月 31 日	21,274,814.59	608,949,603.15	30,337.72	23,578.75	52,898.09	630,331,232.30
2021 年 12 月 31 日	22,394,396.49	658,344,704.40	58,472.38	22,276.52	52,898.09	680,872,747.88

固定资产所有权受限的情况详见附注五、15 和 23。

7、 在建工程

	<u>在建工程</u>
成本	
2021 年 1 月 1 日、 2021 年 12 月 31 日余额	-
本年增加	<u>4,117,383.95</u>
2022 年 12 月 31 日余额	4,117,383.95
本年增加	<u>3,284,431.40</u>
2023 年 12 月 31 日余额	7,401,815.35
本期减少 (附注五、9)	<u>(865,929.62)</u>
2024 年 6 月 30 日余额	<u>6,535,885.73</u>
账面价值	
2024 年 6 月 30 日	<u>6,535,885.73</u>
2023 年 12 月 31 日	<u>7,401,815.35</u>
2022 年 12 月 31 日	<u>4,117,383.95</u>
2021 年 12 月 31 日	<u>-</u>

8、 无形资产

	<u>土地使用权</u>	<u>软件</u>	<u>合计</u>
成本			
2021 年 1 月 1 日、2021 年 12 月 31 日、 2022 年 12 月 31 日及 2023 年 12 月 31 日余额	3,993,307.51	43,103.45	4,036,410.96
本期减少 (附注五、9)	<u>(971,406.17)</u>	-	<u>(971,406.17)</u>
2024 年 6 月 30 日余额	<u>3,021,901.34</u>	<u>43,103.45</u>	<u>3,065,004.79</u>
减：累计摊销			
2021 年 1 月 1 日余额	401,302.66	10,342.40	411,645.06
本年计提	<u>79,771.52</u>	<u>4,273.20</u>	<u>84,044.72</u>
2021 年 12 月 31 日余额	481,074.18	14,615.60	495,689.78
本年计提	<u>79,771.52</u>	<u>4,273.20</u>	<u>84,044.72</u>
2022 年 12 月 31 日余额	560,845.70	18,888.80	579,734.50
本年计提	<u>79,874.58</u>	<u>4,336.95</u>	<u>84,211.53</u>
2023 年 12 月 31 日余额	640,720.28	23,225.75	663,946.03
本期计提	39,937.29	2,168.48	42,105.77
本期减少 (附注五、9)	<u>(127,774.15)</u>	-	<u>(127,774.15)</u>
2024 年 6 月 30 日余额	<u>552,883.42</u>	<u>25,394.23</u>	<u>578,277.65</u>
账面价值			
2024 年 6 月 30 日	<u>2,469,017.92</u>	<u>17,709.22</u>	<u>2,486,727.14</u>
2023 年 12 月 31 日	<u>3,352,587.23</u>	<u>19,877.70</u>	<u>3,372,464.93</u>
2022 年 12 月 31 日	<u>3,432,461.81</u>	<u>24,214.65</u>	<u>3,456,676.46</u>
2021 年 12 月 31 日	<u>3,512,233.33</u>	<u>28,487.85</u>	<u>3,540,721.18</u>

9、使用权资产

如附注二、1 (1) 所述，在编制华晨新能源备考财务报表时，假设华晨新能源向设计院公司无偿划转华晨风电项目升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块的土地使用权并同时自设计院公司无偿取得该等资产于剩余使用寿命的使用权的交易已于 2024 年 6 月 30 日完成。因此，本集团在终止确认相关固定资产、无形资产及在建工程的同时按照终止确认固定资产、无形资产及在建工程的账面价值确认使用权资产。

10、应付账款

客户类别	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
应付关联方	2,348,927.27	895,771.00	138,000.00	-
应付第三方	3,882,592.29	4,561,965.66	2,584,936.38	2,126,622.36
合计	<u>6,231,519.56</u>	<u>5,457,736.66</u>	<u>2,722,936.38</u>	<u>2,126,622.36</u>

11、应交税费

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
应交增值税	1,160,553.92	1,683,338.60	-	-
应交所得税	1,827,383.21	2,345,957.44	2,196,324.29	697,512.68
应交个人所得税	-	-	-	14,451.14
应交城市维护建设税	40,362.61	58,081.51	-	-
应交教育附加税	24,217.57	34,848.91	-	-
应交地方教育附加税	16,145.04	23,232.60	-	-
应交印花税	4,422.33	6,301.69	10,772.88	7,723.50
应交水利建设基金	4,036.26	5,808.15	-	12,596.81
合计	<u>3,077,120.94</u>	<u>4,157,568.90</u>	<u>2,207,097.17</u>	<u>732,284.13</u>

12、其他应付款

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
应付股利	-	-	1,326,807.85	1,326,807.85
应付利息	25,127.88	340,302.83	456,765.94	-
应付关联方往来款	-	-	37,900,000.00	-
其他	200.00	9,772,676.98	200.00	3,640.56
合计	<u>25,327.88</u>	<u>10,112,979.81</u>	<u>39,683,773.79</u>	<u>1,330,448.41</u>

13、 一年内到期的非流动负债

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
一年内到期的长期借款	62,741,500.00	62,741,500.00	62,741,500.00	20,500,000.00
一年内到期的长期应付款	-	-	-	48,152,586.14
合计	<u>62,741,500.00</u>	<u>62,741,500.00</u>	<u>62,741,500.00</u>	<u>68,652,586.14</u>

14、 长期借款

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
质押借款	347,811,250.00	378,932,000.00	441,673,500.00	82,000,000.00
减：一年内到期的长期借款	<u>62,741,500.00</u>	<u>62,741,500.00</u>	<u>62,741,500.00</u>	<u>20,500,000.00</u>
合计	<u>285,069,750.00</u>	<u>316,190,500.00</u>	<u>378,932,000.00</u>	<u>61,500,000.00</u>

恒润新能源于 2011 年 11 月 30 日向中国银行股份有限公司呼和浩特新华支行取得借款人民币 287,000,000.00 元，借款利率为中国人民银行公布施行的 5 年期以上贷款基准利率上浮 10%，从 2020 年 8 月 3 日起借款利率更新为 5 年期以上贷款市场报价利率加 74 基点，还款期限为 14 年。该笔借款以恒润风电项目项下电费收费权作为质押，并由内蒙古电力（集团）有限责任公司提供连带责任担保。

华晨新能源于 2022 年 4 月 1 日向中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行取得借款人民币 422,415,000.00 元，借款利率为 5 年期以上贷款市场报价利率下浮 50 个基点，还款期限为 10 年。该笔借款以华晨风电项目项下电费收费权作为质押，并由蒙能集团提供连带责任担保。

15、 长期应付款

项目	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年
	6 月 30 日	12 月 31 日	12 月 31 日	12 月 31 日
抵押借款	-	-	-	418,433,229.58
减：一年内到期的长期应付款	-	-	-	48,152,586.14
合计	-	-	-	370,280,643.44

华晨新能源于 2018 年 8 月与北银金融租赁有限公司（“北银金融”）签订《融资租赁合同（售后回租）》，将华晨新能源的全部风电场资产作价人民币 5 亿元出售给北银金融，再向北银金融融资租入相关资产，租赁期为 10 年，放款日为 2018 年 8 月 31 日，租赁利率按照人民银行 5 年期以上贷款基准利率上浮 38%（即 6.762%）执行。上述融资租赁以华晨风电项目项下应收账款作为质押，以华晨新能源的部分机器设备作为抵押。该项交易的实质是以相关的资产作为抵押进行现金借贷，并在租赁期中分期还款。2022 年 4 月，华晨新能源与北银金融协商提前终止了上述融资租赁合同。

16、 营业收入、营业成本

项目	截至 2024 年		2023 年		2022 年		2021 年	
	6 月 30 日止 6 个月期间		收入	成本	收入	成本	收入	成本
	收入	成本						
主营业务	59,270,300.28	31,398,427.22	142,195,774.15	64,181,118.08	148,083,835.81	61,537,632.47	171,314,583.36	68,635,688.75
其他业务	-	-	-	-	121,915.70	92,916.38	103,773.58	102,978.28
合计	59,270,300.28	31,398,427.22	142,195,774.15	64,181,118.08	148,205,751.51	61,630,548.85	171,418,356.94	68,738,667.03

按收入类别的对外交易收入：

项目	截至 2024 年		2023 年	2022 年	2021 年
	6 月 30 日止 6 个月期间				
电力收入	59,270,300.28	31,398,427.22	142,195,774.15	148,083,835.81	171,314,583.36
技术服务收入	-	-	-	121,915.70	103,773.58
合计	59,270,300.28	31,398,427.22	142,195,774.15	148,205,751.51	171,418,356.94

17、 税金及附加

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止			
	6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
城市维护建设税	267,084.02	554,578.78	187,857.63	215,672.68
教育费附加	160,250.42	332,747.27	112,714.58	129,403.60
地方教育费附加	106,833.61	221,831.50	75,143.05	86,269.07
土地使用税	293,499.20	586,998.40	586,998.40	586,998.40
房产税	86,749.75	118,629.68	118,629.68	118,629.68
水利建设基金	26,708.39	55,419.12	37,569.88	171,418.36
印花税	17,973.09	38,100.82	47,614.77	32,785.57
资源税	1,145.00	2,805.00	3,365.00	775.00
合计	<u>960,243.48</u>	<u>1,911,110.57</u>	<u>1,169,892.99</u>	<u>1,341,952.36</u>

18、 管理费用

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止			
	6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
职工薪酬	495,072.30	985,312.62	988,770.97	984,215.70
其他	58,561.33	135,758.89	110,613.62	184,367.72
合计	<u>553,633.63</u>	<u>1,121,071.51</u>	<u>1,099,384.59</u>	<u>1,168,583.42</u>

19、 财务费用

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止			
	6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
利息支出	6,800,057.65	16,929,952.53	23,804,164.41	41,758,803.93
减：利息收入	67,234.36	171,835.40	2,817.75	104,269.29
手续费支出	735.84	3,989.72	3,002.12	3,078.55
其他财务费用	-	-	20,493,269.32	-
合计	<u>6,733,559.13</u>	<u>16,762,106.85</u>	<u>44,297,618.10</u>	<u>41,657,613.19</u>

其他财务费用主要为 2022 年 4 月与北银金融提前终止融资租赁合同产生的财务费用。

20、 其他收益

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
与收益相关的政府补助	4,029,815.19	3,332,381.21	2,147,019.25	2,160,262.52

21、 营业外支出

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
罚款支出	-	4,955.00	-	-
慰问支出	-	-	-	1,950.00
合计	-	4,955.00	-	1,950.00

22、 所得税费用

项目	截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间	2023 年	2022 年	2021 年
本期 / 年所得税	3,899,318.14	9,716,597.06	9,202,882.33	6,558,252.87

23、 所有权或使用权受到限制的资产

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日	受限原因
应收账款-华晨新能源	247,298,074.02	254,642,850.07	285,179,933.42	-	长期借款质押
应收账款-华晨新能源	-	-	-	220,929,766.45	长期应付款质押
应收账款-恒泽新能源	120,349,528.80	127,286,339.19	97,859,412.15	70,408,333.45	见注释
固定资产	-	-	-	466,419,534.99	长期应付款抵押
合计	367,647,602.82	381,929,189.26	383,039,345.57	757,757,634.89	

注： 该应收账款为二期恒润新能源风电项目的长期借款、恒润新能源于 2013 年与中国银行股份有限公司呼和浩特新华支行签订的针对二期恒润新能源风电项目的借款以及恒润新能源于 2018 年与北银金融达成的针对三、四期恒润新能源风电项目的售后回租安排提供质押。于 2023 年，恒润新能源已解除与北银金融的质押安排。

六、与金融工具相关的风险

本集团在日常活动中面临各种金融工具的风险，主要包括：

- 信用风险
- 流动性风险
- 利率风险

下文主要论述上述风险敞口及其形成原因以及在本年发生的变化、风险管理目标、政策和程序以及计量风险的方法及其在本年发生的变化等。

本集团从事风险管理的目标是在风险和收益之间取得适当的平衡，力求降低金融风险对本集团财务业绩的不利影响。基于该风险管理目标，本集团已制定风险管理政策以辨别和分析本集团所面临的风险，设定适当的风险可接受水平并设计相应的内部控制程序，以监控本集团的风险水平。本集团会定期审阅这些风险管理政策及有关内部控制系统，以适应市场情况或本集团经营活动的改变。

1、信用风险

信用风险，是指金融工具的一方不能履行义务，造成另一方发生财务损失的风险。本集团的信用风险主要来自货币资金、应收账款、其他应收款等。管理层会持续监控这些信用风险的敞口。

本集团除现金以外的货币资金主要存放于信用良好的金融机构，管理层认为其不存在重大的信用风险，预期不会因为对方违约而给本集团造成损失。

于各报告期末，除应收国家补贴款外，本集团应收款项余额主要为对内蒙古电力(集团)有限责任公司的应收账款，鉴于交易对方的信用情况良好，历史期间回款正常，本集团认为不存在重大的信用风险，预期不会因为对方违约而给本集团造成重大损失。对于应收国家补贴款，如附注五、3 所述，华晨风电项目和恒泽风电项目已纳入补贴清单，满足享受电价补贴的条件，本集团认为应收国家补贴款亦不存在重大的信用风险。

本集团其他应收款主要为关联方往来款和资金集中管理款，考虑到蒙能集团及其子公司信用良好，管理层认为其他应收款不存在重大的信用风险。

本集团所承受的最大信用风险敞口为净资产表中每项金融资产的账面金额。

有关应收账款的具体信息，请参见附注五、3 的相关披露。

2、流动性风险

流动性风险，是指企业在履行以交付现金或其他金融资产的方式结算的义务时发生资金短缺的风险。本集团负责自身的现金管理工作，包括现金盈余的短期投资和筹措贷款以应付预计现金需求（如果借款额超过某些预设授权上限，便需获得本集团董事会的批准）。本集团的政策是定期监控短期和长期的流动资金需求，以及是否符合借款协议的规定，以确保维持充裕的现金储备和可供随时变现的有价证券，同时获得主要金融机构承诺提供足够的备用资金，以满足短期和较长期的流动资金需求。

本集团于报告期末的金融负债按未折现的合同现金流量（包括按合同利率（如果是浮动利率则按年末的现行利率）计算的利息）的剩余合约期限，以及被要求支付的最早日期如下：

项目	2024 年 6 月 30 日未折现的合同现金流量					报告期末 账面价值
	1 年内或 实时偿还	1 年至 2 年	2 年至 5 年	5 年以上	合计	
应付账款	6,231,519.56	-	-	-	6,231,519.56	6,231,519.56
其他应付款	25,327.88	-	-	-	25,327.88	25,327.88
长期借款 (含一年内到期部分)	75,017,559.78	63,159,088.65	147,502,624.50	111,716,799.08	397,396,072.01	347,811,250.00
合计	81,274,407.22	63,159,088.65	147,502,624.50	111,716,799.08	403,652,919.45	354,068,097.44

项目	2023 年 12 月 31 日未折现的合同现金流量					报告期末 账面价值
	1 年内或 实时偿还	1 年至 2 年	2 年至 5 年	5 年以上	合计	
应付账款	5,457,736.66	-	-	-	5,457,736.66	5,457,736.66
其他应付款	10,112,979.81	-	-	-	10,112,979.81	10,112,979.81
长期借款 (含一年内到期部分)	77,089,527.70	74,456,735.98	149,923,766.48	135,258,691.05	436,728,721.21	378,932,000.00
合计	92,660,244.17	74,456,735.98	149,923,766.48	135,258,691.05	452,299,437.68	394,502,716.47

项目	2022 年 12 月 31 日未折现的合同现金流量					报告期末 账面价值
	1 年内或 实时偿还	1 年至 2 年	2 年至 5 年	5 年以上	合计	
应付账款	2,722,936.38	-	-	-	2,722,936.38	2,722,936.38
其他应付款	39,683,773.79	-	-	-	39,683,773.79	39,683,773.79
长期借款 (含一年内到期部分)	79,871,328.23	77,229,927.70	176,081,944.55	183,617,698.95	516,800,899.43	441,673,500.00
合计	122,278,038.40	77,229,927.70	176,081,944.55	183,617,698.95	559,207,609.60	484,080,210.17

项目	2021 年 12 月 31 日未折现的合同现金流量					报告期末 账面价值
	1 年内或 实时偿还	1 年至 2 年	2 年至 5 年	5 年以上	合计	
应付账款	2,126,622.36	-	-	-	2,126,622.36	2,126,622.36
其他应付款	1,330,448.41	-	-	-	1,330,448.41	1,330,448.41
长期借款 (含一年内到期部分)	24,442,400.00	23,392,800.00	43,636,800.00	-	91,472,000.00	82,000,000.00
长期应付款 (含一年内到期部分)	81,085,561.12	81,085,561.12	243,256,683.36	141,899,731.96	547,327,537.56	418,433,229.58
合计	108,985,031.89	104,478,361.12	286,893,483.36	141,899,731.96	642,256,608.33	503,890,300.35

3、 利率风险

固定利率和浮动利率的带息金融工具分别使本集团面临公允价值利率风险及现金流量利率风险。本集团根据市场环境来决定固定利率与浮动利率工具的比例，并通过定期审阅与监察维持适当的固定和浮动利率工具组合。

(1) 本集团于报告期内各年持有的计息金融工具如下：

项目	2024 年 6 月 30 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日		2021 年 12 月 31 日	
	实际利率	金额	实际利率	金额	实际利率	金额	实际利率	金额
固定利率金融工具：								
金融资产								
- 其他应收款	1.00%	44,044,106.59	1.00%	25,392,708.37	-	-	-	-
浮动利率金融工具：								
金融资产								
- 货币资金	0.20%	38,617.44	0.20%	38,858.02	0.25%	74,753.76	0.25%	299,322.56
金融负债								
- 长期借款	3.45% - 4.94%	(347,811,250.00)	3.80% - 4.73%	(378,932,000.00)	4.10% - 5.12%	(441,673,500.00)	5.12%	(82,000,000.00)
- 长期应付款		-		-		-	8.67%	(418,433,229.58)
合计		(347,772,632.56)		(378,893,141.98)		(441,598,746.24)		(500,133,907.02)

(2) 敏感性分析

于 2021 年 12 月 31 日、2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日及 2024 年 6 月 30 日，在其他变量不变的情况下，假定利率上升 / 下降 100 个基点将会导致本集团所有者权益及净利润分别同时减少 / 增加人民币 4,251,138.21 元、人民币 3,753,589.34 元、人民币 3,220,591.71 元及人民币 1,478,033.69 元。

七、 报告期末日后事项

除了附注二中披露的资产重组情况以外，无其他重大报告期末日后事项。

三、基金可供分配金额测算报告

有关工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金
自2024年7月1日(假设基金成立日)至2024年12月31日止期间及2025年度
的可供分配金额测算报告及审核报告



KPMG Huazhen LLP
8th Floor, KPMG Tower
Oriental Plaza
1 East Chang An Avenue
Beijing 100738
China
Telephone +86 (10) 8508 5000
Fax +86 (10) 8518 5111
Internet kpmg.com/cn

毕马威华振会计师事务所
(特殊普通合伙)
中国北京
东长安街1号
东方广场毕马威大楼8层
邮政编码: 100738
电话 +86 (10) 8508 5000
传真 +86 (10) 8518 5111
网址 kpmg.com/cn

审核报告

毕马威华振专字第 2403212 号

工银瑞信基金管理有限公司:

我们审核了后附的由工银瑞信基金管理有限公司（即工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金管理人，以下简称“该基金管理人”）编制的工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金（以下简称“该基金”）自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度的可供分配金额计算表及相关附注（以下合称“可供分配金额测算报告”）。我们的审核依据是《中国注册会计师其他鉴证业务准则第 3111 号——预测性财务信息的审核》。该基金管理人对可供分配金额测算报告及其所依据的各项假设负责，这些假设已在后附的可供分配金额测算报告的第五部分和第六部分中披露。

根据我们对支持这些假设的证据的审核，我们没有注意到任何事项使我们认为这些假设没有为可供分配金额测算报告提供合理基础。我们认为，可供分配金额测算报告是在这些假设的基础上恰当编制的，并按照后附的可供分配金额测算报告的第三部分“编制基础”的规定进行了列报。

由于预期事项通常并非如预期那样发生，并且变动可能重大，因此实际结果可能与预测性财务信息存在差异。



审核报告 (续)

毕马威华振专字第 2403212 号

本报告仅为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的使用，未经本所书面同意，不得用作任何其他目的。



毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)

中国注册会计师

何曙

何曙



中国 北京

段瑜华

段瑜华



日期:

2024年 10月 11日

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金
自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度
可供分配金额计算表
(金额单位：人民币元)

		2024 年 7 月 1 日 (假设基金成立日) 至 2024 年 12 月 31 日	2025 年度预测
	附注	止期间预测	
一、净利润		6,673,272.15	54,410,071.97
加：折旧及摊销费用	七、2	27,995,410.68	55,958,708.65
利息支出	七、5	2,180,742.92	639,016.33
所得税费用	七、7		3,230,573.27
二、税息折旧及摊销前利润		36,849,125.75	114,238,370.22
三、可供分配金额调整项			
基础设施基金发行份额募集的资金	六、1	1,016,676,806.59	-
购买基础设施项目等资本性支出	七、8	(667,765,556.59)	-
偿还存量借款支付的资金	七、9	(347,811,250.00)	-
支付利息和所得税费用		(2,180,742.92)	(3,869,589.60)
应收和应付项目的变动	七、10	130,700,467.60	7,580,469.90
保理款变动	七、11	-	46,473,914.89
未来合理相关支出预留			
- 预留经营活动所需现金的变动		(2,497,019.04)	785,972.79
其他调整项目			
- 期初现金余额		38,617.44	16,401,044.88
四、可供分配金额		164,010,448.83	181,610,183.08

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金
自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度
可供分配金额计算表（续）
（金额单位：人民币元）

		2024 年 7 月 1 日 (假设基金成立日) 至 2024 年 12 月 31 日 附注	2025 年度预测 止期间预测
五、预测分配金额	六、12	147,609,403.95	163,449,164.77
六、预测现金分派率	六、12		14.52% 16.08%



此可供分配金额计算表已于 **2024年 10月 11日** 获工银瑞信基金管理有限公司批准。



基金管理人法定代表人

徐咸辉、吴抒、贾江涛

项目负责人

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金
自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度
可供分配金额计算表附注
(金额单位：人民币元)

一、预测合并利润表及预测合并现金流量表

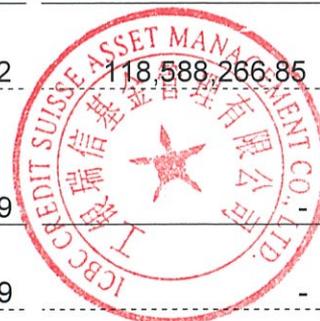
1、预测合并利润表

	附注	2024 年 7 月 1 日 (假设基金成立日) 至 2024 年 12 月 31 日 止期间预测	2025 年度预测
一、营业收入	七、1	51,965,021.70	135,569,169.03
减：营业成本	七、2	40,789,121.91	78,181,544.51
税金及附加	七、3	2,089,022.32	4,273,138.98
管理费用	七、4	3,196,855.95	2,892,222.23
财务费用	七、5	2,180,742.92	639,016.33
加：其他收益	七、6	2,963,993.55	8,057,398.26
二、利润总额		6,673,272.15	57,640,645.24
减：所得税费用	七、7	-	3,230,573.27
三、净利润		6,673,272.15	54,410,071.97



2、预测合并现金流量表

	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日 止期间预测	2025年度预测
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品和提供劳务收到的现金	140,311,873.65	161,303,355.30
收到其他与经营活动有关现金	2,963,993.55	8,057,398.26
经营活动现金流入小计	143,275,867.20	169,360,753.56
购买商品和接受劳务支付的现金	(12,699,534.95)	(22,752,560.26)
支付的各项税费	(11,921,596.08)	(25,127,704.22)
支付其他与经营活动有关的现金	(3,196,855.95)	(2,892,222.23)
经营活动现金流出小计	(27,817,986.98)	(50,772,486.71)
经营活动产生的现金流量净额	115,457,880.22	118,588,266.85
二、投资活动产生的现金流量：		
收到其他与投资活动有关的现金	44,044,106.59	-
投资活动现金流入小计	44,044,106.59	-
取得基础设施项目所支付的现金	(667,726,939.15)	-
投资活动现金流出小计	(667,726,939.15)	-
投资活动使用的现金流量净额	(623,682,832.56)	-



2、预测合并现金流量表（续）

	2024年7月1日 (假设基金成立日) 至 2024年12月31日 止期间预测	2025年度预测
三、筹资活动产生的现金流量：		
发行基金份额收到的现金	1,016,676,806.59	-
保理收到的现金	-	46,473,914.89
收到其他与筹资活动有关的现金	8,072,734.42	-
筹资活动现金流入小计	1,024,749,541.01	46,473,914.89
偿还借款支付的现金	(347,811,250.00)	-
向本基金投资者分配支付的现金	-	(147,609,403.95)
偿付利息支付的现金	(2,205,870.80)	(639,016.33)
筹资活动现金流出小计	(350,017,120.80)	(148,248,420.28)
筹资活动产生/(使用)的现金流量净额	674,732,420.21	(101,774,505.39)
四、现金及现金等价物净增加额	166,507,467.87	16,813,761.46
加：期/年初现金及现金等价物余额	-	166,507,467.87
五、期/年末现金及现金等价物余额	166,507,467.87	183,321,229.33

二、基本情况

1、交易基本情况

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金（以下简称“蒙能清洁能源基金”）拟由工银瑞信基金管理有限公司（以下简称“工银瑞信”或“基金管理人”）计划于2024年在中国深圳设立。蒙能清洁能源基金设立后，拟通过工银瑞信蒙能清洁能源资产支持专项计划（以下简称“专项计划”），取得原由内蒙古能源集团有限公司（以下简称“蒙能集团”）下属的内蒙古电力勘测设计院有限公司（以下简称“设计院公司”）和内蒙古恒润新能源有限责任公司（以下简称“恒润新能源”）分别持有的2家全资项目子公司的控制权。蒙能清洁能源基金的管理人是工银瑞信。蒙能清洁能源基金、专项计划与2家全资项目子公司以下合称“本基金”。

2020年8月7日，中国证监会发布了《公开募集基础设施证券投资基金指引》（以下简称“《指引》”）。2021年2月8日，中国证券投资基金业协会发布了《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引》（以下简称“《操作指引》”）。蒙能集团选取以下2家全资项目子公司作为公开发行募集基础设施证券投资基金的基础资产。

公司名称
内蒙古华晨新能源有限责任公司（以下简称“华晨新能源”）
内蒙古恒泽新能源有限责任公司（以下简称“恒泽新能源”）

根据交易结构，专项计划将直接持有华晨新能源和恒泽新能源（以下合称“项目公司”）的100%股权，蒙能清洁能源基金间接拥有对项目公司的控制权。

项目公司的营业期限分别为10年和25年，底层资产为华晨新能源持有的固阳红泥井100MW风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和恒泽新能源持有的恒润风电场一期49.5MW工程（以下简称“恒泽风电项目”）。主营业务为风电的生产和销售；风电系统的代运行、维护和检修，风电技术咨询、技术服务、技术培训。

根据《中华人民共和国证券投资基金法》、《中华人民共和国证券法》、《企业会计准则》、《指引》及《操作指引》等，本基金管理人编制了蒙能清洁能源基金自2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间及2025年度的可供分配金额测算报告。

2、基金的基本情况

本基金是契约型、封闭式的基础设施证券投资基金。本基金在基金合同存续期内采取封闭式运作并在深圳证券交易所上市，不开放申购、赎回及转换转出业务（由于基金扩募引起的申购除外）。

(1) 基金的投资目标

蒙能清洁能源基金将通过投资专项计划穿透取得基础设施项目经营权利，基金管理人主动地投资管理和运营管理基础设施项目，争取提升基础设施项目价值和运营收益水平，力争为基金份额持有人提供稳定的收益分配。

(2) 基金存续期限

自基金合同生效之日起 15 年，但基金合同另有约定的除外。

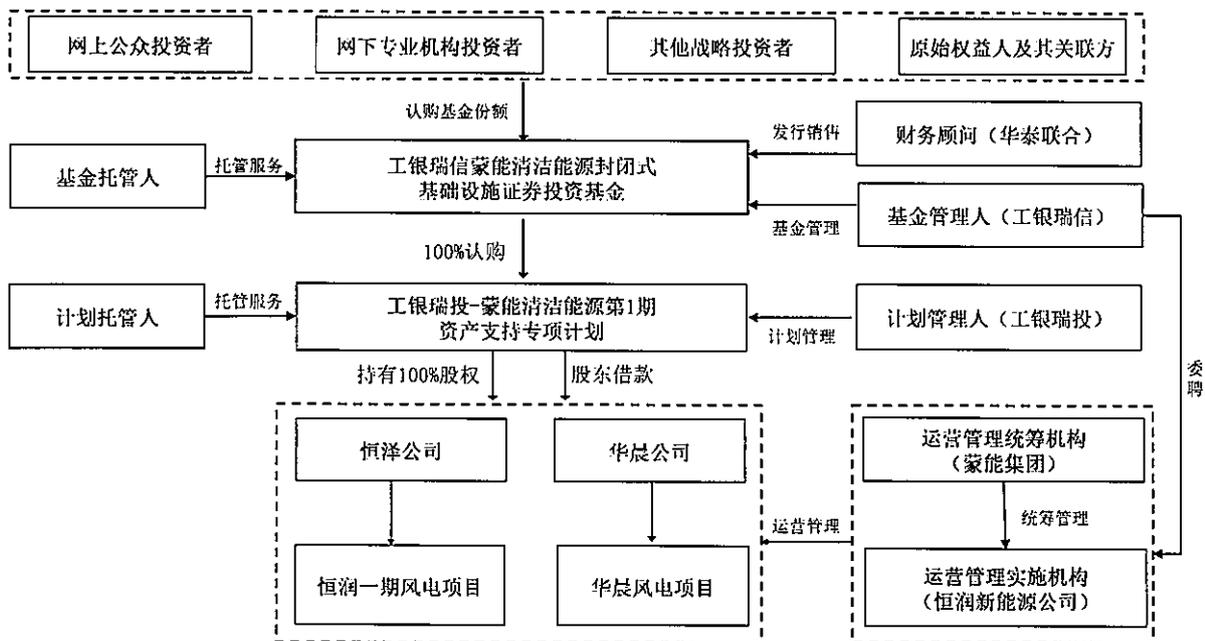
存续期限届满后，经基金份额持有人大会决议通过，蒙能清洁能源基金可延长存续期限。否则，蒙能清洁能源基金将终止运作并清算，无需召开基金份额持有人大会。

(3) 基金发售总额

本基金拟发售总额为人民币 1,016,676,806.59 元。本基金的最终拟发售基金总额需根据询价结果确定，最终发售份额以中国证监会关于准予本基金注册的批文为准。

(4) 基金交易安排

蒙能清洁能源基金成立后，在扣除蒙能清洁能源基金成立初期的必要费用后，将全部投资于专项计划的全部份额，专项计划拟持有项目公司的股权和债权，蒙能清洁能源基金交易架构如下图所示：



交易安排如下：

(a) 完成项目公司资产重组

恒润新能源持有四期风电场项目，拟发行蒙能清洁能源基金仅将恒泽风电项目作为入池资产，需要对恒润新能源进行资产重组。原始权益人恒润新能源已新设项目公司恒泽新能源，将恒泽风电项目从恒润新能源正向剥离注入恒泽新能源。原始权益人设计院公司将华晨公司不入池资产进行反向剥离。

(b) 公募基金完成募集并设立，专项计划设立

取得证券交易所无异议函及证监会批文后，由工银瑞信设立封闭式基础设施证券投资基金，工银瑞信投资管理有限公司（以下简称“工银瑞投”）设立资产支持专项计划，并以基础设施基金募集的资金认购资产支持专项计划的全部份额。

(c) 原始权益人向专项计划转让项目公司股权

设计院公司和恒润新能源分别将华晨新能源和恒泽新能源 100%股权转让至专项计划，专项计划向设计院公司和恒润新能源支付股权转让对价。

(d) 专项计划发放股东贷款替换原存量负债，并对项目公司减资

专项计划向项目公司发放股东贷款用以偿还项目公司存量负债，并作为项目公司唯一股东对项目公司减资，最终形成专项计划对项目公司债权性投资与其权益性投资比例不高于 2:1，实现项目公司合理股债结构的搭建。

(e) 委托蒙能集团以及恒润新能源运营管理

工银瑞信代表本基金拟委托蒙能集团作为运营管理统筹机构，委托恒润新能源作为运营管理实施机构，继续对华晨风电项目和恒泽风电项目进行运营管理，保障基础设施平稳、健康运营。各方共同签署《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》以及《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议补充协议》（以下简称“《管理服务协议及补充协议》”）。

三、 编制基础

本可供分配金额测算报告包括自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度（以下合称“预测期间”）的可供分配金额计算表以及相关附注。

本可供分配金额测算报告假设蒙能清洁能源基金成立于 2024 年 7 月 1 日，且于 2024 年 7 月 1 日完成对基础设施项目资产收购，因此以自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度作为预测期间测算可供分配金额，并假设基金设立日即合并专项计划和项目公司。本基金实际设立日可能和目前的假设不一致。

本可供分配金额测算报告是工银瑞信管理层以本基金所投资的基础设施项目历史备考财务报表信息所反映的经营业绩为基础，在充分考虑预测期间本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营计划、投资计划、财务预算及附注五和附注六中列示的各项基本假设和特定假设的前提下，本着谨慎的原则而编制的。本可供分配金额测算报告按照中国证券监督管理委员会（以下简称“证监会”）颁布的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》、深圳证券交易所颁布的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）（2023 年修订）》及中国证券投资基金业协会（以下简称“中国基金业协会”）颁布的《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引（试行）》的相关要求及基金合同中约定的基金可供分配金额的计算调整项编制。

本基金在编制本可供分配金额测算报告时应用的主要会计政策，与基础设施项目模拟汇总财务报表所应用的主要会计政策无重大差异。主要会计政策详见附注四。

本可供分配金额测算报告仅供基金管理人为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的而编制。本可供分配金额测算报告由工银瑞信于 2024 年 10 月 11 日 批准报出。工银瑞信确认截至本可供分配金额测算报告批准报出日止，编制可供分配金额测算报告所依据的各项假设依然适当。

可供分配金额测算报告是根据审慎原则编制，但可供分配金额测算报告所依据的各种假设存在许多不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。

四、 主要会计政策

1、 会计期间

会计年度自公历 1 月 1 日起至 12 月 31 日止。

2、 营业周期

本基金以一年 12 个月作为正常营业周期，并以营业周期作为资产和负债的流动性划分标准。

3、 记账本位币

本基金的记账本位币为人民币，编制财务报表采用的货币为人民币。本基金选定记账本位币的依据是主要业务收支的计价和结算币种。

4、 合并及合并财务报表

本基金取得对另一个或多个企业（或一组资产或净资产）的控制权且其构成业务的，该交易或事项构成企业合并。企业合并分为同一控制下的企业合并和非同一控制下的企业合并。

对于非同一控制下的交易，购买方在判断取得的资产组合等是否构成一项业务时，将考虑是否选择采用“集中度测试”的简化判断方式。如果该组合通过集中度测试，则判断为不构成业务。如果该组合未通过集中度测试，仍应按照业务条件进行判断。

当本基金取得了不构成业务的一组资产或净资产时，应将购买成本按购买日所取得各项可辨认资产、负债的相对公允价值基础进行分配，不按照以下企业合并的会计处理方法进行处理。

(1) 同一控制下的企业合并

参与合并的企业在合并前后均受同一方或相同的多方最终控制且该控制并非暂时性的，为同一控制下的企业合并。合并方在企业合并中取得的资产和负债，按照合并日在最终控制方合并财务报表中的账面价值计量。取得的净资产账面价值与支付的合并对价账面价值（或发行股份面值总额）的差额，调整资本公积中的股本溢价；资本公积中的股本溢价不足冲减的，调整留存收益。为进行企业合并发生的直接相关费用，于发生时计入当期损益。合并日为合并方实际取得对被合并方控制权的日期。

(2) 非同一控制下的企业合并

参与合并的各方在合并前后不受同一方或相同的多方最终控制的，为非同一控制下的企业合并。本基金作为购买方，为取得被购买方控制权而付出的资产（包括购买日之前所持有的被购买方的股权）、发生或承担的负债以及发行的权益性证券在购买日的公允价值之和，减去合并中取得的被购买方可辨认净资产于购买日公允价值份额的差额，如为正数则确认为商誉；如为负数则计入当期损益。本基金为进行企业合并发生的其他各项直接费用计入当期损益。本基金在购买日按公允价值确认所取得的被购买方符合确认条件的各项可辨认资产、负债及或有负债。购买日是指购买方实际取得对被购买方控制权的日期。

(3) 合并财务报表

合并财务报表的合并范围以控制为基础予以确定，包括本基金及本基金的子公司。控制，是指本基金拥有对被投资方的权力，通过参与被投资方的相关活动而享有可变回报，并且有能力运用对被投资方的权力影响其回报金额。在判断本基金是否拥有对被投资方的权利时，本基金仅考虑与被投资方相关的实质性权利（包括本基金自身享有的及其他方所享有的实质性权利）。子公司的财务状况、经营成果和现金流量由控制开始日起至控制结束日止包含于合并财务报表中。

当子公司所采用的会计期间或会计政策与本基金不一致时，合并时已按照本基金的会计期间或会计政策对子公司财务报表进行必要的调整。合并时所有基金内部交易及余额，包括未实现内部交易损益均已抵销。基金内部交易发生的未实现损失，有证据表明该损失是相关资产减值损失的，则全额确认该损失。

5、 现金及现金等价物的确定标准

现金及现金等价物包括库存现金、可以随时用于支付的存款以及持有期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

6、 金融工具

本基金的金融工具包括货币资金、应收款项、应付款项、长期借款、短期借款及实收资本等。

(1) 金融资产及金融负债的确认和初始计量

金融资产和金融负债在本基金成为相关金融工具合同条款的一方时，于净资产表内确认。

除不具有重大融资成分的应收账款外，在初始确认时，金融资产及金融负债均以公允价值计量。对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产或金融负债，相关交易费用直接计入当期损益；对于其他类别的金融资产或金融负债，相关交易费用计入初始确认金额。对于不具有重大融资成分的应收账款，本基金按照根据附注四、13的会计政策确定的交易价格进行初始计量。

(2) 金融资产的分类和后续计量

(a) 金融资产的分类

本基金将同时符合下列条件且未被指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，分类为以摊余成本计量的金融资产：

- 本基金管理该金融资产的业务模式是以收取合同现金流量为目标；
- 该金融资产的合同条款规定，在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

管理金融资产的业务模式，是指本基金如何管理金融资产以产生现金流量。业务模式决定本基金所管理金融资产现金流量的来源是收取合同现金流量、出售金融资产还是两者兼有。本基金以客观事实为依据、以关键管理人员决定的对金融资产进行管理的特定业务目标为基础，确定管理金融资产的业务模式。

本基金对金融资产的合同现金流量特征进行评估，以确定相关金融资产在特定日期产生的合同现金流量是否仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。其中，本金是指金融资产在初始确认时的公允价值；利息包括对货币时间价值、与特定时期未偿付本金金额相关的信用风险、以及其他基本借贷风险、成本和利润的对价。此外，本基金对可能导致金融资产合同现金流量的时间分布或金额发生变更的合同条款进行评估，以确定其是否满足上述合同现金流量特征的要求。

本基金于预测期间均不持有以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产、分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产和指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的权益工具投资。

(b) 金融资产的后续计量

以摊余成本计量的金融资产

初始确认后，对于该类金融资产采用实际利率法以摊余成本计量。以摊余成本计量且不属于任何套期关系的一部分的金融资产所产生的利得或损失，在终止确认、按照实际利率法摊销或确认减值时，计入当期损益。

(c) 金融负债的分类和后续计量

于财务报表期间内，本基金并无以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

以摊余成本计量的金融负债，初始确认后，对于该类金融负债采用实际利率法以摊余成本计量。

(d) 金融资产和金融负债的抵销

金融资产和金融负债在净资产表内分别列示，没有相互抵销。但是，同时满足下列条件的，以相互抵销后的净额在净资产表内列示：

- 本基金具有抵销已确认金额的法定权利，且该种法定权利是当前可执行的；
- 本基金计划以净额结算，或同时变现该金融资产和清偿该金融负债。

(e) 金融资产和金融负债的终止确认

满足下列条件之一时，本基金终止确认该金融资产：

- 收取该金融资产现金流量的合同权利终止；
- 该金融资产已转移，且本基金将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方；
- 该金融资产已转移，虽然本基金既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬，但是未保留对该金融资产的控制。

金融资产转移整体满足终止确认条件的，本基金将下列两项金额的差额计入当期损益：

- 被转移金融资产在终止确认日的账面价值；
- 因转移金融资产而收到的对价，与原直接计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资）之和。

金融负债 (或其一部分) 的现时义务已经解除的, 本基金终止确认该金融负债 (或该部分金融负债)。

(f) 金融工具的减值

本基金以预期信用损失为基础, 对下列项目进行减值会计处理并确认损失准备:

- 以摊余成本计量的金融资产

预期信用损失的计量

预期信用损失, 是指以发生违约的风险为权重的金融工具信用损失的加权平均值。信用损失, 是指本基金按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额, 即全部现金短缺的现值。

在计量预期信用损失时, 本基金需考虑的最长期限为企业面临信用风险的最长合同期限 (包括考虑续约选择权)。

整个存续期预期信用损失, 是指因金融工具整个预计存续期内所有可能发生的违约事件而导致的预期信用损失。

未来 12 个月内预期信用损失, 是指因报告期末后 12 个月内 (若金融工具的预计存续期少于 12 个月, 则为预计存续期) 可能发生的金融工具违约事件而导致的预期信用损失, 是整个存续期预期信用损失的一部分。

对于应收账款, 本基金始终按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备。本基金基于历史信用损失经验计算上述金融资产的预期信用损失, 相关历史经验根据报告期末借款人的特定因素、以及对当前状况和未来经济状况预测的评估进行调整。

除应收账款外, 本基金对满足下列情形的金融工具按照相当于未来 12 个月内预期信用损失的金额计量其损失准备, 对其他金融工具按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备:

- 该金融工具在报告期末只具有较低的信用风险; 或
- 该金融工具的信用风险自初始确认后并未显著增加。

具有较低的信用风险

如果金融工具的违约风险较低，借款人在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即便较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化但未必一定降低借款人履行其合同现金流量义务的能力，该金融工具被视为具有较低的信用风险。

信用风险显著增加

本基金通过比较金融工具在报告期末发生违约的风险与在初始确认日发生违约的风险，以评估金融工具的信用风险自初始确认后是否已显著增加。

在确定信用风险自初始确认后是否显著增加时，本基金考虑无须付出不必要的额外成本或努力即可获得的合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。本基金考虑的信息包括：

- 债务人未能按合同到期日支付本金和利息的情况；
- 已发生的或预期的金融工具的外部或内部信用评级 (如有) 的严重恶化；
- 已发生的或预期的债务人经营成果的严重恶化；
- 现存的或预期的技术、市场、经济或法律环境变化，并将对债务人对本基金的还款能力产生重大不利影响。

根据金融工具的性质，本基金以单项金融工具或金融工具组合为基础评估信用风险是否显著增加。以金融工具组合为基础进行评估时，本基金可基于共同信用风险特征对金融工具进行分类，例如逾期信息和信用风险评级。

已发生信用减值的金融资产

本基金在报告期末评估以摊余成本计量的金融资产和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债权投资是否已发生信用减值。当对金融资产预期未来现金流量具有不利影响的一项或多项事件发生时，该金融资产成为已发生信用减值的金融资产。金融资产已发生信用减值的证据包括下列可观察信息：

- 发行方或债务人发生重大财务困难；
- 债务人违反合同，如偿付利息或本金违约等；
- 本基金出于与债务人财务困难有关的经济或合同考虑，给予债务人在任何其他情况下都不会做出的让步；
- 债务人很可能破产或进行其他财务重组；
- 发行方或债务人财务困难导致该金融资产的活跃市场消失。

预期信用损失准备的列报

为反映金融工具的信用风险自初始确认后的变化，本基金在每个报告期末重新计量预期信用损失，由此形成的损失准备的增加或转回金额，应当作为减值损失或利得计入当期损益。对于以摊余成本计量的金融资产，损失准备抵减该金融资产在净资产表中列示的账面价值。

核销

如果本基金不再合理预期金融资产合同现金流量能够全部或部分收回，则直接减记该金融资产的账面余额。这种减记构成相关金融资产的终止确认。这种情况通常发生在本基金确定债务人没有资产或收入来源可产生足够的现金流量以偿还将被减记的金额。但是，被减记的金融资产仍可能受到本基金催收到期款项相关执行活动的影响。

已减记的金融资产以后又收回的，作为减值损失的转回计入收回当期的损益。

7、 存货

(1) 存货的分类和成本

存货按成本进行初始计量。存货成本包括采购成本和使存货达到目前场所和状态所发生的其他支出。

报告期末，存货按照成本与可变现净值孰低计量。

(2) 存货可变现净值的确定依据及存货跌价准备的计提方法

按存货类别计算的成本高于其可变现净值的差额，计提存货跌价准备，计入当期损益。可变现净值，是指在日常活动中，存货的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用以及相关税费后的金额。

8、 固定资产

(1) 固定资产确认条件

固定资产指本基金为生产商品而持有的，使用寿命超过一个会计年度的有形资产。

对于构成固定资产的各组成部分，如果各自具有不同使用寿命或者以不同方式为本基金提供经济利益，适用不同折旧率或折旧方法的，本基金分别将各组成部分确认为单项固定资产。

对于固定资产的后续支出，包括与更换固定资产某组成部分相关的支出，在与支出相关的经济利益很可能流入本基金时资本化计入固定资产成本，同时将被替换部分的账面价值扣除；与固定资产日常维护相关的支出在发生时计入当期损益。

固定资产以成本减累计折旧及减值准备后在净资产表内列示。

(2) 固定资产的折旧方法

本基金将固定资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后在其使用寿命内按年限平均法计提折旧。

各类固定资产的使用寿命、残值率和年折旧率分别为：

<u>类别</u>	<u>使用寿命(年)</u>	<u>残值率(%)</u>	<u>年折旧率(%)</u>
房屋及建筑物	20 - 30 年	5%	3.17% - 4.75%
机器设备	5 - 30 年	5%	3.17% - 19.00%
电子设备	5 年	5%	19.00%
运输工具	5 年	5%	19.00%
办公设备	5 年	5%	19.00%

本基金至少在每年年度终了对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核。

(3) 减值测试方法及减值准备计提方法参见附注四、11。

(4) 固定资产处置

固定资产满足下述条件之一时，本基金会予以终止确认。

- 固定资产处于处置状态；
- 该固定资产预期通过使用或处置不能产生经济利益。

报废或处置固定资产项目所产生的损益为处置所得款项净额与项目账面金额之间的差额，并于报废或处置日在损益中确认。

9、 在建工程

自行建造的固定资产的成本包括工程用物资、直接人工和使该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出。

自行建造的固定资产于达到预定可使用状态时转入固定资产，此前列于在建工程，且不计提折旧。

在建工程以成本减减值准备（参见附注四、11）在净资产表内列示。

企业将固定资产达到预定可使用状态前产出的产品或副产品对外销售，按照《企业会计准则第14号——收入》、《企业会计准则第1号——存货》等规定，对相关的收入和成本分别进行会计处理，计入当期损益。

10、 无形资产

无形资产以成本减累计摊销（仅限于使用寿命有限的无形资产）及减值准备（参见附注四、11）后在净资产表内列示。对于使用寿命有限的无形资产，本基金将无形资产的成本扣除预计净残值和累计减值准备后按直线法在预计使用寿命期内摊销。

各项无形资产的摊销年限为：

<u>项目</u>	<u>摊销年限（年）</u>
土地使用权	50年
软件	10年

本基金至少在每年年度终了对使用寿命有限的无形资产的使用寿命及摊销方法进行复核。

本基金将无法预见未来经济利益期限的无形资产视为使用寿命不确定的无形资产，并对这类无形资产不予摊销。截至各报告期末，本基金没有使用寿命不确定的无形资产。

11、 除存货及金融资产外的其他资产减值

本基金在报告期末根据内部及外部信息以确定下列资产是否存在减值的迹象，包括：

- 固定资产
- 在建工程
- 使用权资产
- 无形资产等

本基金对存在减值迹象的资产进行减值测试，估计资产的可收回金额。此外，无论是否存在减值迹象，本基金至少每年对尚未达到可使用状态的无形资产估计其可收回金额，于每年年度终了对商誉及使用寿命不确定的无形资产估计其可收回金额。本基金依据相关资产组或者资产组组合能够从企业合并的协同效应中的受益情况分摊商誉账面价值，并在此基础上进行商誉减值测试。

可收回金额是指资产（或资产组、资产组组合，下同）的公允价值（参见附注四、12）减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者。

资产组由创造现金流入相关的资产组成，是可以认定的最小资产组合，其产生的现金流入基本上独立于其他资产或者资产组。

资产预计未来现金流量的现值，按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的税前折现率对其进行折现后的金额加以确定。

可收回金额的估计结果表明，资产的可收回金额低于其账面价值的，资产的账面价值会减记至可收回金额，减记的金额确认为资产减值损失，计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。与资产组或者资产组组合相关的减值损失，先抵减分摊至该资产组或者资产组组合中商誉的账面价值，再根据资产组或者资产组组合中除商誉之外的其他各项资产的账面价值所占比重，按比例抵减其他各项资产的账面价值，但抵减后的各资产的账面价值不得低于该资产的公允价值减去处置费用后的净额（如可确定的）、该资产预计未来现金流量的现值（如可确定的）和零三者之中最高者。

资产减值损失一经确认，在以后会计期间不会转回。

12、公允价值的计量

除特别声明外，本基金按下述原则计量公允价值：

公允价值是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。

本基金估计公允价值时，考虑市场参与者在计量日对相关资产或负债进行定价时考虑的特征（包括资产状况及所在位置、对资产出售或者使用的限制等），并采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术。使用的估值技术主要包括市场法、收益法和成本法。

13、收入

本基金在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务的控制权时，确认收入。

合同中包含两项或多项履约义务的，本基金集团在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品或服务的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

交易价格是本基金因向客户转让商品或服务而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项。本基金确认的交易价格不超过在相关不确定性消除时累计已确认收入极可能不会发生重大转回的金额。

满足下列条件之一时，本基金属于在某一时段内履行履约义务，否则，属于在某一时点履行履约义务：

- 客户在本基金履约的同时即取得并消耗本基金履约所带来的经济利益；
- 客户能够控制本基金履约过程中在建的商品；
- 本基金履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且本基金在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，本基金在该段时间内按照履约进度确认收入。履约进度不能合理确定时，本基金已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，本基金在客户取得相关商品或服务控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品或服务控制权时，本基金考虑下列迹象：

- 本基金就该商品或服务享有现时收款权利；
- 本基金已将该商品的实物转移给客户；
- 本基金已将该商品的法定所有权或所有权上的主要风险和报酬转移给客户；
- 客户已接受该商品或服务。

本基金拥有的、无条件 (仅取决于时间流逝) 向客户收取对价的权利作为应收款项列示。本基金已收或应收客户对价而应向客户转让商品或服务的义务作为合同负债列示。

与本基金取得收入的主要活动相关的具体会计政策描述如下：

- 电力销售

电力销售收入是根据购售电合同约定将电力输送至电网指定线路时确认，每月按照电力公司提供的电费结算单中确认的抄表电量以及经中华人民共和国国际发展与改革委员会（以下简称“发改委”）等价格主管部门确定并经合同明确的电价（包括补贴电价）确认为收入。

14、职工薪酬

(1) 短期薪酬

本基金在职工提供服务的会计期间，将实际发生或按规定的基准和比例计提的职工工资、奖金、医疗保险费、工伤保险费和生育保险费等社会保险费和住房公积金，确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

(2) 离职后福利-设定提存计划

本基金所参与的设定提存计划是按照中国有关法规要求，本基金职工参加的由政府机构设立管理的社会保障体系中的基本养老保险。基本养老保险的缴费金额按国家规定的基准和比例计算。本基金在职工提供服务的会计期间，将应缴存的金额确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

15、政府补助

政府补助是本基金从政府无偿取得的货币性资产或非货币性资产，但不包括政府以投资者身份向本基金投入的资本。

政府补助在能够满足政府补助所附条件，并能够收到时，予以确认。

政府补助为货币性资产的，按照收到或应收的金额计量。政府补助为非货币性资产的，按照公允价值计量。

本基金取得的、用于购建或以其他方式形成长期资产的政府补助作为与资产相关的政府补助。本基金取得的与资产相关之外的其他政府补助作为与收益相关的政府补助。与资产相关的政府补助，本基金将其确认为递延收益，并在相关资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入其他收益或营业外收入。与收益相关的政府补助，如果用于补偿本基金以后期间的相关成本费用或损失的，本基金将其确认为递延收益，并在确认相关成本费用或损失的期间，计入其他收益或营业外收入；否则直接计入其他收益或营业外收入。

16、专项储备

本基金按照国家规定提取的安全生产费，计入相关产品的成本或当期损益，同时计入专项储备。

本基金使用专项储备时，属于费用性支出的，直接冲减专项储备。形成固定资产的，待相关资产达到预定可使用状态时确认为固定资产，同时按照形成固定资产的成本冲减专项储备，并确认相同金额的累计折旧。该固定资产在以后期间不再计提折旧。

17、所得税

除因企业合并和直接计入所有者权益（包括其他综合收益）的交易或者事项产生的所得税外，本基金将当期所得税和递延所得税计入当期损益。

当期所得税是按本年度应税所得额，根据税法规定的税率计算的预期应交所得税，加上以往年度应付所得税的调整。

报告期末，如果本基金拥有以净额结算的法定权利并且意图以净额结算或取得资产、清偿负债同时进行，那么当期所得税资产及当期所得税负债以抵销后的净额列示。

递延所得税资产与递延所得税负债分别根据可抵扣暂时性差异和应纳税暂时性差异确定。暂时性差异是指资产或负债的账面价值与其计税基础之间的差额，包括能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减。递延所得税资产的确认以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额为限。

如果单项交易不是企业合并，交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损），且初始确认的资产和负债并未导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异，则该项交易中产生的暂时性差异不会产生递延所得税。商誉的初始确认导致的暂时性差异也不产生相关的递延所得税。

报告期末，本基金根据递延所得税资产和负债的预期收回或结算方式，依据已颁布的税法规定，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量该递延所得税资产和负债的账面金额。

报告期末，本基金对递延所得税资产的账面价值进行复核。如果未来期间很可能无法获得足够的应纳税所得额用以抵扣递延所得税资产的利益，则减记递延所得税资产的账面价值。在很可能获得足够的应纳税所得额时，减记的金额予以转回。

报告期末，递延所得税资产及递延所得税负债在同时满足以下条件时以抵销后的净额列示：

- 纳税主体拥有以净额结算当期所得税资产及当期所得税负债的法定权利；
- 递延所得税资产及递延所得税负债是与同一税收征管部门对同一纳税主体征收的所得税相关或者是对不同的纳税主体相关，但在未来每一具有重要性的递延所得税资产及负债转回的期间内，涉及的纳税主体意图以净额结算当期所得税资产和负债或是同时取得资产、清偿负债。

18、 租赁

租赁，是指在一定期间内，出租人将资产的使用权让与承租人以获取对价的合同。

在合同开始日，本基金评估合同是否为租赁或者包含租赁。如果合同中一方让渡了在一定期间内控制一项或多项已识别资产使用的权利以换取对价，则该合同为租赁或者包含租赁。

为确定合同是否让渡了在一定期间内控制已识别资产使用的权利，本基金进行如下评估：

- 合同是否涉及已识别资产的使用。已识别资产可能由合同明确指定或在资产可供客户使用时隐性指定，并且该资产在物理上可区分，或者如果资产的某部分产能或其他部分在物理上不可区分但实质上代表了该资产的全部产能，从而使客户获得因使用该资产所产生的几乎全部经济利益。如果资产的供应方在整个使用期间拥有对该资产的实质性替换权，则该资产不属于已识别资产；
- 承租人是否有权获得在使用期间内因使用已识别资产所产生的几乎全部经济利益；
- 承租人是否有权在该使用期间主导已识别资产的使用。

合同中同时包含多项单独租赁的，承租人和出租人将合同予以分拆，并分别各项单独租赁进行会计处理。合同中同时包含租赁和非租赁部分的，承租人和出租人将租赁和非租赁部分进行分拆。在分拆合同包含的租赁和非租赁部分时，承租人按照各租赁部分单独价格及非租赁部分的单独价格之和的相对比例分摊合同对价。出租人按附注四、13所述会计政策中关于交易价格分摊的规定分摊合同对价。

本基金作为承租人

在租赁期开始日，本基金对租赁确认使用权资产和租赁负债。使用权资产按照成本进行初始计量，包括租赁负债的初始计量金额、在租赁期开始日或之前支付的租赁付款额（扣除已享受的租赁激励相关金额），发生的初始直接费用以及为拆卸及移除租赁资产、复原租赁资产所在场地或将租赁资产恢复至租赁条款约定状态预计将发生的成本。

本基金使用直线法对使用权资产计提折旧。对能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的，本基金在租赁资产剩余使用寿命内计提折旧。否则，租赁资产在租赁期与租赁资产剩余使用寿命两者孰短的期间内计提折旧。使用权资产按附注四、11所述的会计政策计提减值准备。

租赁负债按照租赁期开始日尚未支付的租赁付款额的现值进行初始计量，折现率为租赁内含利率。无法确定租赁内含利率的，采用本基金增量借款利率作为折现率。

本基金按照固定的周期性利率计算租赁负债在租赁期内各期间的利息费用，并计入当期损益或相关资产成本。未纳入租赁负债计量的可变租赁付款额在实际发生时计入当期损益或相关资产成本。

租赁期开始日后，发生下列情形的，本基金按照变动后租赁付款额的现值重新计量租赁负债：

- 根据担保余值预计的应付金额发生变动；
- 用于确定租赁付款额的指数或比率发生变动；
- 本基金对购买选择权、续租选择权或终止租赁选择权的评估结果发生变化，或续租选择权或终止租赁选择权的实际行使情况与原评估结果不一致。

在对租赁负债进行重新计量时，本基金相应调整使用权资产的账面价值。使用权资产的账面价值已调减至零，但租赁负债仍需进一步调减的，本基金将剩余金额计入当期损益。

本基金已选择对短期租赁（租赁期不超过 12 个月的租赁）和低价值资产租赁不确认使用权资产和租赁负债，并将相关的租赁付款额在租赁期内各个期间按照直线法计入当期损益或相关资产成本。

19、 主要会计估计及判断

编制财务报表时，本基金管理层需要运用估计和假设，这些估计和假设会对会计政策的应用及资产、负债、收入及费用的金额产生影响。实际情况可能与这些估计不同。本基金管理层对估计涉及的关键假设和不确定因素的判断进行持续评估，会计估计变更的影响在变更当期和未来期间予以确认。

五、 可供分配金额测算报告基本假设

以下是在预测期内编制可供分配金额测算报告时采用的一般性假设，这些一般性假设是依据目前的宏观经济和市场情况得出的，在未来未必会如预期那样发生，并且变动可能重大，因此预测可供分配金额的实际结果可能与本报告中的预测存在差异。

- 1、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目遵循的政策、法律、法规及有关规定将不会有实质性的变化。
- 2、 在目前经营或与之签署了协议的任何国家或地区，对业务产生重大影响的立法、规章或规则将不会有实质性的变化。
- 3、 在目前经营的任何国家或地区，税基或税率（无论是直接还是间接）都不会有实质性的变化。
- 4、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的市场需求和电价的波动将不会对业务经营和经营成果产生重大影响。
- 5、 在预测期内，将不会出现明显的通货膨胀或通货紧缩，利率也不会发生重大变化。
- 6、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目目前已从中国相关监管机构获得的经营所需的所有证书、许可证和营业执照，将不会被吊销，并在到期时将可以进行续期。
- 7、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营计划将如期实现，业务经营将不会受到政府行为、行业及任何重大事故的重大影响。
- 8、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的期初已签订的购售电合同将按照约定的合同年度执行完毕。
- 9、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目有足够的资本或将有能力获得足够的融资，以满足其未来对营运资金和资本支出的需求，以维持稳定的发展。
- 10、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的资产无处置计划。

- 11、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目无重大股权投资收购或处置计划，项目公司股权将不会发生重大变化。
- 12、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的主要客户的业务将持续经营，将不会对本基金的经营产生不利影响。
- 13、 在预测期内，基金管理人委派的高级管理人员以及其他关键人员能够持续参与本基金的运营，且基金管理人能在可供分配金额测算表预测期内保持关键管理人员的稳定性；在预测期内，业务经营不会因劳工短缺、劳资纠纷等事件而受到不利影响；在预测期内，将能够招募足够的员工来达到计划的运营水平。此外，经营不会因预测期内第三方服务、设备和其他供应中断而受到不利影响。
- 14、 在预测期内，为编制财务信息而采用的会计准则的后续修订不会对本可供分配金额测算报告产生重大影响。
- 15、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营和业务将不会因任何不可抗力事件或其他不可预见因素或董事会无法控制的任何不可预见的原因，包括政府行为、自然灾害或灾难、流行病或严重事故而严重中断。
- 16、 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目将不会受到基金招募说明书“风险揭示”一节中所列任何风险因素的重大不利影响。
- 17、 未考虑本基金可能会投资的债券等金融产品对本报告的影响。
- 18、 在预测期内，假设本基金不会发生扩募。

六、 可供分配金额测算报告的特定假设

1、 本基金首次发售募集的资金

根据北京国友大正资产评估有限公司于评估基准日 2024 年 6 月 30 日对基础设施项目的评估结果，本基金首次公开发售拟募集的资金规模为人民币 1,016,676,806.59 元。募集资金扣除本基金成立初期的必要费用后，全部投资于专项计划，用于专项计划向原始权益人支付购买项目公司股权的对价以及向项目公司发放贷款。本可供分配金额测算报告中，将上述募集资金在可供分配金额计算表中列示为调整项，并在预测合并现金流量表中列示为发行基金份额收到的现金。

2、 购买基础设施项目

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》的要求、本基金向战略投资者定向配售的安排,以 2024 年 1 月 16 日蒙能集团董事会决议第 12728 号《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议》,蒙能集团计划认购本基金募集份额总额的 34%,并为拟购入的项目公司提供运营管理服务。预测期内,项目公司不满足业务的认定,故本基金购买项目公司作为资产购买交易进行确认和计量。本可供分配金额测算报告以此作为假设编制。

3、 营业收入

假设在预测期内维持项目公司原有业务形态及收入构成不发生重大变化。

项目公司主营业务为风力发电,营业收入为销售电力收入。各基础设施项目的销售电力收入主要由国补收入、保障收入以及市场交易收入三者构成。销售电力收入基于预测不同类型电力销售的电价及对应的电量(包括保障性收购电量和市场交易电量)进行预测。

(1) 国补收入

国补收入由上网电量和国补电价两个部分组成,即:国补收入=上网电量×国补电价。

(a) 上网电量

在预测期内,华晨风电项目和恒泽风电项目对自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年的上网电量分别进行预测。

自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间,项目公司上网电量以 2020 年至 2023 年项目公司自 1 月 1 日至 6 月 30 日止期间(以下简称“上半年”)上网电量分别占 2020 至 2023 年全年上网电量的比例的算数平均数和 2024 年上半年项目公司实际上网电量为基准,对自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间项目公司的上网电量进行预测,即:自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间的上网电量=2024 年上半年实际上网电量/2020 年至 2023 年上半年分别占 2020 至 2023 年全年上网电量的比例的算数平均数-2024 年上半年实际上网电量。

2025 年项目公司上网电量由发电量和厂用电量组成,即:上网电量=发电量-厂用电量及线损电量。

发电量

项目公司以 2021 年至 2024 年平均发电量为基准进行预测，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的发电量分别为 31,222.10 万千瓦时和 11,760.39 万千瓦时。

厂用电量及线损电量

项目公司以 2021 年至 2024 年的厂用电量及线损电量的平均值为基准进行预测，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的厂用电量及线损电量分别为 1,092.07 万千瓦时和 142.21 万千瓦时。

项目公司以上述参数以及计算方法为基准，分别预测 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度的上网电量。其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间华晨风电项目和恒泽风电项目预测上网电量分别为 11,806.19 万千瓦时和 4,055.79 万千瓦时，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测上网电量分别为 30,130.03 万千瓦时和 11,618.18 万千瓦时。

(b) 国补电价

在预测期内，项目公司以《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581 号）中批复额国补电价标准为基准进行预测，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测不含税国补电价分别为人民币 0.1833 元/千瓦时和人民币 0.2010 元/千瓦时。

(2) 保障收入

保障收入由保障电量和保障电价两部分组成，即：保障收入=保障电量×保障电价。

(a) 保障电量

在预测期内，保障电量由保障利用小时数和机组实际装机容量构成，保障电量=保障利用小时数*机组实际装机容量。项目公司以《内蒙古自治区能源局关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55 号）中“自 2024 年起，初步安排常规风电‘保量保价’优先发电电量 53 亿千瓦时”（折算利用小时数 300 小时）为基准进行预测。自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间的保障电量预测为全年假设保障电量减去 2024 年上半年保障电量。华晨风电项目和恒泽风电项目机组实际装机容量分别为 10,000 万千瓦和 4,950 万千瓦。其中，华晨风电项目和恒泽风电项目自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测保障电量分别为 1,652.97 万千瓦时和 812.10 万千瓦时，

华晨风电项目和恒泽风电项目 2025 年度预测保障电量分别为 3,000.00 万千瓦时和 1,485.00 万千瓦时。

(b) 保障电价

在预测期内，项目公司以《关于做好 2022 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《关于做好 2023 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《内蒙古自治区能源局关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《内蒙古自治区能源局关于调整优化 2024 年蒙西电力市场交易机制的通知》等文件中的政策规定为基准进行预测，即：保障电价=燃煤标杆电价 × (1-新能源风险防范补偿系数)。

燃煤标杆电价

项目公司以《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》(内发改价字[2017]954 号) 预测燃煤标杆电价，其中自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的不含税燃煤标杆电价均为 0.2504 元/千瓦时。

新能源风险防范补偿系数

项目公司以《关于做好 2022 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《关于做好 2023 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《内蒙古自治区能源局关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》、《内蒙古自治区能源局关于调整优化 2024 年蒙西电力市场交易机制的通知》等文件为基准进行预测，其中自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度项目公司预测的新能源风险防范补偿系数为 20%。

项目公司以上述参数以及计算方法为基准，预测保障电价。其中自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度项目公司预测的不含税保障电价为人民币 0.2003 元/千瓦时。

(3) 市场交易收入

市场交易收入由市场交易电量和市场交易电价构成，即：市场交易收入=市场交易电量*市场交易电价。

(a) 市场交易电量

市场交易电量为上网电量除保障电量之外的所有电量，即：市场交易电量=上网电量-保障电量。其中，华晨风电项目和恒泽风电项目自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测市场交易电量分别为 10,153.22 万千瓦时和 3,243.69 万千瓦时，华晨风电项目和恒泽风电项目 2025 年度预测市场交易电量分别为 27,130.03 万千瓦时和 10,133.18 万千瓦时。

(b) 市场交易电价

在预测期内，项目公司分别以自 2024 年 4-6 月 3 个月期间华晨风电项目和恒泽风电项目的平均市场交易电价为基准进行预测，且预测期内假设不变，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间以及 2025 年度项目公司预测的不含税市场交易电价分别为人民币 0.1272 元/千瓦时和人民币 0.1332 元/千瓦时。

4、 营业成本

假设在预测期内维持项目公司原有业务形态及成本构成不发生重大变化。

(1) 折旧与摊销费

折旧与摊销费是基于本基金收购项目公司固定资产、无形资产和使用权资产的初始入账价值（含本基金收购项目公司固定资产增值部分对折旧的影响）和剩余年限计算，并且假设原有预计剩余使用寿命及预计净残值率保持不变。在可供分配金额测算中已加回此部分非付现成本。

(2) 基础管理费

华晨风电项目的基础管理费根据工银瑞信和工银瑞投与蒙能集团、恒润新能源及恒泽新能源和华晨新能源所签订的《管理服务协议及补充协议》及蒙能集团的成本费用相关制度规定进行预测，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测基础管理费为人民币 5,259,168.99 元和 2025 年度预测基础管理费为人民币 10,672,168.34 元。

恒泽风电项目的基础管理费根据《管理服务协议及补充协议》及蒙能集团的成本费用相关制度规定进行预测，其中自2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测基础管理费为人民币3,403,207.96元和2025年度预测基础管理费为人民币5,124,807.42元。

(3) 线路使用费

线路使用费根据已签订线路使用合同预测。

(4) 安全生产费

安全生产费按照《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，以营业收入为依据进行预测。

5、 管理费用

本基金在预测期内基金管理费和基金托管费分别根据《管理服务协议及补充协议》按期末基金合并净资产的0.2%和0.01%年费率计提。

本基金在预测期内基金管理费及基金托管费假定计提年费率保持不变。

6、 财务费用

因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，因此按原有借款利率和2个月还款周期预测借款利息。

基金发行后项目公司除办理应收电价补贴保理业务外拟不进行对外融资；简化处理不对利息收入进行预测。项目公司拟与银行签署《保理业务合作协议》开展保理业务合作，项目公司于基金每年第一个兑付日前30个工作日将2023年1月1日以后产生的账龄满2.5年的应收电价补贴转让予银行，保理银行平价购入项目公司应收电价补贴，并向项目公司支付购买对价。项目公司收到该部分电价补贴的汇款后，转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。预测期内保理利率根据项目公司拟与银行签署《保理业务合作协议》确定，《保理业务合作协议》拟约定，保理利率以定价基准加/减浮动点数确定，原则上以保理发放前一工作日全国银行间同业拆借中心公布的1年期贷款市场报价利率(LPR)为基准，浮动点数为减70个基点（一个基点为0.01%）为保理利率计算基数，假设预测期内LPR保持不变，保理利率按年利率2.75%进行预测。

7、 其他收益

根据财政部、国家税务总局发布的《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74号）的有关规定，项目公司享受“即征即退50%”的增值税优惠政策。假设项目公司享受的税费补贴政策预测期内将不会发生变化。

8、 税项

(1) 本基金及专项计划适用的税种及税率如下：

根据财政部、国家税务总局财税[1998]55号《关于证券投资基金税收问题的通知》、财税[2008]1号《关于企业所得税若干优惠政策的通知》、财税[2016]36号《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》、财税[2016]46号《关于进一步明确全面推开营改增试点金融业有关政策的通知》、财税[2016]70号《关于明确金融、房地产开发及教育辅助服务等增值税政策的通知》、财税[2017]2号《关于资管产品增值税政策有关问题的补充通知》、财税[2017]56号《关于资管产品增值税有关问题的通知》、财税[2017]90号《关于租入固定资产进项税额抵扣等增值税政策的通知》及其他相关财税法规和实务操作，主要税项列示如下：

- (a) 资管产品运营过程中发生的增值税应税行为，以资管产品管理人为增值税纳税人，资管产品管理人运营资管产品过程中发生的增值税应税行为，暂适用简易计税方法，按照3%的征收率缴纳增值税。

对证券投资基金管理人运用基金买卖债券的转让收入免征增值税，对国债、地方政府债及金融同业往来利息收入亦免征增值税。资管产品管理人运营资管产品提供的贷款服务，以及产生的利息及利息性质的收入为销售额。

- (b) 对基金从证券市场中取得的收入，包括买卖债券的价差收入，债券的利息收入及其他收入，暂不征收企业所得税。
- (c) 资管产品的城市建设维护税、教育费附加和地方教育费附加等税费按照实际缴纳的增值税额的适用比例计算缴纳。

(2) 项目公司适用的税种及税率如下：

税种	计缴标准
增值税	按税法规定的销售货物和应税劳务收入为基础计算销项税额，在扣除当期允许抵扣的进项税额后，差额部分为应缴增值税。增值税相关税率为13%；专项计划就收到的股东借款利息按照简易计税方法及3%征收率计算增值税应纳税额
城市维护建设税	项目公司按实际缴纳的增值税的5%、专项计划按实际缴纳增值税的7%
教育费附加	实际缴纳的增值税的3%
地方教育费附加	实际缴纳的增值税的2%
城镇土地使用税	每年每平方米3.2元

房产税	房产原值一次减除 30%后的余值的 1.2%
水利建设基金	实际缴纳的增值税的 1%
资源税	按取用水量每立方米 2.5 元

(a) 项目公司在报告期内适用的所得税法定税率为 25%，并享受以下税收优惠政策：

根据财政部、海关总署、国家税务总局联合印发的《关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》(财税〔2011〕58号)、《财政部税务总局国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》(2020年第23号)，自2011年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税。

(b) 根据《企业所得税法实施条例》第三十八条规定，企业在生产经营活动中发生的下列利息支出，准予扣除：非金融企业向非金融企业借款利息的支出，不超过按照金融企业同期贷款利率的计算数额的部分。假设预测期项目公司收到的专项计划股东借款按照6%的利率计算的利息可于税前扣除。

(c) 假设预测期内的各项税费当月发生当月支付，相关应交税费的余额在预测期内不会发生变动。

9、收入实际收回时间假设

华晨风电项目及恒泽风电项目标杆电价回款周期通常为1个月，应收电价补贴回款周期通常为4年。基于谨慎考虑，假设项目公司预测期标杆电价回款周期为1个月，应收电价补贴回款周期为4年。

10、成本费用及税费支付时间假设

假定各项成本及管理费用按月支付，月末余额于下月初支付，12月余额于下一年初进行支付，计入下一年度现金流出；财务费用和各项税费，于当年底支付，计入当年度现金流出。

11、投资人收益分配时间假设

假设预测期内符合分配条件下每年度分配一次，收益分配基准日为当年12月31日，在下一年度的第二季度宣告分配并实施。其中，首次收益分配基准日为2024年12月31日，在2025年5月31日宣告分配并实施。

12、可供分配金额分配率假设

假设预测期内可供分配金额分配率为90%。2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间现金分派率为当期预测分配金额占本基金预计的募集规模的比例。2025年度现金分派率为当年预测分配金额占本基金预计的募集规模的比例。

13、其他

假设项目公司于2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测全部收回应收原始权益人的资金集中管理款人民币44,044,106.59元以及内部往来款人民币8,072,734.42元。假设项目公司于2024年度全部支付了应交税费人民币3,077,120.94元以及应付利息人民币25,127.88元。同时，假设项目公司计提的安全生产费与实际发生金额相同。

七、可供分配金额测算报告项编制说明

1、营业收入

预测期内，各基础设施项目营业收入预测如下：

	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日 止期间预测	2025年度预测
华晨风电项目	37,867,076.22	95,748,811.12
恒泽风电项目	14,097,945.48	39,820,357.91
合计	51,965,021.70	135,569,169.03

2、 营业成本

预测期内，各基础设施项目营业成本预测如下：

	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日 <u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
华晨风电项目	25,593,485.50	50,309,473.70
恒泽风电项目	15,195,636.41	27,872,070.81
合计	<u>40,789,121.91</u>	<u>78,181,544.51</u>

预测期内，各项营业成本构成预测如下：

项目	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日 <u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
折旧与摊销费	27,995,110.68	55,958,708.65
基础管理费	8,662,376.95	15,796,975.76
线路使用费	1,415,929.21	2,831,858.41
安全生产费	1,214,184.41	1,968,529.86
保险费	501,520.66	625,471.83
维护性资本性支出	1,000,000.00	1,000,000.00
合计	<u>40,789,121.91</u>	<u>78,181,544.51</u>

3、税金及附加

预测期内，各项税金及附加构成预测如下：

项目	注	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日	2025年度预测
		止期间预测	
专项计划利息收入增值税	(1)	965,842.97	1,613,011.24
城市维护建设税		364,008.37	918,650.62
教育费附加		293,499.20	586,998.40
地方教育费附加		226,131.76	564,094.46
房产税		118,559.74	322,295.93
土地使用税		86,749.75	173,499.50
印花税		14,819.97	40,286.99
水利建设基金		15,589.51	40,670.75
其他税费		3,821.05	13,631.09
合计		<u>2,089,022.32</u>	<u>4,273,138.98</u>

本基金合并范围内项目公司的税金及附加以附注六、8所列税项、税率及政策为依据分别进行测算。

(1) 专项计划利息收入增值税

根据税务相关法规和实务操作，对于专项计划从项目公司收取的利息或利息性质的收入适用简易计税办法按3%的征收率缴纳增值税及12%税率缴纳增值税附加税费。同时，项目公司以上借款相关利息支出进项税不可抵扣，计入税金及附加。

4、 管理费用

预测期内，各项管理费用明细预测如下：

项目	注	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日	2025年度预测
		<u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
托管费及基金管理费		1,066,355.65	1,872,222.23
发行费		1,100,000.00	-
专业服务费	(1)	<u>1,030,500.30</u>	<u>1,020,000.00</u>
合计		<u>3,196,855.95</u>	<u>2,892,222.23</u>

(1) 专业服务费

本基金存续期间发生的中介服务等费用，包含审计费、资产评估费、法律咨询费等。

5、 财务费用

预测期内，各项财务费用明细预测如下：

项目	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日	2025年度预测
	<u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
存量借款利息	2,180,742.92	-
应收账款保理利息	-	<u>639,016.33</u>
合计	<u>2,180,742.92</u>	<u>639,016.33</u>

6、 其他收益

如附注六、7所述，其他收益主要包括即征即退增值税。

7、 所得税费用

项目	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日		2025年度预测
		止期间预测	
所得税费用		-	3,230,573.27

所得税费用按照华晨风电项目与恒泽风电项目的预计应纳税所得额，并以附注六、8所列税率及政策为依据分别进行测算。

8、 取得基础设施项目所支付的现金

项目	注	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日	
		止期间预测	2025年度预测
购买基础设施项目等资本性支出	(1)	667,765,556.59	-
减：基础设施项目持有的现金及现金等价物		38,617.44	-
取得基础设施项目所支付的现金		667,726,939.15	-

(1) 购买基础设施项目等资本性支出

如附注六、1所述，购买基础设施项目等资本性支出为本基金预计向原始权益人支付的购买项目公司股权的对价。

9、 偿还存量借款支付的资金

项目	2024年7月1日 (假设基金成立日)至 2024年12月31日		2025年度预测
		止期间预测	
偿还项目公司于预测期期初的借款		347,811,250.00	-

如附注六、1所述，项目公司收到专项计划股东借款后，偿还存量借款。

10、 应收应付项目的变动

项目	注	2024年7月1日 (假设基金成立日) 至 2024年12月31日	2025年度预测
		<u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
应收款项的减少	(1)	133,708,240.14	8,110,194.30
应付款项的减少	(2)	<u>(3,007,772.54)</u>	<u>(529,724.40)</u>
合计		<u>130,700,467.60</u>	<u>7,580,469.90</u>

(1) 应收款项的减少

项目公司应收账款中的标杆电费和应收电价补贴根据附注六、9所述周期回款。

(2) 应付款项的减少

项目公司和专项计划运营过程中的成本费用根据附注六、10所述支付时间和频率进行支付。

11、 保理款变动

项目	2024年7月1日 (假设基金成立日) 至 2024年12月31日	2025年度预测
	<u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
保理收到的现金	<u>-</u>	<u>46,473,914.89</u>

保理款变动为项目公司根据附注六、6所述对应收款项开展保理业务后收到的款项。

八、影响可供分配金额测算结果实现的主要因素

本基金所编制可供分配金额测算报告已综合考虑各方面因素，并遵循了谨慎性原则。但由于可供分配金额测算所依据的各种假设具有不确定性，本基金提醒投资者进行投资决策时不应过于依赖该项资料，并注意以下有关风险的影响。

- 1、受国家经济增长情况影响，若经济增长放缓，导致用电需求下降或环境治理需求下降，将对本项目营业收入回款现金流造成较大不利影响。
- 2、受国家增值税税收政策影响，若增值税税率发生变化，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响；受国家所得税税收政策影响，若本基金、专项计划及项目公司所享受所得税优惠政策发生变化，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响；受地方税收征收政策影响，若项目公司股东贷款利息不能按预测进行税前抵扣，将对本项目盈利能力及现金流造成较大影响。
- 3、受国家电价补贴政策影响，若财政部、发改委及国家能源局发布新的可再生能源电价附加政策，将可能对本项目盈利能力及现金流造成不利影响。

九、敏感性分析

本报告中可供分配金额测算基于多项假设进行，并可能受多项风险因素的影响。鉴于未来事项可能并非如预期发生，因此，本报告中的预测数据可能存在不确定性及偏差。

为使本基金份额持有人评估部分而非全部假设对可供分配金额的影响，下表针对营业收入和营业成本的关键假设进行了敏感性分析，以说明在其他假设保持不变的情况下，该关键假设对可供分配金额测算的影响。

该敏感性分析，仅仅是在其他假设条件不变的前提下，考虑关键假设变动对可供分配金额测算的影响，实际上，假设条件的变动是紧密相关的，关键假设的变动亦可能引起其他假设条件发生变动，且变动的可能是相互抵消或者放大。因此，针对单项假设进行的敏感性分析未必能够与该假设相应的可供分配金额测算结果相匹配。预测期内，营业收入和营业成本的变动对可供分配金额测算的敏感性分析结果如下：

1、 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间敏感性分析

项目	变动	调整前可供分配金额	调整后可供分配金额	可供分配金额变动
营业收入	上升 5%	164,010,448.83	165,508,699.91	0.91%
营业收入	下降 5%	164,010,448.83	160,312,197.75	-2.25%
营业收入	上升 10%	164,010,448.83	167,994,999.53	2.43%
营业收入	下降 10%	164,010,448.83	157,713,946.66	-3.84%
营业成本	上升 5%	164,010,448.83	162,270,748.27	-1.06%
营业成本	下降 5%	164,010,448.83	163,550,149.39	-0.28%
营业成本	上升 10%	164,010,448.83	161,631,047.71	-1.45%
营业成本	下降 10%	164,010,448.83	164,189,849.95	0.11%

2、 2025 年度敏感性分析

项目	变动	调整前可供分配金额	调整后可供分配金额	可供分配金额变动
营业收入	上升 5%	181,610,183.08	187,191,780.98	3.07%
营业收入	下降 5%	181,610,183.08	175,093,786.03	-3.59%
营业收入	上升 10%	181,610,183.08	192,953,470.67	6.25%
营业收入	下降 10%	181,610,183.08	169,033,443.67	-6.93%
营业成本	上升 5%	181,610,183.08	180,420,307.66	-0.66%
营业成本	下降 5%	181,610,183.08	181,887,949.14	0.15%
营业成本	上升 10%	181,610,183.08	179,686,486.93	-1.06%
营业成本	下降 10%	181,610,183.08	182,479,651.72	0.48%

注：上表营业收入 / 营业成本上下浮动后的可供分配金额，仅是单个因素变动影响的结果。营业收入变动仅考虑上网电量变动引起的金额变动；营业成本变动仅考虑付现营业成本的变动，预测固定资产等长期资产初始入账后直线法摊销不发生变化。



营业执照

(副本) (3-1)

统一社会信用代码
91110000599649382C



扫描市场主体身份证
了解更多登记、备案、
许可、监管信息，体
验更多应用服务。

名称 毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙) 出资额 人民币元 12142 万元

类型 台湾澳投资特殊普通合伙企业 成立日期 2012 年 07 月 10 日

执行事务合伙人 邹俊 主要经营场所 北京市东城区东长安街1号东方广场东2座办公楼8层



经营范围 审查企业会计报表,出具审计报告;验证企业资本,出具验资报告;办理企业合并、分立、清算事宜中的审计业务,出具有关报告;基本建设年度财务决算审计;代理记账;会计咨询、税务咨询、管理咨询、会计培训;法律、法规规定的其他业务。(市场主体依法自主选择经营项目,开展经营活动;依法须经批准的项目,经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动;不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

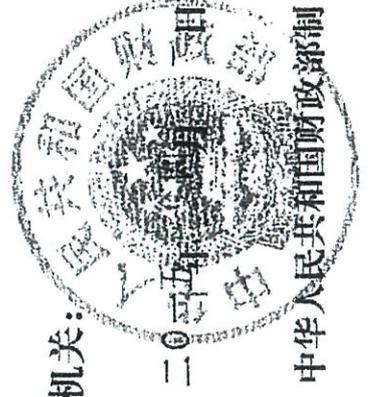


不得作任何商业用途
登记日期 2022年 04月 29日

证书序号: NO.000421

说明

1. 《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批, 准予执行注册会计师法定业务的凭证。
2. 《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的, 应当向财政部门申请换发。
3. 《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。
4. 会计师事务所终止, 应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。



中华人民共和国财政部制

发证机关:

其他用途无效

此复印件仅供出具业务报告目的使用

会计师事务所 执业证书



名称: 毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)

首席合伙人: 邹俊

主任会计师: 邹俊

办公场所: 北京市东长安街1号东方广场
东2座办公楼8层

组织形式: 特殊的普通合伙企业

会计师事务所编号: 11000241

注册资本(出资额): 人民币壹亿零壹拾伍万元整

批准设立文号: 财会函(2012)31号

批准设立日期: 二〇一二年七月五日



姓名	何晖
Full name	
性别	男
Sex	
出生日期	1979-4-11
Date of birth	
工作单位	毕马威华振会计师事务所
Working unit	
身份证号码	43010219790414151X
Identity card No.	





证书编号:
No. of Certificate:

110002410297

批准注册协会:
Authorized Institute of CPAs

北京注册会计师协会

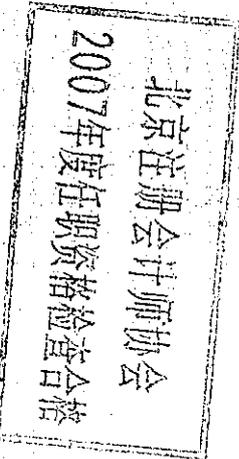
发证日期:
Date of Issuance

2006-10-12

年 月 日
/y /m /d

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



2008年 3月 20日
/y /m /d

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



6

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



年
月
日

7



2011

年度检验登记



姓名：何曙
证书编号：110002410297

ation

各，继续有效一年。

id for ?



特殊普通合伙

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from

毕马威华振会计师事务所
CPAs

转出协会盖章
Stamp of the transfer-out Institute of CPAs
2012 年 8 月 20 日

同意调入
Agree the holder to be transferred to

毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)
CPAs

转入协会盖章
Stamp of the transfer-in Institute of CPAs
2012 年 8 月 20 日

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from

事务所
CPAs

转出协会盖章
Stamp of the transfer-out Institute of CPAs
年 月 日

同意调入
Agree the holder to be transferred to

事务所
CPAs

转入协会盖章
Stamp of the transfer-in Institute of CPAs
年 月 日



姓名	段瑜华
Full name	
性别	女
Sex	
出生日期	1979-3-28
Date of birth	
工作单位	毕马威华振会计师事务所
Working unit	
身份证号码	110108197903283421
Identity card No.	





证书编号:
No. of Certificate

110002410282

批准注册协会:
Authorized Institute of CPAs

北京注册会计师协会

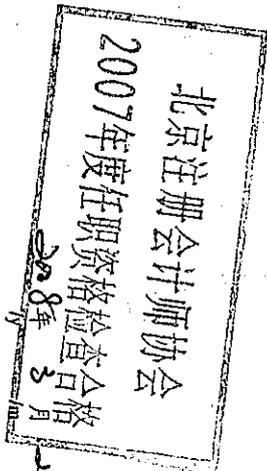
发证日期:
Date of Issuance

2006-10-12

年 月 日
/y /m /d

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



2008年 月 日
/y /m /d

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after
this renewal.



09 年 3 月 20 日

年度检验登记
Annual Renewal Regi

本证书经检验合格
This certificate is valid for another year after
this renewal.

姓名：段喻华
证书编号：110002410282



年 月 日

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，
This certificate is valid for
this renewal.



2011年2月 日

8

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for
one year.



9

注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from



同意调入
Agree the holder to be transferred to



注册会计师工作单位变更事项登记
Registration of the Change of Working Unit by a CPA

同意调出
Agree the holder to be transferred from



同意调入
Agree the holder to be transferred to



四、基础设施项目尽职调查报告

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证
券投资基金
之
尽职调查报告

2024年10月

声明

我们在此声明与保证：本报告是依据《中华人民共和国证券法》、《中华人民共和国证券投资基金法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务办法（试行）》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第1号——审核关注事项（试行）》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第2号——发售业务（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引（试行）》、《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金网下投资者管理细则》《中国证券登记结算有限责任公司公开募集基础设施证券投资基金登记结算业务实施细则（试行）》《中国证券登记结算有限责任公司深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金登记结算业务指引（试行）》等法律、法规的有关规定，根据原始权益人、运营管理机构、托管人及对交易有重大影响的其他交易相关方提供和我们收集的资料，经审慎调查、核实、分析和整理后完成的。报告反映了原始权益人、运营管理机构、托管人及对交易有重大影响的其他交易相关方及基础设施项目最主要、最基本的信息。我们有充分理由确信尽职调查报告内容不致因上述内容出现虚假记载、误导性陈述及重大遗漏，并对报告的真实性、准确性和完整性承担相应责任。

基金管理人：工银瑞信基金管理有限公司

资产支持专项计划管理人：工银瑞信投资管理有限公司

报告日期：2024年10月30日

.....	2
.....	5
.....	5
.....	5
.....	5
.....	5
.....	5
.....	6
.....	7
.....	8
.....	9
.....	“ ” 9
.....	52
.....	76
.....	76
.....	116
.....	150
.....	155
.....	159
.....	162
.....	175
.....	175
.....	182
.....	182
.....	219
.....	219

.....	219
.....	222
.....	225
.....	235
.....	235
.....	250
.....	266
.....	266
.....	284
/	291
.....	291
.....	293
.....	294
.....	295
.....	298
.....	300
.....	301

2024 06 30

REITs

REITs

1 —

2 —



/

“ ”

“ ” “ ”

“ ” “ ”

“ ” “ ”

“ ” “ ”

“ ” “ ”

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

6

1

2

3

4

2019

7

REITs

REITs

1 —

2023

2 —

“ ”

1

1

2023 2 21

911502223976721893

“ ”

1

2-1

	34,000
	2014 7 31

2024 6 30

“ ”

2024 6 30

“

”

100%

2

2019 1 29

¹ 网址: www.gsxt.gov.cn。

1010517-00250

2017 4 17

2037 4 16

3

1 2014 7

2014 7

31

10,000.00

2-2

	10,000.00	100%

2 2015 3

2015 3

100%

2-3

	10,000.00	100%

3 2018 3

2018 3

100%

2-4

	10,000.00	100%

4 2018 11

2018 11

100%

2-5

	10,000.00	100%

5 2023 2

2023 2

10,000.00

34,000.00

2-6

	34,000.00	100%

6

2017 3 2022 6

2022 6

2022 6

2024 6

REITs

REITs

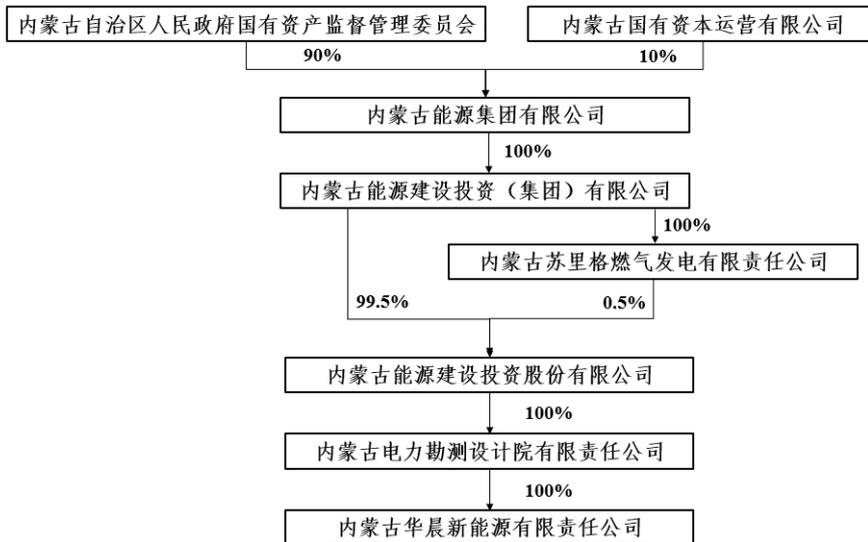
2

1

2

2024 6 30

2-1



3

² 网址：www.gsxt.gov.cn

³ 网址：www.gsxt.gov.cn。

2024 6 30

100%

34,000

2

2024 6 30

100%

“ ”

3

“ ”

“

” “

” “

” “1

” “ 3

”

“ 3

”

220kV

1

100%

“

” “

”

1

2023 2 21

2

2-7

3

1

1

1

1

2-8

1

1

2

10

“ ” 2015 4 24 “

” [2015]134 “ ”

2015 10 30

[2015]73

10 2019 1 29

1010517-00250

2017 4 17 2037 4 16

3

2017 3 26

2021

0.2071 /

4

2016 3

2016 12

220kV

35kV

220kV

100MW

2000kW

50 35kV 4

I 10.457km II 8.812km

III 7.961km IV 8.208km 220kV

1 220kV 1

6.89km

220kV

2024 4 30

"

"

220kV

1

220kV

1

2

1

2-9

	2024		2023		2022		2021	
	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,030.18	4,271.97	11,769.69	4,277.95
	-	-	-	-	12.19	9.29	10.38	10.30
	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,042.37	4,281.26	11,780.07	4,288.25

2

2-10

	2024	2023	2022	2021
	4,213.78	10,176.09	10,030.18	11,769.69
			12.19	10.38
	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07

“ ”

2021 2022 2023 2024 6 30 6
2021 12 31 2022 12 31
2023 12 31 2024 6 30 2021 2022
2023 2024 6 30 6
“ 2413620 ”

2021 2022 2023 2024 6 30

6

1

2-11 2021- 2023 2024 6

	2024 6	2023	2022	2021
	3.86	3.89	7.48	29.93
	-	-	-	98.00
	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98
	9.01	9.87	0.55	46.39
	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36
	2.21	2.21	6.55	-
	-	-	273.54	1,503.42
	29,956.57	28,826.80	29,273.02	24,458.08
	40,620.83	46,930.11	50,393.18	53,937.23
	-	86.59	86.59	-
	159.16	246.52	252.52	258.51
	4,740.13	-	-	-
	45,520.12	47,263.22	50,732.29	54,195.74
	75,476.69	76,090.02	80,005.31	78,653.82
	623.15	545.77	272.29	212.66
	-	-	-	1.87
	307.71	415.76	220.71	73.23
	2.53	34.05	3,968.38	133.04
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26
	5,157.54	5,219.73	8,685.53	5,236.06
	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-
	-	-	-	37,028.06

	27,456.98	29,569.05	33,793.20	37,028.06
	32,614.52	34,788.78	42,478.73	42,264.12
	42,862.17	41,301.24	37,526.58	36,389.70

2

2

2-12 2021 -2023 2024 1-6

	2024 1-6	2023	2022	2021
	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
	78.11	141.78	46.28	56.21
	-	-	0.97	3.66
	581.19	1,413.13	4,038.95	3,668.64
	587.84	1,429.92	1,989.61	3,678.76
	6.72	17.18	0.28	10.43
	402.98	230.17	1.38	0.30
	1,779.86	4,303.66	1,676.29	3,763.61
	-	0.50	-	0.20
	1,779.86	4,303.16	1,676.29	3,763.41
	302.10	693.92	539.40	310.29
	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12
	-	-	-	-
	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12

2

2

2024 6

2-13

%	2024 6 /2024 1-6	2023 /2023	2022 /2022	2021 /2021
	75,476.69	76,090.02	80,005.31	78,653.82

	32,614.52	34,788.78	42,478.73	42,264.13
	43.21%	45.72%	53.09%	53.73%
	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12

1

2021-2023	2024	6		78,653.82
80,005.31	76,090.02	75,476.69		
			24,458.08	29,273.02
28,826.80	29,956.57		31.10%	36.59%
37.89%	39.69%			
22,092.98	28,530.92	25,464.29	24,729.81	
	90.33%	97.46%	88.34%	82.55%
50,732.30	47,263.22	45,520.12		54,195.74
68.90%	63.41%	62.11%	60.31%	
	53,937.23	50,393.18	42,191.40	40,620.83
		99.52%	99.33%	89.27%
			89.24%	
2021-2023	2024	6		42,264.13
42,478.73	34,788.78	32,614.52		
			5,236.07	8,685.53
5,219.73	5,157.54		12.39%	20.45%
15.00%	15.81%			
	37,028.06	33,793.20	29,569.05	27,456.98
	87.61%	79.55%	85.00%	84.19%

2

2021-2023	2024			11,780.07
10,042.37	10,176.09	4,213.78		
	11,769.69	10,030.18	10,176.09	4,213.78

	99.91%	99.88%	100.00%	100.00%	2022
2021				2021-2023	2024
		4,288.25		4,281.26	4,547.69
	2,177.60				
	3,453.12	1,136.89	3,609.24	1,477.76	2021
					2022

2023

3

2-14

	2024 6 /2024 1-6	2023 /	2022 /	2021 /
	5.81	5.52	3.37	4.67
	5.81	5.52	3.37	4.67
	43.21%	45.72%	53.09%	53.73%
	48.32%	55.31%	57.37%	63.60%
	3.51%	8.74%	3.03%	9.49%

$$= \quad /$$

$$= \quad - \quad - \quad /$$

$$= \quad /$$

$$= \quad - \quad /$$

$$= \quad /$$

$$2021-2023 \quad 2024 \quad 6$$

$$4.67 \quad 3.37 \quad 5.52 \quad 5.81 \quad 4.67 \quad 3.37 \quad 5.52 \quad 5.81$$

2022

2021-2023

$$2024 \quad 6 \quad 53.73\% \quad 53.09\% \quad 45.72\% \quad 43.21\%$$

2021-2023 \quad 2024

63.60% 57.37% 55.31% 48.32% 9.49%

3.03% 8.74% 3.51% 2021

1

(REITs)

REITs "

" 100MW

100MW 2000kW

50 35kV 4 220kV 1 220kV

1 6.89km

220kV 220kV 1

1

2-15

	2024				18,656.00	/	2017 11 06		
	0130626						2067 11 05		

2

2-16

卡片编号	资产编码	资产名称	规格	数量	资产类别
Z01L5110100000060	219900000006	一期 001 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000063	219900000009	一期 002 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000066	219900000012	一期 003 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000069	219900000015	一期 004 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000072	219900000018	一期 005 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000075	219900000021	一期 006 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000078	219900000024	一期 007 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000081	219900000027	一期 008 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000084	219900000030	一期 009 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000087	219900000033	一期 010 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000090	219900000036	一期 011 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000093	219900000039	一期 012 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000096	219900000042	一期 013 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000099	219900000045	一期 014 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000102	219900000048	一期 015 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000105	219900000051	一期 016 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000108	219900000054	一期 017 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000111	219900000057	一期 018 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备

Z01L5110100000114	219900000060	一期 019 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000117	219900000063	一期 020 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000120	219900000066	一期 021 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000123	219900000069	一期 022 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000126	219900000072	一期 023 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000129	219900000075	一期 024 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000132	219900000078	一期 025 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000135	219900000081	一期 026 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000138	219900000084	一期 027 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000141	219900000087	一期 028 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000144	219900000090	一期 029 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000147	219900000093	一期 030 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000150	219900000096	一期 031 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000153	219900000099	一期 032 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000156	219900000102	一期 033 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000159	219900000105	一期 034 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000162	219900000108	一期 035 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000165	219900000111	一期 036 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000168	219900000114	一期 037 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000171	219900000117	一期 038 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备

Z01L5110100000174	219900000120	一期 039 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000177	219900000123	一期 040 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000180	219900000126	一期 041 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000183	219900000129	一期 042 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000186	219900000132	一期 043 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000189	219900000135	一期 044 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000192	219900000138	一期 045 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000195	219900000141	一期 046 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000198	219900000144	一期 047 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000201	219900000147	一期 048 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000204	219900000150	一期 049 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000207	219900000153	一期 050 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000061	219900000007	一期 001 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000064	219900000010	一期 002 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000067	219900000013	一期 003 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000070	219900000016	一期 004 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000073	219900000019	一期 005 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000076	219900000022	一期 006 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8	1	风力发电机组及设备

			5		
Z01L5110100000079	219900000025	一期 007 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000082	219900000028	一期 008 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000085	219900000031	一期 009 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000088	219900000034	一期 010 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000091	219900000037	一期 011 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000094	219900000040	一期 012 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000097	219900000043	一期 013 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000100	219900000046	一期 014 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000103	219900000049	一期 015 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000106	219900000052	一期 016 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000109	219900000055	一期 017 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000112	219900000058	一期 018 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000115	219900000061	一期 019 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备

Z01L5110100000118	219900000064	一期 020 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000121	219900000067	一期 021 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000124	219900000070	一期 022 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000127	219900000073	一期 023 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000130	219900000076	一期 024 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000133	219900000079	一期 025 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000136	219900000082	一期 026 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000139	219900000085	一期 027 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000142	219900000088	一期 028 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000145	219900000091	一期 029 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000148	219900000094	一期 030 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000151	219900000097	一期 031 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000154	219900000100	一期 032 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000157	219900000103	一期 033 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备

Z01L5110100000160	219900000106	一期 034 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000163	219900000109	一期 035 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000166	219900000112	一期 036 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000169	219900000115	一期 037 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000172	219900000118	一期 038 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000175	219900000121	一期 039 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000178	219900000124	一期 040 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000181	219900000127	一期 041 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000184	219900000130	一期 042 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000187	219900000133	一期 043 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000190	219900000136	一期 044 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000193	219900000139	一期 045 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000196	219900000142	一期 046 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000199	219900000145	一期 047 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备

Z01L5110100000202	219900000148	一期 048 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000205	219900000151	一期 049 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000208	219900000154	一期 050 号风机塔筒设备	MY2.0-110/8 5	1	风力发电机组及设备
Z01L5110100000059	219900000005	一期 001 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000062	219900000008	一期 002 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000065	219900000011	一期 003 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000068	219900000014	一期 004 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000071	219900000017	一期 005 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000074	219900000020	一期 006 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000077	219900000023	一期 007 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000080	219900000026	一期 008 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000083	219900000029	一期 009 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000086	219900000032	一期 010 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器
Z01L5110100000089	219900000035	一期 011 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF- 2200/36	1	变压器

Z01L5110100000092	219900000038	一期 012 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000095	219900000041	一期 013 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000098	219900000044	一期 014 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000101	219900000047	一期 015 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000104	219900000050	一期 016 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000107	219900000053	一期 017 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000110	219900000056	一期 018 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000113	219900000059	一期 019 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000116	219900000062	一期 020 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000119	219900000065	一期 021 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000122	219900000068	一期 022 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000125	219900000071	一期 023 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000128	219900000074	一期 024 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000131	219900000077	一期 025 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器

Z01L5110100000134	219900000080	一期 026 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000137	219900000083	一期 027 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000140	219900000086	一期 028 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000143	219900000089	一期 029 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000146	219900000092	一期 030 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000149	219900000095	一期 031 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000152	219900000098	一期 032 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000155	219900000101	一期 033 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000158	219900000104	一期 034 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000161	219900000107	一期 035 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000164	219900000110	一期 036 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000167	219900000113	一期 037 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000170	219900000116	一期 038 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000173	219900000119	一期 039 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器

Z01L5110100000176	219900000122	一期 040 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000179	219900000125	一期 041 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000182	219900000128	一期 042 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000185	219900000131	一期 043 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000188	219900000134	一期 044 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000191	219900000137	一期 045 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000194	219900000140	一期 046 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000197	219900000143	一期 047 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000200	219900000146	一期 048 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000203	219900000149	一期 049 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000206	219900000152	一期 050 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器
Z01L5110100000054	110001000001	集电电缆线路		1	电缆输电线路
Z01L5110100000055	110001000002	集电架空线路		1	架空输电线路

2

2024 6

2024 6

1

2-17

2

1

1

2-18

	2024	2023	2022	2021
	193.30	505.84	185.79	-
		-	9.03	-
		-	13.02	-
		28.30	-	
	193.30	534.14	207.85	-

2

2

2-19

	2024	2023	2022	2021
	-	-	12.19	10.38
	-	-	12.19	10.38

2

2-20

	42,241.50	2022 3 31	2032 3 31	

3

1

2-21

	2024	2023	2022	2021
	-	-	3,790.00	-
	-	-	3,790.00	-

2

2-22

	2024	2023	2022	2021
	-	3,790.00	-	-
	-	3,790.00	-	-

3

2-23

	2024	2023	2022	2021
	-	-	-	4,000.00
	-	-	-	4,000.00

4

2-24

	2024	2023	2022	2021
	-	-	-	4,800.00
()	-	-	-	100.00
	-	-	-	4,900.00

5

2-25

	2024	2023	2022	2021
	592.03	10,355.72	-	-
		5,436.00	5,091.00	983.65

	592.03	15,791.72	5,091.00	983.65
--	---------------	------------------	-----------------	---------------

6

2-26

	2024	2023	2022	2021
	4,055.17	10,608.50		-
		3,097.93	5,324.39	296.29
	4,055.17	13,706.43	5,324.39	296.29

4

1

2-27

		2024		2023		2022		2021	
		6							
		-	-	-	-	12.92	-	-	-
		807.27	-	807.27	-	-	-	-	-
				-	-	453.98	-	687.36	-
		4,404.41	-	2,539.27	-	-	-	-	-
		5,211.68		3,346.54	-	466.90	-	687.36	-

2

2-28

		2024 6	2023	2022	2021
		-	-	13.80	-
		204.90	59.58	-	-
		30.00	30.00	-	-
		-	-	3,790.00	-
		-	-	132.68	132.68
		234.90	89.58	3,922.68	132.68

3

“

”

4

5

1

1

2024 6

2-29

2024 6

	2024 6	
	4.95	
	4.95	
	4.95	
	4.8	
	20	
	5	

	10	
	30	
	10	
	1.98	
	10	
	10	
	4.95	
	4.95	
	4.95	
	5.00	
100MW	10	
	2	
	3	
	50	
	100	
	2	
	3	
	2	
	100	
	80	
	9	

2-30 2024 6

	2.00	2017	12
	2.00	2011	8
	2.00	2014	12
	2.87	2018	6
	4.00	2017	6
	1.00	2016	5
	5.00	2015	12
	2.00	2016	1
	2.00	2016	6
	2.00	2016	6
	5.00	2014	12
	1.00	2015	3
	0.20	2018	6
100	+	100	2023 12

	10.00	2021	12	
	5.00	2022	12	
	20	2023	12	

2

1958

“

”

3

2010 12 9

REIT

49.5MW

25

XE2000

198.5MW

5.4

2,700

2010 8 15

2011 7

49.5MW

2011 4 15

2011 8

2012

4 15

49.5MW 2012 12

50MW 2018 5

2-31

--	--	--	--	--

				49,500
				49,500
				50,000

12

2

3

2-30 2-31

4

2

20

“

” “

”

5

1

1

REITs

REITs

REITs

REITs

REITs

REITs

REITs

REITs

REITs

2

REITs



3

2

1

2

5-10

3

4

5

“1.

/

“

” 2.

/

3.

4.

5.

”

“1.

/

“

”

2.

/

3.

4.

5.

”

3

1

34%

20%

60

20%

36

2

“ 1

/



“ ”

2 /

3

4

/

”

3

“1. /

“ ” 2.

/

3.

4.

5.

”

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

/

”

1

1

2-32

	2024 6	2023	2022	2021
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
		-	-	4,815.26
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26

2

2-33

	2024 6	2023	2022	2021
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-
	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-

2-34

	2024 6	2023	2022	2021	
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	
	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	

2022 4 1

422,415,000.00

4.1%

10

3

2-35

	2024 6	2023	2022	2021
	-	-	-	41,843.32
	-	-	-	4,815.26
	-	-	-	37,028.06

2

2024 6 30

3

2-36

	2023	2022	2021	
	25,464.29	28,517.99	-	
	-	-	22,092.98	
	-	-	46,641.95	
	25,464.29	28,517.99	68,734.93	

4

2024 6

5

2024 6

6

2024 6

7

www.csrc.gov.cn

www.cbirc.gov.cn

www.safe.gov.cn

www.pbc.gov.cn

www.mem.gov.cn

www.mee.gov.cn

www.samr.gov.cn

www.ndrc.gov.cn

www.mof.gov.cn

www.chinatax.gov.cn

[http //neimenggu.chinatax.gov.cn/](http://neimenggu.chinatax.gov.cn/)

www.gsxt.gov.cn

" "

www.creditchina.gov.cn

neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun

-

zxgk.court.gov.cn/shixin

-

zxgk.court.gov.cn/zhixing

2024 6

30

100MW

1

2

3

“ ”

1

1

2024 5 22

91150927MAD3UY6U3X

4

2-37

⁴ 网址：www.gsxt.gov.cn。

	20,572.54
	2023 10 17
	2023 10 17 2099 12 31

2024 6 30

“ ”

2

3

1

2023 10 17

10

2-38

	10	0	100%

2 2024 4

2024 4

10 20,572.54

2-39

	20,572.54	100%

2

1

100%

2

2024 6

1

REITs

2021 958

REITs

220kV

145011600285

150321669

2024 4

2024 6

7

2024

0000692

25

2024

0000691

7,066.50

100%

2

1

2023 10 17

10

2

100%

2022 8 23

REITs

2022 200

REITs

REITs

REITs

REITs

2022 7 31

REITs

11005

REITs

2024

1 16

REITs

3

4

1

2

1

1)

2)

3)

4)

5)

6)

7)

8)

9)

10)

2

1)

2)

3)

4)

5)

6)

7)

8)

9)

10)

3

1)

2)

3)

4)

5)

6)

7)

4

1)

2)

3)

4)

5)

1

1

4.95

2

2010 8

2011 7

0.2271 /

3

2010 8

2011 7

49.5MW

1

25

2000kW

24

1500kW 1

2

TCR 35kV 3,489.06

3 25

4 220kV 1

5 35kV 3 22.72km

6 220kV 1 220kV 16km

2

1

2-40

	2024		2023		2022		2021	
	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62
	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62

2

2-41

	2024	2023	2022	2021
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77

“ - ”

2021 2022 2023 2024 6 30 6

2021 12 31 2022 12 31

2023 12 31 2024 6 30 2021 2022

2023

2024 6 30 6

"

2413621 "

2021

2022

2023

2024 6

30 6

1

1

2-42

	2024 6	2023	2022	2021
	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83
	-		1,317.23	2,766.61
	12,034.95	12,728.63	11,103.17	9,807.44
	10,442.79	11,189.59	12,639.94	14,150.04
	653.59	653.59	325.16	-
	89.51	90.72	93.14	95.56
	11,185.89	11,933.90	13,058.24	14,245.60
	23,220.84	24,662.53	24,161.41	24,053.04
	-	977.25	-	-
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
	2,050.00	3,027.25	2,050.00	2,050.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
	3,100.00	5,077.25	6,150.00	8,200.00
	20,120.84	19,585.28	18,011.41	15,853.04

2

2-43

	2024 1-6	2023	2022	2021
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
	962.24	1,870.42	1,881.79	2,585.62
	17.91	49.33	70.72	77.97
	55.36	112.11	108.96	113.19
	92.17	263.08	390.81	497.12
	92.17	263.08	390.81	497.12
	-	103.07	213.32	215.72
/	585.57	1,851.62	2,539.24	2,303.59
	87.84	277.74	380.89	345.54
	497.73	1,573.88	2,158.35	1,958.05
	-	-	-	-
	497.73	1,573.88	2,158.35	1,958.05

2

2

2024 6

2-44

%	2024 6 /2024 1-6	2023 / 2023	2022 / 2022	2021 /2021
	23,220.84	24,662.54	25,138.65	25,030.30
	3,100.00	5,077.25	6,150.00	8,200.00
	13.35	16.62	24.46	32.76
	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
	497.73	1,573.88	2,158.36	1,958.04

1

	2021-2023	2024	6		25,030.30
	25,138.65	24,662.54	23,220.84		
				9,807.44	11,103.17
12,728.63	12,034.95			40.77%	45.95% 51.61%
51.83%					7,040.83
9,785.94	12,728.63	12,034.95			
65.29%	81.01%	100.00%	100.00%		14,245.60
13,058.23	11,933.90	11,185.89			56.91%
51.94%	48.39%	48.17%			

		14,150.04	12,639.95	11,189.59	10,442.79
		99.33%	96.80%	93.76%	93.36%

	2021-2023	2024	6		8,200.00
	6,150.00	5,077.25	3,100.00		
				2,050.00	2,050.00
3,027.25	2,050.00			25.00%	33.33% 40.38%
66.13%					6,150.00
4,100.00	2,050.00	1050.00			75.00%
66.67%	40.38%	33.87%			

2

	2021-2023	2024			5,361.77
	4,778.20	4,043.49	1,713.25		
5,361.77	4,778.20	4,043.49	1,713.25		
	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	
2021					2022

	2021-2023	2024		
2,585.62	1,881.79	1,870.42	962.24	2021
	2021			
1,958.04	2,158.36	1,573.88	497.73	

3

2-45

	2024 /	2023 /	2022 /	2021 /
	5.87	6.21	5.89	5.26
	5.87	6.21	5.89	5.26
	13.35%	16.62%	24.46%	32.76%
	43.84%	53.74%	60.62%	51.78%
	4.95%	7.65%	11.37%	11.63%

$$= \quad /$$

$$= \quad - \quad - \quad /$$

$$= \quad /$$

$$= \quad - \quad /$$

$$= \quad /$$

	2021-2023	2024 6	
5.26	5.89	6.21	5.87
			5.26 5.89 6.21 5.87
24.46%	16.62%	13.35%	32.76%
	2021-2023	2024	
51.78%	60.62%	53.74%	43.84%
11.37%	7.65%	4.95%	11.63%

1

2023 6 4

49.5MW

24 2MW 1 1.5MW

“ ”

25

35kV

220kV

“ ”

1

220kV

35kV

TCR

25

2024 6 7

2024

0000692

25

2024 6 7

2024

0000691

7,066.50

2024				7,066.50	/	2011 06 27		
0000691						2061 06 27		
2024				29,012.00	3,457.38	2011 07 13		/
0000692			/			2061 7 12	/	

REITs

“ ”

2-46

1		25	81		1
2		25	82		1
3		25	83		1
4		25	84		2
5		1	85		1
6		1	86		1
7	35kv	12	87		1
8		1	88		6
9		1	89		1
10	35kV	2	90		1
11	35KV	2	91		1
12		1	92		1
13		8	93	220KV	1
14		1	94	252KV	1
15		1	95		1
16		1	96		2
17		1	97		1
18		1	98		2
17	220KV	1	99		18

20		1	100		1
21	220KV	3	101		3
22		1	102		1
23		2	103		1
24		1	104		1
25		1	105		1
26	220KV	1	106	220KV	1
27		1	107		1
28	220KV	1	108		1
29		1	109		1
30		1	110		1
31	49.5MW AVC	2	111		1
32		1	112	TJ /QH	4
33		1	113	220KV	1
34		1	114		1
35	35KV	1	115		1
36		1	116		1
37	35KV	1	117		2
38	PCM	4	118	TJ /QH	2
39	SVC	1	119		1
40		1	120		1
41		1	121		1
42		1	122		1
43		1	123		2
44	PMU	1	124		7
45		1	125		2
46		1	126		1
47		8	127		2

48		1	128		1
49		1	129		1
50		1	130		1
51		1	131		1
52		1	132		6
53		1	133		2
54		1	134		1
55		1	135		1
56		3	136	35KV	1
57		1	137	10KV	1
58		3	138		1
59		1	139		2
60	252KV	2	140		1
61		2	141		5
62	220KV	1	142		1
63	220KV	1	143		2
64	220KV	1	144		1
65		2	145		5
66	35KV	1	146		1
67	220KV	3	147		1
68	35KV	1	148		1
69		1	149		1
70		1	150	PC	1
71	FR300	1	151		1
72		1	152		1
73		2	153		1
74		2	154		2
75		1	155		1
76		3	156		2

77	PT	1	157		1
78	I II SVC SVG	1	158		1
79		1	159	SVC SVG	1
80		1	160		1

25 3 35kV “ ”
220kV 220kV “ ” 220kV
16km “ ”
25km 4m 17km 8km

2

2023 10 17

1

2-47

2

1

2024 6 30 6 2021 2022 2023

2-48

	2024	2023	2022	2021
	52.67	181.21	179.25	2.21
		-	-	3.89
		14.62	-	-
	52.67	195.64	179.25	6.10

3

 34% 20%

60 20% 36

4

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

5.



”

“1.

/

“ ” 2.

/

3.

4.

/

”

5



”

”

6

”

”

7

“

” “

”

1

1

2-49

	2024 6	2023	2022	2021
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00

2

2-50

	2024 6	2023	2022	2021
	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00
	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00

2011 11 30

287,000,000.00

5

10%

14

2

2024 6 30

3

2023 12 31

2-51

	2023	2022	2021	
	12,728.63	9,785.94	7,040.83	

4

2024 6

5

2024 6

6

2024 6

7

www.csrc.gov.cn

www.cbirc.gov.cn

www.safe.gov.cn

www.pbc.gov.cn

www.mem.gov.cn

www.mee.gov.cn

www.samr.gov.cn

www.ndrc.gov.cn

www.mof.gov.cn

www.chinatax.gov.cn

[http //neimenggu.chinatax.gov.cn/](http://neimenggu.chinatax.gov.cn/)

www.gsxt.gov.cn

" "

www.creditchina.gov.cn

neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun

-

zxgk.court.gov.cn/shixin

-

zxgk.court.gov.cn/zhixing

2024 6

30

49.5MW

1

2

3

REIT

3-1



2024 6 30

74,508.86

27,048.82

3-1

	100%
	100,000
2024 6	74,112.87
2024 6	74,508.86

	0.53%
	2017 3 26
	2017 11 6 2067 11 5 2024 6 30 43.38
	2017 3 2037 3 2024 6 30 12.75

3-2

	100%
	49,500
2024 6	23,220.85
2024 6	27,048.82
	16.49%
	2011 7 31
	2011 6 27 2061 6 27 2024 6 30 37.02
	2011 7 2031 7 2024 6 30 7.08

1

46km

10

5.0~6.5 /

160~250W/m²

70

7.9 /

2800

3-2



3-3



16km

1700

4190.2

42.3%

15.4%

10

7.2 / 70

8.8 /

2,800

220kV

110kV

3-4



3-5



2

2023

2023

70

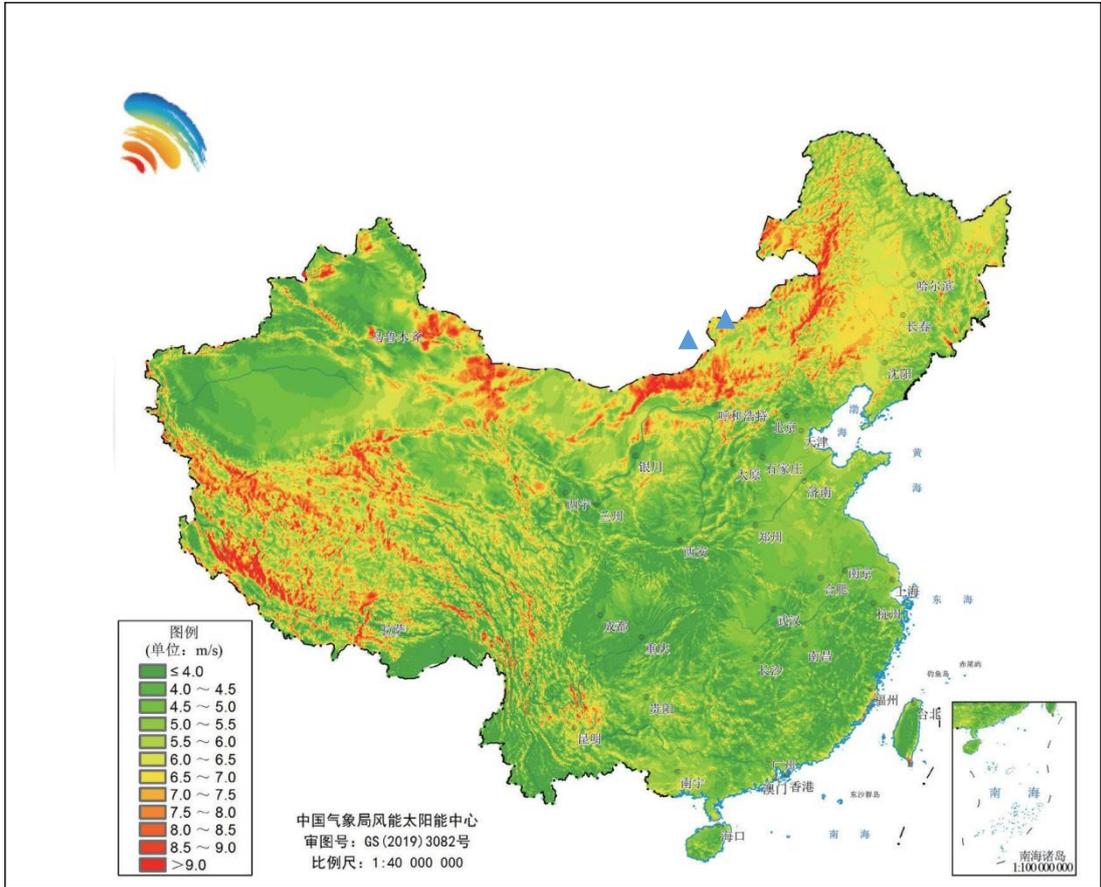
5.4 /

70

7.9 / 8.8 /

2023

70



2023

3

2017 6 30

D4415“

”

“

”

100MW

1 50

2000kW

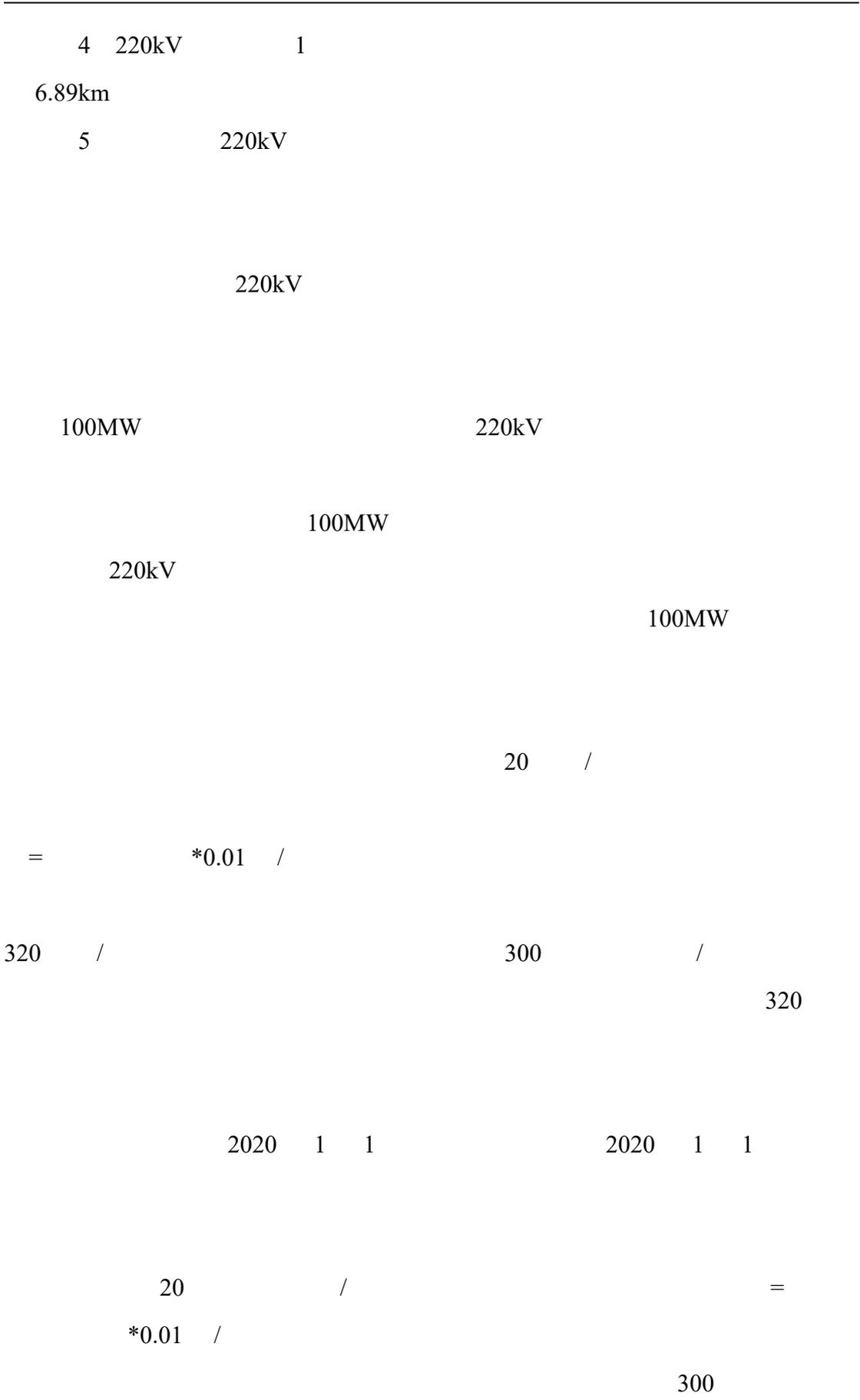
50

2 35kV 4

I 10.457km II 8.812km III

7.961km IV 8.208km

3 220kV 1



/ 320 /
300

表 3-3

2020	20	227	247
2021	20	300	320
2022	20	293	313
2023	20	300	320

2025

30,130.03 300 /

0.01 /

20 / 320 /

220kV

220kV 220kV " "

220kV

2010

30 2024 6 16.5

12.75

2024 "



"

220kV

220kV

220kV

220kV

50

35kV

4 50

220kV

1

49.5MW

1

25

2000kW

24

1500kW

1

2

TCR

35kV

3,489.06

3

25

4

220kV

1

5 35kV 3 22.72km
6 220kV 1 220kV 16km

2024 0130626

18,656.00

2017 11 6 2067 11 5

2024

0000691

7066.50

2011 6 27 2061 6 27

2016 3 21 2016 12 8

2010 8 20 2011 7 20

2017 3 26

2011 7 31

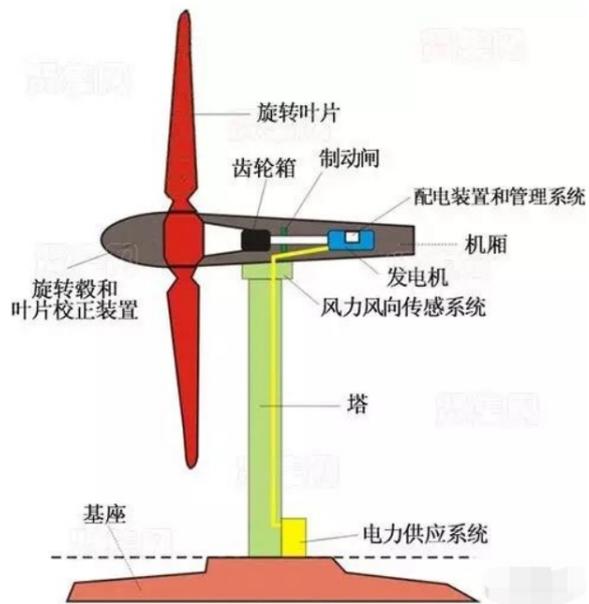
7.73

3.55

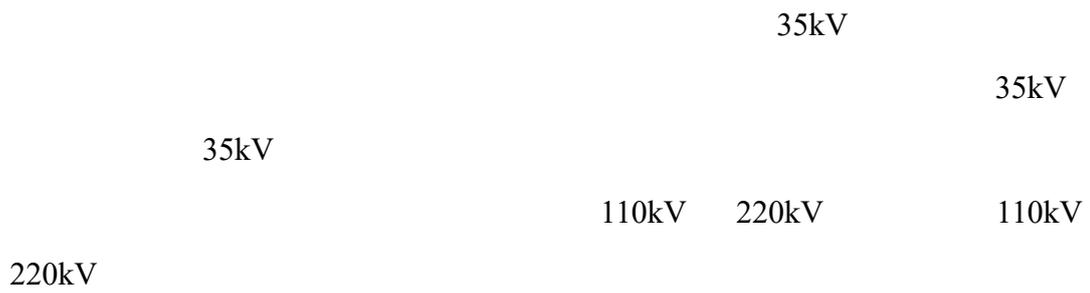
1

1

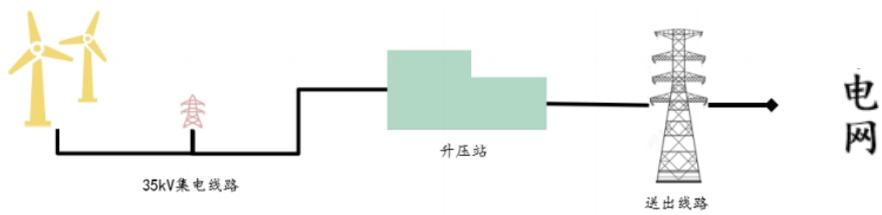
3-7



2



3-8



3

2

1

$$\begin{aligned}
 &= + \\
 &= + + \\
 &= * \\
 &= * \\
 &= * \\
 &= + \\
 &= - \\
 &= - -
 \end{aligned}$$

2

$$\begin{aligned}
 [2016]581 & 0.2071 / & 0.49 / & 0.2829 / & 49.5MW \\
 & & [2012]539 & & \\
 0.51 / & & 0.2271 / & & \\
 0.2829 / & & & &
 \end{aligned}$$

3

$$\begin{aligned}
 & & & & 2022 \\
 & & & & 2021 472 \\
 2023 & & & & \\
 2022 472 & & 2024 & &
 \end{aligned}$$

		2024	55	2021	-2024
6		1500	1100	550	300

4
1-
5

= *

0.2829 /

0.2829 /

6

<

>

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024

55

2024

2024 206

2022

10% 2023

15% 2024 1-3

25% 2024 4

20%

7

1

2024

2024 55

"

"

90%

"

+

"

"

"

24

15

=

*

+

*

-

2024

2024 55

2023

V3.0

0.8-1.15

0.8

1.15

0.8

1.15

0.8

1.15

2

2024 2

2024 82

"

2023 16

"

3

2024 3

"

"

"

"

"

"

2022 1 18

2022 118

2023 2 15

2023

75

2023 8

2023 1044 "

"

2023 10

2023 16 "

" 2024 3

2024 379 "

"

2023 10

2023 813

"

"

2024 7 24

—

"

"



"

1 /

31.5 /

" "

" "

" " "

2024 3

"

"

a.

" "

" "

b.

2024 10 14

3

6

14-10

11 24:00

C.

