



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 109873419 A

(43)申请公布日 2019.06.11

(21)申请号 201910129233.4

H02J 3/28(2006.01)

(22)申请日 2019.02.21

(71)申请人 电子科技大学

地址 611731 四川省成都市高新区(西区)
西源大道2006号

(72)发明人 胡维昊 李坚 黄琦 李涛 许潇
张真源 井实 易建波 曹迪
青柯

(74)专利代理机构 成都行之专利代理事务所
(普通合伙) 51220

代理人 温利平

(51)Int.Cl.

H02J 3/00(2006.01)

H02J 3/48(2006.01)

H02J 3/38(2006.01)

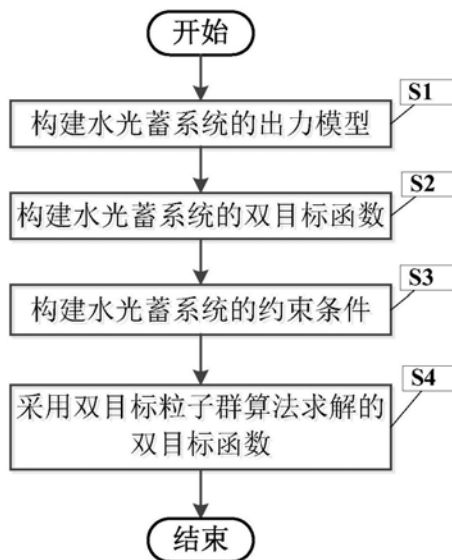
权利要求书4页 说明书9页 附图2页

(54)发明名称

一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法

(57)摘要

本发明公开了一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法,通过在一天24个维度下实现发电曲线和负荷最大程度匹配,并且通过余弦相似度来刻画发电曲线与负荷曲线的匹配度,同时在抽水蓄能电站参与调节匹配度时,考虑其自身收益最大化,从而建立相似度与经济收益的双目标优化函数。系统调度员可根据不同的风险水平,在相似度与经济收益所构成的帕累托曲线中选择恰当的运行点,这样既能满足了相似度要求也能保证抽水蓄能电站的经济收益,因而,系统具有较高的稳定性和经济性。



1. 一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法,其特征在于,包括以下步骤:

(1)、构建水光蓄系统的出力模型;

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{Pump}(t) = 3600 \cdot \frac{\eta_{Pump} P_{PHS}^{Pump}(t)}{gH} \\ P_{PHS}^{Turbine}(t) = \frac{\eta_{Turbine} gH q_{Turbine}(t)}{3600} \\ Q(t+1) = Q(t)(1-\phi) + \int_t^{t+1} q_{Pump}(t) dt - \int_t^{t+1} q_{Turbine}(t) dt \\ SoC(t) = \frac{Q(t)}{V_{max}} \times 100\% \end{array} \right.$$

其中,t表示当前时刻, q_{Pump} 为变速抽水机的抽水流量, η_{Pump} 为变速抽水机的效率, P_{PHS}^{Pump} 为变速抽水机的吸收功率,g为重力加速度,H为抽水蓄能电站水头高度, $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机释放的发出功率, $\eta_{Turbine}$ 为水轮机的效率, $q_{Turbine}$ 为水轮机发电用水流量,Q为抽水蓄能电站上游水库剩余水量,SoC为上游水库剩余水量百分比, V_{max} 为上游水库最大可用容量;

(2)、构建水光蓄系统的的目标函数;

(2.1)、构建水光蓄系统的发电/负荷相似度目标函数;

$$\left\{ \begin{array}{l} SIM = \frac{\sum_{t=1}^T [P_{hybrid}(t) \cdot P_{load}(t)]}{\left[\sum_{t=1}^T P_{hybrid}(t)^2 \cdot \sum_{t=1}^T P_{load}(t)^2 \right]^{1/2}} \\ P_{hybrid}(t) = P_{MHP}^{forecast}(t) + P_{pv}^{forecast}(t) + P_{PHS}(t) \end{array} \right.$$

其中,SIM为发电/负荷相似度, P_{hybrid} 为水光蓄系统的总出力, P_{load} 为负荷需求功率, $P_{MHP}^{forecast}$ 为小水电的预测出力, $P_{pv}^{forecast}$ 为光伏的预测出力, P_{PHS} 为正值表示抽水蓄能电站中水轮机发出功率, P_{PHS} 为负值表示抽水蓄能电站中变速抽水机吸收功率,T为优化运行的时间尺度;

(2.2)、构建水光蓄系统中抽水蓄能电站的经济效益目标函数;

$$\left\{ \begin{array}{l} ER = \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad - \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] - OMC \\ B_{PHS}^{Turbine}(t) + B_{PHS}^{Pump}(t) = 1 \\ OMC = k_{omc-T} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad + k_{omc-P} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] \end{array} \right.$$

其中,ER为抽水蓄能电站在优化运行时间尺度内的经济效益, $B_{PHS}^{Turbine}$ 和 B_{PHS}^{Pump} 分别表示为水轮机和变速抽水机的二进约束变量, $\lambda_{PHS}^{Turbine}$ 和 λ_{PHS}^{Pump} 分别表示两种不同工况下的电价, $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机的发电量, $|P_{PHS}^{Pump}|$ 为变速抽水机消耗的功率, k_{omc-T} 为水轮机单位发电量成本系数, k_{omc-P} 为变速抽水机单位蓄水成本系数;

