

绿电直连新能源优化配置软件 V2.2

使用说明书

一、软件概述

（一）软件简介

本软件专为新能源与负荷通过绿电直连模式供电的场景设计，核心功能是按照选定的优化目标计算风电、光伏、储能的最优容量配置。软件支持导入自定义数据、配置关键参数、自动执行优化计算，并生成详细的计算报告。软件算法符合《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号）和《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号）对绿电直连项目的政策要求，可为绿电直连项目投资决策提供科学依据。

（二）算法原理

1、优化目标

本软件内置了3类优化目标供用户选择，分别是综合电价最低、绿电电价最低和初投资最低。



优化目标1——综合电价最低

综合电价是综合考虑了风光储初投资、运行成本和电网购电成本后对负荷的供电价格。

总成本的计算公式如下：

$$TC = IC + \sum_{t=1}^n \frac{OC_t}{(1+r)^t} + \frac{OC_x}{(1+r)^x} \quad (1)$$

式中：

➤ TC 为全生命周期总成本（现值）；

- IC 为初始投资成本，包括风电、光伏、储能装机及其他固定初投资，例如绿电直连输电线路投资（ $IC = C_{wind} \times P_{wind} + C_{pv} \times P_{pv} + C_{ess} \times E_{ess} + FC$ ， C 为单位造价， P 为功率容量， E 为储能容量， FC 为其他固定初投资）；
- OC_t 为第 t 年运行成本，包括运维成本、电网购电成本、自发自用电量输配电费、政府性基金及附加（按“两收两不收”规则计算），对于允许余电上网的项目，年运行成本中应扣除余电上网收益；
- OC_x 为第 x 年的一次性运维成本，例如更换储能电池；
- r 为折现率；
- n 为项目生命周期（通常取 15-20 年）。

总收益的计算公式如下：

$$TR = p_z \times \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

式中：

- TR 为全生命周期总收益（现值）；
- p_z 为综合电价；
- Q_t 为第 t 年负荷用电量。

当全生命周期总收益低于总成本时，说明综合电价对应的收益率低于设定的折现率；当全生命周期总收益高于总成本时，说明该综合电价对应的收益率高于设定的折现率。当全生命周期总收益等于总成本时，设定的折现率就是收益率，联立（1）、（2）两式，即可计算出给定收益率对应的综合电价。

$$p_z = \frac{\left(IC + \sum_{t=1}^n \frac{OC_t}{(1+r)^t} + \frac{OC_x}{(1+r)^x} \right)}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

对于给定的项目边界条件和风光储配置，式（3）中的初投资、一次性运维成本和负荷用电量均可直接计算得出，只有运行成本需要通过 8760h 仿真计算得出。因此，每一组风光储配置都对应一个综合电价，通过比较所有可能的配置方案就能够得到综合电价最优的风光储配置。

优化目标 2——绿电电价最低

绿电电价是综合考虑了风光储初投资、运行成本后对负荷供绿电的价格。与综合电价相比，运行成本中没有计入网电的成本，对负荷的供电量中未计入网电的电量。

$$p_g = \frac{\left(IC + \sum_{t=1}^n \frac{OC_{g,t}}{(1+r)^t} + \frac{OC_x}{(1+r)^x} \right)}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{g,t}}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

式中：

- $OC_{g,t}$ 为第 t 年运行成本，不含电网购电成本；
- Q_t 为第 t 年负荷用电量。

优化目标 3——初投资最低

对于给定的项目边界条件和风光储配置，初投资虽然能够直接计算得出，但仍需要通过 8760h 仿真计算核对自发自用电量占总可用发电量的比例、自发自用电量占总用电量的比例和余电上网比例等约束条件是否满足，从所有满足约束条件的光储配置中选择初投资最低的配置作为最优解。

2、约束条件

(1) 电量平衡约束

即任意时刻的供电量（风电出力 + 光伏出力 + 储能放电 + 电网购电）等于负荷所需电量。

$$(P_{wind(i)} + P_{pv(i)} + P_{ess,d(i)} - P_{ess,c(i)} + P_{grid,b(i)}) \times \Delta t = L_{(i)} \times \Delta t$$

式中：

- $P_{wind(i)}$ 、 $P_{pv(i)}$ 分别为周期 i 风电、光伏实际发电功率（受资源禀赋影响，如风速、光照强度，通过出力曲线约束）；
- $P_{ess,d(i)}$ 、 $P_{ess,c(i)}$ 为周期 i 储能放电功率和充电功率，具体充放电状态由风光发电量与负荷的差值决定；
- $P_{grid,b(i)}$ 为周期 i 电网购电功率；
- $L_{(i)}$ 为周期 i 负荷用电功率（按负荷曲线确定）。