"

1 /

31.5

/

" "

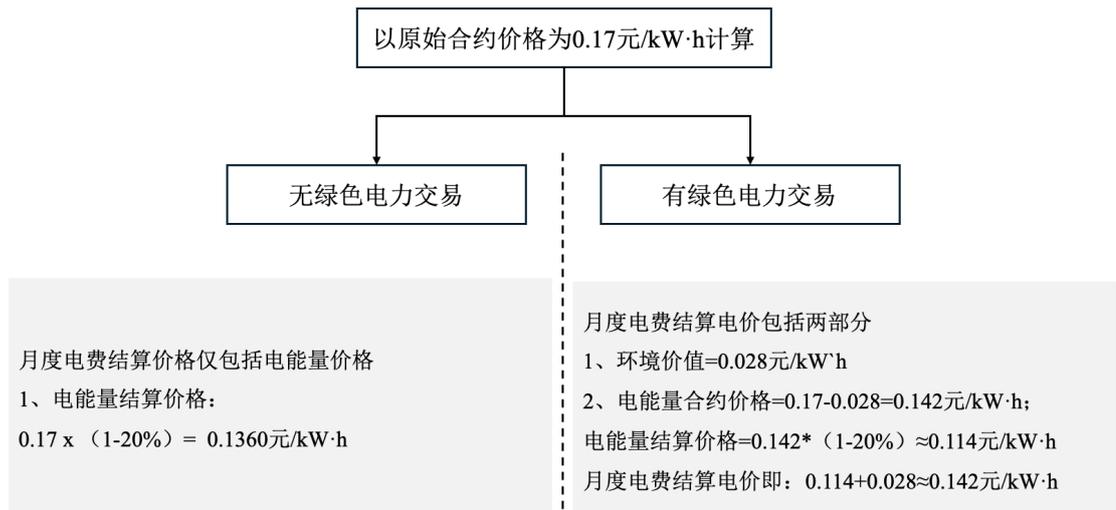
"

2024 4 -6

28 / 0.028 /kW h

0.006 / kW h

3-9



绿电交易对月度结算价格提升为：0.142-0.1360=0.006元/kW·h

3

2024 6

3-10

2024 6

结算周期:2024-06

单位:千千瓦时、元/千千瓦时、元

机组	130005681#华晨旧公中			
成分明细	电量	电价	电费	备注
市场平衡类费用		0.00	143,591.21	2024年06月电费
市场调节类费用		0.00	2,273,768.62	2024年06月电费
不平衡资金		0.00	99,915.97	2024年06月电费
成本补偿费用		0.00	-1,707.47	2024年06月电费
考核补偿		0.00	32,056.42	2024年06月电费
偏差补偿		0.00	1,509.32	2024年06月电费
调频电费		0.00	-26,362.21	2024年06月电费
绿电结算		0.00	558,938.08	2024年06月电费
现货交易	23,133.497	13.51	312,503.66	2024年06月电费
当月机组小计	23,133.497	146.72	3,394,213.60	
以前月度发票差异调整	0.000	0.00	0.00	
本月应开发票金额	23,133.497	146.72	3,394,213.60	

2023

V3.0

= + + + +
+ + + +

1

= - =
- - =
-

1

2017 —2024 6

6.14m/s-6.72m/s 7 6.44m/s 2020

—2024 6 6.31m/s-7.96m/s 4 7.08m/s

2022 2023 2021

2

2017 —2020

10% 2021—2023

3.9% 2017

2020

3%

7.2 4.3

3

1

100MW

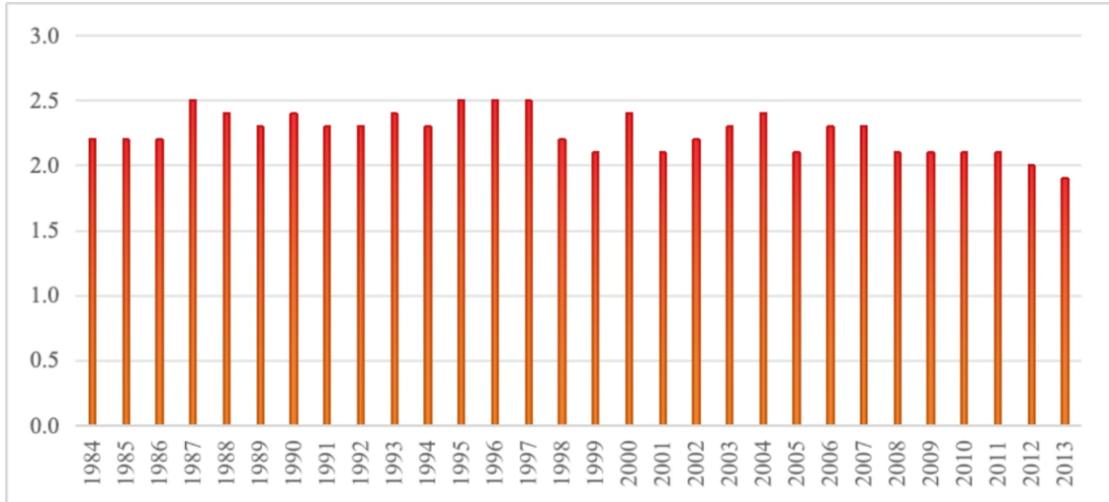
1984 2013 10m

30

10m 1.9 2.5m/s 1984 2013 30

2.3m/s 1994 2013 20 2.2m/s 2004 2013

3-11 **1984—2013** **10m** **m/s**



2

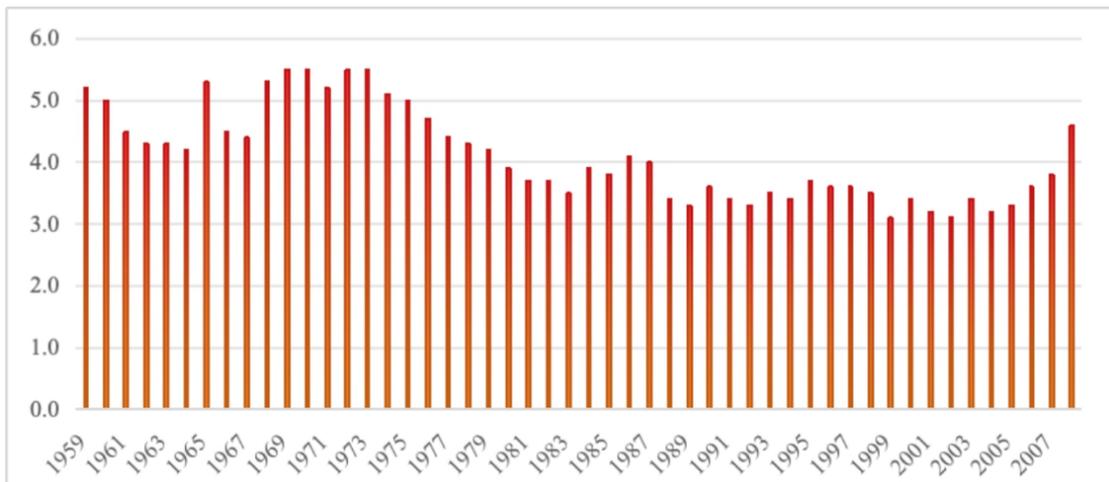
49.5MW

1959 2008 10m

8 1989 2008 10m

1989—2008

3-12 **1959—2008** **10m** **m/s**



3-4

单位：万 kWh

年份	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
m/s	6.72	6.6	6.28	6.14	6.69	6.14	6.5	6.53
	25,496.06	37,063.46	34,283.16	31,577.32	36,378.02	32,001.80	34,156.85	15,338.91
	5,321.72	5,948.63	6,128.91	4,632.72	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24
	20.87%	16.05%	17.88%	14.67%	5.54%	2.29%	3.76%	6.90%
	20,174.34	31,114.83	28,154.25	26,944.60	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67
	1,375.52	857.22	652.39	992.58	1,081.68	1,584.33	657.04	699.35
	6.82%	2.76%	2.32%	3.68%	3.15%	5.07%	2.00%	4.90%
	18,798.82	30,257.61	27,501.86	25,952.02	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32

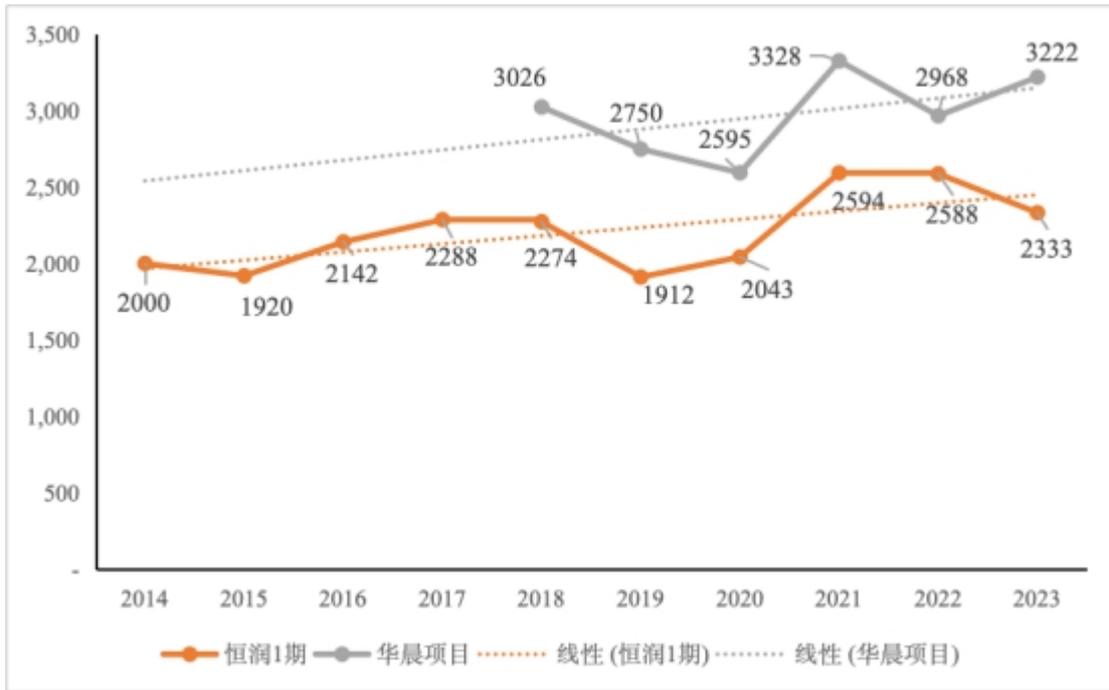
3-5

单位：万 kWh

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
m/s	7.2	7.4	6.8	6.31	7.96	7.00	7.04	6.45
量	12,349.59	11,611.49	10,137.35	10,594.96	13,207.74	13,085.59	11,912.58	5,225.03
	949.70	265.33	533.52	171.55	239.06	83.75	153.67	23.59
	7.69%	2.29%	5.26%	1.62%	1.81%	0.64%	1.29%	0.45%
	11,399.89	11,346.16	9,603.83	10,423.40	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
	75.50	88.70	138.56	311.00	128.38	189.71	209.15	54.78
	0.66%	0.78%	1.44%	2.98%	0.99%	1.46%	1.78%	1.05%

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
	11,324.38	11,257.46	9,465.27	10,112.41	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65

3-13



2021-2024	1-6		34,362.68
31,268.96	32,872.55	14,280.67	
33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
2021-2024	1-6		12,968.68
13,001.84	11,758.91	5,201.44	
12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66

3-6

		2021	2022	2023	2024 1-6
/		100.00	100.00	100.00	100.00
	kW·h	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24

	%	5.54	2.29	3.76	6.90
	kW·h	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67
	kW·h	1,081.68	1,584.33	657.04	699.35
	%	3.15	5.07	2.00	4.90
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
	kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
	%	45.07	37.06	17.07	9.92
	kW·h	18,281.00	18,684.63	26,715.51	12,234.29
	%	54.93	62.94	82.93	90.08
/		2021	2022	2023	2024 1-6
		49.50	49.50	49.50	49.50
	kW·h	239.06	83.75	153.67	23.59
	%	1.81	0.64	1.29	0.45
	kW·h	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
	kW·h	128.38	189.70	209.15	54.78
	%	0.99	1.46	1.78	1.05
	kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
	kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
	%	57.83	42.50	23.57	13.07
	kW·h	5,415.30	7,367.13	8,827.26	4,473.75
	%	42.17	57.50	76.43	86.93

= / +

2

1

2024 3 18

15

"

"

2

= - =

- -

2022

532.81

517.20

9.77% 17.13% 2023

702.83

607.02

35.89% 13.93%

2021 -2023

5.54% 2.29% 3.76%

2021

-2023

1.81% 0.64% 1.29%

表 3-7

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 1-6
	25,496.	37,063.	34,283.	31,577.	36,378.	32,001.	34,156.	15,338.91

	06	46	16	32	02	80	85	
kWh								
kWh	5,321.7 2	5,948.6 3	6,128.9 1	4,632.7 2	2,015.3 4	732.84	1,284.3 0	1,058.24
	20.87%	16.05%	17.88%	14.67%	5.54%	2.29%	3.76%	6.90%
kWh	20,174. 34	31,114. 83	28,154. 25	26,944. 60	34,362. 68	31,268. 96	32,872. 55	14,280.67

3-8

年份	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
理论发电量 (万千瓦)	12,349. 59	11,611. 49	10,137. 35	10,594. 96	13,207. 74	13,085. 59	11,912. 58	5,225.03
限电量 (万千瓦)	949.70	265.33	533.52	171.55	239.06	83.75	153.67	23.59
限电率	7.69%	2.29%	5.26%	1.62%	1.81%	0.64%	1.29%	0.45%
发电量 (万千瓦)	11,399. 89	11,346. 16	9,603.8 3	10,423. 40	12,968. 68	13,001. 84	11,758. 91	5,201.44

3

1

2016 1150 2016

2000 /

× 2000

2019 2024

300 /

3-9

2019	2019 [2019]160	1500 /
2020	2020 2020 166	1500 /
2021	2021 2020 365	1500 /
2022	2022 2021 472	1100 /
2023	2023 2022 472	550 /
2024	2024 2024 55	300 /

2016 2000 / 2024

300 /

= × 2021

-2024 6

3-10

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13
	h	1,500.00	1,100.00	550.00	134.70
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
	kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
	%	45.07%	37.06%	17.07%	9.92%

3-11

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73
	h	1,500.00	1,100.00	550.00	135.94
	kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65
	kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
	%	57.83%	42.50%	23.57%	13.07%

2021 -2024 6

2024 6

10%

2022 1 18

2022 118

2025

/

2030

/

0 2024 —2026

300 2027—2029

150 2030

0

2

1

2022

2017 954

0.2829

0.2829

2022

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024 55

2024

2024

206

=

2022

10% 2023

15% 2024

1-3

25% 2024 4

20%

3-12

/		2022	2023	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
	%	10%	15%	25%	20%
	/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

10% 13%

20% 0.2263 /kW·h

2021

2024 3

2024 4

2024

2024 206

2024 4 7

" "

" "

2024

3

= +

2016 2,000 / 2024 300
/ 2021 -2024
18,281.00 18,684.63 26,715.51
12,234.29 54.93% 62.94% 82.93%
90.08% 2021 —2024 1-6 5,415.30
7,367.13 8,827.26 4,473.75
42.17% 57.50% 76.43% 86.93%

4

1

2017 8 -2022 5 2017 8
1453 8 2017
" +
"

"

"

2022 6 2022

2022 129

6 1

3-9

2024 2

2024

2024 55

"

"

2

2021 -2023 2024 1-3 4-6

0.1184 /kW·h 0.1277 /kW·h 0.1312 /kW·h 0.1244

/kW·h 0.1438 /kW·h

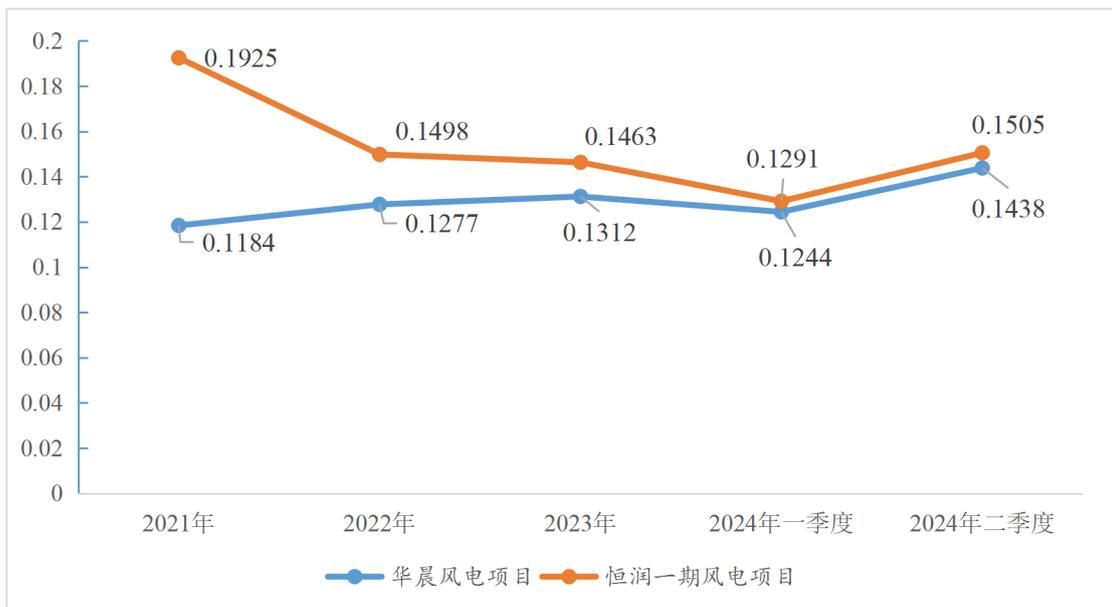
2024 1-3

2021 -2023 2024 1-3 4-6

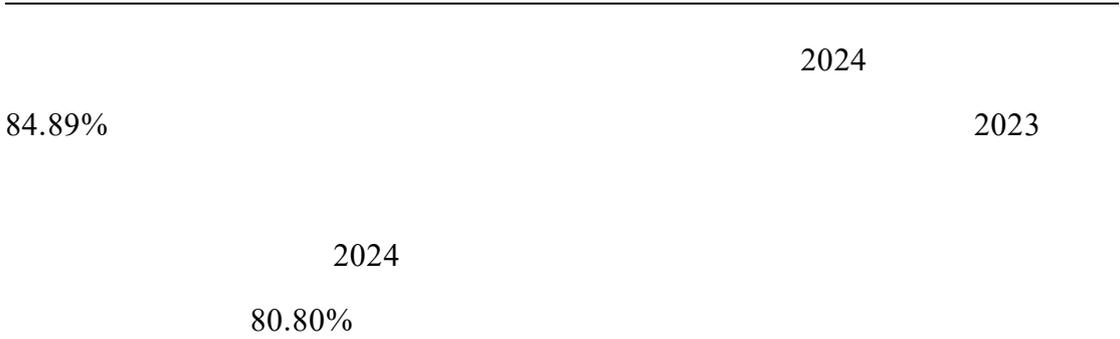
0.1925 /kW·h 0.1498 /kW·h 0.1463 /kW·h

0.1291 /kW·h 0.1505 /kW·h

3-14



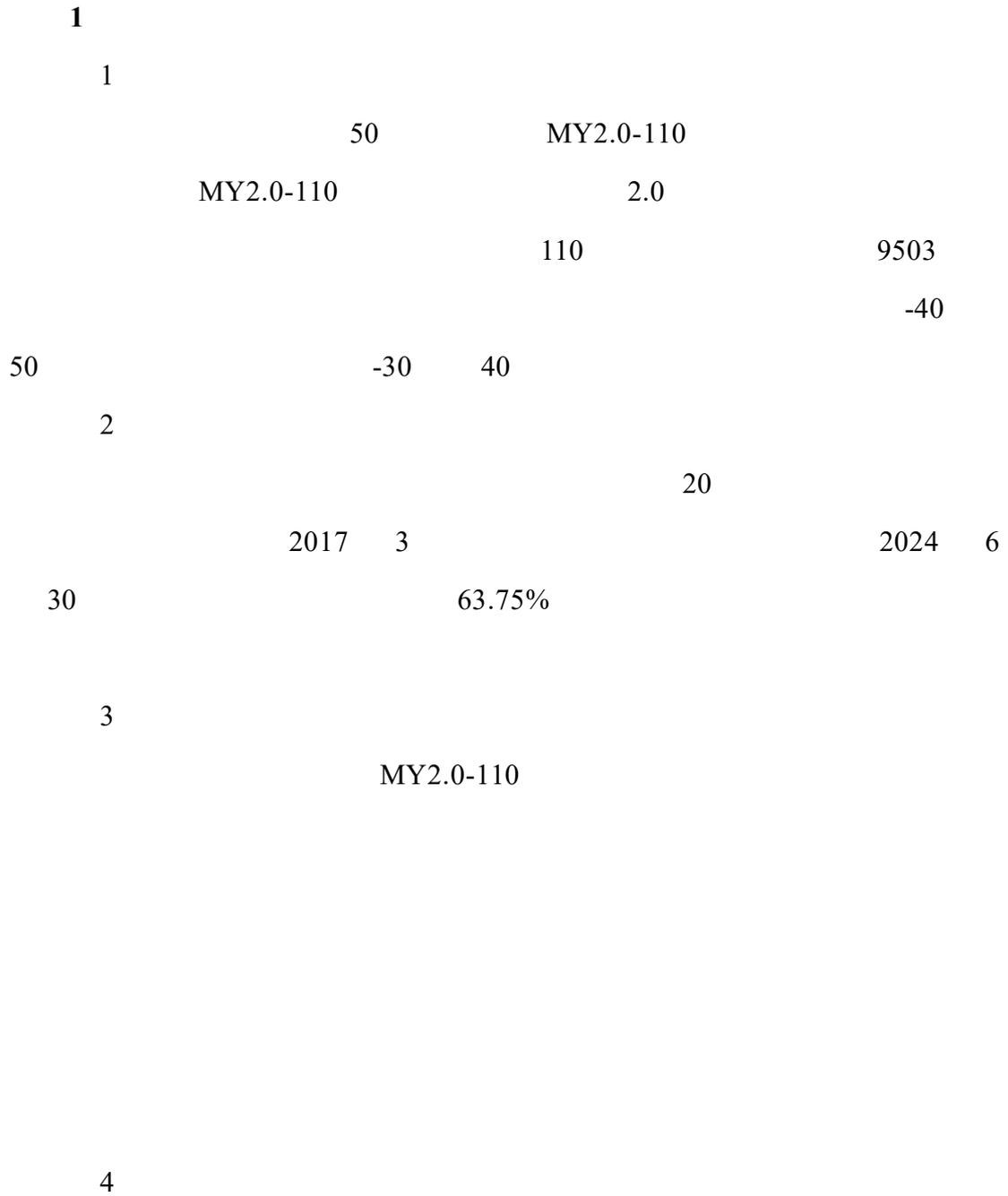
				2024	
				2024	
				2024	
				2024	55
75%	120%			2024	
	2024				
				2024	
				2024	206
	80%	115%			
				2024	3
"		"			
				"	
	1 /			31.5 /	
"					
				2024	4 -6
				28 /	
	5				
	2021	-2024			13,299.94
	11,334.10	11,498.98		4,761.57	
	6,058.80	5,399.37		4,569.14	1,935.98



3-13

	2021	2022	2023	2024 1	2024 2	2024
售电收入（万元）（包括国补收入和电网结算收入）	13,299.94	11,334.10	11,498.98	2,095.04	2,666.53	4,761.57
其中：国补收入（万元）	6,892.68	6,147.69	6,671.83	1,268.40	1,544.29	2,812.69
国补电价（含税）（元/kW·h）	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071
国补收入占比	51.82%	54.24%	58.02%	60.54%	57.91%	59.07%
电网结算收入（万元）	6,407.26	5,186.41	4,827.15	826.64	1,122.24	1,948.88
电网结算收入占比	48.18%	45.76%	41.98%	39.46%	42.09%	40.93%
其中：保障收入（万元）	4,243.50	2,800.71	1,322.56	156.98	137.42	294.39
保障电价（含税）（元/kW·h）	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2186
保障收入占电网结算收入比例	66.23%	54.00%	27.40%	18.99%	12.24%	15.11%
市场交易收入（万元）	2,163.76	2,385.70	3,504.59	669.66	984.82	1,654.48
市场交易电价（含税）（元/kW·h）	0.1184	0.1277	0.1312	0.1244	0.1438	0.1352
市场交易收入占电网结算收入比例	33.77%	46.00%	72.60%	81.01%	87.76%	84.89%
恒润一期风电项目						
售电收入（万元）（包括国补收入和电网结算收入）	6,058.80	5,399.37	4,569.14	1,045.79	890.19	1,935.98
其中：国补收入（万元）	2,916.03	2,909.64	2,622.95	647.92	520.89	1,168.81
国补电价（含税）（元/kW·h）	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271
国补收入占比	48.13%	53.89%	57.41%	61.96%	58.51%	60.37%
电网结算收入（万元）	3,142.77	2,489.74	1,946.19	397.87	369.30	767.17
电网结算收入占比	51.87%	46.11%	42.59%	38.04%	41.49%	39.63%
其中：保障收入（万元）	2,100.53	1,386.35	654.67	75.35	71.92	147.27
保障电价（含税）（元/kW·h）	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2189

市场交易收入 (万元)	1,042.23	1,103.38	1,291.52	322.52	297.38	619.90
保障收入占电网结算收入比例	66.84%	55.68%	33.64%	18.94%	19.47%	19.20%
市场交易电价 (含税) (元/kW·h)	0.1925	0.1498	0.1463	0.1291	0.1505	0.1386
市场交易收入占电网结算收入比例	33.16%	44.32%	66.36%	81.06%	80.53%	80.80%



2018 10 31

5

2024 2

2024 2

<

100MW

>

100MW

"

"

50

MY2.0MW

"

"

2018 10 31

5

2023 10 31

1

a.

11.12

"

20%

5

"

2028 10 24

450

b.

2024 6 30

50

87.5 50

112.5 50

62.5 25

250

				512.5			
				25			250
2)							
a.		9.5	"				
						"	
	2023	10	31			50	
b.				2024	04	30	
1,384.25							
c.		512.5		.2			
d.450							2028 10 24
				2023	11		
				50			2028
10	24						
				2024	6	30	
							2028 10 24

2

1

		24		XE82-2000		
1		XE82-1500				
		XE82-2000			2.0	82.6
		3				
						-40°C~+45°C
				-30°C~+35°C		
	2					
					20	
		2011	8			2024
6	30			35.79%		
	3					
				XE82-2000		
				XE82-2000		
						49.5MW
		24		XE82-2000		1
		XE82-1500				
	4					
					240	
				60		1# 25#
25		2017	7	2017	7	



REITs

2024 274A

REITs

2024 273A 2024 06 30

23,220.85 27,048.82

3,827.97

16.49%

74,112.87

74,508.86

395.99

0.53%

1

REITs

2

WACCBT

1

=

WACC

$$r = r_d \times w_d + r_e \times w_e \quad ^5$$

3-14

	-15%	-25%
	2024 -2030	2031 -
	3.95%	3.95%
	15.00%	25.00%
$W_e = E / (D+E)$	56.58%	56.58%
$W_d = D / (D+E)$	43.42%	43.42%
WACC $R = R_e \times W_e + R_d \times (1-T) \times W_d$	7.00%	6.80%
	8.24%	9.07%

3-15

	-15%	-25%

⁵ 式中：

r_d ：所得税后长期付息债务利率；

$$r_d = r_0 \times (1-t)$$

r_0 ：所得税前长期付息债务利率；

t ：适用所得税税率；

W_d —产权持有单位的债务比率

$$w_d = D / (E+D)$$

W_e —产权持有单位的权益比率

$$w_e = E / (E+D)$$

r_e —权益资本报酬率，按照资本资产定价模型（CAPM）确定

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + \varepsilon$$

式中：

r_e —权益资本报酬率

r_f —无风险报酬率

r_m —市场预期报酬率

β —产权持有单位权益资本的预期市场风险系数

ε —产权持有单位的特性风险调整系数。

	2024 -2030	2031 -
	3.95%	3.95%
	15.00%	25.00%
$We=E/ D+E$	56.58%	56.58%
$Wd=D/ D+E$	43.42%	43.42%
WACC $R=Re \times We + Rd \times (1-T) \times Wd$	7.30%	7.00%
	8.59%	9.33%

3

1

1

100MW

100MW,

2017 3

2037 3

49.5MW

49.5MW, 2011 7

2031 7

2

2017 3

3

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13

2021

2022

2023

2024

2021 -2024 6

3.15% 5.07% 2.00%

4.90% 2022

2021 -2023

5.54%

2.29% 3.76% 6.90%

2024

2020 -2023

53.47% 58.13% 46.15% 56.24%

2024

2020 -2023

53.50%

2024 =2024 / 2020-2023 m

-2024

m

2024

11,806.19

2025

= 2021-2024

- 2021-2024

2025

30,130.03 kW·h

3,013.00

10

20

48000

480,000.00

20

480,000.00

21,127.28

26,872.72

3,013.00 2033 2033 1,588.08

2016 1150 2016

2000 /

× 2000 "

2019 2024

300 /

2019	2019 2019 160	1500 /
2020	2020 2020 166	1500 /
2021	2021 2020 365	1500 /
2022	2022 2021 472	1100 /
2023	2023 2022 472	550 /
2024	2024 2024 55	300 /

2016 2000 / 2024

300 / 2024 6

10%

2022 1 18

2022 118 2025

/

2030

/

0 2024 —2026

300 2027—2029

150 2030

0

-

2021 —2024 1-6

54.93% 62.94% 82.93% 90.08%

2027 -2029

150

95.02% 2030

0

2011 7

/		2021	2022	2023	2024 1-6
	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
	kW· h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73

2021 -2023 0.99% 1.46% 1.21%
 2021 -2023 1.81% 0.64% 1.29%

2024

2020 -2023
 56.23% 59.67%

54.79% 53.02%

2024

2020 -2023 55.93%
 2024 =2024 / 2020-2023 m

-2024

m

2024 4,055.79

2025

= 2021-2024 - 2021-2024

11,618.18 kW·h

2,347.11

20 48000

237,600.00

20

237,600.00

29,429.08

18,570.92

2,347.11

2024

2031

16,271.14

2016

1150

2016

2000

/

× 2000

2019

2024

300

/

2019	2019	2019 160	1500 /
2020	2020	2020 166	1500 /
2021	2021	2020 365	1500 /
2022	2022	2021 472	1100 /
2023	2023	2022 472	550 /
2024	2024	2024 55	300 /

2016

2000

/

2024

300

/

2024

6

10%

2022

1

18

2022

118

2025

/

2030

/

0 2024 — 2026 300 2027— 2029
150 2030 0

-

2021 — 2024 1-6
42.17% 57.50% 76.43% 86.93%

2027 -2029

150

93.61% 2030

0

3

2021 -2024 6

/		2021	2022	2023	2024 1-6	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
	%	100.00%	90.00%	85.00%	75% 80%	75.00%	80.00%
	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13	612.46	745.67

/		2021	2022	2023	2024 1-6	2024 1-3	2024 4-6
	h	1,500.00	1,100.00	550.00	134.70	73.99	60.72
	h	1,828.10	1,868.46	2,671.55	1,223.43	538.47	684.96
	kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32	6,124.59	7,456.74
	kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03	739.85	607.18
	kW·h	18,281.00	18,684.63	26,715.51	12,234.29	5,384.73	6,849.56
		6,407.26	5,186.41	4,827.15	1,948.88	826.64	1,122.24
		4,243.50	2,800.71	1,322.56	294.39	156.98	137.42
		2,163.76	2,385.70	3,504.59	1,654.48	669.66	984.82
	/kW·h	0.1925	0.1747	0.1498	0.1435	0.1350	0.1505
	/kW·h	0.2829	0.2546	0.2405	0.2186	0.2122	0.2263
	/kW·h	0.1184	0.1277	0.1312	0.1352	0.1244	0.1438

[2016]581

0.49 /

[2017]954

0.2829 /

0.2071 /

0.2071 /



2022

2017 954

0.2829

2022

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024 55

2024

2024 206

= * 1-

2022

10% 2023

15% 2024 1-3

25% 2024 4

20%

/		2022	2023	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
	%	10%	15%	25%	20%
	/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

2021 2024 3

2024 4

2024

2024 206

2024 4 7

" " " "

2024 4

=0.2263 /

A.

2024

2024 55 "

"

90%

"

+

"



$$24 * 15 + \text{" " } * \text{" " } =$$

2024
2024 55
2023 V3.0

0.8-1.15
1
0.8 1.15
0.8 1.15
2 0.8 1.15

B.
2024 2
2024 82
"

2023 16



"

3

2024 3

"

"

"

"

"

"

"

1 /

31.5 /

"

2021-2023 2024 1-3 4-6

0.1184 /kW·h 0.1277 /kW·h 0.1312 /kW·h

0.1244 /kW·h 0.1438 /kW·h 2024 1-3

2024

2023

2024 4

2024

31.5

/

2023 7 11		
2023 8 3		1 1000 CCER
2023 9 1	01806 256	
2024 2 2		“ + ”

2024 3 5	2024	GDP 2.5%
2024 3 18	2024	“ ” 2023 2024
2024 5 28		
2024 7 18		
2024 7 24	_____	“ ”
2024 7 31		
2024 8 2	2024	2024 20% 70% 8% 30%

		/ / / 2024 21% 70%
2024 8 27		

CCER

2024 4 -6
28 / 0.028 /kW· h
2024

2024 4-6

0.2263 / 0.2071 /kW· h
0.1438 /kW· h

2021 -2024 6

/		2021	2022	2023	2024 1-6	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·	0.282 9	0.282 9	0.282 9	0.2829	0.2829	0.2829

/		2021	2022	2023	2024 1-6	2024 1-3	2024 4-6
	h						
	%	100.0 0%	90.00 %	85.00 %	75% 80%	75.00%	80.00%
	h	2,594. 00	2,588. 31	2,333. 28	1,039.73	576.37	463.36
	h	1,500. 00	1,100. 00	550.0 0	135.94	71.74	64.20
	h	1,094. 00	1,488. 31	1,783. 28	903.79	504.62	399.16
	kW·h	12,84 0.30	12,81 2.13	11,54 9.76	5,146.66	2,853.02	2,293.63
	kW·h	7,425. 00	5,445. 00	2,722. 50	672.90	355.13	317.77
	kW·h	5,415. 30	7,367. 13	8,827. 26	4,473.75	2,497.89	1,975.86
		3,142. 77	2,489. 74	1,946. 19	767.17	397.87	369.30
		2,100. 53	1,386. 35	654.6 7	147.27	75.35	71.92
		1,042. 23	1,103. 38	1,291. 53	619.90	322.52	297.38
	/kW· h	0.244 8	0.194 3	0.168 5	0.1491	0.1395	0.1610
	/kW· h	0.282 9	0.254 6	0.240 5	0.2189	0.2122	0.2263
	/kW· h	0.192 5	0.149 8	0.146 3	0.1386	0.1291	0.1505

49.5MW

[2012]539

0.51 /



[2017]954 0.2829 /

0.2271 /

0.2271 /

2022

2017 954

0.2829

2022

2022

2021 472

2023

2022 472

2024

2024 55

2024

2024 206

= * 1-

2022

10% 2023

15% 2024 1-3

25% 2024

20%

/		2022	2023	2024 1-3	2024 4-6
	/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
	%	10%	15%	25%	20%
	/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

2021 2024 3

2024 4

2024

2024 206

2024 4 7

" " " "

2024

=0.2263 /

A.

2024

2024 55

"

"

90%

"

+

"

"

"

24

15

=

*

+

*

-

2024

2024 55

2023

V3.0

0.8-1.15

1

0.8

1.15

0.8

1.15

2

0.8 1.15

B.

2024 2

2024 82

"

2023 16

"

3

2024 3

"

"

"

"

"

"

"

1 /

31.5 /

"

2021 — 2023

2024 1-3

4-6

0.1925 /kW·h 0.1498 /kW·h 0.1463
 /kW·h 0.1291 /kW·h 0.1505 /kW·h 2024

2024

2023

2024 4

2024

31.5

/

2023 7 11		
2023 8 3		1 1000 CCER

2023 9 1	01806 256	
2024 2 2		“ + ”
2024 3 5	2024	GDP 2.5%
2024 3 18	2024	“ ” 2023 2024
2024 5 28		
2024 7 18		

2024 7 24	—	“ ”
2024 7 31		
2024 8 2	2024	2024 20% 70% 8% 30% / / / 2024 21% 70%
2024 8 27		

CCER

2024 28 / 2024 4 -6
0.028 /kW· h

2024 4-6

0.2271 /kW· h

0.2263 /

0.1505 /kW·h

2

1

2021 -2022

2022

2022 6

2022 6

2022

2023

2022

2024

677.33

338.67

2021 -2022

2022

2023

2024

2024 6 30

2024

80.00

96.92

40.00

48.46

2024

26.55

16.05

69.25

2024

13.49

2024

2

2024

33.02 / 2024

27.08

100MW

220KW

283.19 /

283.19 /

2024

141.59

2023

2024

166.76

2024

83.59

2024

50

/

2025

2024

2%

	()	(%)	(%)
	20-30	5%	3.17%-4.75%
	5-30	5%	3.17%-19.00%
	5	5%	19.00%
	5	5%	19.00%

1

2024

10.62

8.98

2024

96.94

71.83

2021

2022

2023

2024

61.84

38.96

2021 -2022

2023

2024

0.18

0.06

		2024		31.56	
17.45					
	2024		143.39		
				36.07	
				2024	
96.58					
				2021 -2023	
					2024
	2024		125.76		70.39
2					
	2024		28.30	/	2024
					27.08
					2023
	2024		75.65		2024
					37.83
					2024
					50
/					

2025

2024

2%

	()	(%)	(%)
	20-30	5%	3.17%-4.75%
	5-30	5%	3.17%-19.00%
	5	5%	19.00%
	5	5%	19.00%

3

5%

3%

2%

4

[2015]74

"

50%"

5



6

= + -

1

2019 6-12 2020 4 -2022 12 2023

2024 -2026 4 2027 3

3.3

2024 -2026 4 2027

3

= -

7

3,441.35

-

142.23

361.01

1,999.14

-

72.38

6,961.81

4

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

(2020 23)“ 2021 1 1 2030 12 31
15% ”

2031 25%

21

3.1

2024 -2026

4

2027 3
 22
 3.3

-2026 4 2027 2024 3

5

3-16

/	2024 7-12	2025	2026	2027	2028
	8,045.97	9,129.45	2,477.95	14,082.33	8,358.80
	8.24%	8.24%	8.24%	8.24%	8.24%
	0.25	1.00	2.00	3.00	4.00
	0.9804	0.9239	0.8535	0.7885	0.7285
	7,888.27	8,434.46	2,114.93	11,103.92	6,089.39

/	2029	2030	2031	2032	2033
	8,334.77	8,205.38	8,170.07	8,144.57	8,323.89
	8.24%	8.24%	9.07%	9.07%	9.07%
	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00
	0.6730	0.6218	0.5723	0.5247	0.4811
	5,609.30	5,102.11	4,675.73	4,273.45	4,004.62

/	2034	2035	2036	2037 3	
	8,526.20	8,499.14	5,520.52	549.37	3,944.59
	9.07%	9.07%	9.07%	9.07%	9.07%
	10.00	11.00	12.00	12.63	12.75
	0.4411	0.4044	0.3708	0.3512	0.3474
	3,760.91	3,437.05	2,047.01	192.94	1,370.35

3-17

/	2024 7-12	2025	2026	2027	2028
	3,779.37	3,789.65	2,446.51	5,551.54	3,460.97
	8.59%	8.59%	8.59%	8.59%	8.59%
	0.25	1.00	2.00	3.00	4.00
	0.9796	0.9209	0.8480	0.7809	0.7191
	3,702.27	3,489.84	2,074.64	4,335.19	2,488.79

/	2029	2030	2031 7	
	3,449.21	3,389.53	3,068.33	9,033.33
	8.59%	8.59%	9.33%	9.33%
	5.00	6.00	6.71	7.08
	0.6622	0.6098	0.5597	0.5413
	2,284.07	2,066.94	1,717.35	4,889.74

1

“

” “

” “

” “1

” “

” “

” “1

”

2

1

1

2019 1 29

1010517-00250

2017 4 17

2037 4 16

2

2024 6 12

1910524-01253

2024 6 12

2044 6 11

2

A

2016 12 29

100MW

2016 581

0.49 /

FDXQ-2024-032

2028 12 31

18.3 "

90

_5

90

"

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859

“ ”

2023 01 01 2027

12 31

B.

2012 3 21

49.5MW

[2012]539

0.51

2014 8 21

[2014]489

FDHR012024

2028 12 31

11.3 ”

90

5

90

”

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0382

2023 1 1 2027 12 31

1

“ ” 00600200005-2022
00077 “ ” 1 “
.....”

“ ” 8.6 “

”

0060200005-2022

00077 8.2 “

”

0060200005-2022 00077 6.5 “

..... 2

3

.....”

2023 6 30

100%

REITs

REITs

0060200005-2022

00077

2

“ ” 2011
32 “ ” 2013 08 “
” 2 5 “

.....B.

.....”

2011

16 “ ” 2013 02
“ ” “
”

“

.....

”

2011 11 21

2023 9 12



REITs

4.95

4.95

2011

32

2013

08

“

”

2011

16

2013

02

2011

12

2013

05

“

”

2024 2 7

REITs

100%

REITs

REITs

“

”

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859

2023 1 1 2027 12 31

ZB-YBHT-2023-YX-0301-0382

2023 1 1 2027 12 31

REITs

1

24:00

24:00

24:00



5

2

=

×

1

2

“

”

2



2

3

5

4

10

1

1

SAP

ERP

ERP

(REITs)

REITs " " 100MW
" 100MW 2000kW
50 35kV 4 220kV 1 220kV
1 6.89km
220kV 220kV 1

1

3-18

	2024				18,656.00	/	2017 11 06		
							2067 11		

	0130626						05		
--	---------	--	--	--	--	--	----	--	--

2

“

”

REITs

“

”

49.5MW

24 2MW 1 1.5MW
220kV

25 35kV

“

”

1

3-19

2024				7,066.50	/			
0000691						2011 06		

						27 2061 06 27		
2024			/	29,012.00	3,457.38	2011 07 13 2061 7 12	/	/
0000692								

2

“ ”

25 3 35kV “ ”

220kV 220kV “ ” 220kV

16km “ ”

25km 4m 17km 8km

3-20

1		/	/	/	/
		/	/	/	/
		/	/	/	/
		2015.10.3 0		[2015]73	10
		/	/	/	/

2			2015.07.28		2015 188	100MW 100MW 52.28 46 3.524
			2017.12.11		15022220170030	100MW 28656m ²
						REITs 100MW
3						
		2019 9	2015.09.25		2015 221	100MW

			2015.10.2 0		2015 143	100MW
		2019 9	2023.12.0 5		/	(REITs) ” “ ” “
			2017.11.0 6	/	[2017] 016	22-513-05-002 28656 2,636,352 50
			2018.01.1 0		2018 0000027	
4		/	2016.04.2 8		2016 002	100MW
		2016	/	/	/	/

5						REITs 100MW
6			2017.03.3 1	10	/	10
			2017.03.3 1		[2017]020	
			2018.02.0 5		150000WYS18 0000805	
			2017.09.2 5		2017 011	100MW

			2017.09.1 5		/				100MW
7			/	/	/			/	
			/	/	/			/	
8			2015.10.3 0		[2015]73				
			2016.10.9		2016 157		2.2156	4.2419	10 : 2.0263
			2018.12.2 6		2018 458			14	
						10		27.855	

			2015.07.20		2015 408	100MW “)” 18.25Km ² 100MW (
			2023.09.25		2023 234	10
			2015.09.16		2015 239	100MW
			2017.12.07		/	100MW

3-21

1			/	/	/	/
			/	/	/	/
			/	/	/	/
		2010.12.29			[2010]2934	4.95 4.95
			/	/	/	/
2		2023.02.21			/	4.95
		2011.08.05			152631201100171	29,012
		2011.08.15			152631201100249	

						29,012
3		9	2019 2010.09.27		[2010]255	4.95
		2019 9	2023.12.06		/	4.95 “ ” “ ”
			2011.07.13	/	1509272011B003	2011B003 29012

6			2016.5.11		/	
			2011.07		/	49.5MW
			2012.2.15		/	49.5MW 49.5MW
			2012.2.15		/	49.5MW 10kV 2.5 49.5MW
			2012.2.24		/	49.5MW 49.5MW
			2011.11.25		[2011]	49.5MW
				0065		

			2011.10.25		2011 72	49.5MW
			2023.08.17	/		49.5MW
7			/	/	/	/
			/	/	/	/
8			2010.08.18		[2010]162	49.5MW
			2024.02.01			

					2024 135	4.95
						4.95
						10.599
			2010.08.19		[2010]627	49.5MW
			2023.08.21		/	“ ” 4.95
			2012.01.18		2012 25	4.95
			2015.09.02		2015 182	4.95

2024

3-22

		2024 4 1		2024 4 1
	694,244,119.22	2025 3 31	301,244,752.61	2025 3 31
	694,244,119.22	2024 4 1	286,765,060.75	2024 4 1
		2025 3 31		2025 3 31

2024—2025

6.94

6.94

5.73

5.59

3.01

2.87

10,000,000

10,000,000

REITs



“ ” 100% “

”

1

100%

100%

“

”

100%

32 “32 ”

“

”

2022 39 “39 ”

REITs

100%

2022 8 23

REITs

2022 200

REITs

30 20

REITs

REITs

REITs

2

2011 7

13

1509272011B003

958

PPP

100%

REITs

2023 5 25

REITs

“

100%

REITs

”

1

1

2024 8 6

1		0060200005-20 22 00077	“ ” 1 “ ” 8.6
		0060200005-20 22 00077	8.2
2			6.5 2

		0060200005-20 22 00077	3
--	--	------------------------------	------------

2

	/		
1		2023 6 30 100% REITs REITs 0060200005-2022	00077 15

2

1

2024 9 9

			2 5
1	.	32 2011	1 4 2 5
		

		2011 16
2		2013 08	2 5B.
		2013 02

2

2023 9 12

REITs

	/	
1		2023 9 12 REITs 4.95 4.95 2013 (2011 08 32 “ ”)

		(2011 02 2013	16) (2011 05	2013 () 12)
				REITs 100%

1

1

“

”

100%

2023 11

9

REITs

100%

REITs

2022 7 31

REITs

11005

REITs

100%

REITs

2

“

”

”

REITs



REITs 100%

REITs 100% REITs

100% REITs

REITs

100%

2

1

”

100%

2023 6 21

REITs 100% REITs

” 2022 8

11 2022 7 31

REITs 11005

REITs

100%

REITs

2

“

”“

”

REITs

2023 12 1

REITs

100%

REITs

20

1

2017 6 30

D4415“ ”

1

2
2018 3

3
2013 3

4

1988

2

3-23

		/
2024		2024 3 18
		2024 2 8
		2023 9 7
		2023 7 25
2023		2023 7 16
		2023 6 12
		2023 6 5
		2023 5 8
2023		2023 4 6
		2023 2 20
2022-2035		2022 12 14

“ ”		2022 6 1
“ ”		2022 3 22
		2022 2 18
		2022 1 30
		2022 1 29
“ ”		2022 1 29
		2021 10 20
< >		2020 9 29
		2020 1 20
		2019 5 21
		2019 1 7

“ ”

2030 4.55
“ ” 2
2022 5 24

2022 5

2024 2

2024 82

2024 7 24

"

"

2024 7 31

3

“ ”

2021 10 27

2022 1

28

2022 3

“ ”

186

2023 3.7
 29.2 2.2
 6.1 0.76
 4.4
 2022 7.6 2023 10.5 38.6%
 36.0% 6.4 2023
 15.7 2023 50% 53.9%
 2004-2010 2011
 -2013 2014-2020 2021
 2021 2022
 1
 2012-2023 2023-2024
 2023 2023 9.22
 6.7% 2022 3.1
 2023 1278 11.5%
 6.07 6.5% 1.67
 12.2% 11.3%
 3.9 , 2023
 78.1%
 2 “ ”



“ ” 2030

2060 ”

“ ” 7.60%

13.10% 2015 34.80% 2020

44.80% 10 3.70

12.45 4,989 2.82

2.53

“ ” 2025

20% 39% 2035

2030 25%

3

2015 3

2015 9

2015-2018

2018 2021

“1439 ”

“ + ”

“ ”

2023

2023 1217

2023-2024

2023

7.9% 61.4% 5.67
4.43 0.6 7%

4

40%

5

2007

2016

2020

9

75

“

2030

2060

”

12

2021 12

“ 2025

50% ”

“ ”

“ ”

4

50%

2023

44134

20.8%

2023

60GW

50GW

30GW

29GW

2023 “ ”

267GW

60.5%

3-24

2023

GW

1		60
2		50.89
3		39.29
4		30.74
5		29.47
6		21.54
7		18.62
8		7.97
9		5.67
10		3.18
11		
		267.37+

2024 4

3

500

100-500

7

100

500

100

545

14.42%

3-25

-

1		545
2		539

GDP

2

2023

2023

70

5.4m/s

4

6.0m/s

70

3

7

1

3-26 2012-2023

%

	GDP			
2012	538,579.95	7.86%	49,591	5.7%
2013	592,963.23	7.77%	53,233	7.3%
2014	643,563.10	7.43%	55,637	4.1%
2015	688,858.22	7.04%	56,933	2.3%
2016	746,395.06	6.85%	59,747	4.9%
2017	832,035.95	6.95%	63,625	6.5%
2018	919,281.13	6.75%	69,002	8.5%
2019	986,515.20	5.95%	72,255	4.7%
2020	1,013,567.00	2.24%	75,214	4.1%
2021	1,149,236.98	8.45%	83,313	10.8%

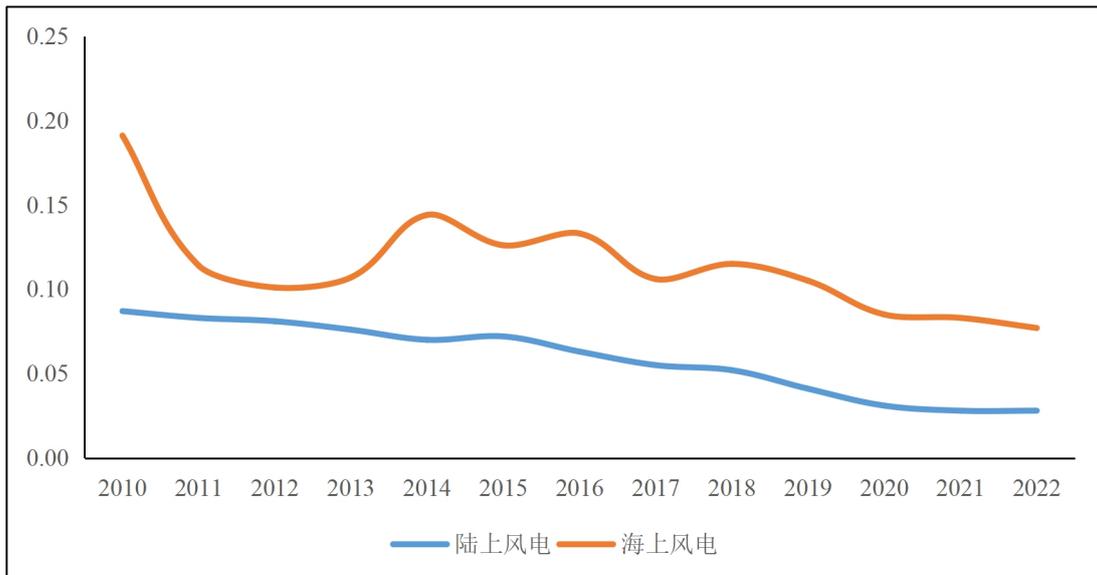
2022	1,204,724.00	3.00%	86,369	3.7%
2023	1,260,582.10	5.20%	92,241	6.8%

2 LCOE

LCOE “Levelized Cost of Energy” “ ”

2022
 0.049 / 0.081 / 0.033 /
 2010 88.99% 58.88% 69.16% 2022
 0.077 / 0.028 /
 2010
 2022 2010 67.8% 57.9%

3-15 2010-2022



3

2023 7

“ ”

“ ”

“ ”

“ ”

“

” “ ”

“

” “ ”“ ”

4

2022 1

2023 2

2024

“

1 /

31.5

/ ”

2024 3

“ ”

8

1

2023

10

10

2013-2022

0.03%

2022

0.72% 70

5.4m/s

193.5W/m²

100

5.7m/s

228.9W/m²

70

“ ”

“ ” “

” “ ”

1

2023						11MW	2022
3MW			8.9MW	2022		2.6MW	
20	70						
10kW	200kW	600kW	750kW	MW	5MW	10MW	
15MW	20MW						
							2006-2012
2019-2023							
		1.5MW	6MW	7.25MW	16MW		
2							
2							
1							
						7.0m/s	
8.0m/s							5.0m/s
						300W/m ²	
		150W/m ²					
“	”						

3-16

2023 70



2023

2

2022

96.8%

0.1% 2023

97.3%

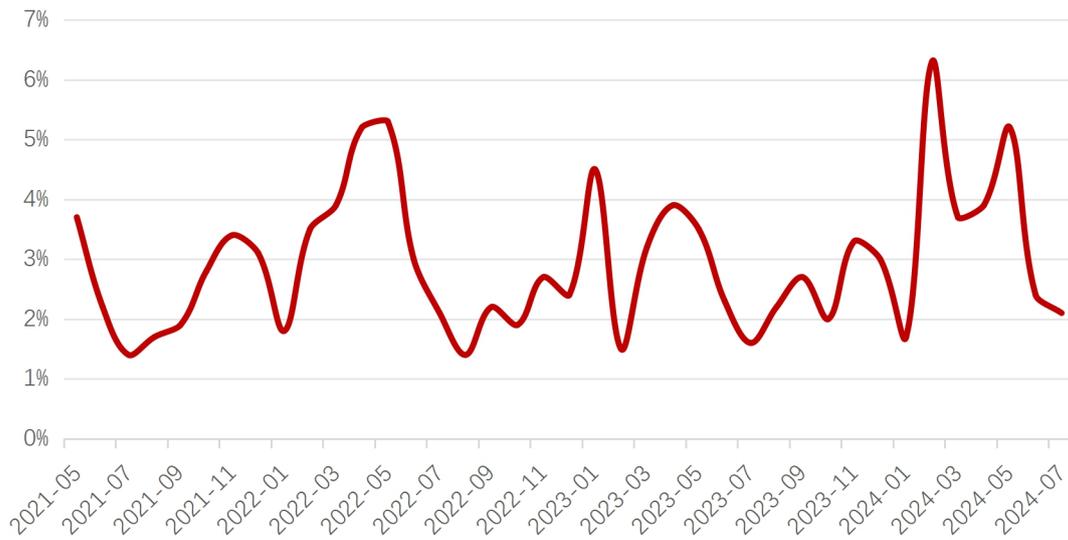
0.5%

3-27 2021-2023 2024

	2021	2022	2023	2024
	96.9%	96.8%	97.3%	95.10%
	100.0%	100.0%	99.9%	97.90%
	100.0%	100.0%	100.0%	99.40%
	95.4%	95.6%	94.3%	93.50%
	97.5%	98.3%	98.9%	98.80%
	98.5%	97.9%	97.6%	95.10%
	91.1%	92.9%	93.2%	94.00%
	97.6%	90.0%	96.7%	92.60%
	98.0%	98.5%	98.0%	93.60%
	97.1%	95.2%	96.0%	92.10%

	98.1%	98.2%	98.6%	94.40%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	99.90%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	99,9%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	99.9%	99.9%	100.0%	99.60%
	98.3%	98.2%	96.8%	95.50%
	100.0%	100.0%	99.0%	98.90%
	99.0%	97.4%	99.7%	95.60%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	97.7%	95.8%	96.8%	96.00%
	95.9%	93.8%	95.0%	93.90%
	89.3%	92.7%	94.2%	93.00%
	97.6%	98.5%	97.8%	98.20%
	92.7%	95.4%	95.8%	94.30%
	100.0%	100.0%	78.0%	97.70%
	100.0%	99.9%	99.6%	99.50%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	100.0%	100.0%	99.9%	99.90%
	99.5%	99.7%	99.7%	99.50%
	99.9%	99.9%	100.0%	99.10%

3-17 2021-2024 7





1

1

2

3



2

1

2009 2009 7 20

2009 1906

I-IV

0.51 0.54 0.58 0.61 / 2014 6 5

2014 1216

2017

0.85 /

0.75 /

5

2014

2014 3008 I

II III

2 /

2015 3044

I II III

2 / IV

1 / 2018 2016

12 26

2016 2729 2018 I-IV

2016-2017 7 5 5 3 /

2018 5 18 2018

2018 47 2018

2019

20 2019

5 21

2019 882

2019 2020

2018 9 13

2019 1 7

2019 19

2019 4 8

5 28

2019

2019 49

2021 6 7

2021

2021 833

2021

2021

2

3

/W

3			
1			
	2024	6	46,671
2024		2,584	19.9%
2012-2023		19.6%	
	2024	5088	10%
	96.1%	2012-2023	21.7%

3-18 2012-2023



3-19 2012-2023



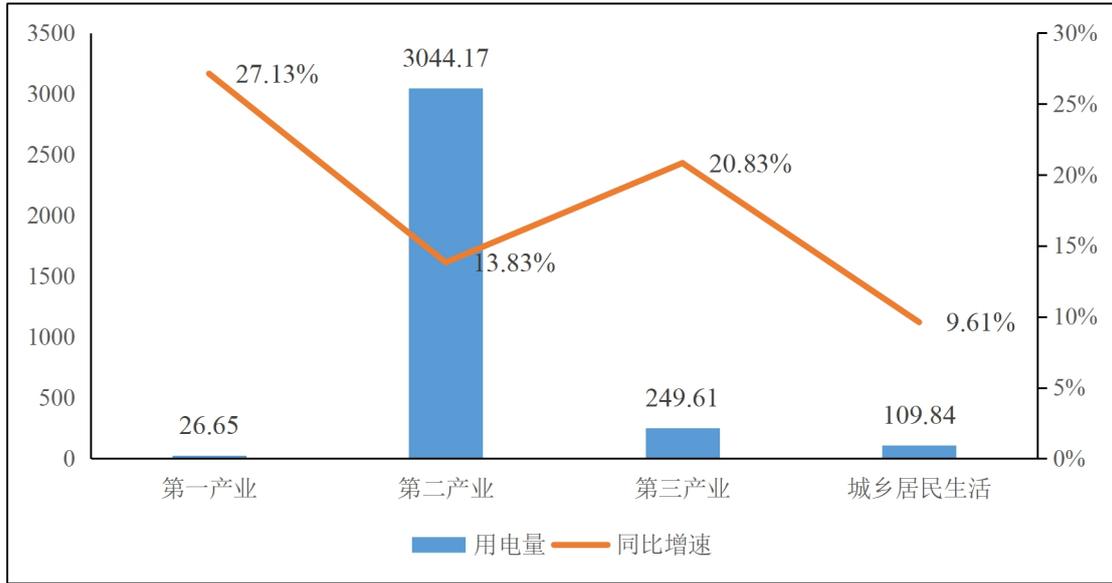
2

2023	24,627	7.3%
	2,737	5.5%
8.1%	10,186	7.0%
	11,683	6.2%
	387	5.1%
8.2%	5304	4.7%
	“ ”	72

8

2023	3,430.27	14.26%
	6.72%	7.54
	2023	26.65
27.13%	11.5%	15.63
	13.83%	6.5%
	249.61	20.83%
8.63		12.2%
	109.84	9.61%
	0.9%	8.71
	2023	

3-20 2023



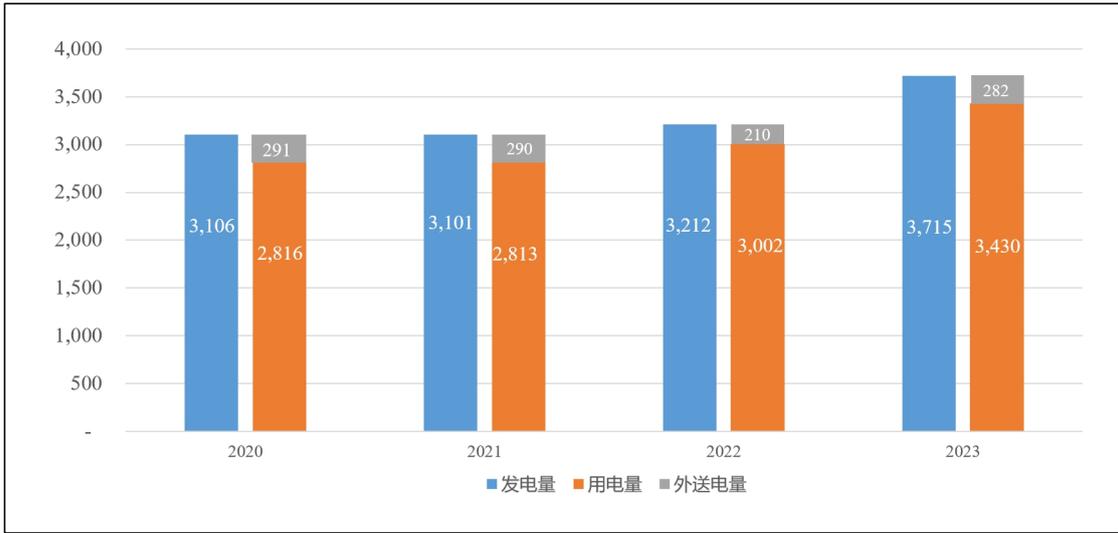
2020-2023 3,715 2020-2023 280

3,106 3,101 3,212

2020-2023 6.8% 2020 “ ”

2,816 3,430

3-21 2020-2023



1

1

10

100MW

2017 3

2

3700

2800

3-28

40	400		+
100MW	100		+
20	200		
		+	
30	300		

200MW	200		
30	300	+	
2 20	200	+	

3

2022

2022 271

2023

2022 472

2022 V2.0

2 20

3-29

		2 20
2021	3,328.10	2,753.05

2022	2,968.46	2,346.30
2023	3,221.55	2,533.84

2

20

2

1

4.95

49.5MW

2011 7

2

1/10

1/3

“

”

2023

667.3

18.54%

473.55

21.31%

167.3

15.16%

25.66

4.15%

0.02

2023 12

2177.06

28.7%

972.64

9.1%

973.10

60.2%

179.82

12.6%

50

56.3%

3-30

500MW	500	+	
	49.5		
	49.5		
	50		

3

3-31

2021	2,594.00	2,192.69	2,358.43
2022	2,588.31	2,074.08	2,344.41
2023	2,333.28	2,079.36	2,470.30

2011

2012

2012

3

1

50%

2021

6

“ ”



1500 44.2 1200 12 5MW

2

1

2

/ 0.49 / [2016]581 0.2071
/ 0.2829 /

49.5MW

[2012]539

0.51 /

0.2271 /

0.2829 /

2023

2022 472

3

1

2,400

1,700

118.3

4,200

1000

25°C

-20°C

-50°C

1/6

1/3

2023

24,627

7.3%

2,737

5.5%

11,704

8.1%

10,186

7.0%

8.7%

45.7%

45.6%

102,677

7.4%

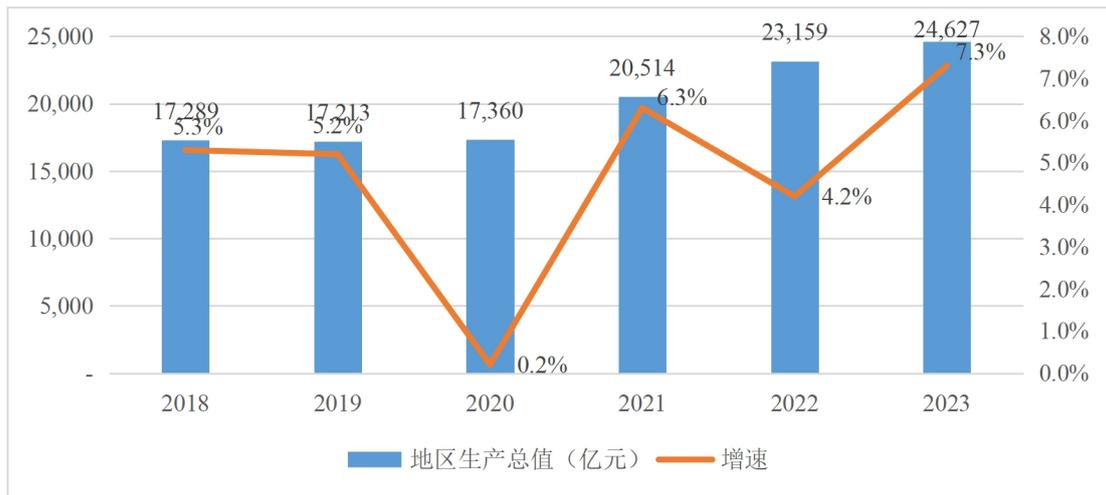
38,130 ,

6.1%

48,676 ,

5.1%

3-22 2018-2023



7.2%

7.4%

8.0%

2.1%

7.2%

17.7%

16.3%

11.7%

28,466

0.7%

3,083.4

9.2%

2,331

75.6%

9.2%

6817.5

15.8%

3-32

2005	2403	3,523.70	277.46
2006	2415	4,161.80	343.38
2007	2429	5,166.90	492.36
2008	2444	6,242.40	650.68
2009	2458	7,104.20	850.86
2010	2472	8,199.90	1,069.98
2011	2470	9,458.10	1,356.67
2012	2464	10,470.10	1,552.75
2013	2455	11,392.40	1,720.98

2014	2449	12,158.20	1,843.67
2015	2440	12,949.00	1,964.48
2016	2436	13,789.30	2,016.43
2017	2433	14,898.10	1,703.21
2018	2422	16,140.80	1,857.65
2019	2415	17,212.53	2,059.69
2020	2403	17,258.04	2,051.20
2021	2400	21,166.00	2,349.95
2022	2401	23,388.90	2,824.39
2023	2396	24,627.00	3,083.40

2023 2,396.0 1,667.1
728.9 69.58% 0.98
1,227.1 1,168.9 12.0
5.00‰ 20.2 8.42‰
1.4%
18.3% 15.3%
2.5% 20.2%
11.9% 13.1%
89.2% 3.5%
15.5% 11.4%
1.5
49.2% 84.5%
2023 7.4% 7 “
” 15.5% 2023
1,689.88 325.49
23.86% 35.04%
3.25% 61.18%
14.02%
2

2023		4,263.9		10.2%
	135.2		5.3%	2,329.4
14.3%		1799.3		6.7%
	3.2%	54.6%	42.2%	
1.8%	65.0%	33.2%		155,050
9.4%				
		54,375		4.5%
		58,663		4.3%
25802		6.4%		
				14.7%
	23.4%			
19.8%		23.2%		29.9%
		0.3%		23.8%
27.2%		23.7%		14.8%
		15.1%		57.4%
		7.1%		21.4%
	7.7%			9.4%
		18.7%		5025.0
0.6%				
			200.6	15.5%
	163.9	23.2%	36.7	9.6%
		81.7%		475.0
20.2%		7.0%		3.5%
6.8%		7.4%		

3-33

2006	212.41	778.22	67.53
2007	214.60	937.11	76.75

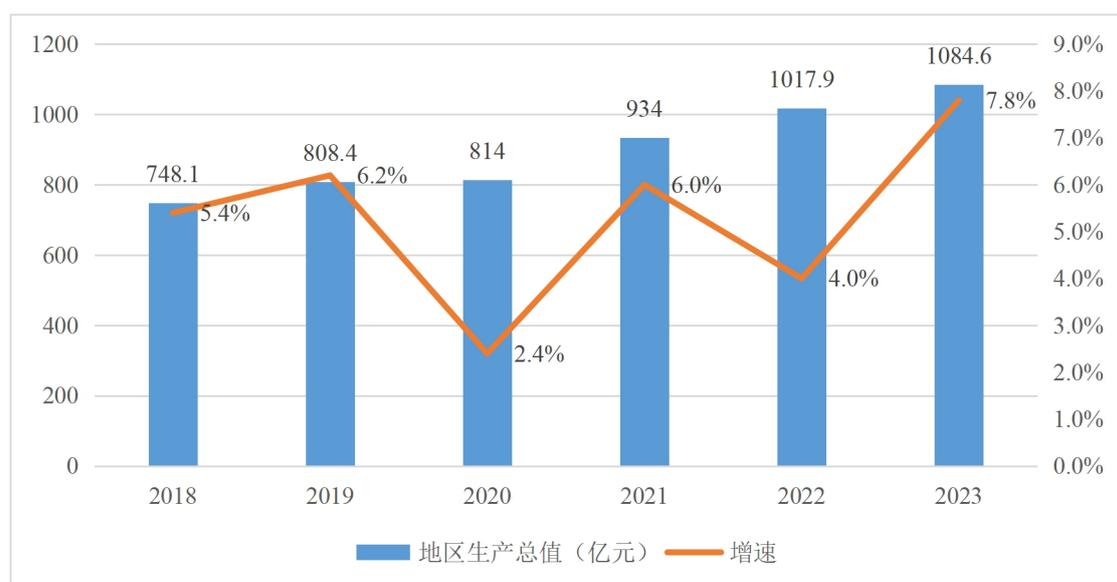
2008	217.76	1,129.07	96.48
2009	219.59	1,236.41	130.31
2010	219.80	1,331.20	139.18
2011	221.75	1,558.84	161.86
2012	223.45	1,686.19	185.76
2013	225.00	1,789.65	215.12
2014	223.70	1,871.52	234.32
2015	223.86	1,957.79	252.30
2016	223.70	2,092.44	271.21
2017	223.61	2,287.02	137.61
2018	223.68	2,511.09	142.75
2019	224.57	2,714.47	151.82
2020	224.08	2,769.65	145.18
2021	224.08	3,368.79	161.05
2022	224.43	3,750.00	173.61

3

2023		1,084.6		7.8%	
	185.8	7.6%		471.2	9.9%
	427.5	5.9%		17.1	43.5
	67,158	9.8%		39.4	
2023		28,154		6.4%	
		39,518		5.8%	
	16,984	9.0%			
2023		409.7		9.2%	
	348	12.7%			
		4.9%		14.2%	
	17%	35.1%		10.4%	
		12.0%			
		13.0%		36.5%	
		13.4%		1.8%	

12.4% 1590.2
 4.4%
 2023 67.9
 8.5% 46.9 17.3% 21
 7.0% 416.2 10.8%

3-23 2018-2023



2023 306 466
 38 194 24%
 38% 23.7% 4.2%
 15 53 380
 2023 1,000
 1,138.44 960.61
 177.83 681.1 12.5%
 668.2 12.6%
 13.0 8.6%
 2023 10 5

2023 16

9

“ ”

“ 2027

2035

“ ” “ ” “ ” “ ”

“ ”

2016 3

<

>

2022 1 18

2022 118

: 1 2025

..... 2 2030

.....

3

217



2010

2017 8

2017 1453

2019 6 26

2022 6 1

"

+

"

2024 4

2024

2024 206

"

"

2024 2

"

"



2019 1 29
 1010517-00250
 2017 4 17
 2037 4 16
 2024 6 12
 1910524-01253
 2024 6 12
 2044 6 11
 2017
 3 26 2011 7

” “ ” “ ” “2.”
 ”

1

4-1

	2021	2022	2023	2024 1-6
	11,780.07	10,042.37	10,176.09	4,213.78
	3,453.12	1,136.89	3,609.24	1,477.76
EBITDA	11,066.65	7,264.13	9,245.90	

1 EBITDA = + + + +
2 2021 2022 2023
2024

2

4-2

	2021	2022	2023	2024 1-6
	5,361.77	4,778.20	4,043.49	1,713.25
	1,958.04	2,158.36	1,573.88	497.73
EBITDA	4,380.42	4,442.56	3,567.48	1,425.74

1 EBITDA = + + + +
2
2021 2022 2023 2024
EBITDA
EBITDA
2022 2023
EBITDA 2022 2023
EBITDA

3

2023

2024 1-6

1

“

[2008]43

1

2008

“

[2008]43 ”

[2008]43

[2008]43

2020 426

20

[2008]43



2

3

2017 3 26

2011 7

11,780.07

10,042.37

10,176.09

5,361.77

4,778.20

4,043.49

20

2024 6 30

12.75

7.08

“

3

”

1

2

1

4-3

	2024 7 1	2025
	2024 12 31	
	6,673,272.15	54,410,071.97
	27,995,110.68	55,958,708.65
	2,180,742.92	639,016.33
	-	3,230,573.27
	36,849,125.75	114,238,370.22
	1,016,676,806.59	-
	-667,765,556.59	-
	-347,811,250.00	-
	-2,180,742.92	-3,869,589.60
	130,700,467.60	7,580,469.90
	-	46,473,914.89
-	-2,497,019.04	785,972.79
-	38,617.44	16,401,044.88
	164,010,448.83	181,610,183.08
	147,609,403.95	163,449,164.77
	14.52%	16.08%

2

4-4

	2024 7 1	2025
	2024 12 31	
	51,965,021.70	135,569,169.03
	40,789,121.91	78,181,544.51
	2,089,022.32	4,273,138.98

	3,196,855.95	2,892,222.23
	2,180,742.92	639,016.33
	2,963,993.55	8,057,398.26
	6,673,272.15	57,640,645.24
	-	3,230,573.27
	6,673,272.15	54,410,071.97

3

4-5

	2024 7 1	2025
	2024 12 31	
	140,311,873.65	161,303,355.30
	2,963,993.55	8,057,398.26
	143,275,867.20	169,360,753.56
	-12,699,534.95	-22,752,560.26
	-11,921,596.08	-25,127,704.22
	-3,196,855.95	-2,892,222.23
	-27,817,986.98	-50,772,486.71
	115,457,880.22	118,588,266.85
	44,044,106.59	-
	44,044,106.59	-
	-667,726,939.15	-
	-667,726,939.15	-
	-623,682,832.56	-
	1,016,676,806.59	-
	-	46,473,914.89
	8,072,734.42	-
	1,024,749,541.01	46,473,914.89

	-347,811,250.00	-
	-	-147,609,403.95
	-2,205,870.80	-639,016.33
	-350,017,120.80	-148,248,420.28
/	674,732,420.21	-101,774,505.39
/	166,507,467.87	16,813,761.46
	-	166,507,467.87
	166,507,467.87	183,321,229.33

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

" "

17

18

1

2024 6 30

1,016,676,806.59

2

()
2024 1 16 12728
REITs
34%

3

1

=
2024 7 1
2024 12 31 2025
2024 7 1 2024 12 31
2020 2023 1 1 6 30
“ ” 2020 2023
2024 2024 7 1

2024 12 31

2024 7 1

2024 12 31

=2024 / 2020-2023 m -2024

m

2025 =

2021-2024 - 2021-2024

2021 2024 2024

26,384.21 9,312.15

2025

31,222.10 11,760.39

2021 2024 2024

3.78% 1.18%

2025

3.50% 1.21%

2024 7 1

2024 12 31 2025

2024 7 1 2024 12 31

11,806.19 4,055.79

2025 30,130.03

11,618.18

[2016]581 2024

7 1 2024 12 31 2025

0.1833 /

0.2010 /

2

= *

= *
 2024
 2024 55 " 2024 ' ' ' ' ' '
 53 300 " 2024
 7 1 2024 12 31
 2024
 10,000 4,950
 2024 7 1 2024 12 31
 1,652.97 812.10
 2025 3,000.00 1,485.00

[2016]581 =

* 1-

[2017]954

2024 7 1 2024 12 31

2025
 0.2504 /

2024 2024 206
 "2024 4-6 20%"
 2024 7 1 2024 12 31 2025
 20%

7 1 2024 12 31 2025 2024
 0.2003 /

3

			=
			=
			=
-			2024 7 1
	2024 12 31		10,153.22
	3,243.69		2025
	27,130.03	10,133.18	
		2024 4-6 3	
2024 7 1		2024 12 31	2025
			0.1272 /
0.1332 /			
4			
2024 7 1		2024 12 31	
	5,259,168.99	2025	10,672,168.34
	2024 7 1		2024 12 31
		3,403,207.96	2025
5,124,807.42			

5

0.2% 0.01%

6

2

30

2023 1 1

2.5

/

1

(LPR)

70

0.01%

LPR

2.75%

7

[2015] 74

"

50%

8

[1998]55

[2008]1

[2016]36

[2016]46

[2016]70

[2017]2

[2017]56

[2017]90

3%

16-4

	13% 3%
	5%
	7%
	3%
	2%
	3.2
	30% 1.2%
	1%
	2.5

25%

				(2011 58)				
						(2020	23)
2011	1	1	2030	12	31			
15%								
			6%					
9								
							1	
			3-4					
	1					2024 - 2026	4	2027
			3					
10								
							12	
11								
								12
31								
2024	12	31	2025	5	31			
12								
						90%	2024	7 1
2024	12	31	2025					/

2024	7	1	2024	12	31
					44,044,106.59
		8,072,734.42	2024		
		3,077,120.94			25,127.88

REITs

100%

100%

1991 11 2

50,000.00

5

6

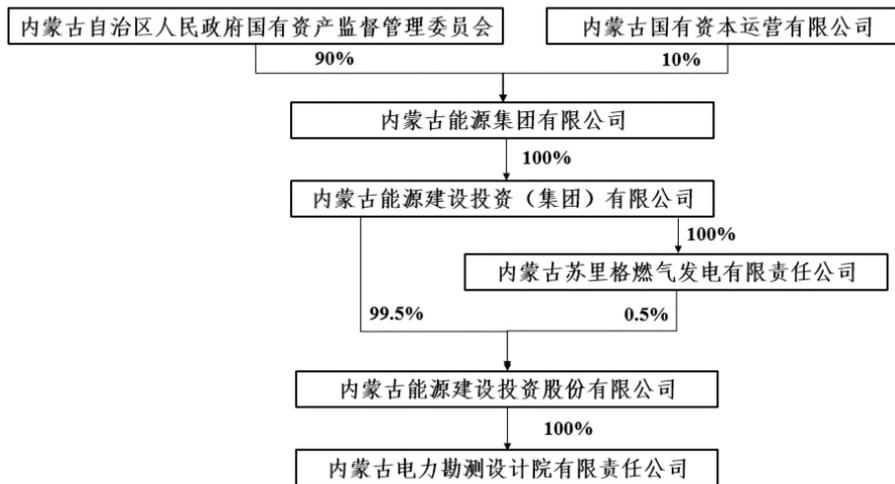
2024 6

100%

100%

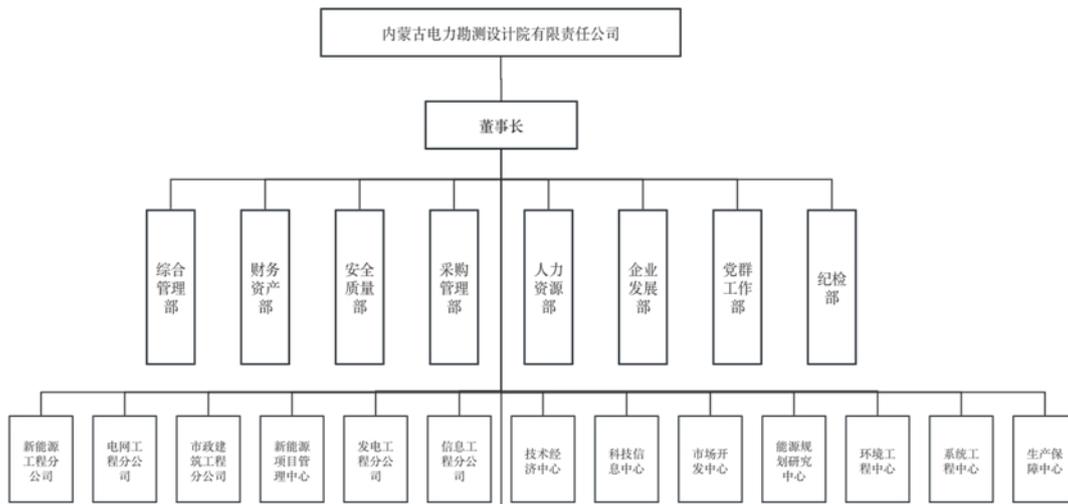
2024 6

5-1



1

5-2



1



“ ”

2

3

4

5

“ ”

6

7



8

9



2

7

1

1

1

1

5

2

1

3

GB/T19001

GB/T24001

ISO9001

2000

GB/T28001

2024 6 30

100%

“ “ ”

“ ” “ ” “1

”

“

”

100%

2023 11

9

REITs 100% REITs

2022 7 31

REITs

11005 REITs 2024

1 16

REITs 12728

REITs

100% REITs

100%

REITs

1

5-1

	2024	1-6	2023	2022	2021	%

	84,100.86	71.65	175,136.35	70.70	206,270.06	77.43	67,385.48	56.16
	22,665.67	19.31	51,767.10	20.90	38,009.99	14.27	24,628.36	20.53
	9,101.34	7.75	19,291.64	7.79	19,282.54	7.24	-	-
	19.72	0.02	211.29	0.09	1,044.37	0.39	543.10	0.45
	1,485.63	1.27	1,308.89	0.53	1,630.16	0.61	1,802.53	1.50
		0.00	-	-	150.03	0.06	-	-
		0.00	10.87	0.01	12.92	0.01	25,631.16	21.36
	117,373.22	100.00	247,726.13	100.00	266,400.06	100.00	119,990.63	100.00

2

1958

“ ”

3

520,208.89 551,105.62
570,498.24 830,101.47 347,502.96
370,544.58 354,232.77 598,264.98 66.80%
67.24% 62.09% 72.07%

2021-2023

2024

1

1

5-2 2021 -2023 2024 6

	2024	6	2023	2022	2021
	112,550.49		17,574.45	10,532.50	17,762.05
	1,074.39		5,264.00	5,901.25	5,893.81
	244,104.54		207,065.62	204,991.19	164,242.85
	143,967.31		8,861.58	5,229.04	17,919.70
	62,691.66		60,307.63	50,093.46	-
	30,850.57		35,540.87	42,792.09	70,291.72
	532.28		2,455.35	2,593.41	230.54
	28,455.50		24,726.59	13,296.45	20,336.86
	6,024.67		6,176.18	7,967.95	9,944.53
	632,468.71		367,972.28	343,397.33	306,622.06
	-		-	-	-
	23,141.23		22,994.95	23,322.01	20,931.80
	100.00		100.00	100.00	100.00
	-		-	-	-
	169,246.14		173,323.37	179,019.07	181,629.06
	1,164.61		1,751.46	1,399.42	1,109.41
	2,952.76		3,172.55	2,611.87	2,431.20
	598.15		753.76	826.04	1,263.31
	429.88		429.88	429.88	429.88
	-		-	-	5,692.19
	197,632.76		202,525.96	207,708.29	213,586.83
	830,101.47		570,498.24	551,105.62	520,208.89
	-		-	-	-
	181,705.41		164,579.31	175,770.73	124,380.56
	1,131.85		2,203.46	8,038.49	22,710.29
	253,853.35		19,377.96	1,445.25	520.98
	309.05		475.40	694.50	382.13
	652.54		1,908.43	587.54	621.53
	4,629.67		5,041.47	10,016.79	11,803.89
	-		-	-	-
	-		-	-	111.20
	9,478.88		11,254.08	13,758.68	14,294.94
	451,760.74		204,840.11	210,311.99	174,714.33
	102,896.98		105,899.05	133,175.82	101,313.16
	43,607.26		43,493.61	27,056.77	71,475.47
	-		-	-	-

	2024 6	2023	2022	2021
	-	-	-	-
	146,504.24	149,392.66	160,232.59	172,788.63
	598,264.98	354,232.77	370,544.58	347,502.96
	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00
	1,391.10	1,388.57	1,388.57	951.11
	-	-	-	-
	17,590.31	17,590.31	17,590.31	17,590.31
	149,402.53	134,553.39	99,588.61	92,350.78
	218,538.44	203,532.27	168,567.49	160,892.21
	13,298.05	12,733.20	11,993.55	11,813.72
	231,836.49	216,265.47	180,561.04	172,705.93
	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89

2

5-3 2021 -2023 2024

	2024 1-6	2023	2022	2021
	117,373.22	247,726.13	266,400.06	119,990.63
	102,180.19	203,012.04	234,275.26	103,476.21
	639.81	1,663.33	1,119.42	1,154.41
	4,795.94	11,210.46	11,704.50	15,993.39
	1,717.86	6,932.06	7,373.68	4,480.64
“_”	2,490.26	4,433.04	6,434.28	7,142.05
	2,841.31	6,815.15	8,726.08	11,898.26
	0.00	6,924.81	2,344.73	4,771.82
	482.96	336.2	111.25	107.21
“_”	171.76	-271.53	1,696.28	1,194.79
“_”	-23.62	-270.38	820.34	-2,817.37
“_”	-	-	-5.57	-
“_”	3.00	8.66	5.61	-
“_”	15,827.14	20,278.14	8,120.82	-9,290.80
	2.74	16,725.80	1.09	16,281.48
	0.10	0.5	79.69	92.85
“_”	15,829.77	37,003.45	8,042.22	6,897.83

		415.78	897.9	624.56	343.76
	“_”	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
		-	-		
1	“_”	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
2	“_”	-	-	-	-
		-	-		
		14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*		564.85	739.65	179.83	387.78
		-	-		
		-	-	-	-
*		-	-	-	-
		15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
		14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*		564.85	739.65	179.83	387.78

3

5-4 2021 -2023 2024

	2024 1-6	2023	2022	2021
	346,779.03	215,087.74	221,713.52	128,737.87
	405.54	237.74	1.08	7.98
	165,735.57	312,811.87	4,594.36	11,046.85
	512,920.15	528,137.35	226,308.96	139,792.70
	220,780.23	122,213.15	131,381.82	71,961.31
	14,027.58	31,660.36	29,133.79	32,037.54
	5,800.87	8,680.05	4,907.84	3,695.00
	171,646.62	328,942.98	47,160.05	11,560.10
	412,255.30	491,496.54	212,583.49	119,253.94
	100,664.85	36,640.81	13,725.47	20,538.75
	-	-		

	-	-	894.74	337.65
	-	10.07	15.36	-
	-	-	-	497.77
	25.48	-2.62	-	-
	25.48	7.45	910.09	835.42
	871.90	11,265.05	3,587.18	3,131.96
	-	-	1,588.67	2,153.69
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	871.90	11,265.05	5,175.85	5,285.65
	-846.42	-11,257.60	-4,265.75	-4,450.23
	-	-	-	-
	-	-	-	39.44
	0.00	104,289.09	42,241.50	82,768.50
	45.99	1,452.22	4,193.50	2,396.55
	45.99	105,741.31	46,435.00	85,204.48
	5,620.02	119,573.20	12,943.02	94,342.88
	1,862.71	4,598.15	6,674.94	8,221.59
	0.00	1,162.73	43,516.65	4,913.33
	7,482.73	125,334.08	63,134.61	107,477.80
	-7,436.74	-19,592.77	-16,699.61	-22,273.32
	-	-	-	-
	92,381.68	5,790.44	-7,239.89	-6,184.80
	15,584.64	9,794.20	17,034.09	23,203.48
	107,966.32	15,584.64	9,794.20	17,018.68

2

5-5 2021 -2023 2024

	2024	6	/1-6	2023	/2023	2022	/2022	2021	/2021
			830,101.47		570,498.24		551,105.62		520,208.89

	598,264.98	354,232.77	370,544.58	347,502.96
	72.07%	62.09%	67.24%	66.80%
	117,373.22	247,726.13	266,400.06	119,990.63
	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
	100,664.85	36,640.81	13,725.47	20,538.75

1

2021-2023	2024	6		520,208.89
551,105.62	570,498.24	830,101.47		
306,622.06	343,397.33	367,972.28	632,468.71	
	58.94%	62.31%	64.50%	76.19%
			164,242.85	204,991.19
207,065.62	244,104.54		53.57%	59.70%
56.27%	38.60%		213,586.83	207,708.29
202,525.96	197,632.76		41.06%	37.69%
35.50%	23.81%			
181,629.06	179,019.07	173,323.37	169,246.14	
	85.04%	86.19%	85.58%	85.64%
2021-2023	2024	6		
347,502.96	370,544.58	354,232.77	598,264.98	
		174,714.33	210,311.99	204,840.11
451,760.74			50.28%	56.76%
75.51%				57.83%
124,380.56	175,770.73	164,579.31	181,705.41	
	71.19%	83.58%	80.35%	40.22%
172,788.63	160,232.59	149,392.66	146,504.24	
	49.72%	43.24%	42.17%	24.49%
			58.63%	83.11%
			70.89%	70.23%
	41.37%	16.89%	29.11%	29.77%

2			
2021-2023	2024		119,990.63
266,400.06	247,726.13	117,373.22	
103,476.21	234,275.26	203,012.04	102,180.19
6,554.07	7,417.66	36,105.54	15,413.99

3			
2021-2023	2024		
20,538.75	13,725.47	36,640.81	100,644.85
2021-2023	2024		
-4,450.23	-4,265.75	-11,257.60	-846.42
2021-2023	2024		
-22,273.32	-16,699.61	-19,592.77	-7,436
	82,768.5	42,241.50	104,289.09
		94,342.88	12,943.02
			119,573.20
5,620.02			

4

5-6

	2024	1-6 /6	2023	/	2022	/	2021	/
		1.40		1.80		1.63		1.75
		1.08		1.74		1.60		1.65
		72.07%		62.09%		67.24%		66.80%
		12.94%		18.05%		12.06%		13.76%

	6.65%	16.70%	4.11%	3.79%
--	-------	--------	-------	-------

= /
 = - - /
 = /
 = - /
 = /

1.75

1.63 1.80 1.40 1.65 1.62 1.74 1.08

66.80% 67.24% 62.09% 72.07%

13.76% 12.06%

18.05% 12.94%

3.79% 4.11% 16.70% 6.65%

100%

2022 8 23

REITs

2022 200

REITs

30

20

REITs

REITs

REITs

www.csrc.gov.cn

www.cbirc.gov.cn

www.safe.gov.cn

www.pbc.gov.cn

www.mem.gov.cn

www.mee.gov.cn		www.samr.gov.cn
	www.ndrc.gov.cn	www.mof.gov.cn
	www.chinatax.gov.cn	
http	//neimenggu.chinatax.gov.cn/	
www.gsxt.gov.cn	“ ”	www.creditchina.gov.cn
	neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun	-
	zxgk.court.gov.cn/shixin	-
	zxgk.court.gov.cn/zhixing	2024 6

30

2010 12 9
21,688

,

2010	12	9	
			15,688.00
15,688.00			100.00%
2016	9	19	6,000.00
			6,000.00
			21,688.00
21,688.00			100.00%

2024 6

21,688.00

21,688.00

21,688.00

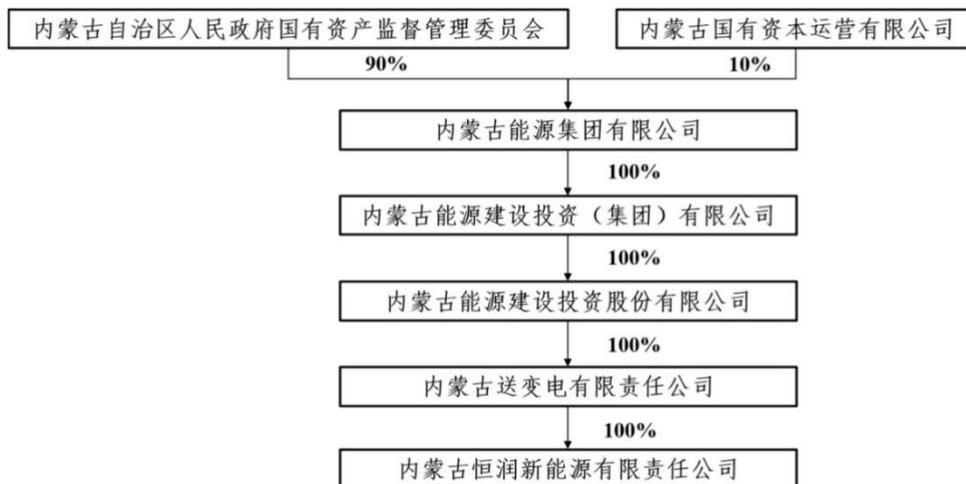
5-7

%

1		21,688.00	100.00	2001-08-01

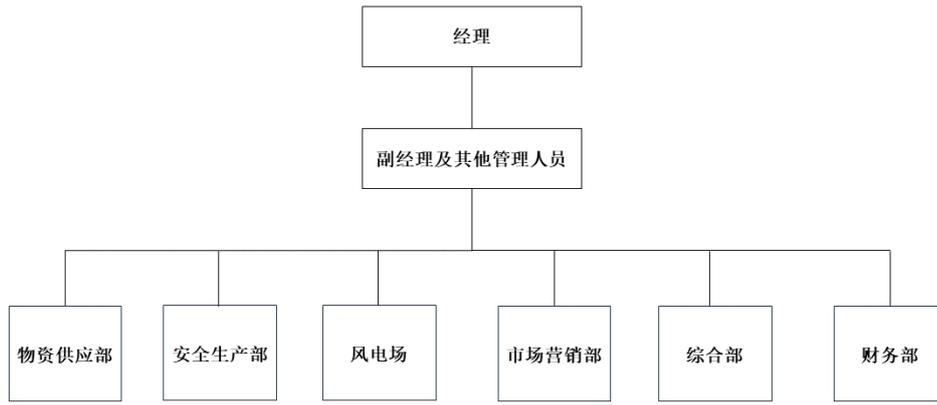
2024 6

5-3



1

5-4



2

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

1

3

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

1

1

2

3

4

5

6

7

8

5

2

1

1

2

3

4

5

3

2024 6 30

100%

“

”

1

“

”

100%

2023 6 21

REITs

100%

REITs

2

2023 10 17

“

”“

”

REITs

2023 12 1

REITs

100%

REITs

2010 12 9

“

”

2021-2023

2024

1

1

5-8

	2024 6	2023	2022	2021
	3.09	3.52	9.91	29.43
		-	-	-
	23,986.87	21,351.58	20,044.91	14,779.41
	115.98	119.85	-	-
	191.27	841.58	1,329.47	-
	1.00	-	118.44	143.57
	345.16	306.03	310.47	225.96
	822.93	1,443.92	1,887.10	1,887.10
	27,187.72	24,066.48	23,700.29	17,065.47
	37,644.91	39,797.42	44,800.87	49,888.64
	653.59	653.59	325.15	-
	158.58	160.35	163.90	167.88
	8,070.90	8,608.96	9,685.08	10,761.20
	46,528.04	49,220.32	54,975.00	60,817.71
	73,715.76	73,286.80	78,675.29	77,883.18
		-		
	1,716.34	1,871.71	3,032.42	4,162.57
		-	-	-
	14.73	13.78	11.83	150.70
	27.69	245.47	330.08	510.89
	12,553.38	9,439.34	9,454.24	5,257.48
	4,816.43	5,316.43	6,600.01	6,424.53
	19,128.56	16,886.73	19,428.58	16,506.16
		-		
	10,429.71	12,462.93	8,300.00	12,350.00

		-	8,936.77	11,508.31
	10,429.71	12,462.93	17,236.77	23,858.31
	29,558.27	29,349.66	36,665.35	40,364.47
		-		
	21,688.00	21,688.00	21,688.00	21,688.00
		-	-	-
	3,535.28	3,535.28	3,342.56	2,893.44
	18,934.21	18,713.86	16,979.37	12,937.27
	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71
		-	-	-
	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71
	73,715.77	73,286.80	78,675.29	77,883.18

2

5-9

	2024	1-6	2023	2022	2021
		4,405.91	11,754.97	13,658.70	14,949.91
		4,139.89	8,058.30	8,103.52	10,610.66
		21.56	113.75	188.99	204.13
			553.27	376.07	392.72
			-	-	-
“_”		375.78	1,192.89	1,693.52	2,062.04
		377.17	1,211.96	1,694.67	2,073.72
		1.50	19.06	1.16	11.68
			420.88	808.23	784.82
“_”			-	-	-
“_”			-3.17		
“ ”		266.01	2,254.47	4,104.82	2,465.19
			21.60	1,183.51	548.00
		1.29	1.64	-	-

“ ”	264.72	2,274.43	5,288.33	3,013.19
	44.36	347.22	797.10	499.03
“ ”	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
		-	-	-
		-	-	-
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
		-	-	-

3

5-10

	2024 1-6	2023	2022	2021
	2,391.30	11,761.52	9,769.42	17,457.05
		420.88	808.23	784.82
	4,568.42	12,856.57	11,262.43	3,755.82
	6,959.72	25,038.97	21,840.08	21,997.69
	846.43	2,662.45	1,752.44	2,874.84
	341.00	861.62	848.66	684.27
	275.76	1,342.36	2,614.84	2,211.88
	2,580.88	12,681.66	8,274.85	8,439.74
	4,044.08	17,548.09	13,490.79	14,210.72
	2,915.64	7,490.88	8,349.28	7,786.97
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-

	5.70	227.89	228.08	21.12
		-	-	-
		-	-	-
		-	-	-
	5.70	227.89	228.08	21.12
	-5.70	-227.89	-228.08	-21.12
		-	-	-
		9,479.35	-	-
		-	-	-
		9,479.35	-	-
	2,533.21	4,050.00	4,050.00	4,050.00
	377.17	662.44	789.85	1,003.58
		12,036.30	3,300.87	3,300.87
	2,910.38	16,748.74	8,140.73	8,354.45
	-2910.38	-7,269.38	-8,140.73	-8,354.45
		-	-	-
	-0.43	-6.39	-19.52	-588.61
		9.91	29.43	618.04
		3.52	9.91	29.43

2

1

5-11

%

	2024 6		2023		2022		2021	
	3.09	0.00	3.52	0.00	9.91	0.01	29.43	0.04
	-	-	-	-	-	-	-	-
	23,986.87	32.54	21,351.58	29.13	20,044.91	25.48	14,779.41	18.98

	115.98	0.16	119.85	0.16	-	-	-	-
	191.27	0.26	841.58	1.15	1,329.47	1.69		
	1.00	0.00	-	-	118.44	0.15	143.57	0.18
	345.16	0.47	306.03	0.42	310.47	0.39	225.96	0.29
	822.93	1.12	1,443.92	1.97	1,887.10	2.40	1,887.10	2.42
	27,187.72	36.88	24,066.48	32.84	23,700.29	30.12	17,065.47	21.91
	37,644.91	51.07	39,797.42	54.30	44,800.87	56.94	49,888.64	64.06
	653.59	0.89	653.59	0.89	325.15	0.41	-	-
	158.58	0.22	160.35	0.22	163.90	0.21	167.88	0.22
	8,070.90	10.95	8,608.96	11.75	9,685.08	12.31	10,761.20	13.82
	46,528.04	63.12	49,220.32	67.16	54,975.00	69.88	60,817.71	78.09
	73,715.76	100	73,286.80	100	78,675.29	100	77,883.18	100

2021 -2023 2024 6 77,883.18

78,675.29 73,286.80 73,715.76

2021 -2023

2024 6 21.91% 30.12%
32.84% 36.88%

2021 -2023 2024 6
78.09% 69.88% 67.16% 63.12%

1

2021 -2023 2024 6
14,779.417 20,044.917 21,351.58 23,986.87
18.98% 25.48% 29.13% 32.54%

2

2021 -2023 2024 6
49,888.64 44,800.87 39,797.42 37,644.91
64.06% 56.94% 54.30% 51.07%

3

					2021
-2023	2024	6			10,761.20
	9,685.08	8,608.96	8,070.90		13.82%
12.31%	11.75%	10.95%			

2

5-12

%

	2024 6		2023		2022		2021	
	1,716.34	5.81	1,871.71	6.38	3,032.42	8.27	4,162.57	10.31
	-	-	-	-	-	-	-	-
	14.73	0.05	13.78	0.05	11.83	0.03	150.70	0.37
	27.69	0.09	245.47	0.84	330.08	0.90	510.89	1.27
	12,553.38	42.47	9,439.34	32.16	9,454.24	25.79	5,257.48	13.03
	4,816.43	16.29	5,316.43	18.11	6,600.01	18.00	6,424.53	15.92
	19,128.56	64.71	16,886.73	57.54	19,428.58	52.99	16,506.16	40.89
	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	8,300.00	22.64	12,350.00	30.60
	-	-	-	-	8,936.77	24.37	11,508.31	28.51
	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	17,236.77	47.01	23,858.31	59.11
	29,558.27	100.00	29,349.66	100.00	36,665.35	100.00	40,364.47	100.00

2021	-2023	2024	6	
16,506.16	19,428.58	16,886.73	19,128.56	
40.89%	52.99%	57.54%	64.71%	23,858.31
17,236.77	12,462.93	10,429.71		
59.11%	47.01%	42.46%	35.29%	

1

2021	-2023	2024	6
------	-------	------	---

4,162.57	3,032.42	1,871.71	1,716.34
10.31%	8.27%	6.38%	5.81%

2

2021	-2023	2024	6			
5,257.4	9,454.24	9,439.34	12,553.38			
13.00%	25.79%	32.16%	42.47%	2021	-2023	2024 6
		150.70	11.83	13.78	14.73	

3

2021	-2023	2024	6		
	6,424.53	6,600.01	5,316.43	4,816.43	
	15.92%	18.00%	18.11%	16.29%	

4

2021	-2023	2024	6	
12,350.00	8,300.00	12,462.93	10,429.71	
30.60%	22.64%	42.46%	35.29%	

5

2021	-2023	2024	6	
11,508.31	8,936.77	0.00	0.00	28.51%
24.37%	0.00%	0.00%		

3

2021-2023	2024		14,949.91
13,658.70	11,754.97	4,405.91	
	2021-2023	2024	
10,610.66	8,103.52	8,058.30	4,139.89 2022

		2,514.17	4,491.23
1,927.21	220.35		

4

2021-2023	2024		
7,786.97	8,349.28	7,490.88	2,915.64
	2022	2021	

2021-2023	2024		
-21.12	-228.08	-227.89	-5.70

2021-2023	2024		
-8,354.45	-8,140.73	-7,269.38	-2,910.38

5

2024

5-13

2024

	2024	2023	2022	2021
	/	/	/	/
	1.42	1.43	1.22	1.03
	1.40	1.41	1.20	1.02
	40.10%	40.05%	46.60%	51.83%
	6.04%	31.45%	40.67%	29.03%
	0.50%	4.39%	10.69%	6.70%

$$= \frac{\quad}{\quad}$$

$$= \frac{\quad}{\quad} - \frac{\quad}{\quad}$$

$$= \frac{\quad}{\quad}$$

$$= \frac{\quad}{\quad} - \frac{\quad}{\quad}$$

$$= \frac{\quad}{\quad}$$

	2021-2023	2024	6
	1.03 1.22 1.43 1.42	1.02 1.20 1.41	

1.40

2021-2023	2024	6	51.83%
46.60%	40.05%	40.10%	
2021-2023	2024		29.03% 40.67%
31.45%	6.04%		

6.70% 10.69% 4.39% 0.50%

100%

2022 8 23

REITs

2022 200

REITs

30

20

REITs

REITs

REITs

www.csrc.gov.cn

www.cbirc.gov.cn

www.safe.gov.cn

www.pbc.gov.cn

www.mem.gov.cn

www.mee.gov.cn

www.samr.gov.cn

www.ndrc.gov.cn

www.mof.gov.cn

www.chinatax.gov.cn

<http://neimenggu.chinatax.gov.cn/>

www.gsxt.gov.cn

“ ”

www.creditchina.gov.cn

neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun

-

zxgk.court.gov.cn/shixin

-

zxgk.court.gov.cn/zhixing

2024 6

2024

6 30

REITs

1

	2006 9 27
	1,300,000.00
	4 3

2

2024 6 30

1,300,000.00

2,651,243.27

117.00

90%

13.00

10%

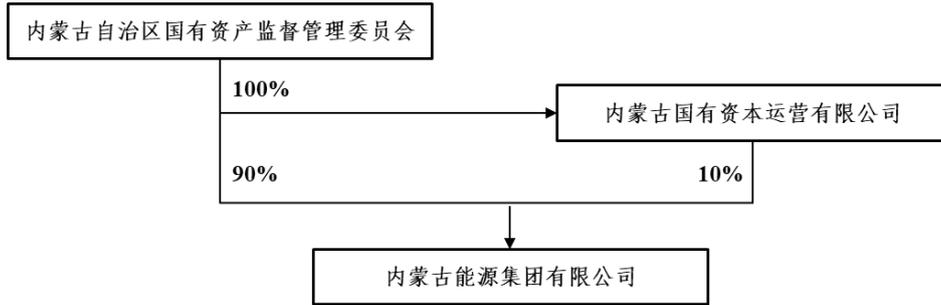
6-1 2024 6 30

%

1		1,170,000.00	90.00%
2		130,000.00	10.00%

2024 6 30

6-1



3

		2024 6		1,140.27
	893.04	230.65	2023 1-12	
247.24	5.79	2024 6		
1,513.05	2023		499.169	
	457.0	4,524.46		
316.58 /	2024 1-6		295.30	
	271.67	2,204.93		
309.16 /				

6-2

	2024 1-6	2023	2022	2021
--	-----------------	-------------	-------------	-------------

	832,069.26	72.77%	1,499,423.30	62.14%	1,033,631.73	57.90%	773,547.67	83.07%
	78,819.15	6.89%	102,339.24	4.24%	94,346.85	5.29%	62,282.98	6.69%
	24,473.8	2.14%	33,517.30	1.39%	36,067.73	2.02%	14,787.25	1.59%
	99,360.1	8.69%	112,161.69	4.65%	85,845.60	4.81%	79,135.65	8.50%
	-	0.00%	3,813.63	0.16%	27,721.24	1.55%	45,500.10	4.89%
	276,028.35	24.14%	960,154.29	39.79%	645,574.51	36.16%	-	-
	-	0.00%	35,016.03	1.45%	22,962.03	1.29%	-	-
	28,008.22	2.45%	29,474.11	1.22%	28,617.89	1.60%	17,564.44	1.89%
	-195,290.29	-17.08%	-362,879.32	-15.04%	-189,673.28	-10.63%	-61,616.78	-6.62%
	1,143,468.59	100.00%	2,413,020.27	100.00%	1,785,094.30	100.00%	931,201.31	100.00%

4

REITs

2024 6 30

REITs

5

:

0471-3338208

2021

2022

2023

2021

2022

2023

,2024

2021

2022

2023

“

(2024)

01110111 ”

1

1

6-3

	2024 6	2023	2022	2021
	447,939.74	330,395.75	293,255.01	218,966.65
		-	-	-
	18,054.65	30,231.59	46,672.19	12,820.81
	970,813.40	962,556.06	835,497.12	286,773.09
	1,840.00	200.00		
	503,699.33	289,740.09	195,188.65	24,396.47
	286,830.40	141,441.97	280,413.13	415,537.65
	108,702.75	84,775.87	85,400.63	70,698.73
	167,016.76	189,798.39	153,787.02	-
		-	-	-
		-	-	-
	261,574.15	200,518.30	56,233.96	146,083.09
	2,605,496.71	2,240,093.54	1,946,447.72	1,180,806.49
		-	-	-
	10,659.34	15,796.88	13,965.00	2,450.00
	493,614.91	418,368.03	172,518.72	87,643.14
	23,490.00	23,490.00	23,490.00	-
	4,369.03	1,231.48	1,312.50	1,393.51
	4,092,168.14	3,872,341.00	3,228,843.75	2,172,275.13
	2,133,823.28	2,267,842.83	934,568.02	917,526.71
	1,030,848.92	1,006,552.50	218,732.61	158,124.06
	947.98	947.98	878.25	-
	4,726.94	4,726.94	4,726.94	-
	57,288.63	60,864.48	24,418.27	19,562.86
	4,391.89	4,391.89	2,017.76	761.05
	235,267.08	233,787.76	237,885.17	227,371.37
	8,797,253.05	7,910,341.77	4,864,331.35	3,610,497.83
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31

	2024 6	2023	2022	2021
	156,107.36	127,144.10	181,068.56	484,683.85
	1,923,947.06	1,732,171.97	979,138.66	642,036.02
	4,491.35	11,289.40	59,775.60	25,412.17
	189,811.50	255,404.10	70,733.99	-
	11,908.71	11,817.44	11,937.44	9,752.49
	15,195.16	18,934.90	16,436.43	26,592.59
	76,743.16	81,611.38	135,978.14	72,722.22
	627,345.79	641,907.09	442,923.78	323,907.38
	597.76	597.76	800.06	-
	3,008,084.24	2,880,878.13	1,953,993.66	1,585,106.72
	5,655,051.18	4,742,327.01	3,424,914.38	2,033,789.25
		-	-	-
		-	-	-
	244,729.46	196,580.60	192,359.33	206,153.56
		-	-	-
	21,353.42	24,130.07	32,693.57	22,265.22
	5.60	12.32	-	-
	5,922,297.97	4,963,050.00	3,649,967.28	2,262,208.02
	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,847,314.75
()	2,651,243.27	2,266,669.37	1,289,000.00	800,000.00
	84,221.37	222,292.14	142,931.32	86,680.52
	49,803.18	35,123.50	32,835.20	32,477.70
	15,719.13	15,719.13	11,600.95	4,169.10
	-593,571.58	-477,297.87	-520,770.83	-195,017.95
	2,207,415.37	2,062,506.27	955,596.63	728,309.37
	264,952.18	244,000.91	251,221.51	215,680.20
	2,472,367.55	2,306,507.18	1,206,818.15	943,989.57
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31

	2024	2023	2022	2021
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	1,091,637.98	2,381,207.24	1,766,716.40	1,055,663.12
	941,355.32	2,039,046.64	1,468,946.30	868,076.89
	21,843.64	33,206.37	26,162.53	20,441.33
	476.90	1,372.79	999.50	313.47
	44,438.42	104,732.28	88,259.40	23,660.14
	2,240.59	31,213.08	20,672.06	11,009.43
	81,283.11	171,636.07	161,676.61	132,161.87
	79,556.85	161,003.09	162,141.09	120,869.50
	459.43	9,880.54	4,294.40	1,999.04
	2,241.91	4,125.03	3,338.71	2,601.00
	171.76	22,751.40	11,294.01	12,405.23
		-210.06	-10.23	-4,084.90
	18,846.38	31,899.42	45,954.95	-8,877.71
	-7.49	-1,852.36	149.75	-1,756.28
	73,083.18	88,526.46	79,105.09	-124,174.45
	1,456.70	22,304.55	3,129.96	1,740.45
	602.40	17,283.20	2,183.57	2,368.69
	73,937.47	93,547.82	80,051.49	-124,802.70
	16,035.28	27,667.71	11,420.82	16,069.88
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
	57,902.19	79,454.97	68,630.67	-140,872.58
	15,404.02	-13,574.87	-6,189.13	-45,523.34
	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-95,349.24
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58

	2024	2023	2022	2021
	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-45,523.34

3

6-5

	2024	2023	2022	2021
	1,297,590.89	2,518,997.31	1,728,383.06	890,853.62
	5,613.27	5,442.91	21,659.43	1,073.83
	49,797.16	141,687.47	199,386.56	210,358.11
	1,353,001.32	2,666,127.69	1,949,429.05	1,102,285.56
	1,134,023.53	1,854,192.53	1,095,179.52	432,824.29
	105,400.81	215,957.81	198,576.79	90,584.50
	86,510.13	135,021.85	104,812.21	50,976.69
	208,863.09	235,506.87	435,374.10	284,201.23
	1,534,797.56	2,440,679.06	1,833,942.61	858,586.71
	-181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85
				689.32
		6,845.54	17,894.74	8,001.06
	110.77	5,779.87	216.45	-
	4,926.35	32,365.39	115,755.54	20,314.53
	5,037.12	44,990.80	133,866.73	29,004.91
	720,459.60	1,430,754.75	484,816.57	435,115.96
	30,735.34	68,199.96	9,641.82	5.06
		-	34,276.30	-
	41,909.85	181,903.31	41,112.93	69,404.66
	793,104.79	1,680,858.01	569,847.62	504,525.68
	-788,067.67	-1,635,867.21	-435,980.89	-475,520.76

	2024	2023	2022	2021
	205,547.25	170,068.61	224,500.00	161,708.00
	1,530,169.94	3,041,482.70	1,695,025.17	1,618,125.77
		47,224.59	29,067.04	62,670.74
	1,735,717.19	3,258,775.90	1,948,592.21	1,842,504.52
	550,640.49	1,551,471.52	1,381,117.32	1,420,286.34
	105,602.15	186,166.35	178,571.30	154,400.07
	3,994.85	67,888.44	120,784.25	41,050.54
	660,237.49	1,805,526.31	1,680,472.87	1,615,736.95
	1,075,479.70	1,453,249.58	268,119.33	226,767.57
	105,615.79	42,831.00	-52,375.13	-5,054.35
	322,564.96	279,733.96	332,109.09	131,704.29
	428,180.75	322,564.96	279,733.96	126,649.95

2

6-6

	2024	2023	2022	2021
	6	/2023	/2022	/2021
	/1-6			%
	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31
	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,847,314.75
	78.32	77.28	82.28	80.30
	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
	-181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85

1

2021-2023 2024 6 4,791,304.31
6,810,779.07 10,150,435.31 11,402,749.77

	1,180,806.49	1,946,447.72	2,240,093.54	2,605,496.71
		24.64%	28.58%	22.07%
			22.85%	
			3,610,497.83	4,864,331.35
	7,910,341.77	8,797,253.05		75.36%
71.42%	77.93%	77.15%		
			2023	2022
	3,339,656.24	49.03%		
	2021-2023	2024	6	3,847,314.75
	5,603,960.93	7,843,928.13	8,930,382.21	
	1,585,106.72	1,953,993.66	2,880,878.13	3,008,084.24
		41.20%	34.87%	36.73%
			33.68%	
	2,262,208.02	3,649,927.28	4,963,050.00	
5,922,297.97		58.80%	65.13%	63.27%
			66.32%	
2				
	2021	-2023	2024	
	931,201.31	1,785,094.30	2,413,020.27	1,143,468.59
2022		2021	853,892.99	91.70%
				2023
	2022	627,925.97	35.18%	
	2021	-2023	2024	
-140,872.58	68,630.67	65,880.10	57,902.19	2022
	2021	209,503.25		
2022				
				2023
2022	2,750.57	4.00%		

3

2021-2023	2024		
243,698.85	115,486.43	225,448.63	-181,796.24

2022

2023

2023

2021-2023	2024		
-475,520.76	-435,980.89	-1,635,867.21	-788,067.67

2023

2021

2021-2023	2024		
226,767.57	268,119.33	1,453,249.58	1,075,479.70

2023

2022

1,185,130.25

4

6-7

	2024 /	2023 /	2022 /	2021 /
	0.87	0.78	0.99	0.74
	0.66	0.65	0.85	0.68
	78.32%	77.28%	82.41%	80.30%
	17.68%	15.50%	17.71%	6.78%
	2.34%	2.86%	5.54%	-14.92%

= /
 = - - /
 = /
 = - /
 = / 2024
 2024
 2021-2023 2024 6
 0.74 0.99 0.78 0.87 0.68 0.85 0.65 0.66
 2022

2021-2023 2024 6
 80.30% 82.41% 77.28% 78.32%

2021-2023 2024
 -14.92% 5.54% 2.86% 2.34%

2024 6
6-8 2024 6

	160		2023.11.5	2024.10.31

6-9 2024 6

	10		2023.10.10	2024.10.31
	100		2023.5.1	2024.5.31

6-10 2024

100	100		2024.4.1	2024.12.31
100	100		2024.4.1	2024.12.31
150	150		2024.4.15	2024.12.31
50	50		2024.4.15	2024.12.31
100	100		2024.4.15	2024.12.31
160 +	160		2024.4.15	2024.12.31
	100		2024.4.15	2024.12.31
	100		2024.6.25	2025.10.31
100	100		2024.4.2	2024.12.31
100	100		2024.4.30	2025.10.31
100	100		2024.4.30	2024.12.31
100 +	100		2024.4.8	2024.12.31
	30		2024.4.15	2024.12.31
100	100		2024.6.15	2025.10.31
100	100		2024.4.1	2024.12.31

100	100		2024.4.15	2024.12.31
50	50		2024.4.7	2024.12.31
100	100		2024.4.7	2024.12.31
100	100		2024.4.7	2024.12.31
8	8		2024.5.25	2024.12.31
32	32		2024.5.25	2024.12.31
50	50		2024.3.29	2025.10.31
150	150		2024.3.28	2025.10.31
50	50			2025.10.31
3	20			2025.10.31

2024 6

44 663.55
497.48 166.07

1

2022 2023 4,242,066.11
5,708,556.56

6-11 2022 2023

	2023		2022	

	127,144.10	2.23%	181,068.56	4.27%
1	641,907.09	11.24%	442,923.78	10.44%
	597.76	0.01%	800.06	0.02%
	4,742,327.01	83.07%	3,424,914.38	80.74%
			-	
	196,580.60	3.44%	192,359.33	4.53%
	5,708,556.56	100.00%	4,242,066.11	100.00%

1

1

2

6-12 2023

		1				
		1,568,606.64	-	-	1,568,606.64	32.21%
		165,428.95	-	-	165,428.95	3.40%
	7,144.10	1,440,583.07	-	-	1,447,727.17	29.73%
	120,000.00	1,567,708.34	-	-	1,687,708.34	34.66%
	127,144.10	4,742,327.01	-	-	4,869,471.11	100.00%

1

www.csrc.gov.cn

www.cbirc.gov.cn

www.safe.gov.cn

www.pbc.gov.cn

www.mem.gov.cn

www.mee.gov.cn

www.samr.gov.cn

www.ndrc.gov.cn

www.mof.gov.cn

www.chinatax.gov.cn

<http://neimenggu.chinatax.gov.cn/>

www.gsxt.gov.cn

“ ”

www.creditchina.gov.cn

neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun

-

zxgk.court.gov.cn/shixin

-

zxgk.court.gov.cn/zhixing

2024 6

30

2

2024 6

2,341

664

1,677

3

4

2024 6

2024 6

44

663.55

497.48

166.07

6-13

	33×0.15	0.99	2,005.09	100.00%	
	33×0.15	1.25	2,520.10	100.00%	
	33×0.15	1.37	2,765.11	100.00%	
	24×0.20	1.53	3,189.41	80.00%	
	134×0.15	5.53	2,766.82	51.00%	
	20×0.25	1.36	2,711.72	80.00%	
	40×0.25	3.49	3,488.57	80.00%	
	30	3.74	1,820.26	100.00%	
	10	1.57	1,574.73	100.00%	

	94.65	20.83			
--	-------	-------	--	--	--

6-14 2024 6

1					2023.11-
2				/	2021.09-
3					2021.11-
4					2021.11-
5					2021.11-
6					2021.11-
7					2022.03-
8					2022.03-
9					2018.08-

11

7

3

1

1

1

1

1968

2

1971

3 1964

4 1965

5 1965

6 1964

7 1965

2

“ ”

1

1 1967 5

3

1

2 1967

“

”

4

6-15 2024 6

	1,004	16.15%
	4,013	64.57%

	1,198	19.28%
	6,215	100.00%

6-16 2024 6

1		
	15	0.30%
	137	2.73%
	1,788	35.64%
	3,077	61.33%
	5,017	100.00%
2		
	530	10.56%
	708	14.11%
	640	12.76%
	3,139	62.57%
	5,017	100.00%
3		
	46	0.92%
	106	2.11%
	271	5.40%
	317	6.32%
	1,510	30.10%
	2,767	55.15%
	5,017	100.00%

2024 6 30

REITs

“

” “

”



“ ” “ ”

1

“ ” “ ”

2010 12 9 2.16
198.5MW

1

REIT 49.5MW

25 XE2000
198.5MW 5.4 2700
220kV +18.2kM220kV +12 35kV
2010 8 15 2011 7
49.5MW 2011 4 15 2011 8

2012 4 15

49.5MW

2012 12

50MW 2018 5

2010

33

1

27

5

1

9

23

13

220kV

1 2016

200MW

100MW

750

2 2018

10

3

2020

110kV

1732

2

286



2 9 2 1000 2 ± 800 92
11 500 750 1
5 500kV 10 220kV

3

1 2024 7 31

4700

2

96%

3

4

2018
 QC 2019
 QC
 2020 XE82-2000
 QC 2021
 QC
 2022 QC
 2018
 2019
 REIT 49.5MW
 25 XE2000
 198.5MW 5.4 2700
 2010 8 15 2011 7
 49.5MW 2011 4 15 2011 8
 2012 4 15 49.5MW 2012
 12 50MW, 2018 5
 2010
 2024 6
 33 1 27
 5 1 9 23

	2024 6		2023		2022		2021	
		%		%		%		%
45	6	18.18%	8	22.86%	1	4.17%	0	0%
40-45	5	15.15%	5	14.29%	1	4.17%	1	4%
35-40	17	51.52%	17	48.57%	3	12.5%	1	4%
30-35	4	12.12%	5	14.29%	16	66.66%	17	68%
30	1	3.03%	0	-	3	12.5%	6	24%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

6-18

	2024 6		2023		2022		2021	
		%		%		%		%
15	8	24.24%	6	17.14%	0	0%	0	0%
10-15	15	45.45%	24	68.57%	14	58.34%	14	56%
5-10	10	30.30%	5	14.29%	8	33.33%	7	28%
5	0	-	0	-	2	8.33%	4	16%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

6-19

6-20

	2024 6		2023		2022		2021	
		%		%		%		%
	1	3.03%	2	5.71%	0	0%	0	0%
	27	81.82%	25	71.43%	14	58.33%	15	60%
	5	15.515%	8	22.86%	10	41.67%	10	40%
	0	-	0	-	0	0%	0	0%
	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

1

2

1

6-21

				49,500
				49,500
				50,000

2

5

/

25 25

1992 6 18

[1992]7

466.79095

[2002]75

010 63636363

010 63639132

www.cebbank.com

1992 8

2010 8

601818 2013 12

6818

2023

1,312

" "

" "

“ ” ESG A

1 6 1
2 6

1

2 QDII QFII

3

4

5

6

7

8

REITs

30

20

20

2002

2024 6 30

343

7338.52

QDII QFII



1

2

“ ”

3

4

1

2

1

2

"

"

3

4

3

4

6-22

	911501005528302135
	D
	2010 4 19

2010 6 12

12

“ ” “ ” “ ”

“

”

35

500

”

”

2019

REITs

REITs

1 —

2023

2 —

(此页无正文,为《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金尽职调查报告》签字盖章页)

调查人员签名:

基金管理人:

徐咸辉

吴抒

贾江涛

徐咸辉 吴抒

贾江涛

资产支持专项计划管理人:

李根吉

陈克宇

张震

李根吉

陈克宇

张震

基金管理人: 工银瑞信基金管理有限公司

资产支持专项计划管理人: 工银瑞信投资管理有限公司

2024年10月30日

附件一：基础设施资产不动产权属证书信息

项目	产权证书编号	权利人	坐落	用途	宗地面积	房屋建筑面积	使用期限	权利类型	权利性质
恒润一期风电项目	蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第0000691号	恒泽公司	察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局村	工业用地	7,066.50平方米	/	国有建设用地使用权 2011年06月27日起至2061年06月27日止	国有建设用地使用权	出让
	蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第0000692号	恒泽公司	察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局村	工业用地/办公	29,012.00平方米	3,457.38平方米	国有建设用地使用权 2011年07月13日起至2061年7月12日止	国有建设用地使用权/房屋所有权	出让/自建房
华晨风电项目	蒙（2024）固阳县不动产权第0130626号	华晨公司	固阳县红泥井	工业用地	18,656.00平方米	/	国有建设用地使用权 2017年11月06日起2067年11月05日止	国有建设用地使用权	出让

1		25	81		1
2		25	82		1
3		25	83		1
4		25	84		2
5		1	85		1
6		1	86		1
7	35kv	12	87		1
8		1	88		6
9		1	89		1
10	35kV	2	90		1
11	35KV	2	91		1
12		1	92		1
13		8	93	220KV	1
14		1	94	252KV	1
15		1	95		1
16		1	96		2
17		1	97		1
18		1	98		2
17	220KV	1	99		18
20		1	100		1
21	220KV	3	101		3
22		1	102		1
23		2	103		1
24		1	104		1
25		1	105		1
26	220KV	1	106	220KV	1

27		1	107		1
28	220KV	1	108		1
29		1	109		1
30		1	110		1
31	49.5MW AVC	2	111		1
32		1	112	TJ /QH	4
33		1	113	220KV	1
34		1	114		1
35	35KV	1	115		1
36		1	116		1
37	35KV	1	117		2
38	PCM	4	118	TJ /QH	2
39	SVC	1	119		1
40		1	120		1
41		1	121		1
42		1	122		1
43		1	123		2
44	PMU	1	124		7
45		1	125		2
46		1	126		1
47		8	127		2
48		1	128		1
49		1	129		1
50		1	130		1
51		1	131		1
52		1	132		6
53		1	133		2
54		1	134		1

55		1	135		1
56		3	136	35KV	1
57		1	137	10KV	1
58		3	138		1
59		1	139		2
60	252KV	2	140		1
61		2	141		5
62	220KV	1	142		1
63	220KV	1	143		2
64	220KV	1	144		1
65		2	145		5
66	35KV	1	146		1
67	220KV	3	147		1
68	35KV	1	148		1
69		1	149		1
70		1	150	PC	1
71	FR300	1	151		1
72		1	152		1
73		2	153		1
74		2	154		2
75		1	155		1
76		3	156		2
77	PT	1	157		1
78	I II SVC SVG	1	158		1
79		1	159	SVC SVG	1
80		1	160		1

Z01L51 1010000 0060	2199 0000 0006	001	MY2.0- 110	1	9,508,885.88
Z01L51 1010000 0063	2199 0000 0009	002	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0066	2199 0000 0012	003	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0069	2199 0000 0015	004	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0072	2199 0000 0018	005	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0075	2199 0000 0021	006	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0078	2199 0000 0024	007	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0081	2199 0000 0027	008	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0084	2199 0000 0030	009	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0087	2199 0000 0033	010	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0090	2199 0000 0036	011	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0093	2199 0000 0039	012	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0096	2199 0000 0042	013	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0099	2199 0000 0045	014	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0102	2199 0000 0048	015	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51	2199	016	MY2.0-	1	9,508,885.53

1010000 0105	0000 0051		110		
Z01L51 1010000 0108	2199 0000 0054	017	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0111	2199 0000 0057	018	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0114	2199 0000 0060	019	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0117	2199 0000 0063	020	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0120	2199 0000 0066	021	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0123	2199 0000 0069	022	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0126	2199 0000 0072	023	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0129	2199 0000 0075	024	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0132	2199 0000 0078	025	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0135	2199 0000 0081	026	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0138	2199 0000 0084	027	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0141	2199 0000 0087	028	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0144	2199 0000 0090	029	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0147	2199 0000 0093	030	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000	2199 0000	031	MY2.0- 110	1	9,508,885.53

0150	0096				
Z01L51 1010000 0153	2199 0000 0099	032	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0156	2199 0000 0102	033	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0159	2199 0000 0105	034	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0162	2199 0000 0108	035	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0165	2199 0000 0111	036	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0168	2199 0000 0114	037	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0171	2199 0000 0117	038	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0174	2199 0000 0120	039	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0177	2199 0000 0123	040	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0180	2199 0000 0126	041	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0183	2199 0000 0129	042	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0186	2199 0000 0132	043	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0189	2199 0000 0135	044	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0192	2199 0000 0138	045	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0195	2199 0000 0141	046	MY2.0- 110	1	9,508,885.53

Z01L51 1010000 0198	2199 0000 0144	047	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0201	2199 0000 0147	048	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0204	2199 0000 0150	049	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0207	2199 0000 0153	050	MY2.0- 110	1	9,508,885.53
Z01L51 1010000 0061	2199 0000 0007	001	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.51
Z01L51 1010000 0064	2199 0000 0010	002	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0067	2199 0000 0013	003	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0070	2199 0000 0016	004	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0073	2199 0000 0019	005	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0076	2199 0000 0022	006	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0079	2199 0000 0025	007	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0082	2199 0000 0028	008	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0085	2199 0000 0031	009	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0088	2199 0000 0034	010	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0091	2199 0000 0037	011	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51	2199	012	MY2.0-	1	2,040,782.33

1010000 0094	0000 0040		110/85		
Z01L51 1010000 0097	2199 0000 0043	013	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0100	2199 0000 0046	014	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0103	2199 0000 0049	015	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0106	2199 0000 0052	016	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0109	2199 0000 0055	017	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0112	2199 0000 0058	018	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0115	2199 0000 0061	019	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0118	2199 0000 0064	020	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0121	2199 0000 0067	021	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0124	2199 0000 0070	022	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0127	2199 0000 0073	023	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0130	2199 0000 0076	024	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0133	2199 0000 0079	025	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0136	2199 0000 0082	026	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000	2199 0000	027	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33

0139	0085				
Z01L51 1010000 0142	2199 0000 0088	028	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0145	2199 0000 0091	029	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0148	2199 0000 0094	030	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0151	2199 0000 0097	031	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0154	2199 0000 0100	032	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0157	2199 0000 0103	033	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0160	2199 0000 0106	034	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0163	2199 0000 0109	035	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0166	2199 0000 0112	036	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0169	2199 0000 0115	037	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0172	2199 0000 0118	038	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0175	2199 0000 0121	039	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0178	2199 0000 0124	040	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0181	2199 0000 0127	041	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0184	2199 0000 0130	042	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33

Z01L51 1010000 0187	2199 0000 0133	043	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0190	2199 0000 0136	044	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0193	2199 0000 0139	045	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0196	2199 0000 0142	046	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0199	2199 0000 0145	047	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0202	2199 0000 0148	048	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0205	2199 0000 0151	049	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0208	2199 0000 0154	050	MY2.0- 110/85	1	2,040,782.33
Z01L51 1010000 0059	2199 0000 0005	001	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,593.89
Z01L51 1010000 0062	2199 0000 0008	002	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0065	2199 0000 0011	003	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0068	2199 0000 0014	004	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0071	2199 0000 0017	005	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0074	2199 0000 0020	006	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0077	2199 0000 0023	007	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51	2199	008	ZGSB11	1	300,594.14

1010000 0080	0000 0026		-ZF-220 0/36		
Z01L51 1010000 0083	2199 0000 0029	009	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0086	2199 0000 0032	010	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0089	2199 0000 0035	011	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0092	2199 0000 0038	012	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0095	2199 0000 0041	013	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0098	2199 0000 0044	014	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0101	2199 0000 0047	015	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0104	2199 0000 0050	016	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0107	2199 0000 0053	017	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0110	2199 0000 0056	018	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0113	2199 0000 0059	019	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0116	2199 0000 0062	020	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0119	2199 0000 0065	021	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0122	2199 0000 0068	022	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000	2199 0000	023	ZGSB11 -ZF-220	1	300,594.14

0125	0071		0/36		
Z01L51 1010000 0128	2199 0000 0074	024	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0131	2199 0000 0077	025	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0134	2199 0000 0080	026	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0137	2199 0000 0083	027	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0140	2199 0000 0086	028	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0143	2199 0000 0089	029	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0146	2199 0000 0092	030	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0149	2199 0000 0095	031	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0152	2199 0000 0098	032	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0155	2199 0000 0101	033	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0158	2199 0000 0104	034	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0161	2199 0000 0107	035	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0164	2199 0000 0110	036	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0167	2199 0000 0113	037	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14
Z01L51 1010000 0170	2199 0000 0116	038	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1	300,594.14

Z01L51 1010000 0173	2199 0000 0119	039	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0176	2199 0000 0122	040	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0179	2199 0000 0125	041	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0182	2199 0000 0128	042	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0185	2199 0000 0131	043	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0188	2199 0000 0134	044	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0191	2199 0000 0137	045	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0194	2199 0000 0140	046	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0197	2199 0000 0143	047	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0200	2199 0000 0146	048	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0203	2199 0000 0149	049	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0206	2199 0000 0152	050	ZGSB11 -ZF-220 0/36	1		300,594.14
Z01L51 1010000 0054	11000 1000 001			1		10,593,943.07
Z01L51 1010000 0055	11000 1000 002			1		17,419,309.99

五、财务顾问报告

华泰联合证券有限责任公司

关于

工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金

之

财务顾问报告



2024年10月

声明与承诺

华泰联合证券有限责任公司受工银瑞信基金管理有限公司委托,担任本次工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金之财务顾问,就本项目出具财务顾问报告。

本财务顾问报告是依据《中华人民共和国证券法》(2019 修订)《中华人民共和国证券投资基金法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第1号——审核关注事项(试行)(2023年修订)》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引(试行)》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等法律、法规的有关规定,根据本项目各主要参与方提供的有关资料编制而成。本项目各主要参与方保证资料不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏,并对所提供资料的真实性、准确性和完整性承担相应的法律责任。

本财务顾问按照证券行业公认的业务标准、道德规范和诚实信用、勤勉尽责精神,遵循客观、公正的原则,在认真审阅各方所提供的相关资料和充分了解本次交易行为的基础上,出具财务顾问报告,旨在就本次交易行为做出独立、客观和公正的评价,以供广大投资者及有关各方参考。现就相关事项声明和承诺如下:

(一) 财务顾问声明

1、本财务顾问本着客观、公正的原则对本次交易出具财务顾问报告;

2、本财务顾问报告所依据的文件、材料由相关各方向本财务顾问提供。相关各方对所提供的资料的真实性、准确性、完整性负责,相关各方保证不存在任何虚假记载、误导性陈述或重大遗漏,并对所提供资料的合法性、真实性、完整性承担相应的法律责任。本财务顾问出具的核查意见是在假设本次交易的各方当事人均按相关协议的条款和承诺全面履行其所有义务的基础上提出的,若上述假设不成立,本财务顾问不承担由此引起的任何风险和责任;

3、本财务顾问就本项目相关事宜进行了审慎核查，本财务顾问报告仅对已核实的事项向基金份额持有人提供独立核查意见；

4、本财务顾问同意将本财务顾问报告作为基金管理人本次交易的法定文件，报送相关监管机构，随《招募说明书》上报深交所并上网公告；

5、对于本财务顾问报告至关重要而又无法得到独立证据支持或需要法律、审计、评估等专业知识来识别的事实，本财务顾问主要依据有关政府部门、律师事务所、会计师事务所、评估机构及其他有关单位出具的意见、说明及其他文件做出判断；

6、本财务顾问未委托和授权任何其他机构和个人提供未在本财务顾问报告中刊载的信息和对本财务顾问报告做任何解释或者说明；

7、本财务顾问报告不构成对公募基金的任何投资建议，对投资者根据本财务顾问报告所作出的任何投资决策可能产生的风险，本财务顾问不承担任何责任。

(二) 财务顾问承诺

1、本财务顾问已按照规定履行尽职调查义务；

2、有关本项目的财务顾问专业意见已提交内核机构审查，内核机构同意出具本财务顾问报告；

3、本财务顾问在与基金管理人接触后至担任财务顾问期间，已采取严格的保密措施，严格执行风险控制和内部隔离制度，不存在内幕交易、操纵市场、证券欺诈等问题。

(本页无正文，为《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金财务顾问报告》之“声明与承诺”签字盖章页)

调查人员签名：

张磊

张磊

徐辰栋

徐辰栋

吴芷璇

吴芷璇

财务顾问 (盖章)：华泰联合证券有限责任公司



目录

声明与承诺	- 2 -
释义	- 6 -
第一章 尽职调查情况描述	- 22 -
一、尽职调查基准日	- 22 -
二、尽职调查的人员	- 22 -
三、尽职调查的对象	- 22 -
四、尽职调查的方法	- 22 -
五、尽职调查的程序	- 23 -
六、尽职调查的内容	- 23 -
七、尽职调查主要结论	- 25 -
第二章 对基础设施项目的尽职调查	- 27 -
一、项目公司的基本情况	- 27 -
二、项目公司所在行业和经营模式	- 67 -
三、同业竞争与关联交易	- 141 -
四、财务与会计调查	- 160 -
五、基础设施资产情况	- 206 -
第三章 基础设施基金整体架构	- 292 -
一、基础设施基金整体架构图	- 292 -
二、交易实施步骤	- 292 -
第四章 对业务参与人的尽职调查	- 302 -
一、对发起人的尽职调查	- 302 -
二、对原始权益人内蒙古电力勘测设计院有限责任公司的尽职调查 ..	- 327 -
三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查	- 340 -
四、对基础设施运营管理机构尽职调查	- 357 -
五、对基金托管人的尽职调查	- 373 -
六、对资产支持证券托管人的尽职调查	- 377 -
第五章 财务顾问尽职调查结论性意见	- 380 -
一、项目公司	- 380 -
二、基础设施资产	- 380 -
三、基础设施资产现金流情况	- 381 -
四、原始权益人	- 382 -
五、基础设施运营管理机构	- 382 -
六、基金托管人	- 383 -
七、资产支持证券托管人	- 383 -
八、财务顾问有偿聘请第三方机构和个人等相关行为的核查说明	- 383 -

释义

在本财务顾问报告中，除非文意另有所指，下列词语或简称具有如下含义：

一、基础定义

1. 基金/本基金/公募基金/基础设施基金/基础设施证券投资基金：指工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金。
2. 封闭式基金：指基金份额总额在基金合同期限内固定不变（因扩募或者因本基金发生份额折算等事项导致基金份额总额变更的情况除外），基金份额持有人不得申请赎回的证券投资基金。
3. 基金募集期：指自基金份额发售之日起至发售结束之日止的期间。
4. 基金合同生效日：指基金募集达到法律法规规定及基金合同约定的条件，基金管理人向中国证监会办理基金备案手续完毕，并获得中国证监会书面确认的日期。
5. 基金合同终止日：指基金合同约定的基金合同终止事由出现后，基金财产清算完毕，清算结果报中国证监会备案并予以公告的日期。
6. 存续期/基金存续期/本基金存续期/公募基金存续期/基础设施基金存续期：指自基金合同生效日起至基金合同终止日止的期间，本基金的存续期为自基金合同生效之日起 15 年，但基金合同另有约定的除外。
7. 工作日/交易日：指深圳证券交易所的正常交易日。
8. 基金可供分配金额/可供分配金额：指在净利润基础上进行合理调整后的金额，相关计算调整项目至少包括基础设施项目资产的公允价值变动损益、折旧与摊销，同时应当综合考虑项目公司持续发展、偿债能力和经营现金流等因素，具体法律法规另有规定的，从其规定，可包括合并净利润和超出合并净利润的其他返还，具体将按照基金业协会的相关规定进行计算。
9. 基金收益：指基金投资基础设施资产支持证券份额所得的收益、债券利息、买卖证券价差、银行存款利息、已实现的其他合法收入及因运用基金财产带

来的成本和费用的节约。

10. 基金资产总值/基金总资产：指基金拥有的基础设施资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、其他各类证券、银行存款本息、基金应收款项及其他投资所形成的价值总和，即基金合并财务报表层面计量的总资产。
11. 基金净资产/基金资产净值：指基金总资产减去基金负债后的价值，即基金合并财务报表层面计量的净资产。
12. 基金份额净值：指估值日基金净资产除以估值日基金份额总数。
13. 基金资产估值：指计算评估基金资产和负债的价值，以确定基金净资产和基金份额净值的过程。
14. 预留费用：指本基金成立后，基础设施基金、专项计划预留的费用，包括上市费用、登记费用、验资费用、基金成立后首期审计费用、基金成立后首期资产评估费用、信息披露费用、开户及账户维护费用、必要的转账费用以及交易发生的印花税等。
15. 估值日：指根据国家法律法规规定需要对外披露财务报表的资产负债表日，估值日包括自然年度的半年度和年度最后一日，以及法律法规规定的其他日期。
16. 财务顾问报告/本财务报告/本报告：华泰联合证券有限责任公司关于工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金之财务顾问报告
17. 尽调基准日：2024年6月30日

二、涉及主体有关的定义

1. 基金合同当事人：指受基金合同约束，根据基金合同享有权利并承担义务的法律主体，包括基金管理人、基金托管人和基金份额持有人。
2. 基金管理人/工银瑞信基金/工银瑞信：指工银瑞信基金管理有限公司，或根据基金合同任命的作为基金管理人的继任机构。

3. 基金托管人：指中国光大银行股份有限公司（以下简称“光大银行”或“中国光大银行”）或根据基金合同任命的作为基金托管人的继任机构。
4. 基金份额持有人：指依基金合同和招募说明书合法取得基金份额的投资人。
5. 发起人/蒙能集团：指基础设施基金持有的基础设施项目的发起人，本基金拟初始投资的基础设施项目的发起人为内蒙古能源集团有限公司。如本基金后续购入基础设施项目，则发起人的范围相应调整。
6. 原始权益人：指基础设施基金持有的基础设施项目的原所有人，本基金拟初始投资的基础设施项目的原始权益人为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（以下简称“电力设计院”）和内蒙古恒润新能源有限责任公司（以下简称“恒润新能源”）。如本基金后续购入基础设施项目，则原始权益人的范围相应调整。
7. 参与机构：指为本基金提供专业服务的评估机构、会计师事务所、律师事务所等专业机构。
8. 外部管理机构/运营管理机构：指根据运营管理服务协议的约定承担标的基础设施项目等项目公司相关事项运营管理职责的主体及其权利、义务的合法继任主体。就本基金初始投资的基础设施项目，基金管理人拟委任蒙能集团作为外部管理统筹机构，由恒润新能源作为外部管理实施机构。如本基金后续购入、出售基础设施项目，则外部管理机构的范围相应调整。
9. 财务顾问：指符合法律法规规定的条件，基金管理人依法聘请的对基础设施项目进行尽职调查和办理基础设施基金份额发售的路演推介、询价、定价、配售等相关业务活动的证券公司。本基金首次发售时，指华泰联合证券有限责任公司（以下简称“华泰联合证券”）。
10. 基金法律顾问/法律顾问/律师事务所：指北京天达共和律师事务所或基金管理人依法聘请的为本基金提供法律服务的其他机构。
11. 会计事务所/审计机构：指毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）及其继任机构或基金管理人依法聘请的为本基金提供会计/审计服务的其他机构。

12. 资产评估机构/评估机构:指北京国友大正资产评估有限公司及其继任机构或基金管理人依法聘请的为本基金提供评估服务的其他机构。
13. 流动性服务商:指为基础设施基金提供双边报价等服务的专业机构。

三、与本基金涉及的主要文件有关的定义

1. 基金合同/《基金合同》:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》及对基金合同的任何有效修订、补充或更新。
2. 托管协议/基金托管协议/《基金托管协议》:指基金管理人与基金托管人就本基金签订之《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》及对该托管协议的任何有效修订、补充或更新。
3. 招募说明书/《招募说明书》:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》及对该招募说明书的任何有效修订、补充或更新。
4. 基金份额询价公告/询价公告:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金基金份额询价公告》及对该询价公告的任何有效修订、补充或更新。
5. 基金份额发售公告/发售公告:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金基金份额发售公告》及对该发售公告的任何有效修订、补充或更新。
6. 基金产品资料概要:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要》及对该资料概要的任何有效修订、补充或更新。
7. 基金份额上市交易公告书:指《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金上市交易公告书》及对该公告书的任何有效修订、补充或更新。

四、与本基金销售、登记、转托管有关的定义

1. 认购:指在基金募集期内,投资者根据基金合同和招募说明书的规定申请购买基金份额的行为。
2. 基金销售业务:指基金管理人或销售机构宣传推介基金,发售基金份额,办

理基金份额转托管等业务。

3. 登记业务：指基金登记、存管、过户、清算和结算业务，具体内容包括投资者场外基金账户或场内证券账户的建立和管理、基金份额登记、基金销售业务的确认、清算和结算、代理发放红利、建立并保管基金份额持有人名册和办理非交易过户等。
4. 会员单位/场内证券经营机构：指具有基金销售业务资格并经深圳证券交易所和中国证券登记结算有限责任公司认可的深圳证券交易所会员单位。
5. 转托管：指基金份额持有人在本基金的不同销售机构之间实施的变更所持基金份额销售机构的操作，包括系统内转托管及跨系统转托管的统称。
6. 系统内转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在基金登记结算系统内不同销售机构（网点）之间或证券登记系统内不同会员单位（交易单元）之间进行转托管的行为。
7. 跨系统转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在基金登记结算系统和证券登记系统之间进行转托管的行为。
8. 深交所：指深圳证券交易所。
9. 投资人/投资者：指个人投资者、机构投资者、合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人的统称。
10. 个人投资者：指依据有关法律法规规定可投资于证券投资基金的自然人。
11. 机构投资者：指依法可以投资证券投资基金的、在中华人民共和国境内合法登记并存续或经有关政府部门批准设立并存续的企业法人、事业法人、社会团体或其他组织。
12. 合格境外投资者：指符合《合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者境内证券期货投资管理办法》（包括其不时修订）及相关法律法规规定可以投资于在中国境内依法募集的证券投资基金的中国境外的机构投资者，包括合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者。

13. 战略投资者：指符合国家法律、法规，按照基金战略配售要求进行战略投资的投资人。
14. 网下投资者：指证券公司、基金管理公司、信托公司、财务公司、保险公司及保险资产管理公司、合格境外机构投资者、商业银行及银行理财子公司、政策性银行、符合规定的私募基金管理人以及其他符合中国证监会及深圳证券交易所投资者适当性规定的专业机构投资者。全国社会保障基金、基本养老保险基金、年金基金等可根据有关规定参与基础设施基金网下询价。
15. 公众投资者：指除战略投资者和网下投资者以外，符合法律法规规定的可投资于基础设施证券投资基金的个人投资者、机构投资者、合格境外投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人的统称。
16. 战略配售：指以锁定持有基金份额一定期限为代价获得优先认购基金份额的权利的配售方式。
17. 销售机构：指工银瑞信基金管理有限公司以及符合《销售办法》和中国证监会规定的其他条件，取得基金销售业务资格并与基金管理人签订了基金销售服务协议，办理基金销售业务的机构，以及可通过深圳证券交易所办理基金销售业务的会员单位。其中，可通过深圳证券交易所办理本基金销售业务的机构必须是具有基金销售业务资格、并经深圳证券交易所和中国证券登记结算有限责任公司认可的深圳证券交易所会员单位。
18. 登记机构/中国结算：指办理登记业务的机构。本基金的登记机构为中国证券登记结算有限责任公司。
19. 深圳结算：指中国证券登记结算有限责任公司深圳分公司。
20. 基金登记结算系统/登记结算系统：指中国证券登记结算有限责任公司开放式基金登记结算系统。
21. 证券登记结算系统：指中国证券登记结算有限责任公司深圳分公司证券登记结算系统。
22. 上市交易：指基金合同生效后投资者通过场内会员单位以竞价、大宗、报价、

- 询价、指定对手方和协议交易等深交所认可的交易方式买卖基金份额的行为。
23. 场外：指通过深圳证券交易所系统外的销售机构办理基金份额认购等业务的场所。
 24. 场内：指通过深圳证券交易所具有相应业务资格的会员单位利用深圳证券交易所交易系统办理基金份额认购和上市交易等业务的场所。
 25. 场内证券账户：指在中国证券登记结算有限责任公司深圳分公司开设的深圳证券交易所人民币普通股票账户（即 A 股账户）或证券投资基金账户，投资人通过深圳证券交易所办理基金交易、场内认购等业务时需持有场内证券账户。
 26. 开放式基金账户/场外基金账户：指投资人通过场外销售机构在中国证券登记结算有限责任公司注册的、用于记录其持有的、基金管理人所管理的基金份额余额及其变动情况的账户。投资者办理场外认购等业务时需持有场外基金账户。
 27. 场内份额：登记在证券登记结算系统下的基金份额。
 28. 场外份额：登记在基金登记结算系统下的基金份额。
 29. 基金交易账户：指销售机构为投资者开立的、记录投资者通过该销售机构办理认购、转托管等业务及其他业务而引起的基金份额变动及结余情况的账户。

五、与基础设施基金整体架构、特殊目的载体、基础设施项目相关的定义

特殊目的载体：指由本基金根据《基础设施投资基金指引》的规定，直接或间接全资拥有的法律实体，本基金通过其取得基础设施项目经营权利。在本基金中，特殊目的载体系指资产支持专项计划和项目公司的单称或统称。

（一）与专项计划有关的定义

1. 专项计划/资产支持专项计划/基础设施资产支持专项计划：指基础设施资产支持证券的发行载体。本基金拟以初始募集资金投资的专项计划为工银瑞投-蒙能清洁能源第 1 期资产支持专项计划。依照法律法规和基金合同规定，除初始投资外，经履行适当程序后，本基金后续可以购入、出售基础设施项目。

如本基金后续购入、出售基础设施项目，则专项计划的范围相应调整。

2. 资产支持证券管理人/专项计划管理人/计划管理人：指专项计划及基础设施资产支持证券的管理人，需与基金管理人存在实际控制关系或受同一控制人控制。就本基金拟以初始募集资金投资的专项计划而言，计划管理人是指工银瑞信投资管理有限公司（以下简称“工银瑞投”），或根据专项计划文件任命的作为计划管理人的继任机构。
3. 资产支持证券托管人/专项计划托管银行/计划托管人：指专项计划及资产支持证券的托管人。就本基金拟以初始募集资金投资的专项计划而言，计划托管人是指中国光大银行股份有限公司呼和浩特分行，或根据专项计划文件任命的作为计划托管人的继任机构。
4. 项目公司开户行：系指基本户开户行、运营收支账户开户行的统称。
5. 基本户开户行：系指根据《基本户管理协议》的约定为项目公司开立基本户的中国工商银行股份有限公司及其下属分支机构，或根据该等协议任命的作为基本户开户行的继任主体。就本基金拟以初始募集资金间接投资的基础设施项目公司而言，华晨公司基本户开户行为中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行，恒泽公司基本户开户行为中国工商银行股份有限公司察哈尔右翼中旗科布尔支行。
6. 运营收支账户开户行：系指根据《运营收支账户管理协议》的约定为项目公司开立运营收支账户的中国光大银行呼和浩特新华东街支行，或根据该等协议任命的作为运营收支账户开户行的继任主体。
7. 资产支持证券/基础设施资产支持证券：指本基金以基金资产投资的，依据《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》等有关规定，以基础设施项目产生的现金流为偿付来源，以基础设施资产支持专项计划为载体，向投资者发行的代表基础设施财产或财产权益份额的有价证券。本基金以初始募集资金投资的基础设施资产支持证券为工银瑞投-蒙能清洁能源第 1 期资产支持专项计划资产支持证券。

8. 资产支持证券持有人：指持有资产支持证券的投资者。
9. 专项计划文件：指与专项计划有关的主要文件，包括但不限于《专项计划标准条款》《专项计划资产支持证券认购协议》《专项计划风险揭示书》《专项计划说明书》《专项计划托管协议》《运营管理服务协议》《基本户管理协议》《运营收支账户管理协议》《股权转让协议》《股东借款合同》等文件。
10. 专项计划说明书/计划说明书/《计划说明书》：指资产支持证券管理人为推广资产支持证券而制作的资产支持专项计划说明书及其任何有效修改或补充。
11. 专项计划标准条款/标准条款/《标准条款》：指资产支持证券管理人为规范专项计划的设立和运作而制作的资产支持专项计划标准条款及其任何有效修改或补充。
12. 专项计划资产支持证券认购协议/《认购协议》：指资产支持证券管理人与资产支持证券认购人签署的资产支持专项计划资产支持证券认购协议及其任何有效修改或补充。
13. 专项计划风险揭示书：指资产支持证券管理人编制的作为《认购协议》附件的专项计划风险揭示书及其任何有效修改或补充，用于向资产支持证券认购人阐明投资风险，并应经资产支持证券认购人签署。
14. 专项计划托管协议/《专项计划托管协议》：指资产支持证券管理人与专项计划托管银行签署的资产支持专项计划托管协议及其任何有效修改或补充。
15. 运营协议/运营管理协议/运营管理服务协议/《运营管理服务协议》：指基金管理人、计划管理人、运营管理机构与项目公司等相关方签署的相关《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》及其任何有效修改或补充。
16. 项目公司账户管理协议：指《基本户管理协议》和《运营收支账户管理协议》的统称。
17. 基本户管理协议/《基本户管理协议》：指基金管理人、计划管理人、基本户

开户行与项目公司等相关方签署的《内蒙古华晨新能源有限责任公司基本户管理协议》和《恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司基本户管理协议》的合称或者单称（视上下文义而定）及其任何有效修改或补充。

18. 运营收支账户管理协议/《运营收支账户管理协议》：指基金管理人、计划管理人、运营收支账户开户行与项目公司等相关方签署的《内蒙古华晨新能源有限责任公司运营收支账户管理协议》和《恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司运营收支账户管理协议》的合称或者单称（视上下文义而定）及其任何有效修改或补充。
19. 股权转让协议/《股权转让协议》：指原始权益人、计划管理人和项目公司签署的《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司之股权转让协议》和《关于恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司之股权转让协议》的合称或者单称（视上下文义而定）及其任何有效修改或补充。
20. 股东借款合同/《股东借款合同》：系指计划管理人（代表专项计划的利益）分别与各项目公司签署的《股东借款合同》的合称或者单称（视上下文义而定）及其任何有效修改或补充。
21. 专项计划资产：指专项计划文件约定的属于专项计划的全部资产和收益。
22. 专项计划利益：指专项计划资产扣除专项计划费用后属于资产支持证券持有人享有的利益。
23. 专项计划费用：指专项计划存续期间资产支持证券管理人合理支出的与专项计划相关的所有税收、费用和其他支出，包括但不限于因其管理和处分专项计划资产而承担的税收（但计划管理人就其营业活动或收入而应承担的税收除外）和政府收费、计划管理人的管理费、交割审计费用、专项计划托管银行的托管费（如有）、登记托管机构的登记托管服务费、对专项计划进行审计的审计费、会计师的验资费、兑付兑息费和上市月费（如有）、资产支持证券的注册登记费（如有）、资金汇划费（如有）、执行费用（如有）、信