(3)、构建水光蓄系统的约束条件;

$$\left\{ \begin{array}{l} P_r \{ f(t) \leq \varphi \} \geq \alpha \\ f(t) = \left| \frac{P_{hybrid}(t) + \varepsilon_k(t) - P_{load}(t)}{P_{load}(t)} \right| \\ \varepsilon_k(t) \sim \mathcal{N}(0, \delta(t)^2) \\ \delta(t) = \sqrt{\delta_{MHP}(t)^2 + \delta_{PV}(t)^2} \\ \delta_{MHP}(t) = \beta_1 P_{MHP}^{forecast}(t) + \beta_2 P_{MHPN} \\ \delta_{PV}(t) = \gamma_1 P_{PV}^{forecast}(t) + \gamma_2 P_{PVN} \\ \int_{t=1}^{t=T} P_{PHS}^{Turbine}(t) dt \leq (Q_{initial} - Q_{min}) gH \eta_{Turbine} \\ \int_{t=1}^{t=T} |P_{PHS}^{Pump}(t)| \eta_{Pump} dt \leq (Q_{max} - Q_{initial}) gH \\ P_{Turbine}^{min} \leq P_{PHS}^{Turbine}(t) \leq P_{Turbine}^{max} \\ |P_{Pump}^{min}| \leq |P_{PHS}^{Pump}(t)| \leq |P_{Pump}^{max}| \\ SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \end{array} \right.$$

其中, f 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡百分比, φ 为水光蓄系统中最大允许发电/负荷供需不平衡百分比, $P_r \{ \cdot \}$ 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率, α 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率的置信区间, ε_k 为水光蓄系统中水电和光伏的预测出力偏差其服从均值为0、标准差为 δ 的正态分布, δ 由水电和光伏的预测出力及其额定容量近似表达, $Q_{initial}$ 为水光蓄系统中上游水库在优化运行初始时刻的水量, Q_{min} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶段最小允许剩余水量, Q_{max} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶段最大允许容纳水量, $P_{Turbine}^{min}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最小允许出力, $P_{Turbine}^{max}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最大允许出力, $|P_{Pump}^{min}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最小允许启动功率, $|P_{Pump}^{max}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最大允许输入功率, SoC_{min} 为水光蓄系统中上游水库最小允许水量百分比, SoC_{max} 为水光蓄系统中上游水库最大允许水量百分比;

(4)、基于水光蓄系统的出力模型及约束条件,采用双目标粒子群算法求解水光蓄系统的发电/负荷相似度以及抽水蓄能电站的经济效益的双目标函数;

(4.1)、令水光蓄系统的相似度和经济效益的双目标函数为双目标粒子群算法中的适应度函数,在水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 $|P_{PHS}^{Pump}|$ 构成的时序变量 P_{PHS} 为双目标粒子群算法中的优化变量;

(4.2)、读入小水电和光伏的预测出力数据以及电力负荷数据,设置收敛精度和最大迭代次数,以及初始化粒子种群数目和每个粒子在解空间的速度;

(4.3)、根据读入数据和约束条件得到所有粒子在解空间的初始位置;

(4.4)、根据适应度函数计算出每个粒子在当前位置的适应度值,该适应度值由发电/负荷曲线的相似度值和抽水蓄能电站的经济效益值构成;

(4.5)、对步骤(4.4)中得到的适应度值进行筛选,并构成非劣解集;

(4.6)、判断终止求解条件,若满足收敛精度或者达到最大迭代次数,则进入步骤(4.10);反之,则进入步骤(4.7);

(4.7)、按照如下公式对双目标粒子群算法中学习因子、惯性系数和粒子的速度、位置进行更新;

$$\left\{ \begin{array}{l} c_1(i) = c_{1,\max} + (c_{1,\min} - c_{1,\max}) \frac{i}{i_{\max}} \\ c_2(i) = c_{2,\min} + (c_{2,\max} - c_{2,\min}) \frac{i}{i_{\max}} \\ \omega(i) = \omega_{\min} + (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \\ \theta = \frac{i}{i_{\max}} \pi \\ \vec{V}_{ij}(i+1) = \omega(i) \vec{V}_{ij}(i) + c_1(i) r_1 (P_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \quad - \vec{P}_{ij}(i) + c_2(i) r_2 (G_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \vec{P}_{ij}(i+1) = \vec{P}_{ij}(i) + \vec{V}_{ij}(i+1) \Delta t \end{array} \right.$$

其中, c_1 、 c_2 分别为个体学习、群体学习因子, $c_{1,\min}$ 、 $c_{1,\max}$ 、 $c_{2,\min}$ 、 $c_{2,\max}$ 分别为个体和群体最小、最大学习因子; i_{\max} 表示最大迭代次数; ω 表示权重系数, ω_{\min} 、 ω_{\max} 分别表示最小、最大权重; $\vec{V}_{ij}(i)$ 表示粒子在第*i*次迭代中的速度; r_1 、 r_2 分别属于0到1之间的随机数; $\vec{P}_{ij}(i)$ 表示粒子在第*i*次迭代中的局部最优位置; G_{ij}^{best} 表示粒子在第*i*次迭代中的全局最优位置; $\vec{V}_{ij}(i+1)$ 、 $\vec{P}_{ij}(i+1)$ 分别表示粒子在*i+1*次迭代中的速度和位置; Δt 为间隔时间;

(4.8)、对更新后的粒子的位置进行机会约束检测,若满足机会约束条件,则进入步骤(4.9);反之,则返回步骤(4.7),并重新更新粒子的速度和位置;