(2) 风光出力约束

即任意时刻风光的实际发电功率不能大于出力曲线对应的最大发电功率。

$$P_{wind(i)} \leq P_{wind} \times f_{wind(i)}$$

$$P_{pv(i)} \leq P_{pv} \times f_{pv(i)}$$

式中：

- P_{wind} 、 P_{pv} 分别为风电、光伏的装机容量；

- $f_{wind(i)}$ 、 $f_{pv(i)}$ 分别为风电、光伏发电功率标么值，即某时刻最大发电功率除以装机容量；

(3) 下网电功率约束

$$P_{grid,b(i)} \leq P_{grid,conn}$$

式中：

- $P_{grid,conn}$ 为并网容量，即最大允许下网功率。

(4) 储能充放电功率约束

$$0 \leq P_{ess,c(i)} \leq P_{ess,rated}$$

$$0 \leq P_{ess,d(i)} \leq P_{ess,rated}$$

(5) 储能容量约束

$$E_{ess,rated} \times SOC_{min} \leq E_{ess(i)} \leq E_{ess,rated} \times SOC_{max}$$

(6) 储能电量平衡约束

$$E_{ess(i)} = E_{ess(i-1)} + P_{ess,c(i)} \times \eta_c \times \Delta t - \frac{P_{ess,d(i)} \times \Delta t}{\eta_d}$$

式中：

- η_c 、 η_d 分别为储能的充电效率和放电效率。

(7) 自发自用电量占比约束

$$\frac{Q_{wind,a} + Q_{pv,a}}{Q_{wind,t} + Q_{pv,t}} \times 100\% \geq 60\%$$

$$\frac{Q_{wind,a} + Q_{pv,a}}{L_a} \times 100\% \geq 30\%$$

(8) 余电上网占比约束

$$\frac{Q_{wind,grid} + Q_{pv,grid}}{Q_{wind,t} + Q_{pv,t}} \times 100\% \leq 20\%$$

(9) 弃电率约束

$$\frac{(Q_{wind,t} - Q_{wind,a} - Q_{wind,grid}) + (Q_{pv,t} - Q_{pv,a} - Q_{pv,grid})}{Q_{wind,t} + Q_{pv,t}} \times 100\% \leq 20\%$$

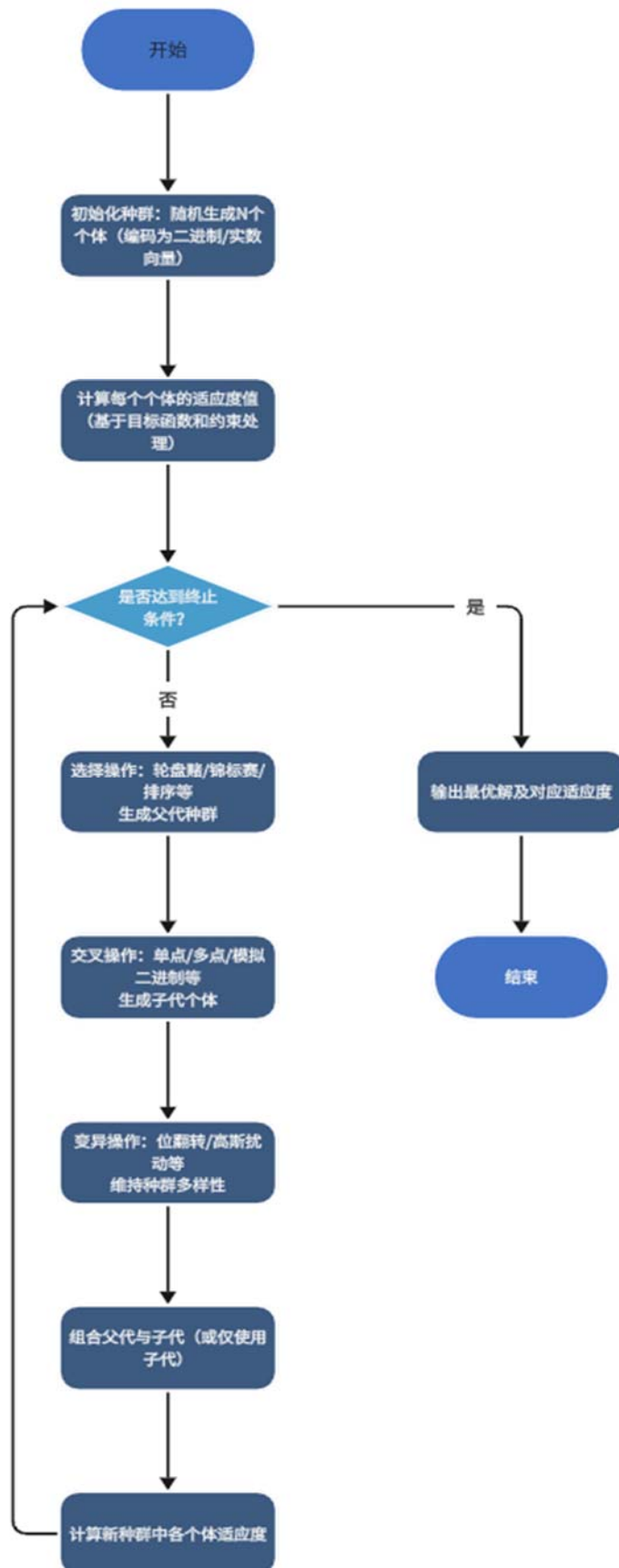
3、优化算法

基于上述优化目标和约束条件，理论上可以通过枚举法计算出所有风光储配置方案的目标值并找到最优解，但枚举法计算效率太低，范围扩大或步长缩小时，枚举法将陷入维度灾难。例如，风光储择优范围为 5-500，步长 5 时，组合方案数 100^3 个，按单个方案计算耗时 0.1 秒测算，总计算耗时将达到 28 小时，完全无法满足工程实践中的高效决策需求。因此，本软件采用遗传算法进行求解。