息披露费（如有）、律师费（如有）、召开资产支持证券持有人大会的会务费、专项计划清算费用以及计划管理人须承担的且根据专项计划文件有权得到补偿的其他费用支出。

24. 专项计划账户：指计划管理人以专项计划的名义在专项计划托管银行开立的人民币资金账户，专项计划的一切货币收支活动，包括但不限于接收专项计划募集资金、专项计划利益及其他应属专项计划的款项、支付项目公司股权转让价款、向项目公司提供借款、进行合格投资、支付专项计划利益及专项计划费用，均必须通过该账户进行。
25. 基本户/项目公司基本户：指项目公司在基本户开户行开立的用于接收项目公司运营收入及其他合法收入等款项，并根据《基本户管理协议》的约定对外支付的人民币资金账户，具体账户信息以《基本户管理协议》的约定为准。
26. 收支账户/运营收支账户/项目公司运营收支账户：指项目公司在运营收支账户开户行开立的用于接收基本户转付的项目公司运营收入及其他合法收入等款项，并根据《运营收支账户管理协议》的约定对外支付的人民币资金账户，具体账户信息以《运营收支账户管理协议》的约定为准。
27. 专项计划设立日：指根据会计师事务所验资报告，专项计划募集资金总额不低于《计划说明书》约定的目标募集金额，经计划管理人公告专项计划成立之日。

（二）与基础设施项目有关的定义

1. 基础设施项目/本项目：指本基金所投资的符合《基础设施投资基金指引》和中国证监会其他规定的资产，为项目公司和基础设施资产的统称。本基金成立时拟投资的基础设施项目为“标的基础设施项目”。依照法律法规和基金合同规定，经履行适当程序后，本基金成立后可以购入、出售基础设施项目。如本基金后续购入、出售基础设施项目，则基础设施项目的范围相应调整。
2. 基础设施项目资产/基础设施资产：指本基金所投资的符合《基础设施投资基金指引》规定的资产，本基金以初始募集资金间接投资的基础设施资产为内

蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目（以下简称“恒润一期风电项目”）。依照法律法规和基金合同规定，经履行适当程序后，本基金成立后可以购入、出售基础设施项目。如本基金后续购入、出售基础设施项目，则基础设施资产的范围相应调整。

3. 基础设施项目公司/项目公司：指持有基础设施资产完全所有权或经营权利的公司。就本基金拟以初始募集资金间接投资的基础设施项目公司而言，系指内蒙古华晨新能源有限责任公司（简称“华晨公司”）和恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（简称“恒泽公司”）。依照法律法规和基金合同规定，经履行适当程序后，本基金成立后可以购入、出售基础设施项目。如本基金后续购入、出售基础设施项目，则基础设施项目公司的范围相应调整。
4. 标的股权：指项目公司的 100%股权。
5. 标的基础设施项目资产/标的资产：系指项目公司持有的标的基础设施项目的资产，具体包括标的基础设施项目的房屋建筑物、构筑物、设备类资产（包括电力专用设备、电子设备、办公生活娱乐用品用具、研发生产服务工具设备、仪器仪表）以及土地使用权、软件系统使用权等无形资产。
6. 国补/国补收入/可再生能源补贴/可再生能源电价附加补助资金：项目公司根据《中华人民共和国可再生能源法》《可再生能源电价附加资金管理办法》等规定就基础设施项目资产享有的可再生能源电价附加补助资金。

（三）其他相关定义

1. 法律法规：指中国现行有效并公布实施的法律、行政法规、规范性文件、司法解释、行政规章以及其他对基金合同当事人有约束力的决定、决议、通知等。
2. 《民法典》：指 2020 年 5 月 28 日第十三届全国人民代表大会第三次会议通过，中华人民共和国主席令第四十五号公布，自 2021 年 1 月 1 日起施行的

- 《中华人民共和国民法典》及颁布机关对其不时做出的修订。
3. 《基金法》：指 2003 年 10 月 28 日经第十届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过，经 2012 年 12 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订，自 2013 年 6 月 1 日起实施，并经 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《全国人民代表大会常务委员会关于修改〈中华人民共和国港口法〉等七部法律的决定》修正的《中华人民共和国基金法》及颁布机关对其不时做出的修订。
 4. 《证券法》：指 1998 年 12 月 29 日经第九届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过，经 2004 年 8 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议《关于修改〈中华人民共和国证券法〉的决定》第一次修正，2005 年 10 月 27 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十八次会议第一次修订，2013 年 6 月 29 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉等十二部法律的决定》第二次修正，2014 年 8 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国保险法〉等五部法律的决定》第三次修正，2019 年 12 月 28 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议第二次修订，并自 2020 年 3 月 1 日起施行的《中华人民共和国证券法》及颁布机关对其不时做出的修订。
 5. 《销售办法》：指中国证监会 2020 年 8 月 28 日颁布、同年 10 月 1 日实施的《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。
 6. 《信息披露办法》：指中国证监会 2019 年 7 月 26 日颁布、同年 9 月 1 日实施，并经 2020 年 3 月 20 日中国证监会《关于修改部分证券期货规章的决定》修改的《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。
 7. 《运作办法》：指中国证监会 2014 年 7 月 7 日颁布、同年 8 月 8 日实施的

- 《公开募集证券投资基金运作管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。
8. 《试点通知》：指中国证监会和国家发改委 2020 年 4 月 24 日颁布并于同日实施的《中国证监会国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》及颁布机关对其不时做出的修订。
 9. 《基础设施投资基金指引》：指中国证监会 2020 年 8 月 6 日公布并于同日实施的，并经 2023 年 10 月 20 日修订并于同日实施的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 10. 《基础设施投资基金业务办法》：指深圳证券交易所 2021 年 1 月 29 日公布并于同日实施的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务办法（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 11. 《基础设施投资基金审核关注事项》：指深圳证券交易所 2021 年 1 月 29 日公布并于同日实施的，并经 2023 年 5 月 12 日修订并于同日实施的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 1 号—审核关注事项（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 12. 《基础设施投资基金发售业务指引》：指深圳证券交易所 2021 年 1 月 29 日公布并于同日实施的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 2 号—发售业务（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 13. 《基础设施投资基金扩募指引》：指深圳证券交易所 2022 年 5 月 31 日公布并于同日实施的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 3 号—新购入基础设施项目（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 14. 《基础设施投资业务指引第 5 号——临时报告（试行）》：指深圳交易所 2023 年 10 月 27 日公布并于同日实施的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 5 号——临时报告（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 15. 《基础设施投资基金运营操作指引》：指中国证券投资基金业协会 2021 年 2 月 8 日公布并实施的《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引（试行）》

- 及颁布机关对其不时做出的修订。
16. 《基础设施投资基金尽职调查工作指引》：指中国证券投资基金业协会 2021 年 2 月 8 日公布并实施的《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。
 17. 《基础设施基金网下投资者管理细则》：指中国证券业协会 2021 年 1 月 29 日公布并实施的《公开募集基础设施证券投资基金网下投资者管理细则》及颁布机关对其不时做出的修订。
 18. 《管理规定》：指中国证监会 2014 年 11 月 19 日公布并实施的《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》及颁布机关对其不时做出的修订。
 19. 业务规则：指中国证监会、基金业协会、深圳证券交易所、中国证券登记结算有限责任公司、基金管理人、销售机构等的相关业务规则及对其不时做出的修订。
 20. 基础设施项目评估报告：指评估机构出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告》及《内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告》。
 21. 基金可供分配金额测算报告/可供分配金额测算报告：指基金管理人根据《基础设施基金指引》及《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引（试行）》编制的《有关工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度的可供分配金额测算报告》。毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）对上述报告进行了审核并出具了可供分配金额测算报告审核报告（报告号为毕马威华振专字第 2400091 号）。

22. 项目公司近三年及一期的经审计的财务报告：指经毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）审计的《内蒙古华晨新能源有限责任公司 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间备考财务报表》以及《内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的恒润风电场（一期）基础设施项目 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间备考财务报表》（报告号分别为毕马威华振审字第 2413620 号和毕马威华振审字第 2413621 号）。
23. 国家发展改革委/国家发改委：指中华人民共和国国家发展和改革委员会。
24. 中国证监会/证监会：指中国证券监督管理委员会。
25. 银行业监督管理机构/银行监管机构：指中国人民银行和/或国家金融监督管理总局。
26. 基金业协会：指中国证券投资基金业协会。
27. 规定媒介：指符合中国证监会规定条件的用以进行信息披露的全国性报刊及《信息披露办法》规定的互联网网站（包括基金管理人网站、基金托管人网站、中国证监会基金电子披露网站）等媒介。
28. 元：指人民币元。
29. 中国：为框定发售区域之目的，除特别说明外，指中华人民共和国，不包括中华人民共和国的香港特别行政区、澳门特别行政区及台湾地区。
30. 不可抗力：指基金合同当事人不能预见、不能避免且不能克服的客观事件。
31. 尽职调查基准日/尽调基准日：指 2024 年 6 月 30 日。
32. 评估基准日：为 2024 年 6 月 30 日，评估机构以该日作为评估基准日，针对基础设施项目出具评估报告。

第一章 尽职调查情况描述

一、尽职调查基准日

本财务顾问报告的尽职调查基准日为 2024 年 6 月 30 日。

二、尽职调查的人员

以下参与人员参与了尽职调查，并完成了本财务顾问报告：

张磊、徐辰栋、吴芷璇。

三、尽职调查的对象

根据《中华人民共和国证券法》（2019 修订）《中华人民共和国证券投资基金法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 1 号——审核关注事项（试行）》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 2 号——发售业务指引（试行）》等有关规定及公司有关尽职调查工作指引等规范性文件的规定，尽职调查人员对基础设施项目及原始权益人、基础设施运营管理机构、基金托管人、资产支持证券托管人以及对交易有重大影响的其他交易相关方进行了尽职调查。

四、尽职调查的方法

本项目尽职调查采用了包括但不限于如下方法进行：

- 1、查阅重要参与方的相关文件、文档及数据资料；
- 2、对重要参与方的核心部门主要负责人进行访谈；
- 3、列席相关方案讨论论证会；
- 4、查阅基础设施项目相关文件、文档及数据资料；
- 5、对重要参与方及基础设施项目进行现场实地调查；
- 6、结合基金管理人聘请的专业第三方中介机构（如律师事务所、会计师事务所、资产评估机构等）提供的专业意见及相关报告进行独立判断。

五、尽职调查的程序

华泰联合证券有限责任公司（作为财务顾问）作为尽职调查实施主体，组成尽职调查工作组，对基础设施基金拟持有的基础设施项目以及业务参与人进行调查。就本项目有关法律、审计、评估、现金流预测尽职调查等专项问题，工银瑞信基金管理有限公司（作为基金管理人）聘请北京天达共和律师事务所（简称“天达共和”或称“法律顾问”）、毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）（简称“毕马威”）、北京国友大正资产评估有限公司（简称“国友大正”或称“资产评估机构”）。华泰联合证券有限责任公司作为财务顾问与上述中介机构共同开展尽职调查工作，并进行了认真研究和讨论。

本次尽职调查按照如下程序进行：

- 1、收集、查阅、汇总、分析重要参与方提供的相关资料；
- 2、对重要参与方和基础设施项目进行实地调查；
- 3、查阅、分析评估机构、法律顾问、审计机构等中介机构工作文件；
- 4、对尽职调查中涉及的问题和分析进行讨论；
- 5、整理尽职调查工作底稿；
- 6、撰写《财务顾问报告》。

六、尽职调查的内容

（一）对基础设施项目尽职调查的内容

项目公司：尽职调查的内容包括项目公司的设立情况，股东出资情况，重大重组情况，组织架构与内部控制，独立性情况，商业信用情况，行业情况及竞争状况，经营模式，同业竞争及关联交易情况，财务会计情况，期后事项等。

基础设施资产：尽职调查的内容包括基础设施资产审批情况、资产安全性及投资价值的调查，现金流真实性、稳定性和分散度，现金流预测情况，重要现金流提供方等，风险因素等。

（二）对业务参与人尽职调查的内容

发起人：尽职调查的内容包括发起人基本情况；股权结构、控股股东和实际控制人情况；组织架构、治理结构及内部控制情况；财务情况；本次发行的内外部授权情况；公司资信情况等。

原始权益人：尽职调查的内容包括公司设立、存续情况；股权结构、控股股东和实际控制人情况；组织架构、治理结构及内部控制情况；基础设施项目的权属情况；基础设施项目的转让是否获得了合法有效的授权；公司财务状况；基础设施项目的转让是否获得了外部有权机构审批情况；公司资信水平；商业信用情况。

基础设施运营管理机构：尽职调查的内容包括公司的设立、存续和历史沿革情况；股权结构及治理结构；持续经营能力；同类型基础设施项目运营管理经验；主要负责人员在基础设施项目运营或投资管理领域的经验情况、其他专业人员配备情况；基础设施运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度。内部组织架构情况、内部控制的监督和评价制度的有效性；管理人员任职情况、管理人员专业能力和资信状况、公司员工结构分布和变化趋势；公司财务状况；运营管理机构同时向其他机构提供基础设施项目运营管理服务的，是否采取了避免可能出现的利益冲突的措施；公司资信水平；在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面是否存在违法违规记录等。

基金托管人: 尽职调查的内容包括基金托管人法律存续状态及相关经营情况、资信水平、业务资质、托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等。

资产支持证券托管人: 尽职调查的内容包括资产支持证券托管人法律存续状态及相关经营情况、业务资质、托管业务经营情况、托管业务制度及风险控制制度等。

七、尽职调查主要结论

本财务顾问报告基于如下假设: 相关业务参与人所提供的资料、口头介绍及其他相关事实信息均是真实、准确和完整的, 并且未隐瞒与此次尽职调查相关的其他重要文件和事实信息; 相关业务参与人所提供的尽职调查文件上的签字和盖章均是真实的; 且上述签字和盖章均系根据合法、有效的授权做出; 相关业务参与人所提供的有关副本材料或复印件(包括但不限于电子扫描件)与正本材料和原件是一致的; 相关业务参与人的所有审批、登记和注册文件及其他公开信息均是真实、准确、完整的; 对于对本财务顾问报告至关重要而又无法得到独立证据支持或需要法律、审计、评估、税务、技术等专业知识来识别的事实, 主要依据有关政府部门、律师事务所、会计师事务所、资产评估机构及其他有关单位、个人出具的意见、说明及其他文件做出判断。

根据尽职调查获得的信息, 本财务顾问得出如下结论:

1、基础设施项目法律基础完善, 已按相关规定履行必要的审批、核准、备案、登记等相关程序, 可依法转让; 基础设施项目现金流的产生基于真实、合法的经营活动, 基础设施项目现金流独立、持续、稳定、可预测、可特定化; 基础设施资产界定清晰, 权属明确, 形成基础设施资产的法律协议或文件合法、有效;

2、原始权益人依法设立并合法存续, 经营情况正常, 股权结构合理, 组织架构及治理结构完善;

3、基础设施运营管理机构依法设立并合法存续, 具备基础设施项目运营管理资质与经验, 已建立较为完善的相关业务制度、业务流程、风险控制措施, 财

务状况正常，资信情况良好，具有担任基础设施项目运营管理机构的能力；

4、基金托管人依法设立并合法存续，资信水平良好，具有托管业务资质，并已建立健全托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等，具有担任基金托管人的能力；资产支持证券托管人依法设立并合法存续，资信水平良好，具有托管业务资质，并已建立健全托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等，具有担任专项计划托管银行的能力。

本财务顾问合理地认为：基础设施证券投资基金业务参与人及拟证券化的基础设施项目符合《中华人民共和国证券法》《中华人民共和国证券投资基金法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第1号——审核关注事项（试行）（2023年修订）》《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第2号——发售业务指引（试行）》等法律法规中关于申请发行基础设施证券投资基金具体条件的规定。

第二章 对基础设施项目的尽职调查

本基金拟初始投资的基础设施项目包括：内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目（以下简称“华晨风电项目”）和内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目（以下简称“恒润一期风电项目”）。

一、项目公司的基本情况

（一）基本情况

1、华晨公司基本情况

根据内蒙古自治区包头市固阳县市场监督管理局于 2023 年 2 月 21 日核发的《营业执照》（统一社会信用代码：911502223976721893）及国家企业信用信息公示系统的公示信息，华晨公司的基本情况如下：

表 2-1：华晨公司的基本情况

名称	内蒙古华晨新能源有限责任公司
类型	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）
注册地址	内蒙古自治区包头市固阳县红泥井乡十三分子村华晨旧公中风电场升压站
法定代表人	车利军
注册资本	34,000 万元人民币
成立日期	2014 年 7 月 31 日
经营范围	太阳能发电、风力发电项目的开发、建设、运营及电力生产销售（凭资质证经营）；太阳能发电、风力发电技术咨询、技术服务、技术开发。

根据国家企业信用信息公示系统的检索结果，截至尽调基准日，华晨公司不存在对外投资或分支机构。

经核查华晨公司的《营业执照》《公司章程》等材料，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至尽调基准日，华晨公司系有效存续的有限责任公司，不存在《中华人民共和国公司法》（简称“《公司法》”）等中国法律及其公司章程规定的应当终止的情形。

2、恒泽公司基本情况

根据内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗市场监督管理局于 2024 年 5 月 22 日核发的《营业执照》（统一社会信用代码：91150927MAD3UY6U3X）及国家企业信用信息公示系统的公示信息，恒泽公司的基本情况如下：

表 2-2：恒泽公司的基本情况

名称	恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司
类型	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人投资）
住所	内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局乡恒润风电场
法定代表人	高宝
注册资本	20,572.54 万元人民币
成立日期	2023 年 10 月 17 日
营业期限	2023 年 10 月 17 日至 2099 年 12 月 31 日
经营范围	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；电气安装服务；热力生产和供应。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：风力发电技术服务。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

根据国家企业信用信息公示系统的检索结果，截至尽调基准日，恒泽公司不存在对外投资或分支机构。

经核查恒泽公司的《营业执照》《公司章程》等材料，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至尽调基准日，恒泽公司系有效存续的有限责任公司，不存在《中华人民共和国公司法》（简称“《公司法》”）等中国法律及其公司章程规定的应当终止的情形。

（二）设立情况

1、华晨公司设立情况

内蒙古华晨新能源有限责任公司由内蒙古凯富投资有限公司于 2014 年 7 月 31 日全资出资设立，经营范围为“许可经营项目：无。一般经营项目：风力发电项目技术的研发及投资电力工程施工（凭资质证书经营）”。初始注册资本为 10,000 万元人民币，内蒙古华晨新能源有限责任公司成立时股权结构如下：

表 2-3：华晨公司设立时的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古凯富投资有限公司	10,000.00	100.00%

截至尽调基准日，华晨公司依法设立并合法存续，华晨公司的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国企业法人登记管理条例》(中华人民共和国国务院令第 1 号)的规定。

2、恒泽公司设立情况

2023 年 6 月 21 日，恒润新能源股东内蒙古送变电有限责任公司审议通过了《内蒙古送变电有限责任公司股东决定》，同意恒润新能源设立项目公司恒泽公司，注册资本金为人民币 10 万元，由恒润新能源 100%持有，并同意签署《恒泽公司章程》。

2023 年 10 月 17 日，内蒙古乌兰察布市察哈尔右翼中旗市场监督管理局就公司成立事宜向项目公司核发了《营业执照》。

表 2-4：恒泽公司设立时的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古恒润新能源有限责任公司	10.00	100.00%

截至尽调基准日，恒泽公司依法设立并合法存续，恒泽公司的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国企业法人登记管理条例》(中华人民共和国国务院令第 1 号)的规定。

(三) 历史沿革情况

1、华晨公司

(1) 股东出资情况

1) 公司设立出资情况

内蒙古华晨新能源有限责任公司由内蒙古凯富投资有限公司于 2014 年 7 月 31 日全资出资设立。初始注册资本为 10,000 万元人民币，成立时股权结构如下：

表 2-5：内蒙古华晨新能源有限责任公司成立时的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古凯富投资有限公司	10,000	100%

2) 2015年3月第一次股权转让

2015年3月，华晨公司股东通过决议，同意公司股东变更，内蒙古凯富投资有限公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古华茂新能源有限责任公司，内蒙古华茂新能源有限责任公司成为华晨公司的全资控股股东。变更后股权结构如下：

表 2-6：内蒙古华茂新能源有限责任公司第一次股权转让后的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古华茂新能源有限责任公司	10,000	100%

3) 2018年3月第二次股权转让

2018年3月，华晨公司股东通过决议，同意公司股东变更，内蒙古华茂新能源有限责任公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古能建资产管理有限公司，内蒙古能建资产管理有限公司成为华晨公司的全资控股股东。变更后股权结构如下：

表 2-7：内蒙古华茂新能源有限责任公司第二次股权转让后的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古能建资产管理有限公司	10,000	100%

4) 2018年11月第三次股权转让

2018年11月，华晨公司股东通过决议，同意公司股东变更，内蒙古能建资产管理有限公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司成为华晨公司的全资控股股东。变更后股权结构如下：

表 2-8：内蒙古华茂新能源有限责任公司第三次股权转让后的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	10,000	100%

5) 2023年2月注册资本变更

2023年2月，华晨公司股东作出决定，同意变更注册资本，由10,000万元人民币增加至34,000万元人民币，由内蒙古电力勘测设计院有限责任公司以货币方式认缴出资。本次变更完成后，华晨公司的股权结构如下：

表 2-9：内蒙古华晨新能源有限责任公司注册资本变更后的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	34,000	100%

（2）项目运营管理变更

自并网发电2017年3月至2022年6月，华晨风电项目均由华晨公司自主运营管理。

自2022年6月起，华晨公司不再负责电站现场的运行、维护工作，电站运维统一交由内蒙古智慧运维新能源有限公司负责，华晨公司仅负责华晨项目的财务管理以及电力交易等管理职能。

根据内蒙古华晨新能源有限责任公司（甲方）与内蒙古智慧运维新能源有限公司（乙方）签订的《内蒙古华晨新能源有限责任公司运维委托服务合同》约定，内蒙古智慧运维新能源有限公司自2022年6月起负责华晨旧中公风电场的运行管理工作，工作内容包括但不限于日常值班倒班、设备巡视（巡盘）检查、设备缺陷查找、隐患排查治理，调度指令接收与执行、倒闸操作、两票管理、定值核算、技术监督、设备评级、电力生产管理系统使用、各类日志台账报表上报等工作，以及风电场设备运行维护工作包括但不限于风机、箱变、集电线路、站内一二次设备以及附属设备日常维护、检修、定检等工作。

根据双方于2024年6月签订的《补充协议》，华晨风电项目作为内蒙古能源集团有限公司发行清洁能源基础设施REITs拟入池项目，REITs发行后华晨旧中公风电场运维服务移交运营管理实施机构。运维服务移交后原合同及《补充协议》终止。

2、恒泽公司

（1）股东出资情况

1) 公司设立出资情况

根据内蒙古自治区发展和改革委员会于2010年12月29日出具的《关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场4.95万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字〔2010〕2934号），同意“在自治区风电发展规划内，由内蒙古送变电有限责任公司，建设乌兰察布市察右中旗大板梁风电场4.95万千瓦风力发电项目。该项目位于乌兰察布市察右中旗，建设规模为4.95万千瓦。”为便于恒润一期风电项目开发，内蒙古送变电有限责任公司于2010年12月9日设立全资子公司内蒙古恒润新能源有限责任公司负责项目投资、建设、运营。

恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司由内蒙古恒润新能源有限责任公司于2023年10月17日全资出资设立。初始注册资本为10万元人民币，成立时股权结构如下：

表 2-10：恒泽公司成立时的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古恒润新能源有限责任公司	10	100%

2) 2024年4月注册资本变更

2024年4月，恒润新能源与恒泽公司签署《内蒙古恒润新能源有限责任公司（作为划出方）与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（作为划入方）之间企业资产、负债及员工整体划转协议书》，约定恒润新能源划转给恒泽公司与恒润一期风电项目业务相关的所有资产、负债和人员；且双方同意，划出方恒润新能源以划转标的作为实物作价出资，划转对价全部计入划入方恒泽公司的实收资本。本次变更完成后，恒泽公司的注册资本由10万元人民币增加至20,572.54万元人民币。本次变更完成后，恒泽公司的股权结构如下：

表 2-11：恒泽公司注册资本变更后的股权结构

股东名称	认缴出资额（万元）	持股比例
内蒙古恒润新能源有限责任公司	20,572.54	100%

除上述增加注册资本事宜外，恒泽公司不存在其他重大股权变动。

(2) 项目运营管理变更

自恒润一期风电项目自投资建设以来，一直由原始权益人内蒙古恒润新能源

有限责任公司所有并持续稳定运营管理。

(四) 股东出资情况

1、项目公司股东人数、住所、出资比例符合规定的情况

经查询国家企业信用信息公示系统，截至尽调基准日，华晨公司现有股东一名，即电力设计院；电力设计院持有华晨公司 100% 股权。恒泽公司现有股东一名，即恒润新能源；恒润新能源持有恒泽公司 100% 股权。华晨公司及恒泽公司股权结构图如下所示：

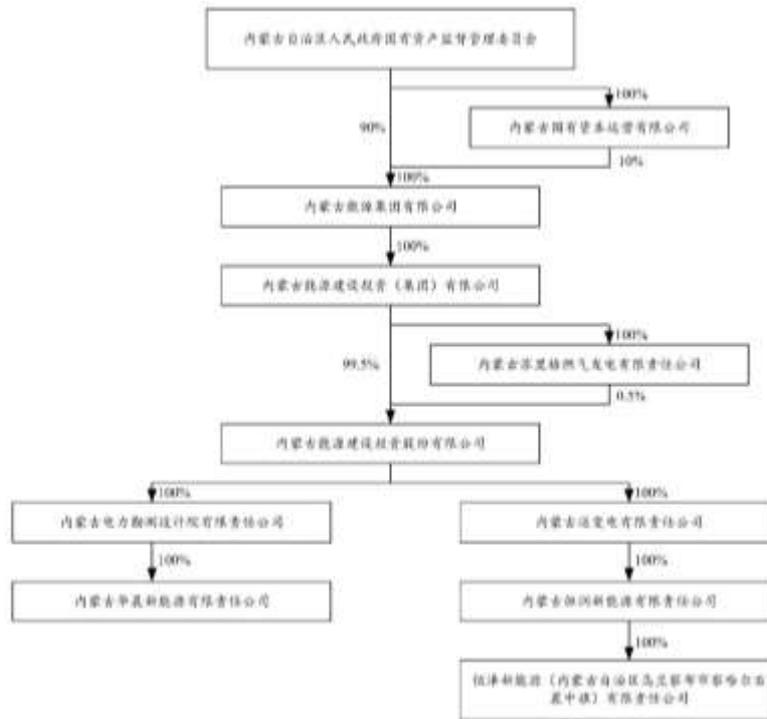


图 2-1：项目公司的股权结构图

2、控股股东和实际控制人

截至尽调基准日，电力设计院持有华晨公司 100% 股权；恒润新能源持有恒泽公司 100% 股权，电力设计院为华晨公司的控股股东，恒润新能源为恒泽公司的控股股东。

电力设计院的情况请参见本财务顾问报告“第四章 对业务参与人的尽职调查”之“二、对原始权益人内蒙古电力勘测设计院有限责任公司的尽职调查”，恒

润新能源的情况请参见本财务顾问报告“第四章 对业务参与人的尽职调查”之“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查”。

穿透来看，内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会间接持有华晨公司及恒泽公司 100%的股权，为华晨公司及恒泽公司的实际控制人。

电力设计院及恒润新能源分别作为华晨公司及恒泽公司的控股股东，电力设计院及恒润新能源的住所、出资比例等符合规定。

3、股东合法拥有出资资产权属的情况

华晨公司设立及历次增资时，其股东均以货币资金作为出资资产，华晨公司股东合法拥有对其出资资产的所有权。

恒泽公司设立时，其股东以货币资金作为出资资产，恒泽公司股东合法拥有对其出资资产的所有权；恒泽公司第一次增资时，其股东以实物设备作为出资资产，恒泽公司股东合法拥有对其出资资产的所有权。

4、资产权属不存在纠纷或潜在纠纷的情况

经核查，华晨公司及恒泽公司股东投入到华晨公司及恒泽公司中的资产产权关系清晰，出资行为不存在法律瑕疵，资产权属不存在纠纷或潜在纠纷。

5、股东投入资产的计量属性

华晨公司设立及历次增资时，其股东均以货币资金作为出资资产，故华晨公司股东出资资产的计量属性为历史成本。

恒泽公司设立时，其股东以货币资金作为出资资产；2024年4月，恒润新能源与恒泽公司签署《内蒙古恒润新能源有限责任公司（作为划出方）与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（作为划入方）之间企业资产、负债及员工整体划转协议书》（下称“《企业资产、负债及员工整体划转协议书》”），约定恒润新能源划转给恒泽公司与恒润一期风电项目业务相关的所有资产、负债和人员；且双方同意，划出方恒润新能源以划转标的作为实物作价出资，划转对价全部计入划入方恒泽公司的实收资本。本次变更完成后，恒泽公司的注册资本由 10 万元人民币增加至 20,572.54 万元人民币，恒泽公

司股东投入资产的计量属性为历史成本。

6、重大股权变动的合法合规性情况

经核查，华晨公司及恒泽公司自设立后历次增资已履行了必要的法律程序，符合有关法律、法规和规范性文件的规定，合法有效。

（五）项目公司的对外投资

根据国家企业信用信息公示系统（www.gsxt.gov.cn）的检索结果¹，华晨公司与恒泽公司不存在对外投资或分支机构。

（六）重大重组情况

1、华晨公司重大重组情况

自华晨公司设立至尽调基准日，华晨公司除如上述“（三）历史沿革情况”所提到的股东变化外在基础设施项目层面未发生过对投资者做出投资决策具有重大影响的重组事项。

为免疑义，为减少本基金发行后相关送出线路工程等面临回购的不确定性，华晨公司将升压站、220kV送出线路1回、检修道路及相关土地使用权等资产转让至电力设计院，华晨公司仍由电力设计院持有100%股权，相关安排详见本财务顾问报告“第三章基础设施基金整体架构”之“二、交易实施步骤”之“（一）发行前相关安排”中的内容。

2、恒泽公司重大重组情况

（1）重组原因

根据《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）等相关政策规定，开展公募REITs的基础设施资产应权属清晰、资产范围明确。重组前，恒润一期风电项目原由原始权益人恒润新能源直接持有。

¹最后一次查询日期为2024年10月10日。

为满足本基金发行需要，恒润新能源新设全资子公司恒泽公司，由恒泽公司作为资产持有载体，将恒润一期风电项目相关资产、负债及相关人员划转至恒泽公司，划转范围包括但不限于风机、塔筒、箱式变压器等主要发电设备设施、220kV 升压站等建构筑物（资产划转前对应房屋所有权证编号：乌兰察布市察哈尔右翼中旗房权证字第 145011600285 号）及其占用范围内的用地（资产划转前对应国有土地使用权证编号：中科国用（土）第 150321669 号）等资产以及相关债权债务、人员等。

2024 年 4 月，恒润新能源与恒泽公司签署《企业资产、负债及员工整体划转协议书》，约定恒润新能源划转给恒泽公司与恒润一期风电项目业务相关的所有资产、负债和人员。资产重组完成后，恒泽公司与察哈尔右翼中旗自然资源局沟通恒润一期风电项目土地使用权及房屋所有权证照办理事宜，并于 2024 年 6 月 7 日取得察哈尔右翼中旗自然资源局核发的《中华人民共和国不动产权证书》。

升压站内建筑对应察哈尔右翼中旗自然资源局核发的《中华人民共和国不动产权证书》（蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000692 号）；升压站及 25 台风机占用的土地以协议出让方式取得，对应《中华人民共和国不动产权证书》（蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号），证载土地使用权面积 7,066.50 平方米。

重组完成后，恒润新能源拟将恒泽公司 100%股权转让至本基金所持有的资产支持专项计划，并签订《股权转让协议》。

（2）重组过程

1) 完成项目公司注册成立

恒泽公司于 2023 年 10 月 17 日设立，注册资本 10 万元，已按照蒙能集团相关规定制定《公司章程》并办理新设公司工商登记。

2) 取得相关有权机构决策

恒润新能源作为原始权益人转让其所持有的恒泽公司的 100%股权，应由蒙能集团作为发起人按规定报其同级国有资产监督管理机构批准。内蒙古自治区国

资委作为发起人同级国有资产监督管理机构，于2022年8月23日出具《关于内蒙古能源集团有限公司开展发行新能源基础设施公募REITs工作的批复》（内国资资本字〔2022〕200号），同意蒙能集团发行新能源基础设施公募REITs产品；同意《蒙能集团新能源基础设施公募REITs项目发行方案》中拟用于发行公募REITs资产通过非公开协议转让方式转让给新能源基础设施公募REITs产品持有。

发起人蒙能集团已于2022年7月31日作出《内蒙古能源发电投资集团有限公司董事会关于以新能源资产开展发行基础设施公募REITs工作的决议》（第11005号），同意以新能源资产开展申报和发行基础设施公募REITs；于2024年1月16日出具《内蒙古能源集团有限公司董事会决议》，同意集团公司发行清洁能源基础设施REITs拟入池项目为恒润一期风电项目和华晨风电项目。

3) 获取债权人关于债务转移的同意

就恒润一期风电项目相关资产重组事项，截至本财务顾问报告出具之日，恒润一期风电项目中对资产重组事项有相关限制条件的债务的债权人均已出具相关同意函。

4) 重组相关的对价支付和资产移交情况

基于上述安排，恒泽公司与恒润新能源签订《企业资产、负债及员工整体划转协议书》，约定恒润新能源采用无偿划转形式将标的资产所对应的人员、资产及负债划转至恒泽公司，划转过程不产生对价支付。

此外，就相关业务合同重新签署方面，双方一致同意并确认，为满足项目公司运营管理和维保的必要，截至《企业资产、负债及员工整体划转协议书》签署之日与标的资产相关联的在履行业务合同一并附随转移至恒泽公司，恒润新能源应协助与合同相关当事人沟通以签署相关业务合同的转移协议。对于恒润新能源已投保的相关保险，恒润新能源应在相应事故发生后，协助恒泽公司申请保险索赔，确保划转不妨碍向保险公司索赔。

上述资产重组工作恒泽公司、恒润新能源已履行相关内部决策流程，并出具

股东决议。恒润新能源与恒泽公司已签订《恒泽划转协议》，并完成相关资产重组工作。

（七）组织结构与内部控制情况

华晨公司及恒泽公司组织架构及内部控制体系如下：

1、治理安排

本基金发行后，项目公司不设股东会，计划管理人（代表资产支持专项计划）作为项目公司唯一股东行使股东权利；项目公司不设董事会，设董事一人，由基金管理人委派产生；公司设总经理1名，由董事兼任；公司不设监事会，设监事1人，由非职工代表担任，经基金管理人委派产生；基金管理人委派财务负责人负责管理项目公司的财务事宜。法定代表人为项目公司董事。

- (1) 基金管理人（代表基础设施基金）通过资产支持证券受让项目公司股权，并通过资产支持证券行使选举权、提案权、表决权、知情权、质询权等非财产性权利，参与项目公司的决策管理。
- (2) 项目公司设董事一名，由股东委派，每届任期三年，董事任期届满，连派可以连任。董事任期届满未及时更换或者董事在任期内辞职的，在更换后的新董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行董事职务。董事依据项目公司章程行使相关职权。
- (3) 公司设总经理1名，由董事兼任。每届任期三年，任期届满，连聘可以连任。
- (4) 公司不设监事会，设监事1人，由非职工代表担任，经股东委派产生。监事每届任期三年，监事任期届满，连派可以连任。监事任期届满未及时更换，或者监事在任期内辞职的，在更换后的监事就任前，原监事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行监事职务。董事、总经理及财务负责人等高级管理人员不得兼任监事。
- (5) 项目公司以下事项，应通过外部管理机构向资产支持证券管理人以电子邮件方式提交书面申请，资产支持证券管理人应于收到该申请之日将其转发给基金管理人，基金管理人应于收到之日起3个工作日内完成审议

并以电子邮件方式书面回复资产支持证券管理人，资产支持证券管理人应于收到该书面回复之日按照标准条款等交易文件、项目公司章程管理制度文件的约定以电子邮件方式书面回复项目公司（为免疑义，如在前述期限届满后未作出书面回复的，则视为其同意相关审议事项）；经基金管理人审议同意，则下列相关事项方视为取得了有效的事先批准；在按照前述约定就下列事项取得有效的事先批准之前，项目公司不得开展相关事项。

- 1) 决定公司的经营方针和投资计划；
 - 2) 选举和更换项目公司的执行董事、监事和高级管理人员；
 - 3) 审议批准执行董事的报告；
 - 4) 审议批准监事的报告；
 - 5) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
 - 6) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
 - 7) 对公司增加或者减少注册资本作出决定；
 - 8) 对发行公司债券作出决定；
 - 9) 对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决定；
 - 10) 修改公司章程；
 - 11) 对公司为公司股东或实际控制人提供担保作出决定；
 - 12) 对公司向其他企业投资或者对公司股东或实际控制人以外的主体提供担保作出决定；
 - 13) 对公司聘用、解聘承办公司审计业务的会计师事务所作出决定；
 - 14) 公司章程规定的其他职权。
- (6) 基金管理人（代表基础设施基金）将委派财务负责人负责项目公司财务管理。

2、组织架构及人员安排

本基金设立后，恒泽公司将根据《企业资产、负债及员工整体划转协议书》

相关安排保留 3 名员工。华晨公司将在本基金发行前五个工作日内完成全部人员的合同转签工作。

（八）项目公司资产的独立性情况

1、主要资产财产权属、占有情况

（1）华晨公司主要资产财产权属、占有情况

1) 建设内容和规模

华晨风电项目总装机容量 100MW，具体如下：

- ① 风机 50 台，单台风机额定功率 2000kW 以及配套箱变式电站 50 台；
- ② 35kV 集电线路 4 回（为架空线路 I 回 10.457km，II 回 8.812km，III 回 7.961km，IV 回 8.208km）；
- ③ 220kV 风电场升压站 1 座；
- ④ 220kV 送出线路 1 回（连接至华电红泥井风电场升压站，送出线路距离 6.89km）；
- ⑤ 扩建华电 220kV 变电站对端间隔。

关于送出线路：

华晨风电项目未直接接入电网，通过华电红泥井风电场升压站接入，由华电红泥井风电场升压站 220kV 井万线送出线路送出。内蒙古华电红泥井风力发电有限公司（甲方）、内蒙古华晨新能源有限责任公司（乙方）及内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（丙方）共同签署《内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中 100MW 风电项目接入华电固阳红泥井 220kV 升压站合作协议》，主要合作内容如下：

- ① 乙方已建华晨旧公中 100MW 风电场，送出线路接入甲方红泥井变电站，通过甲方 220kV 井万线送出线路送出。

② 丙方为甲方项目的勘测设计单位，自乙方华晨旧公中 100MW 风电场并网后，乙方根据实际需要委托丙方对甲方红泥井风电场的风资源情况进行后评估。

③ 乙方在甲方升压站扩建的接入间隔的设备交由甲方运行、维护。包括日常消缺、定检、预防性试验，年运行维护费用为 20 万元/年。

④ 为补偿甲方送出工程的建设投资，乙方向甲方进行线路补偿，线路补偿金额=上网结算电量*0.01 元/千瓦时。上网结算电量以电网公司每月数据为准。

⑤ 经友好协商，乙方每年补偿甲方的间隔维护费及线路补偿金额合计上限为 320 万元/年（含税）。即线路补偿金额上限为 300 万元（含税）/年。

⑥ 若出现乙方对甲方的年度间隔维护费及线路补偿金额合计不足 320 万元时，则由乙方委托丙方向甲方提供红泥井风电场风资源情况后评估报告，以说明当年上网电量较低的原因。

协议有效期：自 2020 年 1 月 1 日起生效，有效期为 2020 年 1 月 1 日至使用寿命终止。若乙方风电场终止运行，则本协议终止。无续期相关约定。

合同金额的计算：该线路租赁费用包括间隔维护费及线路补偿两部分。其中，间隔维护费为 20 万元（含税）/年，该部分为固定费用；线路补偿金额=当年上网结算电量*0.01 元/千瓦时，即线路补偿金额根据当期上网结算电量据实结算，上网结算电量以电网公司每月数据为准，线路补偿金额上限为 300 万元（含税）/年，即间隔维护费及线路补偿金额合计上限为 320 万元（含税）/年。若出现因当年上网结算电量较低导致线路补偿金额不足 300 万元（含税）时，则由乙方委托丙方向甲方提供红泥井风电场风资源情况评估报告，以说明当年上网电量较低的原因。

华晨风电项目未来电力送出的可持续性和稳定性方面。首先，并网方案由蒙西电网审定。经管理人及华晨公司核查，华电红泥井风电场升压站 220kV 井万线送出线路为华晨风电场、大唐万义隆风电场及华电固阳红泥井风电场共用，华晨风电场 220kV 线路、大唐万义隆风电场 220kV 线路均通过“兀”接的方式接入

华电风电场升压站 220kV 配电装置，而后与蒙西电网系统变电站联络。该并网系统方案经由内蒙古电力（集团）有限责任公司审定，从而保障三个风电场剩余运营年限内平稳接入蒙西电网。其次，井万线送出线路设计使用年限覆盖华晨风电项目剩余运营年限。井万线送出线路自 2010 年底开始并网运营，其设计使用寿命为 30 年。截至 2024 年 6 月末，井万线送出线路剩余使用期限约为 16.5 年，华晨风电项目剩余运营期限约为 12.75 年。井万线送出线路设计使用期限可以完全覆盖华晨风电项目剩余运营年限，能够有效保障华晨风电项目未来电力外送的可持续性和稳定性。最后，蒙西电网统筹管理送出线路。根据《电网运行规则（试行）》（2024 年修订）：“第三条 电网运行实行统一调度、分级管理。电力调度应当公开、公平、公正。本规则所称电力调度，是指电力调度机构（以下简称调度机构）对电网运行进行的组织、指挥、指导和协调。第十八条 并网双方或者互联双方应当根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则签订协议并严格执行。第十九条 发电厂、电网不得擅自并网或者互联，不得擅自解网。第二十九条 接入电网运行的设备调度管辖权，不受设备所有权或者资产管理权等的限制”。

华电红泥井风电场 220kV 井万线送出线路由蒙西电网按照上述规定统一调度，蒙西电网公开、公平、公正地组织、指挥、指导和协调线路运行。华电红泥井风电场无法通过影响该送出线路进而影响华晨风电项目的电力外送，即华电红泥井风电场仅拥有该 220kV 井万线送出线路的所有权，但该送出线路的管理调度由蒙西电网负责。并网双方根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则签订协议并严格执行，相关机构不得擅自解网。经管理人核查，在上述合作协议签署后历史运营期间，华电红泥井风电场升压站 220kV 井万线送出线路每年均正常进行设备维护，从未发生因某方为保障自身风电场上网电量导致的限制另一方电量输送的情形。管理人认为未来经营期内至使用寿命终止或华晨风电场终止运行前，华电、大唐及华晨三方仍将共同使用华电红泥井风电场升压站 220kV 井万线送出线路，华晨风电项目电力送出具备长期的稳定性和可持续性。发起人蒙能集团承诺若内蒙古华电红泥井风力发电有限公司违反合作协议约定或因其他人为原因致华晨风电项目无法正常使用送出线路，进而对基础设施基金

造成直接或间接的经济损失时，蒙能集团将承担由此产生的一切损失赔偿责任。

另外，根据 2018 年 4 月 26 日国家能源局印发的《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》（国能发新能〔2018〕34 号）的规定，“电网企业负责投资建设接网工程，各类接入输电网的可再生能源发电项目的接网及输配电工程，全部由所在地电网企业投资建设，保障配套电网工程与项目同时投入运行。之前相关接网等输配电工程由可再生能源发电项目单位建设的，电网企业按协议或经第三方评估确认的投资额在 2018 年底前完成回购。”鉴于相关监管政策要求精神，后续无论蒙西电网是否启动相关收购动作，华晨风电项目电力送出的可持续性和稳定性都能够得到电力监管层面的保障。

其中，华晨风电项目入池资产包括：风机 50 台及配套箱变，35kV 集电线路 4 回，50 台风机以及配套的箱变所占用的土地（挂牌出让取得）。未入池资产包括：升压站等建筑物、建筑物内设备，检修道路，220kV 送出线路 1 回以及部分地块使用权。

经财务顾问核查，截至尽调基准日，华晨公司具备完整、合法的财产权属凭证，相关资产均由华晨公司实际占有。

（2）恒泽公司主要资产财产权属、占有情况

1) 建设内容和规模

恒润一期风电项目总装机容量 49.5MW，具体如下：

- ① 风机 25 台，其中额定功率 2000kW 风力发电机组 24 台，额定功率 1500kW 风力发电机组 1 台；
- ② 恒润一期风电项目升压站地上房屋（服务楼、主控楼、仓库及汽车库、消防及水处理室、TCR 控制室、35kV 配电室），建筑面积为 3,489.06 平方米；
- ③ 配套箱变式电站 25 台；
- ④ 220kV 风电场升压站 1 座；
- ⑤ 35kV 集电线路 3 回（线路总长 22.72km）；
- ⑥ 220kV 送出线路 1 回（送出至德胜 220kV 变电站，线路总长约 16km）。

其中，恒润一期风电项目入池资产包括：风机 25 台及配套箱变，升压站内建筑物及站内设备，25 台风机及配套箱变、升压站所占用的土地（协议出让取得）。未入池资产包括：220kV 送出线路 1 回，35kV 集电线路 3 回，检修道路。

用地性质：

华晨风电项目产权证书编号为蒙（2024）固阳县不动产权第 0130626 号，占地面积为 18,656.00 平方米，土地用途为工业用地，取得方式为挂牌出让取得，使用期限为 2017 年 11 月 6 日至 2067 年 11 月 5 日。

恒润一期风电项目产权证书编号蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号，宗地面积为 7066.50 平方米，土地用途为工业用地，取得方式为协议出让取得，使用期限为 2011 年 6 月 27 日至 2061 年 6 月 27 日。

开竣工时间：华晨风电项目于 2016 年 3 月 21 日开工，于 2016 年 12 月 8 日竣工。恒润一期风电项目于 2010 年 8 月 20 日开工，于 2011 年 7 月 20 日竣工。

全容量并网时间：华晨风电项目于 2017 年 3 月 26 日全容量并网；恒润一期风电项目于 2011 年 7 月 31 日全容量并网。

决算总投资：华晨风电项目决算总投资为 7.73 亿元；恒润一期风电项目决算总投资为 3.55 亿元。

产品或服务内容：提供电力生产及相关服务。

收入来源：项目公司通过提供电力生产及相关服务并收取电费收入。

经财务顾问核查，截至尽调基准日，恒润新能源具备完整、合法的财产权属凭证，相关资产均由恒润新能源实际占有。根据恒润新能源与恒泽公司签署的《企业资产、负债及员工整体划转协议书》，恒润新能源作为资产划出方，将恒润一期风电项目中的风机、箱式变压器、升压站、重要设施设备、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程、风机及升压站占用的土地使用权划转至恒泽公司。上述资产重组工作恒泽公司、恒润新能源已履行相关内部决策流程，并出具股东决议。恒润新能源与恒泽公司已签订《恒泽划转协议》，并已完成相关资产交割工作。除此之外，恒泽公司无其他拟重组或剥离的资产或负债，

恒泽公司具备完整、合法的财产权属凭证，相关资产均由恒泽公司实际占有。
恒泽公司就恒润一期风电项目享有的经营收益权。

2、不动产权情况

根据华晨风电项目的固定资产投资建设相关批复文件、华晨公司出具的《内蒙古华晨新能源有限责任公司关于申报基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)的说明与确认函》以及发起人蒙能集团出具的《内蒙古能源集团有限公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的补充说明与确认函》(下称“《补充说明与确认函》”),位于内蒙古自治区固阳县西斗铺镇境内的固阳红泥井 100MW 风电项目已全部竣工,装机容量为 100MW,新建单机容量 2000kW 风机以及配套的箱变式电站 50 台、35kV 集电线路 4 回、220kV 风电场升压站 1 座、220kV 送出线路 1 回(连接至华电红泥井风电场升压站,送出线路距离 6.89km)以及扩建华电 220kV 变电站对端间隔。其中,升压站、220kV 送出线路 1 回、检修道路、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程及华晨公司持有的《不动产权证书》中部分地块的土地使用权等划转至原始权益人电力设计院。基础设施项目不动产权属证书情况如表 2-12 所示。

恒润一期风电项目配套建设一座 220kV 升压站,升压站由主控楼、服务楼、35kV 配电室、仓库及车库、TCR 控制室、消防及水处理室等组成,升压站及 25 台风机占用的土地以协议出让方式取得。恒泽公司已于本次划转完成后重新办理并取得了恒润一期风电项目土地使用权及房屋所有权相关权利证书,其中升压站内建筑于 2024 年 6 月 7 日取得察哈尔右翼中旗自然资源局核发的《中华人民共和国不动产权证书》(蒙(2024)察哈尔右翼中旗不动产权第 0000692 号);恒润一期风电项目升压站及 25 台风机占用的土地于 2024 年 6 月 7 日取得察哈尔右翼中旗自然资源局核发的《中华人民共和国不动产权证书》(蒙(2024)察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号),证载土地使用权面积 7,066.50 平方米。基础设施项目不动产权属证书情况如表 2-12 所示。

表 2-12：基础设施不动产权属证书情况

项目	产权证书编号	权利人	坐落	用途	宗地面积 (平方米)	房屋建筑面积 (平方米)	使用期限	权利类型	权利性质
恒润一期 风电项目	蒙(2024)察哈尔 右翼中旗不动产权 第 0000691 号	恒泽 公司	察哈尔右翼 中旗黄羊城 镇米粮局村	工业用地	7,066.50	/	国有建设用地使用权 (2011 年 06 月 27 日起至 2061 年 06 月 27 日止)	国有建设用 地使用权	出让
	蒙(2024)察哈尔 右翼中旗不动产权 第 0000692 号		察哈尔右翼 中旗黄羊城 镇米粮局村	工业用地/ 办公	29,012.00	3,457.38	国有建设用地使用权 (2011 年 07 月 13 日起至 2061 年 7 月 12 日止)	国有建设用 地使用权/ 房屋所有权	出让/自建 房
华晨风电 项目	蒙(2024)固阳县 不动产权第 0130626 号	华晨 公司	固阳县红泥 井	工业用地	18,656.00	/	国有建设用地使用权 (2017 年 11 月 06 日起 2067 年 11 月 05 日止)	国有建设用 地使用权	出让

3、重要生产设备

华晨公司已取得华晨风电项目风机及其他重要设备所有权，根据华晨公司与电力设计院签署的《内蒙古华晨新能源有限责任公司（作为划出方）与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（作为划入方）之间资产划转协议书》之附件，资产划转完成后华晨风电项目持有表 2-13 列示的重要设备。

根据恒润新能源与恒泽公司签署的《企业资产、负债及员工整体划转协议书》之附件，恒泽公司将于资产划转完成后取得恒润一期项目风机及其他重要设备所有权，详见表 2-14 列示。

此外，25 台风机通过 3 回 35kV 架空集电线路（下称“集电线路”）汇集至场内 220kV 升压站，以单回 220kV 线路（下称“送出线路”）送出至德胜 220kV 变电站，线路长度约 16km。风电场检修道路（下称“检修道路”）为四级碎石路，道路长 25km，路面宽 4m，其中：新建道路 17km，改建道路 8km。

表 2-13：华晨风电项目机器设备清单

卡片编号	资产编码	资产名称	规格	数量	资产类别	资产原值
Z01L5110100000060	219900000006	一期 001 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备（发电及供热设备\其他发电及供热设备）	9,508,885.88
Z01L5110100000063	219900000009	一期 002 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000066	219900000012	一期 003 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000069	219900000015	一期 004 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000072	219900000018	一期 005 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000075	219900000021	一期 006 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000078	219900000024	一期 007 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000081	219900000027	一期 008 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000084	219900000030	一期 009 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000087	219900000033	一期 010 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000090	219900000036	一期 011 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000093	219900000039	一期 012 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000096	219900000042	一期 013 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000099	219900000045	一期 014 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000102	219900000048	一期 015 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000105	219900000051	一期 016 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000108	219900000054	一期 017 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000111	219900000057	一期 018 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000114	219900000060	一期 019 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53

Z01L5110100000117	219900000063	一期 020 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000120	219900000066	一期 021 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000123	219900000069	一期 022 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000126	219900000072	一期 023 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000129	219900000075	一期 024 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000132	219900000078	一期 025 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000135	219900000081	一期 026 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000138	219900000084	一期 027 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000141	219900000087	一期 028 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000144	219900000090	一期 029 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000147	219900000093	一期 030 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000150	219900000096	一期 031 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000153	219900000099	一期 032 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000156	219900000102	一期 033 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000159	219900000105	一期 034 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000162	219900000108	一期 035 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000165	219900000111	一期 036 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000168	219900000114	一期 037 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000171	219900000117	一期 038 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000174	219900000120	一期 039 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000177	219900000123	一期 040 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000180	219900000126	一期 041 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000183	219900000129	一期 042 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000186	219900000132	一期 043 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53

Z01L5110100000189	219900000135	一期 044 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000192	219900000138	一期 045 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000195	219900000141	一期 046 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000198	219900000144	一期 047 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000201	219900000147	一期 048 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000204	219900000150	一期 049 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000207	219900000153	一期 050 号风机发电机组	MY2.0-110	1	风力发电机组及设备	9,508,885.53
Z01L5110100000061	219900000007	一期 001 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.51
Z01L5110100000064	219900000010	一期 002 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000067	219900000013	一期 003 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000070	219900000016	一期 004 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000073	219900000019	一期 005 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000076	219900000022	一期 006 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000079	219900000025	一期 007 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000082	219900000028	一期 008 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000085	219900000031	一期 009 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000088	219900000034	一期 010 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000091	219900000037	一期 011 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000094	219900000040	一期 012 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000097	219900000043	一期 013 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000100	219900000046	一期 014 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000103	219900000049	一期 015 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000106	219900000052	一期 016 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000109	219900000055	一期 017 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33

Z01L5110100000112	219900000058	一期 018 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000115	219900000061	一期 019 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000118	219900000064	一期 020 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000121	219900000067	一期 021 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000124	219900000070	一期 022 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000127	219900000073	一期 023 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000130	219900000076	一期 024 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000133	219900000079	一期 025 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000136	219900000082	一期 026 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000139	219900000085	一期 027 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000142	219900000088	一期 028 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000145	219900000091	一期 029 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000148	219900000094	一期 030 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000151	219900000097	一期 031 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000154	219900000100	一期 032 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000157	219900000103	一期 033 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000160	219900000106	一期 034 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000163	219900000109	一期 035 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000166	219900000112	一期 036 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000169	219900000115	一期 037 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000172	219900000118	一期 038 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000175	219900000121	一期 039 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000178	219900000124	一期 040 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000181	219900000127	一期 041 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33

Z01L5110100000184	219900000130	一期 042 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000187	219900000133	一期 043 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000190	219900000136	一期 044 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000193	219900000139	一期 045 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000196	219900000142	一期 046 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000199	219900000145	一期 047 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000202	219900000148	一期 048 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000205	219900000151	一期 049 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000208	219900000154	一期 050 号风机塔筒设备	MY2.0-110/85	1	风力发电机组及设备	2,040,782.33
Z01L5110100000059	219900000005	一期 001 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,593.89
Z01L5110100000062	219900000008	一期 002 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000065	219900000011	一期 003 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000068	219900000014	一期 004 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000071	219900000017	一期 005 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000074	219900000020	一期 006 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000077	219900000023	一期 007 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000080	219900000026	一期 008 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-	1	变压器	300,594.14

			2200/36			
Z01L5110100000083	219900000029	一期 009 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000086	219900000032	一期 010 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000089	219900000035	一期 011 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000092	219900000038	一期 012 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000095	219900000041	一期 013 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000098	219900000044	一期 014 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000101	219900000047	一期 015 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000104	219900000050	一期 016 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000107	219900000053	一期 017 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000110	219900000056	一期 018 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000113	219900000059	一期 019 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000116	219900000062	一期 020 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-	1	变压器	300,594.14

			2200/36			
Z01L5110100000119	219900000065	一期 021 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000122	219900000068	一期 022 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000125	219900000071	一期 023 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000128	219900000074	一期 024 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000131	219900000077	一期 025 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000134	219900000080	一期 026 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000137	219900000083	一期 027 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000140	219900000086	一期 028 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000143	219900000089	一期 029 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000146	219900000092	一期 030 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000149	219900000095	一期 031 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000152	219900000098	一期 032 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-	1	变压器	300,594.14

			2200/36			
Z01L5110100000155	219900000101	一期 033 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000158	219900000104	一期 034 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000161	219900000107	一期 035 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000164	219900000110	一期 036 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000167	219900000113	一期 037 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000170	219900000116	一期 038 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000173	219900000119	一期 039 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000176	219900000122	一期 040 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000179	219900000125	一期 041 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000182	219900000128	一期 042 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000185	219900000131	一期 043 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000188	219900000134	一期 044 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-	1	变压器	300,594.14

			2200/36			
Z01L5110100000191	219900000137	一期 045 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000194	219900000140	一期 046 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000197	219900000143	一期 047 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000200	219900000146	一期 048 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000203	219900000149	一期 049 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000206	219900000152	一期 050 号风机箱式变压器系统	ZGSB11-ZF-2200/36	1	变压器	300,594.14
Z01L5110100000054	110001000001	集电电缆线路		1	电缆输电线路	10,593,943.07
Z01L5110100000055	110001000002	集电架空线路		1	架空输电线路	17,419,309.99

表 2-14：恒润一期风电项目机器设备清单

序号	资产名称	数量	序号	资产名称	数量
1	风电机组主体	25	81	独立避雷针	1
2	塔筒	25	82	所用变压器	1
3	风电机组塔筒（架）基础工程	25	83	隔离开关	1
4	箱式变压器	25	84	系统侧光口板	2
5	主变压器	1	85	主变架构	1
6	主变压器	1	86	主变压器基础工程	1
7	35kv 动态无功补偿装置	12	87	施工电源	1
8	服务楼	1	88	氧化锌避雷器	6
9	计算机监控系统	1	89	通讯管理机	1
10	35kV 晶闸管控制电抗器静止型动态无功补偿成套装置	2	90	隔离柜	1
11	35KV 开关柜	2	91	事故油池	1
12	主控制楼	1	92	免爬器	1
13	出线柜	8	93	220KV 线路测控装置	1
14	站区道路	1	94	252KV 交流高压隔离开关	1
15	计算机监控自动化系统	1	95	绝缘地坪	1
16	风电场变压器基础工程	1	96	电量计量屏	2
17	采暖通风及空调系统	1	97	截水沟及护坡	1
18	断路器	1	98	整流器屏	2
17	220KV 交流高压断路器	1	99	母排	18
20	围墙及大门	1	100	安装附件	1
21	220KV 线路保护柜	3	101	氧化锌避雷器	3

序号	资产名称	数量	序号	资产名称	数量
22	仓库及车房	1	102	光数配线架	1
23	电容出线柜	2	103	接地开关	1
24	站外给补水	1	104	通讯管理机	1
25	风电功率预测系统	1	105	分线柜	1
26	220KV 架构	1	106	220KV 设备支架	1
27	站区广场	1	107	电压互感器	1
28	220KV 交流高压断路器	1	108	音频配线架	1
29	配电设备构筑物	1	109	母线桥	1
30	程控交换机	1	110	综合通信管理终端装置	1
31	三期 49.5MW 工程自动电压控制 (AVC) 子系统	2	111	综合通信管理终端软件	1
32	生活污水处理及补给水系统	1	112	TJ 板/QH 板	4
33	风场侧光端机	1	113	220KV 电容式电压互感器	1
34	站区给排水工程	1	114	端子箱	1
35	35KV 配电装置建筑	1	115	厂站电能量采集终端	1
36	电机组发电功率智能控制系统软件	1	116	站区消防系统	1
37	35KV 配电室	1	117	直流馈线屏	2
38	PCM	4	118	TJ 箱/QH 箱	2
39	SVC 控制室	1	119	配电设备基础工程	1
40	消防水泵房	1	120	事故照明切换屏	1
41	电力调度数据网设备	1	121	电量计量屏	1
42	电缆沟	1	122	母线桥	1
43	施工水源	1	123	微机绝缘监控装置	2
44	PMU	1	124	防雷器	7

序号	资产名称	数量	序号	资产名称	数量
45	故障录波及故障信息远传系统	1	125	交换机	2
46	风电综合通信管理终端	1	126	光配模块	1
47	馈线柜	8	127	微机绝缘监控装置	2
48	电能量远方终端	1	128	干式变压器	1
49	电气设备基础工程	1	129	服务器	1
50	故障录波器	1	130	室外工程	1
51	安防遥视频监控系统	1	131	微机防误闭锁装置	1
52	架空进线柜	1	132	母排	6
53	电压补偿柜	1	133	蓄电池巡检装置	2
54	蓄水池	1	134	污水处理设备基础	1
55	所用变压器	1	135	直流联络屏	1
56	电流互感器	3	136	35KV 母桥线支架	1
57	通信电源	1	137	10KV 进线架	1
58	电流互感器	3	138	放电屏	1
59	电力调度管理网	1	139	阀控式密封铅酸蓄电池	2
60	252KV 交流高压隔离开关	2	140	接地手车	1
61	多功能电能表	2	141	安防遥视设备	5
62	220KV 隔离开关	1	142	监控	1
63	220KV 隔离开关	1	143	防雷器	2
64	220KV 隔离开关	1	144	电动葫芦	1
65	进线柜	2	145	安防监控头	5
66	35KV 侧中性电阻柜	1	146	失压断流计时仪	1
67	220KV 电流互感器	3	147	安防设备录像机	1

序号	资产名称	数量	序号	资产名称	数量
68	35KV 变压器中性点接地电阻柜	1	148	立式多级泵	1
69	电采暖	1	149	消弧线圈基础	1
70	动态无功补偿装置基础	1	150	PC 工作站	1
71	FR300 自动电压控制软件	1	151	录像机	1
72	主变压器基础工程	1	152	失压断流计时仪	1
73	纵向加密认证	2	153	立式多级泵	1
74	多功能电能表	2	154	无线网桥	2
75	反渗透处理室	1	155	助爬器	1
76	电流互感器	3	156	硬盘	2
77	PT 柜	1	157	交换机	1
78	I、II期 SVC 更换为 SVG 项目	1	158	远程集中监控改造	1
79	风功率预测技改项目	1	159	无功补偿装置 SVC 改 SVG	1
80	光端机改造项目	1	160	风机变桨系统直流改交流	1

4、商标权、专利权、版权、特许经营权等情况

经核查，截至尽调基准日，华晨公司及恒泽公司无商标权、专利权、版权、特许经营权等资产。

5、其他应收款、其他应付款等情况

根据毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的《内蒙古华晨新能源有限公司 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日备考财务报表》（编号为“毕马威华振审字第 2413620 号”）无保留审计意见的审计报告以及《内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的恒润风电场(一期)基础设施项目 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日备考财务报表》（编号为“毕马威华振审字第 2413621 号”）无保留审计意见的审计报告并经核查，华晨公司、恒泽公司截至尽职调查基准日的其他应收款、其他应付款均属于生产经营活动过程中正常发生的往来款项，不存在争议或纠纷。

(1) 华晨公司其他应收款及其他应付款

1) 其他应收款

最近三年及一期末，华晨公司的其他应收款明细如下：

表 2-15：华晨公司近三年及一期末其他应收款明细

单位：万元

项目	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
应收关联方往来款	807.27	807.27	-	-
应收资金集中管理款（注）	4,404.41	2,539.27	453.98	687.36
合计	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

注：2021 年起，华晨公司母公司对其实行资金结算集中管理，由母公司统一归集华晨公司资金记入内部银行账户，并根据母公司审批后的月度资金预算和留存额度对华晨公司支出需求进行资金拨付。自 2023 年 4 月起，华晨公司将资金结算集中管理款统一归集至内蒙古能源集团有限公司的资金池账户，年利率为 1%。

截至 2024 年 6 月末，华晨公司其他应收款主要为应收资金集中管理款，账龄均在一年以内。近三年及一期末，华晨公司其他应收款无计提坏账准备。近三年及一期末，华晨公司其他应收款余额分别为 687.36 万元、453.98 万元、3,346.54

万元和 5,211.68 万元，占资产总额比重分别为 0.87%、0.57%、4.40%和 6.91%。近三年及一期末，华晨公司其他应收款呈现波动状态，应收资金集中管理款余额有所上升，但总体归还情况良好，账龄情况良好。

表 2-16：华晨公司近三年及一期末其他应收款账龄情况

单位：万元

账龄	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
1 年以内 (含 1 年)	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

2) 其他应付款

最近三年及一期末，华晨公司其他应付款余额分别为 133.04 万元、3,968.38 万元、34.05 万元和 2.53 万元，占总负债比重分别为 0.31%、9.34%、0.10%和 0.01%。近三年及一期末，华晨公司应付股利余额分别为 132.68 万元、132.68 万元、0 万元和 0 万元。截至 2022 年末、2023 年末及 2024 年 6 月末，华晨公司应付利息余额分别为 45.68 万元、34.03 万元和 2.51 万元。截至 2024 年 6 月末，华晨公司其他应付款主要为应付利息。

表 2-17：华晨公司最近三年及一期末其他应付款明细

单位：万元

项目	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
应付股利	-	-	132.68	132.68
应付利息	2.51	34.03	45.68	-
应付关联方往来款	-	-	3,790.00	-
其他	0.02	0.02	0.02	0.36
合计	2.53	34.05	3,968.38	133.04

(2) 恒泽公司/恒润一期风电项目其他应收款及其他应付款

1) 其他应收款

最近三年及一期末，恒润一期风电项目其他应收款余额分别为 143.57 万元、118.44 万元、0.00 万元和 1.00 万元，为备考净资产表所确认的资产、负债净额与备考利润表的平衡项目。

2) 其他应付款

最近三年及一期末，恒润一期风电项目无其他应付款。

6、项目公司不存在资产被占用的情况

经核查，华晨公司合法持有华晨风电项目基础设施资产，拥有华晨风电项目基础设施资产的不动产权属证书。上述资产均为华晨公司独立所有并使用，不存在被原始权益人及其关联方控制和占用的情况。

经核查，恒泽公司合法持有恒润一期风电项目基础设施资产，拥有恒润一期风电项目基础设施资产的不动产权属证书；恒泽公司独立拥有恒润一期风电项目基础设施资产，有权占有并使用恒润一期风电项目的基础设施资产。上述资产均为恒泽公司独立所有并使用，不存在被原始权益人及其关联方控制和占用的情况。

(九) 项目公司的财务独立性情况

1、华晨公司

截至尽调基准日，华晨公司仅持有基础设施项目，无其他实际经营业务，华晨公司制定了财务管理制度，并由独立的财务人员进行核算。华晨公司无分公司、子公司，不涉及对分公司、子公司的财务管理制度。

华晨公司独立开设银行账户并独立纳税，不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业共用银行账户的情况。

经核查，截至尽职调查基准日，华晨公司已在中国银行呼和浩特市天和大厦支行开立基本户、在中国工商银行股份有限公司呼和浩特市石羊桥东路支行、中国工商银行股份有限公司固阳县支行、中国工商银行股份有限公司呼和浩特满都拉支行、中国银行股份有限公司呼和浩特市鄂尔多斯东街支行开立一般户，不存在与控股股东、实际控制人及其控制的企业共用银行账户的情形。

华晨公司将在基础设施基金发行前将基本户变更为中国工商银行及其下属分支机构账户，并作为本基础设施基金项目公司监管账户。华晨公司将于基本户变更完毕后、基础设施基金发行前完成其于中国工商银行股份有限公司固阳县支行、中国工商银行股份有限公司呼和浩特满都拉支行、中国银行股份有限公司呼和浩特市鄂尔多斯东街支行的销户工作；将于基础设施基金发行前、完成《购售

电合同》项下电费收费账户变更至中国工商银行及其下属分支机构账户基本户的工作后,完成其于中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行开立的一般户的销户工作。

待基础设施基金发行后,基金管理人将委派财务人员负责华晨公司的财务管理工作并聘请专业会计师事务所进行审计工作。

2、恒泽公司

恒泽公司将于本次重组完成后依法取得基础设施项目项下资产,并仅持有基础设施项目,无其他实际经营业务,故沿用蒙能集团整体财务制度,并由独立的财务人员进行核算。恒泽公司无分公司、子公司,不涉及对分公司、子公司的财务管理制度。恒泽公司独立开设银行账户并独立纳税,不存在与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业共用银行账户的情况。

经核查,恒泽公司已在中国工商银行股份有限公司察哈尔右翼中旗科布尔支行开立基本户,不存在与控股股东、实际控制人及其控制的企业共用银行账户的情形。

恒泽公司将在基础设施基金发行前将基本户作为基础设施基金项目公司监管账户。待基础设施基金发行后,基金管理人将委派财务人员负责恒泽公司的财务管理工作并聘请专业会计师事务所进行审计工作。

3、金额较大、期限较长的应收账款产生的原因及交易记录、资金流向等

最近三年及一期末,华晨公司的应收账款余额分别为 22,092.98 万元、28,530.92 万元、25,464.29 万元和 24,729.81 万元,占资产总额的比例分别为 28.09%、35.66%、33.47%和 32.76%。项目公司应收账款余额变动平缓,占资产总额比重总体呈上升趋势。截至 2024 年 6 月末,华晨公司应收账款账龄分布主要集中在 0 至 3 年之间,主要应收账款为可再生能源补贴款。

根据发改委《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》(发改价格[2016]2729 号)(以下简称“电价通知”),获得建设核准并在规定期间并网发电的电厂将有资格享受所在资源区对应的光伏发电、陆上风电标杆上网电价,光伏发电、陆上风电标杆上网电价与当地燃煤机组标杆上网电价之间

的差额为补贴电价，通过国家可再生能源发展基金予以补贴。华晨公司满足享受电价补贴的条件。

根据财政部、发改委、国家能源局《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4号）的要求，由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单（以下简称“补贴清单”）。根据《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6号），符合条件的可再生能源发电项目可向电网企业发起申请，并经电网企业、省级能源主管部门和国家可再生能源信息管理中心审核通过后纳入补贴清单。截止目前，华晨公司已纳入内蒙古电力（集团）有限责任公司于2020年9月发布的《内蒙古电力（集团）有限责任公司关于公布经营区域内首批可再生能源发电项目补贴清单的公告》中，满足享受电价补贴的条件。

表 2-18：华晨公司近三年及一期末应收账款余额情况

单位：万元

客户	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
国家补贴款	24,390.39	25,028.20	27,496.70	21,409.25
内蒙古电力（集团）有限责任公司	339.42	436.09	1,021.29	683.73
中航粤海风力发电公司	-	-	12.92	-
合计	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

表 2-19：华晨公司近三年及一期末应收账款账龄情况

单位：万元

账龄	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
1年以内（含1年）	4,877.85	5,163.71	7,121.67	7,576.23
1年至2年（含2年）	3,627.06	6,147.49	6,892.49	3,944.49
2年至3年（含3年）	4,957.90	6,892.49	3,944.49	5,673.68
3年以上	11,267.00	7,260.58	10,572.26	4,898.58
合计	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

近三年及一期末，恒润一期风电项目的应收账款余额分别为 7,040.83 万元、9,785.94 万元、12,728.63 万元和 12,034.95 万元，占资产总额的比例分别为 28.13%、38.93%、51.61%和 51.83%。项目公司应收账款余额变动平缓，占资产总额比重

总体呈上升趋势，主要应收账款为可再生能源补贴款。

表 2-20：恒润一期风电项目近三年及一期末应收账款余额情况

单位：万元

客户	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
国家补贴款	11,925.20	12,117.22	9,494.27	6,612.75
内蒙古电力（集团）有限责任公司	109.75	611.41	291.67	428.09
合计	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.84

表 2-21：恒润一期风电项目近三年及一期末应收账款账龄情况

单位：万元

账龄	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
1 年以内（含 1 年）	2,510.82	3,234.36	3,173.19	3,344.12
1 年至 2 年（含 2 年）	3,038.01	2,881.52	2,916.03	1,699.44
2 年至 3 年（含 3 年）	1,673.00	2,916.03	1,699.44	1,997.27
3 年以上	4,813.13	3,696.72	1,997.28	-
合计	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83

（十）商业信用情况

1、项目公司是否按期缴纳相关税费及合同履行情况

华晨公司持有固阳县市场监督管理局核发的《营业执照》（统一社会信用代码：911502223976721893），华晨公司进行独立纳税申报并缴纳税款。

恒泽公司持有察哈尔右翼中旗市场监督管理局核发的《营业执照》（统一社会信用代码：91150927MAD3UY6U3X），恒泽公司进行独立纳税申报并缴纳税款。

经查询国家税务总局重大税收违法案件信息公布栏²，华晨公司、恒泽公司不存在因违反税收法律、法规被税务部门处罚且情节严重的情形。

²最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

2、项目公司是否违法违规、被列入失信被执行人、诉讼仲裁情况核查

经查询“信用中国”网站、全国法院被执行人信息查询网站、全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统网站、中华人民共和国生态环境部网站、中华人民共和国应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、中华人民共和国国家发展和改革委员会网站、中华人民共和国财政部网站³，华晨公司、恒泽公司未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

3、项目公司经营的合法合规性以及商业信用

经核查，截至尽调基准日，华晨公司及恒泽公司具有独立的中国企业法人资格，华晨公司及恒泽公司经营基础设施项目符合有关法律、法规和规范性文件的规定。

（十一）调查结论

经核查，项目公司设立程序和历史沿革符合法律法规及其他有关规定，依法设立并合法存续；项目公司股东人数、住所、出资比例符合法律法规及其他有关规定；项目公司股东合法拥有出资资产的产权，资产权属清晰、不存在纠纷或潜在纠纷；项目公司的公司章程符合《公司法》及中国证监会的有关规定，组织架构健全、清晰，符合《公司法》及中国证监会的有关规定；项目公司具备完整、合法的财产权属凭证并实际占有基础设施项目对应的资产；项目公司已设置独立的财务会计人员，并建立独立的会计核算体系，具有规范的财务会计制度；项目公司不存在重大违法、违规行为；项目公司不存在被认定为失信被执行人，不存在受到重大行政处罚的情形；项目公司经营合法合规，商业信用情况良好。

二、项目公司所在行业和经营模式

³最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

（一）行业情况及竞争状况

1、项目公司所属行业

华晨公司、恒泽公司所管理的基础设施资产分别为内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目和内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目。根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会于 2017 年 6 月 30 日发布的国民经济行业分类，基础设施资产所属行业为 D4415“风力发电”。

风电行业情况及竞争状况详见“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“五、基础设施资产情况”之“（五）基础设施资产的市场和客群情况”。

2、行业监管体制和政策趋势

（1）行业监管体制及规范性文件

根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会于 2017 年 6 月 30 日发布的国民经济行业分类，基础设施资产所属行业为 D4415“风力发电”。风力发电行业属于电力生产行业，行业主管部门主要包括国家发展和改革委员会、自然资源部、国家能源局、中国电力企业联合会等。

1) 国家发展和改革委员会

国家发展和改革委员会为国务院的组成部门，负责推进可持续发展战略，负责节能减排的综合协调工作，组织拟订发展循环经济、全社会能源资源节约和综合利用规划及政策措施并协调实施，参与编制生态建设、环境保护规划，协调生态建设、能源资源节约和综合利用的重大问题，综合协调环保产业和清洁生产促进有关工作等。同时，国家发展和改革委员会作为国家经济的宏观调控部门，直接负责制定我国的能源发展规划、电价政策，并具体负责电站或电厂项目投资及建设的审批。

2) 自然资源部

2018 年 3 月，国务院将国土资源部的职责，国家发展和改革委员会的组织编制主体功能区规划职责，住房和城乡建设部的城乡规划管理职责，水利部的

资源调查和确权登记管理职责，农业部的草原资源调查和确权登记管理职责，国家林业局的森林、湿地等资源调查和确权登记管理职责，国家海洋局的职责，国家测绘地理信息局的职责整合，组建自然资源部，作为国务院组成部门。

自然资源部主要职责有履行全民所有土地、矿产、森林、草原、湿地、水、海洋等自然资源资产所有者职责和所有国土空间用途管制职责，拟订自然资源和国土空间规划及测绘、极地、深海等法律法规草案，制定部门规章并监督检查执行情况，负责自然资源统一确权登记工作，负责自然资源的合理开发利用，组织拟订自然资源发展规划和战略，组织拟订并实施土地、海洋等自然资源年度利用计划，负责监督实施海洋战略规划和发展海洋经济，负责海洋开发利用和保护的监督管理工作，根据中央授权，对地方政府落实党中央、国务院关于自然资源和国土空间规划的重大方针政策、决策部署及法律法规执行情况进行督察等。

3) 国家能源局

2013年3月，国务院将国家能源局、国家电力监管委员会的职责整合，重新组建国家能源局，由国家发展和改革委员会管理，不再保留国家电力监管委员会。国家能源局主要职责包括负责起草能源发展和有关监督管理的法律法规送审稿和规章，拟订并组织实施能源发展战略、规划和政策，推进能源体制改革，拟订有关改革方案，组织制定新能源和可再生能源等能源的产业政策及相关标准，监管电力市场运行，规范电力市场秩序，监督检查有关电价，拟订各项电力辅助服务价格，负责电力行政执法，按国务院规定权限，审批、核准、审核能源固定资产投资等项目等。

4) 中国电力企业联合会

中国电力企业联合会为1988年经国务院批准成立的全国电力行业企事业单位的联合组织，是非营利的全国性行业协会组织，目前业务主管单位是国家能源局。中国电力企业联合会的主要职能是深入开展行业调查研究，提出对电力行业改革与发展的政策和立法建议，参与制定电力行业发展规划、产业政策、行业准入条件和体制改革工作；制定并监督执行行业规约，建立行业自律机制，推动诚信建设、规范会员行为、协调会员关系、维护行业秩序；反映会员和行业企业的

诉求，开展法律服务，维护会员和行业企业的合法权益；参加政府部门组织的有关听证会；组织开展行业环保、资源节约和应对气候变化等相关工作；根据主管单位授权，接受政府部门和有关机构委托，负责行业统计，收集、综合、分析和发布行业信息，开展行业普法教育，开展电力标准化及电力建设定额制修订，负责行业可靠性管理等工作；完成主管单位交办的相关工作；受委托代管行业有关学协会组织；指导电力行业协会的发展建设。

电力生产行业涉及国民经济的多个领域，除上述主要行政部门直接监督管理外，生态环境部、地方发改委、地方能源主管部门及地方政府投资主管部门等均有监督管理的职责。

近年来，我国接连出台多个监管文件与行业政策推动风力发电行业的发展。

表 2-22：风力发电行业主要法律法规政策

名称	发布单位	发布日期/实施日期
《2024 年能源工作指导意见》	国家能源局	2024 年 3 月 18 日
《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	国家发展和改革委员会	2024 年 2 月 8 日
《电力现货市场基本规则（试行）》	国家发展改革委、国家能源局	2023 年 9 月 7 日
《国家发展改革委、财政部、国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	国家发展改革委、财政部、国家能源局	2023 年 7 月 25 日
《国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司	2023 年 7 月 16 日
《发电机组进入及退出商业运营办法》	国家能源局	2023 年 6 月 12 日
《风电场改造升级和退役管理办法》	国家能源局	2023 年 6 月 5 日
《国家能源局关于修订印发火力发电、输变电、陆上风力发电、光伏发电建设工程质量监督检查大纲的通知》	国家能源局	2023 年 5 月 8 日
《2023 年能源工作指导意见》	国家能源局	2023 年 4 月 6 日
《关于统筹节能降碳和回收利用加快重点领域产品设备更新改造的指导意见》	国家发改委等部门	2023 年 2 月 20 日
《扩大内需战略规划纲要（2022-2035 年）》	国务院	2022 年 12 月 14 日
《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委、国家能源局	2022 年 6 月 1 日
《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委、国家能源局	2022 年 3 月 22 日
《关于印发促进工业经济平稳增长的若干政策的通知》	国家发改委等部门	2022 年 2 月 18 日

名称	发布单位	发布日期/实施日期
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	国家发改委、国家能源局	2022年1月30日
《十四五新型储能发展实施方案》	国家发改委	2022年1月29日
关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知	国家发改委、国家能源局	2022年1月29日
《关于积极推动新能源发电项目能并尽并、多发满发有关工作的通知》	国家能源局	2021年10月20日
《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》	财政部、国家发改委、国家能源局	2020年9月29日
《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	财政部、国家发改委、国家能源局	2020年1月20日
《关于完善风电上网电价政策的通知》	国家发改委	2019年5月21日
《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	财政部、国家发改委、国家能源局	2019年1月7日

(2) 行业政策趋势

可再生能源“十四五”规划提出，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电太阳能发电基地。以风光资源为依托、以区域电网为支撑、以输电通道为牵引、以高效消纳为目标，统筹优化风电光伏布局和支撑调节电源，在内蒙古、青海、甘肃等西部北部沙漠、戈壁、荒漠地区，加快建设一批生态友好、经济优越、体现国家战略和国家意志的大型风电光伏基地项目。

根据国家发改委、国家能源局发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到2030年规划建设风光基地总装机约4.55亿千瓦，“十四五”规划建设风光基地总装机约2亿千瓦。

2022年5月24日，国务院印发《关于印发扎实稳住经济一揽子政策措施的通知》，提出抓紧推动实施一批能源项目。推动能源领域基本具备条件可开工的重大项目尽快实施；加快推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，近期抓紧启动，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草用水，按程序核准和开工建设基地项目、煤电项目和特高压输电通道，后续大基地建设项目有望提速。

在政策体系上，我国不断完善风电市场机制和投资管理体制。2022年5月，国家发改委、国家能源局下发《关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》，明确将稳妥推进新能源参与电力市场交易，推动风电项目由核准制调整为

备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

2024年2月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案的复函》（发改办体改〔2024〕82号），同意《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》施行。随着绿色电力交易的正式启动，蒙西电网第一次实现绿色电力的能量与环境价值打捆交易，在推动绿色发展上迈出新步伐。

2024年7月24日，国家发展改革委、国家能源局印发《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》，对绿色电力交易的定义和绿电交易机制进行明确。按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。绿色电力交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。

2024年7月31日，中共中央、国务院发布《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，其中明确提出：完善绿色转型价格政策。深化电力价格改革，完善鼓励灵活性电源参与系统调节的价格机制，实行煤电容量电价机制，研究建立健全新型储能价格形成机制，健全阶梯电价制度和分时电价政策，完善高耗能行业阶梯电价制度。

3、项目公司所属的市场环境、市场容量、市场细分、市场化程度、进入壁垒、供求状况、竞争状况、行业利润水平和未来变动情况

风能发电行业作为可再生能源领域的重要组成部分，凭借其开发难度相对较低、环境友好且技术成熟的独特优势，正逐渐成为全球能源结构转型和环境保护的重要支撑力量。风能发电技术已具备规模化开发的条件，并展现出广阔的发展前景。

我国风能资源丰富，特别是沿海地区和内陆高原地区，为风能发电提供了良好的条件，风电行业发展现状呈现出强劲的增长势头和广阔的前景。近年来，我国风电装机容量持续增长，已成为全球风电装机量增长最为显著的国家之一。据国家能源局统计，截至2023年末，我国风电装机容量约4.4亿千瓦，同比增长20.7%，增长显著。在技术进步和政策支持的推动下，风电行业正逐步实现规模

化、智能化和数字化发展。

陆上风力发电主要利用陆地上的风力资源进行电力生产，通过在符合国家和地区土地使用规划的区域建设风力发电机组，将风能转化为机械能，再经由发电机组将机械能转换为电能。近年来，陆上风力发电行业在全球范围内得到了快速发展。我国在陆上风电领域具有显著优势，陆上风力发电技术不断进步，风电机组的大型化、智能化和高效化成为行业发展的重要趋势。

(1) 市场环境

1) 上游市场环境

风电行业的上游主要涉及风电机组设备制造。风电机组的制造依赖于多种原材料，包括但不限于钢材、铝、铜、玻璃纤维、碳纤维、环氧树脂、永磁材料和混凝土等。钢材是最为关键的材料，占到整机总重量的约 90%。核心零部件如齿轮箱、叶片、轴承、控制系统等，由于其专业化程度高和技术壁垒明显，往往采取定制化采购。风电机组设备制造行业的竞争格局呈现全球分散而国内集中的态势，国内龙头企业如金风科技、远景能源等凭借强大的技术实力和项目经验占据市场主导地位，而中小企业则通过差异化策略在细分领域或国际市场寻求发展空间。

2) 下游市场环境

风电行业的下游市场主要为电网行业，近年来，随着风力发电的接入和传输能力不断增强，风电装机量的不断增加，我国电网基础设施也在逐步完善。下游竞争格局方面，我国电网行业主要由国有企业主导，电网企业凭借其在资金、技术和资源方面的优势，在风电接入、传输和调度等领域占据主导地位。同时，随着智能电网和能源互联网的发展，电网行业也在积极推动技术创新和模式创新，以更好地适应风电等可再生能源的大规模接入和消纳。

(2) 市场容量

2023 年，我国风电行业继续保持了强劲的增长势头，全年新增风电并网装机达到 7,590 万千瓦（75.9GW），相较于 2022 年的 36.96GW 同比增长 102%，

亦打破 2020 年新增装机 72.38GW 的纪录，创历史新高。其中，陆上风电新增 69.1GW，海上风电新增 6.8GW，同比增幅均超过 100%。2023 年是我国风电市场在停止补贴新增风电项目后，首年实现陆上海上双增长。这一成绩标志着风电行业在全面平价时代迎来了重要拐点。风电行业的快速发展，为我国实现可再生能源发电装机规模历史性超过火电的目标提供了有力支撑。

“十四五”规划积极引导建设风光大基地、发展分散式风电，同时《风电场改造升级和退役管理办法》的出台，有望推动“以大代小”——老旧风机的改造升级，释放存量风能资源。我国风电产业的发展势头强劲，技术创新不断推进，政策环境持续优化，产业链日益完善，正成为推动可持续发展和“双碳”目标实现的重要力量。

(3) 市场细分

我国国土面积大，有天然的地理环境的优势。陆地方面，我国西北部地区以平原为主，中部多为山谷，南部的丘陵高山都能建设一些风电机组。我国地大物博的优势，为陆风发电的发展提供了空间，风力发电厂主要建设在新疆、内蒙古等地广人稀的地区，避开居民聚集区。我国良好的地理条件为我国陆风发电市场创造了良好的发电条件。近年来，随着国家政策对可再生能源发展的大力扶持，风力发电装机容量也呈现平稳增长的态势。根据国家能源局数据，截至 2023 年末，全国累计发电装机容量约 29.2 亿千瓦，同比增长 13.9%。其中，风电装机容量约 4.4 亿千瓦，同比增长 20.7%。根据 Wind 数据显示，2023 年全国风力发电量前十省市分别是内蒙古、河北省、新疆区、江苏省、山西省、山东省、甘肃省、河南省、广东省、宁夏回族自治区。其中，2023 年内蒙古风力发电量排名第一，累计风力发电量为 1,271.2 亿千瓦时。

(4) 市场化程度

2006 年 1 月，国家发改委发布《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7 号），明确提出“风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定”。这一政策的出台标志着风电电价由地方审批转向国家统一指导，并引入市场竞争机制，推动

了我国风电电价迈出了市场化的重要一步。

2009年7月，国家发改委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906号），将全国分为四类风能资源区，并设定了相应的风电标杆电价水平。这进一步明确了风电电价的指导价格，并考虑到不同地区的风能资源差异。四类风能资源区的标杆电价分别为：每千瓦时0.51元、0.54元、0.58元和0.61元（含税）。这一政策旨在鼓励风电项目在风能资源丰富的地区建设，提高风电项目的经济性。

2022年4月，国家发改委价格司下发《关于2022年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》，明确对新核准陆上风电项目延续平价上网政策。这意味着风电项目的上网电价将按照当地燃煤发电基准价执行，不再享受额外的补贴。《通知》同时指出，新建风电项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价。这一政策为风电项目提供了更多的选择和灵活性，使其能够根据市场需求和自身情况灵活调整电价，更好地融入电力市场。

在市场化交易阶段，风电电价的形成将更多地依赖于市场供求关系。通过电力市场的竞争和交易，风电项目的电价将能够更真实地反映其实际价值和市场需求。通过市场化交易形成的风电电价，将更真实地反映风电项目的实际价值和市场需求。这有助于推动风电技术的创新和应用，提高风电项目的经济性和可持续性。

(5) 进入壁垒

1) 政策壁垒

根据《风电开发建设管理暂行办法》，风电场开发前期工作包括选址测风、风能资源评估、建设条件论证、项目开发申请、可行性研究和项目核准前的各项准备工作，企业从事风电场的开发建设运营需要经过相当严格的审批程序。企业需要获得当地（省级）政府主管部门以及各职能主管单位对土地、环保、地灾、水保、林业、军事、文物和电网接入等方面的审查并获得所有前期支持性批复文件，在取得各项支持性文件的基础上，取得发改委核准之后，需要履行土地使用权证办理程序以及办理后续项目开工建设权证等。项目建设完成后的竣工验收需

要所在省级政府能源主管部门审核并报国务院能源主管部门备案，电网企业对项目并网调试验收进行监督审核。

2) 技术壁垒

根据观研报告网发布的《中国风力发电行业发展现状研究与投资前景分析报告（2022-2029年）》显示，风力发电开发项目属于技术密集型行业，近几年，我国风电行业技术革新较快，风电项目开发、建造及运营等过程中对技术上要求都非常高。风电场开发项目前期工作如风场的选址与风资源评估的技术要求，风场选址需要对众多影响因素进行深入的研究与分析，包括风能资源及其他气候条件、可施工性、运输条件、风电场的规模及位置、风机初步选型及分布位置、上网电价、升压站等配套系统、并网条件、电网系统的容量等。风电场建设过程中，对风电发电相关设备的选型、系统设计与规划均具有较高的技术含量，风电技术装备是风电产业的重要组成部分，是风电场运营的基础和保障。风电项目开发需要企业具备丰富的实践经验，对缺乏技术积累的新进入者构成了较高的技术壁垒。

3) 资金壁垒

风电行业是资本密集型行业，投资规模大，是典型的重资产行业。根据国务院《关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知》规定，电力行业项目的最低资本金比例是 20%，所以风电场的投资开发建设需要预先投入大量的资金，回收期较长，进入门槛相对较高，开发建设运营风电场具有很强的资产专用性和显著的沉淀成本特征。

4) 人才壁垒

随着新能源和可再生能源产业的快速发展，国家对新能源和可再生能源行业支持力度加大，可再生能源已成为竞争激烈的战略性新兴产业，促使行业对高素质专业人才需求不断增加，但同时风电行业属于技术密集型产业，市场机制和管理体制、产品和技术快速的更新迭代，对风电场的项目开发、建设及运营维护等各环节的要求不断提高，综合性不断增强，造成具有丰富实践经验的研发与管理人才缺乏。系统掌握风电产业知识并具有丰富实践经验的复合型管理人才缺乏，是市场新进入企业的主要壁垒之一。

(6) 供求状况

1) 全国风电装机、发电量情况

装机容量方面，截至 2024 年 6 月底，我国风电累计装机容量为 46,671 万千瓦，2024 年上半年，全国新增风电装机容量 2,584 万千瓦，同比增长 19.9%。2012-2023 年间，我国年均风电装机容量增速约 19.6%，呈快速增长态势。

发电量方面，2024 年上半年，全国风电发电量 5088 亿千瓦时，同比增长 10%，全国风电平均利用率 96.1%。2012-2023 年间，我国年均风力发电量增速约 21.7%，呈快速增长态势。

图 2-2：2012-2023 年我国风电累计装机容量统计情况

单位：万千瓦



图 2-3：2012-2023 年我国风电发电量统计情况

单位：亿千瓦时



数据来源：同花顺，国家统计局，中国电力联合企业会

2) 内蒙古电网电力供求情况

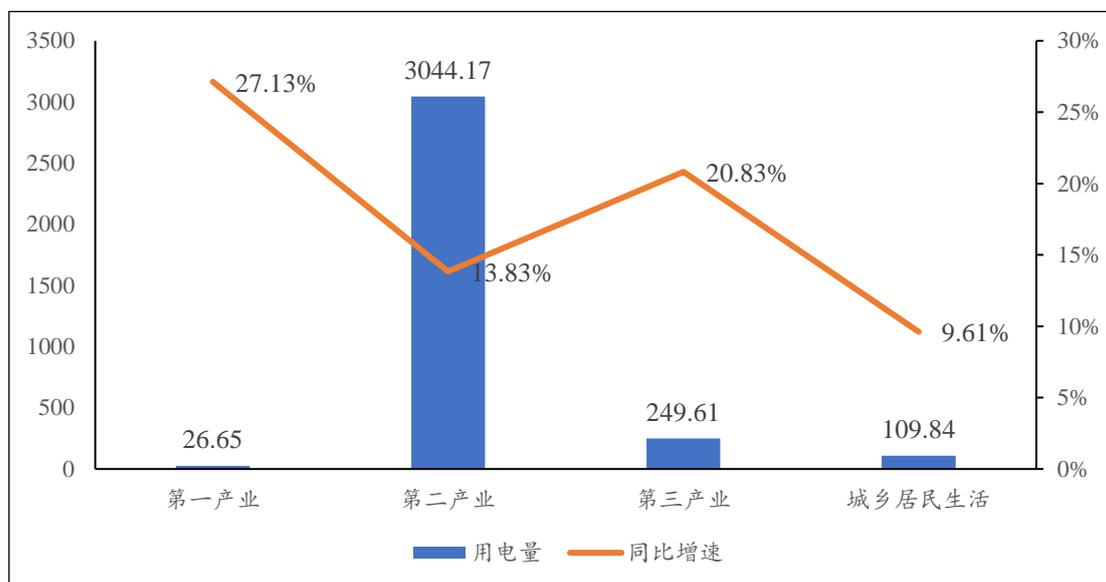
2023 年内蒙古自治区全区地区生产总值 24,627 亿元，按可比价格计算，比上年增长 7.3%。其中，第一产业增加值 2,737 亿元，比上年增长 5.5%；第二产业增加值 11,704 亿元，增长 8.1%；第三产业增加值 10,186 亿元，增长 7.0%。2024 年上半年全区地区生产总值 11,683 亿元，按不变价格计算，同比增长 6.2%，增幅全国第一。其中，第一产业增加值 387 亿元，同比增长 5.1%；第二产业增加值 5992 亿元，增长 8.2%；第三产业增加值 5304 亿元，增长 4.7%。

内蒙古电力（集团）有限责任公司（简称“蒙西电网”），供电区域 72 万平方公里，承担呼和浩特、包头、鄂尔多斯、乌兰察布、巴彦淖尔、乌海、锡林郭勒、阿拉善和薛家湾共 8 个市（盟）供电。

2023 年全年，蒙西电网全社会用电量为 3,430.27 亿千瓦时，同比增长 14.26%，增速较上年同期上升 7.54 个百分点，高于全国平均增速 7.56 个百分点。分产业来看，2023 年全年第一产业用电量为 26.65 亿千瓦时，同比增长 27.13%，高于全国平均增速 15.63 个百分点；第二产业用电量为 3,044.17 亿千瓦时，同比增长 13.83%，高于全国平均增速 7.33 个百分点；第三产业用电量为 249.61 亿千瓦时，同比增长 20.83%，高于全国平均增速 8.63 个百分点；城乡居民生活用电量为 109.84 亿千瓦时，同比增长 9.61%，高于全国平均增速 8.71 个百分点。2023 年全年第一、第二、第三产业及城乡居民生活用电量及增速如图所示。

图 2-4：2023 年蒙西电网全年产业、城乡居民用电量及增速

单位：亿千瓦时



蒙西电网的发电总量，一方面要满足本地区全社会用电需求，另一方面也要承担电力外送的重要任务，供需两端一般处于紧平衡状态。从供给端来看，2020-2023 年，蒙西电网发电量分别为 3,106 亿千瓦时、3,101 亿千瓦时、3,212 亿千瓦时和 3,715 亿千瓦时，整体呈现上升趋势。从需求端来看，一是地区全社会用电量稳中有升，2020-2023 年，全社会用电量从 2,816 亿千瓦时上升到 3,430 亿千瓦时，复合年增长率达到 6.8%。二是外送电量稳步发展。2020 年以来，外送电量规模在 280 亿千瓦时左右。同时，随着蒙西地区“网对网”特高压直流外送通道的不断完善，可向我国华北、华中、华东地区输送更多的新能源电力。

图 2-5：2020-2023 年蒙西电网发电量、全社会用电量及外送电量情况

单位：亿千瓦时



(7) 竞争状况

据中国电力企业联合会科技开发服务中心统计，中国风电场行业可划分为三个竞争梯队。第一梯队包括国家能源集团、国家电投、中国大唐 3 家企业，拥有风电场的数量超过 500 个；第二梯队企业有风电场的数量在 100-500 个之间，包括中国华能、中国华电、中广核等 7 家企业；第三梯队企业拥有风电场的数量不超过 100 个，包括河北建设投资等。

从区域分布来看，北京地区的企业分布数量较多，拥有行业第一梯队、第二梯队、第三梯队的企业；其次，广东也有部分第二梯队和第三梯队的企业分布；此外，还有部分企业分布在河北、湖北等地区。2022 年，国家能源集团、国家电投、中国大唐三家企业拥有的风电场数量超过 500 个，分别位列全国前三名；前十名企业各自拥有的风电场数量均超过 100 个。其中，国家能源集团拥有 545 个风电场，占全部风电场的比重达到 14.42%，排名全国第一。从风电场数量来看，国家能源集团、国家电投、中国大唐的数量均超过 500 个，前十名企业均超过 100 个，前二十名企业均超过 20 个。

从五力竞争模型角度分析，风电场建设的上游供应商是风电发电设备原材料及零部件的制造商，这些企业具有较强的技术优势，其产品具有不可替代性，另外，行业内需求非常稳定，总体来看供应商议价能力较强。风电场的下游是对电力有需求的消费者，由于电力消费的价格弹性较低，消费者作为价格接受者，议

价能力较弱。从市场竞争来看，我国风电场建设的企业多为大型央企和国企，市场参与者数量不多，市场集中度较高，竞争格局相对稳定，现有企业间的竞争激烈程度不高。风电场建设行业的新进入者需要面对较高的技术、资金、政策和人才壁垒，同时需要与具有规模优势的头部企业竞争，总体来看潜在进入者威胁较小。风力发电需要面对太阳能发电、水力发电的竞争，虽然建造风电场的成本在逐渐下降，但与其他发电方式相比仍较高，面临较大的替代威胁。

除蒙能集团外，国电投集团、华能集团、三峡集团、龙源电力等电力企业均已在乌兰察布市、包头市建设或规划布局多个风电场项目，分布于乌兰察布市、包头市的各个区县。

1) 华晨风电项目

①基础设施项目情况

华晨风电项目位于包头市固阳县红泥井乡十三分子村。装机容量为 100MW，投运时间为 2017 年 3 月。

②包头市其他电力项目情况

包头市属于风能资源丰富区域，风能可开发储量 3700 万千瓦，太阳能可开发储量 2800 万千瓦。

表 2-23：包头市部分集中式保障性并网新能源项目

项目名称	装机规模 (兆瓦)	建设主体	所在地
包头市固阳县 40 万千瓦风电基地项目	400	三峡电能（西安）有限公司、 特变电工新疆新能源股份有限公司	固阳县
京能国际达茂旗傲都 100MW 光伏发电项目	100	北京能源国际控股有限公司、 内蒙古龙马机械装备集团有限公司	达茂旗
包头红泥井 20 万千瓦沿黄经济带生态综合治理 光伏发电示范项目	200	国电电力内蒙古新能源开发有限公司、 双良集团有限公司	固阳县
包头市土默特右旗土地治理暨农光互补 30 万千瓦 光伏示范项目	300	特变电工新疆新能源股份有限公司	土默特右旗
内蒙明阳包头石拐 200MW 光伏集中竞配项目	200	明阳智慧能源集团股份公司	石拐区
包头市固阳县 30 万千瓦光储一体化项目	300	三峡电能（西安）有限公司、 山东中车风电有限公司	固阳县

项目名称	装机规模 (兆瓦)	建设主体	所在地
达茂巴音2号风电场20万千瓦风电项目	200	内蒙古能源集团、 华锐风电科技(集团)股份有限公司	达茂旗

信息来源：内蒙古自治区能源局

③华晨风电项目与可比项目的对比分析

陆上风电项目的运营收益主要受以下三方面因素影响：风资源、售电收入和企业经营成本，其中竞争因素主要来源于电价。

风资源属于非竞争性的自然资源，包头市所处的内蒙古西部地区风能资源丰富而且稳定，华晨风电场与同区域可比项目的运营收益均随风资源的变化而变化，不存在对风资源的独占。

售电收入部分，根据《关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕271号）《关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕472号）及《蒙西电力市场结算指引（2022年试运行V2.0版）》等政策文件，结合目前蒙西电网电力交易模式，标的基础设施项目售电收入所对应的上网电价包括平均标杆电价和国补电价两个部分。

国补电价，即可再生能源补贴部分电价，不同时期项目根据不同时期相关文件确认；燃煤标杆电价一致；保障性收购利用小时数、保障发电电价、市场化交易电价，对同类型风电项目适用同一标准，无实质区别。影响收入的主要因素为上网小时数，即发电量。

陆上风电项目的经营成本主要包括折旧摊销、技术服务及运维费、修理费、材料费、保险费及人工成本等，均不属于市场主体之间共同竞争的范畴。

最近三年，华晨风电项目与位于包头市达茂旗的达茂巴音2号风电场20万千瓦风电项目上网小时数对比如下：

表 2-24:华晨风电项目与可比项目上网小时数对比

单位：小时

年份	华晨风电项目	达茂巴音2号风电场20万千瓦风电项目
2021年	3,328.10	2,753.05
2022年	2,968.46	2,346.30
2023年	3,221.55	2,533.84

总体来看，华晨风电项目上网小时数（对应年售电量）明显优于达茂巴音2号风电场20万千瓦风电项目。

2) 恒润一期风电项目

①基础设施项目情况

恒润一期风电项目位于乌兰察布市察右中旗米粮局乡，装机容量为49.5MW，投运时间为2011年7月。

②乌兰察布市其他电力项目情况

乌兰察布市绿色能源富集，风能、光能供应充足，其中有效风场面积占全国1/10、内蒙古1/3，有“空中三峡、风电之都”之称。

2023年，乌兰察布市发电量667.3亿千瓦时，同比增长18.54%。其中，火电473.55亿千瓦时，同比增长21.31%；风电167.3亿千瓦时，同比增长15.16%；太阳能25.66亿千瓦时，同比下降4.15%；储能0.02亿千瓦时。

截至2023年末，乌兰察布市发电装机容量2177.06万千瓦，同比增长28.7%。其中，火电972.64万千瓦，同比增长9.1%；风电973.10万千瓦，同比增长60.2%；太阳能发电179.82万千瓦，同比增长12.6%；储能50万千瓦，同比增长56.3%。

表 2-25: 乌兰察布市部分集中式保障性并网新能源项目

项目名称	装机规模（兆瓦）	建设主体	所在地
乌兰察布市兴和县500MW风电项目	500	天顺风能（苏州）股份有限公司、 乌兰察布市能源投资开发有限责任公司	兴和县
恒润二期风电项目	49.5	内蒙古能源集团	察右中旗
恒润三期风电项目	49.5	内蒙古能源集团	察右中旗
恒润四期风电项目	50	内蒙古能源集团	察右中旗

信息来源：内蒙古自治区能源局

③恒润一期风电项目与可比项目的对比分析

最近三年，恒润一期风电项目与位于乌兰察布市察右中旗的恒润二、三期风电项目上网小时数情况对比如下：

表 2-26：恒润一期风电项目与可比项目上网小时数对比

单位：小时

年份	恒润一期风电项目	恒润二期风电项目	恒润三期风电项目
2021 年	2,594.00	2,192.69	2,358.43
2022 年	2,588.31	2,074.08	2,344.41
2023 年	2,333.28	2,079.36	2,470.30

恒润一期项目于 2011 年并网发电，恒润二期风电项目于 2012 年并网发电，恒润三期风电项目于 2012 年底并网发电。总体来看，恒润一期风电项目上网小时数（即售电量水平）与较晚投产、机组较新的恒润三期风电项目水平相当，优于恒润二期风电项目。

(8) 行业利润水平及未来变动情况

根据 IRENA 数据显示，随着技术进步，2010 年以来，全球风电场的建设成本整体呈现下降趋势。具体到风电场类型来看，由于建设难度较大，海上风电场的建设成本远高于陆上风电场，2022 年的平均建设成本为 3,461 美元/kW，较 2021 年有小幅增长；而陆上风电场的建设成本相对较低，2022 年的平均建设成本为 1,274 美元/kW，较 2021 年有小幅下降。

近 10 年来，我国风电技术进步、成本下降、市场规模增加，都超过国内外诸多机构的预期。2006 年前后，国产兆瓦级大型风电整机以购买许可证引进为主，2016 年，国内多家企业就开发出适合我国风资源和气候条件的低风速、高纬度、高海拔、抗台风等多种类型的大型风机和智慧风电场技术。“十四五”时期，在风电进入无补贴平价上网阶段后，技术更新提速，目前新增陆上风电招标机型以 5 兆瓦及以上为主。2022 年下半年以来，海上风电多家龙头企业推出 15 兆瓦及以上机型，2023 年 7 月单机 16 兆瓦机组并网发电，风电在大容量机组方面赶

超国际先进水平。

技术进步带来的直接效果是风能利用率不断提升。之前在风资源方面不具备开发条件的广大东中部和南方平原地区，年等效利用小时数普遍在 2000 小时左右，超过 2012 年全国风电平均等效利用小时数 1959 小时。

同时，技术进步还带来成本下降。自 2021 年开始新核准风电全面实施无补贴平价上网，部分省份通过竞争性配置开发的风电项目实现了低价上网。按照 2023 年风机价格、风电场初始投资水平和贷款条件测算，在不配置电化学储能的情况下，“三北”地区陆上风电的标准化成本和合理收益率下综合度电收益电价需求分别约为 0.15 元/千瓦时和 0.18 元/千瓦时，东中部和南方地区分别约为 0.28 元/千瓦时和 0.35 元/千瓦时，无论对标各地燃煤基准价，还是市场交易电价，风电已是具有经济竞争力的电源。

4、行业的发展前景及行业发展的有利和不利因素

(1) 行业的发展前景

1) 宏观经济增长支撑发电行业发展

国民经济持续稳定的发展将是用电行业稳定增长的原动力，用电增长率与国内生产总值增长率存在一定程度上的正相关性。我国经济蓬勃发展的势头以及国内生产总值在今后相当长的时间内仍将持续稳定增长的预期为发电行业的发展提供坚实的基础。

表 2-27:中国 2012-2023 年国内生产总值及全社会用电量情况

单位：亿元、亿千瓦时

年份	GDP	增速	全社会用电量	增速
2012	538,579.95	7.86%	49,591	5.7%
2013	592,963.23	7.77%	53,233	7.3%
2014	643,563.10	7.43%	55,637	4.1%
2015	688,858.22	7.04%	56,933	2.3%
2016	746,395.06	6.85%	59,747	4.9%
2017	832,035.95	6.95%	63,625	6.5%

年份	GDP	增速	全社会用电量	增速
2018	919,281.13	6.75%	69,002	8.5%
2019	986,515.20	5.95%	72,255	4.7%
2020	1,013,567.00	2.24%	75,214	4.1%
2021	1,149,236.98	8.45%	83,313	10.8%
2022	1,204,724.00	3.00%	86,369	3.7%
2023	1,260,582.10	5.20%	92,241	6.8%

数据来源：国家统计局

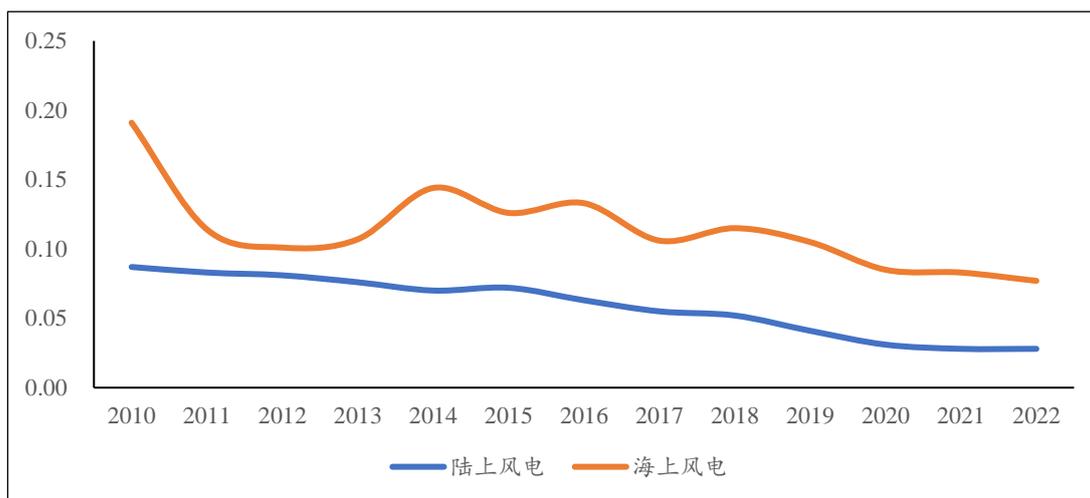
2) 平准电价 (LCOE) 逐渐降低

平准电价 (LCOE) 是英文“Levelized Cost of Energy”的缩写，中文全称为“平准化度电成本”，一般以兆瓦时或千瓦时而为单位。平准电价作为量化指标，主要用于风电、光伏、储能、火电、水电等能源项目的发电成本计算，常作为对不同能源的成本综合比较。

从平准电价来看，截至 2022 年，全球光伏、海上风电、陆上风电的加权平均平准电价分别为 0.049 美元/kW.h、0.081 美元/kW.h、0.033 美元/kW.h，较 2010 年平准电价分别下降 88.99%、58.88%、69.16%。2022 年，中国的海上风电、陆上风电的加权平均平准电价分别为 0.077 美元/kW.h、0.028 美元/kW.h，明显低于全球水平。此外，自 2010 年以来，我国海上、陆上风电的平准电价呈下降趋势，2022 年的平准电价分别同 2010 年下降了 67.8%和 57.9%。随着未来风电规模的增加，技术的更新迭代，风机成本逐渐降低，陆上风电已进入平价上网时代，我国风力发电平准电价成本将更具优势，逐渐成为电力供应的主力，且智能化运营水平的提高有助于进一步压降平准电价，提高风电场的利润水平。

图 2-6: 2010-2022 年中国风力发电加权平均平准电价

单位：美元/千瓦时



数据来源：IRENA, <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Wind-Costs>

3) 新型电力系统建设加速推进

2023年7月，中央全面深化改革委员会第二次会议提出要深化电力体制改革，加快构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统。在这一目标引领下，能源转型和能源基础设施建设步伐加快，传统电力系统面临全新升级，新能源领域迎来更大的发展机遇。

“双碳”背景下，新型电力系统以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好和开放互动等典型特征，是传统电力系统的跨越升级，是对电力行业的一场战略性、全局性、革命性变革。

“十四五”时期，我国新能源进入高质量跃升发展新阶段，呈现出大规模、高比例、市场化、高质量的特征，新能源的功能定位也发生新变化。“双碳”目标确立后，我国新能源发展掀起新高潮，电力绿色低碳转型不断加速，新能源由“补充电源”向“主力电源”转变，已具备相当程度的主动支撑能力；煤电机组则由为电力用户提供电能量为主的基荷电源向为整个电力系统提供调峰、调频、备用和爬坡等服务的调节电源和基础保障电源转变，以补强可再生能源发电出力的随机性、波动性和间歇性缺陷，同时保障电网安全稳定运行和可靠供电。

新能源占比提高，推动电力市场机制发生新变化。风电、光伏往往“靠天吃饭”，具有“极热无风”“晚峰无光”等波动性、间歇性特点，需要电力市场具备足够的灵活性和适应性，不断优化市场竞争机制和价格传导机制。电力现货交易频次高、周期短，更符合新能源波动性、难以预测等特点，可精准反映实时供需，进一步还原电力商品属性，进而促进风电等新能源的消纳。煤电容量电价机制有效引导煤电加快转变角色定位，使煤电为新能源发电让出空间，推动绿色低碳转型。

4) 绿电交易

在新能源进入电力市场交易、电能量价值波动的背景下，绿电交易可还原新能源的环境属性。2022年1月，国家发展改革委等部门印发《促进绿色消费实施方案》，统筹推动绿色电力交易、绿证交易；建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制。2023年2月，国家能源局、财政部、国家发改委印发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》，推动可再生能源项目（含有补贴项目、平价上网项目）全面参与电力市场化交易，明确享受国家可再生能源补贴的绿色电力，参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有，从而减轻可再生能源补贴基金拨付压力。内蒙古自治区也在大力推进新能源的环境价值通过绿色电力交易实现。根据2024年出台的《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》，“暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时”；该政策从2024年3月开始实施。

绿电交易加速推进，可助力风电运营企业在电能量价值的基础上，更好实现风力发电的环境价值，通过“证电合一”的交易模式满足用户的电力消费和绿证需求，同时为风电运营企业带来额外收益。

(2) 行业发展的有利和不利因素

1) 有利因素

中国幅员辽阔，拥有丰富的风能资源。2023年，全国风能资源为正常年景。10米高度年平均风速较近，10年（2013-2022年）偏小0.03%，比2022年偏大约0.72%。70米高度年平均风速约5.4m/s，年平均风功率密度约为193.5W/m²；

100 米高度年平均风速约 5.7m/s，年平均风功率密度约为 228.9W/m²。东北地区东部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、甘肃西部和北部、青藏高原大部等地高空 70 米风力发电机常用安装高度的风能资源较好，有利于风力发电。

我国具有丰富的陆上风能资源，陆上风力发电具有良好的先天开发条件。风力资源主要分布在“三北”地区，云贵高原和东南沿海地区次之。受风能资源分布和开发难度等因素的影响，我国陆上风电发展过程呈现“从北向南”、“从戈壁平原到山区”、“从集中到分散”的特点。陆上风电行业发展具备以下驱动因素：

① 风机大型化

随着风电装机规模持续增长，风电设备出现显著的大型化趋势。大型化是风电项目降本的有效途径。从资本支出方面，风机大型化可以摊薄风机制造开支及配套设备的单位功率开支，从运营费用方面，可以减少风场运行和风机维护费用。2023 年我国宣布下线的陆上风电机型，最大单机容量达到了 11MW，比 2022 年提升 3MW；平均单机容量达到 8.9MW，比 2022 年提升 2.6MW。

从 20 世纪 70 年代到今天，我国研发、生产、投运的机组从小到大，走过了从 10kW 级、200kW 级、600kW、750kW 级到 MW 级、5MW 级、10MW 级、15MW 级、20MW 级等多个单机容量的关键性历史节点，其间风电技术完成了由引进、消化吸收到自主再创新，技术能力也从跟随、协同直至引领。2006-2012 年和 2019-2023 年是机组大型化发展最快的两个阶段，我国已安装风电机组的最大单机容量分别实现了从 1.5MW 至 6MW、从 7.25MW 至 16MW 的增长。在市场需求和技术研发的驱动下，我国风电市场的主流产品单机容量快速提升，有力支撑了我国风电的规模化开发。

② 政策利好

为促进我国风电产业的发展，国家相继出台了《中华人民共和国可再生能源法》、《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》、《国家能源局关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》以及绿色电力证书、可再生能源电力配额制度等鼓励政策和激励措施。

2) 不利因素

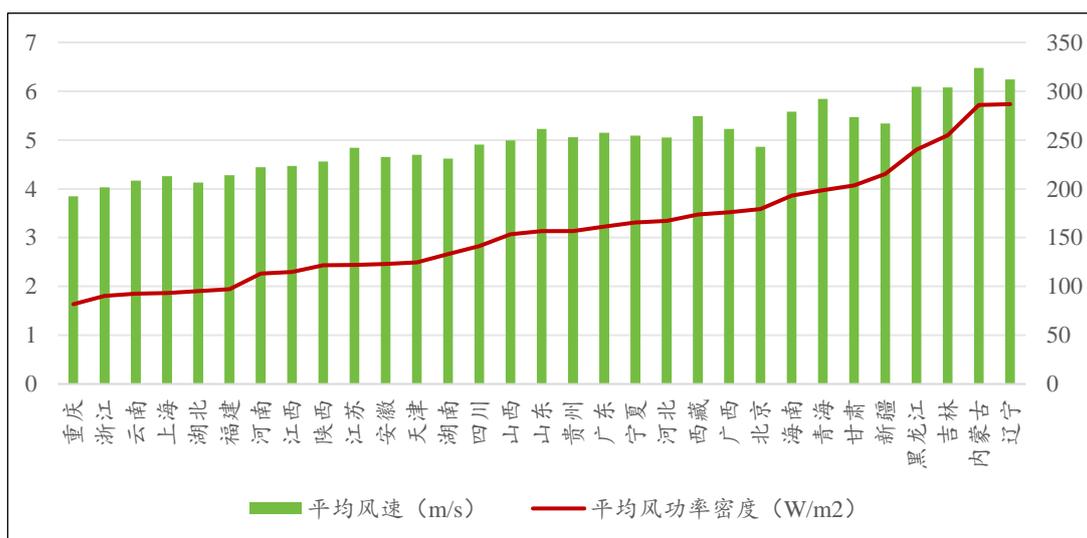
同时，陆上风电行业发展仍面临一些限制因素，主要如下：

① 风力资源和用电负荷区域错配问题

对于陆上风电，就近消纳能力是必须面对的一个问题。我国用电较多的东部沿海区域目前土地资源比较紧缺，很难大规模发展陆上风电，并且远距离输送通道容量有限。

从风速上看，东北西部和东北部的部分地区、内蒙古中部和东部、新疆东部和北部的部分地区、甘肃西部等地年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上，而中部和东部平原地区等大部分地区年平均风速低于 5.0m/s。从风功率密度上看，内蒙古中东部、黑龙江东部、河北北部、山西北部、新疆北部和东部、青藏高原和云贵高原的山脊地区等地超过 300W/m²，而中部和东部平原地区及新疆的盆地区域低于 150W/m²。因此，我国风能资源地理分布与现有电力负荷存在一定程度的错配。沿海地区电力负荷大，但是风能资源丰富的陆地面积小；“三北”地区风能资源很丰富，电力负荷却较小，给风电的经济开发带来困难。且由于大多数风能资源丰富区远离电力负荷中心，电网建设薄弱，大规模开发需要电网延伸的支撑。

图 2-7：各省（区、市）2023 年 70 米高度层风能资源平均值



数据来源：《中国风能太阳能资源年景公报（2023 年）》

② 弃风问题

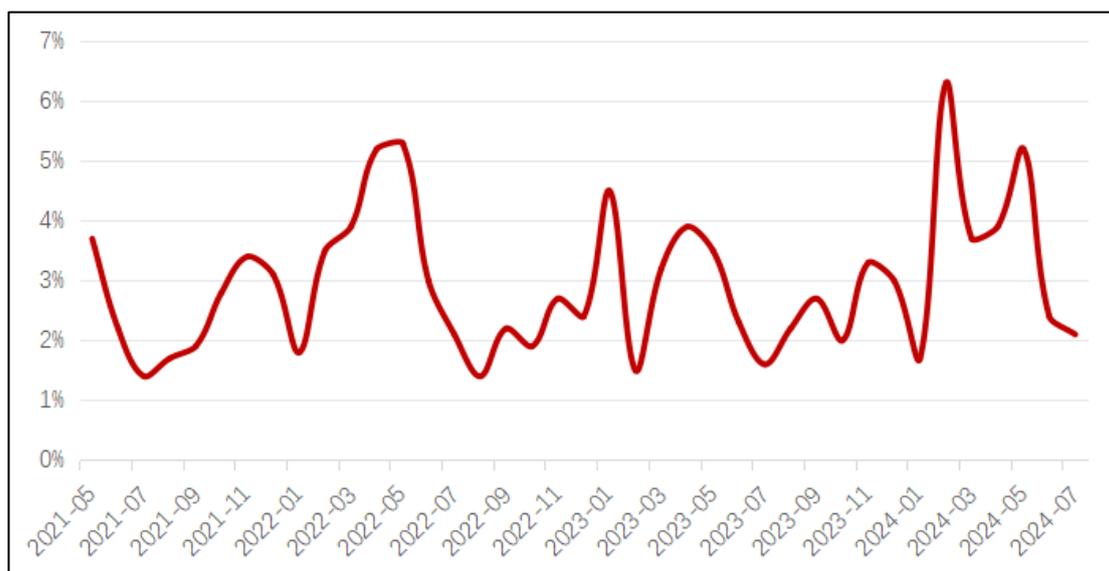
弃风现象在风电大国普遍存在,电网接纳能力不足、发电与用电负荷不匹配、风能资源不稳定等原因都有可能导致弃风。2022年,全国风电实际利用96.8%,同比下降0.1%;2023年,全国风电实际利用率97.3%,同比提高0.5%,实际利用率波动向上。

表 2-28: 2021-2024 年上半年我国风电实际利用率

区域	2021 年实际利用率	2022 年实际利用率	2023 年实际利用率	2024 年上半年实际利用率
全国	96.9%	96.8%	97.3%	95.10%
北京	100.0%	100.0%	99.9%	97.90%
天津	100.0%	100.0%	100.0%	99.40%
河北	95.4%	95.6%	94.3%	93.50%
山西	97.5%	98.3%	98.9%	98.80%
山东	98.5%	97.9%	97.6%	95.10%
蒙西	91.1%	92.9%	93.2%	94.00%
蒙东	97.6%	90.0%	96.7%	92.60%
辽宁	98.0%	98.5%	98.0%	93.60%
吉林	97.1%	95.2%	96.0%	92.10%
黑龙江	98.1%	98.2%	98.6%	94.40%
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	99.90%
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
江西	99.9%	99.9%	100.0%	99.60%
河南	98.3%	98.2%	96.8%	95.50%
湖北	100.0%	100.0%	99.0%	98.90%
湖南	99.0%	97.4%	99.7%	95.60%
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
陕西	97.7%	95.8%	96.8%	96.00%
甘肃	95.9%	93.8%	95.0%	93.90%

区域	2021年实际利用率	2022年实际利用率	2023年实际利用率	2024年上半年实际利用率
青海	89.3%	92.7%	94.2%	93.00%
宁夏	97.6%	98.5%	97.8%	98.20%
新疆	92.7%	95.4%	95.8%	94.30%
西藏	100.0%	100.0%	78.0%	97.70%
广东	100.0%	99.9%	99.6%	99.50%
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
海南	100.0%	100.0%	99.9%	99.90%
贵州	99.5%	99.7%	99.7%	99.50%
云南	99.9%	99.9%	100.0%	99.10%

图 2-8：2021 年 5 月-2024 年 7 月全国平均弃风率



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心

③ 安全运营风险

火灾风险：根据运行经验，火灾是风机的主要事故之一，风机塔筒和机舱同样具有封闭性强和温度高的特点，较易出现火灾事故。

倒塔风险：倒塔是风电机组最严重的事故，风电机组倒塔会造成巨额经济损失甚至人员伤亡。出现倒塔事故的机组分属不同厂家，地点分散，多数项目为近两年内完成交付，个别项目甚至刚刚运行或完成检修。因此，尽管我国的风电产

业发展迅猛，而且越来越成熟稳健，但近几年的倒塔事故也暴露出一些企业安全意识薄弱、风电项目管理缺失等突出问题。

5、行业技术水平、技术特点

我国风机大型化技术不断取得突破，头部整机商陆续推出大兆瓦风机。

技术创新方面，风电装备的大型化趋势显著，塔架高度、单机容量和叶片长度的增加成为降低成本、提升效率的主要途径。我国企业在风电技术上屡获突破，如金风科技成功实现了 185 米钢混塔吊装，创造了全球陆上风电塔架高度的新纪录；东方电气联合中国华能下线的 18MW 机组，成为全球单机容量与风轮直径最大的低速永磁型海上风电机组。“十四五”规划积极引导建设风光大基地、发展分散式风电，同时《风电场改造升级和退役管理办法》的出台，有望推动“以大代小”——老旧风机的改造升级，释放存量风能资源。

产业链方面，我国风电产业链逐渐成熟，从核心部件生产到风电场的建设和运营，已经形成了较为完备的产业链体系。我国企业在风力发电机组、叶片、齿轮箱、塔架等核心部件生产领域展现出较强的技术实力和市场竞争力。部分瓶颈技术如主轴轴承、齿轮箱轴承的国产化替代正在加速推进。

我国风电产业的发展势头强劲，技术创新不断推进，政策环境持续优化，产业链日益完善，正成为推动可持续发展和“双碳”目标实现的重要力量。

6、行业周期性、区域性或季节性特征

1) 周期性

电力行业总需求与国民经济发展水平的关联程度较高，较快的经济增长能够增加社会对发电量的总需求。因此新能源发电行业的周期与宏观经济的周期大体相同，我国发电量的增速与名义 GDP 增速的循环周期基本相同。

2) 区域性

根据中国气象局风能太阳能中心发布的《2023 年中国风能太阳能资源年景公报》，2023 年，全国 70 米高度平均风速均值约为 5.4m/s；其中，内蒙古、辽宁、黑龙江、吉林 4 个省（区）年平均风速超过 6.0m/s，高空 70 米风力发电机

常用安装高度的风能资源较好，有利于风力发电。

3) 季节性

我国幅员辽阔，各地区的季节性存在一定差异。整体来看，我国地处北半球北温带，风能资源春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏，具有一定的季节性特征。

7、项目公司所处行业的区域特征及经营模式

(1) 项目公司的区域性特征

华晨风电项目位于内蒙古自治区包头市固阳县西北方向约 46km 处，风电场中心位置约为北纬 41°25'51"、东经 109°43'05"，占地面积约 48.75km²。

华晨风电项目所处的包头市位于内蒙古自治区的中西部，地处西伯利亚和蒙古高压中心，常受到强大的冷高压影响，是冷空气南下的主要通道。包头市风能资源丰富区主要分布在该市北部的达茂旗、白云区和固阳县等地区境内，年平均风速 5.0~6.5m/s，年风功率密度 160~250W/m²，年有效风速时数 6500~7500 小时，具有风能资源丰富、外部建设条件优越等特点。地貌以低山丘陵为主，周围无高大建筑物，适合运输施工原材料及大型设备。

恒润一期风电项目位于内蒙古自治区乌兰察布市，察哈尔右翼中旗辉腾锡勒荒漠草原上，距科布尔镇西北方向约 16km。风电场中心位置约为北纬 41°21'00"、东经 112°29'30"，占地面积约 12km²。

恒润一期风电项目位于内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗辉腾锡勒荒漠草原上，距科布尔镇西北方向约 16km。乌兰察布市位于内蒙古自治区中部，东与锡林郭勒盟和河北省相接，西与呼和浩特市、包头市为邻，南与山西省相连，北与蒙古国交界，地理环境由内蒙古高原、阴山山脉和黄土丘陵组成，风能资源丰富。察右中旗位于乌兰察布市中部，地处阴山支脉辉腾锡勒北麓，平均海拔 1,700 米左右，总面积 4,190.2 平方公里，地貌以丘陵、平原为主，各占 42.3%，山地占 15.4%。察右中旗风能资源丰富，10 米高度年平均风速为 7.2 米/秒，70 米高度年平均风速为 8.8 米/秒，年可利用小时数约为 2,800 小时，风力资源丰富。乌兰察布地区目前已经形成以 220kV 线路为主干网架，以 110kV 线路辐射状向地区负荷供电的网架结构。

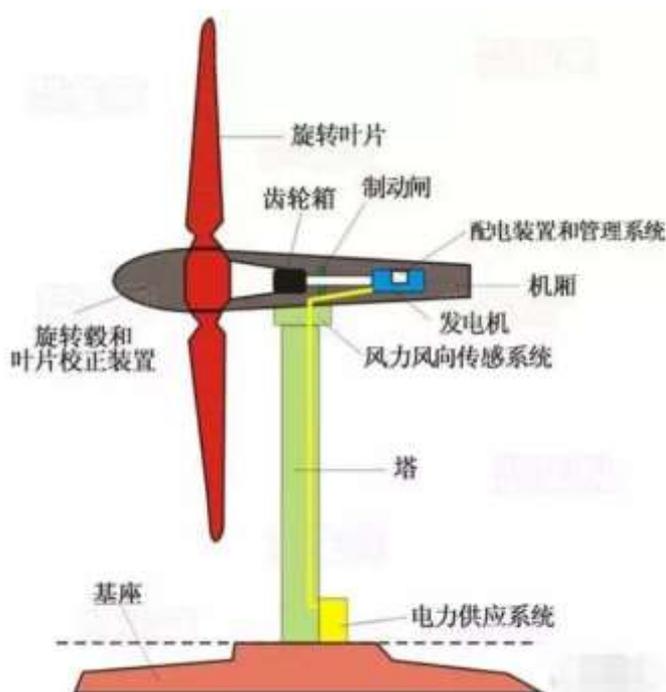
(2) 项目公司所属行业特有的经营模式

1) 运营模式

① 风力发电工作原理

风能具有一定的动能，通过风轮机将风能转化为机械能，拖动发电机发电。单个风电机组的构成包括叶片、风机、风电塔筒、基座等。当气流吹过风电机组叶片时在叶片正反面形成压差，压差产生的升力令风电机组叶片旋转，并经过风电机组齿轮箱带动发电机转子，由此将空气动能转化为发电机转子的机械动能再进一步转化为电能进行输出。风电机组产生的电能通过升压变电站升压后输送至电网，通过电网输电线路将电能传输到用电端。

图 2-9：风力发电工作原理示意图

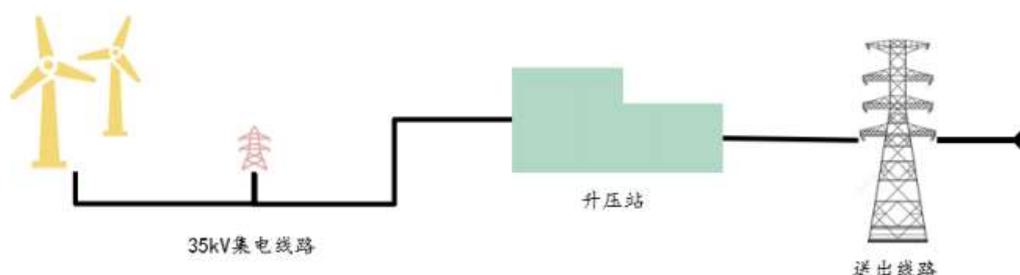


② 风电发电模式

风电场是利用风力能源，将气流的机械能转为电能，并将电能进行传输的风力发电机组及输电系统的总称，一般建设在具有丰富的风能资源、地形开阔无障碍物的地区。陆上风电场一般由风电机组、箱式变压器、35kV 集电线路、升压

站以及送出线路等部分组成。陆上风电机组出口电压经箱式变压器升至 35kV，通过一条或数条 35kV 集电线路将风电机组进行串联，形成回路，将电力汇集至升压站。在升压站内，主变压器将电压升至 110kV 或 220kV，最后通过 110kV 或 220kV 送出线路将电力并入电网，通过电网企业统一调配完成电力的全部运输过程。

图 2-10：风力发电模式示意图



③ 风电运维模式

项目公司通常在风电场升压站内建设生产服务楼及库房，供运维人员工作、生活使用。运维人员沿场内道路巡检风力发电机组及其他相关设施，及时开展维修、养护及管理等工作。如风力发电机组的主要部件（如齿轮箱、发电机或完整机舱）需要更换，则需要及时采购相关设备或服务，确保设施正常运转。风力发电机组的维护主要有两种类型，包括定期的检修维护和故障的检修维护。

2) 基础设施项目收入模式

计算公式：标的基础设施项目收入绝大部分为售电业务收入。售电业务收入的基本计算公式如下：

$$\begin{aligned} \text{售电收入} &= \text{国补收入} + \text{标杆收入} \\ &= \text{国补收入} + \text{保障收入} + \text{市场交易收入} \end{aligned}$$

$$\text{其中，国补收入} = \text{上网电量} * \text{国补电价}$$

$$\text{保障收入} = \text{保障电量} * \text{保障电价}$$

$$\text{市场交易收入} = \text{市场交易电量} * \text{市场交易电价}$$

$$\text{上网电量} = \text{保障电量} + \text{市场交易电量}$$

=项目实际发电量-电厂自用电及线损电量

=项目电场理论预测发电量-电网调度弃电量-电场自用电及线损电量

国补电价：即可再生能源补贴部分电价。根据《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581号），华晨风电项目批复电价为0.49元/千瓦时（含税），其中国补电价标准为0.2071元/千瓦时（含税），标杆电价为0.2829元/千瓦时（含税）。根据《关于核定内蒙古送变电有限责任公司察右中旗大板梁风电场一期49.5MW风电项目上网电价的批复》（内发改价字[2012]539号），恒润一期风电项目公批复电价为0.51元/千瓦时（含税），其中国补电价标准为0.2271元/千瓦时（含税），标杆电价为0.2829元/千瓦时（含税）。

保障电量：即保量保价上网电量（或称“保障性收购电量”），是保障性收购利用小时数对应的发电量。内蒙古自治区行业主管部门每年会针对区域内不同类型风电项目安排一定的保障性收购利用小时数。根据《关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2021〕472号）、《关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕472号）、《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55号）等文件，2021年-2024年6月，保障性收购利用小时数分别为1500小时、1100小时、550小时、300小时。

保障电价：也即保量保价优先发电电价，保障电价=燃煤标杆电价*（1-新能源风险防范补偿系数）。

燃煤标杆电价：根据华晨公司与内蒙古电力（集团）有限责任公司签订的购售电合同中确认，华晨风电项目当地燃煤标杆电价为0.2829元/千瓦时（含税）。根据恒润新能源与内蒙古电力（集团）有限责任公司签订的购售电合同中确认，恒润一期风电项目当地燃煤标杆电价为0.2829元/千瓦时（含税）。

新能源风险防范补偿系数：根据《内蒙古自治区工业和信息化厅关于印发〈关于调整战略性新兴产业电力交易的若干政策〉的通知》，建立蒙西电力现货市

市场平衡补偿机制,其中平衡补偿价格依据新能源企业中长期合同价格与其现货市场价格的偏差确定;根据《关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内工信经运字〔2021〕472号)、《关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内工信经运字〔2022〕472号)、《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内能源电力字〔2024〕55号)、《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》(内能源电力字〔2024〕206号)等文件,规定2022年新能源风险防范补偿系数为10%;2023年新能源风险防范补偿系数为15%;2024年1-3月,新能源风险防范补偿系数为25%;2024年4月,为进一步维护新能源发电价格在平稳区间运行,新能源风险防范补偿系数进一步调整为20%。新能源风险防范补偿系数同样适用于保障电价。

市场交易电价:除保量保价电量外,蒙西地区风电项目所发电量均参与电力市场,形成交易电价。

政策规定:

① 蒙西电力市场交易机制

根据《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内能源电力字〔2024〕55号)规定,“享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易,由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格”。此外,该政策要求新能源发电场站月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量90%。在中长期交易基础上,再通过现货市场对全部电量进行差价结算。

根据如上文件规定,蒙西电力市场“中长期曲线交易+现货市场差价结算”的交易模式,配套风险防范等调控措施,电力市场价格形成机制可以理解为:

第一步,市场撮合形成中长期签约价格。新能源发电场站参与中长期电量交易,发电企业报量不报价,用户侧单边报价,由低至高撮合成交,从而形成中长期签约价格。

第二步,现货市场全部电量差价结算。市场结算采用“日清月结”模式。发电企业的电能电费包括现货全电量电能电费、中长期差价合约电能电费。

全天 24 小时以每 15 分钟为时间段进行现货交易出清，时间段内电能电费=时段上网电量*时段现货价格+时段中长期合约电量*（中长期合约价格-用户侧区域结算参考点电价）。

月度结算时，对全月每时间段电能电费进行累加再除以月度上网电量，进而得出月度现货交易出清价格。如时段内项目上网电量低于中长期合约电量且时段现货价格高于中长期合约价格，则该时段电能电费为负值。

第三步，新能源风险防范补偿。根据《关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55 号）、《蒙西电力市场结算指引（2023 年试运行 V3.0 版）》，新能源风险防范区间为 0.8-1.15 倍。该机制触发条件为：

当国补项目月度现货交易出清价格低于该场站当月中长期合约价格的 0.8 倍（或高于 1.15 倍）时，触发新能源风险防范补偿，该国补项目本月月度现货交易结算价格为当月中长期合约价格的 0.8 倍（或 1.15 倍）；

当月度现货交易出清价格介于 0.8 与 1.15 倍之间时，不触发该机制，按实结算，该国补项目本月月度现货交易出清价格即为现货交易结算价格。

② 绿色电力交易部分

2024 年 2 月份，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案的复函》（发改办体改〔2024〕82 号），正式同意《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》，明确提出“《方案》是贯彻落实《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16 号）的具体举措，自治区各有关部门要以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大和二十届二中全会精神，为经营主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务，全面反映绿色电力的环境价值，引导全社会形成主动消费绿色电力的共识，充分激发供需双方潜力加快绿色能源发展。”内蒙古自治区成为继国家电网、南方电网之后国家批复同意的第 3 个绿电交易试点。

2024 年 3 月起，内蒙古电力多边交易市场首次启动绿色电力交易，根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》（以下简称“《内

蒙古绿电交易细则》”），将绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）纳入中长期电力交易范畴。

绿电交易是以绿电为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿电需求，并提供相应的绿证。绿色电力环境价值（以下简称“环境价值”）是绿电交易中绿色电力的附加价值，市场主体应在绿电交易中分别明确电能量价格与环境价值。环境价值不纳入分时价格机制，环境价值费用单独核算。

根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》，“绿电交易价格应满足国家、自治区绿电交易、新能源交易有关要求。市场初期，为引导绿电价格运行在合理区间水平，保障绿电交易平稳起步，暂定绿电交易环境价值不得低于 1 元/兆瓦时，不得高于 31.5 元/兆瓦时，后期根据市场运行情况适时调整。”根据华晨风电项目、恒润一期风电项目提供的 2024 年度 4 月-6 月《电费结算单》，绿电交易平均电价大约为 28 元/兆瓦时（即 0.028 元/kW·h），提升项目实际市场交易电价约 0.006 元/kW·h。

在绿电交易结算机制方面，电力交易机构根据绿电交易成交和实际执行结果以月度为周期出具绿电交易结算凭证，分项列出涉及的各项量、价、费信息。电力交易机构于次月 11 日 24:00 前出具绿电交易结算凭证，并发布给市场主体查询确认。

月度结算总电费：

在相关文件确定的电费结算框架下，华晨风电项目与恒润一期风电项目结算机制相同，其中以华晨风电项目为例其 2024 年 6 月实际结算单情况如下图所示：

结算周期:2024-06

单位:万千瓦时、元/万千瓦时、元

机组	130005681#华晨田公中			
成分明细	电量	电价	电费	备注
市场平衡类费用		0.00	143,591.21	2024年06月电费
市场调节类费用		0.00	2,273,768.62	2024年06月电费
不平衡资金		0.00	89,915.97	2024年06月电费
成本补偿费用		0.00	-1,707.47	2024年06月电费
考核补偿		0.00	32,056.42	2024年06月电费
偏差补偿		0.00	1,509.32	2024年06月电费
调频电费		0.00	-26,362.21	2024年06月电费
绿电结算		0.00	558,938.08	2024年06月电费
现货交易	23,133.497	13.51	312,503.66	2024年06月电费
当月机组小计	23,133.497	146.72	3,394,213.60	
以前月度发票差异调整	0.000	0.00	0.00	
本月应开发票金额	23,133.497	146.72	3,394,213.60	

根据《蒙西电力市场结算指引（2023年试运行 V3.0版）》，当月实际电费=市场平衡类费用+市场调节类费用+不平衡资金+成本补偿费用+考核补偿+偏差补偿+调频电费+绿电结算+现货交易（即电能电费）。如果上述项中为负数，则相应进行扣减。

当月实际上网电量中，除保障电量外，其余电量直接按系统撮合的中长期电价作为签约价格，以此为基准计算发电侧电能量电费，再按照当月电费公式对各项费用进行累加或扣减后，得出月结电费总金额。

（3）项目公司面临的主要风险

1) 基础设施项目运营风险

基础设施基金投资集中度高，收益率很大程度依赖基础设施项目运营情况，基础设施项目可能因风能资源波动、经济环境变化、电力消纳承压或运营不善等因素影响，导致实际现金流低于测算现金流，存在基金收益率不及预期的风险。此外，基础设施基金可直接或间接对外借款，存在基础设施项目经营不达预期，基金无法偿还借款的风险。

2) 基础设施项目管理风险

风力发电行业属于典型的资金和技术密集型行业，具有投资规模大、技术门槛高、流程环节多、运营管理复杂等特点，任何一个环节或要素出现问题都将可能影响运营安全。运营安全事故的发生将对项目公司的正常经营产生不利影响，增加项目公司的安全经营风险，影响基础设施资产现金流稳定性。

3) 产业政策风险

产业政策风险包括但不限于相关政府部门针对基础设施项目相关产业制定的产业政策以及电力监管等政策变化带来的风险。其中产业政策主要包括产业发展、电价补贴、税收优惠等政策，电力监管政策主要包括国家及内蒙古自治区等相关部门针对电力行业出台的电力交易及行业监管有关的政策，例如电力多边交易市场中长期交易相关规定、电力市场调频辅助服务交易实施相关细则、电力现货市场工作相关指引及电力市场交易结算相关指引等。以上政策的重大变化可能对本基金的运作产生不利影响。

4) 政府补贴的政策变化风险

2019 年以来，国家发改委、财政部和国家能源局等部门出台了多项涉及风电上网电价、补贴政策调整、行业建设规划、保障消纳机制、监督管理方法的政策，若本基金存续期间相关政府补贴的政策有所变化，基础设施项目未来现金流将受到相应影响，该问题可能会导致基础设施项目未来现金流与预测结果出现一定程度的偏差，投资人面临现金流预测偏差导致的投资风险。