(4.9)、计算所有粒子在位置更新之后所对应的适应度值;

(4.10)、在满足收敛精度或者达到最大迭代次数后,输出非劣解集,得到水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 P_{PHS}^{Pump} 构成的优化变量 P_{PHS} ,从而完成水光蓄系统的运行优化。

2. 根据权利要求1所述的一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法,其特征在于,所述步骤(4.5)中,适应度值进行筛选的具体方法为:种群中的粒子*i*与其余的粒子*j*进行比较, $i \neq j$,若粒子*i*所对应的适应度值在两个维度上都优于粒子*j*,则保留粒子*i*所对应的适应度值;若粒子*i*所对应的适应度值中相似度值等于粒子*j*所对应的相似度值,但是粒子*i*所对应的经济效益值大于粒子*j*所对应的经济效益值,则保留粒子*i*所对应的适

应度值;若粒子i所对应的适应度值中经济效益值等于粒子j所对应的经济效益值,但是粒子i所对应的相似度值大于粒子j所对应的相似度值,则保留粒子i所对应的适应度值;反之,若上述三种情况都不满足,则保留粒子j所对应的适应度值。

一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法

技术领域

[0001] 本发明属于混合新能源技术领域,更为具体地讲,涉及一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法。

背景技术

[0002] 随着人类文明的进步,人类对绿色、可持续发展引起了高度重视,而利用化石能源产生电能同时也排放了大量的污染物对生态环境造成了一定程度的污染,常规化石燃料已不符合绿色发展的概念。可再生能源是一种清洁能源,其可以替代会对环境造成严重污染的不可再生化石燃料,产生电能,从而满足人们对日常生活和社会发展的电能需求。对可再生清洁能源的开发和利用不仅可以有效减少污染物的排放量,而且在偏远山区就地利用自然资源产生电能,能有效地减少主网向其输送电能的经济成本。截至2017年底,我国太阳能光伏发电累计装机容量13025万千瓦,同比增长69%;新增装机容量5306万千瓦,同比增长54%;但由于光伏的发电曲线与负荷需求曲线在时序上存在差异,其制约了光电规模化的消纳;采用多种新能源联合互补技术是新能源电力综合利用有效途径;抽水蓄能电站具有发电成本低、调节能力强等优势,是实现多种新能源联合发电的重要中转纽带。多新能源联合发电实质上就是混合能源系统;定义一个或多个优化运行目标,对混合能源系统进行优化配置不仅能够有效地缓解“弃水弃光”问题,还能使混合能源系统运行在最佳状态——系统经济效益最优、系统稳定性最好。

[0003] 近几年,众多专家学者在混合能源系统研究领域取得了不少开拓性成果,不仅对各类混合能源系统进行了研究,而且还提出了很多关于混合能源系统的优化方法。例如,文献“Tao Ma,Hongxing Yang,Lin Lu,Jinqing Peng,Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system:Modeling and techno-economic optimization,Applied Energy,vol.137,pp.649-659,2015”定义以技术-经济指标为光伏/抽水蓄能混合系统的优化目标,使用遗传算法对优化目标进行求解,实现了光伏/抽水蓄能混合能源系统的最佳配置;文献“G.Ardizzon,G.Cavazzini,G.Pavesi,A new generation of small hydro and pumped-hydro powerplants:Advances and future challenges,Renewable and Sustainable Energy Reviews,vol.31,pp.746-761,2014”从可持续发展的角度,对抽水蓄能电站和小型水电站的发展前景进行了展望,提出了水轮机设计、厂房规划和管理方面的进展和未来的挑战。抽水蓄能电站利用其在电力系统中的双重角色——电源/负荷,有效地实现了小水电/光伏/抽水蓄能混合能源系统持续稳定的输出电能。所述混合能源系统中接入了可再生能源发电单元和储能单元,因此需要提出一种考虑可再生能源发电曲线和电力负荷需求曲线在时序上对系统运行影响储能单元的经济效益的技术方案。

发明内容

[0004] 本发明的目的在于克服现有技术的不足,提供一种考虑相似度和经济收益的水光

蓄系统运行优化方法,在考虑小水电和光伏出力具有波动性,以及预测出力准确性低等特性下,通过双目标优化函数作为优化目标来实现水光蓄系统运行优化。

[0005] 为实现上述发明目的,本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法,其特征在于,包括以下步骤:

[0006] (1)、构建水光蓄系统的出力模型;

$$[0007] \begin{cases} q_{Pump}(t) = 3600 \cdot \frac{\eta_{Pump} P_{PHS}^{Pump}(t)}{gH} \\ P_{PHS}^{Turbine}(t) = \frac{\eta_{Turbine} gH q_{Turbine}(t)}{3600} \\ Q(t+1) = Q(t)(1-\phi) + \int_t^{t+1} q_{Pump}(t) dt - \int_t^{t+1} q_{Turbine}(t) dt \\ SoC(t) = \frac{Q(t)}{V_{max}} \times 100\% \end{cases}$$

[0008] 其中,t表示当前时刻, q_{Pump} 为变速抽水机的抽水流量, η_{Pump} 为变速抽水机的效率, P_{PHS}^{Pump} 为变速抽水机的吸收功率,g为重力加速度,H为抽水蓄能电站水头高度, $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机释放的发出功率, $\eta_{Turbine}$ 为水轮机的效率, $q_{Turbine}$ 为水轮机发电用水流量,Q为抽水蓄能电站上游水库剩余水量, ϕ 为上游水库水量的蒸发和泄漏系数,SoC为上游水库剩余水量百分比, V_{max} 为上游水库最大可用容量;