遗传算法（Genetic Algorithm，简称 GA）是一种模拟生物自然选择与遗传进化机制的搜索启发式算法，由美国密歇根大学的 John Holland 教授于 1975 年正式提出。它通过模仿自然界“优胜劣汰、适者生存”的进化法则，在复杂的参数空间中自动搜索全局最优解。遗传算法具备强大的全局寻优能力，尤其适合处理那些目标函数不可导、不连续或存在大量局部极值点的复杂优化问题。

遗传算法的执行过程可概括为以下步骤：

- 1) 初始化种群：随机生成 N 个个体，将每个个体编码为二进制或实数向量，构成初始种群；
- 2) 适应度计算：基于目标函数和约束条件，计算每个个体的适应度值，作为评估个体优劣的核心标准；
- 3) 终止条件判断：检查是否达到预设的终止条件（如迭代次数、适应度值收敛等），若达到则输出最优解及对应适应度；若未达到则进入后续进化操作；
- 4) 选择操作：通过轮盘赌选择、锦标赛选择等策略，从当前种群中筛选出适应性强的个体作为父代种群；
- 5) 交叉操作：将父代种群中相互配对的染色体，按单点交叉、多点交叉或均匀交叉等方式交换部分基因，生成子代个体；
- 6) 变异操作：通过位翻转、高斯扰动等方式，对部分个体的染色体编码串进行基因替换，维持种群多样性；
- 7) 种群更新：组合父代与子代个体（或仅保留子代），形成新一代种群，返回适应度计算环节，进入下一轮迭代。



二、软件登录

本软件采用 BS 架构，部署在“说能解电”云计算中心，网址如下：

<http://150.158.94.206> （注意不是 https 开头）



三、软件操作流程

（一）数据准备与上传

1、下载模板文件

点击主界面对应链接，下载两类模板文件：

- 输入文件模板（inputtemplate_ldzl_2.1.xlsx）：用于填写技术参数、经济评价参数等静态数据；
- 发电、负荷曲线及分时电价模板（curvetemplate_ldzl_2.1.xlsx）：用于填写8760小时（全年）的风光出力曲线标么值、负荷需求曲线、电力现货市场电量电价、上网环节线损费用、电度输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加等时序数据。

绿电直连新能源优化配置参数输入与计算V2.2

光伏 风电 数据中心

电网 储能

上传输入文件（可选）

注：可通过上传文件将输入数据一次性导入到以下表单中，文件必须使用下面的标准输入文件模板。

下载输入文件模板：[inputtemplate_ldzl_2.1.xlsx](#)

上传发电及负荷曲线（**必填**）

下载发电、负荷曲线及分时电价模板：[curvetemplate_ldzl_2.1.xlsx](#)

2、填写模板数据

按照模板内字段说明，准确填写以下数据：

（1）静态参数（输入文件模板）

静态参数既可以直接在软件界面输入，也可以通过下载模板文件填好后一次性导入全部数据。

技术参数								
储能充放电深度:	80	%	电池充放电倍率:		储能初始电量:		%	
储能充电效率:	93	%	储能放电效率:	92	%	接入公共电网容量 (最大下网功率):		kW
平均负荷率:		%	自发自用占总可用发电量比例下限:		%	自发自用占总用电量比例下限:		%
余电上网比例上限:		%	余电最大上网功率:		kW	弃电率上限:		%

核心参数	填写说明
储能充放电深度	充放电深度（Depth of Discharge, DOD）指的是电池在一次放电过程中释放的电量占其总容量的百分比。软件此处设置允许的最大充放电深度，磷酸铁锂电池的结构稳定性较高，建议取 80%-90%，三元锂电池对深度放电更敏感，建议取 80%。
电池充放电倍率	电池充放电倍率是衡量电池充放电速率的标准，通常用“C”表示，计算公式为充放电电流（A）与额定容量（Ah）的比值。
储能初始电量	储能初始电量占储能额定容量的百分比，取值范围 0-100（%）， 软件要求该值与储能充放电深度之和大于等于 100%。
储能充电/放电效率	取值范围 0-100（%），默认 93%/92%。
接入公共电网容量（最大下网功率）	单位 kW，指系统能从电网获得的最大功率，为项目同时使用的受电变压器容量乘以功率因数后的有功功率。该参数用于按 1192 号文方案一计算输配电费。 $\text{月度输配电费} = \text{所在电压等级现行电度输配电价} \times \text{平均负荷率} \times 730\text{h} \times \text{接入公共电网容量}$
平均负荷率	单位%，按所在省份 110 千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行，由电网公司定期核定。
自发自用占总可用发电量比例下限	取值范围 60-100（%），1192 号文要求不低于 60%。
自发自用占总用电量比例下限	取值范围 30-100（%），1192 号文要求不低于 30%，2030 年起不低于 35%。