5) 同业竞争风险

本基金拟通过投资工银瑞投-蒙能清洁能源第 1 期资产支持专项计划资产支持证券，并持有其全部份额，实现基金通过资产支持证券和项目公司取得基础设施项目完全的所有权及对应的标的基础设施项目的经营权利。原始权益人及其关联公司可能与项目公司存在同业竞争，有可能对基础设施基金产生不利影响。

同时，基金管理人在本基金存续期间若同时管理其他同样投资于新能源类型基础设施项目的基金，尽管本基金与该等基金为完全独立的基金、彼此不发生相互交易且投资策略不同，但受同一基金管理人、资产支持证券管理人管理，同时底层基础设施项目存在同质性，理论上存在同业竞争和利益冲突的风险。

基金管理人、计划管理人、项目公司等主体与发起人、原始权益人签订《运营管理服务协议》，聘任内蒙古能源集团有限公司为外部管理统筹机构，聘任内蒙古恒润新能源有限责任公司为外部管理实施机构提供运营服务。除了本基金持有并经营的基础设施项目外，外部管理实施机构也可向发起人、原始权益人持有或投资运营的同类项目提供基础设施项目运营管理服务。因此，发起人、原始权

益人持有或投资运营的同类项目与本基础设施资产可能存在同业竞争关系，如外部管理机构未公平对待其所管理的各个项目，可能对基础设施基金产生不利影响。

6) 基础设施项目外部管理机构的解聘及更换风险

本基金存续期间，如果发生外部管理机构解聘或更换情形，可能存在短期难以找到合适的续聘机构的可能性。如基金份额持有人大会审议外部管理机构解聘及更换事宜，与外部管理机构存在关联关系的基金份额持有人无需回避表决，存在因原始权益人或指定关联方持有较高比例基金份额从而影响持有人大会审议结果的可能性。

7) 安全生产风险

项目公司生产经营、建设维护过程对操作人员的技术水平和安全防护措施要求较高，如果员工在日常生产中出现操作不当、设备使用失误等意外事故，基础设施基金财产将面临安全生产事故、人员伤亡赔偿及财产损失等风险。

8) 突发环境事件风险

项目公司生产经营、建设维护过程中，可能出现由于污染物排放或自然灾害、生产安全事故等因素，导致污染物等有毒有害物质进入大气、水体、土壤等环境介质，突然造成或可能造成环境质量下降，危及公众身体健康和财产安全，或造成生态环境破坏，或造成重大社会影响，基础设施基金财产将面临人员伤亡赔偿及财产损失等风险。

9) 基础设施项目流动性风险

未来基础设施项目实际运营过程中可能存在资金紧张的情况，资金账户余额不足以对外支付采购款项，导致基础设施项目经营稳定性受到影响。因此，基础设施项目可能存在流动性风险，对本基金运作产生不利影响。

10) 蒙西电网电力市场化交易导致标的项目上网电价波动风险

我国近年来不断推进电力市场化交易深化改革，电力市场交易的政策、规则的不断调整可能导致基础设施项目参与市场化交易的电量产生变动。此外，我国宏观经济环境的变动可能影响基础设施项目所在地区的电力供需形势，进而导致基础设施项目参与市场化交易的电价发生波动。因此，基础设施项目参

与电力市场化交易的电量和电价存在波动风险，可能导致项目公司发电收入存在不确定性。运营管理机构负责基础设施项目参与电力市场化交易的现场工作，其运营管理水平将对基础设施项目参与市场化交易的电价水平产生影响。随着内蒙古自治区新能源项目投资建设对区域新能源消纳的影响以及蒙西电力市场改革不断深入，蒙西地区电力交易市场价格可能面临进一步调整，未来拟投资基础设施项目上网电价存在波动风险

11) 区域内市场竞争风险

近几年，内蒙古自治区发电装机规模较快增长，尤其是风电、太阳能等新能源装机规模不断提升，行业市场竞争较为激烈，标的项目所在区域内风力发电项目众多。随着蒙西地区电力市场化改革进一步深化，区域内风力发电项目市场交易竞争将进一步加剧。《内蒙古自治区“十四五”电力发展规划》指出，要加快推动新能源大规模高比例发展，到 2025 年，内蒙古自治区新能源装机规模达 1.35 亿千瓦以上。其中，风电装机 8,900 万千瓦左右，新能源装机比重超过 50%，新能源发电总量占总发电量比重超过 35%。本基础设施项目面临风电装机规模增加、周边区域内新建风电场或造成当地电力消纳承压情况的风险，可能会导致基础设施项目未来现金流与预测结果出现一定程度的偏差，投资人面临现金流预测偏差导致的投资风险。

12) 国补退坡风险

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕第 426 号文）的规定，风电一类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 48,000 小时；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）的规定，纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

本基金拟投资风力发电项目分别位于包头市固阳县、乌兰察布市察哈尔右翼中旗，均属于我国风电一类资源区。通过预测上网电量口径发电小时数，华晨风电项目自全容量并网发电以来到 2024 年 6 月末累计发电利用小时 21,127.28 小时，剩余国补发电利用小时为 26,872.72 小时；恒润一期风电项目自全容量并网

发电以来 2024 年 6 月末累计发电小时 29,429.08 小时，剩余国补发电利用小时为 18,570.92 小时。因此，预计华晨风电项目于 2033 年不再享受中央财政补贴资金，面临国补到期后收入下降的情况；预计恒润一期风电项目并网之日起 20 年先于 48,000 小时到期，不存在国补退坡的情况。如国补到期后没有其他弥补措施，项目公司合计营业收入预计自 2033 年起出现明显下降。该政策的出台可能会导致项目公司未来收入及盈利能力下降的风险。

13) 基础设施基金现金流预测相关风险

本基金现金流预测是基于基础设施项目未来现金流的合理假设，影响基础设施项目未来现金流的因素主要包括基础设施项目的运营情况、外部管理机构的管理能力及宏观经济增长情况等。在基础设施证券投资基金运行期内，若蒙西地区电力市场化改革对项目保障电量、保障电价造成消极影响；或项目所在区域出现极端天气；或区域用电供需因新能源装机规模增加速度超过预期出现供大于求；或区域消纳出现恶化等不利情形，导致项目弃风限电率高于资产评估的预测值，发电量、售电收入等不达预期，或除不可抗力之外的其他因素导致基础设施项目无法正常运营等情况，可能会对本基金现金流产生不利影响。同时，基金可供分配金额测算报告是在相关假设基础上编制的，相关假设存在一定不确定性，本基金的可供分配金额预测值不代表对基金运行期间实际分配金额的保证。因此本基金对基础设施项目未来现金流的预测可能会出现一定程度的偏差，投资人可能面临因现金流预测偏差导致投资收益不及预期的相关风险。

14) 基础设施项目的评估风险

本基金将定期公布第三方评估公司出具的基础设施项目评估报告，基础设施项目评估报告以收益法作为主要评估方法，收益法估值基于未来现金流的预测、折现率的选择等多项假设，部分假设较小幅度的偏差会很大程度上影响基础设施项目的估值，相关评估结果不代表基础设施项目资产的真实市场价值，也不代表基础设施项目资产能够按照评估结果进行转让。在基础设施项目实际运营过程中，有可能出现宏观经济低迷、运营管理不善等原因导致基础设施项目公允价值下跌

的风险。该报告仅供投资者参考，不构成投资建议，也不作为基础设施项目公允价值的任何承诺和保障。

15) 基础设施项目估值下跌的风险

基金管理人将聘请评估机构对基础设施项目每年至少进行1次评估，若资产评估值下滑，则可能对投资人预期产生负面影响，从而影响基金的二级市场交易价格，影响基金流动性。

16) 意外事件给基础设施资产造成的风险

本基金存续期间可能会发生意外事件。基础设施资产维修及保养服务涉及重型机械的操作，因此可能会面临若干事故风险。此类事件可能导致基础设施资产的损害或破坏、人身伤害或死亡以及法律责任。

17) 项目公司《并网调度协议》续期风险

根据内蒙古电力集团与华晨公司签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中风电场并网调度协议》（协议编号：FDXQ-2024-032），协议约定内蒙古电力集团同意华晨风电项目并入其电网运行，协议有效期至2028年12月31日止。

根据恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司恒润风电场一期并网调度协议》（协议编号：FDHR012024），约定内蒙古电力集团同意恒润一期风电项目并入其电网运行，协议有效期至2028年12月31日止。

《并网调度协议》协议期限可能无法完全覆盖基础设施基金存续期，若基金存续期内并网调度协议无法续期，项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。

18) 项目公司《购售电合同》续期风险

根据内蒙古电力集团与华晨公司签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司（华晨旧公中风电场）购售电合同》（合同编号：ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859），协议约定由内蒙古电力集团购买华晨风电项目的电能。协议期限自2023年1月1日至2027年12月31日止。关于合同续期方面，合同第11.3条“在本合同期满前2个月，双方应就续签本合同的有关事

宜进行商谈”。

根据恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（恒润风电场一期）购售电合同》（合同编号：ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317），约定由内蒙古电力集团购买恒润一期风电项目的电能。协议期限自2024年7月15日至2027年12月31日止。关于合同续签方面，合同第11.4条“在本合同期满前2个月，双方应就续签本合同的有关事宜进行商谈”。

上述《购售电合同》无法覆盖基础设施基金存续期。若基金存续期内《购售电合同》无法续期，项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。

19) 基础设施项目未来大修的风险

陆上风电机组需要进行日常监测、维护、检修等，未来存在由于极端恶劣天气、自然灾害、技术迭代或其他不可预见事件导致大部件损坏或风电机组呈现较大故障等情形，进而风电机组设备需进行非周期性大修或维护性资本性支出不足的风险。如因上述原因导致基础设施项目无法正常运营，或评估测算中维护性资本性支出以及相关修理费用预留不足等，可能对基础设施项目的经营业绩预期产生重大不利影响，进而导致对投资者预期收益产生不利影响。

20) 不可抗力给基础设施项目造成的风险

基础设施项目可能面临因地震、台风、水灾、火灾、战争、政策、法律变更及其他不能预见或其后果不能防止或不可避免的不可抗力事件或意外事件，从而影响基础设施项目经营情况，对本基金造成不利影响。

21) 基础设施项目保险理赔金额无法覆盖财产损失的风险

基础设施项目已投保了风电企业运营期一切险和安全生产责任险，在本基金存续期内，将增加补充投保营业中断险以及公众责任险等。在本基金存续期间，受保险公司保险政策等限制，可能出现保险金额为账面原值，低于评估价值的情况。若发生保单约定的保险事故需要理赔时，受到免赔额、保险公司责任免除条款等因素影响，可能出现保险赔偿金额无法覆盖基础设施项目恢复机器设备状态、营业中断等财产损失的情形，进而对基础设施基金产生不利影响。

22) 项目公司营业收入和成本波动风险

收入方面，陆上风电项目的发电量由风电场附近的风速、风功率密度决定。根据基础设施项目可行性研究报告，风速、风功率密度在不同年份、不同季节存在一定差异，通常春季的风速、风功率密度较大。因此，在不同年份、同一年度内的不同季节，基础设施项目的发电表现将有一定的差异，该差异将直接反映在项目公司不同年份和不同季度的预期营业收入中。成本方面，在风机运行过程中，材料费、维修费、安全生产费等成本费用根据设备状况在不同年份和季节发生金额也可能存在波动，因此，项目营业成本也存在波动的风险。

23) 风力发电行业技术迭代风险

本基金存续期内随着社会的进步，科技的发展，风力发电行业存在技术更新迭代的可能，基础设施项目现有设备面临升级换代的可能性。另外，随着新型电力系统的不断完善，电网公司会不定期的提出新的技术要求与措施，基础设施项目为满足电网提出的新要求与措施，需要进行技术改造工作。本基础设施项目在预测未来营业成本时，考虑了技术改造对应的维护性资本性支出。即使如此，仍存在未来技术改造费用超出预期的风险。如技术改造产生的维护性资本性支出超出预期，将对项目收入和投资者预期收益产生影响。

24) 相关配套设施未纳入入池资产范围相关风险

根据华晨公司与原始权益人电力设计院于 2024 年 4 月 30 日签署《资产划转协议书》，华晨公司将其投资建设并持有的升压站、220kV 送出线路 1 回等建筑物无偿划转至原始权益人持有，上述资产未纳入本基金底层资产范围。后续根据《资产划转协议书》相关约定，电力设计院公司拥有上述划转标的资产的所有权，但仍由华晨公司以无偿租入方式独家占有、使用。华晨公司无需就上述资产的占用、使用向原始权益人支付任何费用，并按照运营要求对上述资产进行修缮或技改，相关运维成本由华晨公司承担。

截至本报告出具之日，上述资产已剥离划转至原始权益人电力设计院。基础设施基金存续期间，如华晨公司与原始权益人电力设计院就升压站、220kV 送出线路 1 回等相关资产相关安排产生纠纷，可能影响华晨风电项目电力输送，进而对投资者收益产生不利影响。

原始权益人恒润新能源与恒泽公司于 2024 年 4 月份签署《企业资产、负债

及员工整体划转协议书》，恒润新能源将其出资建设并持有的恒润一期风电项目以及相关部分实物资产等划转至恒泽公司持有，原恒润一期风电项目所属集电线路、220kV送出线路1回等资产未纳入本基金底层资产范围。后续根据已签署的《企业资产、负债及员工整体划转协议书》相关约定，恒润新能源及恒泽公司可根据恒润一期风电项目及察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持有相关风电项目资产；针对恒润新能源及恒泽公司共用的集电线路、送出工程等资产，相关维修费及技改费用等运维成本由双方各自所持有的风电项目实际装机容量按比例承担。

截至本报告出具之日，上述资产重组已完成。基础设施基金存续期间，如恒泽公司与原始权益人恒润新能源就集电线路、220kV送出线路1回等相关未入池资产相关安排产生纠纷，可能影响恒润一期风电项目电力输送，进而对投资者收益产生不利影响。

25) 华晨风电项目送出线路共用风险

华晨风电项目经自建220kV送出线路1回（无偿使用）后仍需接入华电红泥井风电场升压站并由华电红泥井风电场升压站220kV井万线送出线路送出接入蒙西电网。华电红泥井风电场升压站220kV井万线送出线路由内蒙古华电红泥井风力发电有限公司投资建设。华晨公司与内蒙古华电红泥井风力发电有限公司已就相关送出线路使用费签订《内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中100MW风电项目接入华电固阳红泥井220kV升压站合作协议》。华晨公司按照合作协议约定向内蒙古华电红泥井风力发电有限公司支付间隔维护费及线路补偿，金额合计上限为320万元/年。合作协议有效期为2020年1月1日至使用寿命终止。基础设施基金存续期间，如内蒙古华电红泥井风力发电有限公司与华晨公司就上述220kV井万线送出线路相关安排产生纠纷，可能影响华晨公司电力外送，进而对投资者收益产生不利影响。

26) 基础设施项目运行维护相关费用预测不足的风险

虽然在评估中充分考虑行业规程要求、企业制度规定、产品质保期限及历史费用情况，并对修理费、材料费等支出进行了调增，并基金存续期内每年预留不可预见费100万，但依然存在由于极端恶劣天气、自然灾害或其他不可预见事件

导致风电机组出现较大故障，进而出现修理费用等预算不足的风险。

27) 基础设施项目出售/处置价格波动及处置的不确定性风险

由于基础设施项目的公允价值可能受到当时市场行情的影响，导致售价出现不确定性，或由于基础设施项目无法按照公允价值出售，从而影响本基金获得的现金流规模，进而导致本基金的基金份额持有人投资损失。同时，如本基金出现《基金合同》的终止事由并终止运作进行清算时，针对基金财产的处置问题，基础设施资产支持证券份额、项目公司股权的价值主要取决于基础设施项目的价值。考虑到基础设施项目的流动性，极端情况下有可能出现清算期内无法完成资产处置、需要延长清算期的风险。

28) 其他风险

对基础设施项目进行的尽职调查存在无法发现所有重大缺陷、违反法律法规及其他不足之处的可能。在基础设施项目未来的经营中，若存在风电组件、配套设施、设备损坏或违法违规行为，可能会导致本基金为此额外支付成本，从而对基金造成不利影响。

8、行业内主要企业及市场份额情况

陆上风电行业属于资本密集型行业，技术壁垒及资金壁垒相对较高，陆上风力发电企业需要具有相应的项目开发能力及资金实力，因此大型央企及国企竞争优势相对明显。

根据国家能源局数据公布数据，截至 2023 年底，我国累计风电装机容量 44134 万千瓦，同比增长 20.8%。

根据 2023 年最新风电数据，国家能源集团以突破 60GW 的累计装机领先；国家电投累计装机达到了 50GW 以上，位居第二；华能、大唐则均超 30GW；华电紧随其后，超 29GW。经计算得出，2023 年“五大六小”电力央企风电累计装机已超 267GW，占比全国总装机达 60.5%（不含中广核集团风电数据）。

表 2-29:“五大六小”2023 年累计装机

单位：GW

排名	企业名称	风电装机容量
1	国家能源集团	超过 60

排名	企业名称	风电装机容量
2	国家电投	50.89
3	中国华能	39.29
4	中国大唐	30.74
5	中国华电	29.47
6	三峡能源	21.54
7	华润电力	18.62
8	中核	7.97
9	中节能	5.67
10	国投电力	3.18
11	中广核	未知
合计		267.37+

资料来源：公开信息整理

据中国电力企业联合会前瞻产业研究院于 2024 年 4 月发布的《前瞻产业研究院《中国风电场建设市场前景与投资战略规划分析报告》，中国风电场行业可划分为三个竞争梯队。第一梯队包括国家能源集团、国家电投、中国大唐 3 家企业，拥有风电场的数量超过 500 个；第二梯队企业有风电场的数量在 100-500 个之间，包括中国华能、中国华电、中广核、三峡能源、华润电力、中国电建、华润新能等 7 家企业；第三梯队企业拥有风电场的数量不超过 100 个，包括河北建设投资、中节能风电、北京能源集团、中国核工业、深圳能源集团等其他国有综合性能源企业。

根据报告内容，国家能源集团、国家电投、中国大唐三家企业拥有的风电场数量超过 500 个，分别位列全国前三名；前十名企业各自拥有的风电场数量均超过 100 个。其中，国家能源集团拥有 545 个风电场，占全部风电场的比重达到 14.42%，排名全国第一。

表 2-30:中国风电行业市场排名-风电场数量（单位：个）

排名	企业名称	风电场数量
1	国家能源集团	545
2	国家电投	539
3	中国大唐	510
4	中国华能	348

排名	企业名称	风电场数量
5	中国华电	294
6	中广核	217
7	华润电力	208
8	三峡能源	168
9	中国电建	102
10	天润新能	101
合计		3032

资料来源：中电联前瞻产业研究院

从风电场数量来看，国家能源集团、国家电投、中国大唐的市场份额均超过10%，分别达到14.42%、14.26%、13.50%；此外，前十名企业的市场份额均超过2%，其余企业合计的市场份额仅有19.77%。

随着国家对新能源的支持力度增加，各类资本加速进入，陆上风电行业近年来处于百花齐放的状态，我国风力发电行业处于多元化发展时期，行业规模的快速扩大造就了也会进一步降低行业集中度。

（二）项目公司经营模式

1、主营业务概况、业务开展的时间、经营模式、盈利和现金流的稳定性

（1）主要业务概况

项目公司的营业收入主要来源于基础设施项目产生的风力发电收入。本基金拟初始投资的基础设施项目包括由华晨公司持有的位于内蒙古自治区包头市固阳县的华晨风电项目及由恒泽公司持有的位于内蒙古自治区乌兰察布市察右中旗的恒润一期风电项目。

华晨风电项目总规模（装机容量）100MW，总共布置50台风电机组。根据国家能源局华北监管局核发的《电力业务许可证》（证书编号：1010517-00250），截至尽调基准日，华晨风电项目全部机组运营时间已满三年。

恒润一期风电项目总规模（装机容量）49.5MW，总共布置25台风电机组。根据国家能源局华北监管局核发的《电力业务许可证》（证书编号：1910524-01253），截至尽调基准日，恒润一期风电项目全部机组运营时间已满三年。

(2) 业务开展的时间

华晨风电项目风力发电机组的设计使用寿命是 20 年。华晨风电项目于 2017 年 3 月全容量并网投产。华晨风电项目自并网以来运行稳定，风机可靠性高，处于良好运行状态。

恒润一期风电项目风力发电机组的设计使用寿命是 20 年。恒润一期风电项目于 2011 年 7 月全容量并网投产。恒润一期风电项目自并网以来运行稳定，风机可靠性高，处于良好运行状态。

(3) 经营模式

项目公司的营业收入主要来源于风力发电。

根据 2021-2024 年 6 月末备考报表，华晨公司营业收入分别为 11,780.07 万元、10,042.37 万元、10,176.09 万元和 4,213.78 万元，由发电收入和技术服务收入构成，其中发电收入分别为 11,769.69 万元、10,030.18 万元、10,176.09 万元和 4,213.78 万元，占营业收入的比例分别为 99.91%、99.88%、100%和 100%，技术服务收入分别为 10.38 万元、12.19 万元、0 万元和 0 万元，占营业收入的比例分别为 0.09%、0.12%、0%和 0%。华晨公司总体营业收入较为稳定，波动幅度较小。

根据 2021-2024 年 6 月末备考报表，恒润一期风电项目营业收入分别为 5,361.77 万元、4,778.20 万元、4,043.49 万元和 1,713.25 万元，均为发电收入；恒润一期风电项目营业收入均为电力收入，营业收入波动主要受到风力发电收入的影响。

项目公司的经营模式请参见本报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“二、项目公司所在行业和经营模式”之“7、项目公司所处行业的区域特征及经营模式”。

(4) 盈利和现金流的稳定性

1) 发电量和上网电量

上网电量=项目实际发电量-电厂自用电及线损电量=项目电场理论预测发电

量-电网调度弃电量-电场自用电及线损电量(即:项目实际发电量=项目电场理论预测发电量-电网调度弃电量)

因此,项目上网电量的影响因素主要有风力资源、弃风限电等因素。其中,风资源存在客观上的波动性。风资源较多的年份,风电场可发电的小时数更多,理论发电能力较强。但由于风资源呈现地区性,这类年份通常会出现区域内风电企业同时集中出力的局面,此时,项目所在区域电网一般会下达限电指令控制风电场的实际发电量。故风电场历史风资源较高的年份,限电率较高,但实际上网电量仍然保持整体稳定,甚至较其他年份出现提升,未因当年限电率高导致上网电量大幅下降。

风力资源对发电量的影响:

根据项目风电场记录数据,华晨风电项目2017年—2024年6月平均风速在6.14m/s-6.72m/s之间波动,近7年年均风速为6.44m/s;恒润一期风电项目2020年—2024年6月平均风速在6.31m/s-7.96m/s之间波动,近4年年均风速为7.08m/s。其中,2022年、2023年风资源相对一般,两个项目发电量略小;2021年风资源相对较好,两个项目发电量也相对较好。

弃风限电率对上网电量的影响:

因地区新能源消纳问题,华晨风电项目2017年—2020年弃风限电率均在10%以上,对上网电量带来一定影响;2021—2023年期间弃风限电率明显改善,平均弃风限电率约为3.9%,上网电量得到有效保障。恒润一期风电项目2017年以来弃风限电率均处于较低水平;2020年后,弃风限电率进一步下降,各年弃风限电率均在3%以下。同时得益于较好的风资源条件,两项目历史上网电量表现整体相对较为平稳。

历史发电量虽有波动但整体平稳。两个项目均位于一类风能资源区,整体呈现出风向稳定、连续性强、无破坏性台风和飓风影响等特点,虽然历史发电量存在一定的年际变化和波动,但总体呈平稳状态。因此,取近四年上网电量的算术平均数作为评估测算预测期内上网电量基准值具有较好的历史数据支撑以及合理性。

少有因极端天气影响风机正常运行。固阳县（华晨风电项目所在地）全年平均气温为 7.2℃，乌兰察布（恒润一期风电项目所在地）全年平均气温为 4.3℃，两个项目极少出现因高温、低温、暴雪、沙尘、飓风等极端天气影响风机正常运行或影响发电量的情形。

两项目所在区域风力资源稳定性分析：

根据华晨风电项目的《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目可行性研究报告》以及固阳县气象站 1984~2013 年地面 10m 高度风速资料，项目所在区域固阳县项目建设前 30 年历史风速变化总体较为平稳，固阳县地面 10m 高度平均风速年际变化在 1.9~2.5m/s 之间；1984~2013 年近 30 年平均风速约 2.3m/s，1994~2013 年近 20 年平均风速约 2.2m/s，2004~2013 年近 10 年平均风速为 2.1m/s。1984—2013 年历史观测数据（详见下图）显示，固阳县风速年际变化较小，风力资源稳定性较好。

根据恒润一期风电项目《内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程可行性研究报告》以及项目所在区域察右中旗气象站 1959~2008 年的地面 10m 高度年平均风速统计数据（如下图 8 所示），在 1989~2008 年时间段内地面 10m 高度年平均风速趋于平稳，表明 1989—2008 年期间察右中旗整体风力资源较为稳定。

综上，项目并网发电以来历史运营数据以及项目所在区域气象站年平均风速观测数据显示，两项目所在旗县区域历年风速整体变动平稳，年际风速变化幅度不大。基础设施项目所在地风力资源相对稳定，弃风限电情况逐步改善，且历史运营期未发生影响发电量的极端情况。

表 2-31：入池项目风量资源及上网电量波动情况

单位：万 kWh

华晨风电项目风量资源及上网电量波动情况								
年份	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
风速 (m/s)	6.72	6.6	6.28	6.14	6.69	6.14	6.5	6.53
理论发电量	25,496.06	37,063.46	34,283.16	31,577.32	36,378.02	32,001.80	34,156.85	15,338.91

限电量	5,321.72	5,948.63	6,128.91	4,632.72	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24
限电率	20.87%	16.05%	17.88%	14.67%	5.54%	2.29%	3.76%	6.90%
发电量	20,174.34	31,114.83	28,154.25	26,944.60	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67
损耗电量	1,375.52	857.22	652.39	992.58	1,081.68	1,584.33	657.04	699.35
损耗率	6.82%	2.76%	2.32%	3.68%	3.15%	5.07%	2.00%	4.90%
上网电量	18,798.82	30,257.61	27,501.86	25,952.02	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
恒润一期风电项目风量资源及上网电量波动情况								
年份	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
风速(m/s)	7.2	7.4	6.8	6.31	7.96	7.00	7.04	6.45
理论发电量	12,349.59	11,611.49	10,137.35	10,594.96	13,207.74	13,085.59	11,912.58	5,225.03
限电量	949.70	265.33	533.52	171.55	239.06	83.75	153.67	23.59
限电率	7.69%	2.29%	5.26%	1.62%	1.81%	0.64%	1.29%	0.45%
发电量	11,399.89	11,346.16	9,603.83	10,423.40	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
损耗电量	75.50	88.70	138.56	311.00	128.38	189.71	209.15	54.78
损耗率	0.66%	0.78%	1.44%	2.98%	0.99%	1.46%	1.78%	1.05%
上网电量	11,324.38	11,257.46	9,465.27	10,112.41	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65

2021-2024年上半年，华晨风电项目发电量分别为34,362.68万千瓦时、31,268.96万千瓦时、32,872.55万千瓦时及14,280.67万千瓦时，上网电量分别为33,281.00万千瓦时、29,684.63万千瓦时、32,215.51万千瓦时及13,581.32万千瓦时。2021-2024年上半年，恒润一期风电项目发电量分别为12,968.68万千瓦时、13,001.84万千瓦时、11,758.91万千瓦时及5,201.44万千瓦时，上网电量分别为12,840.30万千瓦时、12,812.13万千瓦时、11,549.76万千瓦时及5,146.66万千瓦时。两个基础设施项目近三年及一期上网电量整体在一定区间内波动。

表 2-32：基础设施项目发电量、场用电量、上网电量情况

华晨风电项目					
项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
装机容量	兆瓦	100.00	100.00	100.00	100.00
限电量	万 kW·h	2,015.34	732.84	1,284.30	1,058.24
限电率	%	5.54	2.29	3.76	6.90
发电量	万 kW·h	34,362.68	31,268.96	32,872.55	14,280.67

华晨风电项目					
厂用及线损电量	万 kW·h	1,081.68	1,584.33	657.04	699.35
厂用及线损率	%	3.15	5.07	2.00	4.90
上网电量	万 kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
其中：保障电量	万 kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
保障电量占比	%	45.07	37.06	17.07	9.92
市场交易电量	万 kW·h	18,281.00	18,684.63	26,715.51	12,234.29
市场交易电量占比	%	54.93	62.94	82.93	90.08
恒润一期风电项目					
项目/年份	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
装机容量	兆瓦	49.50	49.50	49.50	49.50
限电量	万 kW·h	239.06	83.75	153.67	23.59
限电率	%	1.81	0.64	1.29	0.45
发电量	万 kW·h	12,968.68	13,001.84	11,758.91	5,201.44
厂用及线损电量	万 kW·h	128.38	189.70	209.15	54.78
厂用及线损率	%	0.99	1.46	1.78	1.05
上网电量	万 kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
其中：保障电量	万 kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
保障电量占比	%	57.83	42.50	23.57	13.07
市场交易电量	万 kW·h	5,415.30	7,367.13	8,827.26	4,473.75
市场交易电量占比	%	42.17	57.50	76.43	86.93

注：限电率=限电量/（限电量+发电量）

2) 限电情况分析

2024 年 3 月 18 日，国家发改委发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 15 号）从保障性收购、

市场交易、临时调度三个方面，详细规定了电网企业、电力调度机构、电力交易机构等电力市场成员在全额保障性收购可再生能源电量方面的具体责任；并明确了“电网企业、电力调度机构、电力交易机构等应按照国家相关政策要求，组织可再生能源发电企业、售电企业和电力用户等电力市场相关成员，按照相应的分工完成可再生能源电量全额保障性收购工作。”此外，电网企业、电力调度机构、电力交易机构未按规定收购可再生能源电量造成可再生能源发电企业经济损失的，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。管理人认为该办法的出台，为入池项目发电量全额上网提供了强有力的政策保障，从一定程度上降低了其无法全额上网的风险。

入池项目上网电量=项目实际发电量-电厂自用电及线损电量=项目电场理论预测发电量-电网调度弃电量-电场自用电及线损电量。

华晨公司、恒泽公司均接入蒙西电网，接受内蒙古电力（集团）有限责任公司（蒙西电网）的统一发电调度，在经营期由于调峰或其他原因影响，电场发电量存在一定的弃风限电情况。

华晨风电项目及恒润一期风电项目所在地包头、乌兰察布具备较好的产业基础和增长前景，是内蒙古地区电力负荷集中、增速也较快的区域。2022 年全年，蒙西电网全域内售电量排名前二的为乌兰察布供电公司、包头供电公司，售电量分别为 532.81 亿千瓦时、517.20 亿千瓦时，分别同比增长 9.77%、17.13%；2023 年全年，蒙西电网全域内售电量排名前二的为包头供电公司、乌兰察布供电公司，售电量分别为 702.83 亿千瓦时、607.02 亿千瓦时，分别同比增长 35.89%、13.93%。包头和乌兰察布的用电负荷增长有利于本项目的弃风限电情况的改善。

华晨风电项目及恒润一期风电项目自并网以来发电稳定。华晨风电项目 2021 年-2023 年弃风限电率分别为 5.54%、2.29%、3.76%，恒润一期风电项目 2021 年-2023 年弃风限电率分别为 1.81%、0.64%和 1.29%，项目端限电率随着近年来内蒙地区加大新能源消纳能力的推进呈下降趋势。

风资源存在客观上的波动性。风资源较多的年份，风电场可发电的小时数更多，理论发电能力较强。但由于风资源呈现地区性，这类年份通常会出现区域内

风电企业同时集中出力的局面，此时，项目所在区域电网一般会下达限电指令控制风电场的实际发电量。故风电场历史风资源较高的年份，限电率较高，但实际上上网电量仍然保持整体稳定，甚至较其他年份出现提升，未因当年限电率高导致上网电量大幅下降。

综上，政策层面入池项目作为可再生能源，根据国家发改委及相关监管部门政策要求，项目发电量全额上网具有政策保障基础；实际运营过程中，华晨风电项目及恒润一期风电项目受蒙西电网统一调度等系统性因素以及电力市场交易未出清、厂用电、线损等市场因素影响存在一定的弃风弃电情况。随着蒙西电网电力市场化改革的不断深入推进，全国统一电力市场加快建设，项目所在的蒙西地区特高压外送线路、抽水蓄能、电化学储能、大范围火电机组灵活性改造等项目陆续启动建设，可有效地平抑新能源发电波动性，进而推动蒙西地区新能源项目消纳水平的提高，有利于入池项目长期稳定运营。

3) 售电结构及电价分析

基础设施项目售电量由保障电量、市场交易电量组成。

A. 保障电量

根据《国家发展和改革委员会、国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号），2016年内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区的保障性收购利用小时数为2000小时/年，即华晨风电项目所在地包头市和恒润一期风电项目所在地乌兰察布市的保障电量为机组容量×2000小时。随着电力市场化改革不断推进，自2019年起至2024年上半年，蒙西地区风电项目保障性收购利用小时数逐渐下调至300小时/年。

表 2-33:保障性收购利用小时变化情况

年度	文件名称	保障性收购利用小时
2019年	关于印发2019年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字[2019]160号）	1500小时/年
2020年	关于印发2020年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字〔2020〕166号）	1500小时/年

年度	文件名称	保障性收购利用小时
2021年	关于做好2021年内蒙古电力多边交易市场交易工作有关事宜的通知内工信经运字〔2020〕365号	1500小时/年
2022年	关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知内工信经运字〔2021〕472号	1100小时/年
2023年	关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知内工信经运字〔2022〕472号	550小时/年
2024年	关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知内能源电力字〔2024〕55号	300小时/年

电力市场化改革影响下，因上述电力交易政策调整，入池项目保障电量逐步降低。入池风电项目保障性收购利用小时已自2016年的2000小时/年下降至2024年的300小时/年。

按照保障电量=保障性收购利用小时数×机组容量的计算方式，两项目2021年-2024年6月的保障电量及总发电量情况如下所示：

表 2-34: 华晨风电项目保障电量及总发电量情况

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
总发电利用小时	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13
保障性收购利用小时数	h	1,500.00	1,100.00	550.00	134.70
总上网电量	万 kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
保障电量	万 kW·h	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03
保障电量占上网电量比例	%	45.07%	37.06%	17.07%	9.92%

表 2-35: 恒润一期风电项目保障电量及总发电量情况

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
总发电利用小时	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73
保障性收购利用小时数	h	1,500.00	1,100.00	550.00	135.94
总上网电量	万 kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65
保障电量	万 kW·h	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90
保障电量占上网电量比例	%	57.83%	42.50%	23.57%	13.07%

2021年-2024年6月，华晨风电项目、恒润一期项目的保障电量占上网电量比例呈现明显的下降趋势，至2024年6月，两项目的保障电量占上网电量比例

占上半年总上网电量的比例约在 10%左右。

2022 年 1 月 18 日国家发展改革委、国家能源局公布了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118 号），文件指出，到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置的总体目标。

根据两个项目历史年度保障电量的占比的变化情况、目前电力市场化改革的政策要求，蒙西地区新能源发电项目保障电量的变化方向较为明确，整体将呈现逐年减少的趋势；故审慎预测入池项目保障电量将随着相关政策调整阶梯式下降至 0，即 2024 年—2026 年保障性收购利用小时数为 300，2027—2029 年保障性收购利用小时数为 150，2030 年及之后保障性收购利用小时数为 0。

B. 保障电价

入池项目的保障电价，最初为燃煤标杆电价，后根据新能源风险防范补偿系数的变化，有所下调。可分为以下两个阶段：

一是保障电价等于燃煤标杆电价阶段。2022 年之前，基础资产保障电价等于燃煤标杆电价阶段。根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字〔2017〕954 号）规定，入池项目保障电价确定为每千瓦时 0.2829 元（含税，含脱硫、脱硝和除尘）。该阶段入池项目保障电价均为每千瓦时 0.2829 元。

二是保障电价考虑新能源风险防范补偿系数阶段。自 2022 年开始，保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数。根据《关于做好 2022 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2021〕472 号）、《关于做好 2023 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕472 号）、《关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55 号）、《内蒙古自治区能源局关于调整优化 2024 年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206 号）

等文件，保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数，即保障电价=燃煤标杆电价*（1-新能源风险防范补偿系数），其中，上述政策分别规定，2022年新能源风险防范补偿系数为10%；2023年新能源风险防范补偿系数为15%；2024年1-3月，新能源风险防范补偿系数为25%；2024年4月，为进一步维护新能源发电价格在平稳区间运行，新能源风险防范补偿系数进一步调整为20%。

表 2-36：入池项目保障电价情况

项目/年份	单位	2022年	2023年	2024年1-3月	2024年4-6月
燃煤标杆电价	元/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
新能源风险防范补偿系数	%	10%	15%	25%	20%
保障电价	元/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

电力市场化改革对本项目的影响已较为充分。一是保障电量方面，华晨风电项目及恒润一期风电项目保障电量占上网电量比例分别仅10%和13%；保障电量在项目的售电结构中占比较小，其可能的波动对整体售电收入影响有限；二是保障电价方面，根据蒙西地区电力交易相关政策，入池两项目的保障电价较当地燃煤标杆电价仍下浮20%，为0.2263元/kW·h。

保障电价因新能源风险防范补偿系数的调整，自2021年起至2024年3月逐步下降，2024年4月后因《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206号）对新能源风险防范补偿系数的调整而回升。内蒙古自治区能源局及内蒙古电力交易中心相关负责人在2024年4月7日的发布会上对《通知》进行了解读，蒙西电力市场此次优化调整是在国家和自治区相关要求的框架下进行的，主要目标是“保量”“平稳”。管理人及评估机构认为内蒙古自治区政府通过保障电价相关机制的优化调整，致力于引导新能源发电价格在合理区间运行，稳定新能源市场预期。结合上述政策变化调整导向，在评估测算中未来入池项目保障电价以2024年二季度保障电价的数值为基准预测期内保持不变。

C. 市场交易电量

上网电量=保障电量+市场交易电量。因此，华晨风电项目及恒润一期风电项目其市场交易电量为上网结算电量与保障发电量的差值，即超出保障电量的发电

量全部参与市场化交易。在电力市场化改革影响下，入池项目保障电量逐步降低，保障性收购利用小时已自2016年的2,000小时/年下降至2024年的300小时/年，因此，市场交易电量占上网电量比重逐步提升。华晨风电项目2021年-2024年上半年交易电量分别为18,281.00万千瓦时、18,684.63万千瓦时、26,715.51万千瓦时和12,234.29万千瓦时，占上网电量比重分别为54.93%、62.94%、82.93%和90.08%；恒润一期风电项目2021年—2024年1-6月交易电量分别为5,415.30万千瓦时、7,367.13万千瓦时、8,827.26万千瓦时和4,473.75万千瓦时，占上网电量比重分别为42.17%、57.50%、76.43%和86.93%。

D. 市场交易电价

市场交易电价政策发展历程：

入池项目的市场交易电价，根据蒙西电网相关电力交易政策变化而调整变化，大体可分为以下两个阶段：

一是2017年8月-2022年5月。2017年8月国家发展改革委和国家能源局印发了《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号），启动了8个地区的电力现货试点建设工作，蒙西地区为试点地区之一。针对蒙西电力市场的独特性，蒙西电力市场确定了“中长期为主+现货交易为补充”的发展模式。蒙西电力市场规则体系总体架构充分适应内蒙古自治区资源经济禀赋和产业结构布局。在中长期交易物理执行基础上，通过中长期交易电量日分解机制实现中长期交易和现货交易的有效衔接，以“发电侧单边竞价，系统边际出清”模式实现系统优化运行。该阶段期间，入池项目市场交易电价较批复电价（燃煤标杆电价）已出现明显下降。

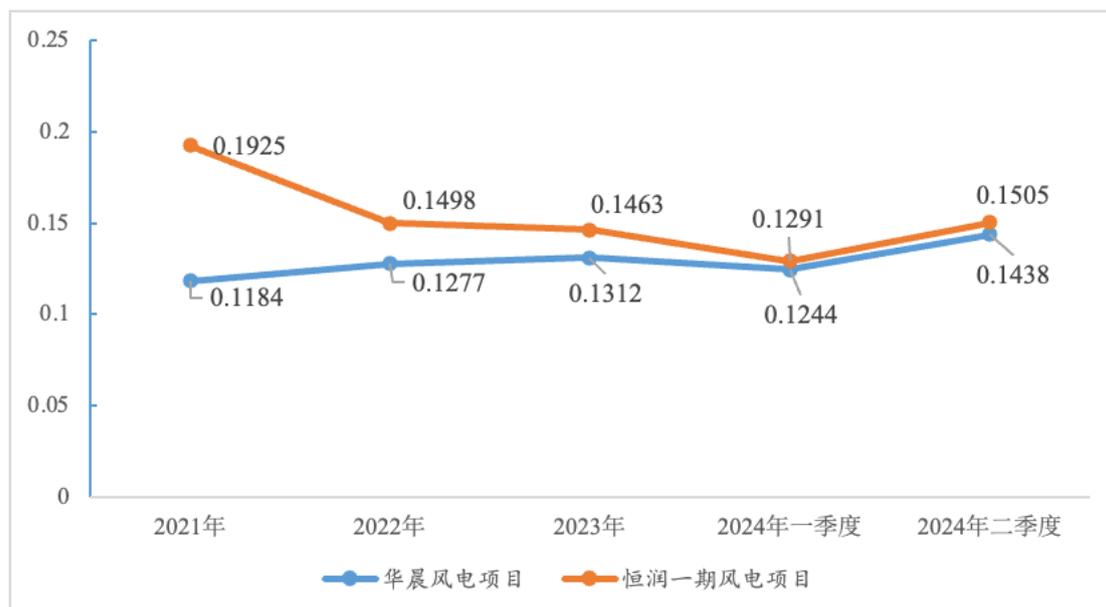
二是2022年6月以来。2022年，国家发改委、能源局下发了《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》〔2022〕129号文件，蒙西地区作为国家第一批现货试点地区，正式开展电力现货结算试运行。同年6月1日，蒙西电力现货市场进入连续结算试运行阶段。此后，蒙西电网电力市场改革不断推进，其电力交易政策（如表2-33所述）随之调整。2024年2月，内蒙古自治区能源局出台《关于做好2024年内蒙电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55号）文件，规定“享受可再生能源补贴

风电组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格。即新能源发电场站参与中长期电量交易，在校核电站发电能力后，采用用户侧单边竞价、边际出清模式开展，发电企业报量不报价，作为出清价格接受者。”

市场交易电价历史数据：

2021年-2023年，2024年1-3月及4-6月，华晨风电项目交易电价（含税）分别为0.1184元/kW·h、0.1277元/kW·h、0.1312元/kW·h、0.1244元/kW·h及0.1438元/kW·h，市场交易电价除2024年1-3月外呈逐步上升趋势。2021年-2023年，2024年1-3月及4-6月，恒润一期风电项目交易电价（含税）分别为0.1925元/kW·h、0.1498元/kW·h、0.1463元/kW·h、0.1291元/kW·h及0.1505元/kW·h，市场交易电价波动企稳。

报告期内入池两项目市场交易电价情况



上述图表及历史运营数据表明，入池项目市场交易电价随蒙西电网相关电力交易政策调整而发生明显变动，两项目市场交易电价差异逐步减小，整体趋势为波动企稳。其中，2024年二季度，平均市场交易电价同比其他年度出现了企稳回升。主要原因为：

一是按照蒙西电网2024年电力交易规则，一季度入池项目根据《内蒙古自治区能源局关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关

事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55号）文，新能源风险防范比例按75%至120%执行；2024年初，在内蒙古自治区出台新一轮电力市场交易规则，2024年一季度，电价呈现下行趋势，因下行的电价给新能源发电企业带来较大的经营压力，根据重新修订后的本年度电力市场交易规则，二季度根据《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206号）文，入池项目享受的新能源风险防范比例按照80%至115%执行。新能源风险防范系数下限的调增，对保障电价及市场交易电价均产生积极影响。

二是蒙西电网正式启动绿电交易试点，入池项目绿色价值开始在收入中体现。2024年3月起，内蒙古电力多边交易市场首次启动绿色电力交易，根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》（以下简称“内蒙古绿电交易细则”），将绿电交易纳入中长期电力交易范畴。根据《内蒙绿电交易细则》第五章第二十二条：“市场初期，暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时，后期根据市场运行情况适时调整。”根据华晨风电项目、恒润一期风电项目提供的2024年度4月-6月《电费结算单》，绿电交易平均电价大约为28元/兆瓦时，提高了企业发电收入。另外，根据《内蒙绿电交易细则》第八章第三十三条：本细则自发布之日起施行，执行中如遇重大问题，及时报告自治区电力市场主管部门和监管部门。

E. 售电收入

2021年-2024年上半年华晨风电项目售电收入分别为13,299.94万元、11,334.10万元、11,498.98万元、4,761.57万元；恒润一期风电项目售电收入分别为6,058.80万元、5,399.37万元、4,569.14万元、1,935.98万元。华晨风电项目市场交易收入占标杆收入比例相对较高，2024年上半年已达到84.89%，且市场交易电价逐年提升，因此售电收入更具韧性，于2023年企稳回升；恒润一期风电项目售电收入近三年下降的原因，主要由保障性收

购利用小时数下降所致。2024年上半年恒润一期风电项目市场交易收入占标杆收入比例为80.80%。

4) 盈利及现金流的稳定性

华晨风电项目于2017年3月全容量并网发电，恒润一期风电项目于2011年7月全容量并网发电，截至尽调基准日，基础设施项目运营均已满三年。

根据2021-2024年6月末备考报表，恒润一期风电项目营业收入分别为5,361.77万元、4,778.20万元、4,043.49万元和1,713.25万元，均为发电收入；华晨公司营业收入分别为11,780.07万元、10,042.37万元、10,176.09万元和4,213.78万元，由发电收入和技术服务收入构成，其中发电收入分别为11,769.69万元、10,030.18万元、10,176.09万元和4,213.78万元，占营业收入的比例分别为99.91%、99.88%、100%和100%，技术服务收入分别为10.38万元、12.19、0万元和0万元，占营业收入的比例分别为0.09%、0.12%、0%和0%。技术服务收入系华晨公司依据合同向关联方中航粤海风力发电有限公司提供技术服务所得，不属于持续产生的主营收入，且占营业收入比例较小，对标的资产现金流的影响较小。

基础设施项目收入直接来源绝大部分为发电收入，近三年及一期末两项目公司发电收入合计占营业收入的比例分别为99.94%、99.92%、100.00%和100%。发电收入包括蒙西电网电力现货交易结算售电收入及可再生能源补贴，穿透来看，两部分的终端现金流提供方均为电力用户。因此，标的项目现金流提供方分散度较高，具有稳定性，且完全按照相关部门的收费批复市场化运营，不存在依赖第三方补贴等非经常性收入的情况。

表 2-37：项目公司发电收入及占营业收入比重

单位：万元、%

项目	2024年1-6月		2023年度		2022年度		2021年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
华晨公司	4,213.78	100.00	10,176.09	100.00	10,030.18	99.88	11,769.69	99.91

项目	2024年1-6月		2023年度		2022年度		2021年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
恒润一期风电项目	1,713.25	100.00	4,043.49	100.00	4,778.20	100.00	5,361.77	100.00
合计	5,927.03	100.00	14,219.58	100.00	14,808.38	99.92	17,131.46	99.94

华晨公司经营状况良好，毛利率和净利率总体保持较高水平。其中，2021-2023年毛利率均保持50%以上，2024年1-6月毛利率为48.32%。2022年度由于营业收入出现下降、营业成本上升，叠加财务费用增加等因素的共同影响，当年毛利率、净利率均出现一定程度下滑；2023年度华晨公司营业成本有所上升导致当年毛利率下降，但年度内期间费用支出减少，净利率有所回升。

表 2-38：华晨公司近三年及一期末盈利能力指标

单位：万元、%

项目	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
营业收入	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
营业成本	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
毛利润	2,036.17	5,628.40	5,761.11	7,491.82
毛利率	48.32	55.31	57.37	63.60
净利率	35.07	35.47	11.32	29.31
净资产收益率	3.51	8.74	3.03	9.49
总资产回报率	1.96	4.74	1.42	4.39

总体来看，项目公司的盈利能力具有稳定性和持续性。

5) 基础设施项目国补到期情况及缓释措施

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕第426号文）的规定，风电一类资源区项目全生命周期合理利用小时数为48,000小时；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）的规定，纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

本基金拟投资风力发电项目分别位于包头市固阳县、乌兰察布市察哈尔右翼中旗，均属于我国风电一类资源区。通过预测上网电量口径发电小时数，华晨风电项目自全容量并网发电以来到 2023 年末累计发电利用小时 19,769.15 小时，剩余国补发电利用小时为 28,230.85 小时；恒润一期风电项目自全容量并网发电以来 2023 年末累计发电小时 28,389.35 小时，剩余国补发电利用小时为 19,610.65 小时。因此，预计华晨风电项目于 2032 年不再享受中央财政补贴资金，面临国补到期后收入下降的情况；预计恒润一期风电项目并网之日起 20 年先于 48,000 小时到期，不存在国补退坡的情况。如国补到期后没有其他弥补措施，项目公司合计营业收入预计自 2033 年起出现明显下降。该政策的出台可能会导致项目公司未来收入及盈利能力下降的风险。

针对国补到期后基础设施项目收入下降的情况，本项目制定的风险缓释措施如下：

A. 估值中已体现国补到期对收入的影响

本基金在基础设施项目估值中已考虑国补到期对收入的影响。若国补到期后没有其他新增收入，华晨风电项目国补到期后，营业收入仅为标杆收入，根据预测数据，2033 年国补到期后华晨风电项目收入情况如下：

表 2-39：华晨风电项目国补到期后收入情况

单位：万元

2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年 1-3 月
4,199.47	4,035.59	4,035.59	4,035.59	1,008.90

其中 2033 年收入含当年剩余国补电量 894.17 万千瓦时对应的发电收入 163.88 万元。

B. 通过绿证交易增加基础设施项目的运营收入

按照财建〔2020〕第 426 号文规定，未来当本基础设施项目不再享受中央财政补贴资金后，将会核发绿证准许参与绿证交易。风电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，绿证是认定可再生能源电力生

产、消费的凭证。项目公司预计未来国补到期后将参与绿证市场交易相关工作，通过绿证交易增加基础设施项目的运营收入。鉴于目前项目估值并未考虑国补到期后的绿证交易收入带来的收入增长，绿证交易收入有望为投资人带来额外的投资收益。蒙西电力市场在全国电力市场中居于重要地位，目前内蒙古正在推进电力市场和碳市场协同发展。加快蒙西地区碳市场建设，发挥市场相互促进、协同互补作用，并试点开展碳排放权交易，该措施有利于提高清洁能源市场竞争力，由用能企业承担碳排放成本，更好推动能源清洁低碳转型。“碳达峰、碳中和”驱动能源转型，清洁能源替代是长期趋势。风电是重要的清洁能源之一，绿电交易、绿证交易、碳排放权交易在国家鼓励性政策的支持下，预计未来将对项目盈利产生积极影响。

C.通过扩募的方式提高基金的整体收入

本项目计划在基金存续期内通过扩募的方式装入新的基础设施项目，提高本基金整体收入，缓释本次发行的基础设施项目国补到期后收入下降的情况。在基金存续期内，本基金将通过扩募的方式继续装入优质同一类型的基础设施项目资产，并根据实际情况选择通过基金扩募资金投资于新的资产支持证券或继续认购原有资产支持证券扩募后份额的方式实现资产收购，以扩大本基金持有的基础设施项目规模、分散基础设施项目经营风险、提高基金的资产投资和运营收益。

D.机组设计寿命届满时处置措施

本基金所持有的两个基础设施项目各自到期之日前，即华晨风电项目风电机组设计寿命届满日（即2037年3月31日）、恒润一期风电项目风电机组设计寿命届满日（即2031年7月31日）及以后任意一次延寿后届满日（如有），基金管理人将根据市场环境 with 基础设施项目运营情况判断并经基金份额持有人大会审议，聘请第三方权威评估机构对入池资产组到期后的残余价值进行评估，以对投资者利益最大化为原则制定并实施基础设施项目出售方案。首先，基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将选择最佳对手方进行交易处置，尽可能地降低到期处置

对投资者造成的不利影响或损失；其次，在同等交易条件下，蒙能集团或其指定关联方有权利优先以等同于经评估的资产组残值的价格受让基础设施项目资产；最后，如未找到合适交易对手方，蒙能集团或其指定关联方有义务根据基金管理人指令以等同于资产组期末净残值的价格受让对应基础设施项目资产。

6) 设备情况

① 华晨风电项目

A. 设备厂商及风电机组型号

华晨风电项目共安装 50 台明阳智能 MY2.0-110 风电机组。

明阳智能 MY2.0-110 风电机组单机容量为 2.0 兆瓦，机轮采用三叶片、上风向、变桨变速双馈式，风轮直径为 110 米，风轮扫掠面积为 9503 平方米，抗低温、防紫外线、并网型风电机组。其极端环境温度范围为-40°C至 50°C，正常工作环境温度范围为-30°C至 40°C，供货商为明阳智能。

B. 风电机组年限成新率及使用状态

华晨风电项目风力发电机组的设计使用寿命为 20 年。

华晨风电项目于 2017 年 3 月全容量并网投产，从评估基准日（2024 年 6 月 30 日）起计，设备年限成新率为 63.75%。华晨风电项目自并网以来运行稳定，风机可靠性高，处于良好运行状态。

C. 风电机组技术选型

项目建设期间，考虑到 MY2.0-110 风电机组为当时明阳智能主力机型，技术成熟稳定，风电场通过技术选型整体在稳定与效率之间取得了平衡。项目公司根据风资源分析，结合华晨风电项目的特点，考虑国家能源主管部门及电网公司的并网要求、运输安装条件、工程进度要求、风电机组运行的可靠性、机组的易维护性等因素，同时考虑所选风电机组需具有一定的防雨雪、防寒、防沙尘、耐磨损等性能，综合考虑以上各因素最终完成了风电机组技术选型。

D. 风电机组质保安排

根据风电机组采购合同，明阳智能作为整机厂商覆盖风力发电机组整机自 2018 年 10 月 31 日完成预验收起 5 年的质保服务；明阳智能保证风力发电机组在满足采购合同规定的技术性能和保证指标下稳定运行，并负责自费消除合同设备存在的任何缺陷。2024 年 2 月，原始权益人电力设计院与明阳智能签署补充协议，按照补充协议要求延长服务期限。

根据内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（甲方）与明阳智慧能源集团股份公司（乙方）2024 年 2 月签订的《<内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目风力发电机组设备采购合同>补充协议》约定：

内蒙古固阳华晨红泥井风电场项目 100MW 工程（以下简称“固阳华晨红泥井风电场”）共装机 50 台 MY2.0MW 风力发电机组（以下简称“风机”），于 2018 年 10 月 31 日完成预验收进入 5 年质保期，2023 年 10 月 31 日质保期满。

出质保服务内容

本协议生效之日起，乙方应向甲方提供如下服务内容。

a.关于质保期内望江主齿轮箱故障率高的问题

双方达成：双方按照合同 11.12 条约定：“在质量保证期内，本合同项下相同厂家及同一型号的主要部件叶片、轮毂、变桨轴承发电机、齿轮箱、主轴、主轴承、偏航轴承、（含齿圈）、底座、累计出现 20%及以上的损坏或失效（含已修复的），则在该主要部件最后一次更换或维修完成之日起重新计算该主要部件的 5 年质量保证期”。即双方达成一致意见：该合同下全部风机齿轮箱本体质保期顺延至 2028 年 10 月 24 日。乙方需在现场储备一台齿轮箱，在延保期间发生齿轮箱故障时，乙方及时安排更换。同时由甲方在原质保金中继续预留 450 万元质保金作为延保齿轮箱的质保金。

b.针对齿轮箱问题导致的发电量损失及合同不达标相关事宜

双方达成：由乙方负责在 2024 年 6 月 30 日前完成 50 台机组桨叶互锁技改（87.5 万元）、50 台机组应急偏航技改（112.5 万元）、50 台机组滑环精维护（62.5 万元）、25 台机组高电压穿越技改（250 万元）服务，乙方不再承担其他相关损失，同时甲方预留 512.5 万元质保金，待技改完成后支付。

乙方承诺甲方另行采购的剩余 25 台机组高电压穿越技改服务不高于 250 万元。

最终验收证书签订及质保金支付事宜

a.依据双方合同 9.5 条：“全部风电机组的责任期满后，且已满足所有技术规范要求，买方签署最终验收的全部文件”。双方秉承长期合作的基础，达成于 2023 年 10 月 31 日签订固阳红泥井项目 50 台机组最终验收证书。

b.基于达成如上共识，甲方于 2024 年 04 月 30 日前支付乙方质保金 1.384.25 万元。

c.质保金 512.5 万元按本协议第一.2 条约定的现场技改工作完成后支付。

d.450 万元齿轮箱质保金待齿轮箱本体质保期延顺至 2028 年 10 月 24 日结束后进行支付。

根据上述合同约定内容，自 2023 年 11 月起，华晨风电项目除风机齿轮箱外，其他主要部件均已出质保期，50 台风机齿轮箱本体质保期顺延至 2028 年 10 月 24 日；风机厂商明阳智能还负责对风机的机组桨叶互锁、应急偏航、滑环等进行技改，相关技改服务于 2024 年 6 月 30 日之前完成。

财务顾问及管理人认为，以上《补充协议》的签订，风机齿轮箱质保期的延长可使得项目公司继续享有风机厂商明阳智能对齿轮箱设备的质保维护工作，其中补充协议明确约定：全部风机齿轮箱本体质保期顺延至 2028 年 10 月 24 日，并在华晨风电项目现场储备一台齿轮箱，在延保期间发生齿轮箱故障时，华晨公司可及时安排更换。以上权责的约定能够有效减少华晨风电项目机电设备出质保期后因设备故障或其他原因导致的额外费用支出或停车检修带来的损失；其他设备的技术改造对于提升风机发电效率、延长使用寿命、保障运行安全有着积极影响，更好地保障未来华晨风电项目的长期安全生产运营。

②恒润一期风电项目

A. 设备厂商及风电机组型号

恒润一期风电项目共安装 24 台湘电风能 XE82-2000 型永磁直驱风电机组、

1 台湘电风能 XE82-1500 风电机组。

湘电风能 XE82-2000 型风力发电机组单机容量为 2.0 兆瓦，叶轮直径 82.6 米。机组采用 3 叶片、直驱型、可变速、可变桨控制、高风负载、低维护要求、关键部件容易出入、电能品质卓越、塔筒相对轻便、吊装成本低、抗盐雾、抗沙尘永磁直驱无轴杆型风电机组。其极端环境温度范围为 $-40^{\circ}\text{C}\sim+45^{\circ}\text{C}$ ，正常工作环境温度范围为 $-30^{\circ}\text{C}\sim+35^{\circ}\text{C}$ ，供货商为湘电风能。

B. 风电机组年限成新率及使用状态

恒润一期风电项目风力发电机组的设计使用寿命为 20 年。

恒润一期风电项目于 2011 年 8 月全容量并网投产，从评估基准日（2024 年 6 月 30 日）起计，设备年限成新率为 35.79%。恒润一期风电项目自并网以来运行稳定，风机可靠性高，处于良好运行状态。

C. 风电机组技术选型

项目建设期间，因湘电风能 XE82-2000 型永磁直驱机组具有较低的损耗和较高的局部负载效率，采用 XE82-2000 型永磁直驱风力发电机组为恒润一期风电项目的主力风电机组。由于恒润一期风电项目核准装机容量为 49.5MW，最终确定风电场安装 24 台湘电风能 XE82-2000 型永磁直驱风电机组、1 台湘电风能 XE82-1500 风电机组。项目公司根据风资源分析，结合恒润一期风电项目的特点，考虑国家能源主管部门及电网公司的并网要求、运输安装条件、工程进度要求、风电机组运行的可靠性、机组的易维护性等因素，同时考虑所选风电机组需具有较低的损耗、较高的局部负载效率、低维护要求、抗盐雾、抗沙尘等性能，综合考虑以上各因素最终完成了风电机组技术选型。

D. 风电机组质保安排

根据风电机组采购合同，质量保证期指机组通过 240 测试后至最终验收的时间段。本项目机组质量保证期为 60 个月。恒润一期风电项目 1#至 25#共 25 台风电机组的出质保日期为 2017 年 7 月。自 2017 年 7 月起，恒润一期风电项目由恒润新能源自主运维。

2、基础设施资产现金流的回收流程以及管理系统，管理人员，管理经验等

(1) 基础设施资产现金流的回收流程

项目公司主要现金流来源为售电收入，售电收入的计量分为售电量的计量和售电结构分析。

华晨风电项目及恒润一期风电项目主要现金流来源为售电收入，售电收入的计量分为上网电量的计量和上网电费及其他收入（如有）的计量。

根据华晨公司与内蒙古电力（集团）有限责任公司（以下简称“内蒙古电力集团”）签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司（华晨旧公中风电场）购售电合同》（合同编号：ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859），约定由内蒙古电力集团购买华晨风电项目的电能。协议期限自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日止。

根据恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（恒润风电场一期）购售电合同》（合同编号：ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317），约定由内蒙古电力集团购买恒润一期风电项目的电能。协议期限自 2024 年 7 月 15 日至 2027 年 12 月 31 日止。

截至本财务顾问报告出具之日，恒泽公司正在与内蒙古电力集团沟通恒润一期风电项目《并网调度协议》及《购售电合同》的签署事宜，预计于本次基础设施 REITs 发行前完成新协议的签署。

华晨风电及恒润一期风电项目相关电量电费结算与支付流程如下：

1) 上网电量结算

华晨风电项目及恒润一期风电项目与蒙西电网以计量点计费电能表月末最后一天北京时间 24:00 时抄见电量为依据，经双方共同确认，据以计算电量。上网电量以月为结算期，实现日清月结，年终清算。

正常情况下，合同双方以主表计量的电量数据作为结算依据，副表的数据用于对主表数据进行核对或在主表发生故障或因故退出运行时，代替主表计量。

现场抄录结算电量数据。在购电人计量自动化主站系统投运前，双方利用电能表的冻结功能设定月末最后一天北京时间所指 24:00 时的表计数为抄表数，由双方人员约定于次日现场抄表，利用电能表的冻结功能设定上述 24:00 时的表计数为抄表数，由双方人员约定于次日现场抄表。

远方采集结算电量数据。在购电人计量自动化主站系统正式投入运行后，双方同意以该系统采集的电量为结算依据。若计量自动化主站系统出现问题影响结算数据正确性，或者双方计量自动化主站系统采集的数据不一致，或者售电人未配置计量自动化主站系统时，以现场抄录数据为准。

上网电量为华晨风电项目及恒润一期风电项目向蒙西电网送电、按计量点抄见的所有输出电量的累计值，上网电量的抄录和确认原则上应在次月 5 个工作日内完成。电厂多台机组共用计量点且无法拆分，各台机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量比例计算各自上网电量；因购电人穿越功率引起的风电场联络变压器损耗由购电人承担。用网电量为风电场启动调试阶段或发电量无法满足自身用电需求时，电网向风电场送电的电量。用网电量按照供用电合同约定执行；上网电量和用网电量分别结算，不能互相抵扣。

2) 上网电费结算

上网电费以人民币结算。根据合同约定，风电场、光伏电站、生物质能等水电以外可再生能源发电机组，优先发电中保量保价上网电量电费按以下公式计算：购电人承担的上网电费=优先发电中保量保价上网电量×对应的结算电价（含税）。可再生能源发电企业中央财政补贴及地方财政补贴资金的支付按照相关法规政策的规定执行。

其他电量电费计算：（1）按照相关电力中长期交易规则、电力现货市场规则（指引）或其他交易规则执行。（2）其他：“两个细则”考核补偿电费、辅助服务电费（调频、调峰、差额资金等）按照蒙西电网现行规则执行。

电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。

购电人、售电人在收到电力交易机构出具的结算依据后，按照电力中长期交易规则或相关交易规则规定的时间及时确认，逾期视同已经确认没有异议。购电

人依据电力交易机构结算依据出具电费结算单。电费结算单应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务补偿考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。

售电人在收到电费结算单后应尽快进行核对、确认，如有异议，在收到后2个工作日内通知购电人。经双方协商修正后，购电人将修正后的电费结算单送达售电人。如售电人在收到电费结算单2个工作日内不通知购电人有异议，则视同已经确认没有异议。售电人上网电费的核对、修正和确认时间按照现行电力市场结算规则（指引）执行。交易规则对电费结算另有规定的，电费结算职责、流程等事项按照交易规则执行。

3) 开具增值税发票

售电人根据双方确认的电费结算单在5个工作日内及时、足额向购电人开具增值税专用发票，并送达至购电人。

4) 电费支付

在电费确认后10个工作日内，由购电人将当期电费全额支付给售电人。

对于没有按月结算产生的违约金、补偿金等，合同双方应于次年1月底以前完成上一年度的清算工作。交易规则另有规定的，按照其规定执行。

任何一方根据《购售电合同》应付另一方的任何款项，均应直接汇入收款方在《购售电合同》中提供的银行账户，支付方式包括现金、汇票、本票或者选择中国人民银行规定的结算方式。当收款方书面通知另一方变更开户银行或者账号时，汇入变更后的银行账户。收款方增值税专用发票上注明的银行账户应与《购售电合同》提供的或者书面变更后的相同。

(2) 基础设施资产现金流的管理系统、管理人员、管理经验

1) 管理系统

目前华晨风电项目及恒润一期风电项目使用SAP财务及ERP系统，目前包括投资计划与项目管理、物资管理、设备管理、财务管理等模块的功能建设模块，通过ERP系统覆盖计划、投资、项目、物资和财务等业务的运营管控平台，实

现信息流、物流、资金流的融合，为运营决策提供准确、全面、及时的数据支持，助推公司管控能力和运营质量实现大幅提升，最大化的实现系统的整合、协同、功能，实现财务信息一体化、自动化、标准化，提高工作效率。

2) 管理人员、管理经验

在基础设施基金运作过程中，基金管理人将按照法律法规规定和基金合同约定主动履行基础设施项目运营管理职责，同时，基金管理人拟委托运营管理机构负责基础设施项目的部分运营管理职责，基金管理人依法应当承担的责任不因委托而免除。基础设施基金拟聘请发起人内蒙古能源集团有限公司作为基础设施项目的运营管理统筹机构，拟聘请原始权益人恒润新能源作为基础设施项目的运营管理实施机构，负责基础设施项目的日常运营管理。

经核查，运营管理统筹机构内蒙古能源集团有限公司、运营管理实施机构恒润新能源治理及财务状况良好，具备丰富的基础设施项目运营管理经验，内蒙古能源集团有限公司及恒润新能源具备《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第四十条第一款及《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第1号——审核关注事项（试行）》第八条规定的担任基础设施基金目标基础设施项目的运营管理机构的资质，待按照《中华人民共和国证券投资基金法》第九十七条及《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第四十条规定办理中国证监会备案手续即可担任本基金的基础设施项目运营管理机构。

基金管理人、计划管理人、项目公司、运营管理统筹机构及运营管理实施机构就基础设施基金签订《运营管理服务协议》及其补充协议，并在协议中明确约定为基础设施项目提供运营管理服务的具体安排。

本项目拟聘任的运营管理统筹机构为内蒙古能源集团有限公司，截至2023年末，蒙能集团无正在管理的已发行基础设施REITs的底层资产。

本项目拟聘任的运营管理实施机构为内蒙古恒润新能源有限责任公司。截至2024年6月末，恒润新能源无正在管理的已发行基础设施REITs的底层资产。

蒙能集团高管人员均具有丰富的从业经历、合理的知识结构、优良的经营业绩，是一支结构合理、经验丰富、人员稳定的管理团队。高管人员非公务员，目

前高管无对外兼职情况。

表 2-40：截至 2024 年 6 月末蒙能集团董监高情况表

序号	姓名	性别	学历	职务	任职起止时间
1	张海峰	男	研究生	董事长	2023.11-至今
2	李文忠	男	本科	副董事长/总经理	2021.09-至今
3	孙广利	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
4	石凯	男	本科	外部董事	2021.11-至今
5	彭德亮	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
6	王树良	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
7	张立军	女	本科	职工董事	2022.03-至今
8	李洪	男	本科	职工监事	2022.03-至今
9	黄永娴	女	研究生	总会计师	2018.08-至今

注：根据蒙能集团公司章程，其董事会由 11 名董事组成，但公司目前董事会组成人员尚未全部到位，实际在位履职的董事为 7 名。根据公司章程规定，监事会由 3 名监事组成，其中职工监事 1 名，但公司目前监事会组成人员尚未全部到位，实际在位履职的监事为 1 名。

运营管理统筹机构蒙能集团具有丰富的风力发电、光伏发电等新能源项目的运营管理经验，为内蒙古自治区重要的能源投资及运营管理企业。截至 2024 年 6 月末，蒙能集团参与运营管理新能源项目 44 个，合计装机规模 663.55 万千瓦，其中风力发电项目装机规模合计约 497.48 万千瓦，光伏 166.07 万千瓦。

运营管理实施机构恒润新能源具备深厚的风电运维管理经验，为内蒙古自治区较早一批参与风电投资管理的新能源企业，在管风电项目为恒润大板梁四期风电项目，合计装机容量 198.5MW，并拥有一支专业稳定、经验丰富的新能源运营管理人才队伍。

3、相关重要合同

经财务顾问核查，截至尽职调查基准日，华晨风电项目及恒润一期风电项目正在履行期内的重要合同具体情况如下：

(1) 华晨风电项目

华晨公司与电力设计院签署的《资产划转协议书》，约定华晨公司按照协议约定的条款及条件向电力设计院划转升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、

220kV 送出线路 1 回、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程及相关土地使用权等；

华晨公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中风电场并网调度协议》（协议编号：FDXQ-2024-032），协议约定内蒙古电力集团同意华晨风电项目并入其电网运行，协议有效期至 2028 年 12 月 31 日止；

华晨公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司（华晨旧公中风电场）购售电合同》（合同编号：ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859），协议约定由内蒙古电力集团购买华晨风电项目的电能。协议期限自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日止；

工银瑞信基金（代表基础设施基金的利益）、计划管理人（代表专项计划的利益）与蒙能集团、恒润新能源、华晨公司、恒泽公司签署的《运营管理服务协议》，约定工银瑞信基金聘请蒙能集团作为运营管理统筹机构、聘请恒润新能源为运营管理实施机构为工银瑞信基金（代表基础设施基金的利益）和基础设施项目提供运营管理服务，外部管理机构根据《运营管理服务协议》的约定收取服务费。

（2）恒润一期风电项目

恒泽公司与恒润新能源签署的《企业资产、负债及员工整体划转协议书》，约定恒润新能源按照协议约定的条款及条件向恒泽公司划转与恒润一期风电项目业务相关的所有资产、负债和人员；

恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司恒润风电场一期并网调度协议》（协议编号：FDHR012024），约定内蒙古电力集团同意恒润一期风电项目并入其电网运行，协议有效期至 2028 年 12 月 31 日止；

恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（恒润风电场一期）购售电合同》（合同编号：ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317），

约定由内蒙古电力集团购买恒润一期风电项目的电能。协议期限自 2024 年 7 月 15 日至 2027 年 12 月 31 日止；

工银瑞信基金（代表基础设施基金的利益）、计划管理人（代表专项计划的利益）与蒙能集团、恒润新能源、华晨公司、恒泽公司签署的《运营管理服务协议》，约定工银瑞信基金聘请蒙能集团作为运营管理统筹机构、聘请恒润新能源为运营管理实施机构为工银瑞信基金（代表基础设施基金的利益）和基础设施项目提供运营管理服务，外部管理机构根据《运营管理服务协议》的约定收取服务费。

三、同业竞争与关联交易

(一) 同业竞争

1、原始权益人、基础设施外部管理机构的实际业务范围与业务开展情况

本项目的原始权益人为电力设计院和恒润新能源，运营管理统筹机构为蒙能集团、运营管理实施机构为恒润新能源。

(1) 蒙能集团

蒙能集团是内蒙古自治区唯一一家由内蒙古自治区国资委控股的发电企业，火电装机、火电发电量排名蒙西电网前三名，所属电厂均位于内蒙古自治区境内。蒙能集团所发电力绝大部分送入蒙西电网，只有极少一部分送入蒙东电网，热力全部供应内蒙古地区。蒙能集团主营业务包括投资电源项目建设、经营发电资产和煤炭资源开发利用、从事能源资源的开发与建设等。

蒙能集团新能源板块主要涵盖风力发电、太阳能发电、水力发电、地热发电、天然气发电、可回收垃圾发电、生物能发电、氢气发电、沼气发电的开发、建设及经营管理，目前主要运营达茂巴音、固阳红泥井、公主岭、二连浩特、武川三圣太、陶日木、乌兰、苏尼特左旗风电、呼市风电供热、虞城华升风力发电、中航粤海风力发电、内蒙古华晨新能源及内蒙古恒润新能源项目等风电场及二连浩特、巴音杭盖、公主岭、察右前旗、包头光伏、中科蓝天光伏、哈伦光伏、能建恒达光伏、衡隆光伏、京能陆阳光伏、乌拉特前旗国电鸿嘎鲁光伏、中电科呼都格光伏及长沙绿谷光伏等光伏发电场。

截至2024年6月末，蒙能集团运营的主要风电、光伏项目如下。

表 2-41：2024 年 6 月末主要风电装机容量分布情况

单位：万千瓦

电源项目	2024年6月装机容量 (万千瓦)	所在城市
公主岭风电场	4.95	兴安盟科右前旗

电源项目	2024年6月装机容量 (万千瓦)	所在城市
二连浩特风电场	4.95	内蒙古二连浩特
陶日木风电场	4.95	内蒙古鄂尔多斯杭锦旗
红泥井风电场	4.80	内蒙古包头
巴音风电场	20.00	内蒙古包头
三圣太风电场	5.00	呼和浩特
乌兰五号风电场	10.00	巴彦淖尔
苏尼特左旗巴彦风电	30.00	苏尼特左旗
呼市风电供热项目	10.00	呼和浩特
虞城华升顺风风电场	1.98	河南省商丘市
中航粤海风力发电	10.00	广东省雷州市
内蒙古华晨新能源	10.00	内蒙古包头
内蒙古恒润新能源一期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源二期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源三期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源四期	5.00	内蒙古乌兰察布
蒙电综能甘镇100MW风电项目	10.00	内蒙古巴彦淖尔市
杭锦旗蒙电综能	2.00	内蒙古鄂尔多斯
蒙电综能前期天皮山	3.00	内蒙古乌兰察布
蒙能东苏达萨高艺罕风场	50.00	苏尼特左旗
蒙能巴彦乌拉风电	100.00	苏尼特左旗
正镶白旗塔班分散式风电	2.00	正镶白旗
哈不沁风电场一期	3.00	内蒙古包头
哈不沁风电场二期	2.00	内蒙古包头
堂村风电场	100.00	内蒙古乌兰察布
达盖滩风电场	80.00	内蒙古乌兰察布
突泉新能源	9.00	内蒙古兴安盟

(2) 电力设计院

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司始建于1958年，隶属于内蒙古能源集团有限公司，是国家甲级电力咨询、勘察设计、总承包企业，以“凝聚智慧、缔造精品”为核心，致力于发电工程、输变电工程、新能源工程、市政热力、建筑

工程等工程咨询、勘察设计、总承包工程项目。电力设计院作为内蒙古自治区的甲级设计院公司，在自治区拥有很强的竞争优势；电力设计院业务收入主要来源于工程总承包业务、勘测设计业务、新能源发电业务。

其中，电力设计院新能源发电业务收入全部来自于华晨风电项目产生的收入，除华晨风电项目外，暂无其他新能源发电项目在建、运营。

(3) 恒润新能源

内蒙古恒润新能源有限责任公司注册于2010年12月9日，成立之后，在电力、热力、燃气及水生产和供应业不断探索中求发展，经营范围包括风电的生产和销售；风电系统的代运行、维护和检修，风电技术咨询、技术服务、技术培训；电气工程安装；吊装辅助运输；热力生产和供应；供热服务；热力站设备设施的运行、维护维修。同时恒润新能源完善内部制度。秉承着创新为核，技术为本的研发理念，并向着国内顶级技术的目标迈进，在行业内有着良好的口碑。除了本次基础设施基金入池的内蒙古恒润风电场一期49.5MW项目（恒润一期风电项目）以外，恒润新能源运营的资产包括内蒙古恒润风电场二期、三期和四期项目，主要为湘电风能XE2000型永磁直驱风机机型，总装机容量为198.5MW，设计年发电量为5.4亿千瓦时，发电小时约为2,700小时。恒润一期风电项目于2010年8月开工，2011年7月完成并网发电；二期项目装机容量为49.5MW，于2011年4月开工，2011年8月完成并网发电；三、四期项目于2012年4月开工，其中三期装机容量为49.5MW，于2012年12月完成并网发电；四期装机容量为50MW，于2018年5月完成并网发电，上述四期项目均由恒润新能源运营管理。

表 2-42：恒润新能源目前投资运营的其他风力发电项目

项目名称	类型	所在地区	运行状态	装机容量（千瓦）
内蒙古恒润风电场二期	风电	内蒙古自治区乌兰察布市	已投运	49,500
内蒙古恒润风电场三期	风电	内蒙古自治区乌兰察布市	已投运	49,500
内蒙古恒润风电场四期	风电	内蒙古自治区乌兰察布市	已投运	50,000

恒润新能源是内蒙古自治区较早的专业化新能源运营商。自公司设立以来，

秉承智慧运维、科学运维的管理理念，在风电运营管理领域积累了丰富的运营管理经验，在风电机组检测维修、安全运营、系统优化及效率提升等方面积累了扎实的基础，培养了一支能力过硬、专业素养较高的人才队伍。恒润新能源具备对外输出电厂运营管理能力，有过承担部分乌兰察布市其他清洁能源项目的运营管理经验，可以为客户提供高质量的运营管理服务。

2、外部管理机构向其他同类型基础设施基金提供基础设施项目运营管理服务情况

运营管理机构除为本基金提供运营管理服务外，不涉及为其他同类型基础设施基金提供运营管理服务的情况。

3、原始权益人控股股东、实际控制人持有的其他同类资产情况

本项目原始权益人包括电力设计院和恒润新能源。其中，电力设计院的控股股东为内蒙古能源建设投资股份有限公司，内蒙古能源建设投资股份有限公司的控股股东为蒙能集团，实际控制人为内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会。恒润新能源的控股股东为内蒙古送变电有限责任公司，内蒙古送变电有限责任公司的控股股东为内蒙古能源建设投资股份有限公司，内蒙古能源建设投资股份有限公司的控股股东为蒙能集团，实际控制人为内蒙古自治区国有资产监督管理委员会。蒙能集团持有的其他同类资产情况见本财务顾问报告“三、同业竞争与关联交易”之“（一）同业竞争”之“1、原始权益人、基础设施外部管理机构的实际业务范围与业务开展情况”。

4、对基础设施项目和原始权益人及控股股东、实际控制人持有的其他同类资产的区域分布、盈利能力等情况进行比较

蒙能集团持有的与本次基础设施项目类似区域的项目包括达茂巴音 2 号风电场 20 万千瓦风电项目和乌兰察布市察右中旗的恒润二、三、四期风电项目。

相关对比详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“二、项目公司所在行业和经营模式”之“（一）行业情况及竞争状况”之“3、项目公司所属的市场环境、市场容量、市场细分、市场化程度、进入壁垒、供求状况、竞争状况、行业利润水平和未来变动情况”之“（7）竞争状况”的相关内容。

5、同业竞争相关利益冲突的防范机制

(1) 与基金管理人之间利益冲突的防范措施

考虑到基金存续时间较长,未来不排除在投资、项目收购、运营、采购服务、市场地位及其他经营层面等方面的竞争和利益冲突。为防范以上利益冲突风险,基金管理人设置以下防范措施:

1) 在内部制度层面,基金管理人制定了相关关联交易制度、关联交易实施办法、异常交易管理办法、公平交易管理办法等,防范本基金层面的利益冲突和关联交易风险,保障基金管理人管理的不同基金之间的公平性。

针对公募 REITs 业务,基金管理人还制定了公募 REITs 业务管理、公募 REITs 中介机构管理、公募 REITs 投资决策委员会管理、公募 REITs 尽职调查管理、公募 REITs 风险管理、公募 REITs 项目运营管理、公募 REITs 发售业务管理、公募 REITs 运营管理委员会管理相关等内部规章制度,建立了基础设施基金的投资、运营及风险管理规则,以有效防范不同基础设施基金之间的利益冲突。

2) 在基础设施基金运营管理重要事项决策方面,基金管理人建立了科学的集体决策机制,能够有效防范不同基础设施基金之间的利益冲突或关联交易风险。

在基础设施基金的运营管理层面,根据公募 REITs 项目运营管理等内部制度,外部运营管理机构同时向其他机构提供基础设施项目运营管理服务的,应采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突。

针对运营管理过程中的关联交易事项,基金管理人已建立了成熟的关联交易审批和检查机制,且根据基金合同,基础设施基金的重大关联交易必须事先得到基金托管人的同意,并按照市场公平合理价格执行。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议,并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。

3) 在人员配备方面,基金管理人设置的基础设施基金投资管理团队已配备了充足的专业人员,有利于不同基础设施基金独立运作,防范利益冲突。

(2) 与运营管理机构之间利益冲突的防范措施

1) 基金管理人主动运营管理基础设施项目

本基金通过资产支持证券取得基础设施项目的完全所有权,由基金管理人对基础设施项目进行主动管理,运营管理机构系基于基金管理人的委托,就部分运营事项提供运营管理服务。对于基础设施项目运营的重大事项,都需要基金管理人审核同意。因此,基金管理人把握基础设施项目运营管理的重大事项决定权,能够一定程度上缓释运营管理机构因存在同业竞争而可能产生的利益冲突。

2) 通过《运营管理服务协议》进行约定

根据基金管理人、计划管理人、项目公司与运营管理机构签署的《运营管理服务协议》及其补充协议的约定,运营管理机构承诺应保守商业秘密,不得泄露因职务便利获取的未公开信息,不得利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关交易活动;运营管理机构同时为其自有项目或向其他机构提供相关项目运营管理服务的,应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突。

3) 共同建立利益冲突情况的定期评估机制

为防范潜在的利益冲突,基金管理人与原始权益人、运营管理机构共同建立利益冲突情况的定期评估机制,定期对原始权益人、运营管理机构持有的同类资产或运营管理的能源基础设施项目的整体经营情况进行回顾,梳理经营过程中出现的同业竞争等利益冲突情况,并合理评估本基金面临的利益冲突风险程度,相应制定应对方案(如需)。

4) 通过运营服务费用及奖惩机制激励运营管理机构

本项目将运营服务费用与标的基础设施项目运营情况挂钩,以此缓释同业竞争利益冲突,充分激励运营管理机构积极管理基础设施项目,提升基础设施项目收入、估值。

5) 发起人蒙能集团及原始权益人恒润新能源作为运营管理机构出具关于避免同业竞争的承诺函

发起人蒙能集团及原始权益人恒润新能源作为本项目的基础设施运营管理机构,为保证基础设施基金份额持有人的合法权益,规范与减少运营管理机构及其控制的企业与基础设施基金的关联交易,保证基础设施基金份额持有人的合法

权益，就避免在本次发行完成后与基础设施基金的同业竞争事宜分别出具了《关于避免同业竞争的承诺函》。

《内蒙古能源集团有限公司关于避免同业竞争的承诺函》：“1.除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划（包括市辖区，县级市，县，自治县，旗，自治旗，特区，林区）范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目，为竞争性项目（以下简称“竞品项目”）。2.对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。3.本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。4.本公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队，并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立，以降低或有的同业竞争与利益冲突风险；本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。5.本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务，在管理运营其他同类资产时，将公平公正对待不同的基础设施项目，采取适当措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基础设施基金的基金份额持有人的利益。”

《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》：“1.除华晨风电项目及恒润一期风电项目外，本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有

或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划(包括市辖区, 县级市, 县, 自治县, 旗, 自治旗, 特区, 林区) 范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目, 为竞争性项目(以下简称“竞品项目”)。2.对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目, 本公司将采取充分、适当的措施, 公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目, 避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目, 亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断, 并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议, 且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的, 本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。3.本公司将平等对待华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目, 不会故意降低基础设施基金项下华晨风电项目及恒润一期风电项目的市场竞争能力; 对于可能构成实质竞争的业务机会, 华晨风电项目及恒润一期风电项目享有平等获得该业务机会的权利。4.公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队, 并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立, 以降低或有的同业竞争与利益冲突风险; 本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。5.本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准, 严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则, 以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务, 在管理运营其他同类资产时, 将公平公正对待不同的基础设施项目, 采取适当措施避免可能出现的利益冲突, 充分保护基金份额持有人的利益。

本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目, 亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断, 并将避免该种客观结果的发生。”

6) 与原始权益人、原始权益人控股股东之间利益冲突的防范措施

①原始权益人或其同一控制下的关联方参与本基金战略配售

原始权益人或其同一控制下的关联方将参与本基金战略配售,合计持有不低于本基金的基金份额发售数量的 34%的份额,其中本基金发售总量的 20%持有期自上市之日起不少于 60 个月,超过 20%部分持有期自上市之日起不少于 36 个月。上述战略配售及锁定期的安排使得标的基础设施项目运营情况及本基金表现与原始权益人或其同一控制下的关联方投资收益密切相关。并且,原始权益人应根据《基础设施投资基金指引》的要求,配合基金管理人、基金托管人及其他为本基金服务的专业机构履行职责。同时,基金份额持有人大会设置了回避表决机制,依据《基金合同》,除中国证监会另有规定外,基金份额持有人与表决事项存在关联关系的,应当回避表决,其所持份额不计入有表决权的基金份额总数。上述安排均有利于缓释原始权益人因同业竞争而可能产生的利益冲突。

②原始权益人电力设计院及原始权益人控股股东出具的承诺函

原始权益人恒润新能源及其控股股东内蒙古送变电有限责任公司为保证基础设施基金份额持有人的合法权益,就避免在本基金发行完成后与基础设施基金的同业竞争事宜分别出具了《关于避免同业竞争的承诺函》。

《内蒙古恒润新能源有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》主要内容如下:“1.除华晨风电项目及恒润一期风电项目外,本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划(包括市辖区,县级市,县,自治县,旗,自治旗,特区,林区)范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目,为竞争性项目(以下简称“竞品项目”)。2.对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目,本公司将采取充分、适当的措施,公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目,避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目,亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断,并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电

项目与竞品项目的同业竞争而发生争议,且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的,本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。3.本公司将平等对待华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目,不会故意降低基础设施基金项下华晨风电项目及恒润一期风电项目的市场竞争能力;对于可能构成实质竞争的业务机会,华晨风电项目及恒润一期风电项目享有平等获得该业务机会的权利。4.本公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队,并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立,以降低或有的同业竞争与利益冲突风险;本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。5.本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准,严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则,以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务,在管理运营其他同类资产时,将公平公正对待不同的基础设施项目,采取适当措施避免可能出现的利益冲突,充分保护基金份额持有人的利益。”

《内蒙古送变电有限责任公司关于避免同业竞争的承诺函》主要内容如为:
“1.除恒润一期风电项目外,本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在基础设施项目所在同一县级行政区划(包括市辖区,县级市,县,自治县旗,自治旗,特区,林区)范围内与恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目,为竞争性项目(以下简称“竞品项目”)。2.对于上述竞品项目以及在本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目,本公司将采取充分、适当的措施,公平对待恒润一期风电项目和该等竞品项目,避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目,亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断,并将避免该种客观结果的发生。如因恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议,且基金管理人认为可能严重影响基础设施基金投资者利益的,本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。3.本公司将平等对待恒润一期风电项目与竞品项目,不会故意降低基础设施

基金项下恒润一期风电项目的市场竞争能力；对于可能构成实质竞争的业务机会，恒润一期风电项目享有平等获得该业务机会的权利。4.在基础设施基金的存续期间内，本公司将根据自身针对风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为基础设施项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。”

（二）关联交易

1、基础设施项目与原始权益人及控股股东、实际控制人之间的关联交易情况

（1）华晨公司关联交易情况

1) 关联方

表 2-43：华晨公司关联方明细

其他关联方名称	关联关系
蒙能集团	项目公司母公司的控制方
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	项目公司的母公司
内蒙古能建环境监测有限公司	同受最终控制方控制的公司
中科蓝天（包头）光伏投资有限公司	同受最终控制方控制的公司
内蒙古智慧运维新能源有限公司（内蒙古智维公司）	同受最终控制方控制的公司
中航粤海风力发电有限公司	同受最终控制方控制的公司
内蒙古能源发电投资集团有限公司电力工程技术研究院	同受最终控制方控制的公司

2) 关联交易

① 购销商品、提供和接受劳务的关联交易

（a）接受劳务

表 2-44：华晨公司接受劳务关联交易

单位：万元

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古智慧运维新能源有限公司	193.30	505.84	185.79	-

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	9.03	-
内蒙古能建环境监测有限公司	-	-	13.02	-
内蒙古能源发电投资集团有限公司电力工程技术研究院	-	28.30	-	-
合计	193.30	534.14	207.85	-

(b) 提供劳务

表 2-45: 华晨公司提供劳务关联交易

单位: 万元

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
中航粤海风力发电有限公司	-	-	12.19	10.38
合计	-	-	12.19	10.38

③ 关联担保情况

表 2-46: 华晨公司 (作为被担保方) 关联担保情况

单位: 万元

担保方	担保金额	担保起始日	担保到期日	担保是否已经履行完毕
内蒙古能源发电投资集团有限公司	42,241.50	2022 年 3 月 31 日	2032 年 3 月 31 日	否

③ 关联方资金拆借

(a) 取得借款

表 2-47: 华晨公司取得借款情况

单位: 万元

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	3,790.00	-
合计	-	-	3,790.00	-

(b) 归还借款

表 2-48: 华晨公司归还借款情况

单位: 万元

关联方	2024 年上 半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	3,790.00	-	-
合计	-	3,790.00	-	-

(c) 发放贷款

表 2-49: 华晨公司发放贷款情况

单位: 万元

关联方	2024 年上 半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	-	4,000.00
合计	-	-	-	4,000.00

(d) 收回贷款

表 2-50: 华晨公司收回贷款情况

单位: 万元

关联方	2024 年上 半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	-	4,800.00
中科蓝天(包头)光伏投资有限公司	-	-	-	100.00
合计	-	-	-	4,900.00

(e) 向资金池划入资金

表 2-51: 华晨公司向资金池划入资金情况

单位: 万元

关联方	2024 年上 半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
蒙能集团	592.03	10,355.72	-	-
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	5,436.00	5,091.00	983.65
合计	592.03	15,791.72	5,091.00	983.65

(e) 从资金池拨出资金

表 2-52: 华晨公司从资金池拨出资金情况

单位：万元

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
蒙能集团	4,055.17	10,608.50	-	-
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	3,097.93	5,324.39	296.29
合计	4,055.17	13,706.43	5,324.39	296.29

基础设施基金发行前，华晨公司将结清全部关联方资金拆入、收回全部关联方资金拆出。基础设施基金发行后，华晨公司将使用募集资金结清上述自电力设计院拆入的关联方资金。基础设施基金发行、上述债权债务全部结清后，上述关联方拆借业务不再发生，将不再确认关联方资金拆入利息费用、关联方资金拆出。

(g) 资金结算集中管理款利息收入

表 2-53：华晨公司资金结算集中管理款利息收入情况

单位：万元

关联方	2024 年上半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
蒙能集团	5.69	15.79	-	-
合计	5.69	15.79	-	-

④ 关联方应收应付款项

(a) 应收关联方款项

表 2-54：华晨公司应收关联方款项

单位：万元

项目名称	关联方	2024 年 6 月末		2023 年末		2022 年末		2021 年末	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
应收账款	中航粤海风力发电有限公司	-	-	-	-	12.92	-	-	-
其他应收款—关联方往来款	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	807.27	-	807.27	-	-	-	-	-

项目名称	关联方	2024年6月末		2023年末		2022年末		2021年末	
		账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备	账面余额	坏账准备
其他应收款—资金集中管理款	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	-	-	453.98	-	687.36	-
其他应收款—资金集中管理款	蒙能集团	4,404.41	-	2,539.27	-	-	-	-	-
合计		5,211.68	-	3,346.54	-	466.90	-	687.36	-

(b) 应付关联方款项

表 2-55：华晨公司应付关联方款项

单位：万元

项目名称	关联方	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
应付账款	内蒙古能建环境监测有限公司	-	-	13.80	-
应付账款	内蒙古智维公司	204.90	59.58	-	-
应付账款	内蒙古能源发电投资集团有限公司电力工程技术研究院	30.00	30.00	-	-
其他应付款—关联方往来款	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	3,790.00	-
其他应付款—应付股利	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	132.68	132.68
合计		234.90	89.58	3,936.48	132.68

(2) 恒泽公司关联交易情况

恒泽公司为恒润新能源于2024年5月22日新设的100%项目公司，报告期内不涉及关联交易事项。根据本项目交易安排，本次发行前恒润一期风电项目报告期内发生的关联交易如下。

1) 恒润一期风电项目关联方

表 2-56：恒润一期风电项目关联方情况

其他关联方名称	关联关系
内蒙古送变电有限责任公司	项目公司的母公司
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	同受一方控制的公司
内蒙古能源发电投资集团有限公司电力工程技术研究院	同受一方控制的公司

2) 恒润一期风电项目关联交易情况

根据《内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的恒润风电场（一期）基础设施项目 2021 年度、2022 年度及 2023 年度备考财务报表》并经核查相关关联交易合同，恒润一期风电项目上存在的关联交易类型为接受劳务。恒润一期风电项目不存在因关联交易取得的收入，收入均由市场化运营获得。

表 2-57：恒润一期风电项目接受劳务关联交易

单位：万元

关联方	2024 年上 半年	2023 年度	2022 年度	2021 年度
内蒙古送变电有限责任公司	52.67	181.21	179.25	2.21
内蒙古电力勘测设计院有限责任公司	-	-	-	3.89
内蒙古能源发电投资集团有限公司 电力工程技术研究院	-	14.62	-	-
合计	52.67	195.84	179.25	6.10

2、基础设施项目关联交易的内容符合相关法律法规的规定、公司内部管理控制要求

(1) 华晨公司

经核查，华晨公司与关联方之间的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议，未发现前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况，符合《公司法》等相关法律法规的规定及项目公司的公司章程，以及公司相关管理制度的要求。华晨公司已对报告期内公司关联交易的合法、合规性及交易价格的公允性问题作出了如下承诺：“本公司报告期内的关联交易均履行了必

要的决策程序、采购程序，该等关联交易符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程、公司内部关于关联交易管理的相关要求。关联交易均系基于正常的商业交易条件进行，交易价格以同类产品或服务的市场价格为参照，定价依据充分，定价公允，与市场交易价格或独立第三方价格无较大差异。关联交易经交易双方协商确定，根据市场交易规则履行，交易条件不存在对交易之任何一方显失公平的情形。”

(2) 恒泽公司

截至尽调基准日，恒泽公司未实际开展业务，暂无关联交易情况。

经核查，恒润一期风电项目与关联方之间的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议，未发现前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况，符合《公司法》等相关法律法规的规定及项目公司的公司章程，以及公司相关管理制度的要求。恒润新能源已对报告期内公司关联交易的合法、合规性及交易价格的公允性问题作出了如下承诺：“本公司报告期内的关联交易均履行了必要的决策程序、采购程序，该等关联交易符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程、公司内部关于关联交易管理的相关要求。关联交易均系基于正常的商业交易条件进行，交易价格以同类产品或服务的市场价格为参照，定价依据充分，定价公允，与市场交易价格或独立第三方价格无较大差异。关联交易经交易双方协商确定，根据市场交易规则履行，交易条件不存在对交易之任何一方显失公平的情形。”

3、关联交易的定价依据

(1) 华晨公司

华晨公司明确了关联方的范围以及关联交易的决策程序，划分了关联交易的审批权限。关联交易活动应遵循商业原则，做到公正、公平、公开。关联交易的价格应主要遵循市场价格的原则，如果没有市场价格，按照协议价格。交易双方应根据关联交易的具体情况确定定价方法，并在相关的关联交易协议中予以明确。

(2) 恒泽公司

截至尽调基准日，恒泽公司未实际开展业务，暂无关联交易情况。

恒润新能源明确了关联方的范围以及关联交易的决策程序，划分了关联交易的审批权限。关联交易活动应遵循商业原则，做到公正、公平、公开。关联交易的价格应主要遵循市场价格的原则，如果没有市场价格，按照协议价格。交易双方应根据关联交易的具体情况确定定价方法，并在相关的关联交易协议中予以明确。

4、关联交易的定价公允性

(1) 华晨公司

经核查，华晨公司与关联方之间的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议，未发现前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况。华晨公司已对报告期内公司关联交易的合法、合规性及交易价格的公允性问题作出了如下承诺：“本公司报告期内的关联交易均履行了必要的决策程序、采购程序，该等关联交易符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程、公司内部关于关联交易管理的相关要求。关联交易均系基于正常的商业交易条件进行，交易价格以同类产品或服务的市场价格为参照，定价依据充分，定价公允，与市场交易价格或独立第三方价格无较大差异。关联交易经交易双方协商确定，根据市场交易规则履行，交易条件不存在对交易之任何一方显失公平的情形。”

(2) 恒泽公司

经核查，恒润一期风电项目与关联方之间的关联交易履行了必要的决策程序，并签署了相关协议，未发现前述程序存在以不合理的条件对交易对手方实行差别待遇的情况。恒润新能源已对报告期内公司关联交易的合法、合规性及交易价格的公允性问题作出了如下承诺：“本公司报告期内的关联交易均履行了必要的决策程序、采购程序，该等关联交易符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程、公司内部关于关联交易管理的相关要求。关联交易均系基于正常的商业交

易条件进行，交易价格以同类产品或服务的市场价格为参照，定价依据充分，定价公允，与市场交易价格或独立第三方价格无较大差异。关联交易经交易双方协商确定，根据市场交易规则履行，交易条件不存在对交易之任何一方显失公平的情形。”

5、基础设施项目现金流来源中来源于关联方的比例，对基础设施项目市场化运营的影响

无。

四、财务与会计调查

(一) 财务报表的编制基础

1、华晨公司

华晨公司备考财务报表仅供内蒙古电力勘测设计院有限责任公司为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的而编制。备考财务报表仅包括基础设施项目 2021 年 12 月 31 日、2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日及 2024 年 6 月 30 日的备考净资产表，2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考利润表以及对备考财务报表使用者而言具有重要作用的备考财务报表附注，不包括 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考现金流量表和所有者权益变动表。因此，备考财务报表不是一份完整的财务报表，也不包含一份完整财务报表所应披露的所有会计政策及附注。

备考财务报表未列报实收资本、资本公积、其他综合收益、专项储备、盈余公积及未分配利润等权益具体组成项目，合并为净资产列示于备考财务报表中。

此外，备考财务报表的编制还进行了以下的合理假设：

假设资产重组交易，即华晨公司将升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220KV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块的土地使用权无偿划转予予母公司并同时无偿取得该等资产于剩余使用寿命的使用权，已于 2024 年 6 月 30 日完成；相关固定资产、在建工程及无形资产于 2024 年 6 月 30 日从备考净资产表中终止确认，相应确认使用权资产。此外，根据拟签署的股权转让协议约定，对于资产重组过程中可能缴纳的增值税和企业所得税等税费，将由内蒙古电力勘测设计院有限责任公司承担。因此，备考财务报表中未考虑资产重组交易相关税务的影响。

除上述事项外，备考财务报表根据备考财务报表附注中所述的会计政策编制。这些会计政策符合中华人民共和国财政部颁布的企业会计准则的规定。

2、恒泽公司

恒润一期风电项目备考财务报表仅供内蒙古恒润新能源有限责任公司为申请发行公开募集基础设施证券投资基金之目的而编制。备考报表仅包括基础设施项目 2021 年 12 月 31 日、2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日及 2024 年 6 月 30 日的备考净资产表，2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考利润表以及对备考财务报表使用者而言具有重要作用的备考财务报表附注，不包括 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考现金流量表和所有者权益变动表。因此，备考财务报表不是一份完整的财务报表，也不包含一份完整财务报表所应披露的所有会计政策及附注。

备考财务报表基于以下的合理假设为基础进行编制：

(1) 假设本次资产重组于 2024 年 6 月 30 日完成，基础设施项目将处于恒泽公司之下持续经营。由于基础设施项目并非单独运营的法律实体，在其被恒润新能源划转至恒泽公司之前，相关运营的财务数据包含在恒润新能源的历史财务报表中。备考财务报表基于恒润新能源的历史财务信息，以相关划转协议所确定的重组标的——基础设施项目有关的资产、负债及相关业务架构作为一个整体并假定其于 2021 年 1 月 1 日起已经存在且于报告期内独立运营核算为基础编制。

(2) 编制备考利润表

1) 营业收入

基础设施项目的电力销售收入按照基础设施项目历史期间实际产生的收入金额计入备考利润表。

2) 营业成本、税金及费用

与基础设施生产运营直接相关的资产折旧和摊销及财产保险费，按照基础设施项目的资产范围直接计入备考利润表；

房产税、城镇土地使用税及资源税分别基于基础设施项目范围的房产原值、实际占地面积及取用水量依据税法规定模拟计算得出；水利建设基金在 2021 年

度根据上述原则确认的基础设施项目营业收入金额的 1% 计入备考利润表，2022 年 1 月 1 日至 2024 年 6 月 30 止 6 个月期间由于税法变化而变更为根据纳入基础设施项目历史期间实际结算的上网电量占恒润新能源全部实际结算电量的比例分摊后计入备考利润表；

管理费用中的修理费主要是为基础设施项目内的升压站内综合楼房屋所发生的日常维修费，全部计入备考利润表；

财务费用是因基础设施项目建设所发生的长期借款实际发生的利息支出，计入备考利润表；

除上述项目外，其他营业成本、税金、费用项目主要是基于恒润新能源各会计期间的相关成本、税金、费用项目，按照基础设施项目历史期间实际结算的上网电量占恒润新能源全部实际结算电量的比例进行分摊的金额，计入备考利润表。

3) 所得税费用

假设基础设施项目在历史期间已存在并作为单独纳税主体，按照备考财务报表的经营成果数据以及适用的税率模拟列示。其中适用的税率为采用恒润新能源享受设在西部地区的鼓励类产业企业 15% 的优惠税率。

4) 关联方交易

关联交易主要是基于恒润新能源各会计期间的相关关联交易，除基础设施项目历史期间实际与划转协议约定的资产划转范围的资产直接相关的关联交易外，其他关联交易按照基础设施项目历史期间实际结算的上网电量占恒润新能源全部实际结算电量的比例进行分摊的金额进行披露。

(3) 编制备考净资产表

固定资产、在建工程 and 无形资产为根据划转协议约定的资产划转范围将各项资产在恒润新能源各会计期间的账面价值计入备考净资产表。应收账款包括应收内蒙古电力（集团）有限责任公司的电力销售款和应收国家补贴款，按照基础设施项目在历史期间所实际形成的账面金额计入备考净资产表。长期借款及一年内到期的非流动负债为根据划转协议约定的负债划转范围将恒润新能源于历史期

间为基础设施项目所实际借入银行借款部分计入备考净资产表。

备考净资产表的其他应收款为上述所确认的资产、负债净额与备考利润表的平衡项目。

除上述事项以外，备考财务报表根据备考财务报表附注中所述的会计政策编制，这些会计政策符合企业会计准则的要求。

（二）重要会计政策和会计估计

1、华晨公司

（1）会计政策变更

华晨公司于 2024 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引。

《企业会计准则解释第 17 号》（财会[2023]21 号）（“解释第 17 号”）中“关于流动负债与非流动负债的划分”的规定。

根据该规定，华晨公司在对负债的流动性进行划分时，仅考虑公司在资产负债表日是否有将负债清偿推迟至资产负债表日后一年以上的实质性权利，而不考虑公司是否有行使上述权利的主观可能性。

对于公司贷款安排产生的负债，如果公司推迟清偿负债的权利取决于公司是否遵循了贷款安排中规定的条件（以下简称“契约条件”），公司在对相关负债的流动性进行划分时，仅考虑在资产负债表日或者之前应遵循的契约条件，而不考虑公司在资产负债表日之后应遵循的契约条件的影响。采用该解释未对公司的财务状况及经营成果产生重大影响。

华晨公司于 2023 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引。

《企业会计准则解释第 16 号》（财会[2022]31 号）（“解释第 16 号”）中“关于单项交易产生的资产和负债相关的递延所得税不适用初始确认豁免的会计处理规定”的规定。

根据该规定，对于不是企业合并、交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损）、且初始确认的资产和负债导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异的单项交易，不适用《企业会计准则第 18 号——所得税》中关于豁免初始确认递延所得税负债和递延所得税资产的规定。华晨公司没有这类单项交易，因此该规定对华晨公司的财务状况及经营成果没有影响。

华晨公司于 2022 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引，主要包括：

《企业会计准则解释第 15 号》（财会[2021]35 号）（“解释第 15 号”）中“关于企业将固定资产达到预定可使用状态前或者研发过程中产出的产品或副产品对外销售的会计处理”（“试运行销售的会计处理”）的规定。

根据该规定，华晨公司将固定资产达到预定可使用状态前以及研发过程中产出的产品或副产品对外销售（以下统称“试运行销售”）取得的收入和成本，按照《企业会计准则第 14 号——收入》《企业会计准则第 1 号——存货》等规定分别进行会计处理，计入当期损益。采用该解释未对华晨公司的财务状况及经营成果产生重大影响。

（2）会计估计变更

无。

2、恒泽公司

（1）会计政策变更

恒润一期风电项目 2024 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引。

《企业会计准则解释第 17 号》（财会[2023]21 号）（“解释第 17 号”）中“关于流动负债与非流动负债的划分”的规定。

根据该规定，恒润一期风电项目在对负债的流动性进行划分时，仅考虑本项目在资产负债表日是否有将负债清偿推迟至资产负债表日后一年以上的实质性

权利，而不考虑恒润一期风电项目是否有行使上述权利的主观可能性。

对于恒润一期风电项目贷款安排产生的负债，如果恒润一期风电项目推迟清偿负债的权利取决于恒润一期风电项目是否遵循了贷款安排中规定的条件(以下简称“契约条件”)，恒润一期风电项目在对相关负债的流动性进行划分时，仅考虑在资产负债表日或者之前应遵循的契约条件，而不考虑恒润一期风电项目在资产负债表日之后应遵循的契约条件的影响。采用该解释未对恒润一期风电项目的财务状况及经营成果产生重大影响。

恒润一期风电项目 2023 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引。

《企业会计准则解释第 16 号》(财会[2022]31 号) (“解释第 16 号”) 中“关于单项交易产生的资产和负债相关的递延所得税不适用初始确认豁免的会计处理规定”的规定。

根据该规定，对于不是企业合并、交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额(或可抵扣亏损)、且初始确认的资产和负债导致产生等额应纳税暂时性差异和可抵扣暂时性差异的单项交易，不适用《企业会计准则第 18 号——所得税》中关于豁免初始确认递延所得税负债和递延所得税资产的规定。恒润一期风电项目没有这类单项交易，因此采用该规定对恒泽公司的财务状况及经营成果没有影响。

恒润一期风电项目于 2022 年度执行了财政部于近年颁布的企业会计准则相关规定及指引，主要包括：

《企业会计准则解释第 15 号》(财会[2021]35 号) (“解释第 15 号”) 中“关于企业将固定资产达到预定可使用状态前或者研发过程中产出的产品或副产品对外销售的会计处理” (“试运行销售的会计处理”) 的规定

根据该规定，恒润一期风电项目将固定资产达到预定可使用状态前以及研发过程中产出的产品或副产品对外销售(以下统称“试运行销售”)取得的收入和成

本，按照《企业会计准则第 14 号——收入》《企业会计准则第 1 号——存货》等规定分别进行会计处理，计入当期损益。采用该解释未对恒润一期风电项目的财务状况及经营成果产生重大影响。

(2) 会计估计变更

无。

(三) 财务报告及审计报告

1、华晨公司

毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）对内蒙古华晨新能源有限责任公司 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考财务报表进行了审计，包括 2021 年 12 月 31 日、2022 年 12 月 31 日、2023 年 12 月 31 日及 2024 年 6 月 30 日的备考净资产表，2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间的备考利润表以及相关备考财务报表附注并出具了编号为“毕马威华振审字第 2413620 号”的无保留审计意见的审计报告。本部分内容所涉及的财务数据均来源于经审计的《2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间备考财务报表》。

投资者除阅读本部分财务状况及经营业绩分析内容外还应当阅读审计报告及备考财务报表全文。

(1) 备考净资产表

表 2-58：2021-2023 年及 2024 年 6 月末华晨公司备考净资产表

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年	2022 年	2021 年
流动资产：				
货币资金	3.86	3.89	7.48	29.93
应收票据	-	-	-	98.00
应收账款	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

项目	2024年1-6月	2023年	2022年	2021年
预付款项	9.01	9.87	0.55	46.39
其他应收款	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36
存货	2.21	2.21	6.55	-
其他流动资产	-	-	273.54	1,503.42
流动资产合计	29,956.57	28,826.80	29,273.02	24,458.08
非流动资产：				
固定资产	40,620.83	42,191.40	50,393.18	53,937.23
在建工程	-	86.59	86.59	-
无形资产	159.16	246.52	252.52	258.51
使用权资产	4,740.13	-	-	-
非流动资产合计	45,520.12	47,263.22	50,732.30	54,195.74
资产总计	75,476.69	76,090.02	80,005.31	78,653.82
流动负债：				
应付账款	623.15	545.77	272.29	212.66
应付职工薪酬	-	-	-	1.87
应交税费	307.71	415.76	220.71	73.23
其他应付款	2.53	34.05	3,968.38	133.04
一年内到期的非流动负债	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26
流动负债合计	5,157.54	5,219.73	8,685.53	5,236.06
非流动负债：				
长期借款	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-
长期应付款	-	-	-	37,028.06
非流动负债合计	27,456.98	29,569.05	33,793.20	37,028.06
负债合计	32,614.52	34,788.78	42,478.73	42,264.13
净资产	42,862.17	41,301.24	37,526.58	36,389.69

(2) 备考利润表

表 2-59：2021-2023 年及 2024 年 6 月末华晨公司备考利润表

单位：万元

项目	2024年1-6月	2023年	2022年	2021年
一、营业收入	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
减：营业成本	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
税金及附加	78.11	141.78	46.27	56.22
管理费用	-	-	0.97	3.66
财务费用	581.19	1,413.13	4,038.95	3,668.64
其中：利息费用	587.84	1,429.92	1,989.61	3,678.76
利息收入	6.72	17.18	0.28	10.43
加：其他收益	402.98	230.17	1.38	0.30
二、营业利润	1,779.86	4,303.65	1,676.29	3,763.61
减：营业外支出	-	0.50	-	0.20
三、利润总额	1,779.86	4,303.15	1,676.29	3,763.41
减：所得税费用	302.10	693.92	539.40	310.29
四、净利润	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12
五、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	1,477.76	3,609.24	1,136.89	3,453.12

2、恒泽公司/恒润一期风电项目

截至2024年6月30日，恒润一期风电项目由原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司持有。恒润新能源设立全资子公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（“恒泽公司”）并与其签订《资产及债务划转协议》，恒润新能源将恒润一期风电项目基础设施项目的相关资产、负债按账面价值划转至恒泽公司。

毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）对内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的恒润风电场（一期）基础设施项目2021年度、2022年度、2023年度及截至2024年6月30日止6个月期间备考财务报表进行了审计，包括2021年12月31日、2022年12月31日、2023年12月31日及2024年6月30日的备考净资产表，2021年度、2022年度、2023年度及截至2024年6月30日止6个月期间的备考利润表以及相关备考财务报表附注，并出具了编号为“毕马威华振审字第2413621号”的无保留审计意见的审

计报告。本部分内容所涉及的财务数据均来源于经审计的内蒙古恒润新能源有限责任公司持有的将用于公开募集基础设施证券投资基金的恒润风电场（一期）基础设施项目 2021 年度、2022 年度、2023 年度及截至 2024 年 6 月 30 日止 6 个月期间备考财务报表。

投资者除阅读本部分财务状况及经营业绩分析内容外还应当阅读审计报告及备考财务报表全文。

（1）备考净资产表

表 2-60：2021-2023 年及 2024 年 6 月末恒润一期风电项目备考净资产表

单位：万元

项目	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日	2021 年 12 月 31 日
流动资产：				
应收账款	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83
其他应收款	-		1,317.23	2,766.61
流动资产合计	12,034.95	12,728.63	11,103.17	9,807.45
非流动资产：				
固定资产	10,442.79	11,189.59	12,639.94	14,150.04
在建工程	653.59	653.59	325.15	-
无形资产	89.51	90.72	93.14	95.56
非流动资产合计	11,185.90	11,933.90	13,058.23	14,245.60
资产总计	23,220.85	24,662.53	24,161.41	24,053.05
流动负债：				
其他应付款	-	977.25	-	-
一年内到期的非流动负债	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
流动负债合计	2,050.00	3,027.25	2,050.00	2,050.00
非流动负债：				
长期借款	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
非流动负债合计	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00
负债合计	3,100.00	5,077.25	6,150.00	8,200.00

项目	2024年6月30日	2023年12月31日	2022年12月31日	2021年12月31日
净资产	20,120.85	19,585.29	18,011.41	15,853.05

(2) 备考利润表

表 2-61：2021-2023 年及 2024 年 6 月末恒润一期风电项目备考利润表

单位：万元

项目	2024年1-6月	2023年	2022年	2021年
一、营业收入	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
减：营业成本	962.24	1,870.42	1,881.79	2,585.62
税金及附加	17.91	49.33	70.72	77.97
管理费用	55.36	112.11	108.96	113.19
财务费用	92.17	263.08	390.81	497.12
其中：利息费用	92.17	263.08	390.81	497.12
加：其他收益	-	103.07	213.32	215.72
二、营业利润/利润总额	585.57	1,851.62	2,539.24	2,303.58
减：所得税费用	87.84	277.74	380.89	345.54
三、净利润	497.73	1,573.88	2,158.36	1,958.04
四、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
五、综合收益总额	497.73	1,573.88	2,158.36	1,958.04

(四) 资产和负债分析

1、资产分析

华晨公司近三年及一期末总资产规模分别为 78,653.82 万元、80,005.31 万元、76,090.02 万元和 75,476.69 万元。华晨公司资产主要包括应收账款、其他应收款、固定资产。资产以非流动资产为主。近三年及一期末，华晨公司流动资产余额分别为 24,458.08 万元、29,273.02 万元、28,826.80 万元和 29,956.57 万元，占总资产比重分别为 31.10%、36.59%、37.89%和 39.69%；非流动资产余额分别为 54,195.74 万元、50,732.29 万元、47,263.22 万元和 45,520.12 万元，占总资产比重分别为 68.90%、63.41%、62.11%和 60.31%。

表 2-62：2021-2023 年及 2024 年 6 月末华晨公司资产构成

单位：万元、%

项目	2024年1-6月	占比	2023年	占比	2022年	占比	2021年	占比
流动资产：								
货币资金	3.86	0.01	3.89	0.01	7.48	0.01	29.93	0.04
应收票据	-	-	-	-	-	0.00	98.00	0.12
应收账款	24,729.81	32.76	25,464.29	33.47	28,530.92	35.66	22,092.98	28.09
预付款项	9.01	0.01	9.87	0.01	0.55	0.00	46.39	0.06
其他应收款	5,211.68	6.91	3,346.54	4.40	453.98	0.57	687.36	0.87
存货	2.21	0.00	2.21	0.00	6.55	0.01	-	-
其他流动资产	-	-	-	-	273.54	0.34	1,503.42	1.91
流动资产合计	29,956.57	39.69	28,826.80	37.89	29,273.02	36.59	24,458.08	31.10
非流动资产：								
固定资产	40,620.83	53.82	46,930.11	61.68	50,393.18	62.99	53,937.23	68.58
在建工程	-	-	86.59	0.11	86.59	0.11	-	-
无形资产	159.16	0.21	246.52	0.32	252.52	0.32	258.51	0.33
使用权资产	4,740.13	6.28	-	-	-	-	-	-
非流动资产合计	45,520.12	60.31	47,263.22	62.11	50,732.30	63.41	54,195.74	68.90
资产总计	75,476.69	100.00	76,090.02	100.00	80,005.31	100.00	78,653.82	100.00

恒润一期风电项目近三年及一期末总资产规模分别为 24,053.05 万元、24,161.41 万元、24,662.54 万元和 23,220.85 万元。恒润一期风电项目资产主要包括应收账款、其他应收款、固定资产。资产以非流动资产为主。近三年及一期末，恒润一期风电项目流动资产余额分别 9,807.45 万元、11,103.17 万元、12,728.63 万元和 12,034.95 万元，占总资产比重分别为 40.77%、45.95%、51.61%、51.83%；非流动资产余额分别为 14,245.60 万元、13,058.23 万元、11,933.90 万元和 11,185.90 万元，占总资产比重分别为 59.2%、54.05%、48.39%、48.17%。

表 2-63：恒泽公司近三年及一期末资产构成

单位：万元、%

项目	2024年1-6月	占比	2023年	占比	2022年	占比	2021年	占比
流动资产：								

项目	2024年1-6月	占比	2023年	占比	2022年	占比	2021年	占比
应收账款	12,034.95	51.83	12,728.63	51.61	9,785.94	40.50	7,040.83	29.27
其他应收款					1,317.23	5.45	2,766.61	11.50
流动资产合计	12,034.95	51.83	12,728.63	51.61	11,103.17	45.95	9,807.45	40.77
非流动资产：								
固定资产	10,442.79	44.97	11,189.59	45.37	12,639.95	52.31	14,150.04	58.83
在建工程	653.59	2.81	653.59	2.65	325.15	1.35		
无形资产	89.51	0.39	90.72	0.37	93.14	0.39	95.56	0.40
非流动资产合计	11,185.90	48.17	11,933.90	48.39	13,058.23	54.05	14,245.60	59.23
资产总计	23,220.84	100.00	24,662.53	100.00	24,161.41	100.00	24,053.04	100.00

(1) 货币资金

1) 华晨公司

华晨公司的货币资金为银行存款。近三年及一期末，华晨公司的货币资金余额分别为 29.93 万元、7.48 万元、3.89 万元和 3.86 万元，占资产总额的比例分别为 0.04%、0.01%、0.01%和 0.01%，近三年及一期末华晨公司货币资金呈相对稳定状态。

表 2-64：华晨公司近三年及一期末货币资金情况

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
银行存款	3.86	3.89	7.48	29.93
合计	3.86	3.89	7.48	29.93

2) 恒润一期风电项目

恒润一期风电项目近三年及一期末无货币资金。

(2) 应收账款

1) 华晨公司

近三年及一期末，华晨公司的应收账款余额分别为 22,092.98 万元、28,530.92 万元、25,464.29 万元和 24,729.81 万元，占资产总额的比例分别为 28.09%、35.66%、

33.47%和 32.76%。项目公司应收账款余额变动平缓，占资产总额比重总体呈上升趋势。截至 2024 年 6 月末，华晨公司应收账款账龄分布主要集中在 0 至 3 年之间，主要应收账款为可再生能源补贴款。

根据发改委《国家发展改革委关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2016]2729 号）（以下简称“电价通知”），获得建设核准并在规定期间并网发电的电厂将有资格享受所在资源区对应的光伏发电、陆上风电标杆上网电价，光伏发电、陆上风电标杆上网电价与当地燃煤机组标杆上网电价之间的差额为补贴电价，通过国家可再生能源发展基金予以补贴。华晨公司满足享受电价补贴的条件。

根据财政部、发改委、国家能源局《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建[2020]4 号）的要求，由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单（以下简称“补贴清单”）。根据《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建[2020]6 号），符合条件的可再生能源发电项目可向电网企业发起申请，并经电网企业、省级能源主管部门和国家可再生能源信息管理中心审核通过后纳入补贴清单。截止目前，华晨公司已纳入内蒙古电力（集团）有限责任公司于 2020 年 9 月发布的《内蒙古电力（集团）有限责任公司关于公布经营区域内首批可再生能源发电项目补贴清单的公告》中，满足享受电价补贴的条件。

表 2-65：华晨公司近三年及一期末应收账款余额情况

单位：万元

客户	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
国家补贴款	24,390.39	25,028.20	27,496.70	21,409.25
内蒙古电力（集团）有限责任公司	339.42	436.09	1,021.29	683.73
中航粤海风力发电公司	-	-	12.92	-
合计	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

表 2-66：华晨公司近三年及一期末应收账款账龄情况

单位：万元

客户	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
1年以内(含1年)	4,877.85	5,163.73	7,121.67	7,576.23
1年至2年(含2年)	3,627.06	6,147.49	6,892.49	3,944.49
2年至3年(含3年)	4,957.90	6,892.49	3,944.49	5,673.68
3年以上	11,267.00	7,260.58	10,572.26	4,898.58
合计	24,729.81	25,464.29	28,530.92	22,092.98

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目的应收账款余额分别为 7,040.83 万元、9,785.94 万元、12,728.63 万元和 12,034.95 万元，占资产总额的比例分别为 29.27%、40.50%、51.61%和 51.83%。项目公司应收账款余额变动平缓，占资产总额比重总体呈上升趋势，主要应收账款为可再生能源补贴款。

表 2-67：恒润一期风电项目近三年及一期末应收账款余额情况

单位：万元

客户	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
国家补贴款	11,925.20	12,117.22	9,494.27	6,612.75
内蒙古电力(集团)有限责任公司	109.75	611.41	291.67	428.09
合计	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83

表 2-68：恒润一期风电项目近三年及一期末应收账款账龄情况

单位：万元

账龄	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
1年以内(含1年)	2,510.82	3,234.36	3,173.19	3,344.12
1年至2年(含2年)	3,038.01	2,881.52	2,916.03	1,699.44
2年至3年(含3年)	1,673.00	2,916.03	1,699.44	1,997.27
3年以上	4,813.13	3,696.72	1,997.27	-
合计	12,034.95	12,728.63	9,785.94	7,040.83

(3) 其他应收款

1) 华晨公司

截至 2024 年 6 月末，华晨公司其他应收款主要为应收资金集中管理款，账龄均在一年以内。近三年及一期末，华晨公司其他应收款无计提坏账准备。近三年及一期末，华晨公司其他应收款余额分别为 687.36 万元、453.98 万元、3,346.54 万元和 5,211.68 万元，占资产总额比重分别为 0.87%、0.57%、4.40%和 6.91%。近三年及一期末，华晨公司其他应收款呈现波动状态，应收资金集中管理款余额有所上升，但总体归还情况良好，账龄情况良好。

表 2-69：华晨公司近三年及一期末其他应收款明细

单位：万元

项目	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
应收关联方往来款	807.27	807.27	-	-
应收资金集中管理款（注）	4,404.41	2,539.27	453.98	687.36
合计	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

注：2021 年起，华晨公司母公司对其实行资金结算集中管理，由母公司统一归集华晨公司资金记入内部银行账户，并根据母公司审批后的月度资金预算和留存额度对华晨公司支出需求进行资金拨付。自 2023 年 4 月起，华晨公司将资金结算集中管理款统一归集至内蒙古能源集团有限公司（“蒙能集团”）的资金池账户，年利率为 1%。

表 2-70：华晨公司近三年及一期末其他应收款账龄情况

单位：万元

账龄	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
1 年以内（含 1 年）	5,211.68	3,346.54	453.98	687.36

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目的其他应收款余额分别为 2,766.61 万元、1,317.23 万元、0 万元和 0 万元，为备考净资产表所确认的资产、负债净额与备考利润表的平衡项目。

(4) 存货

1) 华晨公司

近三年及一期末，华晨公司的存货余额分别为 0.00 万元、6.55 万元、2.21 万元和 2.21 万元。

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目无存货余额。

(5) 其他流动资产

1) 华晨公司

华晨公司其他流动资产为待抵扣税项，截至 2021 年末-2022 年末，华晨公司其他流动资产余额分别为 1,503.42 万元和 273.54 万元，占总资产比重分别为 1.91% 及 0.34%。截至 2023 年末及 2024 年 6 月末，华晨公司其他流动资产余额为零。

表 2-71：华晨公司近三年及一期末其他流动资产情况

单位：万元

其他流动资产	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
待抵扣和待认证的进项税	-	-	273.54	1,503.42

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目无其他流动资产余额。

(6) 固定资产

1) 华晨公司

近三年及一期末，华晨公司固定资产净值分别为 53,937.23 万元、50,393.18 万元、46,930.11 万元和 40,620.83 万元，占总资产比重分别为 68.58%、62.99%、61.68%和 53.82%。公司固定资产净值波动均较为平缓，呈逐年下降趋势，系正常计提折旧导致的账面价值下降。项目公司主要固定资产为机器设备和房屋及建筑物。截至 2024 年 6 月末，华晨公司机器设备账面价值为 40,620.83 万元，房屋及建筑物账面价值为 0.00 万元。

表 2-72：华晨公司近三年及一期末固定资产明细情况

单位：万元

项目	房屋及建筑物	机器设备	电子设备	办公设备	合计
一、账面原值					

项目	房屋及建筑物	机器设备	电子设备	办公设备	合计
2021年1月1日余额	2,201.83	66,416.28	13.93	1.62	68,633.66
本年增加	-	13.00	0.42	1.38	14.81
2021年12月31日余额	2,201.83	66,429.28	14.36	3.00	68,648.47
本年增加	-	47.40	-	0.79	48.18
2022年12月31日余额	2,201.83	66,476.68	14.36	3.79	68,696.66
本年增加	-	-	43.76	-	43.76
2023年12月31日余额	2,201.83	66,476.68	58.12	3.79	68,740.42
本期减少	-2,201.83	-5,108.04	-58.12	-3.79	-7,371.78
2024年6月30日余额	-	61,368.64	-	-	61,368.64
二、减：累计折旧					
2021年1月1日余额	299.35	10,786.27	6.75	0.36	11,092.74
本年计提	92.11	3,523.29	2.69	0.41	3,618.50
2021年12月31日余额	391.46	14,309.56	9.45	0.77	14,711.24
本年计提	92.11	3,496.75	2.73	0.66	3,592.24
2022年12月31日余额	483.57	17,806.31	12.17	1.43	18,303.48
本年计提	92.11	3,413.06	0.97	0.70	3,506.83
2023年12月31日余额	575.67	21,219.37	13.14	2.12	21,810.31
本期计提	46.05	1,690.75	2.98	0.32	1,740.10
本期减少	-621.73	-2,162.32	-16.12	-2.44	-2,802.60
2024年6月30日	-	20,747.81	-	-	20,747.81
三、账面价值					
2024年6月30日	-	40,620.83	-	-	40,620.83
2023年12月31日	1,626.16	45,257.30	44.98	1.66	46,930.11
2022年12月31日	1,718.27	48,670.37	2.18	2.36	50,393.18
2021年12月31日	1,810.38	52,119.72	4.91	2.23	53,937.23

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末恒润一期风电项目固定资产净值分别为 14,150.04 万元、12,639.94 万元、11,189.59 万元和 10,442.79 万元，占总资产比重分别为 58.83%、52.31%、45.37%和 44.97%。公司固定资产净值波动均较为平缓，呈逐年下降趋势，系正常计提折旧导致的账面价值下降。截至 2024 年 6 月末，恒润一期风电

项目机器设备账面价值为 10,057.12 万元,房屋及建筑物账面价值为 379.53 万元。

表 2-73: 恒润一期风电项目近三年及一期末固定资产明细情况

单位: 万元

项目	房屋及建筑物	机器设备	电子设备	其他	合计
一、账面原值					
2021 年 1 月 1 日余额	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
本年增加	-	-	-	-	-
2021 年 12 月 31 日余额	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
本年增加	-	-	-	-	-
2022 年 12 月 31 日余额	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
本年增加	-	-	-	-	-
2023 年 12 月 31 日余额	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
本年增加	-	-	-	-	-
2024 年 6 月 30 日余额	626.86	29,373.04	18.51	106.07	30,124.48
二、减: 累计折旧					
2021 年 1 月 1 日余额	177.94	14,101.34	17.08	100.77	14,397.13
本年计提	19.86	1,556.95	0.49	0.01	1,577.31
2021 年 12 月 31 日余额	197.80	15,658.29	17.57	100.78	15,974.44
本年计提	19.85	1,490.16	0.09	-	1,510.10
2022 年 12 月 31 日余额	217.65	17,148.45	17.66	100.78	17,484.54
本年计提	19.85	1,430.50	-	-	1,450.35
2023 年 12 月 31 日余额	237.50	18,578.95	17.66	100.78	18,934.89
本年计提	9.83	736.97	-	-	746.80
2024 年 6 月 30 日余额	247.33	19,315.92	17.66	100.78	19,681.68
三、账面价值					
2024 年 6 月 30 日	379.53	10,057.12	0.85	5.29	10,442.79
2023 年 12 月 31 日	389.36	10,794.09	0.85	5.29	11,189.59
2022 年 12 月 31 日	409.21	12,224.59	0.85	5.29	12,639.94
2021 年 12 月 31 日	429.06	13,714.75	0.94	5.29	14,150.04

(7) 无形资产

1) 华晨公司

近三年及一期末，华晨公司无形资产净值分别为 258.51 万元、252.52 万元、161.19 万元和 159.16 万元，占总资产比重分别为 0.33%、0.32%、0.21%和 0.21%，变动较小，无形资产类型为土地使用权和软件。

表 2-74：华晨公司近三年及一期末无形资产明细情况

单位：万元

项目	土地使用权	软件	合计
一、成本			
2021 年 1 月 1 日、2021 年 12 月 31 日、 2022 年 12 月 31 日及 2023 年 12 月 31 日余 额	278.37	4.31	282.68
本年减少	-97.14	-	-97.14
2024 年 6 月 30 日	181.23	4.31	185.54
二、减：累计摊销			
2021 年 1 月 1 日余额	17.15	1.03	18.18
本年计提	5.56	0.43	5.99
2021 年 12 月 31 日余额	22.70	1.46	24.17
本年计提	5.56	0.43	5.99
2022 年 12 月 31 日余额	28.26	1.89	30.15
本年计提	5.57	0.43	6.00
2023 年 12 月 31 日余额	33.83	2.32	36.15
本期计提	2.78	0.22	3.00
本年减少	-12.78	-	-12.78
2024 年 6 月 30 日余额	23.84	2.54	26.38
三、账面价值			
2024 年 6 月 30 日	157.39	1.77	159.16
2023 年 12 月 31 日	244.54	1.99	246.52
2022 年 12 月 31 日	250.10	2.42	252.52
2021 年 12 月 31 日	255.66	2.85	258.51

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目无形资产净值分别为 95.56 万元、93.14 万元以及 90.72 万元和 89.51 万元，占总资产比重为 0.38%、0.37%、0.37%和

0.39%。无形资产类型为土地使用权。

表 2-75：恒润一期风电项目近三年及一期末无形资产明细情况

单位：万元

项目	土地使用权
一、成本	
2021年1月1日、2021年12月31日、2022年12月31日、2023年12月31日、2024年6月30日余额	120.96
二、减：累计摊销	
2021年1月1日余额	22.98
本年计提	2.42
2021年12月31日余额	25.40
本年计提	2.42
2022年12月31日余额	27.82
本期计提	2.42
2023年12月31日余额	30.24
本期计提	1.21
2024年6月30日余额	31.45
三、账面价值	
2024年6月30日	89.51
2023年12月31日	90.72
2022年12月31日	93.14
2021年12月31日	95.56

2、负债分析

华晨公司负债主要包括应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债、长期借款。华晨公司负债以非流动负债为主。截至 2021-2023 年及 2024 年 6 月末，华晨公司流动负债余额分别为 5,236.06 万元、8,685.53 万元、5,219.73 万元和 5,157.55 万元，占总负债比重分别为 12.39%、20.45%、15.00%和 15.81%。非流动负债余额分别为 37,028.06 万元、33,793.20 万元、29,569.05 万元和 27,456.98 万元，占总负债比重分别为 87.61%、79.55%、85.00%和 84.19%。

表 2-76：华晨公司近三年及一期末负债构成

单位：万元、%

项目	2024年6月末	占比	2023年末	占比	2022年末	占比	2021年末	占比
流动负债：								
应付账款	623.15	1.91	545.77	1.57	272.29	0.64	212.66	0.50
应付职工薪酬	-	-	-	-	-	-	1.87	0.00
应交税费	307.71	0.94	415.76	1.20	220.71	0.52	73.23	0.17
其他应付款	2.53	0.01	34.05	0.10	3,968.38	9.34	133.04	0.31
一年内到期的非流动负债	4,224.15	12.95	4,224.15	12.14	4,224.15	9.94	4,815.26	11.39
流动负债合计	5,157.55	15.81	5,219.73	15.00	8,685.53	20.45	5,236.07	12.39
非流动负债：								
长期借款	27,456.98	84.19	29,569.05	85.00	33,793.20	79.55	-	-
长期应付款	-	-	-	-	-	-	37,028.06	87.61
非流动负债合计	27,456.98	84.19	29,569.05	85.00	33,793.20	79.55	37,028.06	87.61
负债合计	32,614.52	100.00	34,788.78	100.00	42,478.73	100.00	42,264.13	100.00

恒润一期风电项目负债包含一年内到期的非流动负债以及长期借款。截至2021-2023年及2024年6月末，恒润一期风电项目流动负债余额均为2,050.00万元，占总负债比重分别为25.00%、33.33%、40.38%和66.13%。非流动负债余额分别为6,150.00万元、4,100.00万元、2,050.00万元和1,050.00万元，占总负债比重分别为75.00%、66.67%、40.38%和33.87%。

表 2-77：恒润一期风电项目近三年及一期末负债构成

单位：万元、%

项目	2024年6月末	占比	2023年末	占比	2022年末	占比	2021年末	占比
流动负债：								
一年内到期的非流动负债	2,050.00	66.13	2,050.00	40.38	2,050.00	33.33	2,050.00	25.00
流动负债合计	2,050.00	66.13	3,027.25	59.62	2,050.00	33.33	2,050.00	25.00
非流动负债：								
长期借款	1,050.00	33.87	2,050.00	40.38	4,100.00	66.67	6,150.00	75.00
非流动负债合计	1,050.00	33.87	2,050.00	40.38	4,100.00	66.67	6,150.00	75.00

项目	2024年 6月末	占比	2023年 末	占比	2022年 末	占比	2021年 末	占比
负债合计	3,100.00	100.00	5,077.25	100.00	6,150.00	100.00	8,200.00	100.00

(1) 应付账款

1) 华晨公司

华晨公司近三年及一期末，应付账款余额分别为 212.66 万元、272.29 万元、545.77 万元和 623.15 万元，占总负债比重分别为 0.50%、0.64%、1.57%和 1.91%。华晨公司应付账款余额呈现逐年小幅上涨趋势，主要系应付关联方账款增加所致，整体应付账款清偿情况较好。

表 2-78：华晨公司近三年及一期末应付账款明细

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
应付关联方	234.89	89.58	13.80	-
应付第三方	388.26	456.20	258.49	212.66
合计	623.15	545.77	272.29	212.66

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目无应付账款余额。

(2) 其他应付款

1) 华晨公司

华晨公司其他应付款近三年及一期末余额分别为 133.04 万元、3,968.38 万元、34.05 万元和 2.53 万元，占总负债比重分别为 0.31%、9.34%、0.10%和 0.01%。近三年及一期末，华晨公司应付股利余额分别为 132.68 万元、132.68 万元、0 元和 0 元。截至 2022 年末、2023 年末及 2024 年 6 月末，华晨公司应付利息余额分别为 45.68 万元、34.03 万元和 2.51 万元。截至 2024 年 6 月末，华晨公司其他应付款主要为应付利息。

表 2-79：华晨公司近三年及一期末其他应付款明细

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
应付股利	-	-	132.68	132.68
应付利息	2.51	34.03	45.68	-
应付关联方往来款	-	-	3,790.00	-
其他	0.02	0.02	0.02	0.36
合计	2.53	34.05	3,968.38	133.04

2) 恒润一期风电项目

三年及一期末，恒润一期风电项目无其他应付款余额。

(3) 一年内到期的非流动负债

1) 华晨公司

华晨公司一年内到期的非流动负债近三年及一期末余额分别为 4,815.26 万元、4,224.15 万元、4,224.15 万元以及 4,224.15 万元，占总负债比重分别为 11.39%、9.94%、12.14%以及 12.95%。华晨公司一年内到期的非流动负债变动较小，基本保持稳定。

表 2-80：华晨公司近三年及一期末一年内到期的非流动负债情况

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
一年内到期的长期借款	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
一年内到期的长期应付款	-	-	-	4,815.26
合计	4,224.15	4,224.15	4,224.15	4,815.26

2) 恒润一期风电项目

恒润一期风电项目近三年及一期末一年内到期的非流动负债余额均为 2,050 万元，占总负债比重分别为 25.00%、33.33%、50.00%、66.13%。

表 2-81：恒润一期风电项目近三年及一期末一年内到期的非流动负债情况

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
一年内到期的长期借款	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
合计	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00

(4) 长期借款

1) 华晨公司

截至 2022 年末、2023 年末和 2024 年 6 月末，华晨公司长期借款余额分别为 33,793.20 元、29,569.05 元和 27,456.98 万元，占总负债比例分别为 79.55%、85.00%和 84.19%。项目公司长期借款类别为质押借款，贷款单位为中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行。借款以华晨公司风电项目项下电费收费权作为质押，并由华晨公司最终控制方内蒙古能源集团有限公司提供连带责任担保。

表 2-82：华晨公司近三年及一期末长期借款情况

单位：万元

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
质押借款	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-
减：一年内到期的长期借款	4,224.15	4,224.15	4,224.15	-
合计	27,456.98	29,569.05	33,793.20	-

表 2-83：华晨公司近三年及一期末长期借款明细

单位：万元

贷款单位	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末	质押物
中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	公司风电项目项下电费收费权
合计	31,681.13	33,793.20	38,017.35	-	

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目长期借款余额分别为 6,150.00 万元、4,100.00 万元、2,050.00 万元和 1,050.00 万元，占总负债比例分别为 75%、66.67%、

50%和 33.87%。项目公司长期借款类别为质押借款，贷款单位为中国银行股份有限公司呼和浩特新华支行。借款以项目公司风电项目项下电费收费权作为质押，并由最终控制方内蒙古能源集团有限公司提供连带责任担保。

表 2-84：恒润一期风电项目近三年及一期末长期借款情况

单位：万元

项目	2024 年 6 月 末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
质押借款	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00
减：一年内到期的长期借款	2,050.00	2,050.00	2,050.00	2,050.00
合计	1,050.00	2,050.00	4,100.00	6,150.00

表 2-85：恒润一期风电项目近三年及一期末长期借款贷款单位

单位：万元

贷款单位	2024 年 6 月 末	2023 年末	2022 年末	2021 年末	质押物
中国银行股份有限公司 呼和浩特新华支行	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00	恒泽公司 风电项目 项下电费 收费权
合计	3,100.00	4,100.00	6,150.00	8,200.00	

(5) 长期应付款

1) 华晨公司

截至 2021 年末，华晨公司长期应付余额为 37,028.06 万元，占总负债比重约为 87.61%。华晨公司于 2018 年 8 月与北银金融租赁有限公司（以下简称“北银金融”）签订《融资租赁合同（售后回租）》，以华晨公司的全部风电场资产作价人民币 5 亿元出售给北银金融，再向北银金融融资租入相关资产，租赁期为 10 年，放款日为 2018 年 8 月 31 日，租赁利率按照人民银行 5 年期以上贷款基准利率上浮 38%（即 6.762%）执行。上述融资租赁以华晨公司风电项目项下应收账款作为质押，以华晨公司的部分机器设备作为抵押。该项交易的实质是用相关的资产抵押进行现金借贷，并在租赁期中分期还款。2022 年 4 月，华晨公司与北

银金融协商并提前终止了上述融资租赁合同。

2) 恒润一期风电项目

近三年及一期末，恒润一期风电项目无长期应付款余额。

(五) 利润表分析

1、营业收入分析

(1) 华晨公司

华晨公司 2021-2023 年及 2024 年 1-6 月主营业务收入分别为 11,769.69 万元、10,030.18 万元、10,176.09 万元及 4,213.78 万元。华晨公司主营业务收入绝大部分来自电力收入，2021 年及 2022 年分别有 10.38 万元以及 12.19 万元来自于技术服务收入。总体营业收入较为平稳，波动幅度较小。

表 2-86：华晨公司近三年及一期营业收入及营业成本构成

单位：万元

类别名称	2024 年 1-6 月		2023 年度		2022 年度		2021 年度	
	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本
主营业务	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,030.18	4,271.97	11,769.69	4,277.95
其他业务	-	-	-	-	12.19	9.29	10.38	10.30
合计	4,213.78	2,177.60	10,176.09	4,547.69	10,042.37	4,281.26	11,780.07	4,288.25

表 2-87：华晨公司近三年及一期按收入类别的营业收入

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
电力收入	4,213.78	10,176.09	10,030.18	11,769.69
技术服务收入	-	-	12.19	10.38
合计	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07

(2) 恒润一期风电项目

恒润一期风电项目 2021-2023 年及 2024 年 1-6 月营业收入分别为 5,361.77 万元、4,778.20 万元、4,043.49 万元和 1,713.25 万元。恒润一期风电项目营收均为电力收入。收入及成本总体变化平稳。

表 2-88：恒润一期风电项目近三年及一期营业收入及营业成本构成

单位：万元

类别名称	2024 年 1-6 月		2023 年度		2022 年度		2021 年度	
	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本	营业收入	营业成本
主营业务	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62
合计	1,713.25	962.24	4,043.49	1,870.42	4,778.20	1,881.79	5,361.77	2,585.62