[0009] (2)、构建水光蓄系统的双目标函数;

[0010] (2.1)、构建水光蓄系统的发电/负荷相似度目标函数;

$$[0011] \begin{cases} SIM = \frac{\sum_{t=1}^T [P_{hybrid}(t) \cdot P_{load}(t)]}{\left[\sum_{t=1}^T P_{hybrid}(t)^2 \cdot \sum_{t=1}^T P_{load}(t)^2 \right]^{1/2}} \\ P_{hybrid}(t) = P_{MHP}^{forecast}(t) + P_{PV}^{forecast}(t) + P_{PHS}(t) \end{cases}$$

[0012] 其中,SIM为发电/负荷相似度, P_{hybrid} 为水光蓄系统的总出力, P_{load} 为负荷需求功率, $P_{MHP}^{forecast}$ 为小水电的预测出力, $P_{PV}^{forecast}$ 为光伏的预测出力, P_{PHS} 为正值表示抽水蓄能电站中水轮机发出功率, P_{PHS} 为负值表示抽水蓄能电站中变速抽水机吸收功率,T为优化运行的时间尺度;

[0013] (2.2)、构建水光蓄系统中抽水蓄能电站的经济效益目标函数;

$$[0014] \quad \begin{cases} ER = \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad - \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] - OMC \\ B_{PHS}^{Turbine}(t) + B_{PHS}^{Pump}(t) = 1 \\ OMC = k_{omc-T} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad + k_{omc-P} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] \end{cases}$$

[0015] 其中,ER为抽水蓄能电站在优化运行时间尺度内的经济效益, $B_{PHS}^{Turbine}$ 和 B_{PHS}^{Pump} 分别表示为水轮机和变速抽水机的二进约束变量, $\lambda_{PHS}^{Turbine}$ 和 λ_{PHS}^{Pump} 分别表示两种不同工况下的电价, $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机的发电量, $|P_{PHS}^{Pump}|$ 为变速抽水机消耗的功率, k_{omc-T} 为水轮机单位发电量成本系数, k_{omc-P} 为变速抽水机单位蓄水成本系数;

[0016] (3)、构建水光蓄系统的约束条件;

$$[0017] \quad \begin{cases} P_r \{f(t) \leq \varphi\} \geq \alpha \\ f(t) = \left| \frac{P_{hybrid}(t) + \varepsilon_k(t) - P_{load}(t)}{P_{load}(t)} \right| \\ \varepsilon_k(t) \sim \mathcal{N}(0, \delta(t)^2) \\ \delta(t) = \sqrt{\delta_{MHP}(t)^2 + \delta_{PV}(t)^2} \\ \delta_{MHP}(t) = \beta_1 P_{MHP}^{forecast}(t) + \beta_2 P_{MHPN} \\ \delta_{PV}(t) = \gamma_1 P_{PV}^{forecast}(t) + \gamma_2 P_{PVN} \\ \int_{t=1}^{t=T} P_{PHS}^{Turbine}(t) dt \leq (Q_{initial} - Q_{min}) gH \eta_{Turbine} \\ \int_{t=1}^{t=T} |P_{PHS}^{Pump}(t)| \eta_{Pump} dt \leq (Q_{max} - Q_{initial}) gH \\ P_{Turbine}^{min} \leq P_{PHS}^{Turbine}(t) \leq P_{Turbine}^{max} \\ |P_{Pump}^{min}| \leq |P_{PHS}^{Pump}(t)| \leq |P_{Pump}^{max}| \\ SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \end{cases}$$

[0018] 其中, f 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡百分比, φ 为水光蓄系统中最大允许发电/负荷供需不平衡百分比, $P_r \{ \cdot \}$ 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率, α 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率的置信区间, ε_k 为水光蓄系统中水电和光伏的预测出力偏差其服从均值为0、标准差为 δ 的正态分布, δ 由水电和光伏的预测出力及其额定容量近似表达, β_i ($i=1, 2$) 表示水电的预测出力及其装机容量相关的权重系数, γ_i ($i=1, 2$) 表示光伏电站的预测出力及其装机容量相关的权重系数, $Q_{initial}$ 为水光蓄系统中上游水库在优化运行初始时刻的水量, Q_{min} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶

段最小允许剩余水量, Q_{\max} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶段最大允许容纳水量, $P_{Turbine}^{\min}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最小允许出力, $P_{Turbine}^{\max}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最大允许出力, $|P_{Pump}^{\min}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最小允许启动功率, $|P_{Pump}^{\max}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最大允许输入功率, SoC_{\min} 为水光蓄系统中上游水库最小允许水量百分比, SoC_{\max} 为水光蓄系统中上游水库最大允许水量百分比;

[0019] (4)、基于水光蓄系统的出力模型及约束条件,采用双目标粒子群算法求解水光蓄系统的发电/负荷相似度以及抽水蓄能电站的经济效益的双目标函数;

[0020] (4.1)、令水光蓄系统的相似度和经济效益的双目标函数为双目标粒子群算法中的适应度函数,在水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 $|P_{PHS}^{Pump}|$ 构成的时序变量 P_{PHS} 为双目标粒子群算法中的优化变量;