核心参数	填写说明
余电上网比例上限	一般不高于 20%，详见各地方具体规定。
余电最大上网功率	单位 kW，电网公司核定的最大上网发电容量。
弃电率上限	目前无规定，可自行设定。 $\text{自发自用占总可用发电量比例} + \text{余电上网比例} + \text{弃电率} = 100\%$

储能充电优先时段

☐ 0:00-1:00
☐ 1:00-2:00
☐ 2:00-3:00
☐ 3:00-4:00
☐ 4:00-5:00
☐ 5:00-6:00

☐ 6:00-7:00
☐ 7:00-8:00
☐ 8:00-9:00
☐ 9:00-10:00
☐ 10:00-11:00
☐ 11:00-12:00

☐ 12:00-13:00
☐ 13:00-14:00
☐ 14:00-15:00
☐ 15:00-16:00
☐ 16:00-17:00
☐ 17:00-18:00

☐ 18:00-19:00
☐ 19:00-20:00
☐ 20:00-21:00
☐ 21:00-22:00
☐ 22:00-23:00
☐ 23:00-24:00

储能允许放电时段

☒ 0:00-1:00
☒ 1:00-2:00
☒ 2:00-3:00
☒ 3:00-4:00
☒ 4:00-5:00
☒ 5:00-6:00

☒ 6:00-7:00
☒ 7:00-8:00
☒ 8:00-9:00
☒ 9:00-10:00
☒ 10:00-11:00
☒ 11:00-12:00

☒ 12:00-13:00
☒ 13:00-14:00
☒ 14:00-15:00
☒ 15:00-16:00
☒ 16:00-17:00
☒ 17:00-18:00

☒ 18:00-19:00
☒ 19:00-20:00
☒ 20:00-21:00
☒ 21:00-22:00
☒ 22:00-23:00
☒ 23:00-24:00

核心参数	填写说明
储能充电优先时段	勾选的时段，风光发电优先用于给储能充电，有余电再供负荷。主要用于网电价格比较低的时段。
储能允许放电时段	勾选的时段，允许储能放电，主要用于网电价格比较高的时段。

经济评价参数

风电系统单位投资: 元/kW
 光伏系统单位投资: 元/kW
 储能系统单位投资: 元/kWh

年运维费用占比: %
 人员工资: 万元/人年
 定员人数: 人

折现率: %
 评价周期: 年
 其他固定资产投资: 万元

电池更换单价: 元/kWh
 电池更换比例: %
 电池更换时间: 年末

核心参数	填写说明
风光储单位投资	项目所在地风电、光伏每千瓦平均造价，储能每千瓦时平均造价。
年运维费用占比	年运维费用占初始投资比例，一般取 1%-3%。
人员工资及定员	运维管理人员数量及年薪。
折现率	净现值为零时的收益率。
评价周期	一般为 15-20 年。
其他固定资产投资	单位万元，例如风光场距离负荷较远时的输电线路投资。当需要将市电变压器或整个用户站的投资纳入电价测算时，也可以根据上面输入的接入公共电网容量，将对应的市电变压器投资或整个用户站的投资作为其他固定资产投资输入。
电池更换参数	电池更换单价、比例和时间，锂电池寿命一般 5-8 年。

择优范围

选定风电规模: MW

选定光伏规模: MW

选定储能容量: MWh

遗传算法参数

遗传代数:

交叉概率:

变异概率:

种群大小:

核心参数	填写说明
风光储容量上下限	根据项目具体设置，例如受资源条件限制可设置风光规模上限，受政策限制可设置储能下限。首次计算时可先将择优范围取大一些，便于找到可行解，根据首次计算结果，再缩小范围进一步寻找最优解。
遗传代数	遗传算法的进化代数
交叉概率	随机选中的一对个体，执行交叉操作的可能性。
变异概率	随机选中的一对个体，执行变异操作的可能性。
种群大小	初始种群的个体数量

输配电费缴纳方案	优化目标选择
- 方案一 输配电费按所在电压等级现行电度输配电价×平均负荷率×730h×接入公共电网容量缴纳 - 方案二 可靠性要求高、需进行容量备份的项目，输配电费根据实际用电量（含自发自用电量）×所在电压等级现行电度输配电价缴纳	- 综合电价最低 考虑风光储投资和运行费用、外购网电成本后的综合电价最低 - 绿电电价最低 考虑风光储投资和运行费用后的绿电电价最低 - 初投资最低 风光储初投资最低