2、营业成本分析

(1) 华晨公司

报告期近三个完整年度内（2021 年—2023 年），华晨公司付现成本分别为 653.46 万元、673.7 万元、1,034.96 万元，单位成本为 0.0653 元/瓦、0.0674 元/瓦、0.1035 元/瓦，呈波动上升趋势。2021 年，华晨风电场为项目公司自有人员进行管理。2022 年，根据内蒙古能源集团有限公司制度要求，内蒙古华晨新能源有限责任公司（甲方）与内蒙古智慧运维新能源有限公司（乙方）于 2022 年 6 月签订了《内蒙古华晨新能源有限责任公司运维委托服务合同》；根据约定，内蒙古智慧运维新能源有限公司自 2022 年 6 月起负责华晨旧中公风电场的运行管理工作；华晨公司不再负责风电场的现场管理工作，当年付现成本增加 20 万元。2023 年，因华晨风场风机自 10 月起出质保期，需提前进行设备维护检查工作，当年运维费用增加，同时自 2023 年起根据蒙能集团《企业安全生产费用提取和使用管理办法》要求，自 2023 年起，新能源发电企业需要以上年收入为基数，采用累进制计提安全生产费，2023 年增加安全生产费 165 万元，导致 2023 年成本出现较大幅度上涨。

表 2-89：华晨公司近三年及一期管理费用及构成

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
职工薪酬	-	-	-	0.17
专业服务费	-	-	0.47	2.83
其他	-	-	0.50	0.66
合计	-	-	0.97	3.66

表 2-90：华晨公司近三年及一期财务费用及构成

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
利息支出	587.84	1,429.92	1,989.61	3,678.76
减：利息收入	6.72	17.18	0.28	10.43
手续费支出	0.07	0.40	0.30	0.31
其他财务费用	-	-	2,049.32	-
合计	581.19	1,413.13	4,038.95	3,668.64

华晨公司其他财务费用主要为 2022 年 4 月与北银金融的融资租赁合同提前终止产生的财务费用。

(2) 恒润一期风电项目

报告期近三个完整年度内（2021 年—2023 年），恒润风电项目付现成本分别为 1,108.80 万元（其中出质保相关的消缺、技改等费用 817.42 万元，其他成本 291.38 万元）、451.52 万元、529.75 万元，单位成本为 0.2240 元/瓦、0.0912 元/瓦、0.1070 元/瓦。如不考虑 2021 年出质保因素影响，付现成本整体呈波动上升趋势，其中 2021 年因当年风机出质保，需对风机进行额外的消缺及技改，发生相关的支出 817.42 万元，导致当年成本增加较多；2022 年，风机出质保后，质保期内由风机厂商负责的零配件更换、设备维修等费用需项目公司自行承担，导致材料费、维修费增加较多，加上当年新增风机变频器的委托运行维护项目，2022 年成本有较大增加；2023 年成本略高于 2022 年，主要是自 2023 年起增加了安全生产费计提、当年风场整体启停机次数较多导致的电力购入费增加影响。

表 2-91：恒润一期风电项目近三年及一期管理费用及构成

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
职工薪酬	49.57	98.53	98.87	98.25
其他	5.86	13.58	10.09	14.94
合计	55.43	112.11	108.96	113.19

表 2-92：恒润一期风电项目近三年及一期财务费用及构成

单位：万元

项目	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
利息支出	921.69	263.08	390.81	497.12
合计	921.69	263.08	390.81	497.12

3、盈利情况分析

(1) 华晨公司

华晨公司经营状况良好，毛利率和净利率总体保持较高水平。其中，2021-2023年毛利率均保持50%以上，2024年1-6月毛利率为48.32%。2022年度由于营业收入出现下降、营业成本上升，叠加财务费用增加等因素的共同影响，当年毛利率、净利率均出现一定程度下滑；2023年度华晨公司营业成本有所上升导致当年毛利率下降，但年度内期间费用支出减少，净利率有所回升。

表 2-93：华晨公司近三年及一期盈利能力指标

单位：万元、%

项目	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
营业收入	4,213.78	10,176.09	10,042.37	11,780.07
营业成本	2,177.60	4,547.69	4,281.26	4,288.25
毛利润	2,036.17	5,628.40	5,761.11	7,491.82
毛利率	48.32	55.31	57.37	63.60
净利率	35.07	35.47	11.32	29.31
净资产收益率	3.51	8.74	3.03	9.49
总资产回报率	1.96	4.74	1.42	4.39

(2) 恒润一期风电项目

恒润一期风电项目近三年及一期末经营状况良好，毛利率和净利率均保持较高水平。其中，毛利率分别为51.78%、60.62%、53.74%和43.84%，净利率分别为36.52%、45.17%、38.92%和29.05%。

表 2-94：恒润一期风电项目近三年及一期盈利能力指标

单位：万元、%

项目	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
营业收入	1,713.25	4,043.49	4,778.20	5,361.77
营业成本	962.24	1,870.42	1,881.79	2,585.62
毛利润	751.01	2,173.07	2,896.41	2,776.15
毛利率	43.84	53.74	60.62	51.78
净利率	29.05	38.92	45.17	36.52
净资产收益率	2.51	8.37	12.75	24.70
总资产回报率	0.46	1.40	2.31	6.27

(六) 偿债能力分析

1、华晨公司

华晨公司长期偿债能力良好，近三年及一期末资产负债率均处于60%以下，呈逐年下降趋势；同时，华晨公司流动比率自2021年以来均大于1，短期偿债能力良好。

表 2-95：华晨公司近三年及一期末偿债能力指标

单位：%、倍

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
资产负债率	43.21	45.72	53.09	53.73
流动比率	5.81	5.52	3.37	4.67

2、恒润一期风电项目

恒润一期风电项目近三年及一期末资产负债率分别为34.09%、25.45%、20.59%和13.35%呈逐年下降趋势；同时，恒润一期风电项目流动比率2021年-2023年末分别为4.78、5.42、4.20和5.87，长期及短期偿债能力良好。

表 2-96：恒润一期风电项目近三年及一期末偿债能力指标

单位：%、倍

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
资产负债率	13.35	20.59	25.45	34.09
流动比率	5.87	4.20	5.42	4.78

（七）基础设施基金成立后保留对外借款情况

基础设施基金成立后，华晨公司及恒泽公司拟不保留对外借款。

特别的，在基金存续期内，本项目将运用保理机制来减少国补回款账期的不确定性对现金流的影响，保障运营期内现金流平滑稳定。

1、保理安排

根据内蒙古自治区发改委于 2012 年 3 月 21 日出具的《关于核定内蒙古送变电有限责任公司察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目上网电价的批复》及包头市发改委于 2016 年 12 月 29 日出具的《关于核定内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井风电场一期 100MW 风电项目上网电价的批复》，恒润一期风电项目含税上网电价按每千瓦时 0.51 元执行，华晨风电项目含税上网电价按每千瓦时 0.49 元执行，上网电价与内蒙古自治区燃煤发电机组标杆上网电价的差价部分纳入全国征收的可再生能源电价附加解决。

项目公司拟采用有追索权（非买断型）保理。华晨风电项目及恒润一期风电项目手续齐备，在纳入国补目录前已经过相关部门的审核、审批，并已通过国家发改委、国家能源局、财政部 2022 年联合组织的国补合规核查，于 2023 年初纳入国家第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，国补资金回款正常。在此基础上，两项目公司通过有追保理和发起人蒙能集团流动性支持缓释国补回款不稳定的风险。项目公司通过有追保理将国补应收账款平价转让予保理银行，同时对于项目公司账龄满 5.5 年仍未回款的国补应收账款，发起人蒙能集团向项目公司提供流动性支持。

截至尽调基准日 2024 年 6 月 30 日，2017 年-2024 年 6 月华晨风电项目、恒润一期风电项目的可再生能源电价附加补助资金到账情况如下：

（1）华晨风电项目

自项目投产至 2024 年 6 月末，华晨风电项目累计应收可再生能源电价附加补助资金 43,802.78 万元，实际收到可再生能源电价附加补助资金 19,037.11 万元，到账比例为 43.46%。

表 2-97：华晨风电项目国补相关情况

单位：万元

项目	应收补贴	实收补贴	收款比例
2017年	3,941.43	3,941.43	100.00%
2018年	6,266.35	6,266.35	100.00%
2019年	5,695.64	1,656.81	29.09%
2020年	5,374.66	1,222.06	22.74%
2021年	6,892.49	-	0.00%
2022年	6,147.69	5,950.46	96.79%
2023年	6,671.83	-	0.00%
2024年1-6月	2,812.69	-	0.00%
合计	43,802.78	19,037.11	43.46%

注：收款比例=实收补贴/应收补贴×100%

表 2-98：华晨风电项目国补应收款项账期统计

单位：万元

序号	收取时间	收款金额 (万元)	对应国补产生时间
1	2020年9月	381.63	2020年1月-3月
2	2021年3月	6,373.74	2017年1月-2018年12月、2020年1-3月
3	2023年2月	3,793.48	2018年4月-11月
4	2023年3月	2,537.81	2018年11月-2019年4月
5	2023年9月	2,875.25	2022年应付国补的46.77%，按照2022年国补总金额计算，国补时间应为2022年5月
6	2024年3月	3,450.50	2022-2023年所发电量对应的26.96%，按照2022年国补总金额计算，国补时间应2022年6月-年12月

注：相关数据由项目公司提供、评估机构整理

华晨风电项目于2020年4月纳入《内蒙古电力（集团）有限责任公司首批补贴清单发电项目公布表》，华晨风电项目已列入内蒙古电力集团首批补贴清单，自2020年起集中收取补贴。2017年应收补贴于2021年3月发放，2018年1-3月补贴于2021年3月发放，2020年1-3月补贴分别于2020年9月、2021年3月发放。2023年，华晨公司分别收到了3笔补贴，分别为2023年2月发放的2018年补贴3,793.48万元；2023年3月发放的2019年1-4月补贴2,537.81万元；2023年9月发放的2022年应付国补的46.77%，为2,875.25万

元，2023年共收取国补9,206.54万元，2024年3月华晨公司收到国补3,450.50万元。华晨风电项目加权平均补贴账期约在3.1年左右，至2024年6月，应收未收的国补最长账期为2019年5月，至基准日为61个月，最长账龄约5年。

(2) 恒润一期风电项目

根据财政部、国家发展改革委及国家能源局于2014年8月21日公布的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第五批）的通知》（财建[2014]489号），恒润一期项目已列入可再生能源电价附加资金补助目录（第五批），并于2020年4月纳入《内蒙古电力（集团）有限责任公司首批补贴清单发电项目公布表》，已列入内蒙古电力集团首批补贴清单。

表 2-99：恒润一期风电项目国补相关情况

单位：万元

项目	应收补贴	实收补贴	收款比例
2011年	449.37	449.37	100.00%
2012年	2,814.33	2,814.33	100.00%
2013年	2,967.43	2,967.43	100.00%
2014年	2,075.52	2,075.52	100.00%
2015年	2,031.91	2,031.91	100.00%
2016年	2,433.87	2,433.87	100.00%
2017年	2,606.14	2,606.14	100.00%
2018年	2,556.57	2,556.57	100.00%
2019年	2,149.56	523.31	24.34%
2020年	2,296.53	254.18	11.07%
2021年	2,916.03	-	0.00%
2022年	2,909.64	-	0.00%
2023年	2,622.95	-	0.00%
合计	30,829.85	18,712.63	60.70%

注：收款比例计算公式为实收补贴/应收补贴×100%

表 2-100：恒润一期风电项目国补应收款项账期统计

单位：万元

序号	收取时间	收款金额	对应国补产生时间
1	2015年4月	7,982.38	2011年12月-2014年12月
2	2015年6月	506.87	2015年1月-2015年3月
3	2015年9月	799.71	2015年4月-2015年7月
4	2015年12月	725.32	2015年8月-2015年12月
5	2016年2月	208.42	2016年1月
6	2016年3月	242.82	2016年2月
7	2016年4月	309.19	2016年3月
8	2016年5月	321.58	2016年4月
9	2016年8月	929.89	2016年5月-2016年7月
10	2016年9月	106.78	2016年8月
11	2016年10月	117.75	2016年9月
12	2016年11月	191.58	2016年10月
13	2016年12月	198.59	2016年11月
14	2017年1月	159.65	2016年12月
15	2017年2月	266.29	2017年1月
16	2017年3月	218.81	2017年2月
17	2017年7月	722.81	2017年3月-2017年5月
18	2017年9月	396.40	2017年6月-2017年8月
19	2017年10月	173.45	2017年9月
20	2017年12月	490.79	2017年10月-2017年11月
21	2018年1月	337.58	2017年12月
22	2018年9月	1,628.97	2018年1月-2018年7月
23	2019年7月	60.07	2018年8月
24	2019年8月	867.53	2018年9月-2018年12月
25	2020年4月	152.29	2019年1月
26	2020年9月	293.36	2020年1月-2020年2月
27	2021年3月	303.73	2020年2月-2020年3月
28	2023年3月	1,201.01	2019年1月-5月
29	2023年7月	2,192.58	2019年6月-2020年5月
30	2024年3月	1,360.82	2022-2023年所发电量对应的26.96%，按照2022年国补总金额计算，国补时间应2022年1月-年3月

序号	收取时间	收款金额	对应国补产生时间
合计		23,467.02	

注：相关数据由项目公司提供、评估机构整理

自项目投产至 2024 年 6 月末，恒润一期风电项目累计应收可再生能源电价附加补助资金 31,998.66 万元，实际收到可再生能源电价附加补助资金 20,073.45 万元，到账比例为 62.73%。

恒润一期风电项目历史年度补贴到账情况波动明显，2017 年之前的补贴到账周期基本在 1 个月左右；2018 年起国补到账周期基本与华晨公司相近。目前恒润一期风电项目未支付的补贴最早为 2019 年 2 月。截至评估基准日，恒润一期风电项目历史国补应收款项最长账期为 5.5 年。

2、保理方案

针对可再生能源补贴款回款周期不确定的问题，为降低国补回款波动对基础设施项目现金流的扰动风险，需对项目公司因国补延迟发放形成的应收账款进行保理融资。项目公司已与中国工商银行股份有限公司呼和浩特分行开展保理业务合作并签署了《保理业务合作协议》。保理方案主要内容如下：

1) 根据《保理业务合作协议》，保理银行拟平价购买项目公司 2023 年及以后形成的账龄满 2.5 年的国补应收账款，并向项目公司支付购买对价，项目公司收到对应部分国补应收账款的回款后，转付至保理银行。

2) 保理业务合作期限与基础设施 REIT 持有的基础设施项目的经营期限保持一致，至 2038 年 6 月 30 日止。原则上每笔应收账款的保理融资期限不得超过 3 年。

3) 保理融资利率以定价基准加/减浮动点数确定，原则上以保理发放前一工作日全国银行间同业拆借中心公布的 1 年期贷款市场报价利率(LPR)为基准，浮动点数为减 70 个基点（一个基点为 0.01%）为融资利率计算基数。上述保理业务融资费用的具体金额、支付方式及支付时间以《保理合同》的约定为准。《保理合同》明确约定保理银行从项目公司相关账户扣收项目公司应付的融资利息；合同项下融资到期日，未结利息随本金由项目公司一并付清。根据蒙能集团于

2024年6月向恒泽公司及华晨公司出具《流动性支持承诺函》，承诺对于恒泽公司及华晨公司账龄满5.5年仍未回款的国补应收账款部分，向恒泽公司及华晨公司启动流动性支持。蒙能集团履行前述流动性支持义务的时间为每笔应收账款账龄满5.5年届满日后的5个工作日内，且在蒙能集团向恒泽公司及华晨公司提供流动性支持后，国补回款后项目公司向蒙能集团归还流动性支持资金并支付资金占用费，资金占用费按照实际使用天数支付，资金占用费实际使用天数按代偿资金到达项目公司账面之日起、至项目公司偿还之日止计算年化费率，按照届时中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心当月发布的LPR减80BP(如实际占用时间为5年(不含)以内的，则采用1年期LPR;如实际占用时间为5年(含)以上的，则采用5年期LPR)。

4)为缓释国补资金的流动性，蒙能集团于2024年6月向恒泽公司及华晨公司出具《流动性支持承诺函》，承诺对于恒泽公司及华晨公司账龄满5.5年仍未回款的国补应收账款部分，向恒泽公司及华晨公司启动流动性支持。蒙能集团履行前述流动性支持义务的时间为每笔应收账款账龄满5.5年届满日后的5个工作日内，且在蒙能集团向恒泽公司及华晨公司提供流动性支持后，国补回款后项目公司向蒙能集团归还流动性支持资金并支付资金占用费。资金占用费按照实际使用天数(按代偿资金到达项目公司账面之日起至项目公司偿还之日止)计算年化费率按照届时中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心当月发布的LPR减80BP(如实际占用时间为5年(不含)以内的，则采用1年期LPR;如实际占用时间为5年(含)以上的，则采用5年期LPR)。

本基金发行后，蒙能集团及其关联方拟认购不低于34%的基金份额，拟对基础设施基金和底层资产项目公司做并表管理。上市发行后，穿透来看项目公司作为蒙能集团的控股子公司，蒙能集团对其提供流动性支持。根据蒙能集团相关财务管理制度要求，蒙能集团向全资子公司或控股子公司提供流动性支持，应收取合理资金占用费用。此为规范集团财务管理及内部风险控制管理的必要举措，以确保出借资金合理使用和有效回收。上述资金占用费略低于保理融资利率10BP主要系发起人蒙能集团出于支持项目公司发展及保护基金份额持有人利益的考

量，在合理成本范围内减少项目公司可能支付的资金占用费，从而提振基金存续期内的可供分配金额表现。

3、保理后基金杠杆率测算表

经测算，自2024年启动保理业务后，2024年度至2034年度保理余额保持相对稳定，而基金净资产随基金分红逐年降低，致使基金杠杆率逐步攀升并于2031年达到期内峰值，但仍低于基金杠杆率限额（140%）。

另外，为满足基金杠杆率不超过140%的要求，且考虑到国补应收款回款周期可能明显缩短的情况，根据保理业务合作协议约定，项目公司有权自主决定是否开展单笔保理业务合作以及开展单笔保理业务合作的时点，项目公司未提起单笔保理业务合作的，不视为项目公司对保理业务合作协议项下权利的放弃或更改，也不视为任何一方违约。项目公司与保理银行在合作期限内应继续按保理业务合作协议的约定开展保理业务合作。保理后基金杠杆率测算表如下：

表 2-101：基金杠杆率情况

单位：元

项目	合并层面权益	合并层面负债	合并层面资产	资产负债率
期初募集金额	1,016,676,806.59	1,016,676,806.59	1,016,676,806.59	0.00%
2024年预测	891,534,395.45	-	891,534,395.45	0.00%
2025年预测	818,101,325.51	46,473,914.89	864,575,240.40	5.38%
2026年预测	773,434,185.65	132,762,804.74	906,196,990.39	14.65%
2027年预测	767,080,209.49	44,392,089.32	811,472,298.82	5.47%
2028年预测	748,731,567.12	44,392,089.32	793,123,656.44	5.60%
2029年预测	728,395,855.45	44,392,089.32	772,787,944.77	5.74%
2030年预测	710,152,205.70	44,392,089.32	754,544,295.02	5.88%
2031年预测	685,609,034.27	44,392,089.32	730,001,123.60	6.08%
2032年预测	589,201,555.69	44,392,089.32	633,593,645.01	7.01%
2033年预测	549,628,930.96	38,895,237.97	588,524,168.93	6.61%
2034年预测	474,546,481.02	31,199,646.08	505,746,127.10	6.17%
2035年预测	400,996,915.52	16,444,556.84	417,441,472.36	3.94%
2036年预测	355,180,790.98	-	355,180,790.98	0.00%
2037年预测	346,493,157.21	-	346,493,157.21	0.00%

特别说明，在标的基础设施项目的资产组评估测算模型中未考虑上述保理安

排对预测期内项目公司现金流的影响。

(八) 日后事项、或有事项及其他重要事项

1、日后事项、或有事项

根据毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“毕马威华振审字第 2413620 号”审计报告以及“毕马威华振审字第 2413621 号”的审计报告，截至尽职调查基准日，华晨公司、恒润一期风电项目不存在应披露的资产负债表日后事项、承诺事项及其他或有事项。

2、其他重要事项

根据毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“毕马威华振审字第 2413620 号”审计报告以及“毕马威华振审字第 2413621 号”的审计报告，截至尽职调查基准日，华晨公司、恒泽公司不存在应披露的其他重要事项。

3、诉讼或仲裁事项

根据华晨公司、恒泽公司提供的说明，并经财务顾问核查，截至尽调基准日，华晨公司、恒泽公司不涉及任何未决的诉讼、仲裁、破产或冻结等其他司法强制执行程序，华晨公司、恒泽公司不存在应披露的未决诉讼。经财务顾问登录“全国法院被执行人信息查询系统”以及登录中国裁判文书网核查的诉讼及仲裁、诉讼案件情况⁴，查询结果显示，华晨公司、恒泽公司不涉及正在进行中诉讼、仲裁或执行情况。

4、项目公司担保情况

根据华晨公司、恒泽公司提供的说明，并经财务顾问核查，截至尽调基准日，华晨公司及恒泽公司不涉及对外担保事项。

5、资产权利限制情况

截至尽职调查基准日，华晨公司、恒泽公司资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排详情如下：

⁴最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

(1) 华晨公司

截至尽调基准日，华晨公司资产受限情况如下所示：

2022年3月20日，华晨公司与中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行（下称“工行石羊桥支行”）签订《固定资产借款合同》（00600200005-2022年（石东）字00077号，下称“主合同”），华晨公司借款422,415,000元，借款期限120个月。2022年3月20日，工行石羊桥支行与华晨公司签署《质押合同》（编号：0060200005-2022年（质）字00077号），华晨公司以华晨风电项目项下应收账款（及售电应收账款）为主合同项下债权本金、利息、贵金属租赁费、复利、罚息、违约金、损害赔偿金、贵金属租赁重量溢短费、汇率损失（因汇率变动引起的相关损失）、因贵金属价格变动引起的相关损失、贵金属租赁合同出租人根据主合同约定行使相应权利所产生的交易费等费用以及实现质权的费用（包括但不限于诉讼费、律师费、拍卖费、变卖费等）提供质押担保。经财务顾问及法律顾问查询中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为2022年3月31日至2032年3月31日，质押财产价值422,415,000.00元。

工行石羊桥支行已于2023年6月30日出具《关于同意固定资产借款提前还款的函》，该等同意函的内容包括：同意华晨公司100%股权转让予基础设施基金及其下设基础设施资产支持证券等特殊目的载体，同意以华晨风电项目项下应收账款（及售电应收账款）作为底层收益来源，同时按照基础设施REITs的具体监管规则、市场条件、政策指导等对上述事项进行必要的调整。同意资产支持专项计划以基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）募集资金提前清偿《固定资产借款合同》（编号：0060200005-2022年（石东）字00077号）项下华晨公司全部应付款项，并同意在债务清偿完毕之日起15个工作日内办理完成华晨风电项目全部应收账款质押的注销登记（包括但不限于在上述时限内向主管部门提交依法应提交的全部合格申请材料）。

此外，根据华晨公司2024年6月出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，华晨公司承诺在基础设施基金成立后15个工

作日内结清华晨风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

经财务顾问及法律顾问查询动产融资统一登记公示系统,并根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的说明与确认函》及华晨公司出具的《华晨说明与确认函》,除上述情况外,截至尽调基准日,华晨公司不存在其他处于有效状态的抵押、质押、留置、查封、扣押、冻结等他项权利限制或负担。

(2) 恒泽公司

截至尽调基准日,恒泽公司/恒润一期风电项目受限资产情况如下:

根据恒润新能源与中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行(下称“中行新华支行”)签订的《固定资产借款合同》(编号:2011年华司贷字32号,下称“一期借款合同”),恒润新能源借款287,000,000元,借款期限168个月。根据恒润新能源与中行新华支行签署的《权利质押合同》(编号:2011年华司质字16号,下称“一期质押合同”),恒润新能源以电费收费权为一期借款合同项下借款本金、利息(包括法定利息、约定利息、复利、罚息)、违约金、赔偿金、实现债权的费用(包括诉讼费用、律师费用、公证费用、执行费用等)、因借款人违约而给债权人造成的损失和其他所有应付费用提供质押担保。经财务顾问从中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统适当核查,该笔质押已办理应收账款质押登记,债务履行期限为2011年11月30日至2025年11月30日,质押财产价值287,000,000.00元。鉴于内蒙古电力(集团)有限责任公司(下称“内蒙古电力集团”)为前述借款提供保证担保,送变电公司于2011年11月21日向内蒙古电力集团出具《关于内蒙古恒润新能源有限责任公司大板梁风电场一期建设固定资产贷款反担保函》,送变电公司同意以风电场售电款、网内工程欠款和自有资金向内蒙古电力集团提供反担保,担保方式为连带责任担保。

根据恒润新能源与中行新华支行签订的《固定资产借款合同》(编号:2013年华司贷字08号,下称“二期借款合同”),恒润新能源借款238,000,000元,借款期限14年。根据恒润新能源与中行新华支行签署的《权利质押合同》(编号:2013年华司质字02号),恒润新能源以电费收费权为二期借款合同项下借款本

金、利息（包括法定利息、约定利息、复利、罚息）、违约金、赔偿金、实现债权的费用（包括诉讼费用、律师费用、公证费用、执行费用等）、因借款人违约而给债权人造成的损失和其他所有应付费用提供质押担保。经财务顾问查询中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为 2013 年 11 月 4 日至 2026 年 12 月 2 日，质押财产价值 238,000,000.00 元。

中行新华支行于 2023 年 9 月 12 日出具《关于内蒙古恒润新能源有限责任公司拟开展基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点事宜的回函》，其中明确同意在结清剩余一期项目贷款、二期项目贷款后，中行呼和浩特新华支行将及时解除一期项目、二期项目对应的应收账款质押（2011 年华司质字 16 号权利质押合同、2013 年华司质字 02 号质押合同项下内容）及内蒙古电力（集团）有限责任公司连带责任保证担保（2011 年华司保字 12 号保证合同、2013 年华司保字 05 号保证合同项下内容），并在贷款结清后配合开展后续基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作。

中行新华支行于 2024 年 2 月 7 日补充出具《关于同意固定资产借款提前还款及资产重组的函》，同意恒润新能源为本次基础设施 REITs 发行所进行的重组安排，并同意恒泽公司 100%股权转让予基础设施基金及其下设基础设施资产支持证券等特殊目的载体，同意以恒润一期风电项目项下电费收费权作为底层收益来源。

此外，华晨公司及恒泽公司已于 2024 年 6 月均出具《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，承诺在基础设施基金成立后 15 个工作日内结清基础设施项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

“（三）项目权属及他项权利情况”之“1、华晨风电项目”之“（3）法定或约定的限制转让及权利限制情况”之“1）关于融资协议项下的转让限制及其解除”项下补充：根据华晨公司出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，华晨公司承诺在基础设施基金成立后 15 个工作日内结清华晨风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

“（三）项目权属及他项权利情况”之“1、恒润一期风电项目”之“（3）法定或约定的限制转让及权利限制情况”之“1）关于融资协议项下的转让限制及其解除”项下补充：根据恒泽公司出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，恒泽公司承诺在基础设施基金成立后 15 个工作日内结清恒润一期风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

6、项目公司纳入基础设施基金后人员、财务、运营等相关安排

（1）项目公司人员安排

华晨公司、恒泽公司纳入基础设施基金后，华晨公司、恒泽公司人员安排将进行调整。

专项计划管理人（代表专项计划）为华晨公司、恒泽公司股东，专项计划管理人（代表专项计划）根据基金管理人的委派文件，任命华晨公司、恒泽公司的法定代表人、执行董事、监事、总经理及财务负责人，基金管理人通过委派人员实施对华晨公司、恒泽公司的实际管理。

（2）项目公司财务安排

根据华晨公司、恒泽公司出具的书面说明及尽调实施主体适当核查，在项目公司纳入公募基金体系前，华晨公司适用公司制定的财务管理制度。华晨公司按照法人独立结构，独立建账、独立核算。恒泽公司属于蒙能集团下属子公司，适用蒙能集团制定的财务管理制度。恒泽公司按照法人独立结构，独立建账、独立核算。

华晨公司、恒泽公司纳入基础设施基金后，基金管理人指派华晨公司、恒泽公司的董事、监事及财务负责人，并审批华晨公司、恒泽公司的年度经营计划和财务预算。华晨公司、恒泽公司的财务负责人由基金管理人委派，负责华晨公司、恒泽公司的财务管理。

（3）项目公司运营安排

在运营管理安排上，公募基金管理人拟聘请蒙能集团作为运营管理统筹机构，委托恒润新能源担任基础设施项目的运营管理实施机构，具体负责基础设施项目

的部分服务和运营管理职责，保证项目持续健康平稳运营。基础设施的运营方、运营人员以及运营管理模式皆未发生重大变化，不会对基础设施项目的正常经营带来任何重大变化，有利于项目健康平稳运营。

1) 华晨公司重组安排

根据 2018 年 4 月 26 日国家能源局印发的《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》（国能发新能〔2018〕34 号）的规定，“电网企业负责投资建设接网工程，各类接入输电网的可再生能源发电项目的接网及输配电工程，全部由所在地电网企业投资建设，保障配套电网工程与项目同时投入运行。之前相关接网等输配电工程由可再生能源发电项目单位建设的，电网企业按协议或经第三方评估确认的投资额在 2018 年底前完成回购。”截至本财务顾问报告出具日，蒙西电网尚未启动内蒙古自治区内可再生能源发电项目接网及输配电工程的回购。为缓释本基金发行后相关送出线路工程面临回购的不确定性等风险，华晨风电项目拟将相关升压站、220kV 送出线路 1 回、检修道路及相关土地使用权等资产剥离至原始权益人电力设计院。

发起人蒙能集团于 2024 年 1 月 16 日出具《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议（第 12728 号）》，同意以资产重组后的华晨风电项目作为入池资产发行基础设施 REITs，并同意将华晨风电项目的升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路及所涉土地使用权、220kV 送出线路 1 回等资产无偿划转至电力设计院，划转完成后华晨公司仍拥有上述划转资产的单独无偿使用权，但其相应进行修缮或技改费用由华晨公司承担。电力设计院股东内蒙古能源建设投资股份有限公司于 2023 年 11 月 9 日作出股东决定，同意电力设计院作为原始权益人以华晨公司持有的华晨风电项目发行基础设施 REITs，并为上述事项协商、签署及修改必要的协议文件并确定相关安排，包括但不限于确定并办理基础设施 REIT 资产重组及其他必要手续和流程。华晨公司股东电力设计院于 2024 年 2 月 7 日作出《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于内蒙古华晨新能源有限责任公司之股东决定》，同意由华晨公司作为划出方将华晨风电项目中升压站、检修道路及 220kV 送出线路 1 回等无偿划转至

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司,并与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签署相关划转协议,资产划转完成后华晨公司仍有权无偿使用划出资产、对划出资产进行修缮和技改并承担相应费用。

华晨公司于2024年4月30日与电力设计院签订《内蒙古华晨新能源有限责任公司(作为划出方)与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司(作为划入方)之间资产划转协议书》(简称“《华晨划转协议》”),约定由华晨公司作为划出方,将华晨风电项目中升压站、220kV送出线路1回、检修道路及相关土地使用权等资产以无偿划转的形式转至电力设计院。根据《华晨划转协议》的约定,鉴于华晨风电项目升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV送出线路1回、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程及相关土地使用权划转至划入方,本次划转完成后,华晨公司有权根据项目需要无偿使用本协议项下划转标的。双方同意,划转标的资产在交割日后由电力设计院持有,电力设计院拥有划转标的资产的所有权,但仍由华晨公司以无偿使用方式独家占有、使用按照运营要求对划转标的进行修缮或技改,并由华晨公司直接支付运维成本,包括相关修缮或技改费用。另,如电网企业按国家政策规定回购华晨风电项目配套送出工程,蒙能集团作为划入方的实际控制方已出具承诺确保划出方在回购后仍有权无偿使用该配套送出工程。

综上,上述资产重组工作华晨公司、电力设计院已履行相关内部决策流程。华晨公司与电力设计院已签订《华晨划转协议》,并完成相关资产交割等全部资产重组工作。除此之外,截至本财务顾问报告出具之日,华晨公司无其他拟资产重组事项。

2) 恒泽公司重组安排

原始权益人恒润新能源持有察右中旗大板梁风电场一、二、三、四期共计四个风电项目,本次入池资产为其中恒润一期风电项目,故需要进行资产重组。为满足本基金发行需要,恒润新能源已新设全资子公司恒泽公司,并将恒润一期风电项目相关资产、负债及相关人员划转至恒泽公司,拟划转范围包括但不限于风机、箱式变压器、升压站、重要设施设备、涉及对前述相关内容进行技改的在建

工程、风机及升压站占用的土地使用权等资产以及相关债权债务、人员等。恒润一期风电项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目与恒润一期风电项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施）。

发起人蒙能集团于 2024 年 1 月 16 日出具《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议（第 12728 号）》，同意以资产重组后的恒润一期风电项目作为入池资产发行基础设施 REITs，并决议通过“鉴于恒润一期项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产未划转至恒泽公司，仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持有的二、三、四期项目与恒润一期项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施），本次资产重组完成后，恒泽公司及恒润新能源可根据恒润一期项目及二至四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持相关风电项目资产”等相关内容。原始权益人恒润新能源股东内蒙古送变电有限责任公司于 2023 年 6 月 21 日作出股东决定，同意《内蒙古恒润新能源有限责任公司资产重组方案》，由恒润新能源作为划出方，将恒润一期风电项目资产及相关债权债务划转至恒泽公司。恒泽公司股东恒润新能源已于 2023 年 12 月 1 日作出《股东决定》，同意由恒润新能源作为划出方，将恒润一期风电项目资产及相关债权债务划转至恒泽公司，划转完成后恒泽公司以恒润一期风电项目作为底层基础设施项目发行基础设施 REITs。

根据恒润新能源与恒泽公司已签署的《内蒙古恒润新能源有限责任公司（作为划出方）与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（作为划入方）之间企业资产、负债及员工整体划转协议书》（简称“《恒泽划转协议》”）相关约定，鉴于恒润一期风电项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产未划转至恒泽公司，仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目与恒润一期风电项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施），本次划转完成后，双方可根据恒润一期风电项目及察右中旗大板梁风电场二至四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持相关风电项目资产。恒润新能源及恒泽公司共用的 220kV 升压站（含站内设备设施

及在建技改工程)、检修道路、集电线路、送出工程,就正常运行所需的运维成本、及后续涉及的维修、技改方面,按照如下原则:针对双方共用资产部分,相关维修费、材料费、专项费及技改费用等由恒润新能源及恒泽公司根据各自所持风电项目实际装机容量按比例承担;针对一方单独使用资产部分,例如送出线路、检修道路、集电线路等,相关维修、专项、材料及技改费用由该部分资产实际使用方承担。

上述资产重组工作恒泽公司、恒润新能源已履行相关内部决策流程,并出具股东决议。恒润新能源与恒泽公司已签订《恒泽划转协议》,并已完成相关资产重组工作。除此之外,恒泽公司无其他拟重组或剥离的资产或负债。

五、基础设施资产情况

(一) 基础设施资产的评估情况

根据北京国友大正资产评估有限公司出具的《内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告》(大正评报字(2024)第 274A 号)以及《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告》(大正评报字(2024)第 273A 号),于 2024 年 6 月 30 日,恒泽项目公司持有的基础设施项目账面价值 23,220.85 万元,评估值为 27,048.82 万元,评估增值 3,827.97 万元,增值率 16.49%。华晨风电项目公司持有的基础设施项目账面价值 74,112.87 万元,评估值 74,508.86 万元,评估增值 395.99 万元,增值率为 0.53%。

(二) 资产估值及主要假设条件的说明

1、估值方法

标的项目目前正常经营且收益稳定,按照基础设施 REITs 相关监管要求,本次选用收益法求取标的项目在公开市场下的市场价值。

2、折现率的选取

根据上市公司风电并购数据以及已上市新能源基础设施 REITs 项目的折现率选取情况,在 25%所得税率下新能源行业整体税前折现率区间为 8.96%-10.36%。综合考虑到目前资本市场无风险报酬率进一步下行,保险资金、银行理财等资产配置端承压,以及 REITs 资产二级市场表现稳健等因素,财务顾问、管理人及评估机构认为本项目在评估测算中选取的税前折现率属于合理水平。

表 2-102: 标的项目折现率计算表

项目	所得税税率-15% 2024 年-2030 年	所得税税率-25% 2031 年-经营期末
华晨风电项目		
长期付息债务利率	3.95%	3.95%
所得税	15.00%	25.00%
权益价值比例 $W_e=E/(D+E)$	56.58%	56.58%
付息债务价值比例 $W_d=D/(D+E)$	43.42%	43.42%
WACC 折现率 $R=R_e \times W_e + R_d \times (1-T) \times W_d$	7.00%	6.80%
税前折现率	8.24%	9.07%
恒润一期风电项目		
长期付息债务利率	3.95%	3.95%
所得税	15.00%	25.00%
权益价值比例 $W_e=E/(D+E)$	56.58%	56.58%
付息债务价值比例 $W_d=D/(D+E)$	43.42%	43.42%
WACC 折现率 $R=R_e \times W_e + R_d \times (1-T) \times W_d$	7.30%	7.00%
税前折现率	8.59%	9.33%

3、收入预测及其合理性

(1) 营业收入的预测

公司营业收入为售电收入,售电收入的计量分为售电量的计量和电价的计量。

1) 装机容量

华晨风电项目在建装机总容量项目批复为 100MW, 实际装机容量为 100MW, 华晨风电项目于 2017 年 3 月全容量并网发电, 预测期截止至 2037 年 3 月底止。

恒润一期风电项目在建装机总容量项目批复为 49.5MW, 实际装机容量为 49.5MW, 恒润一期风电项目于 2011 年 7 月全容量并网发电, 预测期截止至 2031 年 7 月底止。

2) 未来年度发电量及发电利用小时的预测

① 华晨风电项目

华晨风电项目 2017 年 3 月全容量并网发电, 近三年及基准日发电情况如下:

表 2-103: 华晨风电项目近三年及基准日发电情况

项目/年份	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
批复装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
实际装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
上网结算电量	万 kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
发电利用小时	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13

本次评估对发电量按照谨慎原则进行预测, 按照公式:

2024年下半年上网电量=2024年上半年上网电量/(2020-2023年四年m的平均值)-2024年上半年实际上网电量

注: m为当年上半年上网电量占全年上网电量的比例

计算得出2024年下半年上网电量11,806.19万千瓦时。

预测期2025年至经营期末的上网电量计算公式为:

预测期内基准上网电量=(2021-2024年发电量平均值)-(2021-2024年厂用电量及线损电量平均值)

预测期2025年至经营期末预测年上网电量为30,130.03万kW·h, 折合等效利用小时3,013.00小时。

② 恒润一期风电项目

恒润一期风电项目 2011 年 7 月全容量并网发电, 近三年及基准日发电情况

如下：

表 2-104：恒润一期风电项目近三年及基准日发电情况

项目/年份	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
批复装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
实际装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
上网结算电量	万 kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
发电利用小时	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73

按照公式计算得出 2024 年下半年上网电量 4,055.79 万千瓦时，预测期 2025 年至经营期末预测年上网电量为 11,618.18 万 kW·h，折合等效利用小时 2,347.11 小时。

3) 公司电价执行标准及未来年度的电价确定

① 电价构成情况

补贴电价。补贴电价根据政策文件确定，分别为华晨风电项目 0.2071 元/千瓦时，恒润一期风电项目 0.2271 元/千瓦时。经营期补贴发电收入=项目上网电量×补贴电价。

保障电价及市场交易电价。在电力市场化交易进程中，保障电量逐渐降低、市场化交易电量比例日益提高，导致本项目近年来的市场化交易电价出现了一定幅度的下降，这也是新能源“竞争形成体现时空价值的市场价格”的影响。本项目的市场交易电价已处于历史较低位置，2024 年第二季度已较之 2023 年有所回升。此外，根据现有政策展望未来电力市场将加速与绿色电力交易与碳交易等机制进行有效衔接，有望进一步提升项目的市场交易电价及售电收入。

② 历史年度电价情况

历史年度发电收入、单价分解情况如下。

表 2-105：华晨风电项目和恒润一期风电项目历史年度电价分解情况

项目	2021年	2022年	2023年	2024年 一季度	2024年 二季度	2024年 上半年
华晨风电项目						
售电收入(万元)(包括国补收入和市场交易收入)	13,299.94	11,334.10	11,498.98	2,095.04	2,666.53	4,761.57
其中:国补收入(万元)	6,892.68	6,147.69	6,671.83	1,268.40	1,544.29	2,812.69
国补电价(含税)(元/kW·h)	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071	0.2071
国补收入占比	51.82%	54.24%	58.02%	60.54%	57.91%	59.07%
标杆收入(万元)	6,407.26	5,186.41	4,827.15	826.64	1,122.24	1,948.88
平均标杆电价(含税)(元/kW·h)	0.1925	0.1747	0.1498	0.1350	0.1505	0.1435
标杆收入占比	48.18%	45.76%	41.98%	39.46%	42.09%	40.93%
其中:保量保价收入(万元)	4,243.50	2,800.71	1,322.56	156.98	137.42	294.39
保量保价电价(含税)(元/kW·h)	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2186
保量保价收入占标杆收入比例	66.23%	54.00%	27.40%	18.99%	12.24%	15.11%
市场交易收入(万元)	2,163.76	2,385.70	3,504.59	669.66	984.82	1,654.48
市场交易电价(含税)(元/kW·h)	0.1184	0.1277	0.1312	0.1244	0.1438	0.1352
市场交易收入占标杆收入比例	33.77%	46.00%	72.60%	81.01%	87.76%	84.89%
恒润一期风电项目						
售电收入(万元)(包括国补收入和市场交易收入)	6,058.80	5,399.37	4,569.14	1,045.79	890.19	1,935.98
其中:国补收入(万元)	2,916.03	2,909.64	2,622.95	647.92	520.89	1,168.81
国补电价(含税)(元/kW·h)	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271	0.2271
国补收入占比	48.13%	53.89%	57.41%	61.96%	58.51%	60.37%
标杆收入(万元)	3,142.77	2,489.74	1,946.19	397.87	369.30	767.17
平均标杆电价(含税)(元/kW·h)	0.2448	0.1943	0.1685	0.1395	0.1610	0.1491
标杆收入占比	51.87%	46.11%	42.59%	38.04%	41.49%	39.63%
其中:保量保价收入(万元)	2,100.53	1,386.35	654.67	75.35	71.92	147.27
保量保价电价(含税)(元/kW·h)	0.2829	0.2546	0.2405	0.2122	0.2263	0.2189
市场交易收入(万元)	1,042.23	1,103.38	1,291.52	322.52	297.38	619.90
保量保价收入占标杆收入比例	66.84%	55.68%	33.64%	18.94%	19.47%	19.20%
市场交易电价(含税)(元/kW·h)	0.1925	0.1498	0.1463	0.1291	0.1505	0.1386
市场交易收入占标杆收入比例	33.16%	44.32%	66.36%	81.06%	80.53%	80.80%

注:含税电价/1.13=不含税电价。因统计数据精确至小数点后4位,若出现总数与各分项数值之和尾数不符的情况,均为四舍五入原因造成的尾差,以合计数据为准。

③电价预测

本次评估预测期内华晨风电项目国补电价为0.2071元/kW·h（含税），保障电价为0.2263元/千瓦时（含税），市场交易电价为0.1438元/kW·h（含税）；恒润一期风电项目国补电价为0.2271元/kW·h（含税），保障电价为0.2263元/千瓦时（含税），市场交易电价为0.1505元/kW·h（含税）。

（2）营业成本的预测

在评估测算中，成本端扣除折旧、摊销等非付现成本后，项目公司层面的运营成本（付现成本）主要为支付给外部运营管理机构基础管理费，以及项目公司其他运营成本。按照可比口径，相对于2021—2023年的历史运营成本，两个入池资产2024年的运营成本已设定合理增幅。同时，2025年起，根据项目公司2024年预算为基础进行预测。另外，除线路租赁费（华晨风电项目）、安全生产费、维护性资本性支出外，其他的项目运营成本按照每年2%的增长幅度计算运营成本的增加。

其中，2024年，华晨风电项目预测运营成本1,262.68万元（不含税），较2023年实际运营成本增幅22.00%。考虑到华晨风电项目除风机齿轮箱外其他机电设备均于2024年质保期到期，按照蒙能集团2024年预算编制规则以及历史运维数据情况，与2023年相比，评估机构在基础管理费中材料费增加35.66万元、修理费增加48.46万元，其他运营费用增加30.12万元，现场运维费增加26.13万元；同时预留50万元维护性资本性支出。

2024年，恒润一期风电项目预测运营成本720.82万元（不含税），较2023年实际运营成本增幅36.07%。其中，其他运营费用增加30.24万元，专项费用增加96.58万元，同时，预留50万元维护性资本性支出。已充分考虑了未来经营期可能发生的成本费用。

（三）基础设施资产法律权属及权利限制情况

1、基础设施资产法律权属情况

基础设施资产法律权属情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“一、项目公司的基本情况”之“（八）项目公司的资产独立性情况”之“1、资产的权属、占有情况”。

2、项目公司经营收益权

(1) 经营资质

华晨公司现持有国家能源局华北监管局于 2019 年 1 月 29 日核发的《电力业务许可证》（许可证编号：1010517-00250），准许华晨公司按照许可证载明的范围从事电力业务，许可类别：发电类，证载有效期：自 2017 年 4 月 17 日至 2037 年 4 月 16 日。

经核查，华晨公司已取得《电力业务许可证》，符合《电力业务许可证管理办法》第四条的规定，具备从事电力业务、运营华晨风电项目的主体资格及相应资质。

恒泽公司现持有国家能源局华北监管局于 2024 年 6 月 12 日核发的《电力业务许可证》（许可证编号：1910524-01253），准许恒泽公司按照许可证载明的范围从事电力业务，许可类别：发电类，证载有效期：自 2024 年 6 月 12 日至 2044 年 6 月 11 日。

项目公司根据《电力业务许可证》开展发电业务，其中华晨风电项目于 2017 年 3 月全容量并网发电；恒润一期风电项目于 2011 年 7 月全容量并网发电。

经核查，恒泽公司已取得《电力业务许可证》，符合《电力业务许可证管理办法》第四条的规定，具备从事电力业务、运营华晨风电项目的主体资格及相应资质。

(2) 经营情况

项目公司通过与蒙西电网签署《并网调度协议》《购售电合同》，向蒙西电网销售电力并取得电费收费权。

1) 并网调度协议

根据华晨公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中风电场并网调度协议》（协议编号：FDXQ-2024-032），协议约定内蒙古电力集团同意华晨风电项目并入其电网运行，协议有效期至 2028 年 12 月 31 日止。关于协议续期方面，协议第

18.3 条约定“本协议期限届满前 90 日，若双方无异议，本协议到期后自动延期 5 年，延期次数不限；若任何一方存有异议，应在合同期限届满前 90 日书面通知对方，并在协议期限届满前进行协商，若协商不成，本协议期限届满后自动终止”。

根据恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司恒润风电场一期并网调度协议》（协议编号：FDHR012024），约定内蒙古电力集团同意恒润一期风电项目并入其电网运行，协议有效期至 2028 年 12 月 31 日止。关于协议续期方面，协议第 11.3 条约定“本协议期限届满前 90 日，若双方无异议，本协议到期后自动延期 5 年，延期次数不限；若任何一方存有异议，应在合同期限届满前 90 日书面通知对方，并在协议期限届满前进行协商，若协商不成，本协议期限届满后自动终止”。

根据《中华人民共和国电力法》第二十二条规定，具有独立法人资格的电力生产企业要求将生产的电力并网运行的，电网经营企业应当接受；并网双方应当按照统一调度、分级管理和平等互利、协商一致的原则，签订并网协议，确定双方的权利和义务；并网双方达不成协议的，由省级以上电力管理部门协调决定。根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度；电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。

根据《电网调度管理条例》第二十六条规定，需要并网运行的发电厂与电网之间以及电网与电网之间，应当在并网前根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议并严格执行。因此，前述并网调度协议到期后正常续期不存在障碍。

2) 购售电合同

根据华晨公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与内蒙古华晨新能源有限责任公司（华晨旧公中风电场）购售电合同》（合同编

号：ZB-YBHT-2023-YX-0301-0859），约定由内蒙古电力集团购买华晨风电项目的电能。协议期限自 2023 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日止。关于合同续期方面，合同第 11.3 条“在本合同期满前 2 个月，双方应就续签本合同的有关事宜进行商谈”。

根据恒泽公司与内蒙古电力集团签署的《内蒙古电力（集团）有限责任公司与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（恒润风电场一期）购售电合同》（合同编号：ZB-FGKCG-2024-YX-0301-0317），约定由内蒙古电力集团购买恒润一期风电项目的电能。协议期限自 2024 年 7 月 15 日至 2027 年 12 月 31 日止。关于合同续签方面，合同第 11.4 条“在本合同期满前 2 个月，双方应就续签本合同的有关事宜进行商谈”。

现有《购售电合同》内约定“在本合同期满前 2 个月，双方应就续签本合同的有关事宜进行商谈”。在本基金存续期内，运营管理机构将协助基金管理人、于协议期满前 2 个月内，开展《购售电合同》续期的商谈工作，使协议到期后能够正常展期，不影响项目公司的正常运营。

3) 补贴资质

根据《内蒙古电力（集团）有限责任公司首批补贴清单发电项目公布表》，华晨风电项目已列入内蒙古电力集团首批补贴清单。截至尽调基准日，华晨风电项目已纳入第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单。华晨风电项目按所发电量享受可再生能源补贴，发电单价中可再生能源电价附加补助资金的部分为 0.2071 元/千瓦时（含税）。

根据财政部、国家发展改革委及国家能源局于 2014 年 8 月 21 日公布的《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第五批）的通知》（财建[2014]489 号），恒润一期风电项目已列入可再生能源电价附加资金补助目录（第五批）。截至本财务顾问报告出具之日，恒润一期风电项目已纳入第一批可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单。恒润一期风电项目按所发电量享受可再生能源补贴，发电单价中可再生能源电价附加补助资金的部分为 0.2271 元/千瓦时（含税）。

综上，项目公司就基础设施项目享有的收费权包括与蒙西电网签署的《并网

调度协议》《购售电合同》享有的发电售电收入，及基于《中华人民共和国可再生能源法》《可再生能源电价补助附加资金管理办法》等法律法规享有的、列入可再生能源电价附加资金补助目录的可再生能源电价附加补助资金部分。

3、基础设施资产权利限制情况及应付未付义务

(1) 重要生产设备权利负担情况

重要生产设备权利负担情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“一、项目公司的基本情况”之“（八）项目公司资产独立性”之“1、资产的权属、占有情况”及本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“四、财务与会计调查”之“（七）日后事项、或有事项及其他重要事项”“5、资产权利限制情况”。

根据财务顾问核查及项目公司的确认，截至尽职调查基准日，除上述情况外，华晨风电项目、恒润一期风电项目的重要生产设备上不存在任何抵押、融资租赁、查封、冻结等权利限制。

(2) 经营收益权质押情况及权利限制解除安排

1) 华晨风电项目

华晨公司与中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行（以下简称“工行石羊桥支行”）签订的《固定资产借款合同》（00600200005-2022年（石东）字00077号）第一部分“基本约定”第十一条第（1）项约定：“贷款存续期内，借款人如拟转让或租赁项目主要运营资产、对外投资、重组并购，保证担保，以本项目资产及权益对外设定抵（质）押须事先征得贷款人书面同意；……”第二部分“具体条款”第八条第8.6项约定：“进行合并、分立、减资、股权变动、股权质押、重大资产和债权转让、重大对外投资、实质性增加债务融资以及其他可能对贷款人权益造成不利影响的行动时，事先征得贷款人书面同意或就贷款人债权的实现作出令贷款人满意的安排方可进行。”

工行石羊桥支行与华晨公司签署的《质押合同》（编号：0060200005-2022年（质）字00077号）第8.2条约定：“在本合同有效期内，未经甲方书面同意，不

以馈赠、转让或许可他人使用等方式处分质物。”

工行石羊桥支行与华晨公司签署的《账户监管协议》(合同编号:0060200005-2022年(石东)字00077号)第6.5条约定:“乙方有下列情形之一的,应当及时书面通知甲方:……(2)经营机制发生变化,包括但不限于实行合并、分立、股份制改造、与外商合资合作等;(3)经营范围、注册资本或出资、股权结构发生变动;……”

工行石羊桥支行已于2023年6月30日出具《关于同意固定资产借款提前还款的函》,该同意函的内容包括:①同意华晨公司100%股权转让予基础设施基金及其下设基础设施资产支持证券等特殊目的载体,同意以华晨风电项目项下应收账款(及售电应收账款)作为底层收益来源,同时按照基础设施REITs的具体监管规则、市场条件、政策指导等对上述事项进行必要的调整。②同意资产支持专项计划以基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)募集资金提前清偿《固定资产借款合同》(编号:0060200005-2022年(石东)字00077号)项下华晨公司全部应付款项,并同意在债务清偿完毕之日起15个工作日内办理完成华晨风电项目全部应收账款质押的注销登记(包括但不限于在上述时限内向主管部门提交依法应提交的全部合格申请材料)。

此外,根据华晨公司2024年6月出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》,华晨公司承诺在基础设施基金成立后15个工作日内结清华晨风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

2) 恒润一期风电项目

根据恒润新能源与中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行(以下简称“中行新华支行”)签订的两份《固定资产借款合同》(编号:2011年华司贷字32号,以下简称“一期借款合同”;编号:2013年华司贷字08号,以下简称“二期借款合同”)第十条第2款第(5)项均约定:“如借款人发生进行合并、分立、减资、股权转让、对外投资、实质性增加债务融资、重大资产和债权转让以及其他可能对借款人的偿债能力产生不利影响的事项时,须事先征得贷款人的书面同意。若发生下列情形,借款人应及时通知贷款人:……B.进行任何形式的联营、与外

商合资、合作、承包经营、重组、改制、计划上市等经营方式的变更；……”

根据恒润新能源与中行新华支行签订的两份《权利质押合同》（编号：2011年华司质字16号，以下简称“一期质押合同”；编号：2013年华司质字02号，以下简称“二期质押合同”）第一条均约定：“出质人声明与承诺如下：……（四）出质人应向质权人预先通知在质押有效期内发生的任何形式的产权变动或经营方式改变；出质人不因上述产权变动或经营方式改变而免除保证责任。”第八条均约定：“下列事件之一即构成抵押人在本合同项下的违约：（一）出质人在本合同第一条中所做的声明与事实不符或所做承诺未得到履行……（三）出质人以任何方式（作为或不作为）妨碍质权人根据本合同有关约定处分质物。”

鉴于内蒙古电力（集团）有限责任公司为一期借款提供保证担保，送变电公司于2011年11月21日向内蒙古电力（集团）有限责任公司出具《关于内蒙古恒润新能源有限责任公司大板梁风电场一期建设固定资产贷款反担保函》，送变电公司同意以风电场售电款、网内工程欠款和自有资金向内蒙古电力（集团）有限责任公司提供反担保，担保方式为连带责任担保。

恒润新能源已于2023年9月12日取得中行新华支行出具的《关于内蒙古恒润新能源有限责任公司拟开展基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点事宜的回函》，中行新华支行将配合恒润新能源结清相关大板梁风电场一期4.95万千瓦风电项目、大板梁风电场二期4.95万千瓦风电项目在该行的存量项目贷款（2011年华司贷字32号固定资产借款合同、2013年华司贷字08号固定资产借款合同项下贷款，以下简称“一期项目贷款、二期项目贷款”）。在结清中行新华支行剩余一期项目贷款、二期项目贷款后，中行新华支行将及时解除一期项目、二期项目对应的应收账款质押（2011年华司质字16号权利质押合同、2013年华司质字02号质押合同项下内容）及内蒙古电力（集团）有限责任公司连带责任保证担保（2011年华司保字12号保证合同、2013年华司保字05号保证合同项下内容）。基于前述提前还款安排，根据合同签订时有效的《中华人民共和国担保法》第五条“担保合同是主合同的从合同”的规定，内蒙古电力（集团）有限责任公司在《保证合同》下的担保义务将于相关借款清偿完毕后解除，送变电

公司所提供之风电场售电款等反担保事项将随内蒙古电力集团担保义务的解除而一并解除。

中行新华支行于 2024 年 2 月 7 日补充出具《关于同意固定资产借款提前还款及资产重组的函》，明确同意恒润新能源为本次基础设施 REITs 发行所进行的重组安排，并同意恒泽公司 100%股权转让予基础设施基金及其下设基础设施资产支持证券等特殊目的载体，同意以恒润一期风电项目项下电费收费权作为 REITs 的底层收益来源。

根据恒泽公司出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，恒泽公司承诺在基础设施基金成立后 15 个工作日内结清恒润一期风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

综上，基础设施项目于融资合同项下的转让限制的解除安排如上，符合发行基础设施 REITs 的可转让性有关条件。

(3) 应付未付义务情况

1) 应付未付义务

根据毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为“毕马威华振审字第 2413620 号”审计报告以及“毕马威华振审字第 2413621 号”的审计报告，截至尽职调查基准日，华晨公司及恒泽公司的应付未付义务如下：

表 2-106：华晨公司截至 2024 年 6 月末应付未付义务

单位：万元

项目	截至 2024 年 6 月末余额
应付账款	623.15
应交税费	307.71
其他应付款	2.53
一年内到期的非流动负债	4,224.15
长期借款	27,456.98
合计	32,614.52

表 2-107：恒泽公司截至 2024 年 6 月末应付未付义务

单位：万元

项目	截至 2024 年 6 月末余额
一年内到期的非流动负债	2,050.00
长期借款	1,050.00
合计	3,100.00

华晨公司、恒泽公司其他应付未付义务具体情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“四、财务与会计调查”之“（四）资产和负债分析”之“2、负债分析”。截至尽职调查基准日，华晨公司应付账款、其他应付款将最终作为华晨风电项目资产组的一部分转让给专项计划，后续由华晨公司账期情况和商业惯例进行付款。华晨公司、恒泽公司的长期借款、一年内到期的非流动负债等金融机构借款在本基金成立后由专项计划通过发放借款的形式完成偿付，相关提前偿还安排详见本节“（2）经营收益权质押情况及权利限制解除安排”。

2) 担保债务情况

截至尽职调查基准日，华晨公司、恒泽公司的担保债务分别为中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行固定资产借款以及中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行固定资产借款，详见本节“（2）经营收益权质押情况及权利限制解除安排”；除上述经营收益权质押外无其他抵质押情况，亦不存在其他担保债务。

3) 担保物情况

截至尽职调查基准日，华晨公司、恒泽公司除上述经营收益权质押外不存在其他担保债务。

4、基础设施资产审批情况

（1）基础设施资产固定资产投资管理相关手续情况

1) 华晨风电项目的固定资产投资建设手续

华晨公司就华晨风电项目已取得的相关主管部门出具或核发的立项核准文件、环境影响评价批复文件、水土保持方案批复文件、建设项目选址意见书、用地预审意见、《建设用地规划许可证》、消防验收文件、环保验收文件、水保验

收文件、节能验收文件及竣工验收文件的具体情况如下表：

表 2-108：华晨风电项目投资管理手续情况

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
1	政府投资项目审批	项目建议书批复	/	/	/	/
		可行性研究报告批复	/	/	/	/
		初步设计批复	/	/	/	/
	企业投资项目核准		2015.10.30	固阳县发展和改革局	固发改审批字【2015】73号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目核准的批复》：同意建设固阳红泥井 10 万千瓦风电项目，项目单位为内蒙古华晨新能源有限责任公司。
企业投资项目备案		/	/	/	/	
2	规划	建设项目选址意见书	2015.07.28	包头市规划局	包规划发〔2015〕188号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目的规划意见》：同意内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目规划选址位置。该项目选址位于包头市固阳县西斗铺镇境内，距离金山镇西北方向约 46 公里处。工程永久占地面积约 3.524 公顷，临时占地面积约 52.28 公顷。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		建设用地规划许可证	2017.12.11	固阳县住房和城乡建设规划局	地字第 15022220170030 号	用地单位：内蒙古华晨新能源有限责任公司用地项目名称：固阳红泥井 100MW 风电项目用地位置：固阳县红泥井用地性质：工业用地用地面积：28656m ²
		建设工程规划许可证	不涉及	不涉及	不涉及	根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的补充说明与确认函》，华晨公司拟作为资产划出方，将内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目升压站划转至原始权益人电力设计院，不再作为本项目的底层基础设施项目。资产划转完成后，华晨风电项目不存在需要办理建设工程规划许可的情形。
3	土地	土地取得方式	挂牌出让			
		土地预审意见（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见	2015.09.25	包头市国土资源局	包国土资发〔2015〕221 号	《包头市国土资源局关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井风电场一期 100MW 风电建设项目用地的预审意见》：同意通过预审。本意见不作为项目开工和用地的批准文件，自文件下发之日起有效期为两年。

序号	手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
	书)	2015.10.20	固阳县国土资源局	固国土资发〔2015〕143号	《固阳县国土资源局关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目的预审意见》：由于选址位置、地类发生重大改变，需重新预审……同意通过预审。本意见不作为项目开工和用地的批准文件，自文件下发之日起有效期为两年。
	建设用地批准书（2019年9月以前）	2023.12.05	固阳县自然资源局	/	《固阳县自然资源局关于支持蒙能集团参与基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点项目的说明》：根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》，建设用地批准书已不再单独核发。华晨风电项目已经取得建设用地规划许可证，无需办理建设用地批准书。
	土地使用权出让合同	2017.11.06	/	固桂[2017]第016号	出让入：固阳县国土资源局 受让人：内蒙古华晨新能源有限责任公司 出让宗地编号为22-513-05-002，宗地总面积28656平方米，出让宗地坐落于固阳县红泥井。国有建设用地使用权出让年期为50年，出让价款为2,636,352元。
	建设项目土地使用权证（或不动产权证）	2024.7.21	固阳县国土资源局	蒙（2024）固阳县不动产权第0130626号	证载土地使用权面积18,656.00平方米。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
4	环评	环境影响评价 (报告书、报 告表和登记 表)批复/备 案回执	2016.04.28	固阳县环境保 护局	固环审〔2016〕002号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目环境影响报告书的批复》：从环保角度分析，我局原则同意你公司《报告书》所列建设项目的地点、规模、采用工艺和环境保护措施。
		排污许可证 (2016年以 后)	/	/	/	/
5	施工许 可	施工许可证	不涉及	不涉及	不涉及	根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募REITs申报相关事项的补充说明与确认函》，华晨公司拟作为资产划出方，将内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井100MW风电项目升压站划转至原始权益人电力设计院，不再作为本项目的底层基础设施项目。资产划转完成后，华晨风电项目资产不涉及需要办理建筑工程施工许可的情形。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
6	竣工验收	综合验收（竣工验收备案）	2017.03.31	内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井10万千瓦风电项目工程竣工验收委员会	/	《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井10万千瓦风电项目工程竣工验收报告书》：建设单位根据相关规范要求成立了项目验收委员会，对项目包含的风力发电机组等工程进行全面验收，已完成的验收过程包含单位工程验收、工程启动验收、工程竣工及移交生产验收三个验收过程，验收结果符合设计及相关规程、规范要求，验收结论为合格，具备移交生产的条件。
			2017.03.31	内蒙古电力建设工程质量监督中心站	质监备字[2017]020号	《电力工程质量监督投运备案证明书》：竣工验收备案文件齐全、符合要求，特予以备案。
		消防验收文件	2018.02.05	固阳县公安消防大队	150000WYS180000805	《竣工验收消防备案》（消防办事大厅查询系统）：竣工验收消防备案合格。
		环保验收文件	2017.09.25	固阳县环保局	固环验〔2017〕011号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目竣工环境保护验收意见的函》：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		节能专项验收	2017.09.15	固阳县发展和改革委员会	/	《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电项目固定资产投资项目节能验收报告》：经专家组对现场各项耗能指标及用能设备核查，本项目各项能耗指标及耗能设备均能够满足国家能耗指标有关规定，专家组一致建议通过验收。
7	外资	商务部门投资批复意见（如有）	/	/	/	/
		外商投资安全审查意见（如有）	/	/	/	/
8	其他重要手续	节能审查	2015.10.30	固阳县发展和改革局	固发改审批字【2015】73号	公司已填报《节能登记表》，固阳县发改局将该份登记表作为华晨风电项目核准批复之附件一并下发。
		林地使用许可	2016.10.9	内蒙古自治区林业厅	内林资许准〔2016〕157号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井10万千瓦风电建设项目使用林地审核同意书》：同意内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井10万千瓦风电项目，使用固阳县西斗铺镇境内集体林地4.2419公顷。其中：防护林地2.0263公顷，无立木林地2.2156公顷。你单位要按照有关法律规定办理建设用地审批手续。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		草原使用审核意见	2018.12.26	内蒙古自治区农牧厅	内农牧草发〔2018〕458号	《关于征用使用草原项目审核同意的批复》：同意包头市农牧业局上报的《华电红泥井风力发电有限公司固阳红泥井风电场一期项目》等14个项目征用使用草原。根据《未经审核已审批项目征占用草原明细表》，内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井10万千瓦风电项目占用草原面积为27.855亩。
		是否压覆已查明重要矿产资源	2015.07.20	内蒙古自治区国土资源厅	内国土资源函〔2015〕408号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电场项目拟选址用地范围内不覆矿已查明重要矿产资源的函》：内蒙古华晨新能源有限责任公司拟在包头市固阳县西斗铺镇境内选址建设“内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井100MW风电场（以下简称拟建风电场）”项目，用地面积18.25Km ² 。经核实，拟建风电场在勘界拐点坐标范围内进行项目选址不压覆已查明的重要矿产资源。
		军事设施批复	2023年9月25日	固阳县人民武装部	固武〔2023〕234号	关于《关于请求固阳县人民武装部确认固阳红泥井10万千瓦风电项目军事设施影响情况的请示函》的回复：依据你提供数据核查，该项目涉及的占地区域均未与已知的军事设施发生交织。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		水土保持方案	2015.09.16	包头市水务局	包水发〔2015〕239号	《包头市水务局关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井风电场一期100MW风电项目水土保持方案的复函》：经研究，同意该水土保持方案。
		水土保持设施验收	2017.12.07	包头市水务局	/	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场一期100MW风电项目华晨风电项目水土保持设施验收鉴定书的函》：验收组认为，该工程水土保持设施达到了水土保持法律法规及技术规范、标准的要求，建成的水土保持设施工程质量总体合格，同意通过竣工验收。

2) 恒润一期风电项目的固定资产投资建设手续

恒润一期风电项目升压站部分和风电场部分已取得的相关主管部门出具或核发的投资建设手续具体情况如下：

(1) 恒润一期风电项目升压站对应的投资建设手续

表 2-109：恒润一期风电项目投资管理手续情况

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
1	政府投资项目审批	项目建议书批复	/	/	/	/
		可行性研究报告批复	/	/	/	/
		初步设计批复	/	/	/	/
	企业投资项目核准		2010.12.29	内蒙古自治区发展和改革委员会	内发改能源字[2010]2934号	《关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场4.95万千瓦风电项目核准的批复》：同意在自治区风电发展规划内，由内蒙古送变电有限责任公司，建设乌兰察布市察右中旗大板梁风电场4.95万千瓦风力发电项目。
企业投资项目备案		/	/	/	/	
2	规划	建设项目选址意见书	2023.02.21	察右中旗自然资源局	/	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目基本情况的说明》：按照当时用地手续办理程序，无需核发选址意见书。
		建设用地规划许可证	2011.08.05	察右中旗住房和城乡建设局	地字第152631201100171号	用地单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司 项目名称：内蒙古恒润风电场一期工程 用地位置：察右中旗黄阳城镇、宏盘乡 用地性质：工业用地 用地面积：29012 m ²

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		建设工程规划许可证	2011.08.15	察右中旗住房和城乡建设局	建字第152631201100249号	建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司建设 项目名称：内蒙古恒润风电场一期工程建设位 置：察右中旗黄羊镇、宏盘乡建设规模：29012 m ²
3	土地	土地取得方式	升压站占用土地以协议出让方式取得			
		土地预审意见 (2019年9月以后为建设项目用地预审与选址意见书)	2010.09.27	内蒙古自治区国土资源厅	内国土预审字[2010]255号	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目用地的预审意见》：同意通过预审。本预审意见不作为项目开工占地的依据。自下发之日起有效期为两年。
		建设用地批准书(2019年9月以前)	2023.12.06	察右中旗自然资源局	/	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目的意见》：根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》，目前建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见合并，统一核发建设项目用地预审与选址意见书；建设用地批准书、建设用地规划许可证合并，统一核发新的建设用地规划许可证。鉴于项目原已取得用地预审与用地规划许可证，无需办理建设用地批准书。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		土地使用权出让合同	2011.07.13	/	合同编号： 1509272011B003	出让入：察右中旗国土资源局受让人：内蒙古恒润新能源有限责任公司出让宗地编号为2011B003，宗地总面积29012平方米，出让宗地坐落于察右中旗黄阳城镇、宏盘乡境内。合同项下出让宗地的用途为工业用地，出让价款为1,044,432元。
		建设项目土地使用权证（或不动产权证）	2018.04.16	察右中旗国土资源局	中科国用（土）第150321669号	土地使用权面积29012.00平方米
4	环评	环境影响评价（报告书、报告表和登记表）批复/备案回执	2010.09.15	内蒙古自治区环境保护厅	内环表[2010]225号	《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古送变电察右中旗风电场49.5MW工程环境影响报告表的批复》：我厅同意你公司按照报告表中所列建设项目的性质、地点、规模 and 环境保护措施等进行建设。
		排污许可证（2016年以后）	/	/	/	/
5	施工许可	施工许可证	2011.12.29	察右中旗住房和城乡建设局	编号 1526312011122902201	建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司工程名称：察右中旗风电场升压站土建工程建设地址：察右中旗米粮局乡建设规模：3328㎡
6	竣工验收	综合验收（竣工验收备案）	2016.5.11	察右中旗住房和城乡建设局	/	《建设工程竣工验收备案表》：根据内蒙古电力质监中心站检查结论书，同意备案。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
			验收时间 2011.07	工程竣工验收委员会	/	《内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 工程竣工验收鉴定书》：经检查，工程符合设计要求及验收标准，同意验收。
			2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对风机内接地连接螺栓处应加防松垫片等整改内容完成逐项整改
			2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对主变 10kV 平衡线圈避雷器在线检测仪安装对地距离不够（应大于 2.5 米）等整改内容完成逐项整改
			2012.2.24	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对综合泵房、屋外散水下沉，蓄水池、保温挡土墙局部开裂下沉等整改内容完成逐项整改
		消防验收文件	2011.11.25	内蒙古自治区乌兰察布市公安消防支队	(乌)公消验[2011]第 0065 号	《关于察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 项目工程消防验收合格的意见》：综合评定该工程消防验收合格。
		环保验收文件	2011.10.25	乌兰察布市环境保护局	乌环监字〔2011〕72 号	《关于对内蒙古变送电察右中旗风电场 49.5MW 项目竣工环境保护验收意见》：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
		节能专项验收	2023.08.17	建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司 验收单位：呼和浩特泰和恒信能源有限责任公司	/	《内蒙古恒润新能源有限责任公司乌兰察布市察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目节能验收报告》：能源消费合理，低于节能评估报告批复的综合能耗。符合节能批复文件要求。建议通过节能验收。
7	外资	商务部门投资批复意见（如有）	/	/	/	/
		外商投资安全审查意见（如有）	/	/	/	/
8	其他重要手续	节能审查	2010.08.18	内蒙古自治区乌兰察布市经济委员会	乌经环发[2010]162号	《关于内蒙古送变电有限责任公司内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程节能评估报告的批复》：该项目符合国家及自治区产业政策要求和国家节能技术政策大纲。
		草原使用审核意见	2024.02.01	内蒙古自治区林业和草原局	内林草草监许准〔2024〕135号	《内蒙古自治区林业和草原局关于准予内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目征收使用草原的行政许可决定》：同意内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目征收使用乌兰察布市宏盘乡四义和村，黄羊城镇永胜村、小东卜子村、大东卜子村、米粮局村的 10.599 亩草原。

序号	手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
	是否压覆已查明重要矿产资源	2010.08.19	内蒙古自治区国土资源厅	内国土资函[2010]627号	《关于内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程项目建设拟选址用地范围内未压覆已查明重要矿产资源的函》：经核实，在下表拐点坐标范围内进行项目选址不压覆已查明重要矿产资源。
	军事设施批复	2023.08.21	察右中旗人民武装部	/	《关于“关于大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目的回函”的回函》：经我部人员核查，确认坐标范围内没有国防工程。
	水土保持方案	2012.01.18	内蒙古自治区水利厅	内水保〔2012〕25号	《内蒙古自治区水利厅关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目水土保持方案报告书的批复》：经审核，我厅基本同意该水土保持方案。
	水土保持设施验收	2015.09.02	内蒙古自治区水利厅	内水便函〔2015〕182号	《内蒙古自治区水利厅关于印发内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目等两个项目水土保持设施验收鉴定书的函》：会议认为，上述两个项目按照复函完成了各项建设内容，工程质量总体合格，运行期管护责任落实，同意通过竣工验收。

(2) 恒润一期风电项目风电场对应的投资建设手续

表 2-110: 恒润一期风电项目风电场投资建设手续

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
1	政府投资项目审批	项目建议书批复	/	/	/	/
		可行性研究报告批复	/	/	/	/
		初步设计批复	/	/	/	/
	企业投资项目核准		2010.12.29	内蒙古自治区发展和改革委员会	内发改能源字[2010]2934号	《关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场4.95万千瓦风电项目核准的批复》：同意在自治区风电发展规划内，由内蒙古送变电有限责任公司，建设乌兰察布市察右中旗大板梁风电场4.95万千瓦风力发电项目。
	企业投资项目备案		/	/	/	/
2	规划	建设项目选址意见书	2023.02.21	察右中旗自然资源局	/	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目基本情况的说明》：按照当时用地手续办理程序，无需核发选址意见书。
		建设用地规划许可证	2011.08.05	察右中旗住房和城乡建设局	地字第152631201100171号	用地单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司用地项目名称：内蒙古恒润风电场一期工程用地位置：察右中旗黄阳城镇、宏盘乡用地性质：工业用地用地面积：29012 m ²
		建设工程规划许可证	/	/	/	/
3	土地	土地取得方式	风电场内风机占用土地以协议出让方式取得			

序号	手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
	土地预审意见 (2019年9月以后为建设项目用地预审与选址意见书)	2010.09.27	内蒙古自治区国土资源厅	内国土预审字[2010]255号	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目用地的预审意见》：同意通过预审。本预审意见不作为项目开工占地的依据。自下发之日起有效期为两年。
	建设用地批准书(2019年9月以前)	2023.12.06	察右中旗自然资源局	/	《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目的意见》：根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》，目前建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见合并，统一核发建设项目用地预审与选址意见书；建设用地批准书、建设用地规划许可证合并，统一核发新的建设用地规划许可证。鉴于项目原已取得用地预审与用地规划许可证，无需办理建设用地批准书。
	土地使用权出让合同	2011.07.13	/	合同编号： 1509272011B003	出让方：察右中旗国土资源局受让人：内蒙古恒润新能源有限责任公司出让宗地编号为2011B003，宗地总面积29012平方米，出让宗地坐落于察右中旗黄阳城镇、宏盘乡境内。合同项下出让宗地的用途为工业用地，出让价款为1,044,432元。
	建设项目土地使用权证(或不动产权证)	2018.04.16	察右中旗国土资源局	中科国用(土)第150321669号	土地使用权面积29012.00平方米

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
4	环评	环境影响评价 (报告书、报告表和登记表)批复/备案回执	2010.09.15	内蒙古自治区环境保护厅	内环表[2010]225号	《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程环境影响报告表的批复》：我厅同意你公司按照报告表中所列建设项目的性质、地点、规模 and 环境保护措施等进行建设。
		排污许可证 (2016 年以后)	/	/	/	/
5	施工许可	施工许可证	/	/	/	/
6	竣工验收	综合验收(竣工验收备案)	验收时间 2011.07	工程竣工验收委员会	/	《内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 工程竣工验收鉴定书》：经检查，工程符合设计要求及验收标准，同意验收。
			2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对风机内接地连接螺栓处应加防松垫片等整改内容完成逐项整改
			2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对主变 10kV 平衡线圈避雷器在线检测仪安装对地距离不够（应大于 2.5 米）等整改内容完成逐项整改

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
			2012.2.24	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对综合泵房、屋外散水下沉，蓄水池、保温挡土墙局部开裂下沉等整改内容完成逐项整改
		消防验收文件	2011.11.25	内蒙古自治区乌兰察布市公安消防支队	(乌)公消验[2011]第 0065 号	《关于察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 项目工程消防验收合格的意见》：综合评定该工程消防验收合格。
		环保验收文件	2011.10.25	乌兰察布市环境保护局	乌环监字〔2011〕72 号	《关于对内蒙古变送电察右中旗风电场 49.5MW 项目竣工环境保护验收意见》：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。
		节能专项验收	2023.08.17	建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司验收单位：呼和浩特泰和恒信能源有限责任公司	/	《内蒙古恒润新能源有限责任公司乌兰察布市察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目节能验收报告》：能源消费合理，低于节能评估报告批复的综合能耗。符合节能批复文件要求。建议通过节能验收。
7	外资	商务部门投资批复意见（如有）	/	/	/	/

序号	手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容	
	外商投资安全审查意见（如有）	/	/	/	/	
8	其他重要手续	节能审查	2010.08.18	内蒙古自治区乌兰察布市经济委员会	乌经环发[2010]162号	《关于内蒙古送变电有限责任公司内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程节能评估报告的批复》：该项目符合国家及自治区产业政策要求和国家节能技术政策大纲。
		草原使用审核意见	2024.02.01	内蒙古自治区林业和草原局	内林草草监许准〔2024〕135号	《内蒙古自治区林业和草原局关于准予内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目征收使用草原的行政许可决定》：同意内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目征收使用乌兰察布市宏盘乡四义和村，黄羊城镇永胜村、小东卜子村、大东卜子村、米粮局村的 10.599 亩草原。
		是否压覆已查明重要矿产资源	2010.08.19	内蒙古自治区国土资源厅	内国土资函[2010]627号	《关于内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程项目建设拟选址用地范围内未压覆已查明重要矿产资源的函》：经核实，在下表拐点坐标范围内进行项目选址不压覆已查明重要矿产资源。
		军事设施批复	2023.08.21	察右中旗人民武装部	/	《关于“关于大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目的回函”的回函》：经我部人员核查，确认坐标范围内没有国防工程。

序号	手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
	水土保持方案	2012.01.18	内蒙古自治区水利厅	内水保〔2012〕25号	《内蒙古自治区水利厅关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目水土保持方案报告书的批复》：经审核，我厅基本同意该水土保持方案。
	水土保持设施验收	2015.09.02	内蒙古自治区水利厅	内水便函〔2015〕182号	《内蒙古自治区水利厅关于印发内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目等两个项目水土保持设施验收鉴定书的函》：会议认为，上述两个项目按照复函完成了各项建设内容，工程质量总体合格，运行期管护责任落实，同意通过竣工验收。

(2) 发电业务资质情况

项目公司发电业务资质情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“五、基础设施资产情况”之“（三）基础设施资产法律权属及权利限制情况”之“2、项目公司经营收益权”。

(3) 工程建设质量及安全标准是否符合相关要求的情况

1) 华晨风电项目

工程建设质量方面，根据内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目工程竣工验收委员会出具的《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目工程竣工报告》、内蒙古电力建设工程质量监督中心站《电力工程质量监督投运备案证明书》、固阳县环保局出具的《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目竣工环境保护验收意见的函》和固阳县发展和改革委员会出具的《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目固定资产投资项目节能验收报告》，本工程通过政府、电力系统各专项验收，本工程基本满足设计图纸的要求，符合验收规范规定。安全标准方面，根据固阳县公安消防大队出具的《竣工验收消防备案》（消防办事大厅查询系统），华晨风电项目竣工验收消防备案合格。

2) 恒润一期风电项目

工程建设质量方面，根据工程竣工验收委员会出具的《内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 工程竣工验收鉴定书》、乌兰察布市环境保护局《关于对内蒙古变送电察右中旗风电场 49.5MW 项目竣工环境保护验收意见》、呼和浩特泰和恒信能源有限责任公司出具《内蒙古恒润新能源有限责任公司乌兰察布市察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目节能验收报告》，本工程通过政府、电力系统各专项验收，本工程基本满足设计图纸的要求，符合验收规范规定。

安全标准方面，根据内蒙古自治区乌兰察布市公安消防支队出具的《关于察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 项目工程消防验收合格的意见》，华晨风电项目竣工验收消防备案合格。基于上述文件，基础设施项目的工程建设质量及安全标准符合相关要求。

(4) 竣工验收情况

1) 华晨风电项目的竣工验收相关合规手续

表 2-111：华晨风电项目竣工验收相关合规手续

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
综合验收 (竣工验收备案)	2017.03.31	内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目工程竣工验收委员会	/	《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目工程竣工报告书》：建设单位根据相关规范要求成立了项目验收委员会，对项目包含的风力发电机组等工程进行全面验收，已完成的验收过程包含单位工程验收、工程启动验收、工程竣工及移交生产验收三个验收过程，验收结果符合设计及相关规程、规范要求，验收结论为合格，具备移交生产的条件。
	2017.03.31	内蒙古电力建设工程质量监督中心站	质监备字[2017]020 号	《电力工程质量监督投运备案证明书》：竣工验收备案文件齐全、符合要求，特予以备案。
消防验收文件	2018.02.05	固阳县公安消防大队	150000WYS180000805	《竣工验收消防备案》（消防办事大厅查询系统）：竣工验收消防备案合格。
环保验收文件	2017.09.25	固阳县环保局	固环验〔2017〕011 号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目竣工环境保护验收意见的函》：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。
节能专项验收	2017.09.15	固阳县发展和改革委员会	/	《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目固定资产投资节能验收报告》：经专家组对现场各项耗能指标及用能设备核查，本项目各项能耗指标及耗能设备均能够满足国家能耗指标有关规定，专家组一致建议通过验收。

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
水土保持设施验收	2017.12.07	包头市水务局	/	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场一期100MW 风电项目华晨风电项目水土保持设施验收鉴定书的函》：验收组认为，该工程水土保持设施达到了水土保持法律法规及技术规范、标准的要求，建成的水土保持设施工程质量总体合格，同意通过竣工验收。

2) 恒润一期风电项目的竣工验收相关合规手续

表 2-112: 恒润一期风电项目竣工验收相关合规手续

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
综合验收 (竣工验收 备案)	2016.5.11	察右中旗住房和城乡建设局	/	《建设工程竣工验收备案表》：根据内蒙古电力质监中心站检查结论书，同意备案。
	验收时间 2011.07	工程竣工验收委员会	/	《内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 工程竣工验收鉴定书》：经检查，工程符合设计要求及验收标准，同意验收。
	2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对风机内接地连接螺栓处应加防松垫片等整改内容完成逐项整改
	2012.2.15	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对主变 10kV 平衡线圈避雷器在线检测仪安装对地距离不够（应大于 2.5 米）等整改内容完成逐项整改
	2012.2.24	建设单位、监理单位以及内蒙古电力质监中心站	/	《内蒙古送变电察右中旗风电场一期 49.5MW 工程质量监查改封闭单》49.5MW：对综合泵房、屋外散水下沉，蓄水池、保温挡土墙局部开裂下沉等整改内容完成逐项整改
消防验收文件	2011.11.25	内蒙古自治区乌兰察布市公安消防支队	(乌)公消验 [2011]第 0065 号	《关于察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 项目工程消防验收合格的意见》：综合评定该工程消防验收合格。
环保验收文件	2011.10.25	乌兰察布市环境保护局	乌环监字 [2011] 72 号	《关于对内蒙古变送电察右中旗风电场 49.5MW 项目竣工环境保护验收意见》：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
节能专项验收	2023.08.17	建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司 验收单位：呼和浩特泰和恒信能源有限责任公司	/	《内蒙古恒润新能源有限责任公司乌兰察布市察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目节能验收报告》：能源消费合理，低于节能评估报告批复的综合能耗。符合节能批复文件要求。建议通过节能验收。

(5) 安全生产、环境保护符合城市规划要求的情况

1) 安全生产

经财务顾问核查，中华人民共和国应急管理部网站⁵，华晨风电项目、恒润一期风电项目建设过程中，未发生安全事故，亦未因安全生产相关的事项受到主管部门的行政处罚，符合安全生产的相关要求。

2) 环境保护

① 华晨风电项目

固阳县环境保护局于 2016 年 4 月 28 日出具了《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目环境影响报告书的批复》(固环审〔2016〕002 号)，批复：从环保角度分析，我局原则同意你公司《报告书》所列建设项目的地点、规模、采用工艺和环境保护措施。

固阳县环境保护局于 2017 年 9 月 25 日出具《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目竣工环境保护验收意见的函》(固环验〔2017〕011 号)，意见为：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。

② 恒润一期风电项目

内蒙古自治区环境保护厅于 2010 年 9 月 15 日出具了《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程环境影响报告表的批复》(内环表[2010]225 号)，批复：我厅同意你公司按照报告表中所列建设项目的性质、地点、规模 and 环境保护措施等进行建设。

乌兰察布市环境保护局于 2011 年 10 月 25 日出具了《关于对内蒙古变送电察右中旗风电场 49.5MW 项目竣工环境保护验收意见》(乌环监字〔2011〕72 号)，验收意见：该项目在实施过程中按照环评文件及批复要求基本落实了相应的环保措施，经验收合格，原则同意主体工程正式投入运行。

⁵最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

根据上述文件，华晨风电项目、恒润一期风电项目已完成项目建设前的环境保护评价报批手续及项目建设后的环保竣工验收手续，符合环境保护要求。

3) 符合城市规划的情况

① 华晨风电项目

经财务顾问核查，固阳县发展和改革局于 2015 年 10 月 30 日出具了《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目核准的批复》(固发改审批字[2015]73 号)，批复：同意建设固阳红泥井 10 万千瓦风电项目，项目单位为内蒙古华晨新能源有限责任公司。

包头市规划局于 2015 年 7 月 28 日出具了《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目的规划意见》(包规划发〔2015〕188 号)，同意内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目规划选址位置。该项目选址位于包头市固阳县西斗铺镇境内，距离金山镇西北方向约 46 公里处。工程永久占地面积约 3.524 公顷，临时占地面积约 52.28 公顷。

固阳县住房和城乡建设规划局于 2017 年 12 月 11 日出具《建设用地规划许可证》(地字第 15022220170030 号)，用地单位：内蒙古华晨新能源有限责任公司；用地项目名称：固阳红泥井 100MW 风电项目；用地位置：固阳县红泥井；用地性质：工业用地；用地面积：28,656 平方米

建设工程规划许可证方面，根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的补充说明与确认函》，华晨公司拟作为资产划出方，将内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目升压站划转至原始权益人电力设计院，不再作为本项目的底层基础设施项目。资产划转完成后，华晨风电项目不存在需要办理建设工程规划许可的情形。

经财务顾问核查，华晨风电项目已取得企业投资项目核准、《建设项目选址意见书》《建设用地规划许可证》，根据上述文件，华晨风电项目符合城市规划。

② 恒润一期风电项目

内蒙古自治区发展和改革委员会于2010年12月29日出具了《关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场4.95万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字[2010]2934号），批复：同意在自治区风电发展规划内，由内蒙古送变电有限责任公司，建设乌兰察布市察右中旗大板梁风电场4.95万千瓦风力发电项目。

察右中旗自然资源局于2023年2月21日出具了《关于乌兰察布市大板梁风电场4.95万千瓦风电建设项目基本情况的说明》，具体说明：按照当时用地手续办理程序，无需核发选址意见书。

察右中旗住房和城乡建设局于2011年8月5日出具了《建设用地规划许可证》（地字第152631201100171号），用地单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司；用地项目名称：内蒙古恒润风电场一期工程；用地位置：察右中旗黄阳城镇、宏盘乡；用地性质：工业用地；用地面积：29,012平方米。

察右中旗住房和城乡建设局于2011年8月15日出具了《建设工程规划许可证》（建字第152631201100249号），建设单位：内蒙古恒润新能源有限责任公司；建设项目名称：内蒙古恒润风电场一期工程；建设位置：察右中旗黄羊镇、宏盘乡；建设规模：29,012平方米。

经财务顾问核查，恒润一期风电项目已取得核准批复文件、《建设工程规划许可证》及《建设用地规划许可证》

根据上述文件，恒润一期风电项目符合城市规划。

(6) 不存在受自然灾害、汇率变化等其他因素影响的情况

经财务顾问核查，截至尽职调查基准日，华晨风电及恒润一期风电项目不存在受自然灾害、汇率变化、外贸环境等其他因素影响的情况，也不存在担保、诉讼和仲裁等相关影响基础设施项目稳定运营的情况。

（四）基础设施资产的物理状态

1、基础设施资产用地性质、所处区位和建设规划

（1）用地性质

华晨风电项目产权证书编号为蒙（2024）固阳县不动产权第 0130626 号，宗地面积为 18,656.00 平方米，土地用途为工业用地，取得方式为挂牌出让取得，使用期限为 2017 年 11 月 6 日至 2067 年 11 月 5 日。

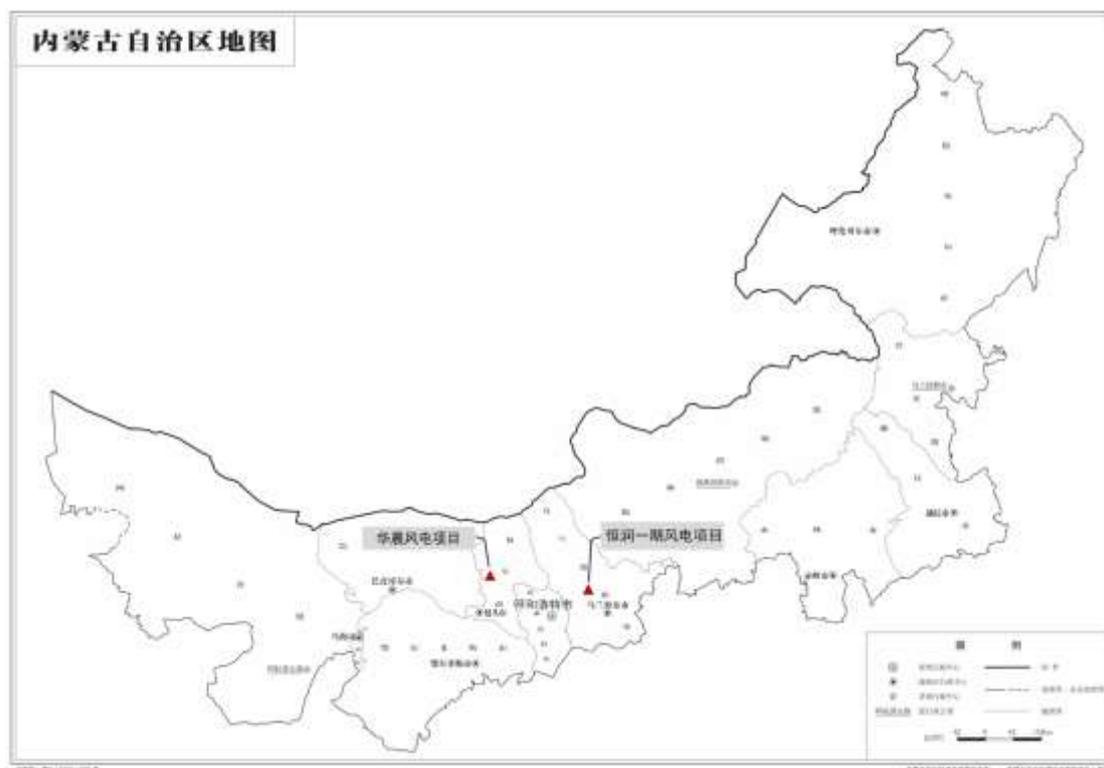
恒润一期风电项目产权证书编号蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号，宗地面积为 7066.50 平方米，土地用途为工业用地，取得方式为协议出让取得，使用期限为 2011 年 6 月 27 日至 2061 年 6 月 27 日。

表 2-113：标的资产涉及不动产权属情况

项目	产权证书编号	权利人	坐落	用途	宗地面积	房屋建筑面积	使用期限	权利类型	权利性质
恒润一期风电项目	蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号	恒泽公司	察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局村	工业用地	7,066.50 平方米	/	国有建设用地使用权 2011 年 06 月 27 日起至 2061 年 06 月 27 日止	国有建设用地使用权	出让
	蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000692 号	恒泽公司	察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局村	工业用地/办公	29,012.00 平方米	3,457.38 平方米	国有建设用地使用权 2011 年 07 月 13 日起至 2061 年 7 月 12 日止	国有建设用地使用权/房屋所有权	出让/自建房
华晨风电项目	蒙（2024）固阳县不动产权第 0130626 号	华晨公司	固阳县红泥井	工业用地	18,656.00 平方米	/	国有建设用地使用权 2017 年 11 月 06 日起 2067 年 11 月 05 日止	国有建设用地使用权	出让

(2) 所在区位

图 2-11：基础设施项目地理位置图



华晨风电项目位于内蒙古自治区包头市固阳县西北方向约 46km 处。包头市位于内蒙古自治区的中西部，地处西伯利亚和蒙古高气压中心，常受到强大的冷高压影响，是冷空气南下的主要通道。包头市风能资源丰富区主要分布在该市北部的达茂旗、白云区和固阳县等地区境内，10m 高度年平均风速 5.0~6.5m/s，年风功率密度 160~250W/m²，其中本项目所在地固阳县，经测算 70 米高度平均风速约为 7.9 米/秒，年可利用小时数约为 2,800 小时，风能资源丰富，外部建设条件优越，地貌以低山丘陵为主，周围无高大建筑物，适合运输施工原材料及大型设备。

图 2-12：华晨风电项目现场图



恒润一期风电项目位于内蒙古自治区乌兰察布市，察哈尔右翼中旗辉腾锡勒荒漠草原上，距科布尔镇西北方向约 16km。乌兰察布市位于内蒙古自治区中部，东与锡林郭勒盟和河北省相接，西与呼和浩特市、包头市为邻，南与山西省相连，北与蒙古国交界，地理环境由内蒙古高原、阴山山脉和黄土丘陵组成，风能资源丰富。察右中旗位于乌兰察布市中部，地处阴山支脉辉腾锡勒北麓，平均海拔 1700 米左右，总面积 4190.2 平方公里，地貌以丘陵、平原为主，各占 42.3%，山地占 15.4%。察右中旗风能资源丰富，10 米高度年平均风速为 7.2 米/秒，70 米高度年平均风速为 8.8 米/秒，有效风时达 7300 小时，等效风时约 2800 小时，风力资源丰富。乌兰察布地区目前已经形成以 220kV 线路为主干网架，以 110kV 线路辐射状向地区负荷供电的网架结构。

图 2-13：恒润一期风电项目现场图





(3) 建设规划

华晨风电项目建设规划相关合规手续如下：

表 2-114：华晨风电项目相关合规手续

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容	
规划	建设项目选址意见书	2015.07.28	包头市规划局	包规划发〔2015〕188号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目的规划意见》：同意内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目规划选址位置。该项目选址位于包头市固阳县西斗铺镇境内，距离金山镇西北方向约 46 公里处。工程永久占地面积约 3.524 公顷，临时占地面积约 52.28 公顷。
	建设用地规划许可证	2017.12.11	固阳县住房和城乡建设规划局	地字第 15022220170030 号	用地单位：内蒙古华晨新能源有限责任公司 用地项目名称：固阳红泥井 100MW 风电项目 用地位置：固阳县红泥井 用地性质：工业用地 用地面积：28656m ²
	建设工程规划许可证	不涉及	不涉及	不涉及	根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的补充说明与确认函》，华晨公司拟作为资产划出方，将内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目升压站划转至原始权益人电力设计院，不再作为本项目的底层基础设施项目。资产划转完成后，华晨风电项目不存在需要办理建设工程规划许可的情形。

恒润一期风电项目建设规划相关合规手续如下：

表 2-115：恒润一期风电项目相关合规手续

手续名称	签发时间	签发机构	文件编号	主要内容
建设项目选址意见书	2015.07.28	包头市规划局	包规划发〔2015〕188号	《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目的规划意见》：同意内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳县红泥井风电场 100MW 风电项目规划选址位置。该项目选址位于包头市固阳县西斗铺镇境内，距离金山镇西北方向约 46 公里处。工程永久占地面积约 3.524 公顷，临时占地面积约 52.28 公顷。
建设用地规划许可证	2017.12.11	固阳县住房和城乡建设规划局	地字第 15022220170030 号	用地单位：内蒙古华晨新能源有限责任公司用地项目名称：固阳红泥井 100MW 风电项目用地位置：固阳县红泥井用地性质：工业用地用地面积：28656m ²
建设工程规划许可证	不涉及	不涉及	不涉及	根据电力设计院出具的《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于基础设施公募 REITs 申报相关事项的补充说明与确认函》，华晨公司拟作为资产划出方，将内蒙古自治区包头市固阳县的固阳红泥井 100MW 风电项目升压站划转至原始权益人电力设计院，不再作为本项目的底层基础设施项目。资产划转完成后，华晨风电项目不存在需要办理建设工程规划许可的情形。

2、基础设施资产使用状况

基础设施资产范围详见本财务顾问报告之“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“一、项目公司的基本情况”之“（五）基础设施资产情况”之“2、基础设施资产法律权属及权利限制情况”。

华晨风电项目于 2017 年 3 月 26 日并网，装机容量 100MW，截至尽职调查基准日，运营时间已满三年。2021-2023 年，华晨风电项目发电量分别为 34,362.68 万千瓦时、31,268.96 万千瓦时及 32,872.55 万千瓦时，售电量分别为 33,281.00 万

千瓦时、29,684.63 万千瓦时及 32,215.51 万千瓦时。

恒润一期风电项目于 2011 年 7 月 31 日并网，装机容量 49.5MW，截至尽职调查基准日，运营时间已满三年。2021-2023 年，恒润一期风电项目发电量分别为 12,968.68 万千瓦时、13,001.84 万千瓦时及 11,758.91 万千瓦时，售电量分别为 12,840.30 万千瓦时、12,812.13 万千瓦时及 11,549.76 万千瓦时

截至尽职调查基准日，华晨风电项目、恒润一期风电项目基础设施资产使用状况良好，各设施设备均会进行定期或不定期的巡检、养护、测试等工作。

3、保险购买、承保范围和保险金额情况

《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第三十八条要求基金管理人为基础设施项目购买足够的财产保险和公众责任保险。目前，两个项目公司已完成 2024 年保险续保工作，投保详情如下：

	华晨风电项目		恒润一期风电项目	
	保险金额（元）	期限	保险金额（元）	期限
财产一切险	694,244,119.22	2024 年 4 月 1 日至 2025 年 3 月 31 日	301,244,752.61	2024 年 4 月 1 日至 2025 年 3 月 31 日
机器损坏险	694,244,119.22	2024 年 4 月 1 日至 2025 年 3 月 31 日	286,765,060.75	2024 年 4 月 1 日至 2025 年 3 月 31 日

目前，基础设施项目按照固定资产原值进行投保，华晨公司及恒润新能源分别与中国人民财产保险股份有限公司内蒙古自治区分公司（主承保人）、中国大地财产保险股份有限公司内蒙古分公司（第一共保人）以及中国平安财产保险股份有限公司内蒙古分公司（第二共保人）签订《2024—2025 年财产保险合同》。财产保险方面，两项目公司为基础设施资产购买了风电项目财产一切险和机器损坏险，保险受益人为华晨公司及恒润新能源。其中华晨风电项目财产一切险保险金额为 6.94 亿元，机器损坏险保险金额为 6.94 亿元；恒润一期风电项目和恒润二期项目共同投保财产一切险保险金额为 5.73 亿元，机器损坏险保险金额为 5.59 亿元；其中恒润一期项目财产一切险保险金额为 3.01 亿元，机器损坏险保险金

额为 2.87 亿元。

目前，基金管理人认为基础设施项目已经投保了足额的财产保险，财产一切险及机器损坏险可覆盖入池资产估值，保额充足、符合商业惯例。

华晨公司、恒泽公司暂未购买公众责任险，但已发起公众责任险内部采购流程。华晨风电项目拟投保金额为 10,000,000 元人民币，恒润一期风电项目为 10,000,000 元人民币，计划在本基金发行上市前完成采购，并签署相关保险合同。

4、基础设施资产各项设施设备现状

华晨风电项目、恒润一期风电项目重要生产设备详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“一、项目公司的基本情况”之“（八）项目公司资产独立性”之“1、资产的权属、占有情况”及本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“四、财务与会计调查”之“2、负债分析”。

风机采取委托风机生产商的方式进行维修保养，其他设施由项目公司自行维修保养，目前各项设备运营状况均良好。

5、基础设施资产维修保养及定期、不定期改造需求或规划等

华晨风电项目、恒润一期风电项目设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。

华晨风电项目、恒润一期风电项目未来年度维修保养及定期、不定期改造规划方面，未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖。华晨风电项目、恒润一期风电项目预计未来年度不存在定期大修、改造需求。

（1）相关支出预测

针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。

（2）资本化的支出预测

资本性支出实际上就是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，在经营预测期内不再考虑资本性支出。

综上，华晨风电项目、恒润一期风电项目无需按照固定周期进行大修翻新，年度维修保养支出等相关费用均已在估值中进行了合理预测。

（五）基础设施资产的市场和客群情况

1、基础设施资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对基础设施资产现金流稳定性的影响

（1）所处行业

根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会于 2017 年 6 月 30 日发布的国民经济行业分类，基础设施资产所属行业为 D4415“风力发电”。

基础设施资产所处的细分行业属于陆上风电行业。国家发改委发布的《产业结构调整指导目录（2024 年本）》将高原、山区风电场建设与设备生产制造，稀土永磁材料在风力发电机中应用，2.0 兆瓦及以上风电机组用各类精密轴承，3.0 兆瓦以上风电用变速箱列为国家鼓励类行业。

2019 年以来，为科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，促进公平竞争和优胜劣汰，推动风电产业健康可持续发展，相关部门陆续出台法律法规及相关政策，完善风电上网电价政策。其中，国家发改委、国家能源局出台的《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》以及国家发改委出台的《关于完善风电上网电价政策的通知》中规定，将陆上风电标杆上网电价改为指导价，新核准的集中式陆上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价；2019 年 I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元（含税、下同）；2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元，指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价，下同）的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。以上规定的出台，有利于推动风电上网电价的市场化交易水平，促进风电行业的可持续发展。

为加快绿色经济建设、降低碳排放实现“碳中和”目标、提高可再生能源的占

比,近年来,各相关部门从规范风电开发建设、减轻相关企业负担、优化业务许可审批、拓展产能等方面,支持风电行业企业发展。其中,《风电开发建设管理暂行办法》对陆上风电项目开发建设发展规划、项目核准等进行了详细的要求;《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》对风电企业投资环境进行了优化,降低了开发成本;《关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知》从简化许可管理、规范许可准入、加强事中事后监管等三个方面对电力行业业务行政审批流程进行了优化;《国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》等文件中对风电占比、项目储备与建设等进行了规划与支持,推动风电发电量与装机容量的进一步提升;《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”可再生能源发展规划》为“十四五”期间风电行业发展进行了提纲挈领的指引;《关于2022年新建风电、光伏发电项目延续平价上网政策的函》《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》《国家发展改革委、财政部、国家能源局关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》进一步对风电行业国补政策进行了明确。总体来看,以上法律法规以及政策有利于促进我国风电行业发展,提升行业盈利水平。

(2) 区位情况

华晨风电及恒润一期风电项目区位情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“五、基础设施资产情况”之“(四)基础设施资产的物理状态”之“1、基础设施资产用地性质、所处区位和建设规划”之“(2)所在区位”。

(3) 宏观经济及区位情况对基础设施资产现金流稳定性的影响

2023年是全面贯彻党的二十大精神开局之年。面对复杂严峻的国际环境和艰巨繁重的国内改革发展稳定任务,国民经济回升向好,高质量发展扎实推进,现代化产业体系建设取得重要进展,科技创新实现新的突破,改革开放向纵深推进;2023年全年国内生产总值1,260,582亿元,比上年增长5.2%。其中,第一产业增加值89,755亿元,比上年增长4.1%;第二产业增加值482,589亿元,增长4.7%;第三产业增加值688,238亿元,增长5.8%。第一产业增加值占国内生产总

值比重为 7.1%，第二产业增加值比重为 38.3%，第三产业增加值比重为 54.6%。最终消费支出拉动国内生产总值增长 4.3 个百分点，资本形成总额拉动国内生产总值增长 1.5 个百分点，货物和服务净出口向下拉动国内生产总值 0.6 个百分点。绿色低碳转型深入推进。

2023 年水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电量 31,906 亿千瓦时，比上年增长 7.8%。新动能成长壮大。全年规模以上工业中，装备制造业增加值比上年增长 6.8%，占规模以上工业增加值比重为 33.6%；高技术制造业增加值增长 2.7%，占规模以上工业增加值比重为 15.7%。新能源汽车产量 944.3 万辆，比上年增长 30.3%；太阳能电池（光伏电池）产量 5.4 亿千瓦，增长 54.0%；服务机器人产量 783.3 万套，增长 23.3%；3D 打印设备产量 278.9 万台，增长 36.2%。

总体来看，华晨风电及恒润一期风电项目的现金流主要取决于风资源、上网电价和企业运营成本，宏观经济的波动对项目现金流稳定性的影响程度有限。中国经济韧性强，经济增长全面正常化的大背景下，稳健复苏的国家宏观经济环境将为华晨风电及恒润一期风电项目的持续稳定运营提供保障。

2、基础设施资产所处区域宏观经济历史和趋势分析

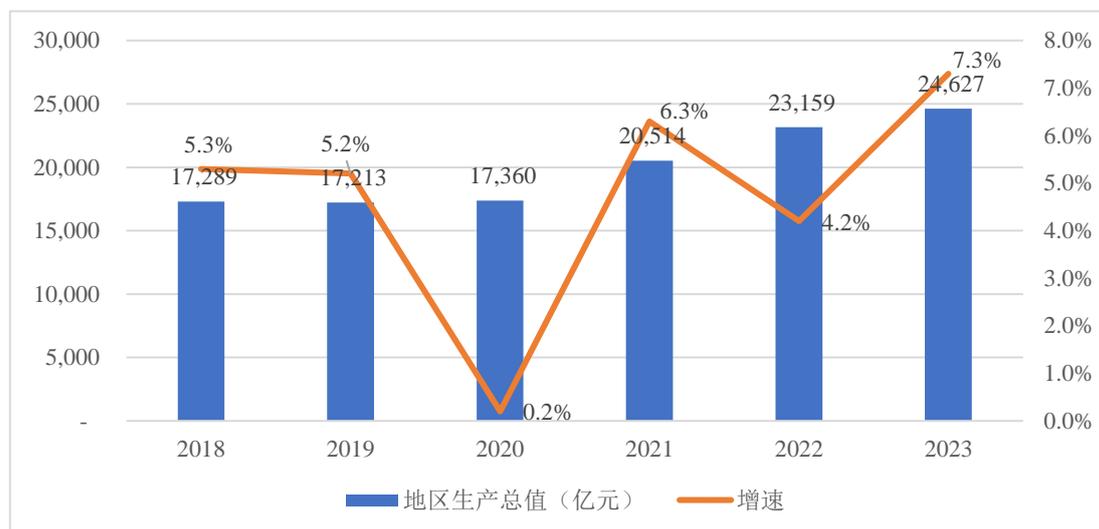
(1) 内蒙古自治区宏观经济概况

内蒙古自治区位于我国北部边疆，东西长约 2,400 公里，南北最大跨度 1,700 多公里。总面积 118.3 万平方公里。横跨东北、华北、西北地区，与俄罗斯、蒙古国接壤，边境线 4,200 多公里。地貌以高原为主，大部分地区海拔在 1000 米以上。气候属温带大陆性季风气候，夏季气温在 25°C 左右，冬季中西部最低气温低于 -20°C，东部林区最低气温低于 -50°C。作为国家重要能源和战略资源基地，自治区能源生产总量约占全国的 1/6，外输能源占全国跨区域能源输送总量的 1/3，在保障全国能源供应和经济发展格局中具有重要战略地位。

2023 年，全区生产总值 24,627 亿元，按可比价格计算，比上年增长 7.3%。其中，第一产业增加值 2,737 亿元，增长 5.5%；第二产业增加值 11,704 亿元，增长 8.1%；第三产业增加值 10,186 亿元，增长 7.0%。第一、二、三产业对地区生产总值增长的贡献率分别为 8.7%、45.7%和 45.6%。人均地区生产总值达到

102,677 元，比上年增长 7.4%。全年全体居民人均可支配收入 38,130 元，比上年增长 6.1%。其中，城镇居民人均可支配收入 48,676 元，比上年增长 5.1%。

图 2-14：2018-2023 年内蒙古自治区地区生产总值及增速情况



工业生产方面，全年全部工业增加值比上年增长 7.2%。其中，规模以上工业增加值增长 7.4%。在规模以上工业中，分经济类型看，国有控股企业增加值增长 8.0%，股份制企业增长 7.2%，外商及港澳台商投资企业增长 17.7%。分门类看，采矿业增长 2.1%，制造业增长 11.7%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 16.3%。全年规模以上工业企业实现营业收入 28,466 亿元，比上年下降 0.7%。

财政收支方面，全年全区一般公共预算收入 3,083.4 亿元，比上年增长 9.2%。其中，税收收入 2,331 亿元，增长 9.2%，占一般公共预算收入的比重为 75.6%。一般公共预算支出 6,817.5 亿元，增长 15.8%。

表 2-116：内蒙古自治区历年经济社会主要指标统计表

单位：万人，亿元

年份	总人口数	地区生产总值	一般公共预算收入
2005	2,403	3,523.70	277.46
2006	2,415	4,161.80	343.38
2007	2,429	5,166.90	492.36
2008	2,444	6,242.40	650.68

年份	总人口数	地区生产总值	一般公共预算收入
2009	2,458	7,104.20	850.86
2010	2,472	8,199.90	1,069.98
2011	2,470	9,458.10	1,356.67
2012	2,464	10,470.10	1,552.75
2013	2,455	11,392.40	1,720.98
2014	2,449	12,158.20	1,843.67
2015	2,440	12,949.00	1,964.48
2016	2,436	13,789.30	2,016.43
2017	2,433	14,898.10	1,703.21
2018	2,422	16,140.80	1,857.65
2019	2,415	17,212.53	2,059.69
2020	2,403	17,258.04	2,051.20
2021	2,400	21,166.00	2,349.95
2022	2,401	23,388.90	2,824.39
2023	2,396	24,627.00	3,083.40

2023 年末全区常住人口 2,396.0 万人。其中，城镇人口 1,667.1 万人，乡村人口 728.9 万人。常住人口城镇化率为 69.58%，比上年末提高 0.98 个百分点。男性人口 1,227.1 万人，女性人口 1,168.9 万人。全年出生人口 12.0 万人，出生率为 5.00‰；死亡人口 20.2 万人，死亡率为 8.42‰。

目前，内蒙古自治区规模以上工业中，煤炭开采和洗选业比上年增长 1.4%，食品制造业增长 18.3%，石油、煤炭及其他燃料加工业增长 15.3%，化学原料和化学制品制造业增长 2.5%，非金属矿物制品业增长 20.2%，有色金属冶炼和压延加工业增长 11.9%，专用设备制造业增长 13.1%，电气机械和器材制造业增长 89.2%，计算机、通信和其他电子设备制造业增长 3.5%，电力、热力生产和供应业增长 15.5%。同时，新产业保持较快增长，新能源装备制造业增加值增长 11.4%，新能源制造业投资较上年增长 1.5 倍。高技术制造业不断壮大，高技术产业投资在上年 49.2% 的高增速基础上实现 84.5% 的高增长，大步迈上以高质量项目投资引领产业结构优化的高质量发展之路。

2023 年内蒙古规模以上工业增加值比上年增长 7.4%，居全国第 7 位，工业

“压舱石”作用凸显。其中，电力、热力生产和供应业增加值同比增长 15.5%。2023 年内蒙古自治区可再生能源完成发电量 1,689.88 亿千瓦时，同比增加 325.49 亿千瓦时，增长 23.86%。可再生能源发电量占全社会用电量比例 35.04%，同比上升 3.25%。全区可再生能源发电量增量占全社会用电量增量的 61.18%，较上年同期提升 14.02%。

(2) 包头市宏观经济概况

2023 年，全年地区生产总值 4,263.9 亿元，按可比价格计算，比上年增长 10.2%。其中，第一产业增加值 135.2 亿元，增长 5.3%；第二产业增加值 2,329.4 亿元，增长 14.3%；第三产业增加值 1799.3 亿元，增长 6.7%。三次产业增加值占地区生产总值的比重分别为 3.2%、54.6%和 42.2%，对地区生产总值增长的贡献率分别为 1.8%、65.0%和 33.2%。全年人均地区生产总值达到 155,050 元，比上年增长 9.4%。

全年全体居民人均可支配收入 54,375 元，比上年增长 4.5%。按常住地分，城镇常住居民人均可支配收入 58,663 元，增长 4.3%；农村牧区常住居民人均可支配收入 25802 元，增长 6.4%。

工业生产方面，全年全部工业增加值比上年增长 14.7%，其中，规模以上工业增加值增长 23.4%。在规模以上工业中，分经济类型看，国有控股企业增加值增长 19.8%，股份制企业增长 23.2%，外商及港澳台商投资企业增长 29.9%。分轻、重工业看，轻工业增加值下降 0.3%，重工业增长 23.8%。分门类看，采矿业增长 27.2%，制造业增长 23.7%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 14.8%。分行业看，煤炭开采和洗选业增长 15.1%，非金属矿物制品业增长 57.4%，化学原料和化学制品制造业增长 7.1%，有色金属冶炼和压延加工业增长 21.4%，专用设备制造业增长 7.7%，计算机、通信和其他电子设备制造业增长 9.4%，电力、热力生产和供应业增长 18.7%。全年规模以上工业企业营业收入 5025.0 亿元，比上年下降 0.6%。

财政收支方面，全年全市一般公共预算收入 200.6 亿元，比上年增长 15.5%。其中，税收收入 163.9 亿元，增长 23.2%；非税收入 36.7 亿元，下降 9.6%。税收

收入占一般公共预算收入的比重为 81.7%。一般公共预算支出 475.0 亿元，比上年增长 20.2%。其中，教育支出增长 7.0%，卫生健康支出增长 3.5%，交通运输支出增长 6.8%，住房保障支出增长 7.4%。

表 2-117：包头市历年经济社会主要指标统计表

单位：万人，亿元

年份	总人口数	地区生产总值	地方财政预算内收入
2006	212.41	778.22	67.53
2007	214.60	937.11	76.75
2008	217.76	1,129.07	96.48
2009	219.59	1,236.41	130.31
2010	219.80	1,331.20	139.18
2011	221.75	1,558.84	161.86
2012	223.45	1,686.19	185.76
2013	225.00	1,789.65	215.12
2014	223.70	1,871.52	234.32
2015	223.86	1,957.79	252.30
2016	223.70	2,092.44	271.21
2017	223.61	2,287.02	137.61
2018	223.68	2,511.09	142.75
2019	224.57	2,714.47	151.82
2020	224.08	2,769.65	145.18
2021	224.08	3,368.79	161.05
2022	224.43	3,750.00	173.61

(3) 乌兰察布市宏观经济概况

2023 年，全市地区生产总值完成 1,084.6 亿元，比上年增长 7.8%。其中：第一产业增加值 185.8 亿元，增长 7.6%；第二产业增加值 471.2 亿元，增长 9.9%；第三产业增加值 427.5 亿元，增长 5.9%。三次产业结构为 17.1：43.5：39.4。人均生产总值达到 67,158 元，比上年增长 9.8%。

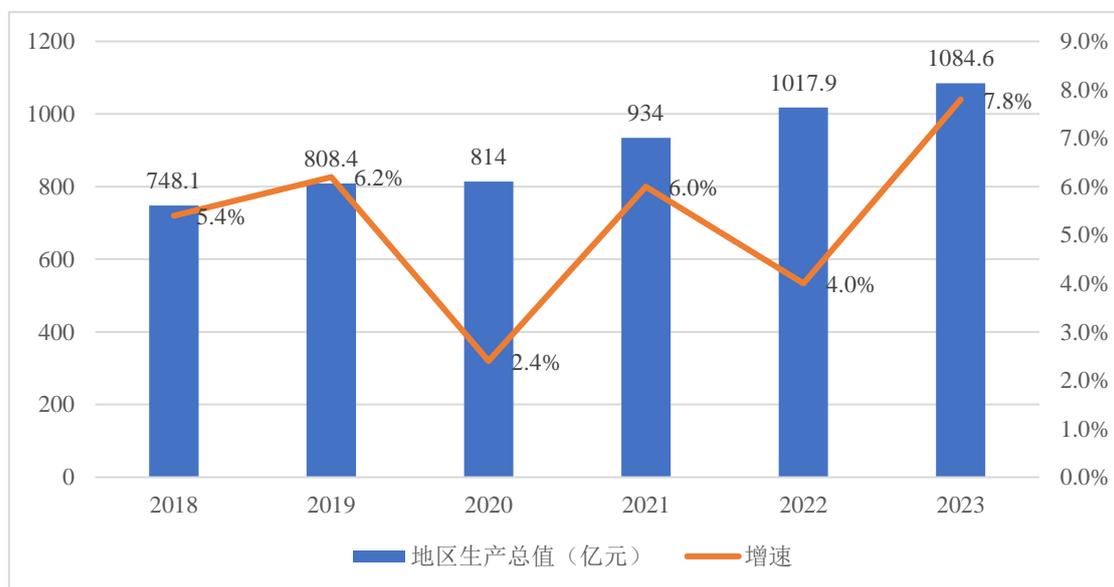
2023 年，全市全体居民人均可支配收入 28,154 元，比上年增长 6.4%。按常住地分，城镇常住居民人均可支配收入 39,518 元，比上年增长 5.8%。农村牧区

常住居民人均可支配收入 16,984 元，比上年增长 9.0%。

工业生产方面,2023 年,全市全部工业增加值 409.7 亿元,比上年增长 9.2%,其中,规模以上工业企业 348 家,增加值增长 12.7%。在规模以上工业企业中,分经济类型看,国有及国有控股企业增加值增长 4.9%,股份制企业增长 14.2%,民营企业增长 17%;分门类看,采矿业增加值增长 35.1%,制造业增长 10.4%,电力、热力、燃气及水生产供应业增长 12.0%;分行业看,五大主导产业中电力、热力生产和供应业增加值增长 13.0%,黑色金属冶炼和压延加工业增长 36.5%,化学原料和化学制品制造业下降 13.4%,非金属矿物制品业下降 1.8%,农副产品加工业增长 12.4%。全年规模以上工业企业实现营业收入 1590.2 亿元,比上年增长 4.4%。

财政收支方面,2023 年全市一般公共预算收入完成 67.9 亿元,比上年增长 8.5%。其中:税收收入完成 46.9 亿元,增长 17.3%;非税收入完成 21 亿元,下降 7.0%。全年一般公共预算支出完成 416.2 亿元,增长 10.8%。

图 2-15: 2018-2023 年乌兰察布市地区生产总值及增速情况



2023 年, 乌兰察布市全年实施重大项目 306 个, 完成投资 466 亿元, 其中十亿元以上项目 38 个、完成投资 194 亿元。工业投资、民间投资分别增长 24% 和 38%。工业园区固定资产投资、综合亩均产值分别增长 23.7% 和 4.2%。新增国家高新技术企业 15 家以上、科技型中小企业 53 家。新增风光并网装机 380 万

千瓦，建成千万千瓦级新能源基地，清洁能源装机规模历史性超过火电。

政府官方数据显示,2023年底,乌兰察布地区电网新能源装机容量突破1,000万千瓦大关,达到1,138.44万千瓦。其中,风电装机960.61万千瓦,光伏装机177.83万千瓦。全年全社会用电量达681.1亿千瓦时,比去年同期增长12.5%。其中,全行业用电量为668.2亿千瓦时,同比增长12.6%;城乡居民生活用电量合计为13.0亿千瓦时,同比增长8.6%。

(4) 区域宏观经济未来发展趋势

1) 内蒙古自治区宏观经济未来发展趋势

根据《2024年内蒙古自治区国民经济和社会发展规划》，2024年经济社会发展的主要预期目标是：地区生产总值增长6%以上；规上工业增加值增长7%左右；固定资产投资增长15%左右；一般公共预算收入同口径增长5.5%左右；城镇新增就业18万人以上，城镇调查失业率控制在6%左右；居民收入增长与经济增长基本同步；居民消费价格涨幅控制在3%左右；单位地区生产总值能耗降低1.6%左右。

加快实施防沙治沙和风电光伏一体化工程方面，全力打好“三北”攻坚战。落实“三北”工程六期规划和三大标志性战役实施方案，实施黄河“几字弯”沙化土地综合治理、科尔沁和浑善达克沙地综合治理、腾格里—巴丹吉林沙漠锁边治理、内蒙古高原生态保护修复、大兴安岭森林生态保育等工程，推进国家沙化土地封禁保护区、国家沙漠公园和防沙治沙综合示范区建设，加大库布其、乌兰布和等沙漠锁边林建设力度，完成黄河“几字弯”攻坚战758万亩、科尔沁和浑善达克沙地歼灭战549万亩、河西走廊—塔克拉玛干沙漠边缘阻击战131万亩任务。推动实施防沙治沙和风电光伏一体化工程，加快沙戈荒大型风电光伏基地项目建设，创新投融资体制机制，设立建管投资基金，引导企业和社会力量更多参与进来，积极推广库布其治沙、磴口模式等典型经验。

推动新能源全产业链发展。开工700万千瓦先导工程，新增新能源装机4000万千瓦以上，争取新能源装机总规模超过1.37亿千瓦，提前一年实现新能源装机规模超过火电装机规模。大力推动新能源就地消纳，研究推出更多“新能源+”

市场化应用场景，实现新能源消纳总量和比例“双提升”。打造国家新能源装备制造基地，发展新能源运维服务业。推进煤炭清洁高效利用，推动煤制高端化学品、煤制高端碳材料等技术取得突破，煤制油产量稳定在 110 万吨左右，煤制气产量达到 33 亿立方米以上。

提高能源安全保障能力。保持煤炭产能总体稳定，加快煤矿智能化改造，加大油气资源勘探开发和增储上产力度，力争煤炭产量稳定在 12 亿吨左右、原油产量达到 300 万吨以上、天然气产量稳定在 310 亿立方米左右。推进已核准煤电项目建设，争取新布局一批保障电力供应安全和促进新能源消纳的煤电项目，加快建设蒙西“四横五纵”、蒙东“两纵八横”电网主干网架，争取在坚强柔性电网、新能源外送通道、绿电消纳专线、储能示范项目等方面取得突破，力争电力装机规模突破 2.5 亿千瓦，发电量达到 7740 亿千瓦时，外送电量达到 3180 亿千瓦时。

2) 包头宏观经济未来发展趋势

根据《2024 年包头市国民经济和社会发展规划》，2024 年国民经济和社会发展主要预期目标是：地区生产总值增长 9%左右；规上工业增加值增长 20%以上；固定资产投资增长 20%以上；社会消费品零售总额增长 8%以上；一般公共预算收入增长 9%以上；城乡居民收入与经济发展同步；新增城镇就业 3.8 万人以上，城镇登记失业率控制在 4%以内；粮食产量稳定在 24 亿斤以上。

着力扩大有效投资。不断完善投资服务体系，加快推进全市 628 个重大项目建设，力争年内完成投资增长 30%以上。加快推进美岱 120 万千瓦抽水蓄能电站建设，确保年内开工；推动梅力更 120 万千瓦抽水蓄能电站调出自然保护和生态红线并纳入国家规划，积极开展前期工作。依托达茂旗零碳园区，探索建设以新能源为主体的自力电网。加快推进包风 2 工程建设，确保 2024 年 3 月底建成投运；包风 3、包风 4 输电通道开工建设。加快发展陆上风电装备产业，做大做强风电装备产业集群，实施明阳国家级叶片试验检测认证中心、龙马高端风电装备制造、远景智能化风机总装和齿轮箱等 15 个项目，推荐新投产风电装备产品纳入自治区新能源装备产品优选名录 5 种以上，力争风电装备全产业链实现产值 150 亿元；实施新能源“效益倍增”行动，开展三年风电支持计划，推进新能源装

备“包材包用”，带动风电、光伏、储能装备制造产业快速发展。力争到 2024 年年底，全市新能源电站及相关产业链累计带动投资 1000 亿元以上。在百灵、威俊等 500 千伏电网主网架关键节点谋划布局电网侧储能电站，在电源侧和负荷侧相对集中区域谋划布局共享储能电站，年底前建成储能电站 400 万千瓦时以上

3) 乌兰察布宏观经济未来发展趋势

根据《乌兰察布市 2023 年国民经济和社会发展规划执行情况与 2024 年国民经济和社会发展规划》，2024 年国民经济和社会发展的主要预期目标：地区生产总值增长 6%以上；规模以上工业增加值增长 7%以上；500 万元以上固定资产投资增长 15%以上；社会消费品零售总额增长 6%左右；居民人均可支配收入增长与经济增长基本同步；全力推动第二批、第三批国家大型风电光伏基地项目和蒙能 250 万千瓦保障性项目等建设进度，力争再建成一个千万千瓦级清洁能源基地全力打造新能源装备制造全产业链条，建设集风机装备、氢能装备、储能装备为一体的先进制造业集中区。

3、基础设施资产运营相关的客群分析

陆上风电的客户为当地电网，上网电价是影响其利润水平的主要因素。华晨公司、恒润新能源与蒙西电网签署《购售电合同》，电场所生产的电能由蒙西电网直接购买。

2016 年，根据国家发展改革委、国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150 号），蒙西地区在保障性小时数之外，逐渐引入部分市场竞价机制，每年年初内蒙古电力（集团）有限责任公司（即蒙西电网）会给区域内的电站一定的保障发电小时数，保障发电小时数内的电量按照购售电合同中的燃煤机组基准上网电价 0.2829 元/千瓦时（含税）确认，超出部分的发电量需要项目公司在交易平台上寻找买方，自定电价。根据项目公司与蒙西电网签订的《购售电合同》中的约定：上网电费包括基数（即“保量保价发电小时数”，简称“保障发电小时数”）电量电费、中长期交易电量电费、正负合同偏差电费、现货交易电量电费、“两个细则”考核补偿电费、辅助服务电费（调频、调峰、差额资金等）等。

2020年-2023年期间，上述保障发电小时数降低、交易部分电量增加，导致项目公司售电单价呈现波动下降至企稳的趋势，引入竞争方式确定的电价（即交易电价）。

4、区域经济发展对基础设施资产运营的影响分析

2023年10月5日，国务院发布《关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）（以下简称《意见》）。《意见》部署内蒙古高质量发展9大项工作意见，包括构建新型能源体系，增强国家重要能源和战略资源基地保供能力。强调聚焦新能源、稀土新材料、煤基新材料、石墨烯等优势领域，布局建设国家级创新平台；延伸煤焦化工、氯碱化工、氟硅化工产业链，加快发展电子级晶硅、特种合金等新材料行业。上述行业的快速发展要以高质量电力保障为基础前提。

《意见》紧紧围绕高质量发展这个首要任务，把内蒙古建设成为我国北方重要生态安全屏障、祖国北疆安全稳定屏障、国家重要能源和战略资源基地、国家重要农畜产品生产基地、我国向北开放重要桥头堡，是习近平总书记和党中央赋予内蒙古的战略定位和重大责任。为深入贯彻落实习近平总书记重要讲话和指示批示精神，支持内蒙古以铸牢中华民族共同体意识为主线，加快落实“五大任务”，推动高质量发展，奋力书写中国式现代化内蒙古新篇章。

随着习近平总书记和党中央赋予内蒙古的战略定位的逐步落实，以及《意见》的高质量实施，“到2027年，自治区综合经济实力进入全国中等水平，到2035年，综合经济实力大幅跃升，经济总量和城乡居民收入迈上新台阶，新型能源体系基本建成，“两个屏障”“两个基地”“一个桥头堡”作用进一步提升”。与此同时，电力供应作为先导性、服务性、战略性的基础产业和公用事业，以及经济发展的先行官，蒙西电网全社会用电量在未来一段时期将保持较快的发展态势，为自治区高质量落实“五大任务”提供坚实保障。进而，为基础设施资产的电力消纳问题带来积极影响。

华晨风电项目、恒润一期风电项目均为陆上集中式风电项目，均位于内蒙古自治区；大力发展内蒙古自治区可再生能源产业符合《关于推动内蒙古高质量发

展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》和内蒙古自治区“十四五”规划纲要的要求，本基础设施项目作为清洁能源发电项目，未来的运营将持续获得区域支持。

5、区域内可比竞品分析

基础设施资产在区域内的可比竞品分析详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“二、项目公司所在行业和经营模式”“（一）行业情况及竞争状况”“3.项目公司所属的市场环境、市场容量、市场细分、市场化程度、进入壁垒、供求状况、竞争状况、行业利润水平和未来变动情况”“（7）竞争状况”“1）华晨风电项目”及“2）恒润一期风电项目”的相关内容。

（六）基础设施资产现金流的真实性

1、基础设施资产现金流的真实、合法性

华晨公司现持有国家能源局华北监管局于 2019 年 1 月 29 日核发的《电力业务许可证》（许可证编号：1010517-00250），准许华晨公司按照许可证载明的范围从事电力业务，许可类别：发电类，证载有效期：自 2017 年 4 月 17 日至 2037 年 4 月 16 日。

恒泽公司现持有国家能源局华北监管局于 2024 年 6 月 12 日核发的《电力业务许可证》（许可证编号：1910524-01253），准许恒泽公司按照许可证载明的范围从事电力业务，许可类别：发电类，证载有效期：自 2024 年 6 月 12 日至 2044 年 6 月 11 日。

项目公司根据《电力业务许可证》开展发电业务，其中华晨风电项目于 2017 年 3 月全容量并网发电；恒润一期风电项目于 2011 年 7 月全容量并网发电，基础设施项目运营已满三年，现金流持续、稳定，不存在影响持续经营的法律障碍。根据项目公司提供的购售电合同、结算单、记账凭证等材料及基础设施项目实地核查，基础设施资产现金流来源的风力发电收入，真实、合法。

2、形成基础设施资产的法律协议或文件合法、有效性

华晨风电项目、恒润一期风电项目的收入为电费收入，包括标杆上网电价电

费和可再生能源电价附加补助资金两部分，上网电价、《购售电合同》及国补相关的法律协议或文件情况详见本财务顾问报告项目公司发电业务资质情况详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“五、基础设施资产情况”之“（三）基础设施资产法律权属及权利限制情况”之“2.项目公司经营收益权”。

经财务顾问核查，形成基础设施资产的法律协议或文件合法、有效。

3、价格或收费标准符合相关规定

根据《关于核定内蒙古送变电有限责任公司察右中旗大板梁风电场一期49.5MW风电项目上网电价的批复》（内发改价字[2012]1539号），恒润一期风电项目批复电价为0.51元/千瓦时（含税），根据文件规定，风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过国家可再生能源发展基金分摊解决。其中燃煤机组标杆上网电价根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字[2017]954号）确定为0.2829元/千瓦时，可再生能源补贴为0.2271元/千瓦时。

根据《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581号），华晨公司批复电价为0.49元/千瓦时（含税），根据文件规定，风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过国家可再生能源发展基金分摊解决。其中燃煤机组标杆上网电价根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字[2017]954号）确定为0.2829元/千瓦时，可再生能源补贴为0.2071元/千瓦时。

2016年，根据国家发展改革委、国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150号），蒙西地区也在保障性小时数之外，逐渐引入部分市场竞价机制，结算电价会受到交易因素影响，不能完全按照购售电合同中的电价结算；根据项目公司与蒙西电网签订的《购售电合同》中的约定：上网电费包括基数（即“保量保价发电小时数”，简称“保障发电小时数”）电量电费、中长期交易电量电费、正负合同偏差电费、现货交易电量电

费、“两个细则”考核补偿电费、辅助服务电费（调频、调峰、差额资金等）等。自 2023 年起，根据内蒙古自治区工业和信息化厅发布的《关于做好 2023 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕472 号）、《关于明确 2022 年蒙西电力现货市场连续结算试运行有关事宜的复函》（内工信经运函〔2022〕271 号）（以下简称《复函》）中的相关规定：2023 年保量保价电量为 550 小时；同时，根据《复函》中的相关规定：“五：将新能源风险防范补偿系数由 10%调整至 15%.....”即从 2023 年起保量保价电量为 550 小时，剩余部分发电量仍全额参与电力市场竞价交易。剩余参与电力市场竞价交易电量的协商电价、市场交易电价的浮动区间由 10%调整至 15%。

根据前述《购售电合同》的约定，按相关电价政策文件规定，购电人结算上网电价按以下方式确定：

（1）通过参与电力市场交易获得市场化交易合同(含保量保价优先发电量合同)，形成相应市场化交易电价，适用增值税税率 13%；含税价格按照交易电价执行，不含税价格按照含税价格/（1+适用税率 13%）计算所得，合同执行期间如遇国家税务主管部门调整增值税税率或发布其他税收调整政策，按照最新政策执行。（2）可再生能源发电企业中央财政补贴及地方财政补贴资金的支付按照国家及地方相关法规政策的规定执行。

综上，财务顾问认为，截至尽职调查基准日，华晨风电项目、恒润一期风电项目的上网电价、可再生能源价格或收费标准符合政府价格主管部门的规定。

（七）基础设施资产现金流的实际情况

1、基础设施资产的现金流构成

华晨风电项目、恒润一期风电项目现金流入端均为风电场售电收入及国补收入，现金流流出端主要包括购电费、线路租赁费、材料费、修理费、运维费、保险费、其他费用、税金及附加等。

2、最近三年历史现金流情况

2021-2023 年及 2024 年 1-6 月，华晨风电项目发电量分别为 34,362.68 万千

瓦时、31,268.96 万千瓦时、32,872.55 万千瓦时及 14,280.67 万千瓦时，售电量分别为 33,281.00 万千瓦时、29,684.63 万千瓦时、32,215.51 万千瓦时及 13,581.32 万千瓦时。

2021-2023 年及 2024 年 1-6 月，恒润一期风电项目发电量分别为 12,968.68 万千瓦时、13,001.84 万千瓦时、11,758.91 万千瓦时及 5,201.44 万千瓦时，售电量分别为 12,840.30 万千瓦时、12,812.13 万千瓦时、11,549.76 万千瓦时及 5,146.66 万千瓦时。两个基础设施项目近三年售电量相对平稳。

2021-2023 年及 2024 年 1-6 月，华晨风电项目平均标杆电价（含税）分别为 0.1925 元/千瓦时、0.1747 元/千瓦时、0.1498 元/千瓦时及 0.1435 元/千瓦时；恒润一期风电项目平均标杆电价（含税）分别为 0.2448 元/千瓦时、0.1943 元/千瓦时、0.1685 元/千瓦时及 0.1491 元/千瓦时。平均标杆电价近三年下降的原因，主要由保障发电小时数下降所致。

表 2-118：华晨公司 2021-2023 年历史收入及 EBITDA 情况

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
营业收入	10,176.09	10,042.37	11,780.07
营业成本	4,547.69	4,281.26	4,288.25
毛利润	5,628.40	5,761.11	7,491.82
EBITDA	9,245.90	7,264.13	11,066.65

表 2-119：恒润一期风电项目 2021-2023 年历史收入及 EBITDA 情况

单位：万元

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
营业收入	4,043.49	4,778.20	5,361.77
营业成本	1,870.42	1,881.79	2,585.62
毛利润	2,173.07	2,896.41	2,776.15
EBITDA	3,567.48	4,442.56	4,380.42

3、最近三年历史现金流波动情况及波动原因

华晨公司近三年及一期末营业收入分别为 11,780.07 万元、10,042.37 万元、10,176.09 万元和 4,213.78 万元，其中 2022 年度较 2021 年度减少 1,737.70 万元，

2023 年与 2022 年保持平稳。主要系 2022 年度较 2021 年度减少 38.87 吉瓦时发电量所致；同时，华晨公司的发电量主要受风力资源影响，2021 年度、2022 年度风场年平均风速为 6.29 米每秒、6.69 米每秒、6.15 米每秒，2021 年属于风力资源正常略偏大年份，导致当年度发电量及售电量增长幅度较大。

恒润一期风电项目近三年及一期末营业收入分别为 5,361.77 万元、4,778.20 万元、4,043.49 万元和 1,713.25 万元，近年来营业收入有一定下滑主要系恒润一期风电项目平均标杆电价有一定下滑所致。其中，2022 年度较 2021 年度营业收入下降主要受风力资源影响。

4、现金流的独立性

华晨风电项目、恒润一期风电项目分别独立确定每年计划发电量，按照分别与蒙西电网签订的《购售电合同》约定向蒙西电网出售符合国家标准和行业标准的电能，项目现金流均来自于华晨风电项目、恒润一期风电项目支付的电费及国补电费，因此项目现金流具有独立性。

5、基础设施资产的现金流来源具备合理的分散度，主要由市场化运营产生，且不依赖第三方补贴等非经常性收入

经财务顾问核查，华晨风电项目、恒润一期风电项目发电收入所对应的上网电价包括当地燃煤机组基准上网电价和可再生能源补贴两个部分。穿透来看，标杆上网电价和可再生能源补贴两个部分的终端现金流提供方均为电力用户，因此，本基础设施资产项目符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项，“现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入的规定。”具体分析如下：

根据蒙西电网与华晨公司、恒润新能源分别签署的《购售电合同》，合同约定由蒙西电网购买基础设施项目的电能，并约定了上网电价、支付方式和国补支付方式等。

（1）上网电价

上网电价由蒙西电网支付给华晨公司、恒润新能源。蒙西电网以向电力用户供电并获得的销售电价收入支付标杆上网电价。因此，穿透来看，华晨风电项目、

恒润一期风电项目发电收入中的标杆上网电价的现金流提供方为蒙西电网的电力终端用户，现金流来源合理分散，不属于非经常性收入。

(2) 可再生能源电价附加补贴

根据证监会公告[2008]43号《公开发行证券的公司信息披露解释性公告第1号——非经常性损益（2008）》（以下简称“证监会公告[2008]43号”），非经常性损益是指与公司正常经营业务无直接关系，以及虽与正常经营业务相关，但由于其性质特殊和偶发性，影响报表使用人对公司经营业绩和盈利能力做出正常判断的各项交易和事项产生的损益。

一是华晨风电项目、恒润一期风电项目取得的国补直接来自公司主营的风力发电业务，由华晨风电项目、恒润一期风电项目正常经营业务产生，属于华晨风电项目、恒润一期风电项目正常经营业务收入，不属于非经常性损益的范畴。同时，华晨风电项目、恒润一期风电项目取得国补也不符合上述证监会公告[2008]43号第二条中列举的二十一种非经常性损益的情况。因此国补收入属于华晨风电项目、恒润一期风电项目发电业务直接相关的经营性收入，不属于证监会公告[2008]43号中所定义的非经常性损益。

二是根据“财建[2020]第426号文”规定，华晨风电项目、恒润一期风电项目在满足自并网之日起满20年或补贴全生命周期合理利用小时数达到48,000小时之前，可以持续依靠上网电量获得国补收入，因此国补属于与主营业务相关的持续性收入，而非偶发性收入，不属于证监会公告[2008]43号中所定义的非经常性损益。

综上，财务顾问认为，华晨风电项目、恒润一期风电项目现金流来源合理分散，华晨风电项目、恒润一期风电项目的收入均基于市场化运营的发电业务产生，不属于非经常性收入，不存在依赖第三方补贴等非经常性收入的情况。

6、基础设施资产运营3年以上，已产生持续、稳定的现金流，投资回报良好，并具有持续经营能力、较好增长潜力

经财务顾问核查，华晨风电项目、恒润一期风电项目符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项规定：“原则上运营3年以上，

已产生持续、稳定的现金流，投资回报良好，并具有持续经营能力、较好增长潜力。”以下结合国补到期对项目现金流的影响，从华晨风电项目、恒润一期风电项目的运营时间、经营情况、投资回报情况、持续经营能力及增长潜力角度进行分析：

(1) 华晨风电项目、恒润一期风电项目均已运营时间3年以上

本项目底层资产华晨风电项目、恒润一期风电项目全容并网发电时间分别为2017年3月和2011年7月，截至尽职调查基准日，华晨风电项目、恒润一期风电项目已分别稳定运营超过6年和12年，满足基础设施项目运营时间原则上不低于3年的要求。

(2) 华晨风电项目、恒润一期风电项目已产生持续、稳定的现金流

①项目自并网以来持续发电，发电量在一定范围内波动

陆上风电项目发电量主要受风力资源影响，从本项目历史运营情况来看，自并网以来持续发电，发电量整体情况是在一定范围内波动的，无明显增长或减少趋势，本项目历史发电量数据如下。

2021-2023年，华晨风电项目发电量分别为34,362.68万千瓦时、31,268.96万千瓦时及32,872.55万千瓦时，售电量分别为33,281.00万千瓦时、29,684.63万千瓦时及32,215.51万千瓦时。2021-2023年，恒润一期风电项目发电量分别为12,968.68万千瓦时、13,001.84万千瓦时及11,758.91万千瓦时，售电量分别为12,840.30万千瓦时、12,812.13万千瓦时及11,549.76万千瓦时。两个基础设施项目近三年售电量相对平稳。

表 2-120：华晨风电项目历史发电量

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
批复装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
实际装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
上网结算电量	万 kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
发电利用小时	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13

表 2-121：恒润一期风电项目历史发电量

项目/年份	单位	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
批复装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
实际装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
上网结算电量	万 kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.65
发电利用小时	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73

根据内蒙古绿能新能源有限责任公司出具的《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目可行性研究报告》，固阳县气象站位于风电场东南约 57km 处，根据固阳县气象站 1984~2013 年风速资料，平均风速年际变化在 1.9~2.5m/s 之间；1984~2013 年近 30 年平均风速约 2.3m/s,1994~2013 年近 20 年平均风速约 2.2m/s，2004~2013 年近 10 年平均风速约 2.1m/s。对测风塔不同高度的风速和风功率密度年内月变化进行分析，各高度风速和风功率密度变化趋势基本一致，风电场代表年 10m 高度年平均风速为 5.76m/s，80m 高度年平均风速为 7.97m/s，轮毂高度 70m、75m、85m 处年平均风速为 7.79m/s、7.89m/s、8.05m/s；相应的风功率密度分别为 173W/m²、368W/m²和 344W/m²、356W/m²、379W/m²，风电场风功率密度等级为 3 级，风能资源较丰富，具有较好的开发价值。