[0021] (4.2)、读入小水电和光伏的预测出力数据以及电力负荷数据,设置收敛精度和最大迭代次数,以及初始化粒子种群数目和每个粒子在解空间的速度;

[0022] (4.3)、根据读入数据和约束条件得到所有粒子在解空间的初始位置;

[0023] (4.4)、根据适应度函数计算出每个粒子在当前位置的适应度值,该适应度值由发电/负荷曲线的相似度值和抽水蓄能电站的经济效益值构成;

[0024] (4.5)、对步骤(4.4)中得到的适应度值进行筛选,并构成非劣解集;

[0025] (4.6)、判断终止求解条件,若满足收敛精度或者达到最大迭代次数,则进入步骤(4.10);反之,则进入步骤(4.7);

[0026] (4.7)、按照如下公式对双目标粒子群算法中学习因子、惯性系数和粒子的速度、位置进行更新;

$$[0027] \begin{cases} c_1(i) = c_{1,\max} + (c_{1,\min} - c_{1,\max}) \frac{i}{i_{\max}} \\ c_2(i) = c_{2,\min} + (c_{2,\max} - c_{2,\min}) \frac{i}{i_{\max}} \\ \omega(i) = \omega_{\min} + (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \\ \theta = \frac{i}{i_{\max}} \pi \\ \vec{V}_{ij}(i+1) = \omega(i)\vec{V}_{ij}(i) + c_1(i)r_1(P_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \quad + c_2(i)r_2(G_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \vec{P}_{ij}(i+1) = \vec{P}_{ij}(i) + \vec{V}_{ij}(i+1)\Delta t \end{cases}$$

[0028] 其中, c_1 、 c_2 分别为个体学习、群体学习因子, $c_{1,\min}$ 、 $c_{1,\max}$ 、 $c_{2,\min}$ 、 $c_{2,\max}$ 分别为个体和群体最小、最大学习因子; i_{\max} 表示最大迭代次数; ω 表示权重系数, ω_{\min} 、 ω_{\max} 分别表示最小、最大权重; $\vec{V}_{ij}(i)$ 表示粒子在第 i 次迭代中的速度; r_1 、 r_2 分别属于 0 到 1 之间的随机数;

$\vec{P}_{ij}(i)$ 表示粒子在第 i 次迭代中的局部最优位置; G_{ij}^{best} 表示粒子在第 i 次迭代中的全局最优位

置； $\vec{V}_j(i+1)$ 、 $\vec{P}_j(i+1)$ 分别表示粒子在*i*+1次迭代中的速度和位置； Δt 为间隔时间；

[0029] (4.8)、对更新后的粒子的位置进行机会约束检测，若满足机会约束条件，则进入步骤(4.9)；反之，则返回步骤(4.7)，并重新更新粒子的速度和位置；

[0030] (4.9)、计算所有粒子在位置更新之后所对应的适应度值；

[0031] (4.10)、在满足收敛精度或者达到最大迭代次数后，输出非劣解集，得到水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 $|P_{PHS}^{Pump}|$ 构成的优化变量 P_{PHS} ，从而完成水光蓄系统的运行优化。

[0032] 本发明的发明目的是这样实现的：

[0033] 本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法，通过在一天24个维度下实现发电曲线和负荷最大程度匹配，并且通过余弦相似度来刻画发电曲线与负荷曲线的匹配度，同时在抽水蓄能电站参与调节匹配度时，考虑其自身收益最大化，从而建立相似度与经济收益的双目标优化函数。系统调度员可根据不同的风险水平，在相似度与经济收益所构成的帕累托曲线中选择恰当的运行点，这样既能满足了相似度要求也能保证抽水蓄能电站的经济收益，因而，系统具有较高的稳定性和经济性。

[0034] 同时，本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法还具有以下有益效果：

[0035] (1)、建立了相似性与经济性双目标优化函数，通过余弦相似度概念定量地刻画了发电曲线与负荷曲线之间的匹配程度；

[0036] (2)、根据不同的风险水平，可在相似度与经济收益构成的帕累托曲线中选择恰当的运行点，从而使得有较高的发电/负荷相似度和经济收益；

[0037] (3)、综合地考量了水光蓄系统的发电/负荷曲线相似性和抽水蓄能电站的经济性之间的相互影响，分析得到优化后的运行决策更加合理。

附图说明

[0038] 图1是水光蓄系统结构示意图；

[0039] 图2是本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法流程图；

[0040] 图3是双目标粒子群算法的执行流程图。

具体实施方式

[0041] 下面结合附图对本发明的具体实施方式进行描述，以便本领域的技术人员更好地理解本发明。需要特别提醒注意的是，在以下的描述中，当已知功能和设计的详细描述也许会淡化本发明的主要内容时，这些描述在这里将被忽略。