核心参数	填写说明
输配电费缴纳方案	方案一适用于常规项目，输配电费与实际用电量无关，只与用户选择的接入公共电网容量（市电变压器容量）有关。 方案二适用于可靠性要求高，变压器需要进行容量备份的项目，例如 A 级数据中心需要 2N 供电。
优化目标选择	根据需要选择

（2）时序数据（曲线模板）

时间	用电负荷 (kWh)	风电发电量标么值 (kWh)	光伏发电电量标么值 (kWh)	电力现货市场交易电量电价 (元/kWh)	3 上网环节线损费用 (元/kWh)	4 电度输配电价 (元/kWh)	5 系统运行费用 (元/kWh)	6 政府性基金及附加 (元/kWh)
1/1 0.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 1.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 2.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 3.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 4.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 5.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 6.00	64000.00	0.043894	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 7.00	64000.00	0.103952	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 8.00	64000.00	0.072680	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 9.00	64000.00	0.000000	0.207310	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 10.00	64000.00	0.135946	0.436705	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 11.00	64000.00	0.032850	0.669800	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 12.00	64000.00	0.000000	0.880650	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 13.00	64000.00	0.000000	0.791750	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 14.00	64000.00	0.010821	0.370675	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 15.00	64000.00	0.000934	0.210650	0.146592	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 16.00	64000.00	0.002741	0.061505	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 17.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 18.00	64000.00	0.022373	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 19.00	64000.00	0.019389	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 20.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 21.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.513072	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 22.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425
1/1 23.00	64000.00	0.000000	0.000000	0.3054	0.0094	0.0525	0.0062	0.022425

需填写全年 8760 小时的逐时数据，无数据时填 0（填入单元格的数据必须为数值，请不要使用任何公式）：

- 用电负荷：单位 kWh，负荷逐时用电需求；
- 风电发电量标么值：代表该时刻单位装机容量风电最大发电量；
- 光伏发电量标么值：代表该时刻单位装机容量光伏最大发电量；

- 电力现货市场交易电量价格：单位元 /kWh，分时电价按实际时段填写，此处仅包括电量电价，不含上网环节线损费用、电度输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加在内的费用，即俗称的过网费，该价格同时用于计算网电成本和余电上网收益；**全年8760小时的电力现货市场交易电量价格需要在电力交易网站查询，一般只有交易主体才能查到，部分地区也会对外公布一些统计数据。若获取不到，可参考当地的电网公司代理购电的电量电价。**
- 上网环节线损费用：单位元 /kWh，仅市电缴纳；
- 电度输配电价：单位元 /kWh，方案一和方案二按不同方式缴纳；
- 系统运行费用：单位元 /kWh，仅网电缴纳；
- 政府性基金及附加：单位元 /kWh，自发自用电量和网电均需缴纳。

以上四项费用的价格可从当地电网公司代理购电价格表中查阅，一般每月发布一次，详见下图编号 3、4、5、6：

 内蒙古电力(集团)有限责任公司 INNER MONGOLIA POWER (GROUP) CO., LTD.												
内蒙古电力（集团）有限责任公司代理购电工商业用户电价表												
(执行时间：2025年1月)												
用电分类	电压等级	电度用电价格 (元/千瓦时)	其中					分时电度用电价格 (元/千瓦时)			容（需）量用电价格	
			代理购电 价格	上网环节 线损费用	电度输配电 价	系统运行 费用	政府性基金 及附加	高峰时段	平时段	低谷时段	最大需 (元/千瓦·月)	变压器容量 (元/千伏安 ·月)
公式	—	$1=2+3+4+5+6$	2	3	4	5	6	$8=2+2*68\%+3+4+5+6$	$9=1$	$10=2-2*52\%+3+4+5+6$	11	12
工商业 用电	单一制	不满1千伏	0.499525		0.1561			0.707197	0.499525	0.340717		
		1~10 (20) 千伏	0.472325		0.1289			0.679997	0.472325	0.313617		
		35 千伏	0.457325		0.1139			0.664997	0.457325	0.298517		
	两部制	1~10 (20) 千伏	0.422925	0.3054	0.0094	0.0795	0.0062	0.630597	0.422925	0.264117	32.8	20.5
		35 千伏	0.407925		0.0645			0.615597	0.407925	0.249117	32.8	20.5
		110 千伏	0.395925		0.0525			0.603597	0.395925	0.237117	31.2	19.5
		220 千伏及以上	0.388925		0.0455			0.596597	0.388925	0.230117	31.2	19.5
	注：1.电网企业代理购电用户电价由代理购电价格、上网环节线损费用、电度输配电价（含对居民和农业用户差别交叉补贴）、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能发电电费、煤电基准电价等）、政府性基金及附加组成。其中代理购电价格（含平均上网电价、偏差电费折合度电水平）根据当月预测购电成本测算所得（详见表2）；输配电价由上表所列的电度输配电价、容（需）量电价构成。按照发改价格〔2023〕661号文件执行；政府性基金及附加包含重大水利工程建设基金0.1125分线，大中型水库移民后期扶持资金0.23分线，可再生能源电价附加1.9分线。											
	2.上表所列电度用电价格由代理购电价格、上网环节线损费用、电度输配电价、系统运行费用和政府性基金及附加组成。											
	3.分时电度用电价格在电度用电价格基础上根据发改价格〔2023〕1630号文件规定形成。大风季（1~5月、9~12月）时段划分：峰时段6小时06:00~08:00、18:00~22:00，平时段9小时06:00~08:00、08:00~11:00、18:00~22:00，谷时段9小时04:00~06:00、11:00~18:00、22:00~24:00。大风季峰时段交易价格比平时段交易价格上浮1.68%；平时段交易价格为平时段平均交易价格，峰时段交易价格在此基础上上浮68%，谷时段在平段价格的基础上上浮52%。大风季（6~8月）时段划分：峰时段6小时06:00~08:00、18:00~22:00，平时段13小时08:00~08:00、08:00~11:00、16:00~18:00、22:00~24:00，谷时段5小时11:00~16:00。大风季峰时段交易价格比平时段交易价格上浮1.54%；平时段交易价格为平时段平均交易价格，峰时段在平段价格的基础上上浮54%，谷时段在平段价格的基础上上浮56%。每年6~8月实施尖峰电价、深谷电价，尖峰时段为每日19:00~21:00，尖峰电价在峰时段价格基础上上浮20%；深谷时段为每日13:00~15:00，深谷电价在谷时段价格基础上上浮20%。											
	4.对于已直接参与市场交易（不含已在电力交易平台注册但未参与电力市场交易）在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易由电网企业代理购电的高耗能用户，代理购电价格按上表中的1.5倍执行，其他标准及规则同常规用户。											