根据内蒙古电力勘测设计院出具的《内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程可行性研究报告》，受强大的蒙古冷高压长时间控制，察右中旗地区已成为冷空气南下的主要通道。该地区海拔较高，南下气流通过时具有增速效应；加之其地域开阔、平坦、植被低矮，风电场 70m、10m 高度处代表年年平均风速分别为 8.9m/s、7.5m/s；年平均风功率密度分别为 620.2W/m²、438.0W/m²。

综上，虽然发电量会受到自然天气的一定影响，但是：一、本项目所处区域风资源较好，具有陆上风电开发价值；二、本项目自并网以来持续发电，并且根据历史发电量情况，本项目呈现出发电量在一定范围内波动的、无明显增长或减少的趋势；三、根据《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目可行性研究报告》及《内蒙古送变电察右中旗风电场 49.5MW 工程可行性研究报告》，项目所在区域 30 年来平均风速总体上变化比较平缓。因此拉长时间周期来看，本项目发电量整体情况是在长期稳定的范围内随风资源波动，无明显增长或减少趋势。

②底层资产已产生持续、稳定的现金流

华晨公司 2021-2023 年度以及 2024 年 1-6 月营业收入分别为 11,780.07 万元、10,042.37 万元、10,176.09 万元及 4,213.78 万元。华晨公司营业收入绝大部分来自电力收入，2021 年及 2022 年分别有 10.38 万元以及 12.19 万元来自于技术服务收入。华晨公司总体营业收入较为平稳，波动幅度较小。

恒润一期风电项目 2021-2023 年度以及 2024 年 1-6 月营业收入分别为 5,361.77 万元、4,778.20 万元、4,043.49 万元及 1,713.25 万元。恒润一期风电项目营收均为电力收入。收入及成本总体变化平稳。

华晨公司及恒润一期风电项目最近三年收入及 EBITDA 情况详见“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“五、基础设施资产情况”之“（七）基础设施资产现金流的实际情况”之“1、基础设施资产的现金流构成”相关内容。

总体而言，本项目最近三年及一期收入维持在相对稳定、可观的水平。鉴于基础设施基金向投资者分配可供分配金额是以 EBITDA 作为基金可供分配金额的测算基础，经过适当调整后，本项目能够为投资者提供较为稳定、可观的分配金额。因此，华晨风电项目、恒润一期风电项目具备作为基础设施基金底层资产的条件，能够产生持续、稳定的现金流。

（八）基础设施资产现金流的预测

工银瑞信基金管理有限公司编制了有关工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金自 2024 年 7 月 1 日(假设基金成立日)至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度的可供分配金额测算报告，毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）进行了审核并出具了审核报告。

可供分配金额测算报告是基金管理人在假设基础上编制的，但所依据的各种假设具有不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。

1、预测合并利润表

表 2-122：预测合并利润表

单位：元

	<u>2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
一、营业收入	51,965,021.70	135,569,169.03
减：营业成本	40,789,121.91	78,181,544.51
税金及附加	2,089,022.32	4,273,138.98
管理费用	3,196,855.95	2,892,222.23
财务费用	2,180,742.92	639,016.33
加：其他收益	2,963,993.55	8,057,398.26
二、利润总额	6,673,272.15	57,640,645.24
减：所得税费用	-	3,230,573.27
三、净利润	6,673,272.15	54,410,071.97

2、预测合并现金流量表

表 2-123：预测合并现金流量表

单位：元

	<u>2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品和提供劳务收到的现金	140,311,873.65	161,303,355.30
收到其他与经营活动有关现金	2,963,993.55	8,057,398.26
经营活动现金流入小计	143,275,867.20	169,360,753.56
购买商品和接受劳务支付的现金	-12,699,534.95	-22,752,560.26
支付的各项税费	-11,921,596.08	-25,127,704.22
支付其他与经营活动有关的现金	-3,196,855.95	-2,892,222.23
经营活动现金流出小计	-27,817,986.98	-50,772,486.71
经营活动产生的现金流量净额	115,457,880.22	118,588,266.85
二、投资活动产生的现金流量：		
收到其他与投资活动有关的现金	44,044,106.59	-
投资活动现金流入小计	44,044,106.59	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金	-667,726,939.15	-
投资活动现金流出小计	-667,726,939.15	-
投资活动使用的现金流量净额	-623,682,832.56	-

三、筹资活动产生的现金流量：		
发行基金份额收到的现金	1,016,676,806.59	-
保理收到的现金	-	46,473,914.89
收到其他与筹资活动有关的现金	8,072,734.42	-
筹资活动现金流入小计	1,024,749,541.01	46,473,914.89
偿还借款支付的现金	-347,811,250.00	-
向本基金投资者分配股利支付的现金	-	-147,609,403.95
偿付利息支付的现金	-2,205,870.80	-639,016.33
筹资活动现金流出小计	-350,017,120.80	-148,248,420.28
筹资活动产生/使用的现金流量净额	674,732,420.21	-101,774,505.39
四、现金及现金等价物净增加/减少额	166,507,467.87	16,813,761.46
加：年初现金及现金等价物余额	-	166,507,467.87
五、年末现金及现金等价物余额	166,507,467.87	183,321,229.33

3、预测可供分配金额计算表

表 2-124：预测可供分配金额计算表

单位：元

	<u>2024年7月1日</u> <u>(假设基金成立日)</u> <u>至2024年12月31日</u> <u>止期间预测</u>	<u>2025年度预测</u>
一、净利润	6,673,272.15	54,410,071.97
加：折旧及摊销费用	27,995,110.68	55,958,708.65
利息支出	2,180,742.92	639,016.33
所得税费用	-	3,230,573.27
二、税息折旧及摊销前利润	36,849,125.75	114,238,370.22
三、可供分配金额调整项		
基础设施基金发行份额募集的资金	1,016,676,806.59	-
购买基础设施项目等资本性支出	-667,765,556.59	-
偿还存量借款支付的资金	-347,811,250.00	-
支付利息和所得税费用	-2,180,742.92	-3,869,589.60
应收和应付项目的变动	130,700,467.60	7,580,469.90
保理款变动	-	46,473,914.89
未来合理相关支出预留		

- 预留经营活动所需现金的变动	-2,497,019.04	785,972.79
其他调整项目		
- 期初现金余额	38,617.44	16,401,044.88
四、可供分配金额	164,010,448.83	181,610,183.08
五、预测分配金额	147,609,403.95	163,449,164.77
六、预测现金分派率	14.52%	16.08%

4、编制基础

可供分配金额测算报告包括自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度（以下合称“预测期间”）的可供分配金额计算表以及相关附注。

可供分配金额测算报告假设蒙能清洁能源基金成立于 2024 年 7 月 1 日，且于 2024 年 7 月 1 日完成对基础设施项目资产收购，因此以自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间及 2025 年度作为预测期间测算可供分配金额，并假设基金设立日即合并专项计划和项目公司。本基金实际设立日可能和目前的假设不一致。

可供分配金额测算报告是工银瑞信管理层以本基金所投资的基础设施项目历史备考财务报表信息所反映的经营业绩为基础，在充分考虑预测期间本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营计划、投资计划、财务预算及附注五和附注六中列示的各项基本假设和特定假设的前提下，本着谨慎的原则而编制的。可供分配金额测算报告按照中国证券监督管理委员会（以下简称“证监会”）颁布的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》、深圳证券交易所颁布的《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）（2023 年修订）》及中国证券投资基金业协会（以下简称“中国基金业协会”）颁布的《公开募集基础设施证券投资基金运营操作指引（试行）》的相关要求及基金合同中约定的基金可供分配金额的计算调整项编制。

本基金在编制可供分配金额测算报告时应用的主要会计政策，与基础设施项目模拟汇总财务报表所应用的主要会计政策无重大差异。

可供分配金额测算报告仅供基金管理人为申请发行公开募集基础设施证券

投资基金之目的而编制。可供分配金额测算报告由工银瑞信于 2024 年 10 月 12 日批准报出。工银瑞信确认截至可供分配金额测算报告批准报出日止，编制可供分配金额测算报告所依据的各项假设依然适当。

可供分配金额测算报告是根据审慎原则编制，但可供分配金额测算报告所依据的各种假设存在许多不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。

5、《可供分配金额测算报告》的基本假设

以下是在预测期内编制可供分配金额测算报告时采用的一般性假设，这些一般性假设是依据目前的宏观经济和市场情况得出的，在未来未必会如预期那样发生，并且变动可能重大，因此预测可供分配金额的实际结果可能与报告中的预测存在差异。

(1) 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目遵循的政策、法律、法规及有关规定将不会有实质性的变化。

(2) 在目前经营或与之签署了协议的任何国家或地区，对业务产生重大影响的立法、规章或规则将不会有实质性的变化。

(3) 在目前经营的任何国家或地区，税基或税率（无论是直接还是间接）都不会有实质性的变化。

(4) 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的市场需求和电价的波动将不会对业务经营和经营成果产生重大影响。

(5) 在预测期内，将不会出现明显的通货膨胀或通货紧缩，利率也不会发生重大变化。

(6) 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目目前已从中国相关监管机构获得的经营所需的所有证书、许可证和营业执照，将不会被吊销，并在到期时将可以进行续期。

(7) 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营计划将如期实现，业务经营将不会受到政府行为、行业及任何重大事故的重大影响。

(8) 在预测期内，本基金及本基金所投资的基础设施项目的期初已签订的

购售电合同将按照约定的合同年度执行完毕。

(9) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目有足够的资本或将有能力获得足够的融资,以满足其未来对营运资金和资本支出的需求,以维持稳定的发展。

(10) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目的资产无处置计划。

(11) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目无重大股权投资收购或处置计划,项目公司股权将不会发生重大变化。

(12) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目的主要客户的业务将持续经营,将不会对本基金的经营产生不利影响。

(13) 在预测期内,基金管理人委派的高级管理人员以及其他关键人员能够持续参与本基金的运营,且基金管理人能在可供分配金额测算表预测期内保持关键管理人员的稳定性;在预测期内,业务经营不会因劳工短缺、劳资纠纷等事件而受到不利影响;在预测期内,将能够招募足够的员工来达到计划的运营水平。此外,经营不会因预测期内第三方服务、设备和其他供应中断而受到不利影响。

(14) 在预测期内,为编制财务信息而采用的会计准则的后续修订不会对可供分配金额测算报告产生重大影响。

(15) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目的经营和业务将不会因任何不可抗力事件或其他不可预见因素或董事会无法控制的任何不可预见的原因,包括政府行为、自然灾害或灾难、流行病或严重事故而严重中断。

(16) 在预测期内,本基金及本基金所投资的基础设施项目将不会受到基金招募说明书“风险揭示”一节中所列任何风险因素的重大不利影响。

(17) 未考虑本基金可能会投资的债券等金融产品对报告的影响。

(18) 在预测期内,假设本基金不会发生扩募。

6、《可供分配金额测算报告》的特定假设

(1) 本基金首次发售募集的资金。

根据北京国友大正资产评估有限公司于评估基准日 2024 年 6 月 30 日对基础设施项目的评估结果，本基金首次公开发售拟募集的资金规模为人民币 1,016,676,806.59 元。募集资金扣除本基金成立初期的必要费用后，全部投资于专项计划，用于专项计划向原始权益人支付购买项目公司股权的对价以及向项目公司发放贷款。可供分配金额测算报告中，将上述募集资金在可供分配金额计算表中列示为调整项，并在预测合并现金流量表中列示为发行基金份额收到的现金。

(2) 购买基础设施项目。

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》的要求、本基金向战略投资者定向配售的安排，以 2024 年 1 月 16 日蒙能集团董事会决议第 12728 号《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议》，蒙能集团计划认购本基金募集份额总额的 34%，并为拟购入的项目公司提供运营管理服务。预测期内，项目公司不满足业务的认定，故本基金购买项目公司作为资产购买交易进行确认和计量。本可供分配金额测算报告以此作为假设编制。

(3) 营业收入。

假设在预测期内维持项目公司原有业务形态及收入构成不发生重大变化。

项目公司主营业务为风力发电，营业收入为销售电力收入。各基础设施项目的销售电力收入主要由国补收入、保障收入以及市场交易收入三者构成。销售电力收入基于预测不同类型电力销售的电价及对应的电量(包括保障性收购电量和市场交易电量)进行预测。

1) 国补收入

国补收入由上网电量和补贴电价两个部分组成，即：国补收入=上网电量*国补电价。

① 上网电量

在预测期内，华晨风电项目和恒泽风电项目对自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年的上网电量分别进行预测。

自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间，项目

公司上网电量以 2020 年至 2023 年项目公司自 1 月 1 日至 6 月 30 日止期间（以下简称“上半年”）上网电量分别占 2020 至 2023 年全年上网电量的比例的算数平均数和 2024 年上半年项目公司实际上网电量为基准，对自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间项目公司的上网电量进行预测，即：自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间的上网电量=2024 年上半年实际上网电量/2020 年至 2023 年上半年分别占 2020 至 2023 年全年上网电量的比例的算数平均数-2024 年上半年实际上网电量。

2025 年项目公司上网电量由发电量和厂用电率组成，即：上网电量=发电量-厂用电量及线损电量。

发电量。项目公司以 2021 年至 2024 年项目平均发电量（其中 2024 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的发电量分别为 26,384.21 万千瓦时和 9,312.15 万千瓦时）为基准进行预测，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的发电量分别为 31,222.10 万千瓦时和 11,760.39 万千瓦时。

厂用及线损率。项目公司以 2021 年至 2024 年的厂用及线损率（其中 2024 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的厂用及线损率分别为 3.78%和 1.18%）的算术平均数为基准进行预测，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的厂用及线损率分别为 3.50%和 1.21%。

项目公司以上述参数以及计算方法为基准，分别预测 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度的上网电量。其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间华晨风电项目和恒泽风电项目预测上网电量分别为 11,806.19 万千瓦时和 4,055.79 万千瓦时，2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测上网电量分别为 30,130.03 万千瓦时和 11,618.18 万千瓦时。

②国补电价

在预测期内，项目公司以《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581 号）中批复额国补电价标准为基准进行预测，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测不含税国补电价分别为人民币 0.1833 元/千瓦时和人民币

0.2010 元/千瓦时。

2) 保障收入

① 保障收入由保障电量和标杆电价两部分组成，即：保障收入=保障电量*保障电价。

保障电量。在预测期内，保障电量由保障利用小时数和机组实际装机容量构成，保障电量=保障利用小时数*机组实际装机容量。项目公司以《内蒙古自治区能源局关于做好 2024 年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55 号）中“自 2024 年起，初步安排常规风电‘保量保价’优先发电电量 53 亿千瓦时”（折算利用小时数 300 小时）为基准进行预测。自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间的保障电量预测为全年假设保障电量减去 2024 年上半年保障电量。华晨风电项目和恒泽风电项目机组实际装机容量分别为 10,000 万千瓦和 4,950 万千瓦。其中，华晨风电项目和恒泽风电项目自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测保障电量分别为 1,652.97 万千瓦时和 812.10 万千瓦时，华晨风电项目和恒泽风电项目 2025 年度预测保障电量分别为 3,000.00 万千瓦时和 1,485.00 万千瓦时。

② 保障电价

在预测期内，项目公司以《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581 号）中批复的保障电价的计算方法为基准进行预测，即：保障电价=燃煤标杆电价 *（1-新能源风险防范补偿系数）。

其中，关于燃煤标杆电价，项目公司以《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字[2017]954 号）预测燃煤标杆电价，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度华晨风电项目和恒泽风电项目预测的不含税燃煤标杆电价均为 0.2504 元/千瓦时。

关于新能源风险防范补偿系数，项目公司以《内蒙古自治区能源局关于调整优化 2024 年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206 号）文件中规定的“2024 年 4-6 月新能源风险防范补偿系数为 20%”为基准进行预测，

其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度项目公司预测的新能源风险防范补偿系数为 20%。

项目公司以上述参数以及计算方法为基准，预测保障电价。其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间和 2025 年度项目公司预测的不含税保障电价为人民币 0.2003 元/千瓦时。

3) 市场交易收入

市场交易收入由市场交易电量和市场交易电价构成，即：市场交易收入=市场交易电量*市场交易电价。

① 市场交易电量

为上网电量除保障性收购电量之外的所有电量，即：市场交易电量=上网电量-保障性收购电量。其中，华晨风电项目和恒泽风电项目自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测市场交易电量分别为 10,153.22 万千瓦时和 3,243.69 万千瓦时，华晨风电项目和恒泽风电项目 2025 年度预测市场交易电量分别为 27,130.03 万千瓦时和 10,133.18 万千瓦时。

② 市场交易电价

在预测期内，项目公司分别以自 2024 年 4-6 月 3 个月期间华晨风电项目和恒泽风电项目的平均市场交易电价为基准进行预测，且预测期内假设不变，其中自 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间以及 2025 年度项目公司预测的不含税市场交易电价分别为人民币 0.1272 元/千瓦时和人民币 0.1332 元/千瓦时。

(4) 营业成本。

假设在预测期内维持项目公司原有业务形态及成本构成不发生重大变化。

折旧与摊销费用：折旧与摊销费用是基于本基金收购项目公司固定资产、无形资产和使用权资产的初始入账价值（含本基金收购项目公司固定资产增值部分对折旧的影响）和剩余年限计算，并且假设原有预计剩余使用寿命及预计净残值率保持不变。在可供分配金额测算中已加回此部分非付现成本。

基础管理费：项目公司的基础管理费根据《运营管理服务协议》、《运营管理服务补充协议》及企业成本费用相关制度规定进行预测，其中，华晨风电项目

2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测基础管理费为人民币5,259,168.99元，2025年度预测基础管理费为人民币10,672,168.34元。恒泽风电项目2024年7月1日（假设基金成立日）至2024年12月31日止期间预测基础管理费为人民币3,403,207.96元和2025年度预测基础管理费为人民币5,124,807.42元。

线路使用费：线路使用费根据已签订线路使用合同预测。应付账款

安全生产费：安全生产费按照《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，以营业收入为依据进行预测。

（5）管理费用。

本基金在预测期内基金管理费和基金托管费根据《基金合同》草案按期末基金合并净资产的0.2%和0.01%年费率计提。

本基金在预测期内基金管理费及基金托管费假定计提年费率保持不变。

（6）财务费用。

因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，因此按原有借款利率和2个月还款周期预测借款利息。

基金发行后项目公司除办理应收电价补贴保理业务外拟不进行对外融资；简化处理不对利息收入进行预测。项目公司拟与银行签署《保理业务合作协议》开展保理业务合作，项目公司于基金每年第一个兑付日前30个工作日将2023年1月1日以后产生的账龄满2.5年的应收电价补贴转让予银行，保理银行平价购入项目公司应收电价补贴，并向项目公司支付购买对价。项目公司收到该部分电价补贴的汇款后，转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。预测期内保理利率根据项目公司拟与银行签署《保理业务合作协议》确定，《保理业务合作协议》拟约定，保理利率以定价基准加/减浮动点数确定，原则上以保理发放前一工作日全国银行间同业拆借中心公布的1年期贷款市场报价利率(LPR)为基准，浮动点数为减70个基点（一个基点为0.01%）为保理利率计算基数，假设预测期内LPR保持不变，保理利率按年利率2.75%进行预测。

(7) 其他收益

根据财政部、国家税务总局发布的《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74号）的有关规定，项目公司享受“即征即退 50%”的增值税优惠政策。假设项目公司享受的税费补贴政策预测期内将不会发生变化。

(8) 税项

1) 本基金及专项计划适用的税种及税率如下：

根据财政部、国家税务总局财税[1998]55号《关于证券投资基金税收问题的通知》、财税[2008]1号《关于企业所得税若干优惠政策的通知》、财税[2016]36号《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》、财税[2016]46号《关于进一步明确全面推开营改增试点金融业有关政策的通知》、财税[2016]70号《关于明确金融、房地产开发及教育辅助服务等增值税政策的通知》、财税[2017]2号《关于资管产品增值税政策有关问题的补充通知》、财税[2017]56号《关于资管产品增值税有关问题的通知》、财税[2017]90号《关于租入固定资产进项税额抵扣等增值税政策的通知》及其他相关财税法规和实务操作，主要税项列示如下：

资管产品运营过程中发生的增值税应税行为，以资管产品管理人为增值税纳税人，资管产品管理人运营资管产品过程中发生的增值税应税行为，暂适用简易计税方法，按照 3% 的征收率缴纳增值税。对证券投资基金管理人运用基金买卖债券的转让收入免征增值税，对国债、地方政府债及金融同业往来利息收入亦免征增值税。资管产品管理人运营资管产品提供的贷款服务，以及产生的利息及利息性质的收入为销售额。

对基金从证券市场中取得的收入，包括买卖债券的价差收入，债券的利息收入及其他收入，暂不征收企业所得税。

资管产品的城市建设维护税、教育费附加和地方教育费附加等税费按照实际缴纳的增值税额的适用比例计算缴纳。

2) 项目公司适用的税种及税率如下：

表 2-125：项目公司适用的税种及税率

税种	计缴标准
增值税	按税法规定的销售货物和应税劳务收入为基础计算销项税额，在扣除当期允许抵扣的进项税额后，差额部分为应缴增值税。增值税相关税率为13%；专项计划就收到的股东借款利息按照简易计税方法及3%征收率计算增值税应纳税额
城市维护建设税	项目公司按实际缴纳的增值税的5%、专项计划按实际缴纳增值税的7%
教育费附加	实际缴纳的增值税的3%
地方教育费附加	实际缴纳的增值税的2%
城镇土地使用税	每年每平方米3.2元
房产税	房产原值一次减除30%后的余值的1.2%
水利建设基金	实际缴纳的增值税的1%
资源税	按取用水量每立方米2.5元

A.项目公司在报告期内适用的所得税法定税率为25%，并享受以下税收优惠政策：

根据财政部、海关总署、国家税务总局联合印发的《关于深入实施西部大开发战略有关税收政策问题的通知》（财税〔2011〕58号）、《财政部税务总局国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（2020年第23号），自2011年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税。

B.根据《企业所得税法实施条例》第三十八条规定，企业在生产经营活动中发生的下列利息支出，准予扣除：非金融企业向非金融企业借款利息的支出，不超过按照金融企业同期贷款利率的计算数额的部分。假设预测期项目公司收到的专项计划股东借款按照6%的利率计算的利息可于税前扣除。

C.假设预测期内的各项税费当月发生当月支付，相关应交税费的余额在预测期内不会发生变动。

（9）成本费用及税费支付时间假设

假定各项成本及管理费用按月支付，月末余额于下月初支付，12月余额于下一年初进行支付，计入下一年度现金流出；财务费用和各项税费，于当年底支付，计入当年度现金流出。

(10) 投资人收益分配时间假设

假设预测期内符合分配条件下每年度分配一次，收益分配基准日为当年 12 月 31 日，在下一年度的第二季度宣告分配并实施。其中，首次收益分配基准日为 2024 年 12 月 31 日，在 2025 年 5 月 31 日宣告分配并实施。

(11) 可供分配金额分配率假设

假设预测期内可供分配金额分配率为 90%。2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间现金分派率为当期预测分配金额占本基金预计的募集规模的比例。2025 年度现金分派率为当年预测分配金额占本基金预计的募集规模的比例。

(12) 其他

假设项目公司于 2024 年 7 月 1 日（假设基金成立日）至 2024 年 12 月 31 日止期间预测全部收回应收原始权益人的资金集中管理款人民币 44,044,106.59 元以及内部往来款人民币 8,072,734.42 元。假设项目公司于 2024 年度全部支付了应交税费人民币 3,077,120.94 元以及应付利息人民币 25,127.88 元。同时，假设项目公司计提的安全生产费与实际发生金额相同。

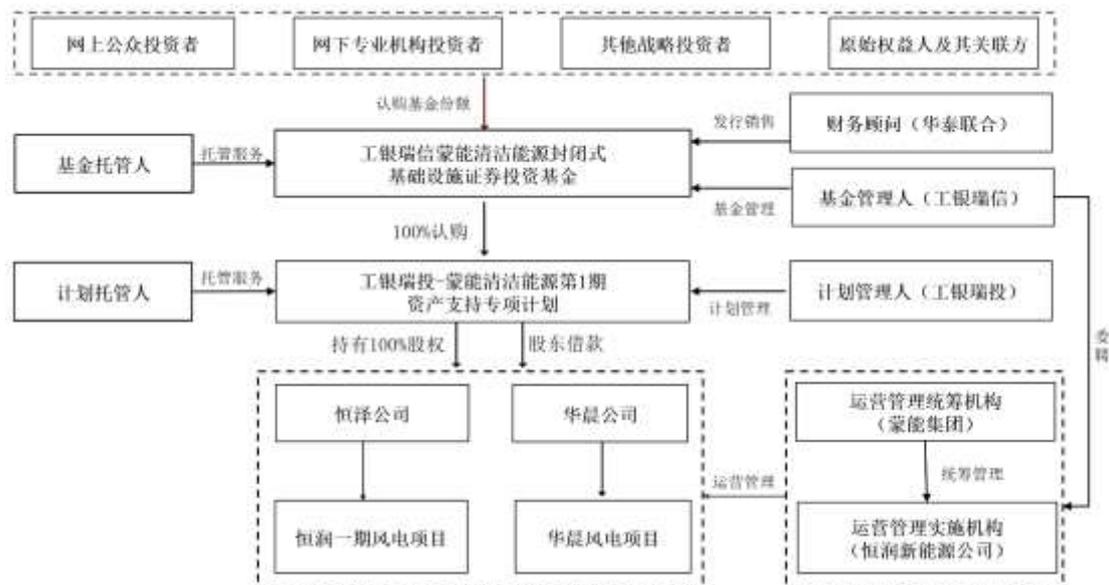
(九) 基础设施资产的重要现金流提供方

华晨公司、恒润新能源与蒙西电网签订《购售电合同》，所有现金流均来源于蒙西电网支付的电费，上网电量由蒙西电网统一调度使用，蒙西电网以向电力用户供电并获得的销售电价收入支付购电成本，因此，穿透来看，华晨公司、恒润新能源的风力发电场发电收入的终端现金流提供方为电力用户，现金流来源合理分散，不存在重要现金流提供方。

第三章 基础设施基金整体架构

一、基础设施基金整体架构图

图 3-1：基金整体架构图



二、交易实施步骤

（一）发行前相关安排

1、华晨风电项目资产重组安排

根据 2018 年 4 月 26 日国家能源局印发的《关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》（国能发新能〔2018〕34 号）的规定，“电网企业负责投资建设接网工程，各类接入输电网的可再生能源发电项目的接网及输配电工程，全部由所在地电网企业投资建设，保障配套电网工程与项目同时投入运行。之前相关接网等输配电工程由可再生能源发电项目单位建设的，电网企业按协议或经第三方评估确认的投资额在 2018 年底前完成回购。”截至本财务顾问报告出具日，蒙西电网尚未启动内蒙古自治区内可再生能源发电项目接网及输配电工程的回购。为缓释本基金发行后相关送出线路工程面临回购的不确定性等风险，华晨风电项目将相关升压站、220kV 送出线路 1 回、检修道路及相关土地使用权等非

入池资产剥离至原始权益人电力设计院。

发起人蒙能集团于 2024 年 1 月 16 日出具《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议（第 12728 号）》，同意以资产重组后的华晨风电项目作为入池资产发行基础设施 REITs，并同意将华晨风电项目的升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路及所涉土地使用权、220kV 送出线路 1 回等资产无偿划转至电力设计院，划转完成后华晨公司仍拥有上述划转资产的单独无偿使用权，但其相应进行修缮或技改费用由华晨公司承担。电力设计院股东内蒙古能源建设投资股份有限公司于 2023 年 11 月 9 日作出股东决定，同意电力设计院作为原始权益人以华晨公司持有的华晨风电项目发行基础设施 REITs，并为上述事项协商、签署及修改必要的协议文件并确定相关安排，包括但不限于确定并办理基础设施 REIT 资产重组及其他必要手续和流程。华晨公司股东电力设计院于 2024 年 2 月 7 日作出《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于内蒙古华晨新能源有限责任公司之股东决定》，同意由华晨公司作为划出方将华晨风电项目中升压站、检修道路及 220kV 送出线路 1 回等无偿划转至内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，并与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签署相关划转协议，资产划转完成后华晨公司仍有权无偿使用划出资产、对划出资产进行修缮和技改并承担相应费用。

华晨公司于 2024 年 4 月 30 日与电力设计院签订《内蒙古华晨新能源有限责任公司（作为划出方）与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（作为划入方）之间资产划转协议书》（简称“《华晨划转协议》”），约定由华晨公司作为划出方，将华晨风电项目中升压站、220kV 送出线路 1 回、检修道路及相关土地使用权等资产以无偿划转的形式转至电力设计院。根据《华晨划转协议》的约定，鉴于华晨风电项目升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程及相关土地使用权划转至划入方，本次划转完成后，华晨公司有权根据项目需要无偿使用本协议项下划转标的。双方同意，划转标的资产在交割日后由电力设计院持有，电力设计院拥有划转标的资产的所有权，但仍由华晨公司以无偿使用方式独家占有、使用按照运营要求对划转标的进行修缮或技改，并由华晨公司直接支付运维成本，包括相关修缮或技

改费用。另，如电网企业按国家政策规定回购华晨风电项目配套送出工程，蒙能集团作为划入方的实际控制方已出具承诺确保划出方在回购后仍有权无偿使用该配套送出工程。

综上，上述资产重组工作华晨公司、电力设计院已履行相关内部决策流程。华晨公司与电力设计院已签订《华晨划转协议》，并完成相关资产交割等全部资产重组工作。除此之外，截至本财务顾问报告出具之日，华晨公司无其他拟资产重组事项。

2、升压站等资产未纳入入池资产的原因及合理性

(1) 升压站由华晨公司出资建设，权属清晰，因历史原因未纳入入池资产范围

根据内蒙古新广为会计师事务所出具的《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目竣工财务决算报告》（编号：内新广为审字〔2018〕第 44 号），华晨风电项目由华晨公司自行筹措资金投资建设，建设内容包括安装 50 台 2.0MW 风力发电机组，总装机容量为 100MW；配套建设 220kV 升压站，并网送至华电红泥井 220kV 升压站；该项目于 2018 年 1 月 10 日取得固阳县国土资源局颁发的“蒙（2018）不动产第 0000027 号”《不动产权证书》。华晨风电项目于 2017 年 3 月 31 日取得《内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目工程竣工报告书》，该项目 2016 年 12 月 8 日升压站一次性授电成功，2016 年 12 月 10 日首台风机并网发电。且该项目 2018 年 2 月 8 日通过包头市发展和改革委员会《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目竣工验收复核的意见》（包发改能源字〔2018〕55 号），通过了综合验收。

华晨公司反馈并确认华晨风电项目升压站等配套建筑物不属于现有权机构施工许可证受理和发放范围⁶，但不动产权登记办理机构仍明确要求提供升压站

⁶ 固阳县住建局于 2023 年 3 月 29 日出具《固阳县住房和城乡建设局关于支持蒙能集团参与基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点项目的复函》，明确“华晨风电项目 220kV 升压站系风电项目配套建筑，因此华晨风电项目不属我局施工许可证受理和发放范围。”

等配套建筑的施工许可证⁷，从而华晨公司未能成功办理升压站等配套建筑的不动产权登记手续。为本次公募 REITs 发行之目的，考虑到华晨公司能够无障碍且持续使用升压站等资产，华晨公司按监管要求办理了土地分宗等一系列合法手续并将升压站等相关资产划转至华晨公司的全资股东内蒙古电力勘测设计院有限责任公司。根据华晨公司和电力设计院公司于 2024 年 4 月 30 日签署《资产划转协议书》的相关约定，本次划转完成后，划出方有权根据项目需要无偿使用本协议项下划转标的；双方同意，仍由华晨公司以无偿方式独家占有、使用，按照运营要求对划转标的进行修缮或技改，并由华晨公司直接支付运维成本，包括相关修缮或技改费用。

综上，华晨风电项目升压站等未入池相关资产由华晨公司投资建设，资产权属清晰，不存在争议，且运营期间未出现安全、质量、环保等方面的重大问题。

(2) 华晨公司对升压站等相关资产拥有单独占用及无偿使用权

针对该情况，除了原始权益人电力设计院在《资产划转协议书》中承诺的无偿享有升压站使用权以外，发起人蒙能集团已于 2024 年 2 月 7 日出具承诺函，确认在资产划转完成后，华晨公司有权无偿单独使用划转标的、对划转标的进行修缮和技改并承担相应费用。并且确认：对于华晨风电项目中升压站等划转标的资产，若因前述资产合规性问题受到行政处罚或发生其他影响基础设施项目正常运营事件的，蒙能集团将承担因此给基础设施项目造成的损失。

(3) 存续期升压站等相关资产仍由华晨公司进行全权运维管理，不影响华晨风电项目整体运营生产

根据华晨公司和电力设计院公司于 2024 年 4 月 30 日签署《资产划转协议书》的相关约定，本次划转完成后，双方同意，仍由华晨公司以无偿方式独家占有、使用，按照运营要求对划转标的进行修缮或技改，并由华晨公司直接支付运维成本，包括相关修缮或技改费用。

⁷ 经华晨公司咨询固阳县不动产权办理机构，房屋所有权首次登记需要提供：“2002 年 1 月 1 日后竣工的房屋还应当提交建设工程规划核验合格证明（自然资源局）；单体建筑面积 300 平方米以上或者投资额 30 万元以上的房屋，应当提交建筑工程施工许可证（园区项目可不提供）等一系列文件。”

升压站的维护费用已纳入评估模型考虑并在评估价值中体现，华晨公司承担维护费用不会损害投资人权益。同时，在运营过程中，由华晨公司承担维护费用，更有利于保证相关升压站设施的运营及维护。

3、恒润一期风电项目资产重组安排

原始权益人恒润新能源持有察右中旗大板梁风电场一、二、三、四期共计四个风电项目，本次入池资产为其中恒润一期风电项目，故需要进行资产重组。为满足本基金发行需要，恒润新能源已新设全资子公司恒泽公司，并将恒润一期风电项目相关资产、负债及相关人员划转至恒泽公司，划转范围包括但不限于风机、箱式变压器、升压站、重要设施设备、涉及对前述相关内容进行技改的在建工程、风机及升压站占用的土地使用权等资产以及相关债权债务、人员等。恒润一期风电项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目与恒润一期风电项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施）。

发起人蒙能集团于 2024 年 1 月 16 日出具《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议（第 12728 号）》，同意以资产重组后的恒润一期风电项目作为入池资产发行基础设施 REITs，并决议通过“鉴于恒润一期项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产未划转至恒泽公司，仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持有的二、三、四期项目与恒润一期项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施），本次资产重组完成后，恒泽公司及恒润新能源可根据恒润一期项目及二至四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持相关风电项目资产”等相关内容。原始权益人恒润新能源股东内蒙古送变电有限责任公司于 2023 年 6 月 21 日作出股东决定，同意《内蒙古恒润新能源有限责任公司资产重组方案》，由恒润新能源作为划出方，将恒润一期风电项目资产及相关债权债务划转至恒泽公司。恒泽公司股东恒润新能源已于 2023 年 12 月 1 日作出《股东决定》，同意由恒润新能源作为划出方，将即恒润一期风电项目资产及相关债权债务划转至恒泽公司，划转完成后恒泽公司以恒润一期风电项目作为底层基础设施项目发行基础设施 REITs。

根据恒润新能源与恒泽公司已签署的《内蒙古恒润新能源有限责任公司（作为划出方）与恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（作为划入方）之间企业资产、负债及员工整体划转协议书》（简称“《恒泽划转协议》”）相关约定，鉴于恒润一期风电项目配套送出工程、检修道路、集电线路等资产未划转至恒泽公司，仍由恒润新能源持有，且恒润新能源所持察右中旗大板梁风电场二、三、四期项目与恒润一期风电项目共用一座场内升压站（含部分站内设备设施），本次划转完成后，双方可根据恒润一期风电项目及察右中旗大板梁风电场二至四期项目稳定运营的实际需求，无偿使用对方所持相关风电项目资产。恒润新能源及恒泽公司共用的 220kV 升压站（含站内设备设施及在建技改工程）、检修道路、集电线路、送出工程，就正常运行所需的运维成本、及后续涉及的维修、技改方面，按照如下原则：针对双方共用资产部分，相关维修费、材料费、专项费及技改费用等由恒润新能源及恒泽公司根据各自所持风电项目实际装机容量按比例承担；针对一方单独使用资产部分，例如送出线路、检修道路、集电线路等，相关维修、专项、材料及技改费用由该部分资产实际使用方承担。

上述资产重组工作恒泽公司、恒润新能源已履行相关内部决策流程，并出具股东决议。恒润新能源与恒泽公司已签订《恒泽划转协议》，并已完成相关资产交割工作。除此之外，恒泽公司无其他拟重组或剥离的资产或负债。

4、集电线路未纳入入池资产的原因及合理性

(1) 集电线路由恒润新能源出资建设、权属清晰，因一二期集电线路一同建设共同使用无法准确拆分，未纳入入池资产范围

根据内蒙古华方会计师事务所有限责任公司出具的《内蒙古恒润新能源有限责任公司大板梁风电场 49.5MW 风电项目一、二期工程竣工决算审核报告》（编号：内华方审字〔2012〕84 号）（以下简称“《恒润一二期决算报告》”），恒润一期的集电线路是和二期项目的集电线路一同建设共同使用，且在《恒润一二期决算报告》中针对 35kV 集电线路工程也并未区分一二期电站，在资产重组时无法准确拆分。因此集电线路未纳入入池资产范围。

综上，恒润一期风电项目集电线路由恒润新能源投资建设，资产权属清晰，不存在争议，且运营期间未出现安全、质量、环保等方面的重大问题。

(2) 恒泽公司对集电线路拥有无偿使用权

根据恒润新能源和恒泽公司签署的《企业资产、负债及员工整体划转协议书》相关约定，资产重组后，作为资产划入方恒泽公司无偿使用集电线路，且承担集电线路相关运营维修费用。此外，发起人蒙能集团已于2024年2月7日出具承诺函，确认在资产重组完成后，恒泽公司有权根据恒润一期风电项目稳定运营的实际需求，无偿使用恒润新能源所持相关风电项目资产。并且确认：对于恒润一期风电项目中由恒润新能源继续持有的相关风电项目资产，若因前述资产合规性问题受到行政处罚或发生其他影响基础设施项目正常运营事件的，蒙能集团将承担因此给基础设施项目造成的损失。

(3) 存续期集电线路仍由恒泽公司进行全权运维管理，不影响恒润一期风电项目整体运营生产

根据恒润新能源和恒泽公司于2024年4月签署《企业资产、负债及员工整体划转协议书》的相关约定，资产重组后，恒泽公司承担恒润一期风电项目集电线路相关运营维修费用。集电线路的维护费用已纳入评估模型考虑并在评估价值中体现，项目公司承担维护费用不会损害投资人权益。同时，在运营过程中，由恒泽公司承担维护费用，更有利于保证集电线路的运营及维护。

5、国补收取路径变更相关事宜

(1) 华晨风电项目

华晨公司重组方案为反向剥离，不涉及国补收取主体变更相关事宜。目前，华晨公司已与内蒙古电力（集团）有限责任公司沟通，并按照《基本户管理协议》正在推进国补收款账户变更至基本户的相关工作。

(2) 恒润一期风电项目

截至2024年10月23日，恒润一期风电项目相关国补仍由原项目持有方恒润公司的电费账户收取。

目前，基金管理人联合恒泽公司正在推进国补相关电费收取主体和账户变更工作，并同步会同内蒙古电力（集团）有限责任公司完成国家可再生能源信息管

理中心补贴名录的变更相关工作。完成上述变更工作后，恒润一期风电项目存量挂账国补以及未来新增国补，将均由新设立的恒泽公司指定电费账户收取。恒润一期风电项目国补发放与恒润公司持有的其他项目独立且可明确划分，由内蒙古电力（集团）有限责任公司单独发放。完成上述变更前，如国补发放至现有恒润公司账户，根据恒润新能源与恒泽公司签署的《恒泽划转协议》，恒润公司将把相关国补转付至恒泽公司。故恒润一期风电项目不存在与其他项目国补清分问题。

基金管理人、华晨公司和恒泽公司将在项目发行前全部完成上述国补收取主体、账户变更及补贴名录变更工作。

（二）公募基金完成募集并设立，专项计划设立

1、基金合同成立、生效

基金合同经基金管理人、基金托管人双方盖章以及双方法定代表人或授权代表签字或盖章并在募集结束后经基金管理人向中国证监会办理基金备案手续，并经中国证监会书面确认后生效。《基金合同》的有效期自其生效之日起至基金财产清算结果报中国证监会备案并公告之日止。

2、基金的初始投资与专项计划设立、投资

根据基金合同约定以及基金管理人与资产支持证券管理人签订的《认购协议》，基金合同生效后，本基金首次发售募集资金（除预留资金外）拟全部用于认购由资产支持证券管理人设立的“工银瑞投蒙能清洁能源第1期资产支持专项计划”的全部份额，将认购资金委托给计划管理人管理，计划管理人设立并管理专项计划，本基金取得资产支持专项计划的全部资产支持证券，成为资产支持证券唯一持有人。

专项计划募集资金后，部分资金根据《股权转让协议》用于向原始权益人购买其持有的项目公司股权，并在满足《股权转让协议》约定的转让价款支付条件后，由工银瑞投（作为专项计划管理人代表专项计划）向原始权益人支付项目公司的股权转让价款。

根据《股权转让协议》，项目公司股权转让价款=基础设施基金的最终募集

资金规模-基础设施基金预留费用（如有）及专项计划需预留的全部资金和费用-项目公司净负债。基础设施基金需预留的全部资金和费用包括但不限于基金上市费用、信息披露费、登记机构服务费、基金的证券交易费、银行汇划费用、相关账户的开户及维护费用等必要费用。专项计划需预留的全部资金和费用包括但不限于登记托管服务费、认购资金的验资费以及其他专项计划预留费用等。具体金额以计划管理人计算为准。

专项计划受让取得基础资产后，专项计划对华晨公司及恒泽公司追加投资，即向华晨公司及恒泽公司发放股东借款，用于偿还项目公司存量负债。

（三）项目公司减资安排

专项计划受让取得项目公司 100%股权后，拟作出股东决定，同意华晨公司及恒泽公司减资。待履行完相关工商及法律程序后完成减资，华晨公司及恒泽公司不实际支付减资款，形成对股东的应付减资款。届时，工银瑞投（作为计划管理人代表专项计划）与华晨公司及恒泽公司签署相关债权债务确认协议，确认上述两笔减资债权。

华晨公司及恒泽公司减资完成后新形成的减资款债权，加之专项计划设立时向华晨公司及恒泽公司直接发放的股东借款，最终形成专项计划分别对项目公司债权性投资与其权益性投资比例不超过 2:1，具体减资金额待本基金发行定价后确认。

（四）项目公司股权转让及变更登记

在第一笔标的股权转让价款支付条件全部达成后的第 1 个工作日，专项计划管理人（代表专项计划）向原始权益人支付第一笔标的股权转让价款。原始权益人与项目公司应当配合专项计划管理人在专项计划设立日起 45 个工作日之内将专项计划管理人记载于项目公司的股东名册，注销原始权益人的原出资证明书（如有），向专项计划管理人签发新的出资证明书，并完成标的股权的股权转让工商变更登记。在标的股权转让工商变更登记完成之日后的 3 个工作日之内，基金管理人聘请审计机构对项目公司启动交割审计（交割审计基准日为项目公司标

的股权转让工商变更登记完成之日的前一个自然日)。在自相关审计机构出具项目公司的无保留意见的交割审计报告之日起(含该日)的1个工作日内,专项计划管理人应当向原始权益人支付第二笔标的股权转让价款。

项目公司标的股权自股权评估基准日(含该日)起的全部权益、利益(包括滚存利润)和风险转移至受让方,标的股权在股权评估基准日之前的权益、利益和风险归转让方。

(五) 基础设施项目到期安排

本基金所持有的两个基础设施项目各自到期之日前,即华晨风电项目风电机组设计寿命届满日(即2037年3月31日)、恒润一期风电项目风电机组设计寿命届满日(即2031年7月31日)及以后任一次延寿后届满日(如有),基金管理人将根据市场环境 with 基础设施项目运营情况判断并经基金份额持有人大会审议,聘请第三方权威评估机构对入池资产组到期后的残余价值进行评估,以对投资者利益最大化为原则制定并实施基础设施项目出售方案。首先,基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方,在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后,将选择最佳对手方进行交易处置,尽可能地降低到期处置对投资者造成的不利影响或损失;其次,在同等交易条件下,蒙能集团或其指定关联方有权利优先以等同于经评估的资产组残值的价格受让基础设施项目资产;最后,如未找到合适交易对手方,蒙能集团或其指定关联方有义务根据基金管理人指令以等同于资产组期末净残值的价格受让对应基础设施项目资产。

第四章 对业务参与人的尽职调查

本基金的发起人为内蒙古能源集团有限公司，原始权益人分别为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司以及内蒙古恒润新能源有限责任公司。

一、对发起人的尽职调查

(一) 基本情况

注册名称：内蒙古能源集团有限公司

法定代表人：闫宏光

成立日期：2006年9月27日

注册资本：人民币1,300,000万元

注册地址：内蒙古呼和浩特市赛罕区大学东街4号万正尚都小区3号写字楼

经营范围：自有资金投资的资产管理服务；电力行业高效节能技术研发；电力设施器材制造；煤炭洗选；煤炭及制品销售；石油制品销售（不含危险化学品）；石油天然气技术服务；炼油、化工生产专用设备销售；石灰和石膏销售；建筑材料销售；工程技术服务（规划管理、勘察、设计、监理除外）；规划设计管理；企业管理咨询；招投标代理服务；工程管理服务；承接总公司工程建设业务；发电技术服务；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；信息技术咨询服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；机械设备销售；机械设备租赁；五金产品批发；五金产品零售；电器辅件销售；销售代理；轻质建筑材料制造；非居住房地产租赁；住房租赁；特种作业人员安全技术培训；信息系统集成服务；热力生产和供应；物业管理；人力资源服务（不含职业中介活动、劳务派遣服务）；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；发电业务、输电业务、供（配）电业务；煤炭开采；燃气经营；公共铁路运输；国土空间规划编制；建设工程设计；建设工程施工；电气安装服务；建设工程监理；水利工程建设监理；房地产开发经营；国营贸易管理货物的进出口；道路旅客运输

经营。

（二）股权结构、控股股东和实际控制人情况

截至尽调基准日，蒙能集团注册资本 1,300,000.00 万元，实缴资本 2,651,243.27 万元。蒙能集团控制股东及实际控制人均为内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会，认缴出资额 1,170,000.00 万元，持股比例 90%，内蒙古国有资本运营有限公司认缴出资额 130,000.00 万元，持股比例 10%。

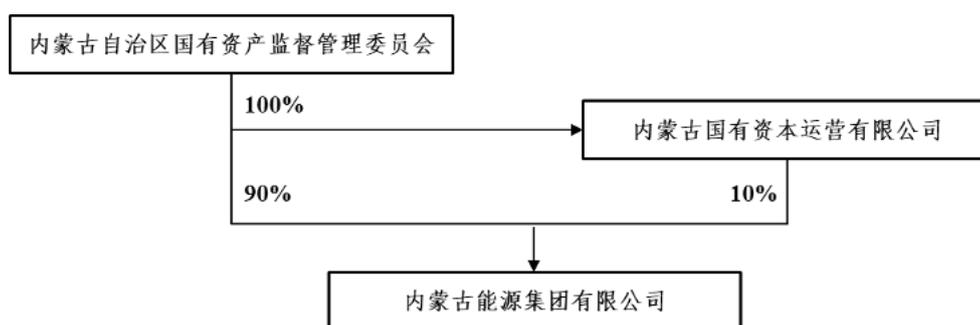
表 4-1：截至尽调基准日蒙能集团股权结构

单位：万元，%

序号	股东名称	出资额	持股比例
1	内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会	1,170,000.00	90.00%
2	内蒙古国有资本运营有限公司	130,000.00	10.00%

截至尽调基准日，内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会持有蒙能集团 90% 股权，内蒙古国有资本运营有限公司持有蒙能集团 10% 股权，内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会代表国家行使股东权利，对公司授权经营范围内的国有资产行使出资者职能，蒙能集团控制股东及实际控制人为内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会。截至尽调基准日，蒙能集团股权穿透图如下所示：

图 4-1：蒙能集团股权穿透图



内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会是经自治区人民政府授权，代表自治区政府履行国有资产出资人代表的特设机构。它按照政企分开和所有权与经营权分离的原则，着眼于优化配置国有资本，大力推动国有资本有进有退的战略调整；着眼于增强国有企业可持续发展能力，大力推进国有企业

体制和机制建设；着眼于培育现代企业家队伍，大力实施人才强企战略和党的建设新的伟大工程，依法履行国有资产出资人职责，努力实现国有资产的保值增值，促进自治区社会经济全面快速健康发展。

内蒙古自治区国资委在资金、能源电力项目建设、经营管理、政府协调、新能源开发等方面均可为蒙能集团提供积极支持。同时内蒙古自治区国资委在蒙能集团成立初期就已在资源配置方面为其提供有力支持。

（三）组织架构、治理结构和内部控制情况

1. 组织架构

蒙能集团内设综合管理部、人力资源部、资本运营和财务部、战略和改革部、审计部、法律合规部、安全环保部、科技信息部、党委组织部、党委宣传部、重点工作督察办公室、工会等职能部门。

图 4-2：发起人组织结构图



2、法人治理结构

蒙能集团依据《中华人民共和国公司法》和国家有关法律、法规，制定了公司章程对股东、管理人员的职权及义务进行了详细的规定，股东转让及出资条件、公司的机构、财务及会计的有关制度、利润分配方式等。公司产权明晰，权责明确，制度建设及执行情况良好。

（1）公司设股东会，股东会由全体股东组成。行使以下职权：

- 1) 决定公司的经营方针；
- 2) 组建公司董事会、监事会，非由职工代表担任的董事、监事由自治区国资委委派，对其进行考核，决定其报酬；
- 3) 审议批准董事会的工作报告；

- 4) 审议批准监事会的报告;
- 5) 审议批准公司年度预算方案和决算方案;
- 6) 审议批准公司利润分配方案和弥补亏损方案;
- 7) 决定公司增加或减少注册资本的方案;
- 8) 决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产、变更公司形式等事宜;
- 9) 制定或批准公司章程和章程修改方案;
- 10) 对公司发行债券作出决议;
- 11) 批准公司国有资产转让、产权变动事项;
- 12) 批准公司重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案;
- 13) 对公司年度财务决算进行审计、对公司重大事项进行抽查检查并开展审计;
- 14) 审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项;
- 15) 法律、行政法规或公司章程规定的其他职权。

(2) 公司设董事会，对股东会负责。董事会由 11 名董事组成。董事长 1 人，副董事长 2 人，由董事会以全体董事的过半数选举产生。职工董事 1 名，由职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生，其他董事由自治区国资委委派。董事会对股东会负责，向出资人报告，发挥作用。董事会是公司的决策机构，定战略、作决策、防风险。董事会对股东会负责，向出资人报告，发挥作用。

董事会行使下列职权：

- 1) 召集股东会会议，执行股东会的决定，向股东会报告工作;
- 2) 制订公司战略;
- 3) 按照国家产业政策和自治区重点产业布局调整总体要求，立足公司实际，决定公司五年发展规划、年度投资计划、除特别监管类和非主业之外的具体投资项目;
- 4) 制订公司的年度财务预算和决算方案;

- 5) 制订公司的利润分配和弥补亏损方案；
- 6) 制订公司增加或者减少注册资本的方案；
- 7) 制订发行公司债券方案；
- 8) 制订公司合并、分立、解散或变更公司形式的方案；
- 9) 决定子企业的改制、合并、分立、解散、清算、申请破产事项。列入自治区国资委重要子企业名单的子企业，按有关规定执行；
- 10) 制订公司章程草案和公司章程的修改方案；
- 11) 根据国家和自治区企业国有资产交易规定，决定公司及其子企业通过产权交易市场公开转让国有产权、对子企业增资事项；决定公司及其子企业的重大资产处置事项，自治区国资委确定的重要子企业按有关规定执行；
- 12) 按照国家和自治区有关制度规定，决定公司内部企业之间的产权无偿划转、产权转让、置换事项；
- 13) 制定公司的基本管理制度；
- 14) 决定公司内部管理机构的设置，决定分、子公司等分支机构的设立或者撤销；
- 15) 根据授权，决定公司内部有关重大改革重组事项，或者对有关事项作出决议；
- 16) 根据有关规定和程序，聘任或解聘公司总经理，根据总经理的提名聘任或者解聘公司副总经理、总会计师、总法律顾问，根据董事长提名聘任或解聘董事会秘书，按照中央自治区政策规定及自治区国资委具体办法，制定完善企业经理层副职业绩考核及薪酬制度，实行个性化考核、差异化薪酬；
- 17) 按照国家、自治区关于国有企业工资决定机制相关政策和自治区国资委的具体要求，建立健全工资增长与企业经济效益和劳动生产率相适应的联动机制，完善工资总额预算管理工作制度；
- 18) 根据国家企业年金管理有关规定，审定公司、所属各级子企业年金实施细则；

19) 决定公司的风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系、合规管理体系、董事会决议跟踪落实以及后评价体系，制订公司重大会计政策和会计估计变更方案，指导、检查和评估公司内部审计工作，审议公司内部审计报告，决定公司内部审计机构的负责人，审计部门向董事会负责，董事会依法批准年度审计计划和重要审计报告，对公司风险管理、内部控制和法律合规管理制度及其有效实施进行总体监控和评价；

20) 听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对董事会决议的执行情况，建立健全对总经理和其他高级管理人员的问责制；

21) 经自治区党委组织部、国资委同意并在其指导下，试行市场化选聘经理层副职工作；

22) 根据公司承受能力，合理确定捐赠规模，规范履行社会责任，并将捐赠支出纳入年度预算管理，对预算外捐赠事项严格履行内部审批程序；

23) 决定公司筹、融资计划；合理确定公司担保规模，制定担保风险防范措施；

24) 根据国家法律法规和自治区国资委有关规定合理确定公司担保规模，制定担保风险防范措施；

25) 制订董事会的工作报告；

26) 决定公司行使所投资企业的股东权利所涉及的事项；

27) 在国资监管法规规定的比例或数量范围内，决定增、减持上市公司股份事项；

28) 按照国家规定，决定所持上市公司股份质押事项；

29) 法律、行政法规、公司章程规定和股东授权行使的其他职权。

3、公司设监事会，成员为3人，监事2人，职工监事1人。非职工监事由公司推荐，自治区国资委认可。监事会主席由全体监事过半数选举产生。

监事会主席召集和主持监事会会议；监事会主席不能履行职务或者不履行职务的，由半数以上监事共同推举一名监事召集和主持监事会会议。职工监事由公

司职工代表大会、职工大会或者其他形式民主选举产生。

董事、高级管理人员不得兼任监事。监事的任期每届三年。任期届满，连选可以连任。监事任期届满未及时改选，或者监事在任期内辞职导致监事会成员低于法定人数的，在改选出的监事就任前，原监事应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行监事职务。

监事会行使下列职权：

- 1) 检查公司财务；
- 2) 对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；
- 3) 当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；
- 4) 提议召开临时股东会会议，在董事会不履行召集和主持股东会会议职责时召集和主持股东会会议；
- 5) 向股东会会议提出提案；
- 6) 依照《公司法》有关规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；
- 7) 公司章程规定的其他职权。

监事可以列席董事会会议，并对董事会决议事项提出质询或者建议。

监事会发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所等协助其工作，费用由公司承担。

(4) 设立经理层，公司设总经理 1 人，副总经理 4 人，总会计师 1 人，对董事会负责，向董事会报告工作，接受董事会的监督管理和监事会的监督。经理层发挥谋经营、抓落实、强管理的作用。

- 1) 主持公司的经营管理工作，组织实施董事会的决议；
- 2) 拟订公司战略和发展规划、经营计划，并组织实施；
- 3) 拟订公司投资计划和投资方案，并组织实施；

- 4) 根据董事会授权决定一定额度内的投资项目;
- 5) 根据公司投资计划和投资方案, 批准经常性项目费;
- 6) 使用和长期投资阶段性费用的支出;
- 7) 拟订发行公司债券方案及一定金额以上的其他融资方案, 批准一定金额以下的其他融资方案;
- 8) 拟订公司的资产抵押、质押、保证等对外担保方案;
- 9) 拟订公司一定金额以上的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案, 批准公司一定金额以下的资产处置方案、对外捐赠或者赞助;
- 10) 拟订公司年度财务预算方案、决算方案, 利润分配方案和弥补亏损方案;
- 11) 拟订公司增加或者减少注册资本的方案;
- 12) 拟订公司内部管理机构设置方案、公司分支机构的设立或者撤销方案;
- 13) 拟订公司的基本管理制度, 制定公司的具体规章;
- 14) 拟订公司的改革、重组方案;
- 15) 按照有关规定, 提请董事会聘任或者解聘公司其他高级管理人员;
- 16) 按照有关规定, 聘任或解聘除应当由董事会决定聘任或者解聘以外的人员;
- 17) 拟订公司的收入分配方案;
- 18) 拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和法律合规管理体系的方案, 经董事会批准后组织实施;
- 19) 建立总经理办公会制度, 召集和主持公司总经理办公会议;
- 20) 协调、检查和督促各部门、各分公司、各子企业的生产经营和改革、管理工作;
- 21) 提出公司行使所投资企业股东权利所涉及事项的建议;
- 22) 法律、行政法规、公司章程规定和董事会授权行使的其他职权。

3. 内控制度

根据蒙能集团提供的内控制度文件，蒙能集团已制定综合管理制度、党委组织制度、纪检监察制度、资本运营和财务管理制度、安全监督制度、审计制度等相关内部控制制度，因此，蒙能集团已按照《公司法》等法律、行政法规、部门规章的要求，建立了规范的公司治理结构和科学的内部控制规则，制定了符合公司发展要求的各项规则和制度，明确了决策、执行、监督等方面的职责权限，公司治理状况良好，信用稳健，内部控制制度健全。

（四）业务情况

蒙能集团是内蒙古自治区唯一一家由内蒙古自治区国资委控股的发电企业，火电装机、火电发电量排名蒙西电网前三名，所属电厂均位于内蒙古自治区境内。蒙能集团所发电力绝大部分送入蒙西电网，只有极少一部分送入蒙东电网，热力全部供应内蒙古地区。

蒙能集团主营业务包括投资电源项目建设、经营发电资产和煤炭资源开发利用、从事能源资源的开发与建设等。截至2024年6月末，蒙能集团总资产1,140.27亿元，总负债893.04亿元，所有者权益230.65亿元，2023年1-12月实现营业总收入247.24亿元，净利润5.79亿元。截至2024年6月末，蒙能集团发电设备容量为1,513.05万千瓦；2023年年度，蒙能集团发电量完成499.169亿千瓦时，上网电量完成457.0亿千瓦时，售热量完成4,524.46万吉焦，供电标准煤耗完成316.58克/千瓦时。2024年1-6月，蒙能集团发电量完成295.30亿千瓦时，上网电量完成271.67亿千瓦时，售热量完成2,204.93万吉焦，供电标准煤耗完成309.16克/千瓦时。

表 4-2：蒙能集团近三年及一期营业收入构成情况

单位：万元

业务板块	2024年1-6月		2023年度		2022年度		2021年度	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比	收入	占比
火电行业	832,069.26	72.77%	1,499,423.30	62.14%	1,033,631.73	57.90%	773,547.67	83.07%
风电行业	78,819.15	6.89%	102,339.24	4.24%	94,346.85	5.29%	62,282.98	6.69%
太阳能行业	24,473.8	2.14%	33,517.30	1.39%	36,067.73	2.02%	14,787.25	1.59%

业务板块	2024年1-6月		2023年度		2022年度		2021年度	
	收入	占比	收入	占比	收入	占比	收入	占比
煤炭行业	99,360.1	8.69%	112,161.69	4.65%	85,845.60	4.81%	79,135.65	8.50%
物资销售	-	0.00%	3,813.63	0.16%	27,721.24	1.55%	45,500.10	4.89%
设计施工行业	276,028.35	24.14%	960,154.29	39.79%	645,574.51	36.16%	-	-
装备制造行业	-	0.00%	35,016.03	1.45%	22,962.03	1.29%	-	-
其他行业	-	0.00%	29,474.11	1.22%	28,617.89	1.60%	17,564.44	1.89%
抵销	-195,290.29	-17.08%	-362,879.32	-15.04%	-189,673.28	-10.63%	-61,616.78	-6.62%
合计	1,115,460.37	100.00%	2,413,020.27	100.00%	1,785,094.30	100.00%	931,201.31	100.00%

注：其他行业主要包括内蒙古能源发电聚能招标有限公司、内蒙古金蒙电力创建总公司及内蒙古电力建设（集团）有限公司等。

1、新能源及装机容量

蒙能集团新能源板块主要涵盖风力发电、太阳能发电、水力发电、地热发电、天然气发电、可回收垃圾发电、生物能发电、氢气发电、沼气发电的开发、建设及经营管理，目前主要运营达茂巴音、固阳红泥井、公主岭、二连浩特、武川三圣太、陶日木、乌兰、苏尼特左旗风电、呼市风电供热、虞城华升风力发电、中航粤海风力发电、内蒙古华晨新能源及内蒙古恒润新能源项目等风电场及二连浩特、巴音杭盖、公主岭、察右前旗、包头光伏、中科蓝天光伏、哈伦光伏、能建恒达光伏、衡隆光伏、京能陆阳光伏、乌拉特前旗国电鸿嘎鲁光伏、中电科呼都格光伏及长沙绿谷光伏等光伏发电场。

2022年以来蒙能集团风电业务发展较快。截至2024年6月末，蒙能集团已投产的风电机组装机容量为497.48万千瓦，在建新能源装机规模超2000万。蒙能集团风电板块运营良好且收入逐年增加。

表 4-3：近三年及一期蒙能集团风电业务情况

指标	2024年6月末/1-6月	2023年末/度	2022年末/度	2021年末/度
可控装机容量（万千瓦）	497.48	158.48	136.48	94.65
发电量（亿千瓦时）	36.88	38.42	34.47	20.83
售电收入（亿元）	7.85	10.24	9.71	6.23

平均利用小时数（小时）	1,043.91	2,593.69	2,525.75	2,445.21
售电量（亿千瓦时）	35.34	37.41	32.91	20.27
上网电量（亿千瓦时）	35.88	37.30	33.37	24.16
平均上网电价（含税，元/千千瓦时）	251.02	284.45	286.69	301.13

表 4-4：2024 年 6 月末主要风电装机容量分布情况

电源项目	2024 年 6 月装机容量 (万千瓦)	所在城市
公主岭风电场	4.95	兴安盟科右前旗
二连浩特风电场	4.95	内蒙古二连浩特
陶日木风电场	4.95	内蒙古鄂尔多斯杭锦旗
红泥井风电场	4.8	内蒙古包头
巴音风电场	20	内蒙古包头
三圣太风电场	5	呼和浩特
乌兰五号风电场	10	巴彦淖尔
苏尼特左旗巴彦风电	30	苏尼特左旗
呼和浩特市风电供热项目	10	呼和浩特
虞城华升顺风电场	1.98	河南省商丘市
中航粤海风力发电	10	广东省雷州市
内蒙古华晨新能源	10	内蒙古包头市
内蒙古恒润新能源一期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源二期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源三期	4.95	内蒙古乌兰察布
内蒙古恒润新能源四期	5.00	内蒙古乌兰察布
蒙电综能甘镇 100MW 风电项目	10	内蒙古巴彦淖尔市
杭锦旗蒙电综能	2	内蒙古鄂尔多斯
蒙电综能前期天皮山	3	内蒙古乌兰察布
蒙能东苏达萨高艺罕风场	50	苏尼特左旗
蒙能巴彦乌拉风电	100	苏尼特左旗
正镶白旗塔班分散式风电	2	正镶白旗
哈不沁风电场一期	3	内蒙古包头
哈不沁风电场二期	2	内蒙古包头
堂村风电场	100	内蒙古乌兰察布
达盖滩风电场	80	内蒙古乌兰察布
突泉新能源	9	内蒙古兴安盟

表 4-5：2024 年 6 月末光伏装机容量主要分布情况

电源项目	装机容量（万千瓦）	投产并网时间	所在城市
公主岭风光同场	2.00	2017年12月	内蒙古兴安盟
巴音杭盖光伏	2.00	2011年8月	内蒙古巴彦淖尔市
二连浩特光伏	2.00	2014年12月	内蒙古二连浩特
察右前旗五里坡光伏	2.87	2018年6月	内蒙古乌兰察布市
包头公和当光伏	4.00	2017年6月	内蒙古包头市
中科蓝天光伏电站	1.00	2016年5月	内蒙古包头市
哈伦光伏电站	5.00	2015年12月	内蒙古阿拉善盟
能建恒达光伏电站	2.00	2016年1月	内蒙古鄂尔多斯市
衡隆陈俊营光伏电站	2.00	2016年6月	内蒙古呼和浩特市
京能陆阳光伏电站	2.00	2016年6月	内蒙古包头市
乌拉特前旗国电鸿嘎鲁光伏电站	5.00	2014年12月	内蒙古巴彦淖尔市
中电科呼都格光伏电站	1.00	2015年3月	内蒙古阿拉善盟
长沙绿谷光伏电站	0.20	2018年6月	湖南省长沙市
巴彦淖尔100万千瓦光储+生态治理项目	100	2023年12月	内蒙古巴彦淖尔市
王武光伏一期电站	10.00	2021年12月	内蒙古包头市
王武光伏二期电站	5.00	2022年12月	内蒙古包头市
胜图风光电站	20	2023年12月	内蒙古乌兰察布市

表 4-6：2024 年新开工及计划开工的新能源项目的基本情况

项目	装机容量（万千瓦）	所在城市	开工时间	预计竣工时间
内蒙古能源阿拉善右旗100万千瓦风储基地保障性项目	100	阿拉善右旗	2024.4.1	2024.12.31
内蒙古能源阿拉善盟高新技术产业开发区100万千瓦光伏项目	100	阿拉善左旗高新技术产业开发区	2024.4.1	2024.12.31
内蒙古能源乌拉特中旗150万千瓦风储基地项目	150	巴彦淖尔市乌拉特中旗	2024.4.15	2024.12.31
乌拉特中旗甘其毛都口岸50万千瓦灵活性绿色供电示范项目	50	巴彦淖尔市乌拉特中旗	2024.4.15	2024.12.31

内蒙古能源乌拉特后旗 100万千瓦风储基地保障 性项目	100	巴彦淖尔市乌 拉特后旗	2024.4.15	2024.12.31
磴口县160万千瓦光储+生 态治理项目	160	巴彦淖尔市磴 口县	2024.4.15	2024.12.31
内蒙古能源突泉县百万千 瓦风储基地项目	100	兴安盟突泉县	2024.4.15	2024.12.31
内蒙古能源科右中新能源 百万千瓦基地项目	100	兴安盟科右中 旗	2024.6.25	2025.10.31
内蒙古能源阿鲁科尔沁 100万千瓦风储基地项目	100	内蒙古赤峰市	2024.4.2	2024.12.31
内蒙古能源巴林左旗100 万千瓦风储基地项目	100	内蒙古赤峰市	2024.4.30	2025.10.31
内蒙古能源克什克腾旗 100万千瓦风储基地项目	100	内蒙古赤峰市	2024.4.30	2024.12.31
内蒙古能源达拉特旗100 万千瓦矿区光伏+储能项目	100	内蒙古鄂尔多 斯市	2024.4.8	2024.12.31
满洲里绿色供电灵活性应 用项目	30	内蒙古满洲里 市	2024.4.15	2024.12.31
内蒙古能源集团扎兰屯市 100万千瓦风储项目	100	内蒙古扎兰屯 市	2024.6.15	2025.10.31
乌兰布和沙漠东北部新能 源基地先导工程100万千 瓦光伏发电项目接网工程 (一期)	100	巴彦淖尔市磴 口县	2024.4.1	2024.12.31
乌兰布和东北部新能源基 地100万千瓦光伏先导工 程项目(二期)	100	巴彦淖尔市磴 口县	2024.4.15	2024.12.31
内蒙古能源二连浩特口岸 绿色供电50万千瓦风储项 目	50	锡林郭勒盟二 连浩特市	2024.4.7	2024.12.31
内蒙古能源西苏100万千 瓦风储项目	100	锡林郭勒盟苏 尼特右旗	2024.4.7	2024.12.31
内蒙古能源二连100万千 瓦风储项目	100	锡林郭勒盟二 连浩特市	2024.4.7	2024.12.31
内蒙古能源阿旗特高压外 送新能源三期基地8万千 瓦光伏项目	8	锡林郭勒盟阿 巴嘎旗	2024.5.25	2024.12.31

内蒙古能源东苏特高压外送新能源三期基地 32 万千瓦风电项目	32	锡林郭勒盟苏尼特左旗	2024.5.25	2024.12.31
内蒙古能源察右前旗 50 万千瓦风光发电项目	50	内蒙古乌兰察布市	2024.3.29	2025.10.31
商都县察汗淖尔 150 万千瓦光伏草业项目	150	内蒙古乌兰察布市	2024.3.28	2025.10.31
内蒙古能源察右前旗 50 万千瓦风光实证基地项目	50	内蒙古乌兰察布市	未开工	2025.10.31
包头市可再生能源综合应用示范区 3 号风电项目	20	内蒙古包头市	未开工	2025.10.31

蒙能集团具有丰富的风力发电、光伏发电等新能源项目的运营管理经验，为内蒙古自治区重要的能源投资及运营管理企业。截至 2024 年 6 月末，蒙能集团参与运营管理新能源项目 44 个，合计装机规模 663.55 万千瓦，其中风力发电项目装机规模合计约 497.48 万千瓦，光伏 166.07 万千瓦。

2、销售情况

风电、太阳能的销售对象是蒙西电网、蒙东电网等电网企业。

3、安全生产

为加强所属新能源发电安全管理，提高发电企业安全生产水平，发起人制定了《内蒙古能源集团有限公司安全生产委员会工作规定》《内蒙古能源集团有限公司安全生产监督检查管理办法》《内蒙古能源集团有限公司安全生产应急管理制度（试行）》《内蒙古能源集团有限公司安全生产工作规定》《内蒙古能源集团有限公司全员安全生产责任制（试行）》《内蒙古能源集团有限公司安全生产工作奖惩规定（试行）》等规章制度，要求发电安全生产管理应坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，遵循事故调查“四不放过”的原则；要求发电企业必须遵守公司规定和其他安全生产的法律法规，坚持“管生产必管安全”的原则，建立健全安全生产保证体系和监督体系，做到计划、布置、检查、总结、考核生产工作的同时，计划、布置、检查、总结、考核安全工作，确保安全生产。

（五）财务情况

下文中，2021年、2022年和2023年财务数据分别引自蒙能集团2021年、2022年及2023年经审计的财务报告，2024年上半年数据引自未经审计财务报表。除特别说明外，所涉及的财务数据的表述口径均为合并财务报表口径。亚太（集团）会计师事务所（特殊普通合伙）对蒙能集团2021年度报表进行了审计，并出具了标准无保留意见的审计报告。亚太（集团）会计师事务所（特殊普通合伙）对蒙能集团2022年度和2023年度报表进行了审计，并出具了“亚会审字(2024)第01110111号”标准无保留意见的审计报告。审计意见均为：蒙能集团财务报表在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，公允反映了蒙能集团的财务状况、经营成果和现金流量。

1、财务报表

(1) 合并资产负债表

表 4-7：蒙能集团近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
流动资产：				
货币资金	447,939.74	330,395.75	293,255.01	218,966.65
交易性金融资产		-	-	-
应收票据	18,054.65	30,231.59	46,672.19	12,820.81
应收账款	970,813.40	962,556.06	835,497.12	286,773.09
应收款项融资	1,840.00	200.00		
预付款项	503,699.33	289,740.09	195,188.65	24,396.47
其他应收款	286,830.40	141,441.97	280,413.13	415,537.65
存货	108,702.75	95,211.37	85,400.63	70,698.73
合同资产	167,016.76	189,798.39	153,787.02	-
持有待售资产		-	-	-
一年内到期的非流动资产		-	-	-
其他流动资产	261,574.15	200,518.30	56,233.96	146,083.09
流动资产合计	2,605,496.71	2,240,093.54	1,946,447.72	1,180,806.49

非流动资产：				
可供出售金融资产		-	-	-
长期应收款	10,659.34	15,796.88	13,965.00	2,450.00
长期股权投资	493,614.91	418,368.03	172,518.72	87,643.14
其他权益工具投资	23,490.00	23,490.00	23,490.00	-
投资性房地产	4,369.03	1,231.48	1,312.50	1,393.51
固定资产	4,092,168.14	3,872,341.00	3,228,843.75	2,172,275.13
在建工程	2,133,823.28	2,267,842.83	934,568.02	917,526.71
无形资产	1,030,848.92	1,006,552.50	218,732.61	158,124.06
开发支出	947.98	947.98	878.25	-
商誉	4,726.94	4,726.94	4,726.94	-
长期待摊费用	57,288.63	60,864.48	24,418.27	19,562.86
递延所得税资产	4,391.89	4,391.89	2,017.76	761.05
其他非流动资产	235,267.08	233,787.76	237,885.17	227,371.37
非流动资产合计	8,797,253.05	7,910,341.77	4,864,331.35	3,610,497.83
资产总计	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31
流动负债：				
短期借款	156,107.36	127,144.10	181,068.56	484,683.85
应付票据及应付账款	1,923,947.06	1,732,171.97	979,138.66	642,036.02
预收款项	4,491.35	11,289.40	59,775.60	25,412.17
合同负债	189,811.50	255,404.10	70,733.99	-
应付职工薪酬	11,908.71	11,817.44	11,937.44	9,752.49
应交税费	15,195.16	18,934.90	16,436.43	26,592.59
其他应付款	76,743.16	81,611.38	135,978.14	72,722.22
一年内到期的非流动负债	627,345.79	641,907.09	442,923.78	323,907.38
其他流动负债	597.76	597.76	800.06	-
流动负债合计	3,008,084.24	2,880,878.13	1,953,993.66	1,585,106.72
非流动负债：				
长期借款	5,655,051.18	4,742,327.01	3,424,914.38	2,033,789.25
应付债券		-	-	-
租赁负债		-	-	-
长期应付款	244,729.46	196,580.60	192,359.33	206,153.56

预计负债		-	-	-
递延收益	21,353.42	24,130.07	32,693.57	22,265.22
其他非流动负债	5.60	12.32	-	-
非流动负债合计	5,922,297.97	4,963,050.00	3,649,927.28	2,262,208.02
负债合计	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,847,314.75
所有者权益				
实收资本(或股本)	2,651,243.27	2,266,669.37	1,289,000.00	800,000.00
资本公积金	84,221.37	222,292.14	142,931.32	86,680.52
专项储备	49,803.18	35,123.50	32,835.20	32,477.70
盈余公积金	15,719.13	15,719.13	11,600.95	4,169.10
未分配利润	-593,571.58	-477,297.87	-520,770.83	-195,017.95
归属于母公司所有者 权益合计	2,207,415.37	2,062,506.27	955,596.63	728,309.37
少数股东权益	264,952.18	244,000.91	251,221.51	215,680.20
所有者权益合计	2,472,367.55	2,306,507.18	1,206,818.15	943,989.57
负债和所有者权益总计	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31

(2) 合并利润表

表 4-8: 蒙能集团最近三年及一期合并利润表

单位: 万元

	2024 年上半年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
一、营业总收入	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
营业收入	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
二、营业总成本	1,091,637.98	2,381,207.24	1,766,716.40	1,055,663.12
营业成本	941,355.32	2,039,046.64	1,468,946.30	868,076.89
税金及附加	21,843.64	33,206.37	26,162.53	20,441.33
销售费用	476.90	1,372.79	999.50	313.47
管理费用	44,438.42	104,732.28	88,259.40	23,660.14
研发费用	2,240.59	31,213.08	20,672.06	11,009.43
财务费用	81,283.11	171,636.07	161,676.61	132,161.87
其中: 利息费用	79,556.85	161,003.09	162,141.09	120,869.50

减：利息收入	459.43	9,880.54	4,294.40	1,999.04
加：其他收益	2,241.91	4,125.03	3,338.71	2,601.00
投资收益	171.76	22,751.40	11,294.01	12,405.23
资产减值损失		-210.06	-10.23	-4,084.90
信用减值损失	18,846.38	31,899.42	45,954.95	-8,877.71
资产处置收益	-7.49	-1,852.36	149.75	-1,756.28
三、营业利润	73,083.18	88,526.46	79,105.09	-124,174.45
加：营业外收入	1,456.70	22,304.55	3,129.96	1,740.45
减：营业外支出	602.40	17,283.20	2,183.57	2,368.69
四、利润总额	73,937.47	93,547.82	80,051.49	-124,802.70
减：所得税	16,035.28	27,667.71	11,420.82	16,069.88
五、净利润	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
持续经营净利润	57,902.19	79,454.97	68,630.67	-140,872.58
减：少数股东损益	15,404.02	-13,574.87	-6,189.13	-45,523.34
归属于母公司所有者的净利润	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-95,349.24
六、综合收益总额	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
减：归属于少数股东的综合收益总额	42,498.17	79,454.97	74,819.80	-45,523.34

(3) 合并现金流量表

表 4-9：蒙能集团最近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

	2024 年上半 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	1,297,590.89	2,518,997.31	1,728,383.06	890,853.62
收到的税费返还	5,613.27	5,442.91	21,659.43	1,073.83
收到其他与经营活动有关的现金	49,797.16	141,687.47	199,386.56	210,358.11
经营活动现金流入小计	1,353,001.32	2,666,127.69	1,949,429.05	1,102,285.56
购买商品、接收劳务支付的现	1,134,023.53	1,854,192.53	1,095,179.52	432,824.29

金				
支付给职工以及为职工支付的现金	105,400.81	215,957.81	198,576.79	90,584.50
支付的各项税费	86,510.13	135,021.85	104,812.21	50,976.69
支付其他与经营活动有关的现金	208,863.09	235,506.87	435,374.10	284,201.23
经营活动现金流出小计	1,534,797.56	2,440,679.06	1,833,942.61	858,586.71
经营活动产生的现金流量净额	-181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金				689.32
取得投资收益收到的现金		6,845.54	17,894.74	8,001.06
处置固定资产、无形资产和其他长期资产所收回的现金净额	110.77	5,779.87	216.45	-
收到其他与投资活动有关的现金	4,926.35	32,365.39	115,755.54	20,314.53
投资活动现金流入小计	5,037.12	44,990.80	133,866.73	29,004.91
购建固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	720,459.60	1,430,754.75	484,816.57	435,115.96
投资支付的现金	30,735.34	68,199.96	9,641.82	5.06
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额		-	34,276.30	-
支付其他与投资活动有关的现金	41,909.85	181,903.31	41,112.93	69,404.66
投资活动现金流出小计	793,104.79	1,680,858.01	569,847.62	504,525.68
投资活动产生的现金流量净额	-788,067.67	-1,635,867.21	-435,980.89	-475,520.76
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	205,547.25	170,068.61	224,500.00	161,708.00
取得借款所收到的现金	1,530,169.94	3,041,482.70	1,695,025.17	1,618,125.77
收到其他与筹资活动有关的现金		47,224.59	29,067.04	62,670.74
筹资活动现金流入小计		3,258,775.90	1,948,592.2	1,842,504.5

	1,735,717.19		1	2
偿还债务所支付的现金	550,640.49	1,551,471.52	1,381,117.32	1,420,286.34
分配股利、利润或偿付利息所支付的现金	105,602.15	186,166.35	178,571.30	154,400.07
支付其他与筹资活动有关的现金	3,994.85	67,888.44	120,784.25	41,050.54
筹资活动现金流出小计	660,237.49	1,805,526.31	1,680,472.87	1,615,736.95
筹资活动产生的现金流量净额	1,075,479.70	1,453,249.58	268,119.33	226,767.57
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响				
五、现金及现金等价物净增加额	105,615.79	42,831.00	-52,375.13	-5,054.35
加：期初现金及现金等价物余额	322,564.96	279,733.96	332,109.09	131,704.29
六、期末现金及现金等价物余额	428,180.75	322,564.96	279,733.96	126,649.95

2、财务状况分析

蒙能集团近三年的主要财务情况如下：

表 4-10：蒙能集团近三年及一期财务状况

单位：万元、%

项目	2024 年 6 月末/半年度	2023 年末/2023 年度	2022 年末/2022 年度	2021 年末/2021 年度
总资产	11,402,749.77	10,150,435.31	6,810,779.07	4,791,304.31
总负债	8,930,382.21	7,843,928.13	5,603,960.93	3,464,473.14
资产负债率	78.32	77.28	82.28	80.30
营业收入	1,143,468.59	2,413,020.27	1,785,094.30	931,201.31
净利润	57,902.19	65,880.10	68,630.67	-140,872.58
经营活动产生的现金流量净额	181,796.24	225,448.63	115,486.43	243,698.85

发起人蒙能集团主要收入来源为发电板块，其他收入在营业收入结构中占比较小。近三年及一期，发起人蒙能集团营业收入分别为 931,201.31 万元、1,785,094.30 万元、2,413,020.27 万元以及 1,143,468.59 万元。2022 年度营业收入

较 2021 年度增加 853,892.99 万元，增幅 91.70%，主要原因为合并范围扩大以及电力业务经营规模提升，营业总收入大幅增长。2023 年度营业收入较 2022 年度增加 627,925.97 万元，增幅 35.18%。

近三年及一期，发起人蒙能集团净利润分别为-140,872.58 万元、68,630.67 万元、65,880.10 万元以及 57,902.19 万元。2022 年度净利润较 2021 年增长 209,503.25 万元，净利润由负转正，主要原因为营业收入大幅增长以及发起人陆续收回部分已计提坏账的应收款项对利润形成一定补充。2022 年随着煤价较上年高点回落以及火电电价继续快速上升，火电经营有所好转，带动电力业务收入持续增加，公司盈利能力大幅提升。2023 年度净利润较 2022 年减少 2,750.57 万元，降幅 4.00%，净利润小幅下滑。

综上，蒙能集团经营状况良好，随着火电厂的投入使用以及新能源装机容量的提升，蒙能集团的业务将有所扩大，现金流较为充裕，发展势头看好。蒙能集团近三年及一期末主要财务数据如下表所示：

(六) 资信情况

经查询“信用中国”网站、国家企业信用信息公示系统、全国法院被执行人信息查询网站、全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统网站、中国裁判文书网、中华人民共和国生态环境部网站、中华人民共和国应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、中华人民共和国国家发展和改革委员会网站、中华人民共和国财政部网站、国家税务总局网站，截至 2024 年 6 月 30 日，内蒙古能源集团有限公司未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

截至本财务顾问报告出具之日，蒙能集团暂无公开市场存续直接融资。

(七) 本次发行前发起人对基础设施项目的所有权情况及发起人针对本次发行的内部授权与外部审批情况

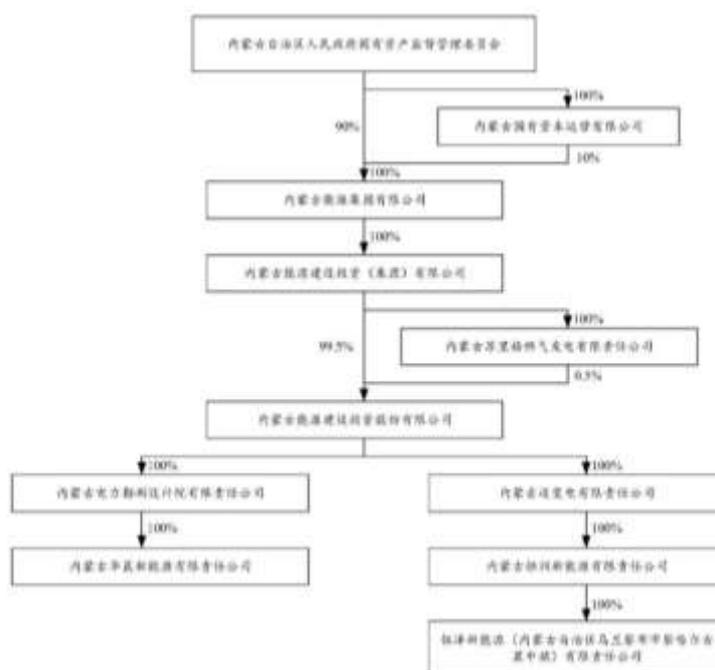
1、发起人享有基础设施项目完全所有权的情况

本项目发起人为内蒙古能源集团有限公司，原始权益人为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司和内蒙古恒润新能源有限责任公司；由基金管理人聘请蒙能集

团作为外部管理统筹机构；恒润新能源作为外部管理实施机构。项目公司为内蒙古华晨新能源有限责任公司和恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司；基础设施项目标的的项目为内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电项目和内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目。

截至尽调基准日，华晨公司为电力设计院的全资子公司。恒泽公司为恒润新能源拟新设全资子公司，恒润新能源将于基础设施基金设立前设立新项目公司恒泽公司。两项目公司相关主体主要法律关系如下图所示，发起人蒙能集团间接持有标的的基础设施项目完全的所有权。

图 4-3：两项目公司股权穿透图



2、发起人内部授权情况

发起人蒙能集团（时名“内蒙古能源发电投资集团有限公司”，2022 年 8 月 11 日更至现名）蒙能集团已于 2022 年 7 月 31 日作出《内蒙古能源发电投资集团有限公司董事会关于以新能源资产开展发行基础设施公募 REITs 工作的决议》（第 11005 号）、2024 年 1 月 16 日出具的《内蒙古能源集团有限公司董事会关于加快推进清洁能源基础设施公募 REITs 事项的决议》（第 12728 号），同意以华晨风电项目及恒润一期风电项目开展申报和发行基础设施公募 REITs，本项目

已完成发起人内部审批。

3、发起人的主要义务

参照《基础设施投资基金指引》第四十三条，发起人应当履行下列义务：

发起人提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，应当购回全部基金份额或基础设施项目权益。

4、发起人承诺

(1) 发改委申报阶段承诺函

蒙能集团已于2023年6月4日出具《内蒙古能源集团有限公司关于基础设施REITs试点项目申报及申报材料的确认与承诺函》，承诺：

“一、本公司知悉并理解国家发改委、中国证监会等监管部门对基础设施REITs项目申报材料的要求，并承诺本次所提交的申报材料真实、有效、合规、完整及准确，并无隐瞒、虚假和重大遗漏之处，其中文件材料为副本、复印件及电子版的，保证与正本或原件一致。

二、最近三年，本公司在投资建设、生产运营、金融监管、市场监管、税务等方面不存在重大违法违规记录；入池项目在运营期间未出现安全、质量、环保等方面重大问题。

三、本公司承诺已在申报文件中如实披露全部转让限定条件，且不存在任何缺失、遗漏或虚假陈述，并正在办理与资产转让相关豁免及解除，如未能按期完成，本公司将承担相应的法律责任。

四、本次基础设施REITs发行所募集资金拟依法投资于内蒙古能源集团东苏巴彦乌拉100万千瓦风储项目以及1200万千瓦内蒙古库布齐沙漠鄂尔多斯中北部新能源基地项目。本次申报所提交的该等固定资产投资项目均真实存在且符合相关政策、法律规定。如募集资金实际投资项目为上述项目以外的项目，届时本公司将向相关省级发展改革部门进行备案，并根据要求说明相关情况。

五、基础设施REITs发行或存续期间，如税务部门要求补充缴纳发行基础设施REITs过程中可能涉及的相关税费，本公司将按要求缴纳（或全额补偿其

他相关缴税主体)相应税金(含滞纳金或罚金)并承担所有相关经济和法律责任。

六、本公司拟担任基础设施 REITs 的运营管理统筹机构,恒润新能源和电力设计院拟担任基础设施 REITs 的运营实施机构。本公司将积极主动采取各项保障措施,公平地对待本公司及本公司各子公司及关联方在中国境内所投资或管理的能源项目,促进入池项目持续健康平稳运营,不会将项目公司已取得的或本应由项目公司取得的业务机会不公平地授予或提供给任何其他竞品项目。本公司作为运营管理统筹机构不会,且将敦促本公司各子公司及关联方不得,利用作为运营管理统筹机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于项目及入池项目而有利于其他运营管理统筹机构、运营实施机构或其关联方所投资或管理的竞品项目的决定或判断,并将避免该种客观结果的发生。

七、本公司、恒润新能源、电力设计院、新设项目公司、华晨公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的,本公司将购回全部基金份额或基础设施项目权益。

八、基础设施 REITs 存续期内,除恒润一期风电项目及华晨风电项目外,本公司、本公司各子公司及关联方所持其他能源基础设施项目(含存量项目及新建项目)将优先作为基础设施 REITs 新购入基础设施项目,保障本公司基础设施 REITs 平台有序扩募。”

(2) 证监会、交易所申报阶段承诺函

发起人蒙能集团已出具以下承诺函,承诺以下事项:

1) 《内蒙古能源集团有限公司关于避免同业竞争的承诺函》:“1.除华晨风电项目及恒润一期风电项目外,本公司和/或同一控制下的关联方投资、持有或管理的在华晨风电项目及恒润一期风电项目所在同一县级行政区划(包括市辖区,县级市,县,自治县,旗,自治旗,特区,林区)范围内与华晨风电项目及恒润一期风电项目存在潜在竞争关系的其他风电项目,为竞争性项目(以下简称“竞品项目”)。2.对于上述竞品项目以及在本公司作为基础设施基金的运营管理机构期间及本公司和/或本公司同一控制下的关联方直接或间接持有基

基础设施基金份额期间直接或通过其他任何方式间接投资、持有或管理的其他竞品项目，本公司将采取充分、适当的措施，公平对待华晨风电项目及恒润一期风电项目和该等竞品项目，避免可能出现的利益冲突。本公司不会将所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞品项目，亦不会利用本公司的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基础设施基金而有利于其他竞品项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。如因华晨风电项目及恒润一期风电项目与竞品项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。3.本公司将制定或完善与同业竞争相关联的制度、规定。4.本公司为基础设施项目服务的现场运营团队独立于本公司内部其他团队，并将确保华晨风电项目及恒润一期风电项目的账务与其他风电项目相互独立，以降低或有的同业竞争与利益冲突风险；本公司承诺并保证基础设施项目的运营团队的独立性。5.本公司将根据自身针对华晨风电项目及恒润一期风电项目同类资产的既有管理规范 and 标准以及运营管理服务协议生效后针对同类资产制定的新的管理规范 and 标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司管理的其他同类资产的运营管理水平为华晨风电项目及恒润一期风电项目提供运营管理服务，在管理运营其他同类资产时，将公平公正对待不同的基础设施项目，采取适当措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基础设施基金的基金份额持有人的利益。”

2) 《内蒙古能源集团有限公司关于回购要求的承诺函》：“1、本公司将促使原始权益人履行《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》规定的各项义务。2、如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，将购回全部基金份额或基础设施项目权益。”

3) 《内蒙古能源集团有限公司关于募集资金监督的承诺函》：“本公司不会以任何方式挪用基础设施基金的回收资金，并将采取充分措施确保回收资金与本公司运营及自有资金相隔离。此外，本公司将严格监督原始权益人遵照相关法律法规、规范性文件、业务规则的相关规定使用回收资金。”

二、对原始权益人内蒙古电力勘测设计院有限责任公司的 尽职调查

（一）基本情况

注册名称：内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

法定代表人：立民

成立日期：1991年11月2日

统一社会信用代码：91150100114168362J

注册资本：人民币 50,000.00 万元

注册地址：内蒙古自治区呼和浩特市赛罕区鄂尔多斯东街巨海城八区 5 号、6 号写字楼

经营范围：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程勘察；建设工程设计；建设工程施工；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；测绘服务；地质灾害危险性评估；地质灾害治理工程勘查；建设工程质量检测；特种设备设计；建筑智能化系统设计；工程管理服务；工程造价咨询业务；环保咨询服务；水土流失防治服务；水文服务；水资源管理；地理遥感信息服务；基础地质勘查；软件开发；信息系统集成服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；计算机软硬件及辅助设备批发；计算机软硬件及辅助设备零售；采购代理服务；承接档案服务外包；打字复印。

（二）历史沿革

1958年8月，根据内蒙古自治区人民委员会第210号决议，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司获准成立，成立时的名称为内蒙古自治区电力工业管理局电力设计院。

1978年11月，根据内蒙古自治区革命委员会出具的《关于电力设计室改名的批复》，公司更名为内蒙古自治区电力勘测设计院。

2013年11月，经内蒙古自治区工商行政管理局核准，公司名称由内蒙古自

治区电力勘测设计院变更为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司。

2014年11月，根据内蒙古自治区国有资产管理委员会出具的《关于对内蒙古电力勘测设计院有限责任公司增加注册资本金的批复》（内国资产权字2014[217]号），公司转增资本 9,287.503636 万元，转增后的注册资本为 12,500 万元。

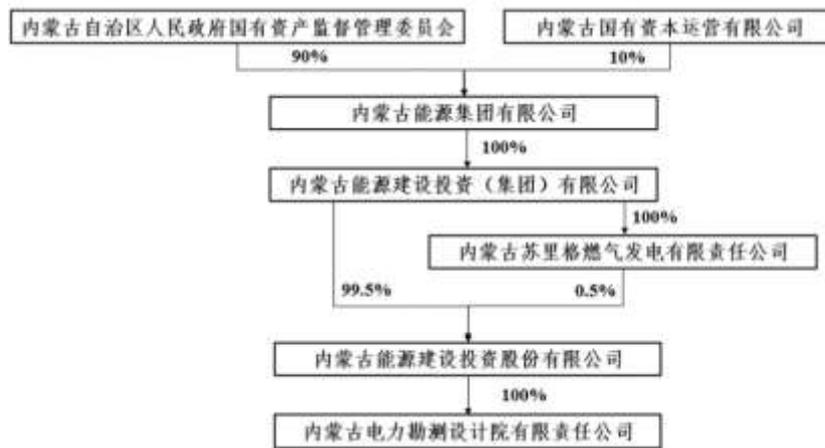
2017年5月，根据公司股东内蒙古能源建设投资股份有限公司做出的股东决议，将电力设计院的注册资本由 12,500 万元变更为 50,000 万元，出资方式为货币出资。

（三）股权结构、控股股东和实际控制人情况

（1）股权结构

截至尽调基准日，内蒙古能源建设投资股份有限公司直接持有电力设计院 100% 的股权，内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会间接持有电力设计院 100% 的股权。截至尽调基准日，电力设计院股权结构图如下图所示：

图 4-4：电力设计院股权穿透图



（2）控股股东和实际控制人情况

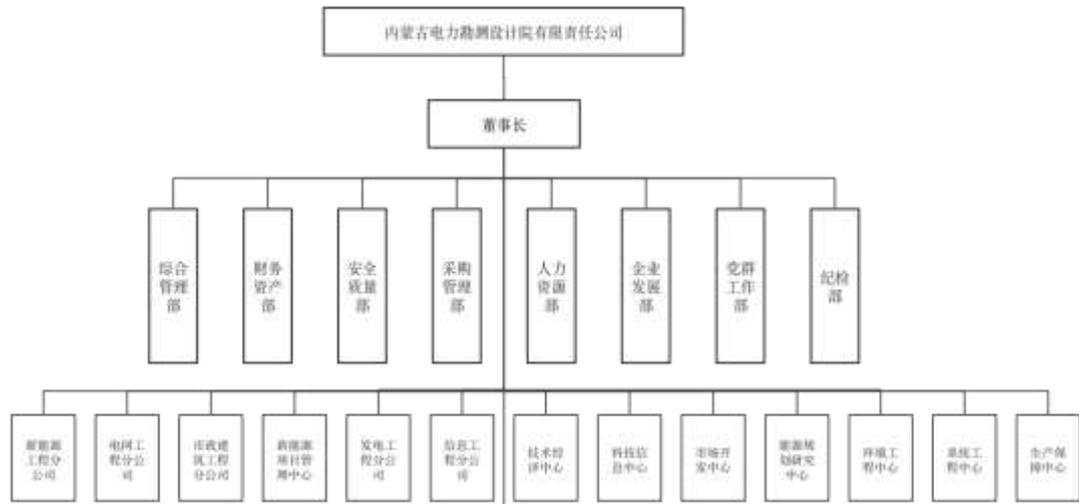
截至尽调基准日，电力设计院的控股股东为内蒙古能源建设投资股份有限公司，是其全资子公司，实际控制人为内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会。

(四) 组织架构、治理结构和内部控制情况

(1) 组织架构

截至尽调基准日，电力设计院的组织架构图如下图所示：

图 4-5：电力设计院组织架构图



(2) 法人治理结构

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司设董事会。董事会成员由 7 人组成，其中职工董事 1 人。除职工董事外的董事由内蒙古能建股份选派、聘任或者更换，职工董事由公司职工代表大会选举产生。董事会设董事长 1 人，由内蒙古能建股份从董事中任命。

公司设经理层。设经理 1 人，副经理若干人，总会计师 1 人。经理层实行经理负责制。根据工作需要设立的总工程师、总经济师、总法律顾问可以由公司符合条件的副经理兼任。经理对董事会负责，接受董事会、监事会监督、

公司设监事会。监事会成员由 5 人组成，其中职工监事 2 人。监事会设主席 1 名，由全体监事过半数选举产生。监事会依照《公司法》《国有资产法》《监督条例》和《国有企业监事会暂行条例》等有关法律、行政法规的规定履行职责。

(3) 内部控制制度

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司建立了完善的内部控制体系，包括内部

审计、风险管理、合规管理、信息披露等方面。公司通过制定内部控制规章制度，明确各部门和岗位的职责和权限，实行分工协作、相互制约、相互监督的原则，保证公司的经营活动合法合规、有效高质。公司注重提高员工的素质和能力，定期开展培训和考核，激励员工积极参与公司的发展和 innovation。

（五）主营业务情况

（1）业务模式

电力设计院主营业务收入主要来源于工程总承包业务、勘测设计业务、新能源发电业务。

近三年及一期，电力设计院营业收入按板块划分情况如下：

表 4-11：近三年及一期电力设计院营业收入按板块划分

单位：万元、%

项目	2024年1-6月		2023年度		2022年度		2021年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
工程总承包	84,100.86	71.65	175,136.35	70.70	206,270.06	77.43	67,385.48	56.16
勘测设计收入	22,665.67	19.31	51,767.10	20.90	38,009.99	14.27	24,628.36	20.53
新能源发电收入	9,101.34	7.75	19,291.64	7.79	19,282.54	7.24	-	-
设计及软件销售、服务	19.72	0.02	211.29	0.09	1,044.37	0.39	543.10	0.45
租赁收入	1,485.63	1.27	1,308.89	0.53	1,630.16	0.61	1,802.53	1.50
检测服务	-	-	-	-	150.03	0.06	-	-
其他	-	-	10.87	0.01	12.92	0.01	5,617.65	4.68
合计	117,373.22	100.00	247,726.13	100.00	266,400.06	100.00	99,977.12	100.00

（2）行业地位

电力设计院始建于 1958 年，隶属于内蒙古能源集团有限公司，是国家甲级电力咨询、勘察设计、总承包企业，以“凝聚智慧、缔造精品”为核心，致力于发电工程、输变电工程、新能源工程、市政热力、建筑工程等工程咨询、勘察设计、总承包工程项目。电力设计院作为内蒙古甲级电力勘测设计企业，拥有明显竞争优势，综合实力雄厚，工程经验丰富，专家人才汇聚。

（3）持续经营能力

最近三年及一期末，电力设计院的总资产分别为 520,208.89 万元、551,105.62 万元、570,498.24 万元和 830,101.47 万元，总负债分别为 347,502.96 万元、370,544.58 万元、354,232.77 万元和 598,264.98 万元，资产负债率分别为 66.80%、67.24%、62.09%和 72.07%。

原始权益人电力设计院管理团队和核心员工保持稳定，主要管理人员对公司历史情况了解深入，同时对未来发展方向具有长期研究。管理层稳定有利于原始权益人着眼长期利益，把握未来发展方向，实现公司可持续稳定发展。

综上所述，原始权益人具有持续经营能力。

（六）财务状况

2021-2023 年财务数据分别引自电力设计院经审计的合并财务报告，2024 年半年度财务数据取自未经审计的财务报表。除特别说明外，所涉及的财务数据的表述口径均为合并财务报表口径。

1、财务报表

（1）合并资产负债表

表 4-12：电力设计院近三年及一期末设计院合并资产负债表

单位：万元

项目	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
流动资产：				
货币资金	112,550.49	17,574.45	10,532.50	17,762.05
应收票据	1,074.39	5,264.00	5,901.25	5,893.81
应收账款	244,104.54	207,065.62	204,991.19	164,242.85
预付款项	143,967.31	8,861.58	5,229.04	17,919.70
应收资金集中管理款	62,691.66	60,307.63	50,093.46	-
其他应收款	30,850.57	35,540.87	42,792.09	70,291.72
存货	532.28	2,455.35	2,593.41	230.54
合同资产	28,455.50	24,726.59	13,296.45	20,336.86
其他流动资产	6,024.67	6,176.18	7,967.95	9,944.53
流动资产合计	632,468.71	367,972.28	343,397.33	306,622.06

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
非流动资产：				
可供出售金融资产	-	-	-	-
长期股权投资	23,141.23	22,994.95	23,322.01	20,931.80
其他权益工具投资	100.00	100.00	100.00	100.00
其他非流动金融资产	-	-	-	-
固定资产	169,246.14	173,323.37	179,019.07	181,629.06
在建工程	1,164.61	1,751.46	1,399.42	1,109.41
无形资产	2,952.76	3,172.55	2,611.87	2,431.20
长期待摊费用	598.15	753.76	826.04	1,263.31
递延所得税资产	429.88	429.88	429.88	429.88
其他非流动资产	-	-	-	5,692.19
非流动资产合计	197,632.76	202,525.96	207,708.29	213,586.83
资产总计	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89
流动负债：				
短期借款	-	-	-	-
应付账款	181,705.41	164,579.31	175,770.73	124,380.56
预收款项	1,131.85	2,203.46	8,038.49	22,710.29
合同负债	253,853.35	19,377.96	1,445.25	520.98
应付职工薪酬	309.05	475.40	694.50	382.13
应交税费	652.54	1,908.43	587.54	621.53
其他应付款	4,629.67	5,041.47	10,016.79	11,803.89
其中：应付利息	-	-	-	-
应付股利	-	-	-	111.20
一年内到期的非流动负债	9,478.88	11,254.08	13,758.68	14,294.94
流动负债合计	451,760.74	204,840.11	210,311.99	174,714.33
非流动负债：				
长期借款	102,896.98	105,899.05	133,175.82	101,313.16
长期应付款	43,607.26	43,493.61	27,056.77	71,475.47
长期应付职工薪酬	-	-	-	-
递延所得税负债	-	-	-	-
非流动负债合计	146,504.24	149,392.66	160,232.59	172,788.63
负债合计	598,264.98	354,232.77	370,544.58	347,502.96

项目	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
所有者权益（或股东权益）：				
实收资本（或股本）	50,000.00	50,000.00	50,000.00	50,000.00
资本公积	1,391.10	1,388.57	1,388.57	951.11
其他综合收益	-	-	-	-
盈余公积	17,590.31	17,590.31	17,590.31	17,590.31
未分配利润	149,402.53	134,553.39	99,588.61	92,350.78
归属于母公司所有者权益	218,538.44	203,532.27	168,567.49	160,892.21
少数股东权益	13,298.05	12,733.20	11,993.55	11,813.72
所有者权益合计	231,836.49	216,265.47	180,561.04	172,705.93
负债和所有者权益（或股东权益）总计	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89

(2) 合并利润表

表 4-13：近三年及一期电力设计院合并利润表

单位：万元

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
一、营业收入	117,373.22	247,726.13	266,400.06	119,990.63
减：营业成本	102,180.19	203,012.04	234,275.26	103,476.21
税金及附加	639.81	1,663.33	1,119.42	1,154.41
管理费用	4,795.94	11,210.46	11,704.50	15,993.39
研发费用	1,717.86	6,932.06	7,373.68	4,480.64
财务费用（收益以“-”号列）	2,490.26	4,433.04	6,434.28	7,142.05
其中：利息支出	2,841.31	6,815.15	8,726.08	11,898.26
利息收入	500.64	6,924.81	2,344.73	4,771.82
加：其他收益	482.96	336.2	111.25	107.21
投资收益（净损失以“-”号填列）	171.76	-271.53	1,696.28	1,194.79
信用减值损失（损失以“-”号填列）	-23.62	-270.38	820.34	-2,817.37
资产减值损失（损失以“-”号填列）	-	-	-5.57	-
资产处置收益（损失以“-”号填列）	3.00	8.66	5.61	-
二、营业利润（亏损以“-”号填列）	15,827.14	20,278.14	8,120.82	-9,290.80
加：营业外收入	2.74	16,725.80	1.09	16,281.48
减：营业外支出	0.10	0.5	79.69	92.85

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
三、利润总额（亏损总额以“-”号填列）	15,829.77	37,003.45	8,042.22	6,897.83
减：所得税费用	415.78	897.9	624.56	343.76
四、净利润（净亏损以“-”号填列）	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
（一）按经营持续性分类	-	-		
1、持续经营净利润（净亏损以“-”号填列）	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
2、终止经营净利润（净亏损以“-”号填列）	-	-	-	-
（二）按所有权归属分类	-	-		
归属于母公司所有者的净利润	14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*少数股东损益	564.85	739.65	179.83	387.78
五、其他综合收益的税后净额	-	-		
归属母公司所有者的其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
*归属于少数股东的其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
归属于母公司所有者的综合收益总额	14,849.14	35,365.90	7,237.83	6,166.29
*归属于少数股东的综合收益总额	564.85	739.65	179.83	387.78

(3) 合并现金流量表

表 4-14：近三年及一期电力设计院合并现金流量表

单位：万元

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	346,779.03	215,087.74	221,713.52	128,737.87
收到的税费返还	405.54	237.74	1.08	7.98
收到其他与经营活动有关的现金	165,735.57	312,811.87	4,594.36	11,046.85
经营活动现金流入小计	512,920.15	528,137.35	226,308.96	139,792.70
购买商品、接收劳务支付的现金	220,780.23	122,213.15	131,381.82	71,961.31
支付给职工以及为职工支付的现金	14,027.58	31,660.36	29,133.79	32,037.54
支付的各项税费	5,800.87	8,680.05	4,907.84	3,695.00
支付其他与经营活动有关的现金	171,646.62	328,942.98	47,160.05	11,560.10
经营活动现金流出小计	412,255.30	491,496.54	212,583.49	119,253.94
经营活动产生的现金流量净额	100,664.85	36,640.81	13,725.47	20,538.75
二、投资活动产生的现金流量：	-	-		

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
取得投资收益收到的现金	-	-	894.74	337.65
处置固定资产、无形资产和其他长期资产所收回的现金净额	-	10.07	15.36	-
处置子公司及其他营业单位收回的现金净额	-	-	-	497.77
收到其他与投资活动有关的现金	25.48	-2.62	-	-
投资活动现金流入小计	25.48	7.45	910.09	835.42
购建固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	871.90	11,265.05	3,587.18	3,131.96
投资支付的现金	-	-	1,588.67	2,153.69
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	-	-	-	-
投资活动现金流出小计	871.90	11,265.05	5,175.85	5,285.65
投资活动产生的现金流量净额	-846.42	-11,257.60	-4,265.75	-4,450.23
三、筹资活动产生的现金流量：	-	-		
吸收投资收到的现金	-	-	-	39.44
取得借款所收到的现金	0.00	104,289.09	42,241.50	82,768.50
收到其他与筹资活动有关的现金	45.99	1,452.22	4,193.50	2,396.55
筹资活动现金流入小计	45.99	105,741.31	46,435.00	85,204.48
偿还债务所支付的现金	5,620.02	119,573.20	12,943.02	94,342.88
分配股利、利润或偿付利息所支付的现金	1,862.71	4,598.15	6,674.94	8,221.59
支付其他与筹资活动有关的现金	0.00	1,162.73	43,516.65	4,913.33
筹资活动现金流出小计	7,482.73	125,334.08	63,134.61	107,477.80
筹资活动产生的现金流量净额	-7,436.74	-19,592.77	-16,699.61	-22,273.32
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	0.00	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	92,381.68	5,790.44	-7,239.89	-6,184.80
加：期初现金及现金等价物余额	15,584.64	9,794.20	17,034.09	23,203.48
六、期末现金及现金等价物余额	107,966.32	15,584.64	9,794.20	17,018.68

2、财务状况分析

表 4-15：近三年及一期电力设计院主要财务情况

单位：万元

项目	2024年6月末/1-6月	2023年末/2023年度	2022年末/2022年度	2021年末/2021年度
总资产	830,101.47	570,498.24	551,105.62	520,208.89
总负债	598,264.98	354,232.77	370,544.58	347,502.96
资产负债率	72.07%	62.09%	67.24%	66.80%

营业收入	117,373.22	247,726.13	266,400.06	119,990.63
净利润	15,413.99	36,105.54	7,417.66	6,554.07
经营活动产生的现金流量净额	100,664.85	36,640.81	13,725.47	20,538.75

(1) 资产负债情况

近三年及一期末，电力设计院总资产分别为 520,208.89 万元、551,105.62 万元、570,498.24 万元及 830,101.47 万元。公司流动资产分别为 306,622.06 万元、343,397.33 万元、367,972.28 万元及 632,468.71 万元，在总资产中占比分别为 58.94%、62.31%、64.50%及 72.07%，主要由应收账款及其他应收款构成。报告期内，电力设计院应收账款分别为 164,242.85 万元、204,991.19 万元、207,065.62 万元及 244,104.54 万元，占流动资产比例分别为 53.57%、59.70%、56.27%及 38.60%；公司非流动资产分别为 213,586.83 万元、207,708.29 万元、202,525.96 万元及 197,632.76 万元，在总资产中占比分别为 41.06%、37.69%、35.50%及 23.81%，主要由固定资产构成。报告期内，电力设计院固定资产分别为 181,629.06 万元、179,019.07 万元、173,323.37 万元及 169,246.14 万元，占非流动资产比例分别为 85.04%、86.19%、85.58%及 85.64%。

近三年及一期末，电力设计院负债总额分别为 347,502.96 万元、370,544.58 万元、354,232.77 万元及 598,264.98 万元，总体呈上升趋势。公司流动负债分别为 174,714.33 万元、210,311.99 万元、204,840.11 万元及 451,760.74 万元，在总负债中占比分别为 50.28%、56.76%、57.83%及 75.51%，主要由应付账款和合同负债构成。报告期内，电力设计院应付账款分别为 124,380.56 万元、175,770.73 万元、164,579.31 万元及 181,705.41 万元，占流动负债比例分别为 71.19%、83.58%、80.35%及 40.22%；公司非流动负债分别为 172,788.63 万元、160,232.59 万元、149,392.66 万元及 146,504.24 万元，在总负债中占比分别为 49.72%、43.24%、42.17%及 24.49%，主要由长期借款和长期应付款构成，其中长期借款占比分别为 58.63%、83.11%、70.89%及 70.23%；长期应付款占比分别为 41.37%、16.89%、29.11%及 29.77%。

(2) 收入利润情况

近三年及一期，电力设计院营业收入分别为 119,990.63 万元、266,400.06 万元、247,726.13 万元及 117,373.22 万元，营业成本分别为 103,476.21 万元、234,275.26 万元、203,012.04 万元及 102,180.19 万元，营业成本与营业收入的变动趋势基本一致。报告期内，电力设计院净利润分别为 6,554.07 万元、7,417.66 万元、36,105.54 万元及 15,413.99 万元，呈现明显的上升趋势。

(3) 现金流情况

近三年及一期，电力设计院经营活动产生的现金流量净额分别为 20,538.75 万元、13,725.47 万元、36,640.81 万元及 100,644.85 万元，呈波动上升趋势，主要系销售商品、提供劳务收到的现金增加及支付其他与经营活动有关的现金减少所致。

近三年及一期，电力设计院投资活动产生的现金流量净额分别为-4,450.23 万元、-4,265.75 万元、-11,257.60 万元及-846.42 万元，主要用于购建固定资产、无形资产等项目。

近三年及一期，电力设计院筹资活动产生的现金流量净额分别为-22,273.32 万元、-16,699.61 万元、-19,592.77 万元及-7,436 万元，主要为公司正常生产经营活动中所发生的借款及还款事项。报告期内，取得借款所收到的现金分别为 82,768.5 万元、42,241.50 万元、10,4289.09 万元及 0.00 万元；偿还债务所支付的现金分别为 94,342.88 万元、12,943.02 万元、119,573.20 万元及 5,620.02 万元。

(4) 主要财务指标分析

电力设计院近三年及一期的主要财务指标如下表所示：

表 4-16：电力设计院近三年及一期主要财务指标

财务指标	2024 年 1-6 月/6 月末	2023 年度/末	2022 年度/末	2021 年度/末
流动比率	1.40	1.80	1.63	1.75
速动比率	1.08	1.74	1.60	1.65
资产负债率	72.07%	62.09%	67.24%	66.80%
毛利率	12.94%	18.05%	12.06%	13.76%

净资产收益率	6.65%	16.70%	4.11%	3.79%
--------	-------	--------	-------	-------

注：

流动比率=流动资产/流动负债；

速动比率=(流动资产-预付账款-存货)/流动负债；

资产负债率=总负债/总资产；

毛利率=(营业收入-营业成本)/营业收入；

净资产收益率=净利润/净资产。

从短期偿债能力来看，近三年及一期末，电力设计院流动比率分别为 1.65、1.63、1.80 及 1.40，速动比率分别为 1.75、1.62、1.74 及 1.08，电力设计院整体短期流动性情况相对良好。从长期偿债能力来看，近三年及一期末，电力设计院资产负债率分别为 66.80%、67.24%、62.09%及 72.07%，整体呈现波动下降趋势。从盈利能力来看，近三年及一期，电力设计院毛利率分别为 13.76%、12.06%、18.05%及 12.94%，整体呈现波动上升趋势；近三年及一期，电力设计院净资产收益率分别为 3.79%、4.11%、16.70%及 6.65%，整体呈上升趋势，电力设计院整体盈利能力稳健。

(七) 资信情况

经查询“信用中国”网站、国家企业信用信息公示系统、全国法院被执行人信息查询网站、全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统网站、中国裁判文书网、中华人民共和国生态环境部网站、中华人民共和国应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、中华人民共和国国家发展和改革委员会网站、中华人民共和国财政部网站、国家税务总局网站⁸，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

截至本财务顾问报告出具之日，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司无公开市场融资。

(八) 原始权益人针对本次发行的内部授权与外部审批情况

1、内部授权情况

⁸最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

根据华晨公司现行有效的公司章程，华晨公司的股东“批准公司的主业及调整方案，审核公司的发展战略和规划，决定公司的投资计划”“审核批准公司章程及章程修改方案”。基于前述章程规定，就华晨公司而言，其以华晨风电项目发行基础设施 REITs 以及公司股东变更事宜应提交股东审核批准。

华晨公司股东电力设计院于 2024 年 2 月 7 日出具《内蒙古电力勘测设计院有限责任公司关于内蒙古华晨新能源有限责任公司之股东决定》，同意华晨公司以资产划转完成后持有的华晨风电项目作为底层基础设施项目发行公开募集基础设施证券投资基金和基础设施资产支持专项计划；同意将华晨公司 100% 股权转让予基础设施 REITs（含其下设载体，视最终交易结构而定），进行股东变更并签署股权转让协议等文件。

2、外部审批情况

（1）土地使用权

经核查华晨风电项目土地出让合同、《不动产权证书》及中国土地市场网 (<https://landchina.com>)，华晨风电项目风力发电机及升压站占用范围内国有建设用地使用权系以挂牌出让方式取得。

就上述华晨风电项目出让用地转让，固阳县自然资源局已于 2023 年 3 月 31 日出具《固阳县自然资源局关于支持蒙能集团参与基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点项目的复函》，前述函件明确“对华晨风电项目国有建设用地使用权以 100% 股权转让方式发行基础设施 REITs 无异议。”

（2）国有资产转让

华晨公司由电力设计院 100% 持股，恒润新能源及电力设计院均为蒙能集团实际控制之企业，蒙能集团系内蒙古自治区国资委实际控制的国有企业。

基于上述，原始权益人转让其所持有的项目公司的 100% 股权，属于《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国有资产监督管理委员会、中华人民共和国财政部令第 32 号，以下简称“32 号令”）项下企业国有资产交易，根据第八条第二款“转让方为多家国有股东共同持股的企业，由其中持股比例最大的国有股东负责履行相关批准程序”。根据《关于企业国有资产交易流转有关事项的

通知》（国资发产权规〔2022〕39号，以下简称“39号文”），国家出资企业及其子企业通过发行基础设施REITs盘活存量资产，涉及国有产权非公开协议转让按规定报同级国有资产监督管理机构批准。

因此，原始权益人转让其所持有的华晨公司的100%股权，应由蒙能集团作为发起人按规定报其同级国有资产监督管理机构批准。内蒙古自治区国资委作为发起人同级国有资产监督管理机构，已于2022年8月23日出具《关于内蒙古能源集团有限公司开展发行新能源基础设施公募REITs工作的批复》（内国资资本字〔2022〕200号），同意蒙能集团发行新能源基础设施公募REITs产品；同意《蒙能集团新能源基础设施公募REITs项目发行方案》中拟用于发行公募REITs资产通过非公开协议转让方式转让给新能源基础设施公募REITs产品持有。

经核查，除前述情况外，本次发行不涉及其他外部有权机构审批情况。

（九）原始权益人享有基础设施项目完全所有权的情况

经财务顾问核查华晨公司章程、国家企业信用信息公示系统公示信息，且经电力设计院确认，电力设计院持有华晨公司100%的股权，为华晨公司唯一股东，且华晨公司的股权不存在被质押及被冻结的情形，故电力设计院通过华晨公司穿透享有华晨风电项目基础设施资产完全的经营权利，不存在重大权属纠纷或者争议。

三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查

（一）基本情况

注册名称：内蒙古恒润新能源有限责任公司

法定代表人：高宝

成立日期：2010年12月9日

注册资本：人民币21,688万元

注册地址：乌兰察布市察右中旗米粮局乡恒润风电场

经营范围：风电的生产和销售；风电系统的代运行、维护和检修，风电技术咨询、技术服务、技术培训；电气工程安装；吊装辅助运输；热力生产和供应；供热服务；热力站设备设施的运行、维护维修。

（二）历史沿革

2010年12月9日，内蒙古恒润新能源有限责任公司（以下简称“恒润新能源”）在内蒙古自治区乌兰察布市注册设立，注册资本金15,688.00万元，内蒙古送变电有限责任公司出资15,688.00万元，持股比例为100.00%。

2016年9月19日，经股东批准，恒润新能源增加注册资本金6,000.00万元，由内蒙古送变电有限责任公司新增出资6,000.00万元，本次变更完成后，恒润新能源注册资本金变更为21,688.00万元，内蒙古送变电有限责任公司出资21,688.00万元，持股比例为100.00%。

截至2024年6月30日，恒润新能源注册资本金为21,688.00万元，由内蒙古送变电有限责任公司全额出资，上述注册资本金已实缴到位。

（三）股权结构、控股股东和实际控制人情况

截至尽调基准日，恒润新能源注册资本21,688.00万元，实缴资本21,688.00万元。恒润新能源控制股东为内蒙古送变电有限责任公司，直接持有公司股权比例为100.00%，实际控制人为内蒙古自治区国有资产监督管理委员会，间接持有公司股权比例为100.00%。

表 4-17：截至尽调基准日，恒润新能源股权结构情况

单位：万元

序号	股东名称	出资额	占股比例
1	内蒙古送变电有限责任公司	21,688.00	100.00%

（四）组织架构、治理结构和内部控制情况

1、组织架构

截至2024年6月30日，恒润新能源的组织架构图如下图所示：

图 4-6：恒润新能源组织架构图



2、治理结构

公司不设股东会。股东作出以下决定时，应当采用书面形式，并由股东签名后置备于公司：

- 1) 决定公司的经营方针和投资计划；
- 2) 委派和更换非由职工代表担任的执行董事、监事，决定有关执行董事、监事的报酬事项；
- 3) 审议批准执行董事的报告；
- 4) 审议批准监事的报告；
- 5) 审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 6) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损的方案；
- 7) 对公司增加或减少注册资本作出决定；
- 8) 对发行公司债券作出的决定；
- 9) 对公司合并、分立、解散、清算或者变更公司形式作出决定；
- 10) 修改公司章程；
- 11) 对公司向其他企业投资或者为他人提供担保作出决定；
- 12) 聘任或者解聘公司经理；
- 13) 公司章程规定的其他职权。

公司设执行董事 1 人，对公司股东负责，由股东委派产生。执行董事任期 3 年。执行董事在任期届满股东未及时委派，在新委派出的执行董事就任前，原执

行董事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行董事长职务。

执行董事对股东负责，行使下列职权：

- 1) 执行股东的决定；
- 2) 决定公司的经营计划和投资方案；
- 3) 制定公司的年度财务预算方案、决算方案；
- 4) 制定公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- 5) 制定公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- 6) 制定公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方案；
- 7) 决定公司内部管理机构的设置；
- 8) 根据经理的提名决定聘任或者解聘公司副经理、财务负责人及其报酬事项；
- 9) 制定公司的基本管理制度；
- 10) 公司章程规定的其他职权。

公司设立经理层，在执行董事的领导下开展工作，负责公司的日常经营管理。经理层设经理 1 人，副经理若干，会计师、工程师可由副经理兼任。

经理层是公司的执行机构，经理行使以下职权：

- 1) 主持公司的生产经营管理工作，组织实施股东及执行董事决定；
- 2) 组织实施公司年度经营计划和投资方案；
- 3) 拟定公司内部管理机构设置方案；
- 4) 按照有关规定，提请股东聘任或者解聘公司其他高级管理人员；
- 5) 拟定公司职工收入分配方案；
- 6) 拟定公司的基本管理制度；
- 7) 制定公司的具体规章；
- 8) 股东及执行董事授予的其他职权。

公司设监事会，由 5 名监事组成。其中职工监事 2 人，监事会设主席 1 人，由监事会选举产生。非职工监事由股东委派或更换。职工代表监事由职工代表大会、职工大会或其他形式民主选举产生。执行董事、经理层人员不得兼任监事。

监事每届任期三年。任期届满，可以连选连任。监事任期届满未及时改选，或者监事在任职期内辞职导致监事会成员低于法定人数的，在改选出的监事就任前，原监事应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行监事职务。

公司的监事行使下列职权：

- 1) 检查公司财务；
- 2) 对执行董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；
- 3) 当执行董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求执行董事、高级管理人员予以纠正；
- 4) 依照《公司法》有关的规定，对执行董事、高级管理人员提起诉讼；
- 5) 公司章程规定的其他职权。

监事会发现公司经营情况异常，可以进行调查；必要时，可以聘请会计师事务所等协助其工作，费用由公司承担。

监事会行使职权所必需的费用，由公司承担。

监事会应当对所议事项的决定作成会议记录，出席会议的监事应当在会议记录上签名。

3、内控制度

内蒙古恒润新能源有限责任公司建立了完善的内部控制体系，包括内部审计、风险管理、合规管理、信息披露等方面。公司通过制定内部控制规章制度，明确

各部门和岗位的职责和权限，实行分工协作、相互制约、相互监督的原则，保证公司的经营活动合法合规、有效高质。

围绕风电这一特殊的主要业务，内蒙古恒润新能源有限责任公司还制定了一系列针对性的制度措施以保证生产的安全运行。升压站运行管理制度明确了各级人员岗位安全职责、风电场运行管理、技术管理及培训、文明生产等；风机运行管理制度则涵盖了设备巡回检查、风机内作业安全管理、备品备件管理、故障管理、设备缺陷管理等各环节；此外，还对消防安全、事故应急预案、交通安全、设备检修等诸多方面进行了详细的规定，保障公司的业务安全规范、高效可控。

（五）主营业务情况

内蒙古恒润新能源有限责任公司注册于 2010 年 12 月 9 日，经营范围包括风电的生产和销售；风电系统的代运行、维护和检修，风电技术咨询、技术服务、技术培训；电气工程安装；吊装辅助运输；热力生产和供应；供热服务；热力站设备设施的运行、维护维修。以“创新为核，技术为本”为研发理念。在行业内有着良好的口碑。

（六）财务状况

1、财务报表

表 4-18：恒润新能源近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
流动资产：				
货币资金	3.09	3.52	9.91	29.43
应收票据	-	-	-	-
应收账款	23,986.87	21,351.58	20,044.91	14,779.41
预付款项	115.98	119.85	-	-
应收资金集中管理款	191.27	841.58	1,329.47	-
其他应收款	1.00	-	118.44	143.57
存货	345.16	306.03	310.47	225.96
其他流动资产	822.93	1,443.92	1,887.10	1,887.10

	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
流动资产合计	27,187.72	24,066.48	23,700.29	17,065.47
非流动资产：				
固定资产	37,644.97	39,797.42	44,800.87	49,888.64
在建工程	653.59	653.59	325.15	-
无形资产	158.58	160.35	163.90	167.88
其他非流动资产	8,070.90	8,608.96	9,685.08	10,761.20
非流动资产合计	46,528.04	49,220.32	54,975.00	60,817.71
资产总计	73,715.76	73,286.80	78,675.29	77,883.18
流动负债：				
应付账款	1,716.34	1,871.71	3,032.42	4,162.57
预收款项	-	-	-	-
应付职工薪酬	14.73	13.78	11.83	150.70
应交税费	27.69	245.47	330.08	510.89
其他应付款	12,553.38	9,439.34	9,454.24	5,257.48
一年内到期的非流动负债	4,816.43	5,316.43	6,600.01	6,424.53
流动负债合计	19,128.56	16,886.73	19,428.58	16,506.16
非流动负债：				
长期借款	10,429.71	12,462.93	8,300.00	12,350.00
长期应付款	-	-	8,936.77	11,508.31
非流动负债合计	10,429.71	12,462.93	17,236.77	23,858.31
负债合计	29,558.27	29,349.66	36,665.35	40,364.47
所有者权益（或股东权益）：				
实收资本（或股本）	21,688.00	21,688.00	21,688.00	21,688.00
其他综合收益	-	-	-	-
盈余公积	3,535.28	3,535.28	3,342.56	2,893.44
未分配利润	18,934.21	18,713.86	16,979.37	12,937.27
归属于母公司所有者权益	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71
少数股东权益	-	-	-	-
所有者权益合计	44,157.50	43,937.14	42,009.94	37,518.71

	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
负债和所有者权益 (或股东权益) 总计	73,715.77	73,286.80	78,675.29	77,883.18

表 4-19: 恒润新能源近三年及一期合并利润表

单位: 万元

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
一、营业收入	4,405.91	11,754.97	13,658.70	14,949.91
减: 营业成本	4,139.89	8,058.30	8,103.52	10,610.66
税金及附加	21.56	113.75	188.99	204.13
管理费用		553.27	376.07	392.72
其中: 研发费用	-	-	-	-
财务费用(收益以“-”号列)	375.78	1,192.89	1,693.52	2,062.04
其中: 利息支出	377.17	1,211.96	1,694.67	2,073.72
利息收入	1.50	19.06	1.16	11.68
加: 其他收益		420.88	808.23	784.82
投资收益(净损失以“-”号填列)	-	-	-	-
资产处置收益(损失以“-”号填列)	-	-3.17		
二、营业利润(亏损以“-”号填列)	266.01	2,254.47	4,104.82	2,465.19
加: 营业外收入		21.60	1,183.51	548.00
减: 营业外支出	1.29	1.64	-	-
三、利润总额(亏损总额以“-”号填列)	264.72	2,274.43	5,288.33	3,013.19
减: 所得税费用	44.36	347.22	797.10	499.03
四、净利润(净亏损以“-”号填列)	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
归属于母公司所有者的净利润	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
少数股东损益	-	-	-	-
五、其他综合收益的税后净额	-	-	-	-
六、综合收益总额	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17
归属于母公司所有者的综合收益总额	220.35	1,927.21	4,491.23	2,514.17

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	-

表 4-20：恒润新能源近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	2,391.30	11,761.52	9,769.42	17,457.05
收到的税费返还	-	420.88	808.23	784.82
收到其他与经营活动有关的现金	4,568.42	12,856.57	11,262.43	3,755.82
经营活动现金流入小计	6,959.72	25,038.97	21,840.08	21,997.69
购买商品、接收劳务支付的现金	846.43	2,662.45	1,752.44	2,874.84
支付给职工以及为职工支付的现金	341.00	861.62	848.66	684.27
支付的各项税费	275.76	1,342.36	2,614.84	2,211.88
支付其他与经营活动有关的现金	2,580.88	12,681.66	8,274.85	8,439.74
经营活动现金流出小计	4,044.08	17,548.09	13,490.79	14,210.72
经营活动产生的现金流量净额	2,915.64	7,490.88	8,349.28	7,786.97
二、投资活动产生的现金流量：				
取得投资收益收到的现金	-	-	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产所收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收回的现金净额	-	-	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	-	-	-	-
投资活动现金流入小计	-	-	-	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	5.70	227.89	228.08	21.12
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	-	-	-	-
投资活动现金流出小计	5.70	227.89	228.08	21.12
投资活动产生的现金流量净额	-5.70	-227.89	-228.08	-21.12

	2024年1-6月	2023年度	2022年度	2021年度
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款所收到的现金		9,479.35	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	-	-	-
筹资活动现金流入小计	-	9,479.35	-	-
偿还债务所支付的现金	2,533.21	4,050.00	4,050.00	4,050.00
分配股利、利润或偿付利息所支付的现金	377.17	662.44	789.85	1,003.58
支付其他与筹资活动有关的现金	-	12,036.30	3,300.87	3,300.87
筹资活动现金流出小计	2,910.38	16,748.74	8,140.73	8,354.45
筹资活动产生的现金流量净额	-2910.38	-7,269.38	-8,140.73	-8,354.45
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	-0.43	-6.39	-19.52	-588.61
加：期初现金及现金等价物余额	9.91	9.91	29.43	618.04
六、期末现金及现金等价物余额	9.47	3.52	9.91	29.43

2、资产结构分析

表 4-21：恒润新能源近三年及一期资产构成

单位：万元、%

项目	2024年6月末		2023年末		2022年末		2021年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动资产：								
货币资金	3.09	0.00	3.52	0.00	9.91	0.01	29.43	0.04
应收票据	-	-	-	-	-	-	-	-
应收账款	23,986.87	32.54	21,351.58	29.13	20,044.91	25.48	14,779.41	18.98
预付款项	115.98	0.16	119.85	0.16	-	-	-	-
应收资金集中管理款	191.27	0.26	841.58	1.15	1,329.47	1.69		
其他应收款	1.00	0.00	-	-	118.44	0.15	143.57	0.18
存货	345.16	0.47	306.03	0.42	310.47	0.39	225.96	0.29

其他流动资产	822.93	1.12	1,443.92	1.97	1,887.10	2.40	1,887.10	2.42
流动资产合计	27,187.72	36.88	24,066.48	32.84	23,700.29	30.12	17,065.47	21.91
非流动资产：								
固定资产	37,644.91	51.07	39,797.42	54.30	44,800.87	56.94	49,888.64	64.06
在建工程	653.59	0.89	653.59	0.89	325.15	0.41	-	-
无形资产	158.58	0.22	160.35	0.22	163.90	0.21	167.88	0.22
其他非流动资产	8,070.90	10.95	8,608.96	11.75	9,685.08	12.31	10,761.20	13.82
非流动资产合计	46,528.04	63.12	49,220.32	67.16	54,975.00	69.88	60,817.71	78.09
资产总计	73,715.76	100	73,286.80	100	78,675.29	100	77,883.18	100

近三年及一期末，恒润新能源资产总额分别为 77,883.18 万元、78,675.29 万元、73,286.80 万元及 73,715.76 万元。

从资产构成来看，恒润新能源的资产以非流动资产为主。近三年及一期末，恒润新能源流动资产占总资产比重分别为 21.91%、30.12%、32.84%及 36.88%，流动资产构成以货币资金、应收账款、其他应收款、存货、其他流动资产为主。近三年及一期末，恒润新能源非流动资产占总资产比重分别为 78.09%、69.88%、67.16%及 63.12%，整体呈下降趋势，非流动资产以固定资产、在建工程、无形资产为主。

(1) 应收账款

近三年及一期末，恒润新能源的应收账款余额分别为 14,779.417 万元、20,044.91 万元、21,351.58 万元及 23,986.87 万元，占总资产比重为 18.98%、25.48%、29.13%及 32.54%。应收账款余额变动呈上升趋势。

(2) 固定资产

近三年及一期末，恒润新能源固定资产净值分别为 49,888.64 万元、44,800.87 万元、39,797.42 万元及 37,644.91 万元，占总资产比重分别为 64.06%、56.94%、54.30%及 51.07%，呈现逐年下降趋势，系房屋及建筑物净值减少所致。

(3) 其他非流动资产

恒润新能源其他非流动资产为待抵扣税项以及工程及设备预付款。近三年及一期末，恒润新能源其他非流动资产余额分别为 10,761.20 万元、9,685.08 万元、8,608.96 万元及 8,070.90 万元，占总资产比例分别为 13.82%、12.31%、11.75% 及 10.95%，呈现下降趋势，主要系待抵扣进项税额减少所致。

3、负债结构分析

表 4-22：恒润新能源近三年及一期末负债构成

单位：万元、%

项目	2024 年 6 月末		2023 年末		2022 年末		2021 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
流动负债：								
应付账款	1,716.34	5.81	1,871.71	6.38	3,032.42	8.27	4,162.57	10.31
预收款项	-	-	-	-	-	-	-	-
应付职工薪酬	14.73	0.05	13.78	0.05	11.83	0.03	150.70	0.37
应交税费	27.69	0.09	245.47	0.84	330.08	0.90	510.89	1.27
其他应付款	12,553.38	42.47	9,439.34	32.16	9,454.24	25.79	5,257.48	13.03
一年内到期的非流动负债	4,816.43	16.29	5,316.43	18.11	6,600.01	18.00	6,424.53	15.92
流动负债合计	19,128.56	64.71	16,886.73	57.54	19,428.58	52.99	16,506.16	40.89
非流动负债：								
长期借款	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	8,300.00	22.64	12,350.00	30.60
长期应付款	-	-	-	-	8,936.77	24.37	11,508.31	28.51
非流动负债合计	10,429.71	35.29	12,462.93	42.46	17,236.77	47.01	23,858.31	59.11
负债合计	29,558.27	100.00	29,349.66	100.00	36,665.35	100.00	40,364.47	100.00

近三年及一期末，恒润新能源流动负债余额分别为 16,506.16 万元、19,428.58 万元、16,886.73 万元及 19,128.56 万元，占总负债比重分别为 40.89%、52.99%、

57.54%及 64.71%；非流动负债余额分别为 23,858.31 万元、17,236.77 万元、12,462.93 万元及 10,429.71 万元，占总负债比重分别为 59.11%、47.01%、42.46% 及 35.29%。

(1) 应付账款

近三年及一期末，恒润新能源应付账款余额分别为 4,162.57 万元、3,032.42 万元、1,871.71 万元及 1,716.34 万元，占总负债比重分别为 10.31%、8.27%、6.38% 及 5.81%。应付账款余额呈现逐年减少趋势，且降幅明显，主要系应付工程及设备款与应付服务费减少所致，应付账款清偿情况较好。

(2) 其他应付款

近三年及一期末，恒润新能源其他应付款余额分别为 5,257.4 万元、9,454.24 万元、9,439.34 万元及 12,553.38 万元，占总负债比重分别为 13.00%、25.79%、32.16% 及 42.47%。近三年及一期末，应付职工薪酬分别为 150.70 万元、11.83 万元、13.78 万元及 14.73 万元。

(3) 一年内到期的非流动负债

近三年及一期末，恒润新能源一年内到期的非流动负债余额分别为 6,424.53 万元、6,600.01 万元、5,316.43 万元及 4,816.43 万元，占总负债比重分别为 15.92%、18.00%、18.11% 及 16.29%。

(4) 长期借款

近三年及一期末，恒润新能源长期借款余额分别为 12,350.00 万元、8,300.00 万元、12,462.93 万元及 10,429.71 万元，占总负债比例分别为 30.60%、22.64%、42.46% 及 35.29%。

(5) 长期应付款

近三年及一期末，恒润新能源长期应付款余额分别为 11,508.31 万元、8,936.77 万元、0.00 万元和 0.00 万元，占总负债比例 28.51%、24.37%、0.00% 和 0.00%。

4、现金流量分析

表 4-23：恒润新能源近三年及一期现金流量情况

单位：万元

项目	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
经营活动现金流入小计	6,959.72	25,038.97	21,840.08	21,997.69
经营活动现金流出小计	4,044.08	17,548.09	13,490.79	14,210.72
经营活动产生的现金流量净额	2,915.64	7,490.88	8,349.28	7,786.97
投资活动现金流入小计	-	-	-	-
投资活动现金流出小计	5.70	227.89	228.08	21.12
投资活动产生的现金流量净额	-5.70	-227.89	-228.08	-21.12
筹资活动现金流入小计	-	9,479.35	-	-
筹资活动现金流出小计	2,910.38	16,748.74	8,140.73	8,354.45
筹资活动产生的现金流量净额	-2,910.38	-7,269.38	-8,140.73	-8,354.45

近三年及一期，恒润新能源经营活动产生的现金流量净额分别为 7,786.97 万元、8,349.28 万元、7,490.88 万元及 2,915.64 万元，整体相对稳定。近三年及一期，恒润新能源投资活动产生的现金流量净额分别为-21.12 万元、-228.08 万元、-227.89 万元及-5.70 万元，整体相对平稳。近三年及一期，恒润新能源筹资活动产生的现金流量净额-8,354.45 万元、-8,140.73 万元、-7,269.38 万元及-2,910.38 万元，整体上波动较小。

5、盈利能力分析

表 4-24：恒润新能源近三年及一期盈利指标

单位：万元

财务指标	2024 年 1-6 月	2023 年度	2022 年度	2021 年度
营业收入	4,405.91	11,754.97	13,658.70	14,949.91
利润总额	264.72	2,274.43	5,288.33	3,013.19
毛利率	6.03%	31.45%	40.67%	29.03%

净资产收益率	0.50%	4.39%	10.69%	6.70%
--------	-------	-------	--------	-------

近三年及一期，恒润新能源实现营业收入分别为 14,949.91 万元、13,658.70 万元、11,754.97 万元及 4,405.91 万元，实现利润总额分别为 3,013.19 万元、5,288.33 万元、2,274.43 万元及 264.72 万元。公司经营状况良好毛利率较好，总体保持在较高水平。

6、偿债能力分析

表 4-25：恒润新能源近三年及一期末偿债能力指标

单位：万元

财务指标	2024 年 6 月末	2023 年末	2022 年末	2021 年末
流动比率	1.42	1.43	1.22	1.03
速动比率	1.40	1.41	1.20	1.02
资产负债率	40.10%	40.05%	46.60%	51.83%

恒润新能源长期偿债能力尚可，近三年及一期末资产负债率分别为 51.83%、46.60%、40.05%和 40.10%，整体处于较低水平，且呈现逐年下降趋势。此外，公司流动比率近三年及一期末均大于 1，短期偿债能力相对较强。

（七）资信情况

经查询“信用中国”网站、国家企业信用信息公示系统、全国法院被执行人信息查询网站、全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统网站、中国裁判文书网、中华人民共和国生态环境部网站、中华人民共和国应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、中华人民共和国国家发展和改革委员会网站、中华人民共和国财政部网站、国家税务总局网站⁹，内蒙古恒润新能源有限责任公司未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

截至本财务顾问报告出具之日，内蒙古恒润新能源有限责任公司无公开市场融资。

⁹最后一次查询日期为 2024 年 10 月 10 日。

（八）原始权益人针对本次发行的内部授权与外部审批情况

1、内部授权情况

根据恒泽公司现行有效的公司章程，股东“决定公司的经营方针和投资计划”“修改公司章程”。基于前述章程规定，就恒泽公司而言，其以恒润一期风电项目发行基础设施 REITs 以及公司股东变更事宜应提交股东审核批准。

恒泽公司股东恒润新能源已于 2023 年 12 月 1 日作出《股东决定》，同意恒泽公司以恒润一期风电项目作为底层基础设施项目发行基础设施 REITs，同意将恒泽公司 100%股权转让予基础设施 REITs（含其下设载体，视最终交易结构而定）。

2、外部审批情况

（1）土地使用权

经核查恒润一期风电项目土地出让合同、《国有土地使用证》及中国土地市场网（<https://landchina.com>），恒润一期风电项目风力发电机及升压站占用范围内国有建设用地使用权系以协议出让方式取得。

根据《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》（发改投资〔2021〕958号）的相关规定，如项目以协议出让方式取得土地使用权，原土地出让合同签署机构（或按现行规定承担相应职责的机构）应对项目以 100%股权转让方式发行基础设施 REITs 无异议。

就上述恒润一期风电项目出让用地转让限制，察右中旗自然资源局已于 2023 年 5 月 25 日出具《察右中旗自然资源局关于支持蒙能集团参与基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点项目的复函》，前述函件明确“对恒润一期风电项目国有建设用地使用权以 100%股权转让方式发行基础设施 REITs 无异议。”

（2）国有资产转让

恒泽公司由恒润新能源 100%持股，华晨公司由电力设计院 100%持股，恒润新能源及电力设计院均为蒙能集团实际控制之企业，蒙能集团系内蒙古自治区国资委实际控制的国有企业。

基于上述，原始权益人转让其所持有的项目公司的 100%股权，属于《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国有资产监督管理委员会、中华人民共和国财政部令第 32 号，以下简称“32 号令”）项下企业国有资产交易，根据第八条第二款“转让方为多家国有股东共同持股的企业，由其中持股比例最大的国有股东负责履行相关批准程序”。根据《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》（国资发产权规〔2022〕39 号，以下简称“39 号文”），国家出资企业及其子企业通过发行基础设施 REITs 盘活存量资产，涉及国有产权非公开协议转让按规定报同级国有资产监督管理机构批准。