[0042] 实施例

[0043] 为了方便描述，先对具体实施方式中出现的相关专业术语进行说明：

[0044] 如图1所示，水光蓄系统主要包括：小水电站、光伏电站、抽水蓄能电站、电力负荷和大电网；

[0045] 其中，小水电站、光伏电站、抽水蓄能电站的水轮机和变速抽水泵与交流母线连接；交流母线与电力负荷和大电网连接；

[0046] 小水电站和光伏电站输出能量首先满足负荷能量需求，剩余能量通过变速抽水

泵抽水存储在抽水蓄能电站；当小水电站和光伏电站不能满足负荷需求时，首先通过抽水蓄能电站进行一次补偿，若还有缺额存在则由大电网向负荷提供电能。

[0047] 图2是本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法流程图。

[0048] 在本实施例中，如图2所示，本发明一种考虑相似度和经济收益的水光蓄系统运行优化方法，包括以下步骤：

[0049] S1、构建水光蓄系统的出力模型；

$$[0050] \begin{cases} q_{Pump}(t) = 3600 \cdot \frac{\eta_{Pump} P_{PHS}^{Pump}(t)}{gH} \\ P_{PHS}^{Turbine}(t) = \frac{\eta_{Turbine} gH q_{Turbine}(t)}{3600} \\ Q(t+1) = Q(t)(1-\phi) + \int_t^{t+1} q_{Pump}(t) dt - \int_t^{t+1} q_{Turbine}(t) dt \\ SoC(t) = \frac{Q(t)}{V_{max}} \times 100\% \end{cases}$$

[0051] 其中，t表示当前时刻， q_{Pump} 为变速抽水机的抽水流量， η_{Pump} 为变速抽水机的效率， P_{PHS}^{Pump} 为变速抽水机的吸收功率，g为重力加速度，H为抽水蓄能电站水头高度， $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机释放的发出功率， $\eta_{Turbine}$ 为水轮机的效率， $q_{Turbine}$ 为水轮机发电用水流量，Q为抽水蓄能电站上游水库剩余水量， ϕ 为上游水库水量的蒸发和泄漏系数，SoC为上游水库剩余水量百分比， V_{max} 为上游水库最大可用容量；

[0052] S2、构建水光蓄系统的双目标函数；

[0053] S2.1、构建水光蓄系统的发电/负荷相似度目标函数；

$$[0054] \begin{cases} SIM = \frac{\sum_{t=1}^T [P_{hybrid}(t) \cdot P_{load}(t)]}{\left[\sum_{t=1}^T P_{hybrid}(t)^2 \cdot \sum_{t=1}^T P_{load}(t)^2 \right]^{1/2}} \\ P_{hybrid}(t) = P_{MHP}^{forecast}(t) + P_{PV}^{forecast}(t) + P_{PHS}(t) \end{cases}$$

[0055] 其中，SIM为发电/负荷相似度， P_{hybrid} 为水光蓄系统的总出力， P_{load} 为负荷需求功率， $P_{MHP}^{forecast}$ 为小水电的预测出力， $P_{PV}^{forecast}$ 为光伏的预测出力， P_{PHS} 为正值表示抽水蓄能电站中水轮机发出功率， P_{PHS} 为负值表示抽水蓄能电站中变速抽水机吸收功率，T为优化运行的时间尺度；

[0056] S2.2、构建水光蓄系统中抽水蓄能电站的经济效益目标函数；

$$[0057] \left\{ \begin{array}{l} ER = \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad - \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot \lambda_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] - OMC \\ B_{PHS}^{Turbine}(t) + B_{PHS}^{Pump}(t) = 1 \\ OMC = k_{omc-T} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Turbine}(t) \cdot P_{PHS}^{Turbine}(t)] \\ \quad + k_{omc-P} \sum_{t=1}^T [B_{PHS}^{Pump}(t) \cdot |P_{PHS}^{Pump}(t)|] \end{array} \right.$$

[0058] 其中,ER为抽水蓄能电站在优化运行时间尺度内的经济效益, $B_{PHS}^{Turbine}$ 和 B_{PHS}^{Pump} 分别表示为水轮机和变速抽水机的二进制约束变量, $\lambda_{PHS}^{Turbine}$ 和 λ_{PHS}^{Pump} 分别表示两种不同工况下的电价, $P_{PHS}^{Turbine}$ 为水轮机的发电量, $|P_{PHS}^{Pump}|$ 为变速抽水机消耗的功率, k_{omc-T} 为水轮机单位发电量成本系数, k_{omc-P} 为变速抽水机单位蓄水成本系数;

[0059] S3、构建水光蓄系统的约束条件;

$$[0060] \left\{ \begin{array}{l} P_r \{ f(t) \leq \varphi \} \geq \alpha \\ f(t) = \left| \frac{P_{hybrid}(t) + \varepsilon_k(t) - P_{load}(t)}{P_{load}(t)} \right| \\ \varepsilon_k(t) \sim \mathcal{N}(0, \delta(t)^2) \\ \delta(t) = \sqrt{\delta_{MHP}(t)^2 + \delta_{PV}(t)^2} \\ \delta_{MHP}(t) = \beta_1 P_{MHP}^{forecast}(t) + \beta_2 P_{MHPN} \\ \delta_{PV}(t) = \gamma_1 P_{PV}^{forecast}(t) + \gamma_2 P_{PVN} \\ \int_{t=1}^{t=T} P_{PHS}^{Turbine}(t) dt \leq (Q_{initial} - Q_{min}) gH \eta_{Turbine} \\ \int_{t=1}^{t=T} |P_{PHS}^{Pump}(t)| \eta_{Pump} dt \leq (Q_{max} - Q_{initial}) gH \\ P_{Turbine}^{min} \leq P_{PHS}^{Turbine}(t) \leq P_{Turbine}^{max} \\ |P_{Pump}^{min}| \leq |P_{PHS}^{Pump}(t)| \leq |P_{Pump}^{max}| \\ SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \end{array} \right.$$