3.上传文件

在主界面 "文件上传区"，点击 "选择文件" 分别上传填写完成的输入文件模板和曲线模板，上传成功后将显示文件名及上传时间。

（二）参数确认与调整

- 上传文件后，软件将自动读取模板中的参数并显示在 "参数输入区"；

- 如需临时调整参数，可直接在界面输入框中修改（修改后将覆盖上传文件中的对应数据）；
- 储能充电优先时段选择、储能允许放电时段选择、输配电费缴纳方案和优化目标选择只能在软件界面操作；
- 确认所有参数无误后，点击 "计算" 按钮，系统将检查参数合理性（如数值范围、必填项完整性），校验通过后进入计算环节。

（三）启动优化计算

在 "计算控制区" 点击 "计算" 按钮，软件将启动优化算法。

若显示“任务等待中...”，说明有其他用户在执行计算任务，你的计算任务正在排队等候，请耐心等待。



从排队状态进入计算状态后，网页将显示计算进度，计算耗时一般为 3-5 分钟，请勿关闭该页面，否则将无法显示计算结果。



（四）查看与导出结果

1、结果展示

网页上显示主要计算结果，包括最优配置结果、敏感性分析和 8760h 运行曲线。



敏感性分析结果

固定光储·变动风电

变动比例	风电规模(kW)	适应度	备注
-25.0%	138708.82	0.283909	满足所有约束
-20.0%	147956.08	0.280133	满足所有约束
-15.0%	157203.33	0.276585	满足所有约束
-10.0%	166450.59	0.273328	满足所有约束
-5.0%	175697.84	0.270265	满足所有约束
0.0%	184945.1	0.268783	满足所有约束
5.0%	194192.35	0.268027	满足所有约束
10.0%	203439.61	0.98	弃电率超标
15.0%	212686.86	0.98	弃电率超标
20.0%	221934.12	0.98	弃电率超标
25.0%	231181.37	0.98	弃电率超标

固定风储·变动光伏

变动比例	光伏规模(kW)	适应度	备注
-25.0%	65326.47	0.26871	满足所有约束
-20.0%	69681.57	0.26848	满足所有约束
-15.0%	74036.67	0.268388	满足所有约束
-10.0%	78391.76	0.26841	满足所有约束
-5.0%	82746.86	0.268549	满足所有约束
0.0%	87101.96	0.268783	满足所有约束
5.0%	91457.06	0.269096	满足所有约束
10.0%	95812.16	0.269487	满足所有约束
15.0%	100167.25	0.269938	满足所有约束
20.0%	104522.35	0.270447	满足所有约束
25.0%	108877.45	0.98	弃电率超标

固定风光·变动储能

变动比例	储能容量(kWh)	适应度	备注
-25.0%	2217.65	0.268816	满足所有约束
-20.0%	2365.49	0.268809	满足所有约束
-15.0%	2513.33	0.268803	满足所有约束
-10.0%	2661.18	0.268796	满足所有约束
-5.0%	2809.02	0.26879	满足所有约束
0.0%	2956.86	0.268783	满足所有约束
5.0%	3104.71	0.268777	满足所有约束
10.0%	3252.55	0.268771	满足所有约束
15.0%	3400.39	0.268764	满足所有约束
20.0%	3548.24	0.268758	满足所有约束
25.0%	3696.08	0.268752	满足所有约束