因此，原始权益人转让其所持有的恒泽公司的 100%股权，应由蒙能集团作为发起人按规定报其同级国有资产监督管理机构批准。内蒙古自治区国资委作为发起人同级国有资产监督管理机构，已于 2022 年 8 月 23 日出具《关于内蒙古能源集团有限公司开展发行新能源基础设施公募 REITs 工作的批复》（内国资资本字〔2022〕200 号），同意蒙能集团发行新能源基础设施公募 REITs 产品；同意《蒙能集团新能源基础设施公募 REITs 项目发行方案》中拟用于发行公募 REITs 资产通过非公开协议转让方式转让给新能源基础设施公募 REITs 产品持有。

经核查，除前述情况外，本次发行不涉及其他外部有权机构审批情况。

（九）原始权益人享有基础设施项目完全所有权的情况

经财务顾问核查恒泽公司章程、国家企业信用信息公示系统公示信息，且经恒润新能源确认，恒润新能源持有恒泽公司 100%的股权，为恒泽公司唯一股东，且恒泽公司的股权不存在被质押及被冻结的情形，故恒润新能源通过恒泽公司穿透享有恒润一期风电项目基础设施资产完全的经营权利，不存在重大权属纠纷或者争议。

四、对基础设施运营管理机构尽职调查

本项目拟聘任的运营管理统筹机构为内蒙古能源集团有限公司，拟聘任的运营管理实施机构为内蒙古恒润新能源有限责任公司。

（一）基本情况

1、运营管理机构的设立、存续和历史沿革情况、股权结构及治理结构等情况

本项目拟聘任的运营管理统筹机构为内蒙古能源集团有限公司，基本情况详见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“一、对发起人的尽职调查”。

本项目拟聘任的运营管理实施机构为内蒙古恒润新能源有限责任公司。恒润新能源基本情况详见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查”。

2、持续经营能力

外部统筹机构蒙能集团具有丰富的风力发电、光伏发电等新能源项目的运营管理经验，为内蒙古自治区重要的能源投资及运营管理企业。截至 2024 年 6 月末，蒙能集团参与运营管理新能源项目 44 个，合计装机规模 663.55 万千瓦，其中风力发电项目装机规模合计约 497.48 万千瓦，光伏 166.07 万千瓦。

恒润新能源成立于 2010 年 12 月 9 日，注册资金 2.16 亿元。现投资建成容量为 198.5MW 的风力发电场和四子王旗电供热项目（供热项目为四期风机配套项目）。主营风电的生产和销售，风电系统的代运行、维护和检修，风电技术咨询；热力生产和供热服务等。

恒润新能源是内蒙古自治区较早的专业化新能源运营商。自公司设立以来，秉承智慧运维、科学运维的管理理念，在风电运营管理领域积累了丰富的运营管理经验，在风电机组检测维修、安全运营、系统优化及效率提升等方面积累了扎实的基础，培养了一支能力过硬、专业素养较高的人才队伍。恒润新能源具备对外输出电厂运营管理能力，有过承担部分乌兰察布市其他清洁能源项目的运营管理经验，可以提供高质量的运营管理服务。

综上，运营管理统筹机构及运营管理实施机构具备独立开展业务的能力，定位明确，财务状况持续稳定，具备持续经营能力。

（二）基础设施项目运营管理资质和经验

1、运营资质

外部管理统筹机构蒙能集团具有丰富的风力发电、光伏发电等新能源项目的运营管理经验，为内蒙古自治区重要的能源投资及运营管理企业。截至 2024 年 6 月末，蒙能集团参与运营管理新能源项目 44 个，合计装机规模 663.55 万千瓦，其中风力发电项目装机规模合计约 497.48 万千瓦，光伏 166.07 万千瓦。

运营管理实施机构恒润新能源具备深厚的风电运维管理经验，为内蒙古自治区较早一批参与风电投资管理的新能源企业，在管风电项目为恒润大板梁四期风电项目合计 198.5MW，并拥有一支专业稳定、经验丰富的新能源运营管理人才队伍。

2、同类基础设施项目运营管理经验

（1）蒙能集团

外部管理统筹机构蒙能集团具有丰富的风力发电、光伏发电等新能源项目的运营管理经验，为内蒙古自治区重要的能源投资及运营管理企业。截至 2024 年年 6 月末，蒙能集团参与运营管理新能源项目 44 个，合计装机规模 663.55 万千瓦，其中风力发电项目装机规模合计约 497.48 万千瓦，光伏 166.07 万千瓦。

蒙能集团风力发电、光伏发电等新能源项目运营、在建情况等详见“第四章对业务参与人的尽职调查”之“一、对发起人的尽职调查”之“（四）业务情况”。

（2）恒润新能源

除了本次基础设施 REIT 入池的内蒙古恒润风电场一期 49.5MW 项目（恒润一期风电项目）以外，恒润新能源运营的资产包括内蒙古恒润风电场二期、三期和四期项目，每期分别安装 25 台湘电风能 XE2000 型永磁直驱风机，总装机容量为 198.5MW，设计年发电量为 5.4 亿千瓦时，发电小时约为 2700 小时。（恒润一期风电项目）于 2010 年 8 月 15 日开工，2011 年 7 月完成并网发电；二期

项目装机容量为 49.5MW，于 2011 年 4 月 15 日开工，2011 年 8 月完成并网发电；三、四期项目于 2012 年 4 月 15 日开工，其中三期装机容量为 49.5MW，于 2012 年 12 月完成并网发电；四期装机容量为 50MW，于 2018 年 5 月完成并网发电。四期项目均由恒润新能源运营管理。

3、主要负责人在基础设施项目运营或投资管理领域的经验

蒙能集团高管人员均具有丰富的从业经历、合理的知识结构、优良的经营业绩，是一支结构合理、经验丰富、人员稳定的管理团队。高管人员非公务员，目前高管无对外兼职情况。

恒润新能源自 2010 年设立以来，秉承智慧运维、科学运维的管理理念，在风电运营管理领域积累了丰富的运营管理经验，培养了一支能力过硬、专业素养较高的人才队伍，并具备对外输出电厂运营管理能力，承担部分乌兰察布市其他清洁能源项目的运营管理，为客户提供高质量的运营管理服务。

4、其他专业人员配备情况

(1) 蒙能集团

蒙能集团高管人员均具有丰富的从业经历、合理的知识结构、优良的经营业绩，是一支结构合理、经验丰富、人员稳定的管理团队。

表 4-26：截至尽调基准日蒙能集团董监高情况表

序号	姓名	性别	学历	职务	任职起止时间
1	张海峰	男	研究生	董事长	2023.11-至今
2	李文忠	男	本科	副董事长/总经理	2021.09-至今
3	孙广利	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
4	石凯	男	本科	外部董事	2021.11-至今
5	彭德亮	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
6	王树良	男	研究生	外部董事	2021.11-至今
7	张立军	女	本科	职工董事	2022.03-至今
8	李洪	男	本科	职工监事	2022.03-至今
9	黄永娴	女	研究生	总会计师	2018.08-至今

注：根据蒙能集团公司章程，其董事会由 11 名董事组成，但公司目前董事会组成人员尚未全部到位，实际在位履职的董事为 7 名。根据公司章程规定，监事会由 3 名监事组成，其中职工监事 1 名，但公司目前监事会组成人员尚未全部到位，实际在位履职的监事为 1 名。

1) 董事基本情况

①张海峰（董事长）：男，1968 年出生，研究生学历，曾任包头市财政局科员、副科长、科长，包头市石拐区委副书记、区长，包头市白云矿区区委书记，通辽市副市长，内蒙古自治区财政厅党组成员、副厅长，内蒙古自治区呼和浩特市市委副书记、政法委书记，现任内蒙古能源集团有限公司党委书记、董事长。

②李文忠（副董事长）：男，1971 年出生，大学学历，曾任海渤湾发电厂检修部副部长、部长、生产部部长、副总工程师，乌海热电厂总工程师，乌期太热电厂副厂长、党委委员、厂长、党委副书记，金山热电厂厂长、党委副书记，蒙能集团副总经理，鄂尔多斯市政府副市长候选人、副市长，内蒙古电力公司党委副书记、董事，现任内蒙古能源集团有限公司党委副书记、副董事长、总经理。

③孙广利：男，1964 年出生，研究生学历，曾任内蒙古自治区公路工程局第二工程处工程师，机械工程处副主任、主任、机械化路面施工分公司经理，工程局副局长，内蒙古高等级公路建设开发有限责任公司养护工程部副部长、部长，内蒙古公路交通投资发展有限公司总工程师，现任内蒙古能源集团有限公司外部董事。

④石凯：男，1965 年出生，大学学历，曾任内蒙古边防总队后勤部财务处助理会计师、会计师、审计处副处长、审计室主任、财务处处长、后勤部代理副部长、副部长，包头边防支队政治委员、内蒙古自治区国资委办公室干部、企改处调研员、预算处处长、财务监督与统计评价处处长，包钢（集团）公司董事、总会计师，现任电力公司、内蒙古能源集团外部董事。

⑤彭德亮：男，1965 年出生，研究生学历，曾任包头钢铁公司教育处团委代副书记、副书记、书记，包头钢铁公司团委副书记，包钢（集团）公司团委书记，包钢（集团）公司轨梁厂党委书记、包钢（集团）公司党委宣传部部长、党委书记，现任内蒙古能源集团、高路公司外部董事。

⑥王树良：男，1964年出生，研究生学历，曾任内蒙古自治区公路工程局第二工程处技术员、助理工程师、工程师，内蒙古自治区公路工程局机械工程处副主任、主任，内蒙古自治区公路工程局机械化路面施工分公司经理，内蒙古自治区公路工程局副局长，内蒙古高等级公路建设开发有限责任公司养护工程部部长，现任内蒙古公路交通投资发展有限公司总工程师、内蒙古能源集团外部董事。

⑦张立军：女，1965年出生，大学学历，曾任内蒙古自治区糖酒副食蔬菜公司公共关系部副经理兼团委书记、经理兼团委书记，糖酒民贸蔬菜总公司第三分公司经理，内蒙古自治区党委组织部机关党委考录人员、主任科员、干部二处主任科员、副处级组织员、干部二处副调研员、副处长，干部监督处调研员，干部信息监督处调研员、副处长（正处级），信息处副处长、信息管理中心主任，内蒙古能源集团党委委员、组织部部长，现任内蒙古能源集团有限公司工会主席、职工董事。

2) 监事基本情况

内蒙古自治区人民政府国有资产监督管理委员会下发《关于各监管企业派驻监事会人员职务自然免除的通知》（内国资企干字【2018】263号），按照中共中央、国务院批准的《内蒙古自治区机构改革方案》和《内蒙古自治区机构改革实施意见》，不再保留国资委“自治区派驻国有企业监事会”，原任监管发起人派驻监事会的监事会主席和专职监事职务自然免除。根据该通知，发起人监事会主席张良，监事谷勇强、白文光、杨绶，职务自然免除，发起人正在与国资委积极沟通解决相关后续问题，后续按照章程规定增派、增选监事以达到公司章程的要求。截至本财务顾问报告签署日，发起人实际到位监事1人，存在监事缺位情况。

李洪：男，1967年5月出生，汉族，湖北省武汉市，大学学历，中共党员，教授级高级政工师，曾任内蒙古能源建设投资集团纪检监察部部长、党委宣传部部长，现任内蒙古能源集团有限公司工会副主席（中层正职）。

3) 高管基本情况

①李文忠（总经理）：详见董事简历。

②黄永娴（总会计师）：女，1967年出生，研究生学历，曾任包头供电局计划经营部部长，包头供电局财务部部长，内蒙古电力公司审计部副主任，内蒙古电力公司纪委委员、审计部部长，内蒙古电力公司纪委委员、财务资产部部长，现任内蒙古能源集团有限公司董事、总会计师。

高管任职合规情况：

发起人董监高均非国家公务人员，符合《关于进一步规范党政领导干部在企业兼职（任职）问题的意见》《中华人民共和国公务员法》第四十二条“公务员因工作需要在机关外兼职，应当经有关机关批准，并不得领取兼职报酬”、公司法、《公司章程》等相关规定。其他高级管理人员和主要员工均专职在发起人处工作并领取报酬。

4) 专业人员配备情况

蒙能集团拥有完善的运营管理制度，在销售、技术、财务及工程等方面具备专业人才。

表 4-27：截至 2024 年 6 月末蒙能集团人员构成表

类别	人数	占比
管理人员	1,004	16.15%
工作人员	4,013	64.57%
退休人员	1,198	19.28%
合计	6,215	100%

表 4-28 截至 2024 年 6 月末蒙能集团在职人员构成表

类别	人数	占比
1、按学历结构：		
博士	15	0.30%
硕士	137	2.73%
本科	1,788	35.64%
大专及以下	3,077	61.33%
合计	5,017	100.00%
2、按职称结构：		

类别	人数	占比
高级职称	530	10.56%
中级职称	708	14.11%
初级职称	640	12.76%
其他	3,139	62.57%
合计	5,017	100.00%
3、按技术等级结构：		
高级技师	46	0.92%
技师	106	2.11%
高级工	271	5.40%
中级工	317	6.32%
初级工	1,510	30.10%
其他	2,767	55.15%
合计	5,017	100.00%

(2) 恒润新能源

1) 董监高情况

内蒙古恒润新能源有限责任公司的法定代表人为高宝，同时担任执行董事和经理，执行公司的决策和管理职能。公司设有副经理、总工程师、总会计师等职务，分别负责公司的经营管理、技术质量、财务审计等方面的工作。内蒙古恒润新能源有限责任公司设有监事会，由一名监事组成，为胡振鹏。监事会对公司的财务状况、经营活动、内部控制等进行监督和检查，向股东会报告工作情况。

① 法定代表人、执行董事、经理

高宝，男，1970年出生，本科毕业于内蒙古农业大学。2016年3月至2020年4月在内蒙古送变电公司恒鑫铁塔有限责任公司担任副经理；2020年4月工作至2020年12月在内蒙古送变电公司恒鑫铁塔有限责任公司担任党支部副书记；2020年12月至2021年8月在内蒙古送变电公司恒鑫铁塔有限责任公司担任党支部书记；2021年8月至2022年3月在内蒙古送变电公司恒鑫铁塔有限责任公司担任执行董事、经理兼党支部书记；2022年3月至今在内蒙古送变电公司恒润新能源有限责任公司担任执行董事、经理兼党支部副书记；2022年5月

至今在恒润新能源担任法定代表人、执行董事。

② 监事

胡志鹏，男，1981年出生，本科毕业于内蒙古工业大学。2006年7月-2010年3月在内蒙古送变电调试工程处担任班长；2010年3月至2012年3月在恒润新能源基建担任生产部部长；2012年3月-2015年3月在恒润新能源担任主任工兼恒润风电场场长；2015年3月-至今在恒润新能源担任副经理、监事兼恒润风电场场长。

2) 专业人员配备情况

恒润新能源自2010年设立以来，秉承智慧运维、科学运维的管理理念，在风电运营管理领域积累了丰富的运营管理经验，培养了一支能力过硬、专业素养较高的人才队伍，并具备对外输出电厂运营管理能力，承担部分乌兰察布市其他清洁能源项目的运营管理，为客户提供高质量的运营管理服务。截至2024年6月末。恒润新能源职工总数33人，其中，研究生学历1人，本科员工27人，专科学历5人；职称方面，副高级职称1人；中级职称9人，初级职称23人。公司人员变动情况如下：

4-29：近三年及一期末恒润新能源员工按年龄划分情况

年龄	2024年6月末		2023年末		2022年末		2021年末	
	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)
45岁以上	6	18.18%	8	22.86%	1	4.17%	0	0%
40-45岁 (含)	5	15.15%	5	14.29%	1	4.17%	1	4%
35-40岁 (含)	17	51.52%	17	48.57%	3	12.5%	1	4%
30-35岁 (含)	4	12.12%	5	14.29%	16	66.66%	17	68%
30岁及以下	1	3.03%	0	-	3	12.5%	6	24%
合计	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

表 4-30：近三年及一期末恒润新能源员工按工作年限划分情况

司龄	2024年6月末	2023年末	2022年末	2021年末
----	----------	--------	--------	--------

	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)
15年以上	8	24.24%	6	17.14%	0	0%	0	0%
10-15年 (含)	15	45.45%	24	68.57%	14	58.34%	14	56%
5-10年 (含)	10	30.30%	5	14.29%	8	33.33%	7	28%
5年及以下	0	-	0	-	2	8.33%	4	16%
合计	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

表 4-31：近三年及一期末恒润新能源员工按学历划分情况

学历	2024年6月末		2023年末		2022年末		2021年末	
	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)	人数 (人)	比例 (%)
研究生	1	3.03%	2	5.71%	0	0%	0	0%
本科	27	81.82%	25	71.43%	14	58.33%	15	60%
大专	5	15.515%	8	22.86%	10	41.67%	10	40%
其他	0	-	0	-	0	0%	0	0%
合计	33	100%	35	100%	24	100%	25	100%

(三) 基础设施项目运营管理业务制度和流程

《运营管理服务协议》及其补充协议指基金管理人、资产支持证券管理人、项目公司与基础设施外部管理机构签署的关于标的基础设施项目的运营管理服务协议，用以约定在基础设施基金存续期间的标的基础设施项目的经营管理相关事项。《运营管理服务协议》明确约定了定义；解释；基本情况；陈述和保证；运营管理服务内容；外部管理机构的权利和职责；安全生产职责；外部管理机构服务费用收取；外部管理机构的考核及更换；赔偿；期限及终止；一般规定等重大事项。

1、运营管理统筹机构职责

蒙能集团作为运营管理统筹机构，其职责为：

(1) 负责统筹、协调和安排运营管理协议项下的运营管理工作，其负责与基金管理人、计划管理人进行对接，委托方向外部管理机构发出的各项指令、要求、通知、授权等一般由基金管理人及/或计划管理人首先发至蒙能集团，但基金管理人及/或计划管理人也可以根据其履行职权的实际情况直接将各项指令、要求、通知、授权等发至外部管理实施机构；

(2) 外部管理统筹机构有权且有责任对外部管理实施机构履行《运营管理服务协议》或蒙能集团内部相关规章制度项下（如《运营管理服务协议》约定与蒙能集团内部相关规章制度有冲突的，以《运营管理服务协议》约定为准）运营管理义务实施监督，确保外部管理实施机构双方相互配合，共同实现《运营管理服务协议》项下运营管理目标；

(3) 负责配合计划管理人、基金管理人的信息披露工作，包括但不限于收集、取得并提供相关基础设施运营管理信息与资料；

(4) 审批外部管理实施机构编制的年度预算、资金计划、付款申请及付款资料（包括但不限于对账单）、预算外支出、调整等工作；

(5) 承担其在项目公司生产经营及安全生产等方面的管理及执行职能，监督外部管理实施机构对基础设施资产的生产经营及相关的安全生产管理，并对其考核；

(6) 确保项目公司电力销售工作于集团内部获得相应待遇；

(7) 其他根据《运营管理服务协议》职责分工或业务管理需求应由外部管理统筹机构负责的事项。

2、运营管理实施机构的管理职责

运营管理实施机构具体事务包括负责：

(1) 负责项目公司的生产经营及相关的安全生产管理，以及项目公司生产经营相关的设备维修维护、电力销售等工作；

(2) 项目公司的日常财务核算，包括日常记账、报表编制、凭证维护、现金盘点、银行余额调节表编制、往来对账、付款申请、涉税事务；

(3) 负责协助项目公司建立合同台账、用章台账及档案管理；

(4) 其他根据运营管理协议职责分工或业务管理需求应由外部管理实施机构负责的事项。

外部管理统筹机构及外部管理实施机构各自负责的运营管理服务工作，如《运营管理服务协议》约定，对于明确约定运营管理机构中某一方应当履行的运营管理职责的事项，其他方应当无条件给予配合和协助。同时《运营管理服务协议》的约定仅为外部管理统筹机构及外部管理实施机构之间的内部分工，各方共同作为运营管理机构履行协议项下的基础设施运营管理义务，并就此向委托方承担连带责任，外部管理统筹机构及外部管理实施机构中任一方未按约定履行运营管理义务的，委托方均有权要求各方或各方中的任一方承担全部违约责任。

3、财务监管

(1) 收支监管

项目公司应按照《基本户管理协议》要求开立基本户、按照《运营收支户管理协议》的要求开立运营收支账户。《运营管理服务协议》生效后，项目公司原则上不再开立其他账户，如确需开立其他银行账户的，经基金管理人同意后完成开户流程并由基金管理人决定对该等账户的监管措施，具体监管方式以届时协商一致为准。项目公司应当为基金管理人开通项目公司全部账户的网银查询权限。《运营管理服务协议》生效时，若项目公司除了上述账户外还开立了其他银行账户的，外部管理机构应负责协助项目公司于基金管理人指定的时限内完成该等账户的销户手续，并将相关账户余额（如有）拨付至基本户。

正常情况下，项目公司运营收入均应直接由项目公司基本户收取。项目公司除《基本户管理协议》约定外所有账户支出应直接由项目公司运营收支账户支出。项目公司具体收支监管约定，以《运营收支户管理协议》相关约定为准。

(2) 预算管理

基础设施基金成立后，在基础设施基金存续期间每个自然年度的11月30日前（基金成立当年，于《运营管理服务协议》生效之日起20个工作日内），外部管理实施机构应编制该基础设施项目下年度经营预算和下年度投资改造预算（年度经营预算与年度投资改造预算合称“年度预算”）的预算明细，该预算明细需同时书面提交外部管理统筹机构，经外部管理统筹机构审批通过后，由外部

管理统筹机构提交至基金管理人审批,并取得基金管理人对于该年度预算的同意后方可执行。年度经营预算用于规划项目公司日常经营和相关税费等相关运营成本。

外部管理实施机构应根据经基金管理人确认的年度预算按月向基金管理人及项目公司报送资金计划(该计划已经外部管理统筹机构同意),并在每月度结束后10个工作日内向基金管理人、项目公司报告经外部管理统筹机构审批同意后的月度预算执行报告。外部管理实施机构应当在每个自然年的前三个月内,且收到项目公司的年度审计报告后的10日内,向基金管理人出具经外部管理统筹机构审批同意后的上一年度项目公司年度运营报告,报告内容以证监会、证券交易所、基金业协会等监管机关及行业自律组织要求的信息披露内容为准。

各方同意,在基金存续期内,项目公司有权在年度经营预算额度内根据相应合同约定直接对外支付项目公司运营成本。针对前述在年度经营预算额度内由项目公司直接对外支付的项目公司运营成本,外部管理实施机构应在收到相应付款申请及付款资料(包括但不限于对账单等)后应提交至外部管理统筹机构审核,外部管理统筹机构审核通过后提交基金管理人进行审核,经基金管理人审核并同意付款申请,项目公司方可发起付款流程。项目公司应根据《运营收支户管理协议》的约定向基金管理人提出划款申请并由基金管理人在审核同意后向托管人发送划款指令,托管人根据《运营收支户管理协议》进行款项对外划付。

如某一月度所在自然年度内截至该月度已累计对外支付的项目公司运营成本超过了年度运营预算中截至该月度的累计预算,如需继续对外支付的,外部管理机构应协助项目公司提前10个工作日内向基金管理人提出书面申请,并提交相关的申请付款证明材料;基金管理人应在收到书面申请后10个工作日内完成审批,并将审批结果书面通知外部管理机构。对外支付的预算外费用需经过基金管理人的审批同意后,方可由项目公司执行后续支付安排。

就预算外支出而言,若某一笔预算外支出属于紧急临时事项项下需支付的金额,外部管理实施机构首先应按安全第一的原则及时制定现场处置方案并将处置

方案和预估的处置费用报备外部管理统筹机构,并经外部管理统筹机构审核同意后报送基金管理人,保存好现场的影像资料,并先行垫付相关支付费用及同类存款利息;在保证现场安全后,加快组织制定详细的处治方案和已垫付的费用支出明细报外部管理统筹机构审核,经外部管理统筹机构审核后书面提交基金管理人审批,基金管理人应在外部管理实施机构提出申请后 15 个工作日内完成审核和支付流程。

年度超预算调整:如需调整年度预算,相应调整方案需经外部管理统筹机构审核后书面提交基金管理人审批并取得其对于该预算调整的同意。项目公司根据调整后的预算执行。

(3) 日常监管

外部管理实施机构负责项目公司的财务核算,包括但不限于日常记账、报表编制、凭证维护、现金盘点、银行余额调节表编制、往来对账、付款申请、涉税事务(包括但不限于纳税申报和发票管理)等,基金管理人委派财务负责人或委托第三方专业机构定期或者在基金管理人认为有必要时对项目公司的财务核算情况进行审阅复核。基金管理人有权选聘具有相应专业资质的会计师事务所对项目公司进行审计,审计费用由项目公司承担。外部管理机构有义务配合基金管理人及其聘请的第三方专业机构查询、审阅项目公司财务账簿和财务资料。

基金管理人有权查阅外部管理机构与基础设施项目运营、管理和维护相关的全部合同文件、财务凭证、账目、账簿以及其他资料。检查频率不少于每半年 1 次。

基金管理人有权根据实际需要对接基础设施项目的经营情况进行实地巡查,并有权对外部管理机构的电力生产管理服务提出建议和意见。

外部管理机构应当充分尊重基金管理人的监管权利,并在基金管理人就电力生产管理服务提出合理建议和意见时予以积极响应,并在合理期限内按照基金管理人的建议和意见进行改进或者完善。

4、合同维护、用章台账及档案管理

外部管理实施机构应当建立项目公司合同台账，及时更新合同新增、签订补充协议、合同变更、合同终止等情况。基金管理人有权随时查阅项目公司的合同签署情况，但应当提前5个工作日通知外部管理实施机构，外部管理实施机构有义务配合并提供相关资料。

外部管理实施机构应协助基金管理人、项目公司建立公章以及合同章的用章台账，包括但不限于用章日期、合同类型、合同名称、付款时间及金额、保证金等信息。基金管理人有权随时查阅用章台账，但应当提前5个工作日通知外部管理机构，外部管理实施机构有义务配合并提供相关材料。

外部管理实施机构应为项目公司建立、保存、管理相关档案与资料，包括上述各类合同、用章台账以及项目工程建设招标采购资料、运营资料、合作方档案资料等，在项目运营过程中将档案相关资料等进行定期整理、汇编；最终管理方式以基金管理人要求为准。基金管理人监督项目公司建立档案归集管理机制，确保基础设施项目运营过程中的各项资料、文档、档案等及时归集和保管。为免疑义，基金管理人承担基础设施项目档案归集管理最终职责。

5、证照、印鉴监管

(1) 《运营管理服务协议》生效后，项目公司应于基金合同生效日将项目公司的全部印鉴（包括但不限于公章、财务专用章、法定代表人名章、合同专用章及除银行账户预留印鉴外的其他印鉴等）、各项证照原件包括但不限于《营业执照》正副本、《开户许可证》、贷款卡（如有）、《不动产权证书》等移交给基金管理人指定人员保管。

(2) 对于公章、法定代表人名章、财务专用章、合同专用章、发票专用章、其他经印章管理制度确认有权对外代表项目公司的印鉴的用章事项，经相关流程审批后，方可由证章保管人员配合完成用印。

(3) 对于营业执照（正副本）、基础设施资产相关权证以及其他与项目公司主体或基础设施资产相关的档案资料原件的使用、借出等事项，经相关流程审

批后，方可由保管人员取出使用。

(4) 外部管理实施机构应当协助项目公司在每个自然月度结束后 10 个工作日内向基金管理人提供项目公司当月用印台账记录。基金管理人有权随时调阅查看项目公司的章证照使用审批流程记录、台账记录等，对项目公司的章证照使用进行监督管理。

(5) 外部管理机构在此不可撤销地向基金管理人作出承诺，其将严格按照《运营管理服务协议》、《基本户管理协议》、《运营收支户管理协议》及其他专项计划文件、基金文件的约定使用项目公司印鉴，如因外部管理机构未按照《运营管理服务协议》的约定使用项目公司印鉴引起的纠纷和由此产生的一切损失，全部由外部管理机构承担。

(6) 其他

外部管理机构在提供运营管理服务过程中，应遵守《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国环境噪声污染防治法》等国家、地方有关环境保护的法律、法规等政策。外部管理机构应制定并执行合理有效的废气防治、废水污染预防、固体废物处置、噪声污染防治等环境保护相关措施。基金管理人有权对外部管理机构的环境保护措施予以监督，并向其提出整改措施。若由于外部管理机构未能对其负责的环境保护事项采取必要的措施，导致有关的人身伤亡、索赔、行政处罚、损失补偿、诉讼费用及其他责任应由外部管理机构承担。基金管理人承担后有权向外部管理机构追偿。

(四) 内部控制情况

1、内部组织架构

运营管理实施机构内部组织架构参见本报告之电力设计院和恒润新能源基本情况详见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查/(四) 组织架构、治理结构和内部控制情

况”。

2、内部控制的监督和评价制度的有效性

运营管理实施机构关于内部控制的监督和评价制度的有效性参见本报告之电力设计院和恒润新能源基本情况详见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查/（四）组织架构、治理结构和内部控制情况”。

（五）管理人员和员工情况

蒙能集团的管理人员拥有丰富的新能源项目运营经验以及优异的过往业绩，经核查“全国法院被执行人信息查询系统”和最高人民法院的“全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统”，上述管理人员均不属于被执行人或失信被执行人，未涉及重大诉讼以及仲裁事项等。

（六）财务状况

恒润新能源基本情况详见本财务顾问报告之“第四章对业务参与人的尽职调查”之“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查/（六）财务状况”。

（七）利益冲突防范措施

本项目采取了避免可能出现利益冲突的相关措施，具体详见本财务顾问报告“第二章对基础设施项目的尽职调查”之“三、同业竞争与关联交易”之“（一）同业竞争”之“5、同业竞争相关利益冲突的防范机制”。

（八）资信状况

参见本财务顾问报告之蒙能集团和恒润新能源基本情况详见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“一、对发起人的尽职调查”及“三、对原始权益人内蒙古恒润新能源有限责任公司的尽职调查”。蒙能集团及恒润新能源最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录，亦不存在被有权部门认定为失信被执行人、重大税收违法案件当事人或涉金融严

重失信人的情形。

五、对基金托管人的尽职调查

(一) 基本情况

名称：中国光大银行股份有限公司

住所及办公地址：北京市西城区太平桥大街 25 号、甲 25 号中国光大中心

成立日期：1992 年 6 月 18 日

批准设立机关和批准设立文号：国务院、国函[1992]7 号

组织形式：其他股份有限公司（上市）

注册资本：466.79095 亿元人民币

法定代表人：吴利军

基金托管业务批准文号：中国证监会证监基金字[2002]75 号

资产托管部总经理：李守靖

电话：（010）63636363

传真：（010）63639132

网址：www.cebbank.com

(二) 资产托管部部门及主要人员情况

资产托管部是中国光大银行资产托管业务主管部门，为总行一级部门。资产托管部下设 1 个二级部和 6 个业务处。1 个二级部为养老金融部，下设年金基金管理处和个人养老金处共 2 个业务处；6 个业务处分别为证券投资基金处、银行信托处、资管行政外包业务处、投资监督与内控合规处、运营管理中心（处级）、综合管理处。其中：

(1) 证券投资基金处负责牵头管理基金公司、证券公司、保险公司托管业务，负责相关基金产品的托管创新、品牌建设、营销推动等，向客户提供专业服务。

(2) 银行信托处负责信托、私募基金、银行理财、QDII、QFII、账户监管

等托管业务的营销管理工作。

(3) 年金基金管理处负责指导、推动和管理养老金融及养老金托管业务，为养老金客户提供综合金融服务。

(4) 个人养老金处负责指导、推动和管理个人养老金托管业务，为个人养老金客户提供综合金融服务。

(5) 资管行政外包业务处负责资管行政外包业务的市场营销和产品运作。

(6) 投资监督与内控合规处负责投资监督、信息披露、内控管理与绩效评估等。

(7) 运营管理中心负责托管产品日常运营，包括账户管理、估值核算、清算交收、信息披露和系统开发管理等。

(8) 综合管理处负责组织制定资产托管业务发展规划、预算绩效管理及财务管理、组织实施分行考核、公文流转等。

光大银行具有基础设施领域资产管理产品的托管经验。光大银行总行资产托管部负责基础设施 REITs 全生命周期的托管服务，为开展基础设施基金托管业务配备了充足的经验丰富的专业人士，主要人员简历如下：

李守靖先生，曾任中国光大银行海口分行部门总经理，行长助理，副行长；中国光大银行南宁分行副行长（主持工作）、行长。现任中国光大银行资产托管部总经理。

高迎春女士，光大银行总行资产托管部高级业务总监，北京工商大学产业经济硕士研究生，金融从业年限近 30 年，托管从业超 20 年。托管业务管理经验丰富，参与多项资管行业监管政策及业务规则制订。

崔海波先生，光大银行总行资产托管部投资监督与内控合规处处长，东北大学金融工程专业博士研究生，具备基金从业资格，金融从业年限近 20 年。在资产托管业务投资监督和绩效评估领域工作多年，多次参加监管部门重要课题研究，曾任银行业协会托管专业委员会办公室副主任。

（三）证券投资基金托管情况

中国光大银行于 2002 年开始开展资产托管业务，至今已获得包括社会保障基金在内的所有资产托管资格，成为托管全牌照的商业银行。在托管业务的发展过程中，夯实基础建设，推行规模化、集约化、标准化、流程化、专业化工作，整合资本市场及各业务条线产品，整合客户、行内、集团资源，使托管机构具备操作服务中心，信息收集中心和资源整合中心的功能。截至 2024 年 6 月 30 日，中国光大银行股份有限公司托管公开募集证券投资基金共 343 只，托管基金资产规模 7,338.52 亿元。同时，开展了证券公司资产管理计划、基金公司客户资产管理计划、职业年金、企业年金、QDII、QFII、银行理财、保险债权投资计划等资产的托管及信托公司资金信托计划、产业投资基金、股权基金等产品的保管业务。

光大银行具有基础设施领域资产管理产品的托管经验，为各类交通运输、公共市政、产业园区等基础设施领域资产管理产品提供过托管服务，治理机制健全，内控制度完善，为开展基础设施基金托管业务配备了充足的专业人员。

（四）托管业务的内部控制制度

1、内部控制目标

确保有关法律法规在基金托管业务中得到全面严格的贯彻执行；确保基金托管人有关基金托管的各项管理制度和业务操作规程在基金托管业务中得到全面严格的贯彻执行；确保基金财产安全；保证基金托管业务稳健运行；保护基金份额持有人、基金管理公司及基金托管人的合法权益。

2、内部控制的原则

（1）全面性原则。内部控制必须渗透到基金托管业务的各个操作环节，覆盖所有的岗位，不留任何死角。

（2）预防性原则。树立“预防为主”的管理理念，从风险发生的源头加强内部控制，防患于未然，尽量避免业务操作中各种问题的产生。

（3）及时性原则。建立健全各项规章制度，采取有效措施加强内部控制。发现问题，及时处理，堵塞漏洞。

(4) 独立性原则。基金托管业务内部控制机构独立于基金托管业务执行机构，业务操作人员和内控人员分开，以保证内控机构的工作不受干扰。

3、内部控制组织结构

中国光大银行股份有限公司董事会下设风险管理委员会、审计委员会，委员会委员由相关部门的负责人担任，工作重点是对总行各部门、各类业务的风险和内控进行监督、管理和协调，建立横向的内控管理制约体制。各部门负责分管系统内的内部控制的组织实施，建立纵向的内控管理制约体制。资产托管部建立了严密的内控督察体系，设立了投资监督与内控合规处，负责证券投资基金托管业务的内控管理。

4、内部控制制度

中国光大银行股份有限公司资产托管部自成立以来严格遵照《基金法》《中华人民共和国商业银行法》《信息披露管理办法》《运作办法》《销售办法》等法律、法规的要求，并根据相关法律法规制订、完善了《中国光大银行证券投资基金托管业务内部控制规定》《中国光大银行资产托管部保密规定》等十余项规章制度和实施细则，将风险控制落实到每一个工作环节。中国光大银行资产托管部以控制和防范基金托管业务风险为主线，在重要岗位（基金清算、基金核算、投资监督）还建立了安全保密区，安装了录像监视系统和录音监听系统，以保障基金信息的安全。

(五) 基金托管人的资质情况

光大银行现持有中国银保监会于 2022 年 4 月 29 日核发的《金融许可证》（机构编码：B0007H111000001），许可经营业务范围包括：（一）吸收公众存款；（二）发放短期、中期和长期贷款；（三）办理国内外结算；（四）办理票据承兑与贴现；（五）发行金融债券；（六）代理发行、代理兑付、承销政府债券；（七）买卖政府债券、金融债券；（八）从事同业拆借；（九）买卖、代理买卖外汇；（十）从事银行卡业务；（十一）提供信用证服务及担保；（十二）代理收付款项及代理保险业务；（十三）提供保管箱服务；（十四）经银保监会

批准的其他业务。光大银行现持有中国证监会和中国人民银行于 2002 年 10 月 23 日核发的《关于中国光大银行证券投资基金托管人资格的批复》（证监基金字[2002]75 号），光大银行已取得证券投资基金托管人资格。中国证监会网站（<http://www.csrc.gov.cn/>）公示的《证券投资基金托管人名录(2024 年 5 月)》包括光大银行。

综上，基金托管人光大银行具有《中华人民共和国证券投资基金法》（2015 修正）规定的证券投资基金托管资格，符合《公开募集证券投资基金运作管理办法》第六条，《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第六条及《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金业务指引第 1 号——审核关注事项（试行）》第五条规定的担任基金托管人的资质。

（六）托管人对管理人运作基金进行监督的方法和程序

根据法律、法规和基金合同等的要求，基金托管人主要通过定性和定量相结合、事前监督和事后控制相结合、技术与人工监督相结合等方式方法，对基金投资范围、投资组合比例每日进行监督；同时，对基金管理人就基金资产净值的计算、基金管理人和基金托管人报酬的计提和支付、基金收益分配、基金费用支付等行为的合法性、合规性进行监督和核查。

基金托管人发现基金管理人的违反法律、法规和基金合同等规定的行为，及时以邮件、电话或书面等形式通知基金管理人限期纠正，基金管理人收到通知后应及时核对确认并以邮件或书面形式对基金托管人发出回函。在限期内，基金托管人有权随时对通知事项进行复查。基金管理人对基金托管人通知的违规事项未能在限期内纠正的，基金托管人应报告中国证监会。

六、对资产支持证券托管人的尽职调查

（一）基本情况

企业名称：中国光大银行股份有限公司呼和浩特分行（简称“光大银行呼和浩特分行”）

统一社会信用代码：911501005528302135

住所：内蒙古自治区呼和浩特市赛罕区敕勒川大街东方君座 D 座

负责人：王景春

公司类型：股份有限公司分公司（上市、国有控股）

经营范围：许可经营项目：吸收公众存款；发放短期、中期和长期贷款；办理国内外结算；办理票据承兑与贴现；代理发行金融债券；代理发行、代理兑付、承销政府债券；买卖政府债券；从事同业拆借；买卖、代理买卖外汇；提供信用证服务及担保；代理收付款项；提供保管箱业务。代理保险业务。一般经营项目：无

成立日期：2010 年 4 月 19 日

（二）发展概况

光大银行呼和浩特分行于 2010 年在内蒙古呼和浩特扎根，呼和浩特分行始终以金融服务实体经济为己任，紧紧围绕内蒙古自治区“两个屏障”“两个基地”“一个桥头堡”的战略定位，充分发挥光大集团金融全牌照的综合金融服务优势，全面融入并积极支持内蒙古自治区经济高质量发展。呼和浩特分行成立至今，在“稳字当头、稳中求进、进中求优”工作总基调引领下，稳健经营、高效服务，不断壮大，硕果累累。截至目前，已在呼和浩特、包头、鄂尔多斯设立了包括分行本部、二级分行、全功能支行、社区支行、自助银行等在内的分支机构和网点 35 家，员工 500 余人，服务内蒙古区域的辐射半径持续扩大。

（三）托管业务经营情况

截至 2024 年 6 月 30 日，中国光大银行股份有限公司托管公开募集证券投资基金共 343 只，托管基金资产规模 7,338.52 亿元。同时，开展了证券公司资产管理计划、基金公司客户资产管理计划、职业年金、企业年金、QDII、QFII、银行理财、保险债权投资计划等资产的托管及信托公司资金信托计划、产业投资基

金、股权基金等产品的保管业务。

(四) 资产支持证券托管人的资质情况

光大银行呼和浩特分行现持有原中国银行保险监督管理委员会内蒙古监管局于 2022 年 2 月 28 日核发的《金融许可证》(机构编码: B0007B215010001), 许可经营业务范围包括: 吸收公众存款; 发放短期、中期和长期贷款; 办理国内外结算; 办理票据承兑与贴现; 代理发行金融债券; 代理发行、代理兑付、承销政府债券; 买卖政府债券; 从事同业拆借; 买卖、代理买卖外汇; 提供信用证服务及担保; 代理收付款项及代理保险业务; 提供保管箱业务; 经银行业监督管理机构批准并由中国光大银行股份有限公司授权的其他业务。

光大银行现持有中国证监会和中国人民银行于 2002 年 10 月 23 日核发的《关于中国光大银行证券投资基金托管人资格的批复》(证监基金字[2002]75 号), 光大银行已取得证券投资基金托管人资格; 中国证监会网站 (<http://www.csrc.gov.cn/>) 公示的《证券投资基金托管人名录(2024 年 5 月)》包括光大银行。根据光大银行于 2010 年 7 月 20 日作出的《关于授权呼和浩特分行开办非证券类资产托管/保管业务的批复》(光银复[2010]702 号), 光大银行授权光大银行呼和浩特分行开展非证券类资产托管业务。

基于上述, 财务顾问认为, 光大银行呼和浩特分行具备担任资产支持证券托管人的主体资格。

(五) 资产支持证券托管人内部控制制度

资产支持专项计划托管人内部控制制度参见本报告“第四章对业务参与人的尽职调查”之“五、对基金托管人的尽职调查”之“(四) 托管业务的内部控制制度”。

第五章 财务顾问尽职调查结论性意见

一、项目公司

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，项目公司设立程序、工商注册登记合法、真实；治理结构与内部控制制度完善；公司章程符合《公司法》等法律法规及中国证监会的有关规定，组织结构健全、清晰；资产和财务独立；关联交易符合相关法律法规及公司内部管理控制要求的规定且定价公允；不存在因逾期缴纳相关税费受到行政处罚的情形，不存在重大违法违规行为；且不属于失信被执行人，不存在安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域失信记录，未受到国家有关部门的行政处罚，不属于重大税收违法案件当事人；就可能存在的同业竞争情况，已采用充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突。

综上，项目公司符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

二、基础设施资产

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，基础设施资产法律权属清晰；华晨风电项目存在质押情况，但已获得质押权人中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行于 2023 年 6 月 30 日出具《关于同意固定资产借款提前还款的函》，同意资产支持专项计划以基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）募集资金提前清偿《固定资产借款合同》项下华晨公司全部应付款项；此外，根据华晨公司 2024 年 6 月出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》，华晨公司承诺在基础设施基金成立后 15 个工作日内结清华晨风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

恒润一期风电项目存在质押情况,但已获得质押权人中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行于2023年9月12日出具《关于内蒙古恒润新能源有限责任公司拟开展基础设施领域不动产投资信托基金(REITs)试点事宜的回函》,同意在结清剩余一期项目贷款、二期项目贷款后,中行呼和浩特新华支行将及时解除一期项目、二期项目对应的应收账款质押。根据恒泽公司出具的《关于清偿基础设施项目存量银行借款并解除权利限制的承诺函》,恒泽公司承诺在基础设施基金成立后15个工作日内结清恒润一期风电项目相关存量银行借款并解除全部权利限制。

除此之外,基础设施资产无查封、扣押、冻结等他项权利限制。基础设施资产已履行规划、用地、环评等审批、核准、备案、登记的手续,已完成固定资产投资建设的基本程序,并依法取得相应项目建设文件,工程建设质量、安全标准和安全生产及环境保护符合城市规划相关要求,不存在受自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响的情况。

综上,基础设施资产符合《公开募集基础设施证券投资基金指引(试行)》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引(试行)》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

三、基础设施资产现金流情况

本财务顾问经核查认为,截至尽职调查基准日,基础设施资产现金流的产生基于真实、合法的经营活动;形成基础设施资产的法律协议或文件合法、有效;价格或收费标准符合相关规定。项目运营已满3年,现金流来源具有独立性和稳定性。同时,基础设施资产的现金流来源具备合理的分散度,主要由市场化运营产生,且不依赖第三方补贴等非经常性收入,不存在现金流过度集中的风险,不涉及重要现金流提供方。

综上,基础设施资产现金流情况符合《公开募集基础设施证券投资基金指引

（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

四、原始权益人

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，原始权益人依法设立且合法存续，具备作为原始权益人的资质，对基础设施项目的转让已获得合法有效的内部授权；对基础设施项目享有完全所有权，且不存在重大经济或法律纠纷；原始权益人信用稳健，内部控制制度健全，具有持续经营能力；原始权益人对基础设施项目的转让已获得合法有效的内部授权；原始权益人最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务领域未存在重大违法违规记录，亦未被有权人认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位并被暂停或者限制融资。

综上，原始权益人符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

五、基础设施运营管理机构

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，基础设施运营管理机构依法设立且合法存续，具备持续经营能力，并已获得合法有效的内部授权；基础设施运营管理机构公司治理与财务状况良好，具备丰富的风力发电等新能源项目运营经验并配备了专业人员，主要负责人员在基础设施项目运营或投资管理领域具备相应的经验；在运营管理服务协议等相关法律文件生效且基础设施项目运营方按照《中华人民共和国证券投资基金法》在中国证监会完成备案后，具备作为基础设施项目运营方的资质；基础设施运营管理机构最近三年在投资建设、生产运营、

金融监管、工商、税务领域不存在重大违法违规记录。

综上，基础设施项目运营方符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

六、基金托管人

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，基金托管人具备担任公募基金托管银行的资质，并已获得合法有效的内部授权。

综上，基金托管人符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

七、资产支持证券托管人

本财务顾问经核查认为，截至尽职调查基准日，资产支持证券托管人具备担任专项计划托管银行的资质，并已获得合法有效的内部授权。

综上，资产支持证券托管人符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集基础设施证券投资基金尽职调查工作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求。

八、财务顾问有偿聘请第三方机构和个人等相关行为的核查说明

截至本报告出具日，本财务顾问不存在直接或间接有偿聘请第三方的行为。

六、基础设施项目评估报告

本资产评估报告依据中国资产评估准则编制

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有
限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的
内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组的市场价值项目

资产评估报告

大正评报字（2024）第 273A 号

（共一册，第一册）

北京国友大正资产评估有限公司

二〇二四年九月二十五日



中国资产评估协会

资产评估业务报告备案回执

报告编码:	1111020072202400245
合同编号:	2022-459A
报告类型:	法定评估业务资产评估报告
报告文号:	大正评报字(2024)第273A号
报告名称:	内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募REITs涉及的内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告
评估结论:	745,088,600.00元
评估报告日:	2024年09月25日
评估机构名称:	北京国友大正资产评估有限公司
签名人员:	夏洪岩 (资产评估师) 会员编号: 11130120 汤运宽 (资产评估师) 会员编号: 11180014
 (可扫描二维码查询备案业务信息)	

说明: 报告备案回执仅证明此报告已在业务报备管理系统进行了备案, 不作为协会对该报告认证、认可的依据, 也不作为资产评估机构及其签字资产评估专业人员免除相关法律责任的依据。

备案回执生成日期: 2024年10月31日

目 录

声 明.....	1
资产评估报告摘要.....	3
资产评估报告正文.....	7
一、 委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况.....	7
二、 评估目的.....	11
三、 评估对象和评估范围.....	11
四、 价值类型.....	13
五、 评估基准日.....	13
六、 评估依据.....	13
七、 评估方法.....	17
八、 评估程序实施过程和情况.....	56
九、 评估假设.....	58
十、 评估结论.....	60
十一、 特别事项说明.....	60
十二、 资产评估报告使用限制说明.....	63
十三、 资产评估报告日.....	63
十四、 签名盖章.....	64
附件.....	65
一、 与评估目的相对应的经济行为文件.....	66
二、 审计报告.....	67
三、 委托人与产权持有人法人营业执照.....	68
四、 委托人和其他相关当事人的承诺函.....	69
五、 评估对象涉及的主要权属证明资料.....	70
六、 签名资产评估师的承诺函.....	71
七、 资产评估机构备案文件或者资格证明文件.....	72
八、 评估机构法人营业执照副本.....	73
九、 负责评估业务的资产评估师资格证明文件.....	74
十、 资产评估委托合同.....	75
十一、 资产评估明细表.....	76

声 明

一、本资产评估报告依据财政部发布的资产评估基本准则和中国资产评估协会发布的资产评估执业准则和职业道德准则编制。

二、委托人或者其他资产评估报告使用人应当按照法律、行政法规规定和本资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告；委托人或者其他资产评估报告使用人违反前述规定使用资产评估报告的，本资产评估机构及资产评估师不承担责任。

三、资产评估报告仅供委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人使用；除此之外，其他任何机构和人员不能成为资产评估报告的使用人。

四、本资产评估机构及资产评估师提示资产评估报告使用人应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是评估对象可实现价格的保证。

五、资产评估机构及资产评估师遵守法律、行政法规和资产评估准则，坚持独立、客观和公正的原则，并对所出具的资产评估报告依法承担责任。

六、评估对象涉及的资产清单由委托人、产权持有单位申报并经其采用签名、盖章或法律允许的其他方式确认；委托人和其他相关当事人依法对其提供资料的真实性、完整性、合法性负责。

七、本资产评估机构及资产评估师与资产评估报告中的评估对象没有现存或者预期的利益关系；与相关当事人没有现存或者预期的利益关系，对相关当事人不存在偏见。

八、资产评估师已经对资产评估报告中的评估对象及其所涉及资产进行现场调查；已经对评估对象及其所涉及资产的法律权属状况给予必要的关注，对评估对象及其所涉及资产的法律权属资料进行了查验，对已经发现的问题进行了如实披露。

九、评估专业人员执行资产评估业务的目的是对评估对象的价值进行估算并发表专业意见，对评估对象法律权属资料确认或发表意见超出评估专业人员的执业范围，资产评估专业人员不对资产评估对象的法律权属提供保证。

十、本资产评估机构出具的资产评估报告中的分析、判断和结果受资产评估报告中假设和限制条件的限制，资产评估报告使用人应当充分考虑资产评估报告

中载明的假设、限制条件、特别事项说明及其对评估结论的影响。

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有 限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的内蒙古华晨新能源 有限责任公司资产组的市场价值项目 资产评估报告摘要

大正评报字(2024)第 273A 号

重要提示

本摘要内容摘自资产评估报告正文，欲了解本评估业务的详细情况和正确理解评估结论，应当阅读资产评估报告正文。

北京国友大正资产评估有限公司接受内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司的委托，按照国家法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观、公正的原则，对因委托人拟发行基础设施公募 REITs 事宜涉及的内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组市场价值进行了评估。

1.评估目的：对内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组市场价值进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为委托人拟发行公募 REITs 提供价值参考。

2.评估对象和评估范围：内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 100MW 风电资产组（以下简称“华晨风电项目”）。

3.评估基准日：2024 年 6 月 30 日。

4.评估价值类型：市场价值。

5.评估方法：收益法。

6.评估结论：采用收益法评估，内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组账面值为 74,112.87 万元，评估值为 74,508.86 万元（人民币大写柒亿肆仟伍佰壹拾捌万贰仟伍佰元），评估增值 395.99 万元，增值率为 0.53%。

7.特别事项说明

本资产评估报告中陈述的特别事项是指在评估专业人员执行了评估程序，根据搜集的资料经过评定估算已确定评估结论的前提下，评估专业人员揭示在评估

过程中已发现可能影响评估结论，但非评估专业人员执业水平和能力所能评定估算的有关事项。

(1) 利用专业报告结论的提示性说明

纳入评估范围内资产的账面价值取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的毕马威华振审字第 2413620 号审计报告；

本评估报告利用了上述专业报告作为进行资产评估的基础资料。

(2) 权属资料不全面或存在瑕疵的情形

本次评估是在设定产权持有单位拥有完整产权前提下做出的评估值，根据《资产评估对象法律权属指导意见》，委托人和相关当事人委托资产评估业务，应当提供评估对象法律权属资料，并对所提供评估对象的法律权属资料的真实性、合法性和完整性承担责任。评估专业人员执行资产评估业务的目的是对评估对象的价值进行估算并发表专业意见，对评估对象法律权属资料确认或发表意见超出评估专业人员的执业范围，应当对委托人和相关当事人提供的评估对象的法律权属资料和资料来源进行必要查验，并对查验情况予以披露。本次根据提供的资料评估时设定完全产权，并非是对产权的确认，产权的确认应以当地相关部门确认为准。

(3) 评估程序受到限制的情形

评估专业人员未对各种设备在评估基准日时的技术参数和性能做技术检测，而是在假定标的项目公司提供的有关技术资料 and 运行记录真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

评估专业人员未对各种建、构筑物的隐蔽工程及内部结构(非肉眼所能观察的部分)做技术检测，而是在假定标的项目公司提供的有关工程资料是真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

(4) 资产重组事项

华晨公司于 2024 年 4 月与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签订《资产划转协议》。根据签订的划转协议，华晨公司将升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块无偿划转至内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，内蒙古电力勘探设计院有限责任

公司同时以租赁方式将该等资产于剩余使用寿命的使用权无偿提供给华晨公司使用。截至 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

(4) 固定资产借款情况

2022 年 3 月 20 日，华晨公司与中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行（下称“工行石羊桥支行”）签订《固定资产借款合同》（00600200005-2022 年（石东）字 00077 号，下称“主合同”），华晨公司借款 422,415,000 元，借款期限 120 个月。2022 年 3 月 20 日，工行石羊桥支行与华晨公司签署《质押合同》（编号：0060200005-2022 年（质）字 00077 号），华晨公司以华晨项目项下应收账款（及售电应收账款）为主合同项下债权本金、利息、贵金属租赁费、复利、罚息、违约金、损害赔偿金、贵金属租赁重量溢短费、汇率损失（因汇率变动引起的相关损失）、因贵金属价格变动引起的相关损失、贵金属租赁合同出租人根据主合同约定行使相应权利所产生的交易费等费用以及实现质权的费用（包括但不限于诉讼费、律师费、拍卖费、变卖费等）提供质押担保。经核查，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为 2022 年 3 月 31 日至 2032 年 3 月 31 日，质押财产价值 422,415,000.00 元。

8. 评估机构独立性及评估报告公允性说明

北京国友大正资产评估有限公司及经办人员与委托人、产权持有人等相关当事人没有现存或者预期的利益关系，对相关当事人不存在偏见，坚持独立、客观和公正的原则。因此，北京国友大正资产评估有限公司作为本次的资产评估机构具备独立性。

北京国友大正资产评估有限公司及经办人员符合独立性要求，具备相应的业务资格和胜任能力，评估方法选取理由充分，具体工作中按资产评估准则等法规要求执行了现场核查，取得了相应的证据资料，评估结果公允反映了标的资产截至评估基准日的市场价值。

9. 需要提示的其他事项

资产评估报告使用人应当按照法律、行政法规规定和本资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告；应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象

可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

10.评估结论有效期

本资产评估报告的评估结论使用有效期限在市场条件变化不大的情况下，从评估基准日起一年，即 2024 年 6 月 30 日起至 2025 年 6 月 29 日止。

若评估结论在使用有效期内市场条件发生了较大变化，资产评估报告使用人应当关注对评估结论的影响或委托人重新委托评估机构进行评估。

11.资产评估报告日

本资产评估报告日为 2024 年 9 月 25 日。

以上内容摘自资产评估报告正文，欲了解本评估业务的详细情况和正确理解评估结论，应当阅读资产评估报告正文。

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有 限公司拟发行基础设施公募 REITs 涉及的内蒙古华晨新能源 有限责任公司资产组的市场价值项目 资产评估报告正文

大正评报字(2024)第 273A 号

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司：

北京国友大正资产评估有限公司接受贵公司的委托，按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观、公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对因委托人拟发行公募 REITs 事宜涉及的内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组在 2024 年 6 月 30 日的市场价值进行了评估。现将资产评估情况报告如下：

一、委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况

本项目的委托人为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司，产权持有单位（即标的公司）为内蒙古华晨新能源有限责任公司。

（一）委托人之一概况

委托人：内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

统一社会信用代码：91150100114168362J

注册资金：50,000 万人民币

法定代表人：立民

公司类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

注册地址：内蒙古自治区呼和浩特市赛罕区鄂尔多斯东街巨海城八区 5 号、6 号写字楼

经营范围：发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程勘察；建设工程设计；建设工程施工；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；测绘服务；地质灾害危险性评估；地质灾害治理工程勘查；建设工程质量检测；特种设备设计；

建筑智能化系统设计；工程管理服务；工程造价咨询业务；环保咨询服务；水土流失防治服务；水文服务；水资源管理；地理遥感信息服务；基础地质勘查；软件开发；信息系统集成服务；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；计算机软硬件及辅助设备批发；计算机软硬件及辅助设备零售；采购代理服务；承接档案服务外包；打字复印。

(二)委托人之二概况

委托人：工银瑞信基金管理有限公司

统一社会信用代码：91110000717856308U

注册资金：20,000 万人民币

法定代表人：赵桂才

公司类型：有限责任公司(中外合资)

注册地址：北京市西城区金融大街 5 号、甲 5 号 9 层甲 5 号 901

经营范围：（1）基金募集；（2）基金销售；（3）资产管理；（4）中国证监会许可的其他业务。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

(三)标的项目公司概况

1. 概况

企业名称：内蒙古华晨新能源有限责任公司

统一社会信用代码：911502223976721893

注册资金：34,000 万人民币

法定代表人：车利军

公司类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

注册地址：内蒙古自治区包头市固阳县红泥井乡十三分子村华晨旧公中风电场升压站

经营范围：太阳能发电、风力发电项目的开发、建设、运营及电力生产销售（凭资质证经营）；太阳能发电、风力发电技术咨询、技术服务、技术开发。

2. 历史沿革

内蒙古华晨新能源有限责任公司系由内蒙古凯富投资有限公司投资设立的有限责任公司，成立于2015年4月17日，注册资本为10,000万元人民币。

2015年3月，华晨公司股东内蒙古凯富投资有限公司作出股东决定，同意公司股东变更，内蒙古凯富投资有限公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古华茂新能源有限责任公司，内蒙古华茂新能源有限责任公司成为华晨公司的全资控股股东。

2018年3月，华晨公司股东内蒙古华茂新能源有限责任公司作出股东决定，同意公司股东变更，内蒙古华茂新能源有限责任公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古能建资产管理有限公司，内蒙古能建资产管理有限公司成为华晨公司的全资控股股东。

2018年11月，华晨公司股东内蒙古能建资产管理有限公司作出股东决定，同意公司股东变更，内蒙古能建资产管理有限公司将持有的华晨公司100%的股权转让给内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，电力设计院成为华晨公司的全资控股股东。

2023年2月，华晨公司股东电力设计院作出股东决定，同意变更注册资本，由10,000万元人民币增加至34,000万元人民币，由电力设计院以货币方式认缴出资。

至评估基准日，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司持有华晨公司100%股权。

3. 近三年及基准日财务状况、经营状况

近三年及基准日资产负债表

金额单位：人民币万元

科目名称	2021年12月31日	2022年12月31日	2023年12月31日	2024年6月30日
流动资产合计	24,458.08	29,273.02	28,826.80	29,956.57
非流动资产	54,195.74	50,732.30	47,263.22	45,520.12
固定资产	53,937.23	50,393.18	46,930.11	40,620.83
在建工程	-	86.59	86.59	-
使用权资产	-	-	-	4,740.13
无形资产	258.51	252.52	246.52	159.16
非流动资产合计	54,195.74	50,732.30	47,263.22	45,520.12

资产总计	78,653.82	80,005.31	76,090.02	75,476.69
流动负债合计	5,236.07	8,685.53	5,219.73	5,157.55
非流动负债合计	37,028.06	33,793.20	29,569.05	27,456.98
负债总计	42,264.13	42,478.73	34,788.78	32,614.52
负债和所有者(股东)权益总计	36,389.69	37,526.58	41,301.24	42,862.17

近三年及基准日利润表

金额单位：人民币万元

项目	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 1-6 月
营业收入	11,780.07	10,042.37	10,176.09	4,213.78
其中：主营业务收入	11,769.69	10,030.18	10,176.09	4,213.78
其他业务收入	10.38	12.19	-	-
减：营业成本	4,288.25	4,281.26	4,547.69	2,177.60
其中：主营业务成本	4,277.95	4,271.97	4,547.69	2,177.60
其他业务成本	10.30	9.29	-	-
税金及附加	56.22	46.27	141.78	78.11
销售费用	-	-	-	-
管理费用	3.66	0.97	-	-
研发费用	-	-	-	-
财务费用	3,668.64	4,038.95	1,413.13	581.19
加：其他收益	0.30	1.38	230.17	402.98
营业利润	3,763.60	1,676.29	4,303.65	1,779.86
加：营业外收入	-	-	-	-
减：营业外支出	0.20	-	0.50	-
利润总额	3,763.41	1,676.29	4,303.15	1,779.86
减：所得税费用	310.29	539.40	693.92	302.10
净利润	3,453.12	1,136.89	3,609.24	1,477.76

以上财务数据取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的 2413620 号审计报告。

(四)委托人和产权持有单位之间的关系

本项目委托人为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限责任公司，委托人拟以内蒙古华晨新能源有限责任公司风电基础设施资产组发行基础设施公募 REITs。

二、评估目的

本项目评估目的是对内蒙古华晨新能源有限责任公司的风电基础设施资产组进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为内蒙古电力勘测设计院有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募 REITs 提供价值参考。

三、评估对象和评估范围

(一)评估对象和评估范围

评估对象及范围为内蒙古华晨新能源有限责任公司的风电基础设施资产组；截止本次评估基准日 2024 年 6 月 30 日，经审计后的纳入资产组评估范围的账面值如下：

单位：人民币元

科目名称	2024 年 6 月 30 日
流动资产合计	291,470,853.26
货币资金	38,617.44
应收账款	247,298,074.02
预付款项	90,055.21
其他应收款	44,044,106.59
非流动资产合计	455,201,212.28
固定资产	406,208,338.16
使用权资产	47,401,285.02
无形资产	1,591,589.10
资产总计	746,672,065.54
流动负债合计	5,543,409.02
应付账款	2,466,288.08
应交税费	3,077,120.94
非流动负债	
负债总计	5,543,409.02
资产组组合净额	741,128,656.52

以上资产的账面值由毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）审定，并出具了毕马威华振审字第 2413620 号标准的审计报告。

委托的评估对象和评估范围与经济行为涉及的评估对象和评估范围一致。

(二)内蒙古华晨新能源有限责任公司所经营的华晨风电项目主要情况如下：

项目核准、资质情况：固阳红泥井 10 万千瓦风电项目于 2015 年 4 月 24 日国家能源局列入“十二五”第五批风电项目核准计划(国能新能[2015]134 号《关于印发“十二五”第五批风电项目核准计划的通知》)；2015 年 10 月 30 日取得固阳县发改委项目核准的批复(固发改审批字[2015]73 号《关于内蒙古华晨新能源有限责任公司固阳红泥井 10 万千瓦风电项目核准的批复》)。2019 年 1 月 29 日，国家能源局华北能监局下发给标的公司《电力业务许可证》，许可证编号为：1010517-00250，有效期自 2017 年 4 月 17 日至 2037 年 4 月 16 日。

并网发电及项目补贴情况：

根据查询国家可再生能源发电项目信息管理平台发布的信息，华晨公司于 2017 年 3 月 26 日全容量并网发电。于 2020 年纳入内蒙古电力（集团）有限责任公司首批补贴清单项目。

根据《包头市发展和改革委员会文件》（包发改价字[2016]581 号），华晨公司批复电价为 0.4900 元/千瓦时（含税），其中国补电价标准为 0.2071 元/千瓦时（含税），标杆电价为 0.2829 元/千瓦时（含税）。

工程开工、竣工时间、建设规模：

华晨项目于 2016 年 3 月开工建设，2016 年 12 月竣工投产。

项目装机容量为 100MW，新建单台风机额定功率 2000kW 以及配套箱变式电站 50 台；35kV 集电线路 4 回（为架空线路 I 回 10.457km，II 回 8.812km，III 回 7.961km，IV 回 8.208km）；220kV 风电场升压站 1 座；220kV 送出线路 1 回（连接至华电红泥井风电场升压站，送出线路距离 6.89km）；扩建华电 220kV 变电站对端间隔。

其中，华晨风电项目未直接接入电网，通过华电红泥井风电场升压站接入，由华电红泥井风电场升压站 220kV 线送出线路送出。

(三)权属情况：

华晨风电项目 50 台风机以及配套的箱变式电站占用的土地以出让方式取得，并已办理《不动产权证书》（蒙（2018）固阳县不动产权第 0000027 号），证载土地使用权面积 28656.00 平方米，用地用途为工业用地，取得方式为协议出让取得，使用期限为 2011 年 6 月 27 日至 2061 年 6 月 27 日。

使用权资产：华晨公司于 2024 年 4 月与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签订《资产划转协议》。根据签订的划转协议，华晨公司将升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块无偿划转至内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司同时以租赁方式将该等资产于剩余使用寿命的使用权无偿提供给华晨公司使用。截至 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

固定资产：华晨风电项目的固定资产主要为功率 2000kW50 台、配套箱变式电站 50 台等设备。

四、价值类型

根据评估目的、市场条件、评估对象自身条件等因素，此次评估的价值类型为市场价值，即自愿买方和自愿卖方在各自理性行事且未受任何强迫的情况下，评估对象在评估基准日进行正常公平交易的价值估计数额。

五、评估基准日

本项目评估基准日委托人确定为 2024 年 6 月 30 日。

评估基准日的确定主要考虑了会计期末以及有利于本次经济行为实现等因素。

六、评估依据

本评估业务对应的评估依据为经济行为、法律法规、评估准则、权属、取价等依据。

（一）经济行为依据

《关于内蒙古能源集团有限公司开展发行新能源基础设施公募 REITS 工作的批复》（内国资资本字【2022】200 号）。

（二）法律法规依据

1. 《中华人民共和国资产评估法》（2016 年 7 月 2 日主席令第 46 号）；

2. 《中华人民共和国公司法》（中华人民共和国第十四届全国人民代表大会常务委员会第七次会议于 2023 年 12 月 29 日修订通过）；
3. 《中华人民共和国民法典》（十三届全国人大三次会议表决通过，自 2021 年 1 月 1 日起施行）；
4. 《中华人民共和国企业国有资产法》（主席令 2008 年第 5 号）；
5. 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议第三次修正）；
6. 《中华人民共和国城市房地产管理法》（2019 年 8 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议第三次修正）；
7. 《中华人民共和国可再生能源法》（2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议修正）；
8. 《中华人民共和国电力法》（2009 年 12 月 26 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修正）；
9. 《国有资产评估管理办法》（国务院第 732 号令，2020 年 11 月 29 日修订）；
10. 《国有资产评估管理办法实施细则》（国资办发[1992]第 36 号）；
11. 《企业国有资产监督管理暂行条例》（国务院第 378 号令，2003 年）；
12. 《企业国有资产交易监督管理办法》（财政部 国资委 32 号令，2016 年）；
13. 《企业国有资产评估管理暂行办法》（国资委第 12 号，2005 年）；
14. 《关于加强企业国有资产评估管理工作有关问题的通知》（国资委产权[2006]274 号）；
15. 《国有资产评估管理若干问题的规定》（财政部第 14 号令）；
16. 《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金试点（REITs）相关工作的通知》（证监发〔2020〕40 号）；
17. 《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会公告〔2020〕54 号）；
18. 《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）业务办法（试行）》；

19. 《监管规则适用指引——评估类第 1 号》（中国证监会 2021-01-22）；
20. 《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）；
21. 其他与评估工作相关的法律、法规和规章制度等。

（三） 评估准则依据

1. 《资产评估基本准则》（财资〔2017〕43 号）；
2. 《资产评估职业道德准则》（中评协〔2017〕30 号）；
3. 资产评估执业准则
 - (1) 《资产评估执业准则——资产评估报告》（中评协〔2018〕35 号）；
 - (2) 《资产评估执业准则——资产评估程序》（中评协〔2018〕36 号）；
 - (3) 《资产评估执业准则——资产评估档案》（中评协〔2018〕37 号）；
 - (4) 《资产评估执业准则——资产评估委托合同》（中评协〔2017〕33 号）；
 - (5) 《资产评估执业准则——利用专家工作及相关报告》（中评协〔2017〕35 号）；
 - (6) 《资产评估执业准则——无形资产》（中评协〔2017〕37 号）；
 - (7) 《资产评估执业准则——不动产》（中评协〔2017〕38 号）；
 - (8) 《资产评估执业准则——机器设备》（中评协〔2017〕39 号）；
 - (9) 《资产评估执业准则——资产评估方法》（中评协〔2019〕35 号）；
 - (10) 中评协关于印发《资产评估准则术语 2020》的通知（中评协〔2020〕31 号）；
 - (11) 《中国资产评估协会资产评估业务报备管理办法》（中评协〔2021〕30 号）。
4. 资产评估指南
 - (1) 《企业国有资产评估报告指南》（中评协〔2017〕42 号）；
 - (2) 《资产评估机构业务质量控制指南》（中评协〔2017〕46 号）；
5. 资产评估指导意见
 - (1) 《资产评估价值类型指导意见》（中评协〔2017〕47 号）；
 - (2) 《资产评估对象法律权属指导意见》（中评协〔2017〕48 号）；
6. 资产评估专家指引
 - (1) 资产评估专家指引第 8 号——资产评估中的核查验证（中评协〔2019〕39 号）；

(2)资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算（中评协[2020]38 号）；

(四)权属依据

- 1.《不动产权证书》；
- 2.重要资产购置合同或发票；
- 3.其他资产权属证明文件。

(五)取价依据

- 1.《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》财税（2016）36 号；
- 2.《中华人民共和国增值税暂行条例》国务院令 691 号（2017 年 11 月 19 日）；
- 3.《关于调整增值税税率的通知》（财税[2018]32 号）；
- 4.《财政部、税务总局、海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号）；
- 5.全国银行间同业拆借中心发布的 2023 年 12 月贷款市场报价利率（LPR）；
- 6.《资产评估常用数据与参数手册》；
- 7.产权持有单位提供的工程预算、结算等相关资料；
- 8.产权持有单位提供的资产清单及其他资料；
- 9.产权持有单位提供的财务会计、经营方面的资料；
- 10.评估专业人员收集的市场资料、产业经济及宏观经济资料；
- 11.评估专业人员现场勘查及调查所得的有关资料；
- 12.iFinD 资本终端；

(六)其他参考资料

- 1.《企业会计准则—基本准则》（财政部令第 33 号）；
- 2.《企业会计准则—应用指南》（财政部财会【2006】18 号）；
- 3.《关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》财会【2018】15 号；
- 4.毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的 2413620 号标准的审计报告；

5.法律意见书

七、评估方法

评估专业人员执行评估业务，应当根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法的适用性，选择评估方法。

成本法是指在现实条件下重新购置或建造一个全新状态的评估对象，所需的全部成本减去评估对象的实体性贬值、功能性贬值和经济性贬值后的差额，以其作为评估对象现实价值的一种评估方法。

本报告评估目的为公开募集基础设施证券投资基金，报告使用者关注的是资产未来带来的现金流或其市场交易价值，与成本法的技术路径存在差异，故不采用成本法。

市场法是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。

委估资产为陆上风电站资产组，同类型资产组交易案例较少，且经营和财务数据难以收集，难以计算价值比率，故不采用上市公司比较法进行评估。

收益法是指将预期收益资本化或者折现，确定评估对象价值的评估方法。

收益法常用的具体方法包括股利折现法和现金流量折现法。

股利折现法是将预期股利进行折现以确定评估对象价值的具体方法，通常适用于缺乏控制权的股东部分权益价值评估。

现金流量折现法通常包括企业自由现金流折现模型和股权自由现金流折现模型。

委估资产为风电站相关资产，相关资产历史运营期收入较为稳定，未来现金流可预测，故可以采用收益法进行评估。

本次评估根据评估方法的适用性分析，采用了收益法。

(一)收益法

1.收益法的定义及原理

收益法，是指通过评估对象预期收益资本化或折现以确定评估对象价值的评估方法。

2.收益法的应用前提

运用收益法进行评估，需满足以下前提条件：

- (1) 产权持有单位必须具备持续经营能力，可以预测预期获利年限；
- (2) 能够而且必须用货币来衡量委估对象的未来预期收益；
- (3) 能够用货币来衡量委估对象获得的预期收益所承担的风险；
- (4) 委估对象能够满足资产所有者经营上期望的收益。

3.评估模型

结合评估目的、价值类型及评估对象，本次采用现金流折现法（DCF），根据纳入评估范围的风电站相关资产，选用自由现金流量折现模型，基本公式为：

$$P = \sum_{i=1}^n \left(\frac{F_i}{(1+r)^i} \right)$$

式中： F_i —未来第*i*个收益期现金流量数额；

n —明确的预测期期间；

r —所选取的折现率。

4.企业经营的宏观、区域经济因素

2024年上半年宏观经济情况

上半年国内生产总值 616836 亿元，按不变价格计算，同比增长 5.0%。分产业看，第一产业增加值 30660 亿元，同比增长 3.5%；第二产业增加值 236530 亿元，增长 5.8%；第三产业增加值 349646 亿元，增长 4.6%。分季度看，一季度国内生产总值同比增长 5.3%，二季度增长 4.7%。从环比看，二季度国内生产总值增长 0.7%。

(1) 夏粮再获丰收，畜牧业总体平稳

上半年，农业（种植业）增加值同比增长 4.0%。夏粮生产再获丰收。全国夏粮总产量 14978 万吨，比上年增加 363 万吨，增长 2.5%。上半年，猪牛羊禽肉产量 4712 万吨，同比增长 0.6%，其中，牛肉、禽肉产量分别增长 3.9%、6.3%，猪肉、羊肉产量分

别下降 1.7%、0.9%；牛奶产量增长 3.4%，禽蛋产量增长 2.7%。二季度末，生猪存栏 41533 万头，同比下降 4.6%；上半年，生猪出栏 36395 万头，下降 3.1%。

（2）工业生产较快增长，装备制造业支撑作用明显

上半年，全国规模以上工业增加值同比增长 6.0%。分三大门类看，采矿业增加值增长 2.4%，制造业增长 6.5%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 6.0%。装备制造业增加值增长 7.8%，高技术制造业增加值增长 8.7%，增速分别快于全部规模以上工业 1.8 和 2.7 个百分点。分经济类型看，国有控股企业增加值增长 4.6%；股份制企业增长 6.5%，外商及港澳台投资企业增长 4.3%；私营企业增长 5.7%。分产品看，3D 打印设备、新能源汽车、集成电路产品产量同比分别增长 51.6%、34.3%、28.9%。6 月份，规模以上工业增加值同比增长 5.3%，环比增长 0.42%。6 月份，制造业采购经理指数为 49.5%，与上月持平；企业生产经营活动预期指数为 54.4%，比上月上升 0.1 个百分点。1-5 月份，全国规模以上工业企业实现利润总额 27544 亿元，同比增长 3.4%。

（3）服务业继续恢复，现代服务业发展良好

上半年，服务业增加值同比增长 4.6%。其中，信息传输、软件和信息技术服务业，租赁和商务服务业，交通运输、仓储和邮政业，住宿和餐饮业，批发和零售业增加值分别增长 11.9%、9.8%、6.9%、6.6%、5.7%。6 月份，全国服务业生产指数同比增长 4.7%。其中，信息传输、软件和信息技术服务业，租赁和商务服务业，交通运输、仓储和邮政业生产指数分别增长 13.5%、9.7%、5.4%。1-5 月份，规模以上服务业企业营业收入同比增长 8.5%。6 月份，服务业商务活动指数为 50.2%；服务业业务活动预期指数为 57.6%，比上月上升 0.6 个百分点。其中，航空运输、邮政、电信广播电视及卫星传输服务、货币金融服务、保险等行业商务活动指数位于 55.0% 以上较高景气区间。

（4）市场销售保持增长，服务消费增势较好

上半年，社会消费品零售总额 235969 亿元，同比增长 3.7%。按经营单位所在地分，城镇消费品零售额 204559 亿元，增长 3.6%；乡村消费品零售额 31410 亿元，增长 4.5%。按消费类型分，商品零售 209726 亿元，增长 3.2%；餐饮收入 26243 亿元，增长 7.9%。部分基本生活类和升级类商品销售良好，限额以上单位粮油食品类、饮料类商品零售额分别增长 9.6%、5.6%；通讯器材类、体育娱乐用品类商品零售额分别增

长 11.3%、11.2%。全国网上零售额 70991 亿元，同比增长 9.8%。其中，实物商品网上零售额 59596 亿元，增长 8.8%，占社会消费品零售总额的比重为 25.3%。6 月份，社会消费品零售总额同比增长 2.0%，环比下降 0.12%。上半年，服务零售额同比增长 7.5%。

(5) 固定资产投资规模扩大，高技术产业投资增长较快

上半年，全国固定资产投资（不含农户）245391 亿元，同比增长 3.9%；扣除房地产开发投资，全国固定资产投资增长 8.5%。分领域看，基础设施投资增长 5.4%，制造业投资增长 9.5%，房地产开发投资下降 10.1%。全国新建商品房销售面积 47916 万平方米，同比下降 19.0%；新建商品房销售额 47133 亿元，下降 25.0%。分产业看，第一产业投资增长 3.1%，第二产业投资增长 12.6%，第三产业投资下降 0.2%。民间投资增长 0.1%；扣除房地产开发投资，民间投资增长 6.6%。高技术产业投资同比增长 10.6%，其中高技术制造业和高技术服务业投资分别增长 10.1%、11.7%。高技术制造业中，航空、航天器及设备制造业，计算机及办公设备制造业投资分别增长 38.3%、12.1%；高技术服务业中，电子商务服务业、科技成果转化服务业投资分别增长 24.1%、17.4%。6 月份，固定资产投资（不含农户）环比增长 0.21%。

(6) 货物进出口较快增长，贸易结构持续优化

上半年，货物进出口总额 211688 亿元，同比增长 6.1%。其中，出口 121298 亿元，增长 6.9%；进口 90390 亿元，增长 5.2%。进出口相抵，贸易顺差 30909 亿元。一般贸易进出口增长 5.2%，占进出口总额的比重为 65.0%。民营企业进出口增长 11.2%，占进出口总额的比重为 55.0%，比上年同期提高 2.5 个百分点。机电产品出口增长 8.2%，占出口总额的比重为 58.9%。6 月份，进出口总额 36705 亿元，同比增长 5.8%。其中，出口 21871 亿元，增长 10.7%；进口 14834 亿元，下降 0.6%。

(7) 居民消费价格温和回升，工业生产者价格降幅收窄

上半年，全国居民消费价格（CPI）同比上涨 0.1%，一季度为同比持平。分类别看，食品烟酒价格下降 1.4%，衣着价格上涨 1.6%，居住价格上涨 0.2%，生活用品及服务价格上涨 0.9%，交通通信价格下降 0.7%，教育文化娱乐价格上涨 2.0%，医疗保健价格上涨 1.4%，其他用品及服务价格上涨 3.3%。在食品烟酒价格中，鲜果价格下降 7.8%，鲜菜价格下降 2.7%，猪肉价格持平，粮食价格上涨 0.5%。扣除食品和能源价格

后的核心 CPI 同比上涨 0.7%。6 月份，全国居民消费价格同比上涨 0.2%，环比下降 0.2%。

上半年，全国工业生产者出厂价格同比下降 2.1%，降幅比一季度收窄 0.6 个百分点。其中，6 月份同比下降 0.8%，环比下降 0.2%。上半年，工业生产者购进价格同比下降 2.6%。其中，6 月份同比下降 0.5%，环比上涨 0.1%。

(8) 就业形势总体稳定，城镇调查失业率下降

上半年，全国城镇调查失业率平均值为 5.1%，比一季度下降 0.1 个百分点，比上年同期下降 0.2 个百分点。6 月份，全国城镇调查失业率为 5.0%，与上月持平，比上年同月下降 0.2 个百分点。本地户籍劳动力调查失业率为 5.0%；外来户籍劳动力调查失业率为 4.8%，其中外来农业户籍劳动力调查失业率为 4.7%。31 个大城市城镇调查失业率为 4.9%。全国企业就业人员周平均工作时间为 48.6 小时。二季度末，外出务工农村劳动力总量 18997 万人，同比增长 1.6%。

(9) 居民收入继续增长，农村居民收入增长快于城镇居民

上半年，全国居民人均可支配收入 20733 元，同比名义增长 5.4%，扣除价格因素实际增长 5.3%。按常住地分，城镇居民人均可支配收入 27561 元，同比名义增长 4.6%，实际增长 4.5%；农村居民人均可支配收入 11272 元，同比名义增长 6.8%，实际增长 6.6%。从收入来源看，全国居民人均工资性收入、经营净收入、财产净收入、转移净收入分别名义增长 5.8%、6.4%、2.1%、5.0%。全国居民人均可支配收入中位数 17358 元，同比名义增长 5.9%。

总的来看，上半年我国经济运行总体平稳，转型升级稳步推进。同时也要看到，当前外部环境错综复杂，国内有效需求依然不足，经济回升向好基础仍需巩固。下一阶段，要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚持稳中求进工作总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，更大力度激发市场活力和内生动力，巩固和增强经济回升向好态势，促进经济持续健康发展。

2024 年上半年内蒙古经济数据

内蒙古自治区位于我国北部边疆，东西长约 2400 公里，南北最大跨度 1700 多公

里。总面积 118.3 万平方公里。横跨东北、华北、西北地区，与俄罗斯、蒙古国接壤，边境线 4200 多公里。地貌以高原为主，大部分地区海拔在 1000 米以上。气候属温带大陆性季风气候，夏季气温在 25°C 左右，冬季中西部最低气温低于 -20°C，东部林区最低气温低于 -50°C。作为国家重要能源和战略资源基地，自治区能源生产总量约占全国的 1/6，外输能源占全国跨区能源输送总量的 1/3，在保障全国能源供应和经济发展格局中具有重要战略地位。

根据地区生产总值统一核算结果，上半年内蒙古全区地区生产总值 11683 亿元，按不变价格计算，同比增长 6.2%。分产业看，第一产业增加值 387 亿元，同比增长 5.1%；第二产业增加值 5992 亿元，增长 8.2%；第三产业增加值 5304 亿元，增长 4.7%。

上半年，内蒙古全区农林牧渔业增加值同比增长 5.2%。春播顺利完成，农业生产稳步推进。畜牧业生产总体平稳。上半年，全区猪牛羊禽肉产量 102.2 万吨，同比增长 4.3%。牛奶产量增长 2.6%。二季度末，全区生猪存栏 641.3 万头，增长 1.5%；牛存栏 971.2 万头，增长 6.3%；羊存栏 6793.6 万只，增长 1.0%。

上半年，内蒙古全区规模以上工业增加值同比增长 7.5%，比一季度加快 0.4 个百分点。分三大门类看，采矿业增加值同比增长 4.1%，制造业增长 11.0%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 11.5%。装备制造业增加值同比增长 41.3%，高技术制造业增加值增长 32.4%，增速分别快于全部规模以上工业 33.8 个和 24.9 个百分点。分经济类型看，国有控股企业增加值同比增长 5.9%；股份制企业增长 7.7%，外商及港澳台投资企业增长 5.3%。分行业看，近七成行业增加值实现增长。从规模以上工业主要产品产量看，原煤产量 6.3 亿吨，同比增长 3.8%；发电量 3895.7 亿千瓦时，增长 11.6%。其中，风力发电量 792.4 亿千瓦时，增长 18.6%；钢材产量 1722.2 万吨，增长 6.1%；稀土化合物和多晶硅产量分别增长 2.3 倍和 1.1 倍。1-5 月份，全区规模以上工业企业营业收入 11784.5 亿元，实现利润总额 1278.7 亿元。

上半年，内蒙古全区服务业增加值同比增长 4.7%，比一季度加快 0.6 个百分点。其中，批发和零售业增加值同比增长 5.5%，交通运输、仓储和邮政业增长 5.2%，金融业增长 5.5%。1-5 月份，全区规模以上服务业 10 个行业门类中，8 个行业营业收入同比增长。现代服务业发展较好，信息传输、软件和信息技术服务业营业收入同比增长

13.7%，科学研究和技术服务业增长 23.5%。

上半年，内蒙古全区固定资产投资（不含农户）同比增长 12.0%。分领域看，基础设施投资同比增长 8.1%，制造业投资增长 10.9%，房地产开发投资下降 3.8%。分产业看，第一产业投资增长 77.0%，第二产业投资增长 13.3%，第三产业投资增长 4.0%。第二产业中，工业投资同比增长 13.1%。

上半年，内蒙古全区社会消费品零售总额 2533.3 亿元，同比增长 2.8%。按经营单位所在地分，城镇消费品零售额同比增长 2.7%，乡村消费品零售额增长 3.8%。按消费类型分，餐饮收入同比增长 9.7%，商品零售增长 2.0%。基本生活类商品销售较好，限额以上单位粮油、食品类商品零售额同比增长 20.5%，日用品类增长 19.1%。升级类商品销售快速增长，限额以上单位体育娱乐用品类、新能源汽车类、智能家用电器和音像器材类商品零售额分别增长 93.6%、65.1%和 9.2%。

上半年，内蒙古全区居民消费价格（CPI）同比上涨 0.5%。分类别看，食品烟酒价格同比下降 1.8%，衣着价格上涨 2.2%，居住价格上涨 0.3%，生活用品及服务价格上涨 2.5%，交通通信价格下降 0.4%，教育文化娱乐价格上涨 1.9%，医疗保健价格上涨 3.0%，其他用品及服务价格上涨 4.9%。上半年，工业生产者出厂价格同比下降 5.1%，降幅比一季度收窄 1.9 个百分点；工业生产者购进价格同比下降 3.6%，降幅比一季度收窄 2.1 个百分点。

总体来看，上半年内蒙古全区经济延续回升向好态势，高质量发展取得新进展。同时也要看到，当前不稳定不确定因素依然较多，市场需求仍显不足，经济持续回升向好基础还需巩固。

2024 年包头市经济数据

根据盟市生产总值统一核算结果，上半年，全市地区生产总值（GDP）2252.3 亿元，按不变价格计算，同比增长 8.7%，较一季度提高 0.3 个百分点。

第二产业贡献突出。第一产业增加值 21.3 亿元，同比持平；第二产业增加值 1288.9 亿元，增长 13.1%；第三产业增加值 942.1 亿元，增长 4.3%。三次产业的比为 1.0：57.2：41.8。第二产业对全市经济增长的贡献率为 76.0%，贡献最大，拉动 GDP 增长 6.6 个百分点。

“三大行业”贡献率超八成。上半年，工业、建筑业和营利性服务业三大行业是全市经济增长的主力军，对全市经济增长的贡献率达 86.2%，贡献率分别为 47.7%、28.4% 和 10.1%。

上半年，全市规模以上工业增加值同比增长 15.3%，连续 46 个月保持两位数增长，分别高于全国（6.0%）、全区（7.5%）9.3 和 7.8 个百分点，较 1-5 月提高 0.3 个百分点。

行业增长面超六成。三大门类中，采矿业、制造业和电力、热力、燃气及水的生产供应业增加值同比分别增长 3.7%、20.4%和 2.9%，其中，制造业增加值拉动规模以上工业增加值增长 13.9 个百分点，拉动作用最强。32 个行业大类中，10 个行业增加值增速高于全市平均水平，20 个行业增加值实现正增长，正增长面达 62.5%。

旗帜产业加速成势。6 月份，包头市市印发《包头市服务晶硅光伏企业高质量发展具体措施（第一批）》，积极助推晶硅光伏企业发展。上半年，稀土、晶硅光伏产业增加值同比分别增长 32.6%、31.6%，两大产业合计拉动规上工业增加值增长 12.5 个百分点，为全市工业经济较快增长注入动力。

六成产品产量正增长。上半年，全市重点监测的 30 种主要工业产品中，19 种产品产量呈现不同程度增长，其中，单晶硅、多晶硅和单一稀土金属产量保持高速增长，分别增长 87.9%、81.8%和 32.3%。

新质生产力加快孕育。包头市认真落实《加快推进新型工业化的实施意见》及配套的 9 个行动方案，不断锻长板补短板，开辟产业发展新赛道，加快培育新质生产力。上半年，全市高技术制造业增加值同比增长 32.0%，高于规上工业 16.7 个百分点；战略性新兴产业增加值同比增长 18.3%。

上半年，全市固定资产投资同比增长 17.5%，分别高于全国（3.9%）、全区（12.0%）13.6 和 5.5 个百分点。

工业投资支撑显著。上半年，全市第一产业投资同比增长 1.7 倍；第二产业投资增长 26.0%，其中，工业投资增长 26.1%，高于全部投资增速 8.6 个百分点，占全部投资的比重为 76.6%，较上年同期提高 5.3 个百分点，拉动全部投资增长 18.6 个百分点。

新能源产业加速建设。随着全市新能源项目布局持续加快，上半年，新能源项目

投资同比增长 25.7%，高于全部投资 8.2 个百分点，占全部投资的比重达 47.2%，拉动全部投资增长 11.4 个百分点。

民间投资增势良好。上半年，在各项优化营商环境政策的支持下，全市民间投资同比增长 32.8%，高于全市投资 15.3 个百分点，完成投资占全部投资的比重超七成，其中，工业民间投资增长 42.4%，民间投资活力进一步释放。

上半年，全市社会消费品零售总额 517.1 亿元，同比增长 3.6%，高于全区（2.8%）0.8 个百分点。其中，限额以上单位消费品零售额 129.1 亿元，增长 5.6%。

限上单位平稳运行。上半年，全市限额以上单位消费品零售总额 129.1 亿元，同比增长 5.6%，高于全市社零 2.0 个百分点。其中，餐饮收入 12.0 亿元，增长 1.6%；商品零售额 117.1 亿元，增长 6.0%，较 1-5 月提高 0.3 个百分点。

消费升级趋势明显。随着市场供给不断完善，居民消费结构逐步升级，智能、绿色消费成为新的增长点。上半年，全市限额以上智能手机类零售额增长 37.0%；限额以上智能家用电器和音像器材零售额增长 25.7%；限额以上新能源汽车零售额增长 31.6%。

网络消费占比提升。近年来我市零售市场新业态新模式不断涌现，直播带货、即时零售等新销售模式发展较快，网上零售消费持续增长。上半年，全市限额以上单位通过公共网络实现的零售额同比增长 40.0%，占限上商品零售额比重较 1-5 月提高 1.5 个百分点。

5. 企业所在行业现状与发展前景

根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会于 2017 年 6 月 30 日发布的国民经济行业分类，基础设施资产所属行业为 D4415“风力发电”。风力发电行业属于电力生产行业，行业主管部门主要包括国家发展和改革委员会、自然资源部、国家能源局、中国电力企业联合会等。

（1）行业概况

电力行业作为国民经济的基础性支柱产业，与国民经济发展及工业结构变化息息相关，不同的经济发展阶段对应着不同的电力工业需求。现阶段，随着我国经济由高速发展阶段转向高质量发展阶段，经济增长开始转型换挡，电力生产消费也呈现新常态特征，电力需求持续增加，电力结构不断调整，清洁能源加快发展，能源结构继续

优化配置，同时“一带一路”电力国际合作不断深化，清洁低碳、安全高效的现代能源体系也在持续稳定地构建中。

2021年10月27日，国务院发布《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书，提出了碳达峰、碳中和的双碳目标。进一步推进新能源发展。2022年1月28日，国家发改委、能源局发布《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，两部委于2022年3月发布了《“十四五”现代能源体系规划》。该政策为风电行业提供了明确的发展方向和前景，从上游原材料到中游制造，再到下游市场，中国已经取得了一定领先地位，并形成了海陆并进、国际发展的格局。

国家能源局数据显示，2023年，全国新增发电装机容量3.7亿千瓦，累计发电装机容量约29.2亿千瓦。其中，全国新增并网太阳能发电装机容量2.2亿千瓦，累计实现并网太阳能发电6.1亿千瓦；新增并网风能发电装机容量0.76亿千瓦，累计实现风电装机容量约4.4亿千瓦。全国并网风电和太阳能发电合计装机规模从2022年底的7.6亿千瓦，达到2023年底的10.5亿千瓦，同比增长38.6%，占总装机容量比重为36.0%，同比提高6.4个百分点。2023年，非化石能源发电装机容量15.7亿千瓦，占总装机容量比重在2023年首次突破50%，达到53.9%。

我国风电行业发展大致经历了快速发展期（2004-2010年）、行业调整期（2011年-2013年）、标杆电价引导期（2014-2020年）及平价上网期（2021年至今）四个阶段。

2021年，我国陆上风电实现平价上网，海上风电也在2022年正式进入平价时代。在补贴时代，行业需求主要受到补贴政策及抢装驱动，进入平价时代，风机大型化进程加速，促使风电场建设成本降低、下游投资收益水平提升，进而驱动行业需求增长。

1) 电力消费平稳增长，电力消费结构持续优化

在宏观经济运行总体平稳、服务业和高新技术及装备制造业较快发展、冬季寒潮和夏季高温、电能替代快速推广、城农网改造升级释放电力需求等因素综合影响下，2012-2023年，我国全社会用电量平稳增长。根据中电联《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》，2023年，全国全社会用电量9.22万亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比2022年提高3.1个百分点。电力消费结构不断优化。2023年，第一产业用电量1278亿千瓦时，同比增长11.5%；第二产业用电量6.07万亿千瓦时，同比增长6.5%；

第三产业用电量 1.67 万亿千瓦时，同比增长 12.2%。其中，高技术及装备制造业全年用电量同比增长 11.3%，超过制造业整体增长水平 3.9 个百分点，电动汽车高速发展拉动充换电服务业 2023 年用电量同比增长 78.1%。

2) “碳达峰、碳中和”驱动能源转型，清洁能源替代是长期趋势

由于气候变化的影响，可再生能源替代化石能源在世界范围内得到了广泛认可，发展低碳电力已成为未来能源发展的重要组成部分。面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，我国提出“二氧化碳排放力争 2030 年前达到峰值，力争 2060 年前实现碳中和”的目标。在未来能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。

“十三五”时期，全国全口径发电装机容量年均增长 7.60%，其中非化石能源装机年均增长 13.10%，占总装机容量比重从 2015 年底的 34.80% 上升至 2020 年底的 44.80%，提升 10 个百分点。分类型看，全国全口径水电装机容量 3.70 亿千瓦、火电 12.45 亿千瓦、核电 4,989 万千瓦、并网风电 2.82 亿千瓦、并网太阳能发电装机 2.53 亿千瓦。电力行业发电装机绿色转型持续推进，电源结构继续优化，绿色比例上升，绿色低碳发展大力推进。

我国《“十四五”现代能源体系规划》指出，到 2025 年，非化石能源消费比重提高到 20% 左右，非化石能源发电量比重达到 39% 左右；展望 2035 年，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25% 的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

3) 电力行业市场化交易改革，发电行业竞争日趋激烈

2015 年 3 月，伴随着《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》（中发〔2015〕9 号）印发，电力体制改革在全面深化改革背景下进入新的阶段，这一阶段电力体制改革的核心内容是还原电力商品属性，构建有效竞争的电力市场。2015-2018 年度期间，国家发改委、国家能源局等相继发布一系列文件，推动了输配电价改革、多层次电力市场体系建设、售电侧放开、电力交易机构与平台建设、发用电计划放开等一系列改革。全国电量市场化交易机制在 2018 年逐渐成形。2021 年国家发改

委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（下称“1439号文”），有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。取消工商业目录电价，推动工商业用户全部入市，价格由市场形成。此次进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，真正建立起“能跌能涨”的市场化电价机制，标志着电力市场化改革又迈出了重要一步，有利于更好发挥市场在电力资源配置中的作用。2023年，国家发展改革委、国家能源局正式印发《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217号），成为我国电力市场改革以来首部关于电力现货市场运营的国家级、纲领性规则，标志着电力现货市场已从试点探索过渡到全面统一推进阶段。

根据中电联《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》，2023年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量5.67万亿千瓦时，同比增长7.9%，占全社会用电量比重为61.4%，同比提高0.6个百分点。其中全国电力市场中长期电力直接交易电量4.43万亿千瓦时，同比增长7%。随着电力行业的改革发展，对于发电企业来讲，发电企业的数量快速增加，发电主体呈现多元化发展，发电企业竞争日趋激烈。

4) 风机大型化趋势明显，驱动成本持续下降

大型化风机具备多重优势。第一，通过容量提升，可以使风机单位千瓦的物料用量下降，从而降低风机单位千瓦物料成本；第二，可以降低风电场道路、线路、基础、塔架等建设成本，进而加速风电平准电价下降；第三，在风能资源及土地资源紧缺的情况下，采用大容量机组可以解决风电机组点位不足的问题，提升有限空间风电场开发容量和空间利用率。

风机大型化应用对于降低成本有着重要影响。风机在风电项目投资中的成本占比最大，根据研究报告显示，风机成本在项目投资中占比超40%。因此，风机价格下降可显著降低风电项目单位投资成本。此外，大型化机组投标价格下降速度也相对较快。

5) 风电行业多层次规划逐步落地

我国于2007年公布《中国应对气候变化国家方案》，为国内第一部应对气候变化的综合政策文件；随后我国陆续发布了一系列政策和规划，提出二氧化碳排放量下降目标，并积极参与国际事务，于2016年签署《巴黎协定》。2020年9月，习近平总书

记在第 75 届联合国大会一般性辩论上指出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”，并在 12 月进一步提出非化石能源消费比重等目标。风电作为能源转型和降低碳排放的重要方式之一，未来拥有广阔的发展前景。

2021 年 12 月，国务院国有资产监督管理委员会发布《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰中和工作的指导意见》的通知，提出“到 2025 年，中央企业产业结构和能源结构调整优化要取得明显进展，可再生能源发电装机比重达到 50%以上”的目标。根据我国各主要发电企业的“十四五”规划，未来各企业仍有较大的可再生能源发展空间。

《“十四五”现代能源体系规划》强调，要全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。建设智能高效的调度运行体系，探索电力、热力、天然气等多种能源联合调度机制，促进协调运行。以用户为中心，加强供需双向互动，积极推动源网荷储一体化发展。完善能源生产供应格局。加大能源就近开发利用力度，积极发展分布式能源，鼓励风电和太阳能发电优先本地消纳。优化能源输送格局，减少能源流向交叉和迂回，提高输送通道利用率。有序推进大型清洁能源基地电力外送，提高存量通道输送可再生能源电量比例，新建通道输送可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划输送可再生能源电量比例更高的通道。

（2）行业的发展前景

1) 宏观经济增长支撑发电行业发展

国民经济持续稳定的发展将是用电行业稳定增长的原动力，用电增长率与国内生产总值（GDP）增长率存在一定程度上的正相关。我国经济蓬勃发展的势头以及 GDP

在今后相当长的时间内仍将持续稳定增长的预期为发电行业的发展提供坚实的基础。

中国 2012-2023 年国内生产总值及全社会用电量增速情况

单位：亿元、亿千瓦时

年份	GDP	增速	全社会用电量	增速
2012	538,579.95	7.86%	49,591	5.7%
2013	592,963.23	7.77%	53,233	7.3%
2014	643,563.10	7.43%	55,637	4.1%
2015	688,858.22	7.04%	56,933	2.3%
2016	746,395.06	6.85%	59,747	4.9%
2017	832,035.95	6.95%	63,625	6.5%
2018	919,281.13	6.75%	69,002	8.5%
2019	986,515.20	5.95%	72,255	4.7%
2020	1,013,567.00	2.24%	75,214	4.1%
2021	1,149,236.98	8.45%	83,313	10.8%
2022	1,204,724.00	3.00%	86,369	3.7%
2023	1,260,582.10	5.20%	92,241	6.8%

数据来源：国家统计局

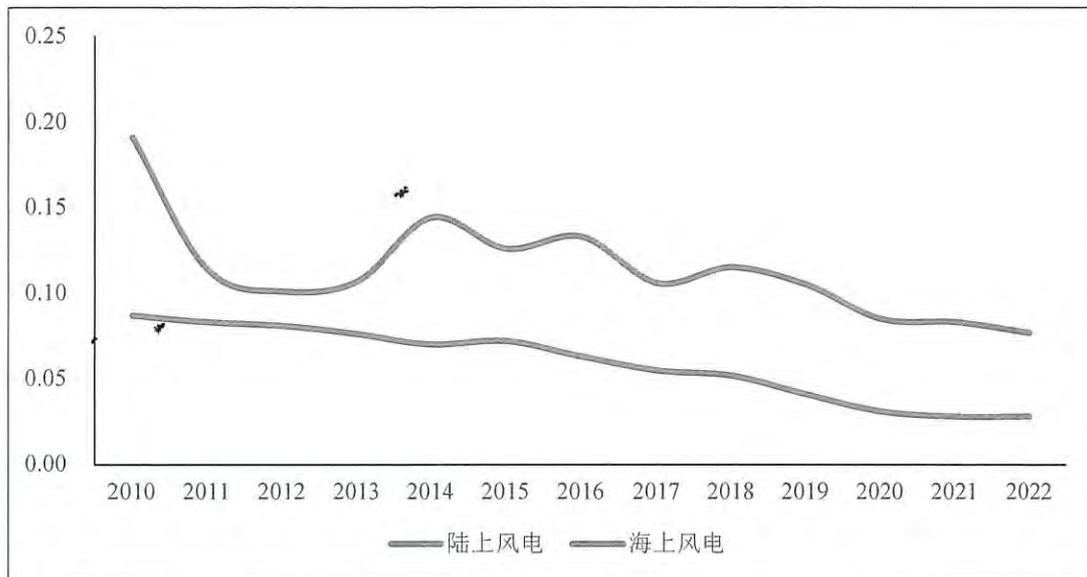
2) 平准电价 (LCOE) 逐渐降低

平准电价 (LCOE) 是英文“Levelized Cost of Energy”的缩写，中文全称为“平准化度电成本”，一般以兆瓦时或千瓦时为单位。平准电价作为量化指标，主要用于风电、光伏、储能、火电、水电等能源项目的发电成本计算，常作为对不同能源的成本综合比较。

从平准电价来看，截至 2022 年，全球光伏、海上风电、陆上风电的加权平均平准电价分别为 0.049 美元/千瓦时、0.081 美元/千瓦时、0.033 美元/千瓦时，较 2010 年平准电价分别下降 88.99%、58.88%、69.16%。2022 年，中国的海上风电、陆上风电的加权平均平准电价分别为 0.077 美元/千瓦时、0.028 美元/千瓦时，明显低于全球水平。此外，自 2010 年以来，我国海上、陆上风电的平准电价呈下降趋势，2022 年的平准电价分别同 2010 年下降了 67.8%和 57.9%。随着未来风电规模的增加，技术的更新迭代，风机成本逐渐降低，陆上风电已进入平价上网时代，我国风力发电平准电价成本将更具优势，逐渐成为电力供应的主力，且智能化运营水平的提高有助于进一步压降平准电价，提高风电场的利润水平

2010-2022 年中国风力发电加权平均平准电价

单位：美元/千瓦时



数据来源：IRENA，<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Wind-Costs>

3) 新型电力系统建设加速推进

2023年7月，中央全面深化改革委员会第二次会议提出要深化电力体制改革，加快构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统。在这一目标引领下，能源转型和能源基础设施建设步伐加快，传统电力系统面临全新升级，新能源领域迎来更大的发展机遇。

“双碳”背景下，新型电力系统以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好和开放互动等典型特征，是传统电力系统的跨越升级，是对电力行业的一场战略性、全局性、革命性变革。

“十四五”时期，我国新能源进入高质量跃升发展新阶段，呈现出大规模、高比例、市场化、高质量的特征，新能源的功能定位也发生新变化。“双碳”目标确立后，我国新能源发展掀起新高潮，电力绿色低碳转型不断加速，新能源由“补充电源”向“主力电源”转变，已具备相当程度的主动支撑能力；煤电机组则由为电力用户提供电能量为主的基荷电源向为整个电力系统提供调峰、调频、备用和爬坡等服务的调节电源和基础保障电源转变，以补强可再生能源发电出力的随机性、波动性和间歇性缺陷，同时保障

电网安全稳定运行和可靠供电。

新能源占比提高，推动电力市场机制发生新变化。风电、光伏往往“靠天吃饭”，具有“极热无风”“晚峰无光”等波动性、间歇性特点，需要电力市场具备足够的灵活性和适应性，不断优化市场竞争机制和价格传导机制。电力现货交易频次高、周期短，更符合新能源波动性、难以预测等特点，可精准反映实时供需，进一步还原电力商品属性，进而促进风电等新能源的消纳。煤电容量电价机制有效引导煤电加快转变角色定位，使煤电为新能源发电让出空间，推动绿色低碳转型。

4) 绿电交易

在新能源进入电力市场交易、电能量价值波动的背景下，绿电交易可还原新能源的环境属性。2022年1月，国家发展改革委等部门印发《促进绿色消费实施方案》，统筹推进绿色电力交易、绿证交易；建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制。2023年2月，国家能源局、财政部、国家发改委印发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》，推动可再生能源项目（含有补贴项目、平价上网项目）全面参与电力市场化交易，明确享受国家可再生能源补贴的绿色电力，参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有，从而减轻可再生能源补贴基金拨付压力。内蒙古自治区也在大力推进新能源的环境价值通过绿色电力交易实现。根据2024年出台的《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》，“暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时”；该政策从2024年3月开始实施。

绿电交易加速推进，可助力风电运营企业在电能量价值的基础上，更好实现风力发电的环境价值，通过“证电合一”的交易模式满足用户的电力消费和绿证需求，同时为风电运营企业带来额外收益。

（3）行业发展的有利和不利因素

1) 有利因素

中国幅员辽阔，拥有丰富的风能资源。2023年，全国风能资源为正常年景。全国风能资源为正常年景。10米高度年平均风速较近，10年（2013-2022年）偏小0.03%，比2022年偏大约0.72%。70米高度年平均风速约5.4m/s，年平均风功率密度约为

193.5W/m²；100 米高度年平均风速约 5.7m/s，年平均风功率密度约为 228.9W/m²。东北地区东部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、甘肃西部和北部、青藏高原大部等地高空 70 米风力发电机常用安装高度的风能资源较好，有利于风力发电。

我国具有丰富的陆上风能资源，陆上风力发电具有良好的先天开发条件。风力资源主要分布在“三北”地区，云贵高原和东南沿海地区次之。受风能资源分布和开发难度等因素的影响，我国陆上风电发展过程呈现“从北向南”、“从戈壁平原到山区”、“从集中到分散”的特点。陆上风电行业发展具备以下驱动因素：

① 风机大型化

随着风电装机规模持续增长，风电设备出现显著的大型化趋势。大型化是风电项目降本的有效途径。从资本支出方面，风机大型化可以摊薄风机制造开支及配套设备的单位功率开支，从运营费用方面，可以减少风场运行和风机维护费用。2023 年我国宣布下线的陆上风电机型，最大单机容量达到了 11MW，比 2022 年提升 3MW；平均单机容量达到 8.9MW，比 2022 年提升 2.6MW。

从 20 世纪 70 年代到今天，我国研发、生产、投运的机组从小到大，走过了从 10kW 级、200kW 级、600kW、750kW 级到 MW 级、5MW 级、10MW 级、15MW 级、20MW 级等多个单机容量的关键性历史节点，其间风电技术完成了由引进、消化吸收到自主再创新，技术能力也从跟随、协同直至引领。2006-2012 年和 2019-2023 年是机组大型化发展最快的两个阶段，我国已安装风电机组的最大单机容量分别实现了从 1.5MW 至 6MW、从 7.25MW 至 16MW 的增长。在市场需求和技术研发的驱动下，我国风电市场的主流产品单机容量快速提升，有力支撑了我国风电的规模化开发。

② 政策利好

为促进我国风电产业的发展，国家相继出台了《中华人民共和国可再生能源法》、《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》、《国家能源局关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》以及绿色电力证书、可再生能源电力配额制度等鼓励政策和激励措施。

③ 不利因素

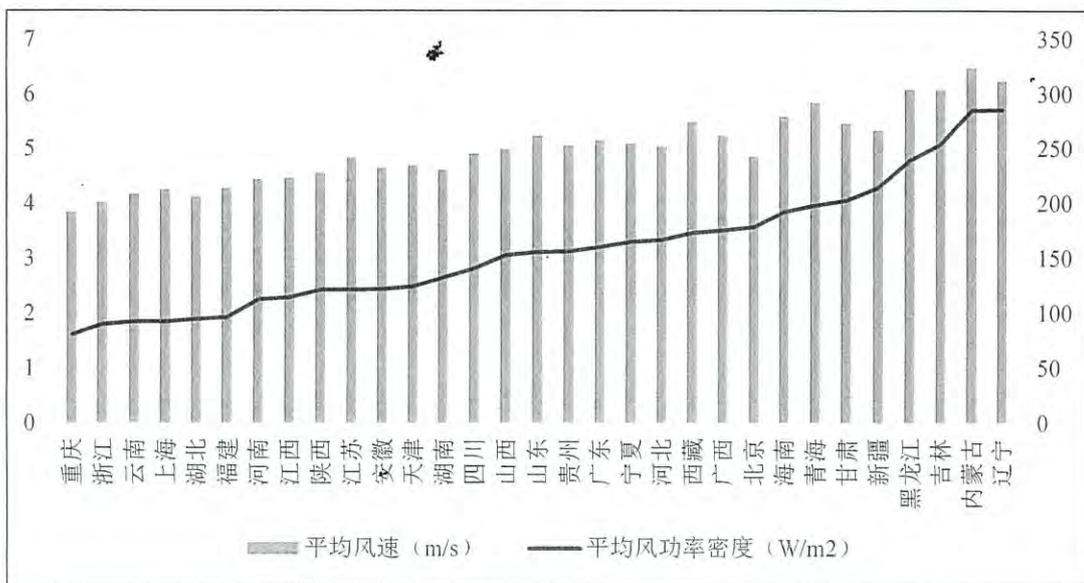
同时，陆上风电行业发展也存在以下限制因素：

A. 风力资源和用电负荷区域错配问题

对于陆上风电，就近消纳能力是必须面对的一个问题。我国用电较多的东部沿海区域目前土地资源比较紧缺，很难大规模发展陆上风电，并且远距离输送通道容量有限。

从风速上看，东北西部和东北部的部分地区、内蒙古中部和东部、新疆东部和北部的部分地区、甘肃西部等地年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上，而中部和东部平原地区等大部分地区年平均风速低于 5.0m/s。从风功率密度上看，内蒙古中东部、黑龙江东部、河北北部、山西北部、新疆北部和东部、青藏高原和云贵高原的山脊地区等地超过 300W/m²，而中部和东部平原地区及新疆的盆地区域低于 150W/m²。因此，我国风能资源地理分布与现有电力负荷存在一定程度的错配。沿海地区电力负荷大，但是风能资源丰富的陆地面积小；“三北”地区风能资源很丰富，电力负荷却较小，给风电的经济开发带来困难。且由于大多数风能资源丰富区远离电力负荷中心，电网建设薄弱，大规模开发需要电网延伸的支撑。

各省（区、市）2023 年 70 米高度层风能资源平均值



数据来源：《中国风能太阳能资源年景公报（2023 年）》

B.弃风问题

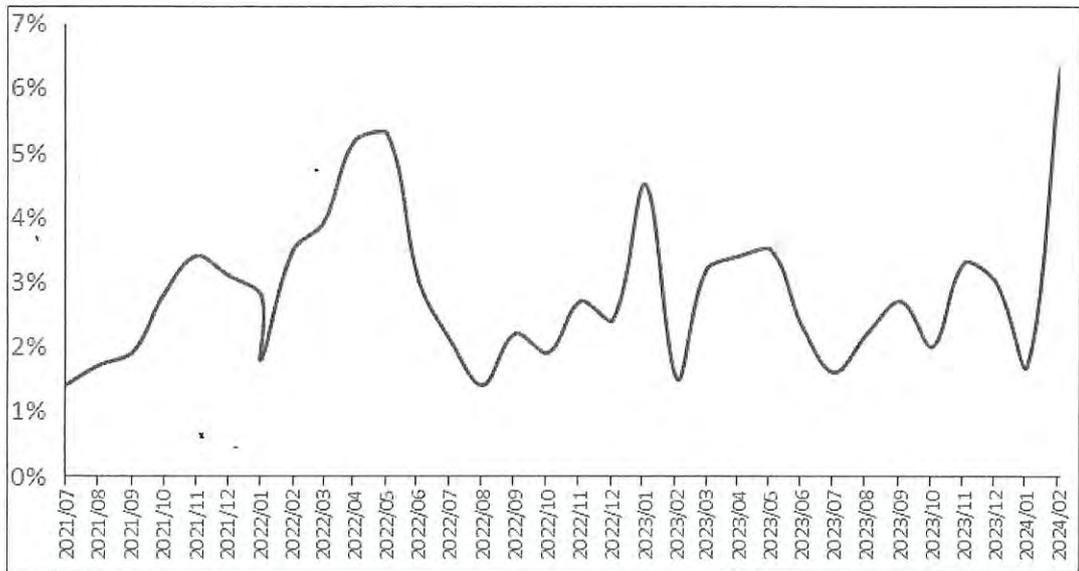
弃风现象在风电大国普遍存在，电网接纳能力不足、发电与用电负荷不匹配、风能资源不稳定等原因都有可能导致弃风。2022 年，全国风电实际利用 96.8%，同比下降 0.1%；2023 年，全国风电实际利用率 97.3%，同比提高 0.5%，实际利用率波动向

上。

2021-2023 年我国风电实际利用率

区域	2021 年实际利用率	2022 年实际利用率	2023 年实际利用率
全国	96.9%	96.8%	97.3%
北京	100.0%	100.0%	99.9%
天津	100.0%	100.0%	100.0%
河北	95.4%	95.6%	94.3%
山西	97.5%	98.3%	98.9%
山东	98.5%	97.9%	97.6%
蒙西	91.1%	92.9%	93.2%
蒙东	97.6%	90.0%	96.7%
辽宁	98.0%	98.5%	98.0%
吉林	97.1%	95.2%	96.0%
黑龙江	98.1%	98.2%	98.6%
上海	100.0%	100.0%	100.0%
江苏	100.0%	100.0%	100.0%
浙江	100.0%	100.0%	100.0%
安徽	100.0%	100.0%	100.0%
福建	100.0%	100.0%	100.0%
江西	99.9%	99.9%	100.0%
河南	98.3%	98.2%	96.8%
湖北	100.0%	100.0%	99.0%
湖南	99.0%	97.4%	99.7%
重庆	100.0%	100.0%	100.0%
四川	100.0%	100.0%	100.0%
陕西	97.7%	95.8%	96.8%
甘肃	95.9%	93.8%	95.0%
青海	89.3%	92.7%	94.2%
宁夏	97.6%	98.5%	97.8%
新疆	92.7%	95.4%	95.8%
西藏	100.0%	100.0%	78.0%
广东	100.0%	99.9%	99.6%
广西	100.0%	100.0%	100.0%
海南	100.0%	100.0%	99.9%
贵州	99.5%	99.7%	99.7%
云南	99.9%	99.9%	100.0%

2021-2024 年全国平均弃风率



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心

C.安全运营风险

火灾风险：根据运行经验，火灾是风机的主要事故之一，风机塔筒和机舱同样具有封闭性强和温度高的特点，较易出现火灾事故。

倒塔风险：倒塔是风电机组最严重的事故，风电机组倒塔会造成巨额经济损失甚至人员伤亡。据不完全统计，近十年业内公开报道的风电机组倒塔事故达到平均一年12起。出现倒塔事故的机组分属不同厂家，地点分散，多数项目为近两年内完成交付，个别项目甚至刚刚运行或完成检修。因此，尽管我国的风电产业发展迅猛，而且越来越成熟稳健，但近几年的倒塔事故也暴露出一些企业安全意识薄弱、风电项目管理缺失等突出问题。

6.收益预测过程

(1) 营业收入的预测

公司营业收入为售电收入，售电收入的计量分为售电量的计量和电价的计量。

A. 装机容量及预测期限

华晨风电项目批复建设装机容量为100MW，实际装机容量为100MW，本项目于2017年3月全容量并网发电。陆上风力发电机组主要设备的经济寿命一般为20年，本次评估综合考虑陆上风力发电机组资产的经济寿命年限及并网日期，以评估基准日至陆上风力发电机组寿命年限的综合剩余年限来确定其收益期。故收益期为

有限年期，预测期截止至2037年3月底止。

B. 未来年度发电量及发电利用小时的预测

华晨风电项目于2017年3月全容量并网发电，近3年及基准日发电情况如下：

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
批复装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
实际装机容量	MW	100.00	100.00	100.00	100.00
上网结算电量	万kW·h	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32
发电利用小时	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13

经向企业生产人员了解，2021年内蒙古地区为大风年，当年发电量较高，2022年发电量相对处于正常偏低年份，2023年属于正常年份，2024年上半年为较低年份；2021年-2024年6月线损及厂用电率分别为3.15%、5.07%、2.00%、4.90%，除2022年外相对较为稳定。2021年-2024年上半年弃风限电率分别为5.54%、2.29%、3.76%、6.90%，全年限电率随着近年来内蒙地区加大新能源消纳能力的推进出现了明显的下降趋势，2024年因一季度有春节假期，为保障居民用电电网调度限电情况相对较高，经过与企业生产部门沟通，查阅历史年度发电数据，2020年-2023年，华晨风电项目上半年发电量占全年发电量的比例分别为53.47%、58.13%、46.15%、56.24%，上半年发电量占全年发电量的比例较为稳定，本次评估对发电量按照谨慎原则进行预测，2024年下半年，华晨风电项目以2020年-2023年上半年发电量占全年发电量的比例53.50%，按照公式

2024年下半年上网电量=2024年上半年上网电量/（2020-2023年四年m的平均值）-2024年上半年实际上网电量

注：m为当年上半年上网电量占全年上网电量的比例

计算得出2024年下半年上网电量11,806.19万千瓦时。

预测期2025年至经营期末的年度上网电量计算公式为：

预测期内基准上网电量=（2021-2024年发电量平均值）-（2021-2024年厂用电量及线损电量平均值）

预测期2025年至经营期末预测年上网电量为30,130.03万kW·h，折合等效利用小时3,013.00小时。

预测期补贴电量

根据财政部 发展改革委 国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，固阳红泥井10万千瓦风电项目所在地区属于一类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为20年，全生命周期小时数为48000小时，项目全生命周期补贴电量为480,000.00万千瓦时。在20年内或全生命周期发电量达到480,000.00万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

自全容量并网发电以来到评估基准日，华晨风电项目累计发电利用小时为21,127.28小时，则预测剩余国补发电利用小时为26,872.72小时，预测期每年发电利用小时3,013.00小时，至2033年发满，其中2033年仅有1,588.08发电小时数纳入补贴范围，剩余发电小时数不纳入补贴范围。

预测期保障电量

根据《国家发展和改革委员会、国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号），2016年内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区的保障性收购利用小时数为2000小时/年，即保障电量为机组容量×2000小时。随着电力市场化改革不断推进，自2019年起至2024年上半年，蒙西地区风电项目保障性收购利用小时数逐渐下调至300小时/年。

年度	文件名称	保障性收购利用小时
2019年	关于印发2019年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字〔2019〕160号）	1500小时/年
2020年	关于印发2020年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字〔2020〕166号）	1500小时/年
2021年	关于做好2021年内蒙古电力多边交易市场交易工作有关事宜的通知内工信经运字〔2020〕365号	1500小时/年
2022年	关于做好2022年内蒙古电力多边市场中长期交易有关事宜的通知内工信经运字〔2021〕472号	1100小时/年
2023年	关于做好2023年内蒙古电力多边市场中长期交易有关事宜的通知内工信经运字〔2022〕472号	550小时/年
2024年	关于做好2024年内蒙古电力多边市场中长期交易有关事宜的通知内能源电力字〔2024〕55号	300小时/年

电力市场化改革影响下，因上述电力交易政策调整，华晨风电项目保障电量逐步降低。保障性收购利用小时已自2016年的2000小时/年下降至2024年的300小时/年。至2024年6月末，保障电量占上半年总上网电量的比例约在10%左右。

2022年1月18日国家发展改革委、国家能源局公布了《关于加快建设全国统一

电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），提出到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置的总体目标。

根据历史年度保障电量的占比变化情况、目前电力市场化改革的政策要求，蒙西地区新能源发电项目保障电量的变化方向较为明确，整体将呈现逐年减少的趋势；基于谨慎考虑，预测项目保障电量将随着相关政策调整阶梯式下降至0，即2024年—2026年保障性收购利用小时数为300，2027—2029年保障性收购利用小时数为150，2030年及之后保障性收购利用小时数为0。

预测期市场交易电量

市场交易电量即为项目总上网电量-保障电量后的上网电量，在电力市场化改革影响下，历史年度华晨风电项目保障电量逐步降低，市场交易电量逐步上升，2021年—2024年1-6月，华晨风电项目市场交易电量占上网电量比重分别为54.93%、62.94%、82.93%和90.08%。

预测期因保障电量将随着相关政策调整阶梯式下降，预计2027年-2029年保障性收购利用小时数下降至150后，市场交易电量占总上网电量比例将上升至95.02%；2030年起至经营期末，保障性收购利用小时数下降为0，项目全部上网电量均为市场交易电量。

C. 公司电价执行标准及未来年度的电价预测

2021年-2024年6月末华晨风电项目的售电收入、上网电量及电价情况如下

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月	2024年1-3月	2024年4-6月
保量保价发电电价	元/kWh	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
调整系数	%	100.00%	90.00%	85.00%	75%、80%	75.00%	80.00%
总发电利用小时	h	3,328.10	2,968.46	3,221.55	1,358.13	612.46	745.67
其中：保量保价发电小时	h	1,500.00	1,100.00	550.00	134.70	73.99	60.72
市场交易发电小时	h	1,828.10	1,868.46	2,671.55	1,223.43	538.47	684.96
总上网电量	万kWh	33,281.00	29,684.63	32,215.51	13,581.32	6,124.59	7,456.74
其中：保量保价发电电量	万kWh	15,000.00	11,000.00	5,500.00	1,347.03	739.85	607.18

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月	2024年1-3月	2024年4-6月
市场交易发电量	万千瓦h	18,281.00	18,684.63	26,715.51	12,234.29	5,384.73	6,849.56
平均标杆发电收入(含税)	万元	6,407.26	5,186.41	4,827.15	1,948.88	826.64	1,122.24
其中: 保量保价发电收入	万元	4,243.50	2,800.71	1,322.56	294.39	156.98	137.42
交易发电收入(含税)	万元	2,163.76	2,385.70	3,504.59	1,654.48	669.66	984.82
平均标杆售电单价(含税)	元kWh	0.1925	0.1747	0.1498	0.1435	0.1350	0.1505
其中: 保量保价发电单价(含税)	元kWh	0.2829	0.2546	0.2405	0.2186	0.2122	0.2263
市场交易电价单价(含税)	元kWh	0.1184	0.1277	0.1312	0.1352	0.1244	0.1438

电价构成及变动情况

根据《包头市发展和改革委员会文件》(包发改价字[2016]581号), 华晨风电项目批复电价为0.49元/千瓦时(含税), 其中燃煤机组标杆上网电价根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》(内发改价字[2017]954号)确定为0.2829元/千瓦时, 可再生能源发电补贴为0.2071元/千瓦时。

即项目经营周期内, 可再生能源发电国补电价为0.2071元/千瓦时保持不变。

保障发电电价

保障电价, 最初为燃煤标杆电价, 后根据新能源风险防范补偿系数的变化, 有所下调。可分为以下两个阶段:

一是保障电价等于燃煤标杆电价阶段。2022年之前, 保障电价等于燃煤标杆电价阶段。根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》(内发改价字(2017)954号)规定, 华晨风电项目保障电价确定为每千瓦时0.2829元(含税, 含脱硫、脱硝和除尘)。

二是保障电价考虑新能源风险防范补偿系数阶段。自2022年开始, 保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数。《关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内工信经运字(2021)472号)、《关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内工信经运字(2022)472号)、《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》(内能源电力字(2024)55号)、《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》(内能源电力字(2024)206号)等文件, 保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数, 即保障电价=燃煤标杆电价*(1-新能源风险防范补偿系数), 其中, 上述政策分别规定, 2022年新能源风险防范补偿系数为10%; 2023年新能源

风险防范补偿系数为15%；2024年1-3月，新能源风险防范补偿系数为25%；2024年4月，为进一步维护新能源发电价格在平稳区间运行，新能源风险防范补偿系数进一步调整为20%。

项目/年份	单位	2022年	2023年	2024年1-3月	2024年4-6月
燃煤标杆电价	元/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
新能源风险防范补偿系数	%	10%	15%	25%	20%
保障电价	元/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

保障电价因新能源风险防范补偿系数的调整，自2021年起至2024年3月逐步下降，2024年4月后因《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》内能源电力字（2024）206号）对新能源风险防范补偿系数的调整而回升。内蒙古自治区能源局及内蒙古电力交易中心相关负责人在今年4月7日的发布会上对前述《通知》进行了解读，蒙西电力市场此次优化调整是在国家和自治区相关要求的框架下进行的，主要目标是“保量”“平稳”。评估机构认为内蒙古自治区政府通过保障电价相关机制的优化调整，致力于引导新能源发电价格在合理区间运行，稳定新能源市场预期；结合上述政策变化调整导向，未来保障电价将以2024年4月以后的数值为基准保持不变。

即预测期保障电价=0.2263元/千瓦时（含税）。

市场交易电价

蒙西电力市场交易机制与全国其他电力现货市场在结算机制以及市场出清价格等方面存在较大差异。蒙西区域新能源发电场站均参与中长期电量交易及现货交易，采用用户侧单边竞价、边际成交模式开展，用户侧报量报价、发电企业报量不报价，发电企业被动接受电力市场形成的成交价格（市场交易电价）。其中，市场交易电价包含电能量电费及绿色电力环境价值两部分。

A.蒙西电力市场交易机制

根据《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字（2024）55号）规定，“享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格”。此外，该政策要求新能源发电场站月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量90%。在中长期交易基础上，再通过现货市场对全部电量进行差价结算。

根据如上文件规定，蒙西电力市场“中长期曲线交易+现货市场差价结算”的交易模式，配套风险防范等调控措施，电力市场价格形成机制可以理解为：

第一步，市场撮合形成中长期签约价格。新能源发电场站参与中长期电量交易，发电企业报量不报价，用户侧单边报价，由低至高撮合成交，从而形成中长期签约价格。

第二步，现货市场全部电量差价结算。市场结算采用“日清月结”模式。发电企业的电能电费包括现货全电量电能电费、中长期差价合约电能电费。全天24小时以每15分钟为时间段进行现货交易出清，时间段内电能电费=时段上网电量*时段现货价格+时段中长期合约电量*(中长期合约价格-用户侧区域结算参考点电价)。

月度结算时，对全月每时间段电能电费进行累加再除以月度上网电量，进而得出月度现货交易出清价格。如时段内项目上网电量低于中长期合约电量且时段现货价格高于中长期合约价格，则该时段电能电费为负值。

第三步，新能源风险防范补偿。根据《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字（2024）55号）、《蒙西电力市场结算指引（2023年试运行V3.0版）》，新能源风险防范区间为0.8-1.15倍。该机制触发条件为：

（1）当国补项目月度现货交易出清价格低于该场站当月中长期合约价格的0.8倍（或高于1.15倍）时，触发新能源风险防范补偿，该国补项目本月月度现货交易结算价格为当月中长期合约价格的0.8倍（或1.15倍）；

（2）当月度现货交易出清价格介于0.8与1.15倍之间时，不触发该机制，按实结算即该国补项目本月月度现货交易出清价格即为现货交易结算价格。

B.绿色电力交易部分

2024年2月份，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案的复函》（发改办体改（2024）82号），正式同意《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》，明确提出“《方案》是贯彻落实《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）的具体举措，自治区各有关部门要以习近平新时代中国特色社会主义思想

义思想为指导，全面贯彻党的二十大和二十届二中全会精神，为经营主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务，全面反映绿色电力的环境价值，引导全社会形成主动消费绿色电力的共识，充分激发供需双方潜力加快绿色能源发展。”内蒙古自治区成为继国家电网、南方电网之后国家批复同意的第3个绿电交易试点。

2024年3月起，内蒙古电力多边交易市场首次启动绿色电力交易，根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》（以下简称“《内蒙古绿电交易细则》”），将绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）纳入中长期电力交易范畴。

绿电交易是以绿电为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿电需求，并提供相应的绿证。绿色电力环境价值（以下简称“环境价值”）是绿电交易中绿色电力的附加价值，市场主体应在绿电交易中分别明确电能量价格与环境价值。环境价值不纳入分时价格机制，环境价值费用单独核算。

根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》，“绿电交易价格应满足国家、自治区绿电交易、新能源交易有关要求。市场初期，为引导绿电价格运行在合理区间水平，保障绿电交易平稳起步，暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时，后期根据市场运行情况适时调整”。

根据上述政策变动，2021-2023年，2024年1-3月、4-6月，华晨风电项目市场交易电价分别为0.1184元/kW·h、0.1277元/kW·h、0.1312元/kW·h、0.1244元/kW·h及0.1438元/kW·h，市场交易电价除2024年1-3月外呈逐步上升趋势。今年一季度内蒙古能源局对电力市场政策调整后，电价运行区间较2023年进一步下探，导致投产时间较早、初期投资成本较高但享受可再生能源补贴的新能源企业普遍面临较大运营压力。在此背景下，内蒙古能源局于2024年4月对蒙西地区电力市场交易政策进行了修订，并落地实施了绿电交易相关支持性政策。

根据历史走势信息，市场交易电价已企稳进入上行区间；此外，国家层面也在大力推动绿色电力环境价值的加速落地。

政策支持，绿色环境价值逐步凸显

绿色电力的实际价值，由电能量价值与绿色环境价值两部分组成。在电力市场化改革持续推进的进程中，电能量价值大概率将因体现时空价值、合理反映新能源成本而降低；但其绿色环境价值属性的绿色电力、绿证、碳交易等价值逐步提升。

在能耗双控逐步转向碳排放双控的背景下，绿电、绿证和碳排放收益机制与电力市场的衔接正在加速落地。内蒙古2024年首次给予绿电不高于31.5元/兆瓦时的环境价值，考虑近期强制高耗能企业使用可再生能源电力的机制密集出台，后续绿色电力相关价值有望进一步提高，对本项目未来的电价，将起到明显提振作用。近期出台的部分节能降碳及绿色电力支持的相关政策文件整理如下：

日期	文件	内容
2023年7月11日	《关于建设更高水平开放型经济新体制促进构建新发展格局的意见》《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》	从能耗双控逐步转向碳排放双控，要坚持先立后破，完善能耗双控制度，优化完善调控方式，加强碳排放双控基础能力建设，健全碳排放双控各项配套制度，为建立和实施碳排放双控制度积极创造条件。
2023年8月3日	《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	绿证核发范围新增海上风电、分布式光伏、市场化水电等，实现可再生能源全覆盖。1个绿证对应1000千瓦时可再生能源电量。研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、CCER交易机制衔接协调；加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定。
2023年9月1日	国家能源局《关于政协第十四届全国委员会第一次会议第01806号（工交邮电类256号）提案答复的函》	国家能源局会同有关部门持续深化电力市场建设，通过竞争形成体现时空价值的市场价格，合理反映新能源成本，加快构建适应新能源和分布式发电、微电网、储能等新兴主体参与的电力市场机制，推动分布式发电市场化交易。下一步，国家能源局将会同有关部门继续推动相关政策落地，完善市场体系，做好绿色电力交易与碳交易、碳排放权交易的有效衔接。
2024年2月2日	《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费》	突出重点控制化石能源消费导向，非化石能源不纳入能源消耗总量和强度调控。要求完善绿证与碳核算和碳市场管理衔接机制，明确绿证与节能降碳政策衔接的具体路径，通过“物理电量+跨省绿证交易”的方式，实现了绿证对应可再生能源消费量统计核算的全覆盖。同时，推动绿证纳入地方、行业企业、公共机构、重点产品碳排放核算的制度规则，推动研究核算不同应用场景中扣除绿证的修正电网排放因子，加快研究绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排机制的功能边界和衔接机制。
2024年3月5日	《2024年政府工作报告》	提出单位GDP能耗下降2.5%的具体目标。政策大方向坚持双碳目标与能源安全趋势不变，要求深入推进能源革命，控制化石能源消费，加快建设新型能源体系。新能源方面，强调大型风电光伏基地和外送通道建设，兼顾分布式能源开发利用、发展新型储能。同时，注重绿色收益认可。

日期	文件	内容
2024年3月18日	《2024年能源工作指导意见》	提出坚持 积极有力 推进能源绿色低碳转型（2023年为“积极稳妥”），要求提高区域协同保障能力，科学优化新能源利用率目标，印发2024年可再生能源电力消纳责任权重并落实到重点行业企业，以消纳责任权重为底线，以合理利用率为上限，推动风电光伏高质量发展。
2024年5月28日	《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》	优化省间电力交易机制，根据合同约定，允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划。加快电力现货市场建设，进一步推动新能源参与电力市场。打破省间壁垒，不得限制跨省新能源交易。探索分布式新能源通过聚合代理等方式有序公平参与市场交易。建立健全区域电力市场，优化区域内省间错峰互济空间和资源共享能力。 要求加快配套电网建设、提升系统调节能力、发挥市场化配置作用、优化消纳目标与监测统计工作。
2024年7月18日	《中共中央关于进一步全面深化改革、推进中国式现代化的决定》	构建全国统一电力市场，优化油气管网运行调度机制，推进能源等领域价格改革，优化居民电价、气价制度，推进能源等行业自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，健全监管体制机制。绿色低碳发展机制方面，全会强调要健全绿色低碳发展机制，加速规划建设新型能源体系，完善新能源消纳和调控政策措施，建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制，积极稳妥推进碳达峰碳中和。
2024年7月24日	《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》	对绿色电力交易的定义和绿电交易机制进行明确。按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。绿色电力交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。
2024年7月31日	《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	完善绿色转型价格政策。深化电力价格改革，完善鼓励灵活性电源参与系统调节的价格机制，实行煤电容量电价机制，研究建立健全新型储能价格形成机制，健全阶梯电价制度和分时电价政策，完善高耗能行业阶梯电价制度。
2024年8月2日	《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	2024年， 总量、非水消纳责任权重 分别在 20%~70%、8%~30% ，要求权重落实到承担消纳责任的主体，各省完成情况以实际消纳的物理量核算，当年未完成的转移至次年。冀北/蒙西/青海/甘肃等要切实采取措施提升消纳能力； 电解铝绿电消费比例 在 21%~70% ，完成情况以绿证核算，2024年只监测不考核。
2024年8月27日	《内蒙古自治区出台绿电消费自愿认定管理暂行办法》	一是为建立绿色电力消费认证机制提供实践基础。自愿认定工作既发挥了政府引导职能，也调动了用能主体积极性，合力探索绿电消费认定，可为绿电消费认证机制建设提供宝贵的试点经验。二是《办法》的实施可拓展绿证应用场景，引导绿电绿证规范管理。

上述绿电交易、绿证交易及CCER等利好政策密集出台，入池项目未来绿色环境价值将进一步凸显，并在项目收入结构中合理兑现。

根据华晨风电项目提供的2024年度4月-6月《电费结算单》，绿电交易平均电价大约为28元/兆瓦时（即0.028元/kW·h）。

结合2024年一、二季度的价格走势，市场交易电价已呈企稳回升趋势。考虑近期落地较为频繁的绿色电力利好促进政策，未来绿色电力价值大概率将持续提升，市场交易电价运行区间有望进一步上行。

在评估测算中，预测期内市场交易电价以2024年4-6月市场交易电价为预测基准，充分、审慎考虑电力市场化改革对入池风电项目平均标杆电价的影响趋势；在目前上行趋势形成的基础上，假设存续期其市场交易电价一直不变。

经上述分析测算，本次评估预测期项目国补电价为0.2071元/kW·h（含税），保障电价为0.2263元/千瓦时（含税），市场交易电价为0.1438元/kW·h（含税）。

预测期发电销售收入以此为基础进行计算，营业收入的预测详见《营业收入预测表》。

（2）营业成本的预测

标的项目公司的营业成本为固定成本和变动成本，固定成本为电站固定资产折旧摊销，变动成本包括基础管理费保险费、其他运营费的线路使用费、安全生产费等。

根据《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务补充协议》及《补充协议》约定，基础设施项目发行后，将由内蒙古恒润新能源有限责任公司作为外部管理实施机构负责华晨公司的日常运营，相关的变动成本将以服务费形式予以结算。因此在预测时基础管理费、其他运营成本等根据企业2024年年度预算、2024年上半年实际发生情况并结合《补充协议》约定的项目进行预测。

1) 折旧摊销的预测

对于折旧摊销，以评估基准日固定资产和长期待摊费用账面价值为基础，结合企业折旧摊销会计政策进行预测。企业会计折旧政策具体情况如下：

类别	使用寿命(年)	残值率(%)	年折旧率(%)
房屋及建筑物	20-30年	5%	3.17%-4.75%
机器设备	5-30年	5%	3.17%-19.00%
电子设备	5年	5%	19.00%
办公设备	5年	5%	19.00%

2) 基础管理费

基础管理费包括劳务费用、材料费、修理费、低值易耗品摊销、燃料及电力购

入费、现场运维费、其他运营费用等构成。

2021年-2022年上半年，劳务费用、材料费、维修费、低值易耗品摊销等费用均有发生。自2022年下半年起，根据内蒙古华晨新能源有限责任公司（甲方）与内蒙古智慧运维新能源有限公司（乙方）于2022年6月签订的《内蒙古华晨新能源有限责任公司运维委托服务合同》约定，内蒙古智慧运维新能源有限公司自2022年6月起负责华晨旧中公风电场的运行管理工作；华晨公司不再负责风电场的现场运营工作，劳务费用、材料费、维修费、低值易耗品摊销等并入现场运维费中不再单独列支。2022年仅下半年有现场运费用发生；2023年因风机开始出保，所以金额在2022年的基础上有所增加。2024年下半年根据全年运维费预算为基础进行预测，下半年现场运维费的发生额为338.67万元。

材料费、维修费：2021年-2022年上半年，因华晨项目风机处于质保期内，材料费、维修费的支出金额较低，2022年下半年起材料费、维修费并入现场运维费中不再单独列支。考虑到华晨风电项目除风机齿轮箱外的其他主设备已于2023年底出质保期，2024年上半年，风机厂商明阳智能对风机机组进行技改，并继续提供风机修理服务，该项服务已于2024年6月30日结束。质保服务结束后材料费、维修费将由项目公司自行承担，故根据2024年材料费预算80.00万元、维修费96.92万元，计算下半年出质保期后增加的材料费支出40.00万元、修理费48.46万元。

燃料及电力购入费历史年度为波动上升趋势，变动幅度较大，2024年下半年预测以全年预算26.55万元为基础进行预测，下半年支出金额为16.05万元。

其他运营费用：历史年度其他运营费主要包括办公费、车辆使用费、租赁费、中介费、差旅费、外部劳务费等日常运营费用；检验检测费、研究开发费、气象服务费专项费用。预测时将其他运营费和专项费用分别进行预测。

检验检测费、研究开发费、气象服务等专项费用，2024年参考企业预算69.25万元进行预测，均在下半年统一支出。

办公费、车辆使用费、租赁费、中介费等日常费用，2024年参考企业预算13.49万元进行预测，均在下半年统一支出。

下半年预计基础管理费发生金额为525.92万元。自2025年起，根据2024年预算

为基础按照每年2%的增长幅度计算成本的增长。

2) 其他运营成本

保险费：保险费的预测结合项目公司历史年度保险情况及合规性需求，电站应投保的保险包括风电运营期一切险、机器损坏险、公众责任险等相应险种，预计2024年保险合同金额为33.02万元/年，2024年下半年为27.08万元。自2025年起，根据2024年保险费为基础按照每年2%的增长幅度计算成本的增长。

线路使用费：根据华晨公司（乙方）与内蒙古华电红泥井风力发电有限公司（甲方）、内蒙古电力勘测设计院有限责任公司（丙方）签订的《内蒙古华晨新能源有限责任公司华晨旧公中100MW风电项目接入华电固阳红泥井220KW升压站合作协议》，华晨公司向甲方提供线路补偿，补偿标准为283.19万元/年（不含税）。历史年度发生额较为稳定，预测期以283.19万元/年为基础进行预测，2024年下半年为141.59万元。

安全生产费：2023年起，根据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》要求，以上一年营业收入金额为基础采取超额累退方式确定本年度应计提金额。2024年全年安全生产费为166.76万元，其中2024年下半年为83.59万元。

另外，针对不可预见的运维事项提前预留维护性资本性支出，自2024年起按50万元/年进行预测。

根据上述预测思路，营业成本预测详见《营业成本预测表》。

（3）税金及附加的预测

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加以及其他附加税。城市维护建设税率为5%、教育费附加为3%、地方教育费附加为2%。

税金及附加的预测结果详见《税金及附加预测表》。

（4）其他收益的预测

根据财政部、国家税务总局发布的《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74号）的有关规定，标的公司享受“即征即退50%”的增值税优惠政策。

（5）资本性支出的预测

资本性支出实际上就是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并

创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，在经营预测期内不再考虑资本性支出。

（6）营运资金的预测

营运资金=年度营运现金最低需求量+应收款项-应付款项

一般而言，随着企业经营活动的开展，为满足企业日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但企业同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

由于发电企业运营模式简单，只需考虑正常经营所需保有的现金（最低现金保有量）、应收款项和应付款项等主要因素。

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按1个月的付现成本确认保有现金量；应付款项主要是生产成本、应付各项税费等各类费用，根据各项费用的支付周期，结合当年的预测成本测算当年的应付款项余额；应收款项核算内容为应收电费，分为燃煤标杆电费、国家补贴电费。对于燃煤标杆电费，按一个月为周转期进行测算。对于国家补贴电费，目前华晨风电项目未结算国补为2019年6-12月，2020年4月-2022年12月、2023年的国补，参考同类型电站国家补贴电费的结算时间及企业实际收款情况，基于谨慎考虑，2024年-2026年国补收款以4年为周转期进行测算，自2027年起至经营期末以3年为周转期进行测算。