[0061] 其中,f为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡百分比, φ 为水光蓄系统中最大允许发电/负荷供需不平衡百分比, $P_r \{ \cdot \}$ 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率, α 为水光蓄系统中发电/负荷供需不平衡的概率的置信区间, ε_k 为水光蓄系统中水电和光伏的预测出力偏差其服从均值为0、标准差为 δ 的正态分布, δ 由水电和光伏的预测出力及其额定容量近似表达, β_i ($i=1,2$)表示水电的预测出力及其装机容量相关的权重系数, γ_i ($i=1,2$)表示光伏电站的预测出力及其装机容量相关的权重系数, $Q_{initial}$ 为水光蓄系统中上游水库在优化运行初始时刻的水量, Q_{min} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶

段最小允许剩余水量, Q_{\max} 为水光蓄系统中上游水库在优化运行阶段最大允许容纳水量, $P_{Turbine}^{\min}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最小允许出力, $P_{Turbine}^{\max}$ 为水光蓄系统中水轮发电机最大允许出力, $|P_{Pump}^{\min}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最小允许启动功率, $|P_{Pump}^{\max}|$ 为水光蓄系统中变速水泵最大允许输入功率, SoC_{\min} 为水光蓄系统中上游水库最小允许水量百分比, SoC_{\max} 为水光蓄系统中上游水库最大允许水量百分比;

[0062] S4、基于水光蓄系统的出力模型及约束条件,采用双目标粒子群算法求解水光蓄系统的发电/负荷相似度以及抽水蓄能电站的经济效益的双目标函数;

[0063] S4.1、令水光蓄系统的相似度和经济效益的双目标函数为双目标粒子群算法中的适应度函数,在水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 $|P_{PHS}^{Pump}|$ 构成的时序变量 P_{PHS} 为双目标粒子群算法中的优化变量,双目标粒子群算法的执行流程图如图3所示;

[0064] S4.2、读入小水电和光伏的预测出力数据以及电力负荷数据,设置收敛精度和最大迭代次数,以及初始化粒子种群数目和每个粒子在解空间的速度;

[0065] S4.3、根据读入数据和约束条件得到所有粒子在解空间的初始位置;

[0066] S4.4、根据适应度函数计算出每个粒子在当前位置的适应度值,该适应度值由发电/负荷曲线的相似度值和抽水蓄能电站的经济效益值构成;

[0067] S4.5、对步骤S4.4中得到的适应度值进行筛选,并构成非劣解集;

[0068] 在本实施例中,由于在S4.3中得到的适应度值属于两个维度,且相互博弈;因此,需要对这两类适应度值进行筛选,筛选的具体方法为:种群中的粒子 i 与其余的粒子 j 进行比较, $i \neq j$,若粒子 i 所对应的适应度值在两个维度上都优胜于粒子 j ,则保留粒子 i 所对应的适应度值;若粒子 i 所对应的适应度值中相似度值等于粒子 j 所对应的相似度值,但是粒子 i 所对应的经济效益值大于粒子 j 所对应的经济效益值,则保留粒子 i 所对应的适应度值;若粒子 i 所对应的适应度值中经济效益值等于粒子 j 所对应的经济效益值,但是粒子 i 所对应的相似度值大于粒子 j 所对应的相似度值,则保留粒子 i 所对应的适应度值;反之,若上述三种情况都不满足,则保留粒子 j 所对应的适应度值;

[0069] S4.6、判断终止求解条件,若满足收敛精度或者达到最大迭代次数,则进入步骤S4.10;反之,则进入步骤S4.7;

[0070] S4.7、按照如下公式对双目标粒子群算法中学习因子、惯性系数和粒子的速度、位置进行更新;

$$[0071] \begin{cases} c_1(i) = c_{1,\max} + (c_{1,\min} - c_{1,\max}) \frac{i}{i_{\max}} \\ c_2(i) = c_{2,\min} + (c_{2,\max} - c_{2,\min}) \frac{i}{i_{\max}} \\ \omega(i) = \omega_{\min} + (\omega_{\max} - \omega_{\min}) \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \\ \theta = \frac{i}{i_{\max}} \pi \\ \vec{V}_{ij}(i+1) = \omega(i)\vec{V}_{ij}(i) + c_1(i)r_1(P_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \quad + c_2(i)r_2(G_{ij}^{best} - \vec{P}_{ij}(i)) \\ \vec{P}_{ij}(i+1) = \vec{P}_{ij}(i) + \vec{V}_{ij}(i+1)\Delta t \end{cases}$$

[0072] 其中, c_1 、 c_2 分别为个体学习、群体学习因子, $c_{1,\min}$ 、 $c_{1,\max}$ 、 $c_{2,\min}$ 、 $c_{2,\max}$ 分别为个体和群体最小、最大学习因子; i_{\max} 表示最大迭代次数; ω 表示权重系数, ω_{\min} 、 ω_{\max} 分别表示最小、最大权重; $\vec{V}_{ij}(i)$ 表示粒子在第*i*次迭代中的速度; r_1 、 r_2 分别属于0到1之间的随机数; $\vec{P}_{ij}(i)$ 表示粒子在第*i*次迭代中的局部最优位置; G_{ij}^{best} 表示粒子在第*i*次迭代中的全局最优位置; $\vec{V}_{ij}(i+1)$ 、 $\vec{P}_{ij}(i+1)$ 分别表示粒子在*i*+1次迭代中的速度和位置; Δt 为间隔时间;

[0073] S4.8、对更新后的粒子的位置进行机会约束检测,若满足机会约束条件,则进入步骤S4.9;反之,则返回步骤S4.7,并重新更新粒子的速度和位置;