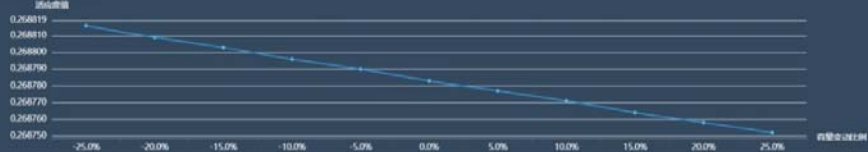
风电容量变动敏感性曲线

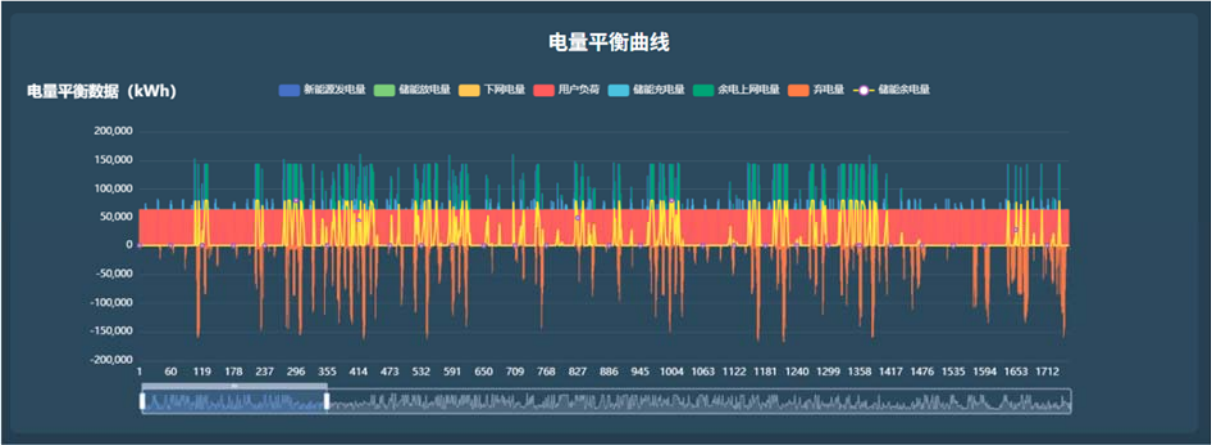


光伏容量变动敏感性曲线



储能容量变动敏感性曲线





2、结果导出

点击“下载计算结果”按钮，选择保存路径，软件将生成 Excel 格式的详细报告，包含：

- 输入参数汇总（便于追溯）；
- 核心优化结果（容量配置、经济指标）；
- 8760 小时逐时运行数据（可用于后续分析或可视化）；

输入数据				
序号	项目	单位	数据	备注
1	储能充放电深度	%	85	
2	电池充放电效率	%	95	
3	储能初始电量	%	20	
4	储能系统充电效率	%	93	
5	储能系统放电效率	%	92	
6	接入公共电网容量（最大下网功率）	kW	80000	
7	平均负荷率	%	50	
8	自发自用占总可用发电量比例下限	%	60	
9	自发自用占总用电量比例下限	%	30	
10	余电上网比例上限	%	20	
11	余电最大上网功率	kW	80000	
12	弃电率上限	%	20	
13	风电系统单位投资	元/kW	3600	
14	光伏系统单位投资	元/kW	2700	
15	储能系统单位投资	元/kWh	600	
16	年运维费用占比	%	1	
17	人员工资	万元/人年	10	
18	定员人数	人	10	
19	折现率	%	3	
20	评价周期	年	15	
21	其他固定资产投资	万元	1500	
22	电池更换单价	元/kWh	400	
23	电池更换比例	%	100	
24	电池更换时间	年底	8	