营运资金追加额=当年度需要的营运资金-上一年度需要的营运资金

营运资金预测详见《营运资金预测表》。

（7）期末资产回收

经营期末，固定资产、无形资产依据预测期内的折旧摊销，将期末残余价值进行折现，作为到期后不动产回收价值。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值。

其中固定资产期末回收价值为3,441.35万元；无形资产-土地使用权期末回收价值为142.23万元；营运资金期末回收价值为361.01万元。

（8）税前现金流

未来预期税前现金流如下表所示：

单位：人民币万元

项目/年份	2024年7-12月	2025年	2026年	2027年	2028年
营业收入	3,786.71	9,574.88	9,574.88	9,465.31	9,465.31
减：营业成本	2,543.50	4,999.74	5,045.37	5,067.83	5,089.09
税金及附加	67.11	162.15	161.99	160.33	160.17
销售费用					
管理费用		-	-	-	-
研发费用					
财务费用		-	-	-	-
加：其他收益	217.16	564.65	563.86	555.94	555.12
营业利润	1,393.26	4,977.64	4,931.38	4,793.09	4,771.17
加：营业外收入					
减：营业外支出					
利润总额	1,393.26	4,977.64	4,931.38	4,793.09	4,771.17
加：扣税后利息费用		-	-	-	-
加：折旧	1,713.30	3,426.59	3,426.59	3,426.59	3,426.59
加：摊销	2.03	4.06	4.06	4.06	4.06
减：追加资本性支出		-	-	-	-
减：营运资金净增加	-4,853.80	-586.16	6,042.71	-5,699.97	-
加：计提安全生产费	83.59	135.01	158.62	158.62	156.98
加：回收固定资产净值					
加：回收无形资产价值					
加：回收营运资金					
加：可抵扣增值税流入		-	-	-	
自由现金流量（税前）	8,045.97	9,129.45	2,477.95	14,082.33	8,358.80

项目/年份	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年
营业收入	9,465.31	9,355.75	9,355.75	9,355.75	6,744.23
减：营业成本	5,112.46	5,136.29	5,158.96	5,183.75	5,209.05
税金及附加	159.99	158.33	158.15	157.97	122.20
销售费用					
管理费用	-	-	-	-	-
研发费用					
财务费用	-	-	-	-	-
加：其他收益	554.29	546.31	545.44	544.56	373.91
营业利润	4,747.14	4,607.44	4,584.08	4,558.58	1,786.89
加：营业外收入					
减：营业外支出					
利润总额	4,747.14	4,607.44	4,584.08	4,558.58	1,786.89
加：扣税后利息费用	-	-	-	-	-

项目/年份	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年
加：折旧	3,426.59	3,426.59	3,426.59	3,426.59	3,426.59
加：摊销	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06
减：追加资本性支出	-	-	-	-	-
减：营运资金净增加	-	-10.32	-	-	-2,951.02
加：计提安全生产费	156.98	156.98	155.34	155.34	155.34
加：回收固定资产净值					
加：回收无形资产价值					
加：回收营运资金					
加：可抵扣增值税流入					
自由现金流量（税前）	8,334.77	8,205.38	8,170.07	8,144.57	8,323.89

项目/年份	2034年	2035年	2036年	2037年3月	期末
营业收入	3,833.68	3,833.68	3,833.68	958.42	
减：营业成本	5,195.67	5,178.33	5,028.76	1,274.89	
税金及附加	82.36	82.16	81.97	20.42	
销售费用					
管理费用	-	-	-	-	
研发费用					
财务费用	-	-	-	-	
加：其他收益	183.80	182.86	181.90	45.14	
营业利润	-1,260.54	-1,243.94	-1,095.14	-291.75	
加：营业外收入					
减：营业外支出					
利润总额	-1,260.54	-1,243.94	-1,095.14	-291.75	
加：扣税后利息费用	-	-	-	-	
加：折旧	3,426.59	3,426.59	3,250.18	767.61	
加：摊销	4.06	4.06	4.06	1.01	
减：追加资本性支出	-	-	-	-	
减：营运资金净增加	-6,239.93	-6,239.93	-3,288.91	-	
加：计提安全生产费	116.16	72.51	72.51	72.51	
加：回收固定资产净值					3,441.35
加：回收无形资产价值					142.23
加：回收营运资金					361.01
加：可抵扣增值税流入					
自由现金流量（税前）	8,526.20	8,499.14	5,520.52	549.37	3,944.59

(9) 折现率r的确定

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为企业税前自由

现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

税前折现率

由于国内不论是评估准则还是会计准则，都没有给出税前折现率的定义，也没有明确如何将税后折现率调整为税前折现率。理论上，采用税后折现率折现税后现金流量的结果与采用税前折现率折现税前现金流量的结果应当是相同的，即：税前现金流采用税前折现率的折现值=税后现金流采用税后折现率的折现值。

税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率，按照资本加权平均成本模型（WACC）进行计算，公式为：

$$r = r_d \times w_d + r_e \times w_e$$

式中：

r_d ：所得税后长期付息债务利率；

$$r_d = r_0 \times (1 - t)$$

r_0 ：所得税前长期付息债务利率；

t ：适用所得税税率；

w_d —产权持有单位的债务比率

$$w_d = \frac{D}{(E+D)}$$

w_e —产权持有单位的权益比率

$$w_e = \frac{E}{(E+D)}$$

r_e —权益资本报酬率，按照资本资产定价模型（CAPM）确定

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + \varepsilon$$

式中：

r_e —权益资本报酬率

r_f —无风险报酬率

r_m —市场预期报酬率

β —产权持有单位权益资本的预期市场风险系数

ε —产权持有单位的特性风险调整系数

1) 无风险报酬率 r_f 的确定

无风险报酬率反映的是在本金没有违约风险、期望收入得到保证时资金的基本价值。在此情形下，投资者仅仅牺牲了某一时期货币的使用价值或效能。对一般投资者而言，国债利率通常成为无风险报酬率的参考标准。这不仅因为各国的国债利率是金融市场上同类金融产品中最底的，而且还因为国债具有有期性、安全性、收益性和流动性等特点。

由于国债具有以上本质特征，其复利率常被用作无风险利率。

评估专业人员通过iFinD资讯查询，选取距评估基准日到期年限10年期以上的国债到期收益率3.62%（复利收益率）作为无风险收益率。

无风险回报率 $r_f=3.62\%$ 。

2) 权益系统风险系数 β 值确定

β 被认为是衡量公司相对风险的指标，投资股市中一个公司，如果其 β 值为1.1，则意味着股票风险比整个股市场平均风险高10%；相反，如果公司 β 为0.9，则表示其股票风险比股市场平均低10%。

个股的合理回报率=无风险回报率+ $\beta \times$ （整体股市回报率-无风险回报率）+企业特定风险调整系数

$\beta=1$ 时，代表该个股的系统风险=大盘整体系统风险；

$\beta>1$ 时代表该个股的系统风险高于大盘，一般是易受经济周期影响；

$\beta<1$ 时代表该个股风险低于大盘，一般不易受经济周期影响。

权益的系统风险系数 β ：

$$\beta = \beta_u \times [1 + (1-t) D/E]$$

其中： β ：权益系统风险系数（有财务杠杆的 β ）

β_u ：无财务杠杆的 β

D/E：债务市值/权益市值

t：所得税率

评估专业人员通过iFinD资讯软件系统，选取与产权持有单位业务范围相同、

经营规模相近、资本结构相似的国内A股同行业上市公司，查取可比上市公司的有财务杠杆贝塔系数、带息债务与权益资本价值比值、企业所得税率，并求取可比上市公司无财务杠杆贝塔系数的平均数作为产权持有单位无财务杠杆 β_u 的系数，如下表：

序号	名称	贝塔系数	带息债务 / 股权价值	无杠杆贝塔系数	代码	剔除财务杠杆调整 Beta(3 年期)
1	中闽能源	1.4410	42.0078	1.0958	600163.SH	0.8828
2	江苏新能	1.0697	72.9767	0.6913	603693.SH	0.6593
3	节能风电	0.8689	115.2368	0.4661	601016.SH	0.5741
	算术平均	1.1265	76.7404	0.7511		0.7054

数据来源：iFinD资讯

标的项目公司经营风能发电新建项目，根据国家税务总局（国税发[2009]80号文）《关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》规定，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。标的项目公司2022年到2030年享受西部大开发优惠所得税率（15%），2031年及以后按25%征收企业所得税预测。则计算可得有财务杠杆的系统风险系数如下所示：

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 203年年-经营期末
无杠杆风险系数	0.7054	0.7054
所得税	15.00%	25.00%
带息债务 / 股权价值	76.7404	76.7404
有杠杆风险系数	1.1655	1.1114

3) 市场报酬率 r_m 的确定

市场报酬率是预期市场证券组合收益率， r_m 的确定既可以依靠历史数据，又可以基于事前估算。一般取证券市场沪深300开始日至评估日期间的平均报酬率作为市场报酬率，通过iFinD资讯系统，查取证券市场平均报酬率 r_m 为7.27%。

4) 公司特定风险调整系数 ϵ 的确定

特定公司风险溢、折价，表示非系统风险，由于产权持有单位具有特定的优势或劣势，要求的回报率也相应增加或减少。本次产权持有单位为非上市公司，而评估参数选取参照的是上市公司，故需通过特定风险调整。综合考虑企业的规模、企业所处经营阶段、主要产品所处发展阶段、企业经营业务、产品和地区分布、企业

经营状况、企业内部管理和控制机制、管理人员的经验和资历、对主要客户及供应商的依赖等，确定委估企业特定风险调整系数为2%。

5) r_e 折现率的确定

将上述各值分别代入公式：

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + \varepsilon$$

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
无风险报酬率 R_f	3.62%	3.62%
市场风险收益率 K_m	7.27%	7.27%
风险系数 β	1.1655	1.1114
系统风险收益率	7.87%	7.68%
企业特定风险调整系数 ε	2.00%	2.00%
CAPM 折现率 $R_e = R_f + \beta \times (K_m - R_f) + \varepsilon$	9.87%	9.68%

6) 综合税后折现率 r 的确定

所得税前付息债务利率取2024年6月的5年以上LPR3.95%；

w_d ：付息债务价值在投资性资产中所占的比例；

w_e ：权益资本价值在投资性资产中所占的比例；

则根据公式： $r = r_d \times w_d + r_e \times w_e$

7) 税前折现率的确定

先计算出税后折现率，根据上述计算得到资产组 $WACCBT = WACC / (1 - T)$

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
长期付息债务利率	3.95%	3.95%
所得税	15.00%	25.00%
权益价值比例 $W_e = E / (D + E)$	56.58%	56.58%
付息债务价值比例 $W_d = D / (D + E)$	43.42%	43.42%
WACC 折现率 $R = R_e \times W_e + R_d \times (1 - T) \times W_d$	7.00%	6.80%
税前折现率	8.24%	9.07%

(10) 税前现金流现值

未来预期税前现金流的现值为人民币 70,104.45 万元，具体如下表所示：

单位：人民币万元

项目/年份	2024年7-12月	2025年	2026年	2027年	2028年
自由现金流量（税前）	8,045.97	9,129.45	2,477.95	14,082.33	8,358.80
折现率	8.24%	8.24%	8.24%	8.24%	8.24%
折现期	0.25	1.00	2.00	3.00	4.00
折现系数	0.9804	0.9239	0.8535	0.7885	0.7285
自由现金流量现值	7,888.27	8,434.46	2,114.93	11,103.92	6,089.39

项目/年份	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年
自由现金流量（税前）	8,334.77	8,205.38	8,170.07	8,144.57	8,323.89
折现率	8.24%	8.24%	9.07%	9.07%	9.07%
折现期	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00
折现系数	0.6730	0.6218	0.5723	0.5247	0.4811
自由现金流量现值	5,609.30	5,102.11	4,675.73	4,273.45	4,004.62

项目/年份	2034年	2035年	2036年	2037年3月	期末
自由现金流量（税前）	8,526.20	8,499.14	5,520.52	549.37	3,944.59
折现率	9.07%	9.07%	9.07%	9.07%	9.07%
折现期	10.00	11.00	12.00	12.63	12.75
折现系数	0.4411	0.4044	0.3708	0.3512	0.3474
自由现金流量现值	3,760.91	3,437.05	2,047.01	192.94	1,370.35

未来预期税前现金流的现值为人民币 70,104.45 万元，加上评估基准日时点的其他货币资金中的资金池款项 4,404.41 万元，得出华晨风电项目于评估基准日的资产组组合价值 74,508.86 万元。

八、评估程序实施过程和情况

北京国友大正资产评估有限公司接受工银瑞信基金管理有限公司的委托，对内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组市场价值进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为委托人拟发行公募 REITs 提供价值参考，评估基准日经协商委托人定于 2024 年 6 月 30 日。

整个评估基本程序包括：明确业务基本事项；订立委托合同；编制资产评估计划；进行评估现场调查；收集整理评估资料；评定估算形成评估结论；编制出具资产评估报告；整理归集评估档案等。主要评估程序实施过程如下：

（一）明确评估业务基本事项

由华晨公司业务负责人与委托人代表商谈明确委托人、被评估单位和委托人以外的资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人；评估目的；评估对象和评估范围；价值类型；评估基准日；评估报告使用限制；评估报告提交时间及方式；评估服务费总额、支付时间和方式；委托人与资产评估专业人员工作配合和协助等其他需要明确的重要事项。

(二) 签订资产评估委托合同

根据评估业务具体情况，华晨公司对专业能力、独立性和业务风险进行综合分析和评价，并由资产评估机构决定是否承接该评估业务。资产评估机构受理资产评估业务的应当与委托人依法订立资产评估委托合同，约定资产评估机构和委托人权利、义务、违约责任和争议解决等内容。

(三) 编制评估计划

华晨公司承接该评估业务后，立即组织资产评估专业人员编制了资产评估计划。资产评估计划包括资产评估业务实施的主要过程及时间进度、人员安排及技术方案等。

(四) 核实调查

根据评估业务具体情况，我们对评估对象进行了适当的核实调查。包括：

1. 指导委托人、被评估单位等相关当事方清查资产、准备涉及评估对象和评估范围的详细资料；

2. 根据评估对象的具体情形，资产评估专业人员通过询问、函证、核对、远程勘查、检查等方式进行调查，了解评估对象现状，关注评估对象法律权属；对不宜进行逐项调查的，根据重要程度采用抽样等方式进行调查。

3. 对被评估单位所在行业进行调查：调查行业主要法规政策、发展趋势、面临的竞争情况、经营优势和劣势，并与企业管理层取得一致意见。

4. 对被评估单位收益状况进行调查：评估专业人员主要通过收集、分析企业历史经营情况和未来经营规划以及与管理层访谈对企业的经营业务进行调查。

(五) 收集评估资料

评估专业人员从市场等渠道独立获取资料，从委托人、被评估单位等相关当事方获取资料，以及从政府部门、各类专业机构和其他相关部门获取资料。

评估专业人员对资产评估活动中使用的资料采取适合的方式进行核查验证，核查验证的方式通常包括观察、询问、书面审查、远程调查、查询、函证、复核等。

(六) 评定估算

1.根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析市场法、收益法和资产基础法三种资产评估基本方法的适用性，恰当选择评估方法；

2.根据所采用的评估方法，选取相应的公式和参数进行分析、计算和判断，形成合理评估结论。

(七) 编制和提交评估报告

1.评估专业人员在评定、估算后，形成初步评估结论，按照法律、行政法规、资产评估准则的要求编制初步资产评估报告；

2.根据资产评估机构内部质量控制制度，对初步资产评估报告进行内部审核；

3.在不影响对评估结论进行独立判断的前提下，与委托人或者委托人许可的相关当事人就评估报告有关内容进行沟通，对沟通情况进行独立分析并决定是否对资产评估报告进行调整；

资产评估机构及其评估专业人员完成以上评估程序后，向委托人出具并提交正式资产评估报告。

(八) 资产评估档案归档

出具的资产评估报告后，按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，将工作底稿、资产评估报告以及其他相关资料归集形成资产评估档案，提交公司质量控制部门审核后移交公司档案部门存档。

九、评估假设

(一)公开市场假设

资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

(二)企业持续经营

假设一个经营主体的经营活动可以连续下去，在未来可预测的时间内该主体的经

营活动不会中止或终止。

(三)交易假设

假定所有评估标的已经处在模拟交易过程中。

(四)资产原地续用假设

原地续用假设是指假设资产将保持在原所在地或者原安装地持续使用。

(五)现有用途假设

现有用途假设是指假设资产将按当前的使用用途持续使用。

(六)目标公司所在地宏观政治、经济、社会环境不发生重大变化；

(七)汇率、利率、税负、通货膨胀、人口、产业政策不发生重大变动；

(八)企业所遵循的现行法律、行政法规、政策和社会经济环境无重大变化；

(九)企业所处行业及领域的市场、技术处于正常发展的状态，没有出现重大的市场、技术突变情形；

(十)企业的主要经营资产能够得到有效使用，不会发生闲置等无效利用情况；

(十一)企业人力资源、管理团队不发生重大变化，并且保持目前的经营方式持续经营；

(十二)假设公司未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致；

(十三)委托人和相关当事人提供的资料真实、合法、完整；

(十四)无其他人力不可抗拒因素造成对企业经营的重大影响；

(十五)对评估程序受限未经调查确认或者无法调查确认运用的资料数据，对资产状态、数据资料真实性假设。

(十六)企业制订的经营计划和采取的措施能按预定的时间和进度如期实现，并取得预期效益；

(十七)发生关联交易，为公平的市场交易价格；

(十八)企业在未来的经营期内，其营业和管理等各项期间费用不会在现有基础上发生大幅的变化，仍将保持其近几年的变化趋势，并随营业规模的变化而同步变动；

(十九)假设企业在未来的经营期内，将不会遇到重大的应收账款回收方面的问题；

(二十)假设企业在未来的经营期内，标杆电价将按照现有标准执行，未来电价不会产生较大变化；

(二十一)根据财政部等三部委发布的《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部公告 2020 年第 23 号）“自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税”。本次评估假设自 2031 年起所得税税率恢复至 25%；

(二十二)根据标的公司提供的资料，至评估基准日尚未收取的国补周期为 3.1 年左右，标杆电价为每月进行结算；故假设企业可以按预期按时结算，标杆电价次月结算；对于国家补贴电费，参考同类型电站国家补贴电费的结算时间及企业实际收款情况，基于谨慎考虑，2024 年-2026 年国补收款以 4 年为周转期进行测算，自 2027 年起至经营期末以 3 年为周转期进行测算。

评估专业人员根据资产评估的要求，认定这些假设前提条件在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化和前提条件改变时，评估专业人员将不承担由于前提条件改变而推导出不同评估结论的责任。

十、评估结论

本次评估采用收益法进行了评定估算。

至本次评估基准日 2024 年 6 月 30 日，内蒙古华晨新能源有限责任公司资产组的账面值为 74,112.87 万元，评估值为 74,508.86 万元（人民币大写柒亿肆仟伍佰零捌万捌仟陆佰元），评估增值 395.99 万元，增值率为 0.53%。

本资产评估结论自评估基准日起一年内有效。

十一、特别事项说明

本资产评估报告中陈述的特别事项是指在评估专业人员执行了资产评估程序，根据搜集的资料经过评定估算已确定评估结论的前提下，评估专业人员揭示在评估过程中已发现可能影响评估结论，但非评估专业人员执业水平和能力所能评定估算的有关事项。

(一) 利用专业报告结论的提示性说明

纳入评估范围内资产的账面价值取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的毕马威华振审字第 2413620 号审计报告。

本评估报告利用了上述专业报告作为进行资产评估的基础资料。

(二) 权属资料不全面或存在瑕疵的情形

本次评估是在设定产权持有单位拥有完整产权前提下做出的评估值，根据《资产评估对象法律权属指导意见》，委托人和相关当事人委托资产评估业务，应当提供评估对象法律权属资料，并对所提供评估对象的法律权属资料的真实性、合法性和完整性承担责任。评估专业人员执行资产评估业务的目的是对评估对象的价值进行估算并发表专业意见，对评估对象法律权属资料确认或发表意见超出评估专业人员的执业范围，应当对委托人和相关当事人提供的评估对象的法律权属资料和资料来源进行必要查验，并对查验情况予以披露。本次根据提供的资料评估时设定完全产权，并非是对产权的确认，产权的确认应以当地相关部门确认为准。

(三) 评估程序受到限制的情形

评估专业人员未对各种设备在评估基准日时的技术参数和性能做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关技术资料 and 运行记录真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

评估专业人员未对各种建、构筑物的隐蔽工程及内部结构(非肉眼所能观察的部分)做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关工程资料是真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

(四) 资产重组事项

华晨公司于 2024 年 4 月与内蒙古电力勘测设计院有限责任公司签订《资产划转协议》。根据签订的划转协议，华晨公司将升压站等建筑物、建筑物内设备、检修道路、220kV 送出线路 1 回、涉及对前述内容进行技改的在建工程及地块无偿划转至内蒙古电力勘测设计院有限责任公司，内蒙古电力勘测设计院有限责任公司同时以租赁方式将该等资产于剩余使用寿命的使用权无偿提供给华晨公司使用。截至 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

（五） 固定资产借款情况

2022年3月20日，华晨公司与中国工商银行股份有限公司呼和浩特石羊桥东路支行（下称“工行石羊桥支行”）签订《固定资产借款合同》（00600200005-2022年（石东）字00077号，下称“主合同”），华晨公司借款422,415,000元，借款期限120个月。2022年3月20日，工行石羊桥支行与华晨公司签署《质押合同》（编号：0060200005-2022年（质）字00077号），华晨公司以华晨项目项下应收账款（及售电应收账款）为主合同项下债权本金、利息、贵金属租赁费、复利、罚息、违约金、损害赔偿金、贵金属租赁重量溢短费、汇率损失（因汇率变动引起的相关损失）、因贵金属价格变动引起的相关损失、贵金属租赁合同出租人根据主合同约定行使相应权利所产生的交易费等费用以及实现质权的费用（包括但不限于诉讼费、律师费、拍卖费、变卖费等）提供质押担保。经核查，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为2022年3月31日至2032年3月31日，质押财产价值422,415,000.00元。

（六） 评估基准日至资产评估报告日之间可能对评估结论产生影响的事项

评估专业人员做了尽职调查，未发现从评估基准日至资产评估报告日期间对评估结论可能产生影响的重大事项。在评估基准日后、评估结论使用有效期之内，如果资产数量及作价标准发生变化时，应按以下原则处理：

1. 当资产数量发生变化时，应根据原评估方法对资产额进行相应调整；
2. 当资产价格标准发生变化时并对资产评估价值产生明显影响时，委托人应及时聘请有资格的评估机构重新确定评估值；
3. 对评估基准日后资产数量、价格标准的变化，委托人在资产实际作价时应给予充分考虑，进行相应调整。

（七） 本报告涉及由委托人和相关当事人提供并确认的与评估相关的营业执照、产权证明文件、财务报表、会计凭证、资产明细及其他有关资料是编制本报告的基础。委托人、产权持有人和相关当事人应对所提供的以上评估原始资料的真实性、合法性和完整性承担责任。

（八） 对企业存在的可能影响资产评估值的瑕疵事项，在委托时未作特殊说

明而评估专业人员已履行评估程序仍无法获悉的情况下，评估机构及评估专业人员不承担相关责任。

十二、 资产评估报告使用限制说明

(一)本资产评估报告仅用于资产评估报告载明的评估目的和用途，不能用于其他目的和用途。因使用不当造成的后果与签字资产评估师及其所在评估机构无关。

(二)委托人或者其他资产评估报告使用人未按照法律、行政法规和资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告的，本资产评估机构及其资产评估师不承担责任。

(三)除委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人之外，其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

(四)资产评估报告使用人应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对其评估对象可实现价格的保证。

(五)未征得出具资产评估报告的评估机构同意，资产评估报告的全部或者部分内容不得被摘抄、引用或者披露于公开媒体。

(六)自评估基准日起，市场条件或资产状况未发生重大变化时，本资产评估报告的评估结论使用有效期自评估基准日起一年，即从资产评估基准日 2024 年 6 月 30 日起至 2025 年 6 月 29 日止；超过有效期或有效期之内期后事项的变化对评估结论有较大影响时，需重新委托评估机构进行评估。

(七)当政策调整对评估结论产生重大影响时，应当重新确定评估基准日进行评估。

十三、 资产评估报告日

资产评估报告日为资产评估结论形成的日期，本资产评估报告日为 2024 年 9 月 25 日。

十四、 签名盖章

北京国友大正资产评估有限公司



资产评估师：



资产评估师：



二〇二四年九月二十五日

本资产评估报告依据中国资产评估准则编制

内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司
拟发行基础设施公募 REITs 涉及的恒泽新能源(内蒙古自
治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司

资产组的市场价值项目

资产评估报告

大正评报字(2024)第 274A 号

(共一册,第一册)

北京国友大正资产评估有限公司

二〇二四年九月二十五日



中国资产评估协会

资产评估业务报告备案回执

报告编码:	1111020072202400246
合同编号:	2022-459A
报告类型:	法定评估业务资产评估报告
报告文号:	大正评报字(2024)第274A号
报告名称:	内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行基础设施公募REITs涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组的市场价值项目资产评估报告
评估结论:	270,488,200.00元
评估报告日:	2024年09月25日
评估机构名称:	北京国友大正资产评估有限公司
签名人员:	夏洪岩 (资产评估师) 会员编号: 11130120 汤运宽 (资产评估师) 会员编号: 11180014
 (可扫描二维码查询备案业务信息)	

说明: 报告备案回执仅证明此报告已在业务报备管理系统进行了备案, 不作为协会对该报告认证、认可的依据, 也不作为资产评估机构及其签字资产评估专业人员免除相关法律责任的依据。

备案回执生成日期: 2024年10月31日

目 录

声 明	1
资产评估报告摘要	3
资产评估报告正文	7
一、 委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况	7
二、 评估目的	10
三、 评估对象和评估范围	10
四、 价值类型	12
五、 评估基准日	12
六、 评估依据	12
七、 评估方法	16
八、 评估程序实施过程和情况	55
九、 评估假设	57
十、 评估结论	59
十一、 特别事项说明	59
十二、 资产评估报告使用限制说明	61
十三、 资产评估报告日	62
十四、 签名盖章	63
附件	64
一、 与评估目的相对应的经济行为文件	65
二、 审计报告	66
三、 委托人与产权持有人法人营业执照	67
四、 委托人和其他相关当事人的承诺函	68
五、 评估对象涉及的主要权属证明资料	69
六、 签名资产评估师的承诺函	70
七、 资产评估机构备案文件或者资格证明文件	71
八、 评估机构法人营业执照副本	72
九、 负责评估业务的资产评估师资格证明文件	73
十、 资产评估委托合同	74
十一、 资产评估明细表	75

声 明

一、本资产评估报告依据财政部发布的资产评估基本准则和中国资产评估协会发布的资产评估执业准则和职业道德准则编制。

二、委托人或者其他资产评估报告使用人应当按照法律、行政法规规定和本资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告；委托人或者其他资产评估报告使用人违反前述规定使用资产评估报告的，本资产评估机构及资产评估师不承担责任。

三、资产评估报告仅供委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人使用；除此之外，其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

四、本资产评估机构及资产评估师提示资产评估报告使用人应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是评估对象可实现价格的保证。

五、资产评估机构及资产评估师遵守法律、行政法规和资产评估准则，坚持独立、客观和公正的原则，并对所出具的资产评估报告依法承担责任。

六、评估对象涉及的资产清单由委托人、产权持有单位申报并经其采用签名、盖章或法律允许的其他方式确认；委托人和其他相关当事人依法对其提供资料的真实性、完整性、合法性负责。

七、本资产评估机构及资产评估师与资产评估报告中的评估对象没有现存或者预期的利益关系；与相关当事人没有现存或者预期的利益关系，对相关当事人不存在偏见。

八、资产评估师已经对资产评估报告中的评估对象及其所涉及资产进行现场调查；已经对评估对象及其所涉及资产的法律权属状况给予必要的关注，对评估对象及其所涉及资产的法律权属资料进行了查验，对已经发现的问题进行了如实披露。

九、评估专业人员执行资产评估业务的目的是对评估对象的价值进行估算并发表专业意见，对评估对象法律权属资料确认或发表意见超出评估专业人员的执业范围，资产评估专业人员不对资产评估对象的法律权属提供保证。

十、本资产评估机构出具的资产评估报告中的分析、判断和结果受资产评估报告中假设和限制条件的限制，资产评估报告使用人应当充分考虑资产评估报告

中载明的假设、限制条件、特别事项说明及其对评估结论的影响。

内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司
拟发行基础设施公募 REITs 涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区
乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组的市场价
值项目
资产评估报告摘要

大正评报字(2024)第 274A 号

重要提示

本摘要内容摘自资产评估报告正文,欲了解本评估业务的详细情况
和正确理解评估结论,应当阅读资产评估报告正文。

北京国友大正资产评估有限公司接受内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司的委托,按照国家法律、行政法规和资产评估准则的规定,坚持独立、客观、公正的原则,对因委托人拟发行公募 REITs 事宜涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组市场价值进行了评估。

1.评估目的:对恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组市场价值进行评估,提供其在评估基准日的市场价值,为委托人拟发行公募 REITs 提供价值参考。

2.评估对象和评估范围:恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司(简称“恒泽公司”)资产组

3.评估基准日:2024年6月30日。

4.评估价值类型:市场价值。

5.评估方法:收益法。

6.评估结论:采用收益法评估,恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组账面值为23,220.85万元,评估值为27,048.82万元(人民币大写贰亿柒仟零肆拾捌万捌仟贰佰元),评估增值3,827.97万元,增值率



为 16.49%。

7.特别事项说明

本资产评估报告中陈述的特别事项是指在评估专业人员执行了评估程序，根据搜集的资料经过评定估算已确定评估结论的前提下，评估专业人员揭示在评估过程中已发现可能影响评估结论，但非评估专业人员执业水平和能力所能评定估算的有关事项。

(1)利用专业报告结论的提示性说明

纳入评估范围内资产的账面价值取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的毕马威华振审字第 2413621 号无保留意见审计报告；

本评估报告利用了上述专业报告作为进行资产评估的基础资料。

(2)评估程序受到限制的情形

评估专业人员未对各种设备在评估基准日时的技术参数和性能做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关技术资料 and 运行记录真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

评估专业人员未对各种建、构筑物的隐蔽工程及内部结构(非肉眼所能观察的部分)做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关工程资料是真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

(3)资产重组事项

根据恒润新能源设立全资子公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（“恒泽新能源公司”）并于 2024 年 4 月与其签订《资产及债务划转协议》（“划转协议”）。根据签订的划转协议，恒润新能源将恒润大板梁风电场 49.5MW 项目即恒润风电场（一期）基础设施项目的相关资产、负债按账面价值划转至恒泽新能源公司。截止 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

(4)固定资产借款情况

根据恒润新能源与中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行（下称“中行新华支行”）签订的《固定资产借款合同》（编号：2011 年华司贷字 32 号，下称“主

合同”)，恒润新能源借款 287,000,000 元，借款期限 168 个月。根据恒润新能源与中行新华支行签署的《权利质押合同》(编号：2011 年华司质字 16 号)及《权利质押合同补充协议》，恒润新能源以恒润一期风电项目电费收费权为主合同项下借款本金、利息(包括法定利息、约定利息、复利、罚息)、违约金、赔偿金、实现债权的费用(包括诉讼费用、律师费用、公证费用、执行费用等)、因借款人违约而给债权人造成的损失和其他所有应付费用提供质押担保。经从中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统适当核查，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为 2011 年 11 月 30 日至 2025 年 11 月 30 日，质押财产价值 287,000,000.00 元。

8.评估机构独立性及其评估报告公允性说明

北京国友大正资产评估有限公司及经办人员与委托人、产权持有人等相关当事人没有现存或者预期的利益关系，对相关当事人不存在偏见，坚持独立、客观和公正的原则。因此，北京国友大正资产评估有限公司作为本次的资产评估机构具备独立性。

北京国友大正资产评估有限公司及经办人员符合独立性要求，具备相应的业务资格和胜任能力，评估方法选取理由充分，具体工作中按资产评估准则等法规要求执行了现场核查，取得了相应的证据资料，评估结果公允反映了标的资产截至评估基准日的市场价值。

9.需要提示的其他事项

资产评估报告使用人应当按照法律、行政法规规定和本资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告；应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对其评估对象可实现价格的保证。

10.评估结论有效期

本资产评估报告的评估结论使用有效期限在市场条件变化不大的情况下，从评估基准日起一年，即 2024 年 6 月 30 日起至 2025 年 6 月 29 日止。

若评估结论在使用有效期内市场条件发生了较大变化，资产评估报告使用人应当关注对评估结论的影响或委托人重新委托评估机构进行评估。

11.资产评估报告日

本资产评估报告日为 2024 年 9 月 25 日。

以上内容摘自资产评估报告正文，欲了解本评估业务的详细情况和正确理解评估结论，应当阅读资产评估报告正文。

内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司
拟发行基础设施公募 REITs 涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区
乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组的市场价
值项目

资产评估报告正文

大正评报字(2024)第 274A 号

内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司：

北京国友大正资产评估有限公司接受贵公司的委托，按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观、公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对因委托人拟发行公募 REITs 事宜涉及的恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组在 2024 年 6 月 30 日的市场价值进行了评估。现将资产评估情况报告如下：

一、委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况

本项目的委托人为内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司，产权持有单位为恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司。

(一)委托人之一概况

委托人：工银瑞信基金管理有限公司

统一社会信用代码：91110000717856308U

注册资金：20,000 万人民币

法定代表人：赵桂才

公司类型：有限责任公司(中外合资)

注册地址：北京市西城区金融大街 5 号、甲 5 号 9 层甲 5 号 901

经营范围：（1）基金募集；（2）基金销售；（3）资产管理；（4）中国证监

会许可的其他业务。(市场主体依法自主选择经营项目,开展经营活动;依法须经批准的项目,经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动;不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。)

(二)委托人之二概况

1. 概况

企业名称: 内蒙古恒润新能源有限责任公司(恒润新能源公司)

统一社会信用代码: 91150927564197654X

注册资金: 21,688 万人民币

法定代表人: 高宝

公司类型: 有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)

注册地址: 乌兰察布市察右中旗米粮局乡恒润风电场

经营范围: 风电的生产和销售; 风电系统的代运行、维护和检修, 风电技术咨询、技术服务、技术培训; 电气工程安装; 吊装辅助运输; 热力生产和供应; 供热服务; 热力站设备设施的运行、维护维修。

(三)标的公司项目概况

1. 概况

企业名称: 恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司(简称: 恒泽新能源公司)

统一社会信用代码: 91150927MAD3UY6U3X

注册资金: 10 万元人民币

法定代表人: 高宝

公司类型: 有限责任公司(非自然人投资或控股的法人独资)

注册地址: 内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗黄羊城镇米粮局乡恒润风电场

经营范围: 许可项目: 发电业务、输电业务、供(配)电业务; 电气安装服务; 热力生产和供应。(依法须经批准的项目, 经相关部门批准后方可开展经营活动, 具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准) 一般项目: 风力发电技术服

务。(除依法须经批准的项目外,凭营业执照依法自主开展经营活动)

2. 历史沿革

恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司成立于2023年10月17日,出资人为内蒙古恒润新能源有限责任公司。2024年4月恒润新能源公司与恒泽新能源公司签订《资产及负债划转协议》。根据划转协议约定协议,恒润新能源将所持有的乌兰察布市察右中旗大板梁风电场相关资产、负债划转至恒泽新能源公司。

截至评估基准日2024年6月30日,尚未完成交割。

3. 近三年财务状况、经营状况

近三年资产负债表

金额单位:人民币万元

科目名称	2021年12月31日	2022年12月31日	2023年12月31日	2024年6月30日
流动资产	9,807.45	11,103.17	12,728.63	12,034.95
非流动资产	14,245.60	13,058.23	11,933.90	11,185.90
固定资产	14,150.04	12,639.95	11,189.59	10,442.79
在建工程	-	325.15	653.59	653.59
无形资产	95.56	93.14	90.72	89.51
资产合计	23,316.32	23,431.25	24,662.54	23,220.85
流动负债	2,050.00	2,050.00	3,027.25	2,050.00
非流动负债	6,150.00	4,100.00	2,050.00	1,050.00
负债合计	8,200.00	6,150.00	5,077.25	3,100.00
所有者(股东)权益合计	15,853.05	18,011.41	19,585.29	20,120.85

近三年利润表

金额单位:人民币万元

项目	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
营业收入	5,361.77	4,778.20	4,043.49	1,713.25
其中:主营业务收入	5,361.77	4,778.20	4,043.49	1,713.25
减:营业成本	2,585.62	1,870.78	1,870.42	962.24
其中:主营业务成本	2,585.62	1,870.78	1,870.42	962.24
税金及附加	77.97	70.72	49.33	17.91
管理费用	102.90	93.26	112.11	55.36
财务费用	526.95	409.80	263.08	92.17
加:其他收益	215.72	213.32	103.07	-
营业利润	2,284.04	2,546.97	1,851.62	585.57

项目	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
加：营业外收入	-	-	-	-
减：营业外支出	-	-	-	-
利润总额	2,284.04	2,546.97	1,851.62	585.57
减：所得税费用	342.61	382.05	277.74	87.84
净利润	1,941.44	2,164.92	1,573.88	497.73

以上财务数据取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的毕马威华振审字第 2413621 号无保留意见审计报告。

(四)委托人和产权持有单位之间的关系

本项目委托人为内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司，委托人拟以恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司风电基础设施资产组发行公开募集基础设施证券投资基金(简称：公募 REITs)。

二、评估目的

本项目评估目的是对恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司风电基础设施资产组进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为内蒙古恒润新能源有限责任公司、工银瑞信基金管理有限公司拟发行公开募集基础设施证券投资基金（下称“REITs”）提供价值参考。

三、评估对象和评估范围

(一)评估对象和评估范围

评估对象及范围为恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司的风电基础设施资产组；截止本次评估基准日 2024 年 6 月 30 日，经审计后的纳入资产组评估范围的账面值如下：

单位：人民币元

科目名称	2024年6月30日
流动资产合计	120,349,528.83
应收账款	120,349,528.83
非流动资产合计	111,858,952.47
固定资产	104,427,928.70

科目名称	2024年6月30日
在建工程	6,535,885.73
无形资产	895,138.04
资产总计	232,208,481.30
流动负债合计	-
非流动负债	-
负债总计	-
资产组组合净额	232,208,481.30

以上财务数据取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的毕马威华振审字第 2413621 号无保留意见审计报告。

委托的评估对象和评估范围与经济行为涉及的评估对象和评估范围一致。

(二)恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司所经营的乌兰察布市察右中旗大板梁风电场（简称“恒润一期风电项目”）主要情况如下：

项目核准、资质情况：乌兰察布市察右中旗大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目于 2010 年 10 月取得内蒙古自治区发展和改革委员会《关于内蒙古送变电有限责任公司大板梁风电场 4.95 万千瓦风电项目核准的批复》（内发改能源字[2010]2934 号）。

并网发电及项目补贴情况：

根据查询国家可再生能源发电项目信息管理平台发布的信息，乌兰察布市察右中旗大板梁风电场于 2011 年 7 月全容量并网发电。

根据《关于核定内蒙古送变电有限责任公司察右中旗大板梁风电场一期 49.5MW 风电项目上网电价的批复》（内发改价字[2012]1539 号），标的项目公司批复电价为 0.51 元/千瓦时（含税），其中国补电价标准为 0.2271 元/千瓦时（含税），标杆电价为 0.2829 元/千瓦时（含税）。

工程开工、竣工时间、建设规模：

乌兰察布市察右中旗大板梁风电场于 2010 年 8 月开工建设，2011 年 7 月全容量并网发电。

项目配套建设一座 220kV 升压站，升压站由主控制楼、服务楼、35kV 配电装置、主变压器系统、220kV 室外配电装置、仓库及汽车库、反渗透处理系统、无功补偿装置、全站电缆以及相关配套设施等组成。

项目装机容量为 49.5MW，新建单机容量 2000kW 风力发电机组 24 台，额定功率

1500kW 风力发电机组 1 台；项目升压站地上房屋（服务楼、主控楼、仓库及汽车库、消防及水处理室、TCR 控制室、35kV 配电室），建筑面积为 3,489.06 平方米；项目建设 35kV 集电线路 3 回（线路总长 22.72km）。

（三）权属情况

恒润一期风电项目升压站、风机及箱式变电站所在的项目宗地的土地使用权已办理《中华人民共和国不动产权证书》（蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000691 号），证载土地使用权面积 7066.50 平方米，土地用途为工业用地，取得方式为协议出让取得，使用期限为 2011 年 6 月 27 日至 2061 年 6 月 27 日。

在建工程为正在进行中的风场技改项目。升压站地上房屋建筑物已办理不动产权证书，证书编号：蒙（2024）察哈尔右翼中旗不动产权第 0000692 号。证载权利人均为恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司)。至评估基准日，房屋建筑物均在正常使用。

四、价值类型

根据评估目的、市场条件、评估对象自身条件等因素，此次评估的价值类型为市场价值，即自愿买方和自愿卖方在各自理性行事且未受任何强迫的情况下，评估对象在评估基准日进行正常公平交易的价值估计数额。

五、评估基准日

本项目评估基准日委托人确定为 2024 年 6 月 30 日。

评估基准日的确定主要考虑了会计期末以及有利于本次经济行为实现等因素。

六、评估依据

本评估业务对应的评估依据为经济行为、法律法规、评估准则、权属、取价等依据。

（一）经济行为依据

《关于内蒙古能源集团有限公司开展发行新能源基础设施公募 REITS 工作

的批复》（内国资资本字【2022】200号）。

（二）法律法规依据

1. 《中华人民共和国资产评估法》（2016年7月2日主席令第46号）；
2. 《中华人民共和国公司法》（中华人民共和国第十四届全国人民代表大会常务委员会第七次会议于2023年12月29日修订通过）；
3. 《中华人民共和国民法典》（十三届全国人大三次会议表决通过，自2021年1月1日起施行）；
4. 《中华人民共和国企业国有资产法》（主席令2008年第5号）；
5. 《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议第三次修正）；
6. 《中华人民共和国城市房地产管理法》（2019年8月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议第三次修正）；
7. 《中华人民共和国可再生能源法》（2018年12月29日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议修正）；
8. 《中华人民共和国电力法》（2009年12月26日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修正）；
9. 《国有资产评估管理办法》（国务院第732号令，2020年11月29日修订）；
10. 《国有资产评估管理办法实施细则》（国资办发[1992]第36号）；
11. 《企业国有资产监督管理暂行条例》（国务院第378号令，2003年）；
12. 《企业国有资产交易监督管理办法》（财政部 国资委32号令，2016年）；
13. 《企业国有资产评估管理暂行办法》（国资委第12号，2005年）；
14. 《关于加强企业国有资产评估管理工作有关问题的通知》（国资委产权[2006]274号）；
15. 《国有资产评估管理若干问题的规定》（财政部第14号令）；
16. 《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金试点（REITs）相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）；
17. 《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（中国证券监督管理委员会

员会公告〔2020〕54号)；

18.《深圳证券交易所公开募集基础设施证券投资基金(REITs)业务办法(试行)》；

19.《监管规则适用指引——评估类第1号》(中国证监会2021-01-22)；

20.《中华人民共和国可再生能源法》(2009年12月26日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修正)；

21.《<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(财建〔2020〕426号)；

22.其他与评估工作相关的法律、法规和规章制度等。

(三) 评估准则依据

1.《资产评估基本准则》(财资[2017]43号)；

2.《资产评估职业道德准则》(中评协[2017]30号)；

3. 资产评估执业准则

(1)《资产评估执业准则——资产评估报告》(中评协[2018]35号)；

(2)《资产评估执业准则——资产评估程序》(中评协[2018]36号)；

(3)《资产评估执业准则——资产评估档案》(中评协[2018]37号)；

(4)《资产评估执业准则——资产评估委托合同》(中评协[2017]33号)；

(5)《资产评估执业准则——利用专家工作及相关报告》(中评协[2017]35号)；

(6)《资产评估执业准则——无形资产》(中评协[2017]37号)；

(7)《资产评估执业准则——不动产》(中评协[2017]38号)；

(8)《资产评估执业准则——机器设备》(中评协[2017]39号)；

(9)《资产评估执业准则——资产评估方法》(中评协[2019]35号)；

(10)中评协关于印发《资产评估准则术语2020》的通知(中评协〔2020〕31号)；

(11)《中国资产评估协会资产评估业务报备管理办法》(中评协〔2021〕30号)。

4. 资产评估指南

(1)《企业国有资产评估报告指南》(中评协[2017]42号)；

(2)《资产评估机构业务质量控制指南》(中评协[2017]46号)；

5. 资产评估指导意见

(1)《资产评估价值类型指导意见》（中评协[2017]47号）；

(2)《资产评估对象法律权属指导意见》（中评协[2017]48号）；

6. 资产评估专家指引

(1)资产评估专家指引第8号——资产评估中的核查验证(中评协[2019]39号)；

(2)资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算(中评协[2020]38号)；

(四)权属依据

1.《房屋所有权证》、《国有土地使用证》；

2.国有建设用地出让合同；

3.重要资产购置合同或发票；

4.其他资产权属证明文件。

(五)取价依据

1.《关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》财税（2016）36号；

2.《中华人民共和国增值税暂行条例》国务院令 691号(2017年11月19日)；

3.《关于调整增值税税率的通知》（财税[2018]32号）；

4.《财政部、税务总局、海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》（财政部 税务总局 海关总署公告 2019 年第 39 号）；

5.全国银行间同业拆借中心发布的 2023 年 12 月贷款市场报价利率（LPR）；

6.《资产评估常用数据与参数手册》；

7.产权持有单位提供的工程预算、结算等相关资料；

8.产权持有单位提供的资产清单及其他资料；

9.产权持有单位提供的财务会计、经营方面的资料；

10.评估专业人员收集的市场资料、产业经济及宏观经济资料；

11.评估专业人员现场勘查及调查所得的有关资料；

12.iFinD 资本终端；

(六)其他参考资料

- 1.《企业会计准则—基本准则》（财政部令第 33 号）；
- 2.《企业会计准则—应用指南》（财政部财会【2006】18 号）；
- 3.《关于修订印发 2018 年度一般企业财务报表格式的通知》财会【2018】15 号；
- 4.毕马威华振会计师事务所(特殊普通合伙)出具的毕马威华振审字第 2413621 号无保留意见审计报告；
- 5.法律意见书。

七、评估方法

资产评估专业人员执行评估业务，应当根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况；分析收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法的适用性，选择评估方法。

成本法是指在现实条件下重新购置或建造一个全新状态的评估对象，所需的全部成本减去评估对象的实体性贬值、功能性贬值和经济性贬值后的差额，以其作为评估对象现实价值的一种评估方法。

本报告评估目的为公开募集基础设施证券投资基金，报告使用者关注的是资产未来带来的现金流或其市场交易价值，与成本法的技术路径存在差异，故不采用成本法。

市场法是指将评估对象与可比上市公司或者可比交易案例进行比较，确定评估对象价值的评估方法。

委估资产为陆上风电站资产组，同类型资产组交易案例较少，且经营和财务数据难以收集，难以计算价值比率，故不采用上市公司比较法进行评估。

收益法是指将预期收益资本化或者折现，确定评估对象价值的评估方法。

收益法常用的具体方法包括股利折现法和现金流量折现法。

股利折现法是将预期股利进行折现以确定评估对象价值的具体方法，通常适用于缺乏控制权的股东部分权益价值评估。

现金流量折现法通常包括企业自由现金流折现模型和股权自由现金流折现模

型。

委估资产为风电站相关资产，相关资产历史运营期收入较为稳定，未来现金流可预测，故可以采用收益法进行评估。

本次评估根据评估方法的适用性分析，采用了收益法。

（一）收益法

1.收益法的定义及原理

收益法，是指通过评估对象预期收益资本化或折现以确定评估对象价值的评估方法。

2.收益法的应用前提

运用收益法进行评估，需满足以下前提条件：

- (1) 产权持有单位必须具备持续经营能力，可以预测预期获利年限；
- (2) 能够而且必须用货币来衡量委估对象的未来预期收益；
- (3) 能够用货币来衡量委估对象获得的预期收益所承担的风险；
- (4) 委估对象能够满足资产所有者经营上期望的收益。

3.评估模型

结合评估目的、价值类型及评估对象，本次采用现金流折现法（DCF），根据纳入评估范围的风电站相关资产，选用自由现金流量折现模型，基本公式为：

$$P = \sum_{i=1}^n \left(\frac{F_i}{(1+r)^i} \right)$$

式中：Fi—未来第i个收益期现金流量数额；

n—明确的预测期期间；

r—所选取的折现率。

4.企业经营的宏观、区域经济因素

2024 年上半年宏观经济情况

上半年，国内生产总值 616836 亿元，按不变价格计算，同比增长 5.0%。分产业看，第一产业增加值 30660 亿元，同比增长 3.5%；第二产业增加值 236530 亿元，增

长 5.8%；第三产业增加值 349646 亿元，增长 4.6%。分季度看，一季度国内生产总值同比增长 5.3%，二季度增长 4.7%。从环比看，二季度国内生产总值增长 0.7%。

(1) 夏粮再获丰收，畜牧业总体平稳

上半年，农业（种植业）增加值同比增长 4.0%。夏粮生产再获丰收。全国夏粮总产量 14978 万吨，比上年增加 363 万吨，增长 2.5%。上半年，猪牛羊禽肉产量 4712 万吨，同比增长 0.6%，其中，牛肉、禽肉产量分别增长 3.9%、6.3%，猪肉、羊肉产量分别下降 1.7%、0.9%；牛奶产量增长 3.4%，禽蛋产量增长 2.7%。二季度末，生猪存栏 41533 万头，同比下降 4.6%；上半年，生猪出栏 36395 万头，下降 3.1%。

(2) 工业生产较快增长，装备制造业支撑作用明显

上半年，全国规模以上工业增加值同比增长 6.0%。分三大门类看，采矿业增加值增长 2.4%，制造业增长 6.5%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 6.0%。装备制造业增加值增长 7.8%，高技术制造业增加值增长 8.7%，增速分别快于全部规模以上工业 1.8 和 2.7 个百分点。分经济类型看，国有控股企业增加值增长 4.6%；股份制企业增长 6.5%，外商及港澳台投资企业增长 4.3%；私营企业增长 5.7%。分产品看，3D 打印设备、新能源汽车、集成电路产品产量同比分别增长 51.6%、34.3%、28.9%。6 月份，规模以上工业增加值同比增长 5.3%，环比增长 0.42%。6 月份，制造业采购经理指数为 49.5%，与上月持平；企业生产经营活动预期指数为 54.4%，比上月上升 0.1 个百分点。1-5 月份，全国规模以上工业企业实现利润总额 27544 亿元，同比增长 3.4%。

(3) 服务业继续恢复，现代服务业发展良好

上半年，服务业增加值同比增长 4.6%。其中，信息传输、软件和信息技术服务业，租赁和商务服务业，交通运输、仓储和邮政业，住宿和餐饮业，批发和零售业增加值分别增长 11.9%、9.8%、6.9%、6.6%、5.7%。6 月份，全国服务业生产指数同比增长 4.7%。其中，信息传输、软件和信息技术服务业，租赁和商务服务业，交通运输、仓储和邮政业生产指数分别增长 13.5%、9.7%、5.4%。1-5 月份，规模以上服务业企业营业收入同比增长 8.5%。6 月份，服务业商务活动指数为 50.2%；服务业业务活动预期指数为 57.6%，比上月上升 0.6 个百分点。其中，航空运输、邮政、电信广播电视及卫星传输服务、货币金融服务、保险等行业商务活动指数位于 55.0% 以上较高景气区间。

(4) 市场销售保持增长，服务消费增势较好

上半年，社会消费品零售总额 235969 亿元，同比增长 3.7%。按经营单位所在地分，城镇消费品零售额 204559 亿元，增长 3.6%；乡村消费品零售额 31410 亿元，增长 4.5%。按消费类型分，商品零售 209726 亿元，增长 3.2%；餐饮收入 26243 亿元，增长 7.9%。部分基本生活类和升级类商品销售良好，限额以上单位粮油食品类、饮料类商品零售额分别增长 9.6%、5.6%；通讯器材类、体育娱乐用品类商品零售额分别增长 11.3%、11.2%。全国网上零售额 70991 亿元，同比增长 9.8%。其中，实物商品网上零售额 59596 亿元，增长 8.8%，占社会消费品零售总额的比重为 25.3%。6 月份，社会消费品零售总额同比增长 2.0%，环比下降 0.12%。上半年，服务零售额同比增长 7.5%。

(5) 固定资产投资规模扩大，高技术产业投资增长较快

上半年，全国固定资产投资（不含农户）245391 亿元，同比增长 3.9%；扣除房地产开发投资，全国固定资产投资增长 8.5%。分领域看，基础设施投资增长 5.4%，制造业投资增长 9.5%，房地产开发投资下降 10.1%。全国新建商品房销售面积 47916 万平方米，同比下降 19.0%；新建商品房销售额 47133 亿元，下降 25.0%。分产业看，第一产业投资增长 3.1%，第二产业投资增长 12.6%，第三产业投资下降 0.2%。民间投资增长 0.1%；扣除房地产开发投资，民间投资增长 6.6%。高技术产业投资同比增长 10.6%，其中高技术制造业和高技术服务业投资分别增长 10.1%、11.7%。高技术制造业中，航空、航天器及设备制造业，计算机及办公设备制造业投资分别增长 38.3%、12.1%；高技术服务业中，电子商务服务业、科技成果转化服务业投资分别增长 24.1%、17.4%。6 月份，固定资产投资（不含农户）环比增长 0.21%。

(6) 货物进出口较快增长，贸易结构持续优化

上半年，货物进出口总额 211688 亿元，同比增长 6.1%。其中，出口 121298 亿元，增长 6.9%；进口 90390 亿元，增长 5.2%。进出口相抵，贸易顺差 30909 亿元。一般贸易进出口增长 5.2%，占进出口总额的比重为 65.0%。民营企业进出口增长 11.2%，占进出口总额的比重为 55.0%，比上年同期提高 2.5 个百分点。机电产品出口增长 8.2%，占出口总额的比重为 58.9%。6 月份，进出口总额 36705 亿元，同比增长 5.8%。其中，出口 21871 亿元，增长 10.7%；进口 14834 亿元，下降 0.6%。

(7) 居民消费价格温和回升，工业生产者价格降幅收窄

上半年，全国居民消费价格（CPI）同比上涨 0.1%，一季度为同比持平。分类别看，食品烟酒价格下降 1.4%，衣着价格上涨 1.6%，居住价格上涨 0.2%，生活用品及服务价格上涨 0.9%，交通通信价格下降 0.7%，教育文化娱乐价格上涨 2.0%，医疗保健价格上涨 1.4%，其他用品及服务价格上涨 3.3%。在食品烟酒价格中，鲜果价格下降 7.8%，鲜菜价格下降 2.7%，猪肉价格持平，粮食价格上涨 0.5%。扣除食品和能源价格后的核心 CPI 同比上涨 0.7%。6 月份，全国居民消费价格同比上涨 0.2%，环比下降 0.2%。

上半年，全国工业生产者出厂价格同比下降 2.1%，降幅比一季度收窄 0.6 个百分点。其中，6 月份同比下降 0.8%，环比下降 0.2%。上半年，工业生产者购进价格同比下降 2.6%。其中，6 月份同比下降 0.5%，环比上涨 0.1%。

(8) 就业形势总体稳定，城镇调查失业率下降

上半年，全国城镇调查失业率平均值为 5.1%，比一季度下降 0.1 个百分点，比上年同期下降 0.2 个百分点。6 月份，全国城镇调查失业率为 5.0%，与上月持平，比上年同月下降 0.2 个百分点。本地户籍劳动力调查失业率为 5.0%；外来户籍劳动力调查失业率为 4.8%，其中外来农业户籍劳动力调查失业率为 4.7%。31 个大城市城镇调查失业率为 4.9%。全国企业就业人员周平均工作时间为 48.6 小时。二季度末，外出务工农村劳动力总量 18997 万人，同比增长 1.6%。

(9) 居民收入继续增长，农村居民收入增长快于城镇居民

上半年，全国居民人均可支配收入 20733 元，同比名义增长 5.4%，扣除价格因素实际增长 5.3%。按常住地分，城镇居民人均可支配收入 27561 元，同比名义增长 4.6%，实际增长 4.5%；农村居民人均可支配收入 11272 元，同比名义增长 6.8%，实际增长 6.6%。从收入来源看，全国居民人均工资性收入、经营净收入、财产净收入、转移净收入分别名义增长 5.8%、6.4%、2.1%、5.0%。全国居民人均可支配收入中位数 17358 元，同比名义增长 5.9%。

总的来看，上半年我国经济运行总体平稳，转型升级稳步推进。同时也要看到，当前外部环境错综复杂，国内有效需求依然不足，经济回升向好基础仍需巩固。下阶

段,要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导,坚持稳中求进工作总基调,完整、准确、全面贯彻新发展理念,加快构建新发展格局,着力推动高质量发展,更大力度激发市场活力和内生动力,巩固和增强经济回升向好态势,促进经济持续健康发展。

2024 年上半年内蒙古经济数据

内蒙古自治区位于我国北部边疆,东西长约 2400 公里,南北最大跨度 1700 多公里。总面积 118.3 万平方公里。横跨东北、华北、西北地区,与俄罗斯、蒙古国接壤,边境线 4200 多公里。地貌以高原为主,大部分地区海拔在 1000 米以上。气候属温带大陆性季风气候,夏季气温在 25°C 左右,冬季中西部最低气温低于 -20°C,东部林区最低气温低于 -50°C。作为国家重要能源和战略资源基地,自治区能源生产总量约占全国的 1/6,外输能源占全国跨区能源输送总量的 1/3,在保障全国能源供应和经济发展格局中具有重要战略地位。

根据地区生产总值统一核算结果,上半年内蒙古全区地区生产总值 11683 亿元,按不变价格计算,同比增长 6.2%。分产业看,第一产业增加值 387 亿元,同比增长 5.1%;第二产业增加值 5992 亿元,增长 8.2%;第三产业增加值 5304 亿元,增长 4.7%。

上半年,内蒙古全区农林牧渔业增加值同比增长 5.2%。春播顺利完成,农业生产稳步推进。畜牧业生产总体平稳。上半年,全区猪牛羊禽肉产量 102.2 万吨,同比增长 4.3%。牛奶产量增长 2.6%。二季度末,全区生猪存栏 641.3 万头,增长 1.5%;牛存栏 971.2 万头,增长 6.3%;羊存栏 6793.6 万只,增长 1.0%。

上半年,内蒙古全区规模以上工业增加值同比增长 7.5%,比一季度加快 0.4 个百分点。分三大门类看,采矿业增加值同比增长 4.1%,制造业增长 11.0%,电力、热力、燃气及水生产和供应业增长 11.5%。装备制造业增加值同比增长 41.3%,高技术制造业增加值增长 32.4%,增速分别快于全部规模以上工业 33.8 个和 24.9 个百分点。分经济类型看,国有控股企业增加值同比增长 5.9%;股份制企业增长 7.7%,外商及港澳台投资企业增长 5.3%。分行业看,近七成行业增加值实现增长。从规模以上工业主要产品产量看,原煤产量 6.3 亿吨,同比增长 3.8%;发电量 3895.7 亿千瓦时,增长 11.6%。其中,风力发电量 792.4 亿千瓦时,增长 18.6%;钢材产量 1722.2 万吨,增长 6.1%;

稀土化合物和多晶硅产量分别增长 2.3 倍和 1.1 倍。1-5 月份，全区规模以上工业企业营业收入 11784.5 亿元，实现利润总额 1278.7 亿元。

上半年，内蒙古全区服务业增加值同比增长 4.7%，比一季度加快 0.6 个百分点。其中，批发和零售业增加值同比增长 5.5%，交通运输、仓储和邮政业增长 5.2%，金融业增长 5.5%。1-5 月份，全区规模以上服务业 10 个行业门类中，8 个行业营业收入同比增长。现代服务业发展较好，信息传输、软件和信息技术服务业营业收入同比增长 13.7%，科学研究和技术服务业增长 23.5%。

上半年，内蒙古全区固定资产投资（不含农户）同比增长 12.0%。分领域看，基础设施投资同比增长 8.1%，制造业投资增长 10.9%，房地产开发投资下降 3.8%。分产业看，第一产业投资增长 77.0%，第二产业投资增长 13.3%，第三产业投资增长 4.0%。第二产业中，工业投资同比增长 13.1%。

上半年，内蒙古全区社会消费品零售总额 2533.3 亿元，同比增长 2.8%。按经营单位所在地分，城镇消费品零售额同比增长 2.7%，乡村消费品零售额增长 3.8%。按消费类型分，餐饮收入同比增长 9.7%，商品零售增长 2.0%。基本生活类商品销售较好，限额以上单位粮油、食品类商品零售额同比增长 20.5%，日用品类增长 19.1%。升级类商品销售快速增长，限额以上单位体育娱乐用品类、新能源汽车类、智能家用电器和音像器材类商品零售额分别增长 93.6%、65.1%和 9.2%。

上半年，内蒙古全区居民消费价格（CPI）同比上涨 0.5%。分类别看，食品烟酒价格同比下降 1.8%，衣着价格上涨 2.2%，居住价格上涨 0.3%，生活用品及服务价格上涨 2.5%，交通通信价格下降 0.4%，教育文化娱乐价格上涨 1.9%，医疗保健价格上涨 3.0%，其他用品及服务价格上涨 4.9%。上半年，工业生产者出厂价格同比下降 5.1%，降幅比一季度收窄 1.9 个百分点；工业生产者购进价格同比下降 3.6%，降幅比一季度收窄 2.1 个百分点。

总体来看，上半年内蒙古全区经济延续回升向好态势，高质量发展取得新进展。同时也要看到，当前不稳定不确定因素依然较多，市场需求仍显不足，经济持续回升向好基础还需巩固。

2024 年上半年乌兰察布市经济数据

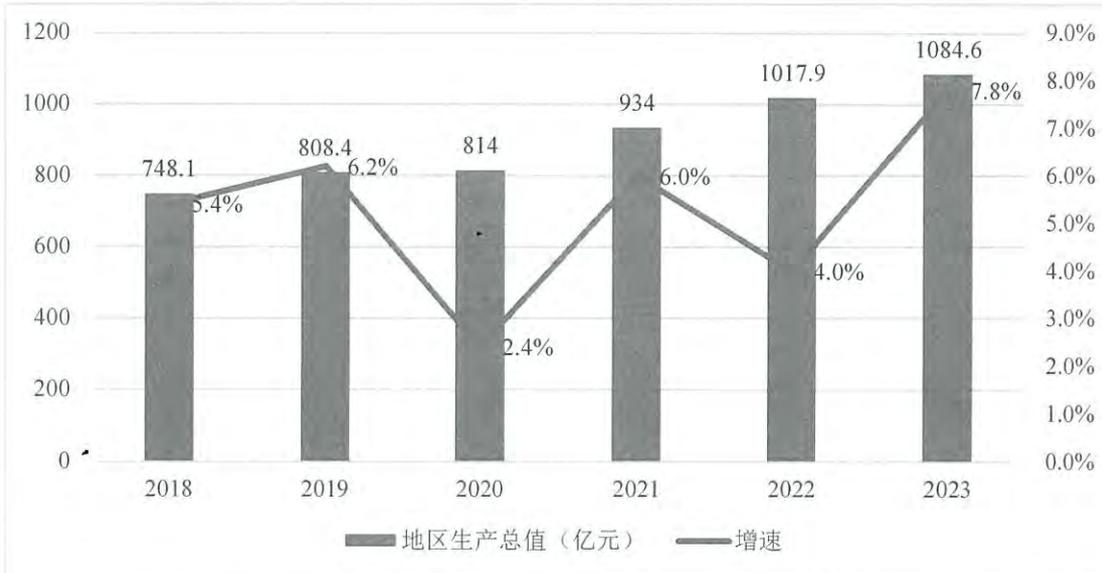
2023年,全市地区生产总值完成1,084.6亿元,比上年增长7.8%。其中:第一产业增加值185.8亿元,增长7.6%;第二产业增加值471.2亿元,增长9.9%;第三产业增加值427.5亿元,增长5.9%。三次产业结构为17.1:43.5:39.4。人均生产总值达到67,158元,比上年增长9.8%。

2023年,全市全体居民人均可支配收入28,154元,比上年增长6.4%。按常住地分,城镇常住居民人均可支配收入39,518元,比上年增长5.8%。农村牧区常住居民人均可支配收入16,984元,比上年增长9.0%。

工业生产方面,2023年,全市全部工业增加值409.7亿元,比上年增长9.2%,其中,规模以上工业企业348家,增加值增长12.7%。在规模以上工业企业中,分经济类型看,国有及国有控股企业增加值增长4.9%,股份制企业增长14.2%,民营企业增长17%;分门类看,采矿业增加值增长35.1%,制造业增长10.4%,电力、热力、燃气及水生产供应业增长12.0%;分行业看,五大主导产业中电力、热力生产和供应业增加值增长13.0%,黑色金属冶炼和压延加工业增长36.5%,化学原料和化学制品制造业下降13.4%,非金属矿物制品业下降1.8%,农副产品加工业增长12.4%。全年规模以上工业企业实现营业收入1590.2亿元,比上年增长4.4%。

财政收支方面,2023年全市一般公共预算收入完成67.9亿元,比上年增长8.5%。其中:税收收入完成46.9亿元,增长17.3%;非税收入完成21亿元,下降7.0%。全年一般公共预算支出完成416.2亿元,增长10.8%。

2018-2023年乌兰察布市地区生产总值及增速情况



2024年上半年，全市发电量、工业用电量同比均实现两位数增长。发电量同比增长18.6%，火电出力充足，风力发电出力明显，新能源发电占比进一步提升。用电量同比增长13.5%，高于去年同期1.6个百分点，铁合金带动作用明显，化工行业用电量同比小幅增长。

6月份全市电力企业发电量62.59亿千瓦时，同比增长17.1%，环比增长0.6%；火力发电量35.94亿千瓦时，同比下降1.3%，环比增长9.6%；新能源发电量24.09亿千瓦时，同比增长62.2%，环比下降10.2%；工业余热余气发电量2.57亿千瓦时，同比增长17.4%，环比下降2.3%。

6月份全市工业用电量57.02亿千瓦时，同比增长14.2%，环比下降1.4%，工业用电量占全社会用电量的90.7%。6月份铁合金用电量34.46亿千瓦时，同比增长15.9%，环比下降2.3%；氯碱化工用电量7.75亿千瓦时，同比增长10.2%，环比下降1.3%；石墨及碳素制品用电量3.42亿千瓦时，同比下降3.7%，环比下降6%。

2024年上半年全市电力企业累计发电量372.63亿千瓦时，同比增长18.6%。火力发电量214.03亿千瓦时，同比增长5.4%。新能源发电141.77亿千瓦时，同比增长43.4%，占全市电力企业发电总量的38%，较去年同期提升6.6个百分点，其中风力发电量126.67亿千瓦时，同比增长47.4%；光伏发电量15.09亿千瓦时，同比增长16.6%；储能发电量107.82万千瓦时。余热余气发电量16.83亿千瓦时，同比增长36.6%。

5.企业所在行业现状与发展前景

根据中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局中国国家标准化管理委员会于2017年6月30日发布的国民经济行业分类，基础设施资产所属行业为D4415“风力发电”。风力发电行业属于电力生产行业，行业主管部门主要包括国家发展和改革委员会、自然资源部、国家能源局、中国电力企业联合会等。

(1) 行业概况

电力行业作为国民经济的基础性支柱产业，与国民经济发展及工业结构变化息息相关，不同的经济发展阶段对应着不同的电力工业需求。现阶段，随着我国经济由高速发展阶段转向高质量发展阶段，经济增长开始转型换挡，电力生产消费也呈现新常态特征，电力需求持续增加，电力结构不断调整，清洁能源加快发展，能源结构继续优化配置，同时“一带一路”电力国际合作不断深化，清洁低碳、安全高效的现代能源体系也在持续稳定地构建中。

2021年10月27日，国务院发布《中国应对气候变化的政策与行动》白皮书，提出了碳达峰、碳中和的双碳目标。进一步推进新能源发展。2022年1月28日，国家发改委、能源局发布《加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，两部委于2022年3月发布了《“十四五”现代能源体系规划》。该政策为风电行业提供了明确的发展方向和前景，从上游原材料到中游制造，再到下游市场，中国已经取得了一定领先地位，并形成了海陆并进、国际发展的格局。

国家能源局数据显示，2023年，全国新增发电装机容量3.7亿千瓦，累计发电装机容量约29.2亿千瓦。其中，全国新增并网太阳能发电装机容量2.2亿千瓦，累计实现并网太阳能发电6.1亿千瓦；新增并网风能发电装机容量0.76亿千瓦，累计实现风电装机容量约4.4亿千瓦。全国并网风电和太阳能发电合计装机规模从2022年底的7.6亿千瓦，达到2023年底的10.5亿千瓦，同比增长38.6%，占总装机容量比重为36.0%，同比提高6.4个百分点。2023年，非化石能源发电装机容量15.7亿千瓦，占总装机容量比重在2023年首次突破50%，达到53.9%。

我国风电行业发展大致经历了快速发展期（2004-2010年）、行业调整期（2011年-2013年）、标杆电价引导期（2014-2020年）及平价上网期（2021年至今）四个阶段。

2021年，我国陆上风电实现平价上网，海上风电也在2022年正式进入平价时代。

在补贴时代，行业需求主要受到补贴政策及抢装驱动，进入平价时代，风机大型化进程加速，促使风电场建设成本降低、下游投资收益水平提升，进而驱动行业需求增长。

1) 电力消费平稳增长，电力消费结构持续优化

在宏观经济运行总体平稳、服务业和高新技术及装备制造业较快发展、冬季寒潮和夏季高温、电能替代快速推广、城农网改造升级释放电力需求等因素综合影响下，2012-2023年，我国全社会用电量平稳增长。根据中电联《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》，2023年，全国全社会用电量9.22万亿千瓦时，同比增长6.7%，增速比2022年提高3.1个百分点。电力消费结构不断优化。2023年，第一产业用电量1278亿千瓦时，同比增长11.5%；第二产业用电量6.07万亿千瓦时，同比增长6.5%；第三产业用电量1.67万亿千瓦时，同比增长12.2%。其中，高技术及装备制造业全年用电量同比增长11.3%，超过制造业整体增长水平3.9个百分点，电动汽车高速发展拉动充换电服务业2023年用电量同比增长78.1%。

2) “碳达峰、碳中和”驱动能源转型，清洁能源替代是长期趋势

由于气候变化的影响，可再生能源替代化石能源在世界范围内得到了广泛认可，发展低碳电力已成为未来能源发展的重要组成部分。面对资源约束趋紧、环境污染严重、生态系统退化的严峻形势，我国提出“二氧化碳排放力争2030年前达到峰值，力争2060年前实现碳中和”的目标。在未来能源利用上，将会从高碳到低碳再到零碳，实现电力零碳化和燃料零碳化，可再生能源占比将继续提高。

“十三五”时期，全国全口径发电装机容量年均增长7.60%，其中非化石能源装机年均增长13.10%，占总装机容量比重从2015年底的34.80%上升至2020年底的44.80%，提升10个百分点。分类型看，全国全口径水电装机容量3.70亿千瓦、火电12.45亿千瓦、核电4,989万千瓦、并网风电2.82亿千瓦、并网太阳能发电装机2.53亿千瓦。电力行业发电装机绿色转型持续推进，电源结构继续优化，绿色比例上升，绿色低碳发展大力推进。

我国《“十四五”现代能源体系规划》指出，到2025年，非化石能源消费比重提高到20%左右，非化石能源发电量比重达到39%左右；展望2035年，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在2030年达到25%的基础上进一步大幅提高，可再

生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。

3) 电力行业市场化交易改革，发电行业竞争日趋激烈

2015年3月，伴随着《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》（中发〔2015〕9号）印发，电力体制改革在全面深化改革背景下进入新的阶段，这一阶段电力体制改革的核心内容是还原电力商品属性，构建有效竞争的电力市场。2015-2018年度期间，国家发改委、国家能源局等相继发布一系列文件，推动了输配电价改革、多层次电力市场体系建设、售电侧放开、电力交易机构与平台建设、发用电计划放开等一系列改革。全国电量市场化交易机制在2018年逐渐成形。2021年国家发改委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（下称“1439号文”），有序放开全部燃煤发电电量上网电价，燃煤发电电量通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。取消工商业目录电价，推动工商业用户全部入市，价格由市场形成。此次进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，真正建立起“能跌能涨”的市场化电价机制，标志着电力市场化改革又迈出了重要一步，有利于更好发挥市场在电力资源配置中的作用。2023年，国家发展改革委、国家能源局正式印发《电力现货市场基本规则》（发改能源规〔2023〕1217号），成为我国电力市场改革以来首部关于电力现货市场运营的国家级、纲领性规则，标志着电力现货市场已从试点探索过渡到全面统一推进阶段。

根据中电联《2023-2024年度全国电力供需形势分析预测报告》，2023年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量5.67万亿千瓦时，同比增长7.9%，占全社会用电量比重为61.4%，同比提高0.6个百分点。其中全国电力市场中长期电力直接交易电量4.43万亿千瓦时，同比增长7%。随着电力行业的改革发展，对于发电企业来讲，发电企业的数量快速增加，发电主体呈现多元化发展，发电企业竞争日趋激烈。

4) 风机大型化趋势明显，驱动成本持续下降

大型化风机具备多重优势。第一，通过容量提升，可以使风机单位千瓦的物料用量下降，从而降低风机单位千瓦物料成本；第二，可以降低风电场道路、线路、基础、塔架等建设成本，进而加速风电平准电价下降；第三，在风能资源及土地资源紧缺的

情况下，采用大容量机组可以解决风电机组点位不足的问题，提升有限空间风电场开发容量和空间利用率。

风机大型化应用对于降低成本有着重要影响。风机在风电项目投资中的成本占比最大，根据研究报告显示，风机成本在项目投资中占比超 40%。因此，风机价格下降可显著降低风电项目单位投资成本。此外，大型化机组投标价格下降速度也相对较快。

5) 风电行业多层次规划逐步落地

我国于 2007 年公布《中国应对气候变化国家方案》，为国内第一部应对气候变化的综合政策文件；随后我国陆续发布了一系列政策和规划，提出二氧化碳排放量下降目标，并积极参与国际事务，于 2016 年签署《巴黎协定》。2020 年 9 月，习近平总书记在第 75 届联合国大会一般性辩论上指出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”，并在 12 月进一步提出非化石能源消费比重等目标。风电作为能源转型和降低碳排放的重要方式之一，未来拥有广阔的发展前景。

2021 年 12 月，国务院国有资产监督管理委员会发布《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰中和工作的指导意见》的通知，提出“到 2025 年，中央企业产业结构和能源结构调整优化要取得明显进展，可再生能源发电装机比重达到 50%以上”的目标。根据我国各主要发电企业的“十四五”规划，未来各企业仍有较大的可再生能源发展空间。

《“十四五”现代能源体系规划》强调，要全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，优先就地就近开发利用，加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设，推广应用低风速风电技术。在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系。建设智能高效的调度运行体系，探索电力、热力、天然气等多种能源联合调度机制，促进协调运行。以用户为中心，加强供需双向互动，积极推动源网荷储一体化发展。完善能源生产供应格局。

加大能源就近开发利用力度，积极发展分布式能源，鼓励风电和太阳能发电优先本地消纳。优化能源输送格局，减少能源流向交叉和迂回，提高输送通道利用率。有序推进大型清洁能源基地电力外送，提高存量通道输送可再生能源电量比例，新建通道输送可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划输送可再生能源电量比例更高的通道。

(2) 行业的发展前景

1) 宏观经济增长支撑发电行业发展

国民经济持续稳定的发展将是用电行业稳定增长的原动力，用电增长率与国内生产总值（GDP）增长率存在一定程度上的正相关。我国经济蓬勃发展的势头以及 GDP 在今后相当长的时间内仍将持续稳定增长的预期为发电行业的发展提供坚实的基础。

中国 2012-2023 年国内生产总值及全社会用电量增速情况

单位：亿元、亿千瓦时

年份	GDP	增速	全社会用电量	增速
2012	538,579.95	7.86%	49,591	5.7%
2013	592,963.23	7.77%	53,233	7.3%
2014	643,563.10	7.43%	55,637	4.1%
2015	688,858.22	7.04%	56,933	2.3%
2016	746,395.06	6.85%	59,747	4.9%
2017	832,035.95	6.95%	63,625	6.5%
2018	919,281.13	6.75%	69,002	8.5%
2019	986,515.20	5.95%	72,255	4.7%
2020	1,013,567.00	2.24%	75,214	4.1%
2021	1,149,236.98	8.45%	83,313	10.8%
2022	1,204,724.00	3.00%	86,369	3.7%
2023	1,260,582.10	5.20%	92,241	6.8%

数据来源：国家统计局

2) 平准电价（LCOE）逐渐降低

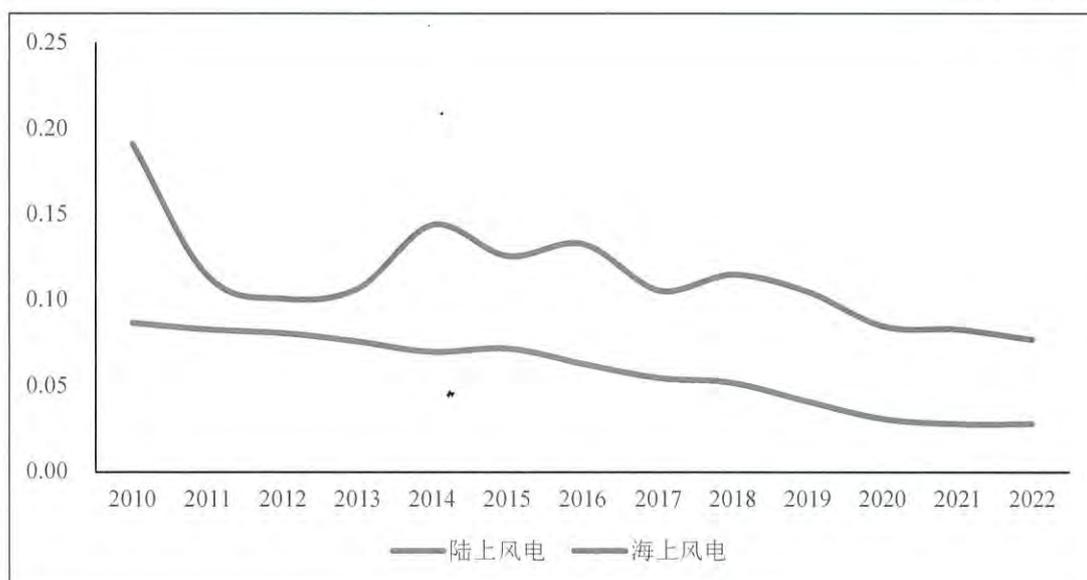
平准电价（LCOE）是英文“Levelized Cost of Energy”的缩写，中文全称为“平准化度电成本”，一般以兆瓦时或千瓦时为单位。平准电价作为量化指标，主要用于风电、光伏、储能、火电、水电等能源项目的发电成本计算，常作为对不同能源的成本综合比较。

从平准电价来看，截至 2022 年，全球光伏、海上风电、陆上风电的加权平均平准

电价分别为 0.049 美元/千瓦时、0.081 美元/千瓦时、0.033 美元/千瓦时，较 2010 年平准电价分别下降 88.99%、58.88%、69.16%。2022 年，中国的海上风电、陆上风电的加权平均平准电价分别为 0.077 美元/千瓦时、0.028 美元/千瓦时，明显低于全球水平。此外，自 2010 年以来，我国海上、陆上风电的平准电价呈下降趋势，2022 年的平准电价分别同 2010 年下降了 67.8%和 57.9%。随着未来风电规模的增加，技术的更新迭代，风机成本逐渐降低，陆上风电已进入平价上网时代，我国风力发电平准电价成本将更具优势，逐渐成为电力供应的主力，且智能化运营水平的提高有助于进一步压降平准电价，提高风电场的利润水平

2010-2022 年中国风力发电加权平均平准电价

单位：美元/千瓦时



数据来源：IRENA, <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Wind-Costs>

3) 新型电力系统建设加速推进

2023 年 7 月，中央全面深化改革委员会第二次会议提出要深化电力体制改革，加快构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统。在这一目标引领下，能源转型和能源基础设施建设步伐加快，传统电力系统面临全新升级，新能源领域迎来更大的发展机遇。

“双碳”背景下，新型电力系统以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，

以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统,具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好和开放互动等典型特征,是传统电力系统的跨越升级,是对电力行业的一场战略性、全局性、革命性变革。

“十四五”时期,我国新能源进入高质量跃升发展新阶段,呈现出大规模、高比例、市场化、高质量的特征,新能源的功能定位也发生新变化。“双碳”目标确立后,我国新能源发展掀起新高潮,电力绿色低碳转型不断加速,新能源由“补充电源”向“主力电源”转变,已具备相当程度的主动支撑能力;煤电机组则由为电力用户提供电能量为主的基荷电源向为整个电力系统提供调峰、调频、备用和爬坡等服务的调节电源和基础保障电源转变,以补强可再生能源发电出力的随机性、波动性和间歇性缺陷,同时保障电网安全稳定运行和可靠供电。

新能源占比提高,推动电力市场机制发生新变化。风电、光伏往往“靠天吃饭”,具有“极热无风”“晚峰无光”等波动性、间歇性特点,需要电力市场具备足够的灵活性和适应性,不断优化市场竞争机制和价格传导机制。电力现货交易频次高、周期短,更符合新能源波动性、难以预测等特点,可精准反映实时供需,进一步还原电力商品属性,进而促进风电等新能源的消纳。煤电容量电价机制有效引导煤电加快转变角色定位,使煤电为新能源发电让出空间,推动绿色低碳转型。

4) 绿电交易

在新能源进入电力市场交易、电能量价值波动的背景下,绿电交易可还原新能源的环境属性。2022年1月,国家发展改革委等部门印发《促进绿色消费实施方案》,统筹推动绿色电力交易、绿证交易;建立绿色电力交易与可再生能源消纳责任权重挂钩机制。2023年2月,国家能源局、财政部、国家发改委印发《关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知》,推动可再生能源项目(含有补贴项目、平价上网项目)全面参与电力市场化交易,明确享受国家可再生能源补贴的绿色电力,参与绿电交易时高于项目所执行的煤电基准电价的溢价收益等额冲抵国家可再生能源补贴或归国家所有,从而减轻可再生能源补贴基金拨付压力。内蒙古自治区也在大力推进新能源的环境价值通过绿色电力交易实现。根据2024年出台的《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则(试行)》,“暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆

瓦时，不得高于 31.5 元/兆瓦时”；该政策从 2024 年 3 月开始实施。

绿电交易加速推进，可助力风电运营企业在电能量价值的基础上，更好实现风力发电的环境价值，通过“证电合一”的交易模式满足用户的电力消费和绿证需求，同时为风电运营企业带来额外收益。

(3) 行业发展的有利和不利因素

1) 有利因素

中国幅员辽阔，拥有丰富的风能资源。2023 年，全国风能资源为正常年景。全国风能资源为正常年景。10 米高度年平均风速较近，10 年（2013-2022 年）偏小 0.03%，比 2022 年偏大约 0.72%。70 米高度年平均风速约 5.4m/s，年平均风功率密度约为 193.5W/m²；100 米高度年平均风速约 5.7m/s，年平均风功率密度约为 228.9W/m²。东北地区东部、内蒙古中东部、新疆北部和东部、甘肃西部和北部、青藏高原大部等地高空 70 米风力发电机常用安装高度的风能资源较好，有利于风力发电。

我国具有丰富的陆上风能资源，陆上风力发电具有良好的先天开发条件。风力资源主要分布在“三北”地区，云贵高原和东南沿海地区次之。受风能资源分布和开发难度等因素的影响，我国陆上风电发展过程呈现“从北向南”、“从戈壁平原到山区”、“从集中到分散”的特点。陆上风电行业发展具备以下驱动因素：

① 风机大型化

随着风电装机规模持续增长，风电设备出现显著的大型化趋势。大型化是风电项目降本的有效途径。从资本支出方面，风机大型化可以摊薄风机制造开支及配套设备的单位功率开支，从运营费用方面，可以减少风场运行和风机维护费用。2023 年我国宣布下线的陆上风电机型，最大单机容量达到了 11MW，比 2022 年提升 3MW；平均单机容量达到 8.9MW，比 2022 年提升 2.6MW。

从 20 世纪 70 年代到今天，我国研发、生产、投运的机组从小到大，走过了从 10kW 级、200kW 级、600kW、750kW 级到 MW 级、5MW 级、10MW 级、15MW 级、20MW 级等多个单机容量的关键性历史节点，其间风电技术完成了由引进、消化吸收到自主再创新，技术能力也从跟随、协同直至引领。2006-2012 年和 2019-2023 年是机组大型化发展最快的两个阶段，我国已安装风电机组的最大单机容量分别实现了从 1.5MW 至

6MW、从 7.25MW 至 16MW 的增长。在市场需求和技术研发的驱动下，我国风电市场的主流产品单机容量快速提升，有力支撑了我国风电的规模化开发。

② 政策利好

为促进我国风电产业的发展，国家相继出台了《中华人民共和国可再生能源法》、《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》、《国家能源局关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》以及绿色电力证书、可再生能源电力配额制度等鼓励政策和激励措施。

③ 不利因素

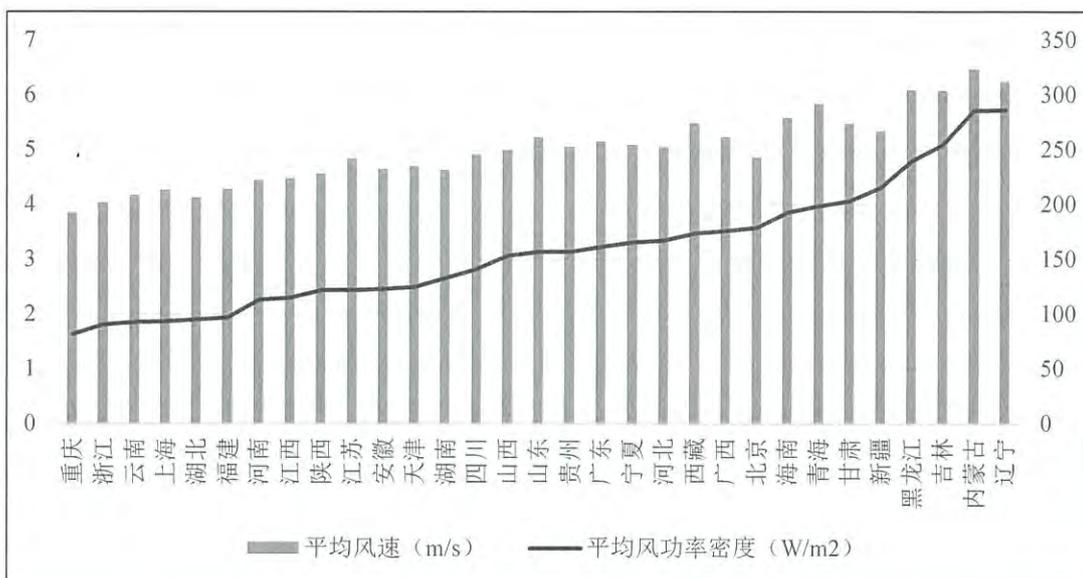
同时，陆上风电行业发展也存在以下限制因素：

A. 风力资源和用电负荷区域错配问题

对于陆上风电，就近消纳能力是必须面对的一个问题。我国用电较多的东部沿海区域目前土地资源比较紧缺，很难大规模发展陆上风电，并且远距离输送通道容量有限。

从风速上看，东北西部和东北部的部分地区、内蒙古中部和东部、新疆东部和北部的部分地区、甘肃西部等地年平均风速达到 7.0m/s，部分地区甚至达到 8.0m/s 以上，而中部和东部平原地区等大部分地区年平均风速低于 5.0m/s。从风功率密度上看，内蒙古中东部、黑龙江东部、河北北部、山西北部、新疆北部和东部、青藏高原和云贵高原的山脊地区等地超过 300W/m²，而中部和东部平原地区及新疆的盆地区域低于 150W/m²。因此，我国风能资源地理分布与现有电力负荷存在一定程度的错配。沿海地区电力负荷大，但是风能资源丰富的陆地面积小；“三北”地区风能资源很丰富，电力负荷却较小，给风电的经济开发带来困难。且由于大多数风能资源丰富区远离电力负荷中心，电网建设薄弱，大规模开发需要电网延伸的支撑。

各省（区、市）2023 年 70 米高度层风能资源平均值



数据来源：《中国风能太阳能资源年景公报（2023年）》

B. 弃风问题

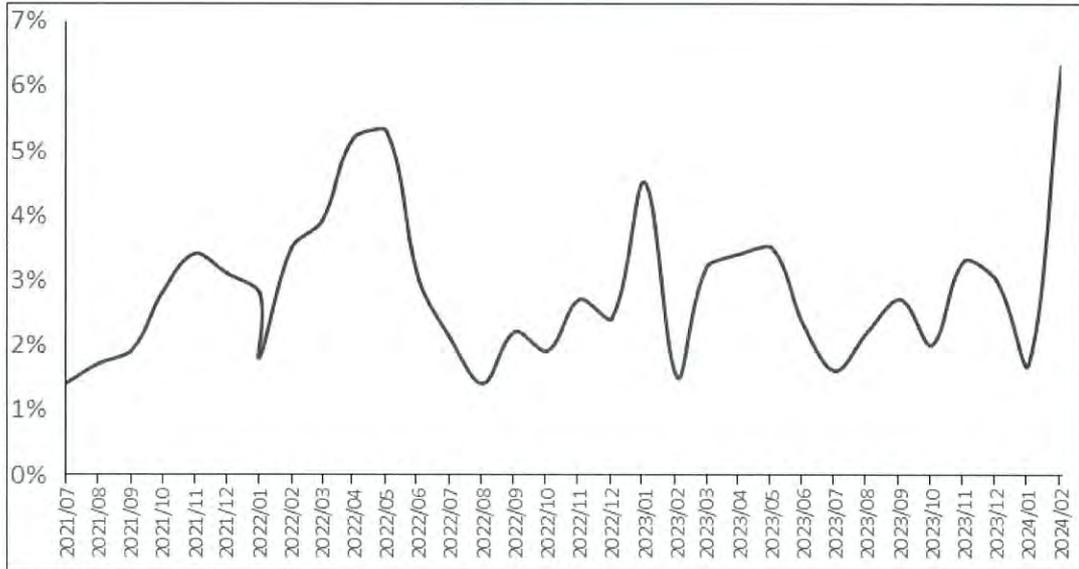
弃风现象在风电大国普遍存在，电网接纳能力不足、发电与用电负荷不匹配、风能资源不稳定等原因都有可能导致弃风。2022年，全国风电实际利用96.8%，同比下降0.1%；2023年，全国风电实际利用率97.3%，同比提高0.5%，实际利用率波动向上。

2021-2023年我国风电实际利用率

区域	2021年实际利用率	2022年实际利用率	2023年实际利用率
全国	96.9%	96.8%	97.3%
北京	100.0%	100.0%	99.9%
天津	100.0%	100.0%	100.0%
河北	95.4%	95.6%	94.3%
山西	97.5%	98.3%	98.9%
山东	98.5%	97.9%	97.6%
蒙西	91.1%	92.9%	93.2%
蒙东	97.6%	90.0%	96.7%
辽宁	98.0%	98.5%	98.0%
吉林	97.1%	95.2%	96.0%
黑龙江	98.1%	98.2%	98.6%
上海	100.0%	100.0%	100.0%
江苏	100.0%	100.0%	100.0%
浙江	100.0%	100.0%	100.0%
安徽	100.0%	100.0%	100.0%

福建	100.0%	100.0%	100.0%
江西	99.9%	99.9%	100.0%
河南	98.3%	98.2%	96.8%
湖北	100.0%	100.0%	99.0%
湖南	99.0%	97.4%	99.7%
重庆	100.0%	100.0%	100.0%
四川	100.0%	100.0%	100.0%
陕西	97.7%	95.8%	96.8%
甘肃	95.9%	93.8%	95.0%
青海	89.3%	92.7%	94.2%
宁夏	97.6%	98.5%	97.8%
新疆	92.7%	95.4%	95.8%
西藏	100.0%	100.0%	78.0%
广东	100.0%	99.9%	99.6%
广西	100.0%	100.0%	100.0%
海南	100.0%	100.0%	99.9%
贵州	99.5%	99.7%	99.7%
云南	99.9%	99.9%	100.0%

2021-2024年全国平均弃风率



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心

C.安全运营风险

火灾风险：根据运行经验，火灾是风机的主要事故之一，风机塔筒和机舱同样具有封闭性强和温度高的特点，较易出现火灾事故。

倒塔风险：倒塔是风电机组最严重的事故，风电机组倒塔会造成巨额经济损失甚

至人员伤亡。据不完全统计，近十年业内公开报道的风电机组倒塔事故达到平均一年12起。出现倒塔事故的机组分属不同厂家，地点分散，多数项目为近两年内完成交付，个别项目甚至刚刚运行或完成检修。因此，尽管我国的风电产业发展迅猛，而且越来越成熟稳健，但近几年的倒塔事故也暴露出一些企业安全意识薄弱、风电项目管理缺失等突出问题。

6.收益预测过程

(1) 营业收入的预测

公司营业收入为售电收入，售电收入的计量分为售电量的计量和电价的计量。

A. 装机容量及预测期限

恒润一期风电项目装机总容量项目批复为49.5MW，实际装机容量为49.5MW，本项目于2011年7月全容量并网发电。陆上风力发电机组主要设备的经济寿命一般为20年，本次评估综合考虑陆上风力发电机组资产的经济寿命年限及并网日期，以评估基准日至陆上风力发电机组寿命年限的综合剩余年限来确定其收益期。故收益期为有限年期，预测期截止至2031年7月底止。

B. 未来年度发电量及发电利用小时的预测

恒润一期风电项目于2011年7月全容量并网发电，近3年及基准日发电情况如下：

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月
批复装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
实际装机容量	MW	49.50	49.50	49.50	49.50
上网结算电量	万kW·h	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66
发电利用小时	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73

经向企业生产人员了解，恒润一期风电项目并网以来发电情况较为稳定，2021年-2023年线损及厂用电率分别为0.99%、1.46%、1.21%，各年厂用电率较为稳定。2021年-2024年上半年弃风限电率分别为1.81%、0.64%、1.29%，限电率随着近年来内蒙地区加大新能源消纳能力的推进出现了明显的下降趋势。2024年因一季度有春节假期，为保障居民用电电网调度限电情况相对较高，经过与企业生产部门沟通，查阅历史年度发电数据，2020年-2023年，恒润一期项目上半年发电量占全年发电量的比例分别为56.23%、59.67%、54.79%、53.02%，风电项目上半年发电量占全

年发电量的比例较为稳定，本次评估对发电量按照谨慎原则进行预测，2024年下半年，恒润一期风电项目以2020年-2023年上半年发电量占全年发电量的比例55.93%，按照公式

2024年下半年上网电量=2024年上半年上网电量/（2020-2023年四年m的平均值）-2024年上半年实际上网电量

注：m为当年上半年上网电量占全年上网电量的比例

计算得出2024年下半年上网电量4,055.79万千瓦时。

预测期2025年至经营期末的年度上网电量计算公式为

预测期内基准上网电量=（2021-2024年发电量平均值）-（2021-2024年厂用电量及线损电量平均值）

预测期年上网电量为11,618.18万kW·h，折合等效利用小时2,347.11小时。

预测期补贴电量

根据财政部 发展改革委 国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰察布市察右中旗大板梁风电场所在地区属于一类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为20年，全生命周期小时数为48000小时，项目全生命周期补贴电量为237,600.00万千瓦时。在20年内或全生命周期发电量达到237,600.00万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

自全容量并网发电以来到评估基准日，恒润一期风电项目累计发电小时29,429.08小时，则预测剩余国补发电利用小时为18,570.92小时，预测期每年发电利用小时2,347.11小时，2024年至2031年总发电利用小时为16,271.14小时，均属于补贴发电利用小时范围内。

预测期保障电量

根据《国家发展和改革委员会、国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号），2016年内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区的保障性收购利用小时数为2000小时/年，即保障电量为机组容量×2000小时。随着电力市场化改革不断推进，自2019年起至2024年上半年，蒙西地区风电项目保障性收购利用小时数逐渐下调至

300小时/年。

年度	文件名称	保障性收购利用小时
2019年	关于印发2019年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字〔2019〕160号）	1500小时/年
2020年	关于印发2020年度内蒙古西部电网发电量预期调控目标的通知（内工信经运字〔2020〕166号）	1500小时/年
2021年	关于做好2021年内蒙古电力多边交易市场交易工作有关事宜的通知内工信经运字〔2020〕365号	1500小时/年
2022年	关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知（内工信经运字〔2021〕472号）	1100小时/年
2023年	关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知（内工信经运字〔2022〕472号）	550小时/年
2024年	关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知（内能源电力字〔2024〕55号）	300小时/年

电力市场化改革影响下，因上述电力交易政策调整，恒润一期风电项目保障电量逐步降低。保障性收购利用小时已自2016年的2000小时/年下降至2024年的300小时/年。至2024年6月末，保障电量占上半年总上网电量的比例约在10%左右。

2022年1月18日国家发展改革委、国家能源局公布了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），提出到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成；到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置的总体目标。

根据历史年度保障电量的占比变化情况、目前电力市场化改革的政策要求，蒙西地区新能源发电项目保障电量的变化方向较为明确，整体将呈现逐年减少的趋势；基于谨慎考虑，预测项目保障电量将随着相关政策调整阶梯式下降至0，即2024年—2026年保障性收购利用小时数为300，2027—2029年保障性收购利用小时数为150，2030年及之后保障性收购利用小时数为0。

预测期市场交易电量

市场交易电量即为项目上网电量-保障电量后的电量，在电力市场化改革影响下，历史年度恒润一期风电项目保障电量逐步降低，市场交易电量逐步上升，2021年—2024年1-6月，恒润一期风电项目市场交易电量占上网电量比重分别为42.17%、

57.50%、76.43%和86.93%。

预测期因保障电量将随着相关政策调整阶梯式下降，预计2027年-2029年保障性收购利用小时数下降至150后，市场交易电量占总上网电量比例将上升至93.61%；2030年起至经营期末，保障性收购利用小时数下降为0，项目全部上网电量均为市场交易电量。

C. 公司电价执行标准及未来年度的电价预测

2021年-2024年6月末恒润一期风电项目的售电收入、上网电量及电价情况如下：

项目/年份	单位	2021年	2022年	2023年	2024年1-6月	2024年1-3月	2024年4-6月
保量保价发电电价	元kWh	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
调整系数	%	100.00%	90.00%	85.00%	75%、80%	75.00%	80.00%
总发电利用小时	h	2,594.00	2,588.31	2,333.28	1,039.73	576.37	463.36
其中：保量保价发电小时	h	1,500.00	1,100.00	550.00	135.94	71.74	64.20
市场交易发电小时	h	1,094.00	1,488.31	1,783.28	903.79	504.62	399.16
总上网电量	万kWh	12,840.30	12,812.13	11,549.76	5,146.66	2,853.02	2,293.63
其中：保量保价发电电量	万kWh	7,425.00	5,445.00	2,722.50	672.90	355.13	317.77
市场交易发电电量	万kWh	5,415.30	7,367.13	8,827.26	4,473.75	2,497.89	1,975.86
平均标杆发电收入(含税)	万元	3,142.77	2,489.74	1,946.19	767.17	397.87	369.30
其中：保量保价发电收入	万元	2,100.53	1,386.35	654.67	147.27	75.35	71.92
交易发电收入(含税)	万元	1,042.23	1,103.38	1,291.53	619.90	322.52	297.38
平均标杆售电单价(含税)	元kWh	0.2448	0.1943	0.1685	0.1491	0.1395	0.1610
其中：保量保价发电单价(含税)	元kWh	0.2829	0.2546	0.2405	0.2189	0.2122	0.2263
市场交易电价单价(含税)	元kWh	0.1925	0.1498	0.1463	0.1386	0.1291	0.1505

电价构成及变动情况

根据《关于核定内蒙古送变电有限责任公司察右中旗大板梁风电场一期49.5MW风电项目上网电价的批复》（内发改价字[2012]1539号），恒润一期风电项目批复电价为0.51元/千瓦时（含税），根据文件规定，风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过国家可再生能源发展基金分摊解决。其中燃煤机组标杆上网电价根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字[2017]954号）确定为0.2829元/千瓦时，可再生能源发电补贴为0.2271元/千瓦时。

即项目经营周期内，可再生能源发电国补电价为0.2271元/千瓦时保持不变。

保障发电电价

保障电价，最初为燃煤标杆电价，后根据新能源风险防范补偿系数的变化，有所下调。可分为以下两个阶段：

一是保障电价等于燃煤标杆电价阶段。2022年之前，保障电价等于燃煤标杆电价阶段。根据《内蒙古自治区发展和改革委员会关于合理调整电价结构有关事项的通知》（内发改价字〔2017〕954号）规定，恒润一期风电项目保障电价确定为每千瓦时0.2829元（含税，含脱硫、脱硝和除尘）。

二是保障电价考虑新能源风险防范补偿系数阶段。自2022年开始，保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数。根据《关于做好2022年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2021〕472号）、《关于做好2023年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2022〕472号）、《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55号）、《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206号）等文件，保障电价需考虑新能源风险防范补偿系数，即保障电价=燃煤标杆电价*(1-新能源风险防范补偿系数)，其中，上述政策分别规定，2022年新能源风险防范补偿系数为10%；2023年新能源风险防范补偿系数为15%；2024年1-3月，新能源风险防范补偿系数为25%；2024年4月，为进一步维护新能源发电价格在平稳区间运行，新能源风险防范补偿系数进一步调整为20%。

项目/年份	单位	2022年	2023年	2024年1-3月	2024年4-6月
燃煤标杆电价	元/kW·h	0.2829	0.2829	0.2829	0.2829
新能源风险防范补偿系数	%	10%	15%	25%	20%
保障电价	元/kW·h	0.2546	0.2405	0.2186	0.2263

保障电价因新能源风险防范补偿系数的调整，自2021年起至2024年3月逐步下降，2024年4月后因《内蒙古自治区能源局关于调整优化2024年蒙西电力市场交易机制的通知》（内能源电力字〔2024〕206号）对新能源风险防范补偿系数的调整而回升。内蒙古自治区能源局及内蒙古电力交易中心相关负责人在今年4月7日的发布会上对前述《通知》进行了解读，蒙西电力市场此次优化调整是在国家和自治区相关要求的框架下进行的，主要目标是“保量”“平稳”。评估机构认为内蒙古

自治区政府通过保障电价相关机制的优化调整，致力于引导新能源发电价格在合理区间运行，稳定新能源市场预期；结合上述政策变化调整导向，未来保障电价将以2024年4月以后的数值为基准保持不变。

即预测期保障电价=0.2263元/千瓦时（含税）。

市场交易电价

蒙西电力市场交易机制与全国其他电力现货市场在结算机制以及市场出清价格等方面存在较大差异。蒙西区域新能源发电场站均参与中长期电量交易及现货交易，采用用户侧单边竞价、边际成交模式开展，用户侧报量报价、发电企业报量不报价，发电企业被动接受电力市场形成的成交价格（市场交易电价）。其中，市场交易电价包含电能量电费及绿色电力环境价值两部分。

A.蒙西电力市场交易机制

根据《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字（2024）55号）规定，“享受可再生能源补贴风电、享受可再生能源补贴光伏仅组织单边竞价交易，由用户侧报量报价、发电侧报量接受价格”。此外，该政策要求新能源发电场站月度中长期合约实际持有比例达到月度发电量90%。在中长期交易基础上，再通过现货市场对全部电量进行差价结算。

根据如上文件规定，蒙西电力市场“中长期曲线交易+现货市场差价结算”的交易模式，配套风险防范等调控措施，电力市场价格形成机制可以理解为：

第一步，市场撮合形成中长期签约价格。新能源发电场站参与中长期电量交易，发电企业报量不报价，用户侧单边报价，由低至高撮合成交，从而形成中长期签约价格。

第二步，现货市场全部电量差价结算。市场结算采用“日清月结”模式。发电企业的电能电费包括现货全电量电能电费、中长期差价合约电能电费。全天24小时以每15分钟为时间段进行现货交易出清，时间段内电能电费=时段上网电量*时段现货价格+时段中长期合约电量*(中长期合约价格-用户侧区域结算参考点电价)。

月度结算时，对全月每时间段电能电费进行累加再除以月度上网电量，进而得出月度现货交易出清价格。如时段内项目上网电量低于中长期合约电量且时段现

货价格高于中长期合约价格，则该时段电能电费为负值。

第三步，新能源风险防范补偿。根据《关于做好2024年内蒙古电力多边交易市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字〔2024〕55号）、《蒙西电力市场结算指引（2023年试运行V3.0版）》，新能源风险防范区间为0.8-1.15倍。该机制触发条件为：

（1）当国补项目月度现货交易出清价格低于该场站当月中长期合约价格的0.8倍（或高于1.15倍）时，触发新能源风险防范补偿，该国补项目本月月度现货交易结算价格为当月中长期合约价格的0.8倍（或1.15倍）；

（2）当月度现货交易出清价格介于0.8与1.15倍之间时，不触发该机制，按实结算即该国补项目本月月度现货交易出清价格即为现货交易结算价格。

B.绿色电力交易部分

2024年2月份，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司印发《关于内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案的复函》（发改办体改〔2024〕82号），正式同意《内蒙古电力市场绿色电力交易试点方案》，明确提出“《方案》是贯彻落实《国务院关于推动内蒙古高质量发展奋力书写中国式现代化新篇章的意见》（国发〔2023〕16号）的具体举措，自治区各有关部门要以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大和二十届二中全会精神，为经营主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务，全面反映绿色电力的环境价值，引导全社会形成主动消费绿色电力的共识，充分激发供需双方潜力加快绿色能源发展。”内蒙古自治区成为继国家电网、南方电网之后国家批复同意的第3个绿电交易试点。

2024年3月起，内蒙古电力多边交易市场首次启动绿色电力交易，根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》（以下简称“《内蒙古绿电交易细则》”），将绿色电力交易（以下简称“绿电交易”）纳入中长期电力交易范畴。

绿电交易是以绿电为标的物的电力中长期交易，用以满足发电企业、售电企业、电力用户等市场主体出售、购买、消费绿电需求，并提供相应的绿证。绿色电力环境价值（以下简称“环境价值”）是绿电交易中绿色电力的附加价值，市场主

体应在绿电交易中分别明确电能量价格与环境价值。环境价值不纳入分时价格机制，环境价值费用单独核算。

根据《内蒙古电力多边交易市场绿色电力交易实施细则（试行）》，“绿电交易价格应满足国家、自治区绿电交易、新能源交易有关要求。市场初期，为引导绿电价格运行在合理区间水平，保障绿电交易平稳起步，暂定绿电交易环境价值不得低于1元/兆瓦时，不得高于31.5元/兆瓦时，后期根据市场运行情况适时调整”。

根据上述政策变动，2021年—2023年，2024年1-3月及4-6月，恒润一期风电项目交易电价（含税）分别为0.1925元/kW·h、0.1498元/kW·h、0.1463元/kW·h、0.1291元/kW·h及0.1505元/kW·h，市场交易电价波动企稳。一季度、二季度的平均市场交易电价出现了明显的差异，二季度电价有了明显上升，甚至高于去年同期水平。主要原因为今年在一季度内蒙古能源局对电力市场政策的调整后，电价运行区间较2023年进一步下探，导致投产时间较早、初期投资成本较高但享受可再生能源补贴的新能源企业普遍面临较大运营压力。在此背景下，内蒙古能源局于2024年4月对蒙西地区电力市场交易政策进行了修订，并落地实施了绿电交易相关支持性政策。

根据历史走势信息，市场交易电价已企稳进入上行区间；此外，国家层面也在大力推动绿色电力环境价值的加速落地。

政策支持，绿色环境价值逐步凸显

绿色电力的实际价值，由电能量价值与绿色环境价值两部分组成。在电力市场化改革持续推进的进程中，电能量价值大概率将因体现时空价值、合理反映新能源成本而降低；但其绿色环境价值属性的绿色电力、绿证、碳交易等价值逐步提升。

在能耗双控逐步转向碳排放双控的背景下，绿电、绿证和碳排放收益机制与电力市场的衔接正在加速落地。内蒙古2024年首次给予绿电不高于31.5元/兆瓦时的环境价值，考虑近期强制高耗能企业使用可再生能源电力的机制密集出台，后续绿色电力相关价值有望进一步提高，对本项目未来的电价，将起到明显提振作用。近期出台的部分节能降碳及绿色电力支持的相关政策文件整理如下：

日期	文件	内容
2023年7月11日	《关于建设更高水平开放型经济新体制促进构建新发展格局的意见》《关于推动能耗双控逐步转向碳排放双控的意见》	从能耗双控逐步转向碳排放双控，要坚持先立后破，完善能耗双控制度，优化完善调控方式，加强碳排放双控基础能力建设，健全碳排放双控各项配套制度，为建立和实施碳排放双控制度积极创造条件。
2023年8月3日	《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	绿证核发范围新增海上风电、分布式光伏、市场化水电等，实现可再生能源全覆盖。1个绿证对应1000千瓦时可再生能源电量。研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、CCER交易机制衔接协调；加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定。
2023年9月1日	国家能源局《关于政协第十四届全国委员会第一次会议第01806号（工交邮电类256号）提案答复的函》	国家能源局会同有关部门持续深化电力市场建设，通过竞争形成体现时空价值的市场价格，合理反映新能源成本，加快构建适应新能源和分布式发电、微电网、储能等新兴主体参与的电力市场机制，推动分布式发电市场化交易。下一步，国家能源局将会同有关部门继续推动相关政策落地，完善市场体系，做好绿色电力交易与碳交易、碳排放权交易的有效衔接。
2024年2月2日	《关于加强绿色电力证书与节能降碳政策衔接大力促进非化石能源消费》	突出重点控制化石能源消费导向，非化石能源不纳入能源消耗总量和强度调控。要求完善绿证与碳核算和碳市场管理衔接机制，明确绿证与节能降碳政策衔接的具体路径，通过“物理电量+跨省绿证交易”的方式，实现了绿证对应可再生能源消费量统计核算的全覆盖。同时，推动绿证纳入地方、行业企业、公共机构、重点产品碳排放核算的制度规则，推动研究核算不同应用场景中扣除绿证的修正电网排放因子，加快研究绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排机制的功能边界和衔接机制。
2024年3月5日	《2024年政府工作报告》	提出单位GDP能耗下降2.5%的具体目标。政策大方向坚持双碳目标与能源安全趋势不变，要求深入推进能源革命，控制化石能源消费，加快建设新型能源体系。新能源方面，强调大型风电光伏基地和外送通道建设，兼顾分布式能源开发利用、发展新型储能。同时，注重绿色收益认可。
2024年3月18日	《2024年能源工作指导意见》	提出坚持积极有力推进能源绿色低碳转型（2023年为“积极稳妥”），要求提高区域协同保障能力，科学优化新能源利用率目标，印发2024年可再生能源电力消纳责任权重并落实到重点行业企业，以消纳责任权重为底线，以合理利用率为上限，推动风电光伏高质量发展。
2024年5月28日	《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》	优化省间电力交易机制，根据合同约定，允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划。加快电力现货市场建设，进一步推动新能源参与电力市场。打破省间壁垒，不得限制跨省新能源交易。探索分布式新能源通过聚合代理等方式有序公平参与市场交易。建立健全区域电力市场，优化区域内省间错峰互济空间和资源共享能力。 要求加快配套电网建设、提升系统调节能力、发挥市场化配置作用、优化消纳目标与监测统计工作。

日期	文件	内容
2024年7月18日	《中共中央关于进一步全面深化改革、推进中国式现代化的决定》	构建全国统一电力市场，优化油气管网运行调度机制，推进能源等领域价格改革，优化居民电价、气价制度，推进能源等行业自然垄断环节独立运营和竞争性环节市场化改革，健全监管体制机制。绿色低碳发展机制方面，全会强调要健全绿色低碳发展机制，加速规划建设新型能源体系，完善新能源消纳和调控政策措施，建立能耗双控向碳排放双控全面转型新机制，积极稳妥推进碳达峰碳中和。
2024年7月24日	《电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章》	对绿色电力交易的定义和绿电交易机制进行明确。按照“省内为主、跨省区为辅”的原则，推动绿色电力交易有序开展，满足电力用户绿色电力购买需求。绿色电力交易中，电能量价格与绿证价格应分别明确。
2024年7月31日	《中共中央国务院关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》	完善绿色转型价格政策。深化电力价格改革，完善鼓励灵活性电源参与系统调节的价格机制，实行煤电容量电价机制，研究建立健全新型储能价格形成机制，健全阶梯电价制度和分时电价政策，完善高耗能行业阶梯电价制度。
2024年8月2日	《关于2024年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	2024年，总量、非水消纳责任权重分别在20%~70%、8%~30%，要求权重落实到承担消纳责任的主体，各省完成情况以实际消纳的物理量核算，当年未完成的转移至次年。冀北/蒙西/青海/甘肃等要切实采取措施提升消纳能力；电解铝绿电消费比例在21%~70%，完成情况以绿证核算，2024年只监测不考核。
2024年8月27日	《内蒙古自治区出台绿电消费自愿认定管理暂行办法》	一是为建立绿色电力消费认证机制提供实践基础。自愿认定工作既发挥了政府引导职能，也调动了用能主体积极性，合力探索绿电消费认定，可为绿电消费认证机制建设提供宝贵的试点经验。二是《办法》的实施可拓展绿证应用场景，引导绿电绿证规范管理。

上述绿电交易、绿证交易及CCER等利好政策密集出台，入池项目未来绿色环境价值将进一步凸显，并在项目收入结构中合理兑现。

根据恒润一期风电项目提供的2024年度4月-6月《电费结算单》，绿电交易平均电价大约为28元/兆瓦时（即0.028元/kW·h）。

结合2024年一、二季度的价格走势，市场交易电价已呈企稳回升趋势。考虑近期落地较为频繁的绿色电力利好促进政策，未来绿色电力价值大概率将持续提升，市场交易电价运行区间有望进一步上行。

在评估测算中，预测期内市场交易电价以2024年4-6月市场交易电价为预测基准，充分、审慎考虑电力市场化改革对入池风电项目平均标杆电价的影响趋势；在目前上行趋势形成的基础上，假设存续期其市场交易电价一直不变。

经上述分析测算，本次评估预测期项目国补电价为0.2271元/kW·h（含税），保障电价为0.2263元/千瓦时（含税），市场交易电价为0.1505元/kW·h（含税）。

预测期发电销售收入以此为基础进行计算，营业收入的预测详见《营业收入预测表》。

(2) 营业成本的预测

营业成本为固定成本和变动成本，固定成本为电站固定资产折旧摊销，变动成本包括基础管理费、安全生产费、保险费和其他运营成本。

根据《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务补充协议》及《补充协议》约定，基础设施项目发行后，将由内蒙古恒润新能源有限责任公司作为外部管理实施机构负责恒泽新能源公司的日常运营，相关的变动成本将以服务费形式予以结算。因此在预测时基础管理费、其他运营成本等根据企业2024年年度预算、2024年上半年实际发生情况并结合《补充协议》约定的项目进行预测。

1) 折旧摊销的预测

对于折旧摊销，以评估基准日固定资产和无形资产账面价值为基础，结合企业折旧摊销会计政策进行预测。企业会计折旧政策具体情况如下：

类别	使用寿命(年)	残值率(%)	年折旧率(%)
房屋及建筑物	20-30年	5%	3.17%-4.75%
机器设备	5-30年	5%	3.17%-19.00%
电子设备	5年	5%	19.00%
办公设备	5年	5%	19.00%

2) 基础管理费

基础管理费包括现场人员工资、材料费、修理费、低值易耗品摊销、燃料及电力购入费、风机变频器维护费、其他运营费用等构成。

燃料及电力购入费：燃料及电力购入费近三年发生额基本保持稳定，2024年参考企业预算10.62万元进行预测，下半年预计金额为8.98万元。

生产人员工资：生产人员工资近三年发生额基本保持稳定，2024年参考企业预算96.94万元进行预测，下半年预计金额为71.83万元。

材料费、修理费：2021年风机机组出质保后，2022年材料费及修理费支出增加，2023年略有增长，2024年参考企业预算61.84万元进行预测，下半年预计金额为38.96万元。

低值易耗品摊销：低值易耗品支出2021年-2022年支出金额较低，2023年未发生，2024年参考企业预算0.18万元进行预测，下半年预计金额为0.06万元。

风机变频器维护费：风机变频器维护费根据目前执行的《变频器维护合同》合同金额进行预测，2024年预计维护费金额31.56万元，下半年预计金额为17.45万元。

其他运营费用：历史年度其他运营费主要包括办公费、车辆使用费、租赁费、中介费、差旅费、外部劳务费等日常运营费用；检验检测费、研究开发费、气象服务费等专项费用。预测时将其他运营费和专项费用分别进行预测。

其他运营费2024年参考企业预算143.39万元进行预测，因上半年风场设备维护需要发生部分外部劳务费用，其他运营费增加较多，下半年设备维护结束后该部分费用不再发生，下半年预计其他运营费金额36.07万元。

检验检测费、研究开发费、气象服务费等专项费用，2024年参考企业预算96.58万元进行预测，均在下半年统一支出。

外部管理机构管理费：外部管理机构管理费历史年度为管理费用，主要为管理人员工资、办公费、差旅费等费用支出，2021年-2023年波动增长，考虑项目发行后转换为用于外部管理机构的成本支出，因此参考2024年管理费用预算进行预测，2024年预算金额125.76万元，下半年预计金额为70.39万元。

下半年预计基础管理费发生金额为340.32万元。自2025年起，根据2024年预算为基础按照每年2%的增长幅度计算成本的增长。

2) 其他运营成本

保险费：保险费的预测结合项目公司历史年度保险情况及合规性需求，电站应投保的保险包括风电运营期一切险、机器损坏险、公众责任险等相应险种，预计2024年保险合同金额为28.30万元/年，2024年下半年为27.08万元。

安全生产费：2023年起，根据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》要求，以上一年营业收入金额为基础采取超额累退方式确定本年度应计提金额。2024年全年安全生产费为75.65万元，其中2024年下半年为37.83万元。

另外，针对不可预见的运维事项提前预留维护性资本性支出，自2024年起按50万元/年进行预测。

根据上述预测思路，营业成本预测详见《营业成本预测表》。

（3）税金及附加的预测

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加以及其他附加税。城市维护建设税率为5%、教育费附加为3%、地方教育费附加为2%。

税金及附加的预测详见《税金及附加预测表》。

（4）其他收益的预测

根据财政部、国家税务总局发布的《关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74号）的有关规定，标的公司享受"即征即退50%"的增值税优惠政策。

（5）资本性支出的预测

资本性支出实际上就是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，在经营预测期内不再考虑资本性支出。

（6）营运资金的预测

营运资金=年度营运现金最低需求量+应收款项-应付款项

一般而言，随着企业经营活动的开展，为满足企业日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但企业同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

由于发电企业运营模式简单，只需考虑正常经营所需保有的现金（最低现金保有量）、应收款项和应付款项等主要因素。

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按1个月的付现成本确认保有现金量；应付款项主要是生产成本、应付各项税费等各类费用，根据各项费用的支付周期，结合当年的预测成本测算当年的应付款项余额；对于结算电费，按一个月为周转期进行测算。对于国家补贴电费，目前恒润一风电项目加权平均账期约3.3年左右，参考同类型电站国家补贴电费的结算时间及企业实际收款情况，基于谨慎考虑，2024年-2026年国补收款以4年为周转期进行测算，自2027年起至经营期末以3年为周转期进行测算。

营运资金追加额=当年度需要的营运资金-上一年度需要的营运资金

营运资金预测详见《营运资金预测表》。

(7) 期末资产回收

经营期末，固定资产、无形资产依据预测期内的折旧摊销，将期末残余价值进行折现，作为到期后不动产回收价值。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值。

其中固定资产期末回收价值为1,999.14万元；无形资产-土地使用权期末回收价值为72.38万元；营运资金期末回收价值为6,961.81万元。

(8) 税前现金流

未来预期税前现金流如下表所示：

单位：人民币万元

项目/年份	2024年7-12月	2025年	2026年	2027年	2028年
营业收入	1,409.79	3,982.04	3,982.04	3,932.22	3,932.22
减：营业成本	1,215.57	2,181.89	2,205.60	2,216.64	2,227.16
税金及附加	33.62	84.51	84.44	83.69	83.62
销售费用					
管理费用	-	-	-	-	-
研发费用					
财务费用	-	-	-	-	-
加：其他收益	79.23	241.09	240.77	237.20	236.86
营业利润	239.84	1,956.74	1,932.77	1,869.09	1,858.30
加：营业外收入					
减：营业外支出					
利润总额	239.84	1,956.74	1,932.77	1,869.09	1,858.30
加：扣税后利息费用	-	-	-	-	-
加：折旧	763.14	1,526.27	1,526.27	1,526.27	1,526.27
加：摊销	1.21	2.42	2.42	2.42	2.42
减：追加资本性支出	-	-	-	-	-
减：营运资金净增加	-2,737.35	-242.37	1,089.68	-2,079.03	-
加：计提安全生产费	37.83	61.85	74.73	74.73	73.98
加：回收固定资产净值					
加：回收无形资产价值					
加：回收营运资金					
加：可抵扣增值税流入					
自由现金流量（税前）	3,779.37	3,789.65	2,446.51	5,551.54	3,460.97

项目/年份	2029 年	2030 年	2031 年 7 月	期末
营业收入	3,932.22	3,882.41	2,264.74	
减：营业成本	2,238.65	2,250.37	1,317.68	
税金及附加	83.55	82.80	48.27	
销售费用				
管理费用	-	-	-	
研发费用				
财务费用	-	-	-	
加：其他收益	236.52	232.93	135.71	
营业利润	1,846.54	1,782.16	1,034.50	
加：营业外收入				
减：营业外支出				
利润总额	1,846.54	1,782.16	1,034.50	
加：扣税后利息费用	-	-	-	
加：折旧	1,526.27	1,526.27	890.33	
加：摊销	2.42	2.42	1.41	
减：追加资本性支出	-	-	-	
减：营运资金净增加	-	-4.69	-1,099.37	
加：计提安全生产费	73.98	73.98	42.72	
加：回收固定资产净值				1,999.14
加：回收无形资产价值				72.38
加：回收营运资金				6,961.81
加：可抵扣增值税流入				
自由现金流量（税前）	3,449.21	3,389.53	3,068.33	9,033.33

（9）折现率r的确定

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为企业税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

税前折现率

由于国内不论是评估准则还是会计准则，都没有给出税前折现率的定义，也没有明确如何将税后折现率调整为税前折现率。理论上，采用税后折现率折现税后现金流量的结果与采用税前折现率折现税前现金流量的结果应当是相同的，即：税前现金流采用税前折现率的折现值=税后现金流采用税后折现率的折现值。

税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率，按照资本加权平均成本模型（WACC）进行计算，公式为：

$$r = r_d \times w_d + r_e \times w_e$$

式中：

r_d ：所得税后长期付息债务利率；

$$r_d = r_0 \times (1 - t)$$

r_0 ：所得税前长期付息债务利率；

t ：适用所得税税率；

w_d —产权持有单位的债务比率

$$w_d = \frac{D}{(E+D)}$$

w_e —产权持有单位的权益比率

$$w_e = \frac{E}{(E+D)}$$

r_e —权益资本报酬率，按照资本资产定价模型（CAPM）确定

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + \varepsilon$$

式中：

r_e —权益资本报酬率

r_f —无风险报酬率

r_m —市场预期报酬率

β —产权持有单位权益资本的预期市场风险系数

ε —产权持有单位的特性风险调整系数

1) 无风险报酬率 r_f 的确定

无风险报酬率反映的是在本金没有违约风险、期望收入得到保证时资金的基本价值。在此情形下，投资者仅仅牺牲了某一时期货币的使用价值或效能。对一般投资者而言，国债利率通常成为无风险报酬率的参考标准。这不仅因为各国的国债利率是金融市场上同类金融产品中最底的，而且还因为国债具有有期性、安全性、收益性和流动性等特点。

由于国债具有以上本质特征，其复利率常被用作无风险利率。

评估专业人员通过iFinD资讯查询，选取距评估基准日到期年限10年期以上的国债到期收益率3.62%（复利收益率）作为无风险收益率。

无风险回报率 $r_f=3.62\%$ 。

2) 权益系统风险系数 β 值确定

β 被认为是衡量公司相对风险的指标，投资股市中一个公司，如果其 β 值为1.1，则意味着股票风险比整个股市场平均风险高10%；相反，如果公司 β 为0.9，则表示其股票风险比股市场平均低10%。

个股的合理回报率=无风险回报率+ $\beta \times$ （整体股市回报率-无风险回报率）+企业特定风险调整系数

$\beta=1$ 时，代表该个股的系统风险=大盘整体系统风险；

$\beta>1$ 时代表该个股的系统风险高于大盘，一般是易受经济周期影响；

$\beta<1$ 时代表该个股风险低于大盘，一般不易受经济周期影响。

权益的系统风险系数 β ：

$$\beta = \beta_u \times [1 + (1-t) D/E]$$

其中： β ：权益系统风险系数（有财务杠杆的 β ）

β_u ：无财务杠杆的 β

D/E：债务市值/权益市值

t：所得税率

评估专业人员通过iFinD资讯软件系统，选取与产权持有单位业务范围相同、经营规模相近、资本结构相似的国内A股同行业上市公司，查取可比上市公司的有财务杠杆贝塔系数、带息债务与权益资本价值比值、企业所得税率，并求取可比上市公司无财务杠杆贝塔系数的平均数作为产权持有单位无财务杠杆 β_u 的系数，如下表：

序号	名称	贝塔系数	带息债务 / 股权价值	无杠杆贝塔系数	代码	剔除财务杠杆调整 Beta(3年期)
1	中闽能源	1.4410	42.0078	1.0958	600163.SH	0.8828
2	江苏新能	1.0697	72.9767	0.6913	603693.SH	0.6593
3	节能风电	0.8689	115.2368	0.4661	601016.SH	0.5741
	算术平均	1.1265	76.7404	0.7511		0.7054

数据来源：iFinD资讯

标的公司项目公司经营风能发电新建项目，根据国家税务总局（国税发[2009]80号文）《关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》规定，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。标的公司项目2022年到2030年享受西部大开发优惠所得税率（15%），2031年及以后按25%征收企业所得税预测。则计算可得有财务杠杆的系统风险系数如下所示：

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
无杠杆风险系数	0.7054	0.7054
所得税	15.00%	25.00%
带息债务 / 股权价值	76.7404	76.7404
有杠杆风险系数	1.1655	1.1114

3) 市场报酬率 r_m 的确定

市场报酬率是预期市场证券组合收益率， r_m 的确定既可以依靠历史数据，又可以基于事前估算。一般取证券市场沪深300开始日至评估日期间的平均报酬率作为市场报酬率，通过iFinD资讯系统，查取证券市场平均报酬率 r_m 为7.27%。

4) 公司特定风险调整系数 ε 的确定

特定公司风险溢、折价，表示非系统风险，由于产权持有单位具有特定的优势或劣势，要求的回报率也相应增加或减少。本次产权持有单位为非上市公司，而评估参数选取参照的是上市公司，故需通过特定风险调整。综合考虑企业的规模、企业所处经营阶段、主要产品所处发展阶段、企业经营业务、产品和地区分布、企业经营状况、企业内部管理和控制机制、管理人员的经验和资历、对主要客户及供应商的依赖等，确定委估企业特定风险调整系数为2.5%。

5) r_e 折现率的确定

将上述各值分别代入公式：

$$r_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + \varepsilon$$

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
无风险报酬率 R_f	3.62%	3.62%
市场风险收益率 K_m	7.27%	7.27%

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
风险系数 β	1.1655	1.1114
系统风险收益率	7.87%	7.68%
企业特定风险调整系数 ϵ	2.50%	2.50%
CAPM 折现率 $R_c=R_f+\beta\times(K_m-R_f)+\epsilon$	10.37%	10.18%

6) 综合税后折现率r的确定

所得税前付息债务利率取2024年6月的5年以上LPR3.95%;

w_d : 付息债务价值在投资性资产中所占的比例;

w_e : 权益资本价值在投资性资产中所占的比例;

则根据公式: $r = r_d \times w_d + r_e \times w_e$

7) 税前折现率的确定

先计算出税后折现率, 根据上述计算得到资产组 $WACCBT=WACC/(1-T)$

项目	所得税税率-15% 2024年-2030年	所得税税率-25% 2031年-经营期末
长期付息债务利率	3.95%	3.95%
所得税	15.00%	25.00%
权益价值比例 $w_e=E/(D+E)$	56.58%	56.58%
付息债务价值比例 $w_d=D/(D+E)$	43.42%	43.42%
WACC 折现率 $R=R_e\times w_e+R_d\times(1-T)\times w_d$	7.30%	7.00%
税前折现率	8.59%	9.33%

(10) 税前现金流现值

未来预期税前现金流的现值为人民币 27,048.82 万元, 具体如下表所示:

单位: 人民币万元

项目/年份	2024年7-12月	2025年	2026年	2027年	2028年
自由现金流量(税前)	3,779.37	3,789.65	2,446.51	5,551.54	3,460.97
折现率	8.59%	8.59%	8.59%	8.59%	8.59%
折现期	0.25	1.00	2.00	3.00	4.00
折现系数	0.9796	0.9209	0.8480	0.7809	0.7191
自由现金流量现值	3,702.27	3,489.84	2,074.64	4,335.19	2,488.79

项目/年份	2029年	2030年	2031年7月	期末
自由现金流量(税前)	3,449.21	3,389.53	3,068.33	9,033.33
折现率	8.59%	8.59%	9.33%	9.33%

项目/年份	2029 年	2030 年	2031 年 7 月	期末
折现期	5.00	6.00	6.71	7.08
折现系数	0.6622	0.6098	0.5597	0.5413
自由现金流量现值	2,284.07	2,066.94	1,717.35	4,889.74

八、评估程序实施过程和情况

北京国友大正资产评估有限公司接受工银瑞信基金管理有限公司的委托，对恒泽新能源(内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗)有限责任公司资产组市场价值进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为委托人拟发行公募 REITs 提供价值参考，评估基准日经协商委托人定于 2024 年 6 月 30 日。

整个评估基本程序包括：明确业务基本事项；订立委托合同；编制资产评估计划；进行评估现场调查；收集整理评估资料；评定估算形成评估结论；编制出具资产评估报告；整理归集评估档案等。主要评估程序实施过程如下：

(一) 明确评估业务基本事项

由本公司业务负责人与委托人代表商谈明确委托人、被评估单位和委托人以外的资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人；评估目的；评估对象和评估范围；价值类型；评估基准日；评估报告使用限制；评估报告提交时间及方式；评估服务费总额、支付时间和方式；委托人与资产评估专业人员工作配合和协助等其他需要明确的重要事项。

(二) 签订资产评估委托合同

根据评估业务具体情况，本公司对专业能力、独立性和业务风险进行综合分析和评价，并由资产评估机构决定是否承接该评估业务。资产评估机构受理资产评估业务的应当与委托人依法订立资产评估委托合同，约定资产评估机构和委托人权利、义务、违约责任和争议解决等内容。

(三) 编制评估计划

本公司承接该评估业务后，立即组织资产评估专业人员编制了资产评估计划。资产评估计划包括资产评估业务实施的主要过程及时间进度、人员安排及技术方案的等。

(四) 核实调查

根据评估业务具体情况，我们对评估对象进行了适当的核实调查。包括：

1. 指导委托人、被评估单位等相关当事方清查资产、准备涉及评估对象和评估范围的详细资料；

2. 根据评估对象的具体情形，资产评估专业人员通过询问、函证、核对、远程勘查、检查等方式进行调查，了解评估对象现状，关注评估对象法律权属；对不宜进行逐项调查的，根据重要程度采用抽样等方式进行调查。

3. 对被评估单位所在行业进行调查：调查行业主要法规政策、发展趋势、面临的竞争情况、经营优势和劣势，并与企业管理层取得一致意见。

4. 对被评估单位收益状况进行调查：评估专业人员主要通过收集、分析企业历史经营情况和未来经营规划以及与管理层访谈对企业的经营业务进行调查。

(五) 收集评估资料

评估专业人员从市场等渠道独立获取资料，从委托人、被评估单位等相关当事方获取资料，以及从政府部门、各类专业机构和其他相关部门获取资料。

评估专业人员对资产评估活动中使用的资料采取适合的方式进行核查验证，核查验证的方式通常包括观察、询问、书面审查、远程调查、查询、函证、复核等。

(六) 评定估算

1.根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析市场法、收益法和资产基础法三种资产评估基本方法的适用性，恰当选择评估方法；

2.根据所采用的评估方法，选取相应的公式和参数进行分析、计算和判断，形成合理评估结论。

(七) 编制和提交评估报告

1.评估专业人员在评定、估算后，形成初步评估结论，按照法律、行政法规、资产评估准则的要求编制初步资产评估报告；

2.根据资产评估机构内部质量控制制度，对初步资产评估报告进行内部审核；

3.在不影响对评估结论进行独立判断的前提下，与委托人或者委托人许可的相关当事人就评估报告有关内容进行沟通，对沟通情况进行独立分析并决定是否对资产评估报告进行调整；

资产评估机构及其评估专业人员完成以上评估程序后，向委托人出具并提交正式资产评估报告。

(八) 资产评估档案归档

出具的资产评估报告后，按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，将工作底稿、资产评估报告以及其他相关资料归集形成资产评估档案，提交公司质量控制部门审核后移交公司档案部门存档。

九、评估假设

(一) 公开市场假设

资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

(二) 企业持续经营

假设一个经营主体的经营活动可以连续下去，在未来可预测的时间内该主体的经营活动不会中止或终止。

(三) 交易假设

假定所有评估标的已经处在模拟交易过程中。

(四) 资产原地续用假设

原地续用假设是指假设资产将保持在原所在地或者原安装地持续使用。

(五) 现有用途假设

现有用途假设是指假设资产将按当前的使用用途持续使用。

(六) 目标公司所在地宏观政治、经济、社会环境不发生重大变化；

(七) 汇率、利率、税负、通货膨胀、人口、产业政策不发生重大变动；

(八) 企业所遵循的现行法律、行政法规、政策和社会经济环境无重大变化；

(九) 企业所处行业及领域的市场、技术处于正常发展的状态，没有出现重大的市场、技术突变情形；

(十) 企业的主要经营资产能够得到有效使用，不会发生闲置等无效利用情况；

(十一) 企业人力资源、管理团队不发生重大变化，并且保持目前的经营方式持

续经营；

·(十二) 假设公司未来将采取的会计政策和编写此份报告时所采用的会计政策在重要方面基本一致；

(十三) 委托人和相关当事人提供的资料真实、合法、完整；

(十四) 无其他人力不可抗拒因素造成对企业经营的重大影响；

(十五) 对评估程序受限未经调查确认或者无法调查确认运用的资料数据，对资产状态、数据资料真实性假设。

(十六) 发生关联交易，为公平的市场交易价格；

(十七) 企业在未来的经营期内，其营业和管理等各项期间费用不会在现有基础上发生大幅的变化，仍将保持其近几年的变化趋势，并随营业规模的变化而同步变动。

(十八) 假设企业在未来的经营期内，将不会遇到重大的应收账款回收方面的问题；

(十九) 假设企业在未来的经营期内，电价将按照现有标准执行，未来电价不会产生较大变化；

(二十) 根据财政部等三部委发布的《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》(财政部公告 2020 年第 23 号)“自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15% 的税率征收企业所得税”。本次评估假设自 2031 年起所得税税率恢复至 25%；

(二十一) 根据标的公司提供的资料，至评估基准日加权平均账期约 3.3 年左右，平均标杆电价为每月进行结算；故假设企业可以按预期按时结算，平均标杆电价次月结算；对于国家补贴电费，参考同类型电站国家补贴电费的结算时间及企业实际收款情况，基于谨慎考虑，2024 年-2026 年国补收款以 4 年为周转期进行测算，自 2027 年起至经营期末以 3 年为周转期进行测算。

评估专业人员根据资产评估的要求，认定这些假设前提条件在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化和前提条件改变时，评估专业人员将不承担由于前提条件改变而推导出不同评估结论的责任。

十、评估结论

本次评估采用收益法进行了评定估算。

至本次评估基准日 2024 年 6 月 30 日，恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司资产组的账面值为 23,220.85 万元，评估值为 27,048.82 万元（人民币大写贰亿柒仟零肆拾捌万捌仟贰佰元），评估增值 3,827.97 万元，增值率为 16.49%。

本资产评估结论自评估基准日起一年内有效。

十一、特别事项说明

本资产评估报告中陈述的特别事项是指在评估专业人员执行了资产评估程序，根据搜集的资料经过评定估算已确定评估结论的前提下，评估专业人员揭示在评估过程中已发现可能影响评估结论，但非评估专业人员执业水平和能力所能评定估算的有关事项。

（一） 利用专业报告结论的提示性说明

纳入评估范围内资产的账面价值取自毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）出具的无保留意见的毕马威华振审字第 2413621 号审计报告；

本评估报告利用了上述专业报告作为进行资产评估的基础资料。

（二） 权属资料不全面或存在瑕疵的情形

本次评估是在设定产权持有单位拥有完整产权前提下做出的评估值，根据《资产评估对象法律权属指导意见》，委托人和相关当事人委托资产评估业务，应当提供评估对象法律权属资料，并对所提供评估对象的法律权属资料的真实性、合法性和完整性承担责任。评估专业人员执行资产评估业务的目的是对评估对象的价值进行估算并发表专业意见，对评估对象法律权属资料确认或发表意见超出评估专业人员的执业范围，应当对委托人和相关当事人提供的评估对象的法律权属资料和资料来源进行必要查验，并对查验情况予以披露。本次根据提供的资料评估时设定完全产权，并非是对产权的确认，产权的确认应以当地相关部门确认为准。

（三） 评估程序受到限制的情形

评估专业人员未对各种设备在评估基准日时的技术参数和性能做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关技术资料和运行记录真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

评估专业人员未对各种建、构筑物的隐蔽工程及内部结构（非肉眼所能观察的部分）做技术检测，而是在假定标的公司提供的有关工程资料是真实有效的前提下和在未借助任何检测仪器的条件下，通过实地勘察作出的判断。

（四） 资产重组事项

根据恒润新能源设立全资子公司恒泽新能源（内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔右翼中旗）有限责任公司（“恒泽新能源公司”）并于 2024 年 4 月与其签订《资产及债务划转协议》（“划转协议”）。根据签订的划转协议，恒润新能源将恒润大板梁风电场 49.5MW 项目即恒润风电场（一期）基础设施项目的相关资产、负债按账面价值划转至恒泽新能源公司。截止 2024 年 6 月 30 日，上述资产重组交易尚未完成交割。

（五） 固定资产借款情况

根据恒润新能源与中国银行股份有限公司呼和浩特市新华支行（下称“中行新华支行”）签订的《固定资产借款合同》（编号：2011 年华司贷字 32 号，下称“主合同”），恒润新能源借款 287,000,000 元，借款期限 168 个月。根据恒润新能源与中行新华支行签署的《权利质押合同》（编号：2011 年华司质字 16 号）及《权利质押合同补充协议》，恒润新能源以恒润一期风电项目电费收费权为主合同项下借款本金、利息（包括法定利息、约定利息、复利、罚息）、违约金、赔偿金、实现债权的费用（包括诉讼费用、律师费用、公证费用、执行费用等）、因借款人违约而给债权人造成的损失和其他所有应付费用提供质押担保。经从中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统适当核查，该笔质押已办理应收账款质押登记，债务履行期限为 2011 年 11 月 30 日至 2025 年 11 月 30 日，质押财产价值 287,000,000.00 元。

（六） 评估基准日至资产评估报告日之间可能对评估结论产生影响的事项

评估专业人员做了尽职调查，未发现从评估基准日至资产评估报告日期间对评估结论可能产生影响的重大事项。在评估基准日后、评估结论使用有效期之内，如果资产数量及作价标准发生变化时，应按以下原则处理：

1. 当资产数量发生变化时，应根据原评估方法对资产额进行相应调整；
2. 当资产价格标准发生变化时并对资产评估价值产生明显影响时，委托人应及时聘请有资格的评估机构重新确定评估值；
3. 对评估基准日后资产数量、价格标准的变化，委托人在资产实际作价时应给予充分考虑，进行相应调整。

(七) 本报告涉及由委托人和相关当事人提供并确认的与评估相关的营业执照、产权证明文件、财务报表、会计凭证、资产明细及其他有关资料是编制本报告的基础。委托人、产权持有人和相关当事人应对所提供的以上评估原始资料的真实性、合法性和完整性承担责任。

(八) 对企业存在的可能影响资产评估值的瑕疵事项，在委托时未作特殊说明而评估专业人员已履行评估程序仍无法获悉的情况下，评估机构及评估专业人员不承担相关责任。

十二、 资产评估报告使用限制说明

(一)本资产评估报告仅用于资产评估报告载明的评估目的和用途，不能用于其他目的和用途。因使用不当造成的后果与签字资产评估师及其所在评估机构无关。

(二)委托人或者其他资产评估报告使用人未按照法律、行政法规和资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告的，本资产评估机构及其资产评估师不承担责任。

(三)除委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人之外，其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

(四)资产评估报告使用人应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对

象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

(五)未征得出具资产评估报告的评估机构同意，资产评估报告的全部或者部分内容不得被摘抄、引用或者披露于公开媒体。

(六)自评估基准日起，市场条件或资产状况未发生重大变化时，本资产评估报告的评估结论使用有效期自评估基准日起一年，即从资产评估基准日 2024 年 6 月 30 日起至 2025 年 6 月 29 日止；超过有效期或有效期之内期后事项的变化对评估结论有较大影响时，需重新委托评估机构进行评估。

(七)当政策调整对评估结论产生重大影响时，应当重新确定评估基准日进行评估。

十三、 资产评估报告日

资产评估报告日为资产评估结论形成的日期，本资产评估报告日为 2024 年 9 月 25 日。

十四、 签名盖章

北京国友大正资产评估有限公司



资产评估师:



资产评估师:



二〇二四年九月二十五日