输出数据															
1	最优风电规模	MW	185.3433383												
2	最优光伏规模	MW	106.3986656												
3	最优储能功率	MW	109.6913305												
4	最优储能容量	MWh	219.3626609												
5	全年风电最大发电量	MWh	474861.9												
6	全年光伏最大发电量	MWh	198220.2												
7	全年新能源最大发电量	MWh	673082.1												
8	全年弃风弃光电量	MWh	83759.2												
9	全年新能源实际发电量	MWh	589322.9												
10	全年储能充电量（交流侧）	MWh	111387.1												
11	全年储能实际充电量（直流侧）	MWh	103590.0												
12	全年储能实际放电量（直流侧）	MWh	103601.0												
13	全年储能供电量（交流侧）	MWh	95312.9	储能供电量=储能放电量×储能放电效率											
14	全年下网电量	MWh	122007.7												
15	全年负荷用电量	MWh	560640.0	负荷用电量=储能充电量+余电上网电量+新能源实际发电量+储能供电量+下网电量											
16	下网电量占比	%	21.8												
17	绿电比	%	78.2												
18	储能年末剩余电量	MWh	0.0												
19	风电系统投资	万元	66723.6												
20	光伏系统投资	万元	28727.6												
21	储能系统投资	万元	13163.0												
22	其他固定资产投资	万元	1500.0												
23	总投资	万元	110114.2	110114.2											
24	年电网购电成本	万元	5335.0	5335.0	方案一：电量电价+上网环节线损费+系统运行费+政府性基金及附加+接入公共电网容量×平均负荷率×8760×电度输配电价；方案二：电量电价+上网环节										
25	年自发自用输配电成本	万元	1321.6	1321.6	方案一：政府性基金及附加；方案二：输配电费+政府性基金及附加										
26	运维成本	万元	1101.1	1101.1											
27	人员工资	万元	100.0	100.0											
28	年运行成本	万元	7857.7	7857.7											
29	年余电上网收益	万元	5788.7	5788.7											
30	储能电池更换成本	万元	6927.3	6927.3											
31	评价周期内总成本	万元	141740.4	141740.4											
32	评价周期内平均电价	元/kWh	0.2118	0.2118											
序号	时间	风电发电量 (kWh)	光伏发电量 (kWh)	新能源理论发电量 (kWh)	用户负荷 (kWh)	该小时段新能源实际发电量 (kWh)	该小时段储能充电量 (交流侧) (kWh)	该小时段储能实际充电量 (直流侧) (kWh)	该小时段弃风弃光电量 (kWh)	该小时段储能放电量 (直流侧) (kWh)	该小时段储能对外供电量 (交流侧) (kWh)	该小时段下网电量 (kWh)	该小时段余电上网电量 (kWh)	储能可用电量 (直流侧) (kWh)	备注
														43976.53	
1	1/1 0:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	58756.53	
2	1/1 1:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	73636.53	
3	1/1 2:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	88516.53	
4	1/1 3:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	103396.53	
5	1/1 4:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	118276.53	
6	1/1 5:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	16000.00	14880.00	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	133156.53	
7	1/1 6:00	8135.41	0.00	8135.41	64000.00	8135.41	0.00	0.00	0.00	51626.15	47496.06	8368.53	0.00	81530.38	
8	1/1 7:00	19266.86	0.00	19266.86	64000.00	19266.86	0.00	0.00	0.00	48622.98	44733.14	0.00	0.00	32907.40	
9	1/1 8:00	13470.80	0.00	13470.80	64000.00	13470.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50529.20	0.00	32907.40	
10	1/1 9:00	0.00	22057.51	22057.51	64000.00	22057.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	41942.49	0.00	32907.40	
11	1/1 10:00	25196.64	45454.63	71651.46	64000.00	71651.46	7661.46	7125.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40032.56	
12	1/1 11:00	6088.53	71265.82	77354.35	64000.00	77354.35	13354.35	12419.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	52452.10	
13	1/1 12:00	0.00	93699.98	93699.98	64000.00	93699.98	29699.98	27620.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80073.08	
14	1/1 13:00	0.00	84241.14	84241.14	64000.00	84241.14	53764.38	50000.88	0.00	0.00	0.00	33523.25	0.00	130073.96	
15	1/1 14:00	2005.60	39439.32	41444.92	64000.00	41444.92	57444.92	53423.78	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	183497.74	
16	1/1 15:00	173.08	22412.88	22585.94	64000.00	22585.94	38585.94	35884.93	0.00	0.00	0.00	80000.00	0.00	219382.66	
17	1/1 16:00	508.07	6544.05	7052.12	64000.00	7052.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56947.88	0.00	219382.66	
18	1/1 17:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	219382.66	
19	1/1 18:00	4146.59	0.00	4146.59	64000.00	4146.59	0.00	0.00	0.00	65058.05	59853.41	0.00	0.00	154324.61	
20	1/1 19:00	3593.62	0.00	3593.62	64000.00	3593.62	0.00	0.00	0.00	66659.11	60406.38	0.00	0.00	88665.50	
21	1/1 20:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	56758.11	51297.46	12702.54	0.00	32907.40	
22	1/1 21:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	32907.40	
23	1/1 22:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	12126.40	11277.55	0.00	0.00	0.00	76126.40	0.00	44184.95	
24	1/1 23:00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	64000.00	0.00	44184.95	

四、注意事项

- 模板填写规范：严格按照模板字段说明填写，不得修改列名或删除工作表，也不得添加或删除行列；
- 数据单位一致性：确保所有参数单位与模板标注一致；
- 政策约束更新：若项目所在地政策调整，需及时更新对应参数；
- 结果解读：成本电价为全生命周期平均电价（**未包括容需量电费**），实际运营中可能因电价调整、资源波动存在差异，软件计算结果仅供参考。

五、技术支持

使用过程中遇到问题，可发邮件或联系“说能解电”客服，获得技术支持：

邮箱：1410789590@qq.com

时间：1-3 个工作日。

说能解电公众号



说能解电客服