[0074] S4.9、计算所有粒子在位置更新之后所对应的适应度值;

[0075] S4.10、在满足收敛精度或者达到最大迭代次数后,输出非劣解集,得到水光蓄系统中由 $P_{PHS}^{Turbine}$ 和 P_{PHS}^{Pump} 构成的优化变量 P_{PHS} ,从而完成水光蓄系统的运行优化。

[0076] 尽管上面对本发明说明性的具体实施方式进行了描述,以便于本技术领域的技术人员理解本发明,但应该清楚,本发明不限于具体实施方式的范围,对本技术领域的普通技术人员来讲,只要各种变化在所附的权利要求限定和确定的本发明的精神和范围内,这些变化是显而易见的,一切利用本发明构思的发明创造均在保护之列。

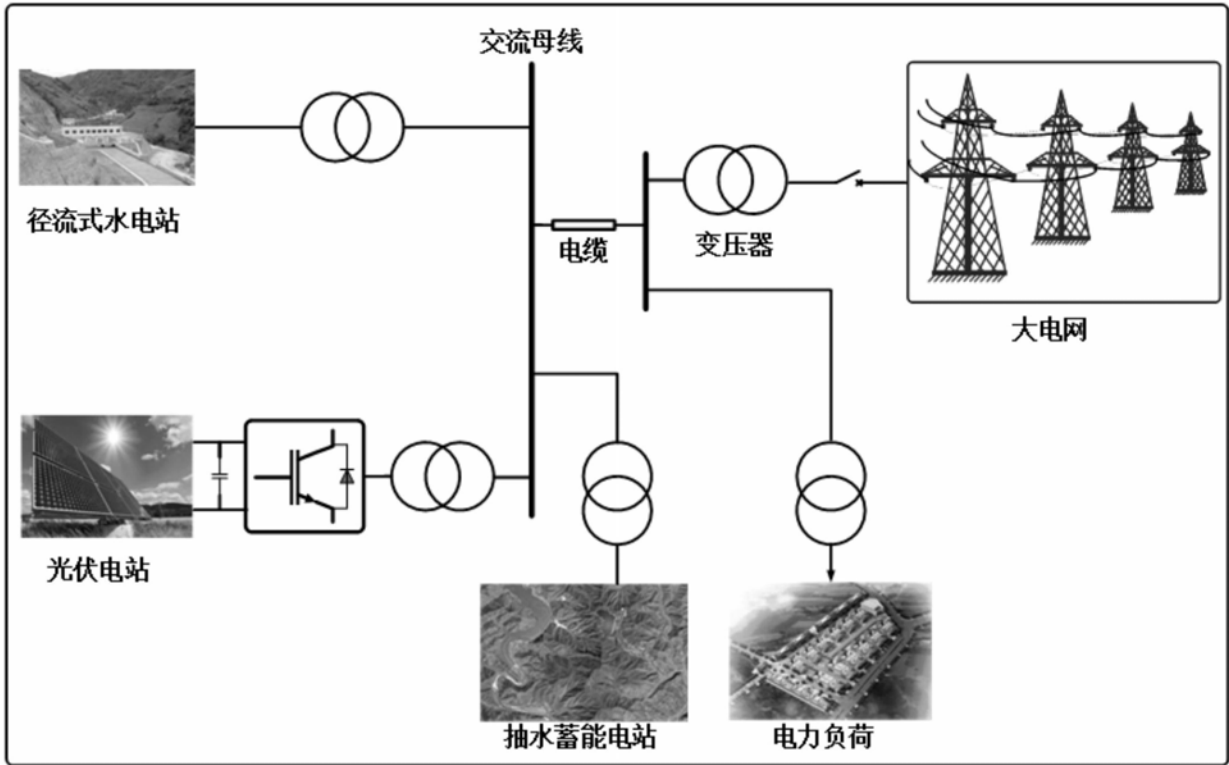


图1

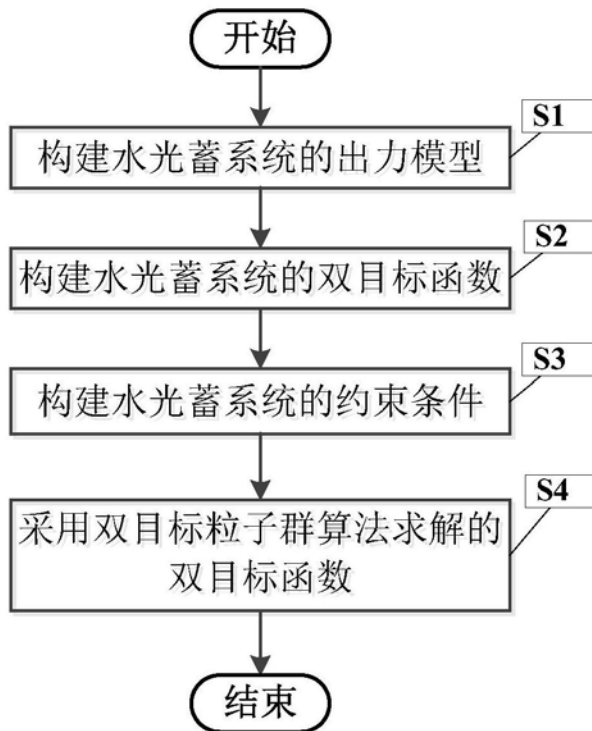


图2

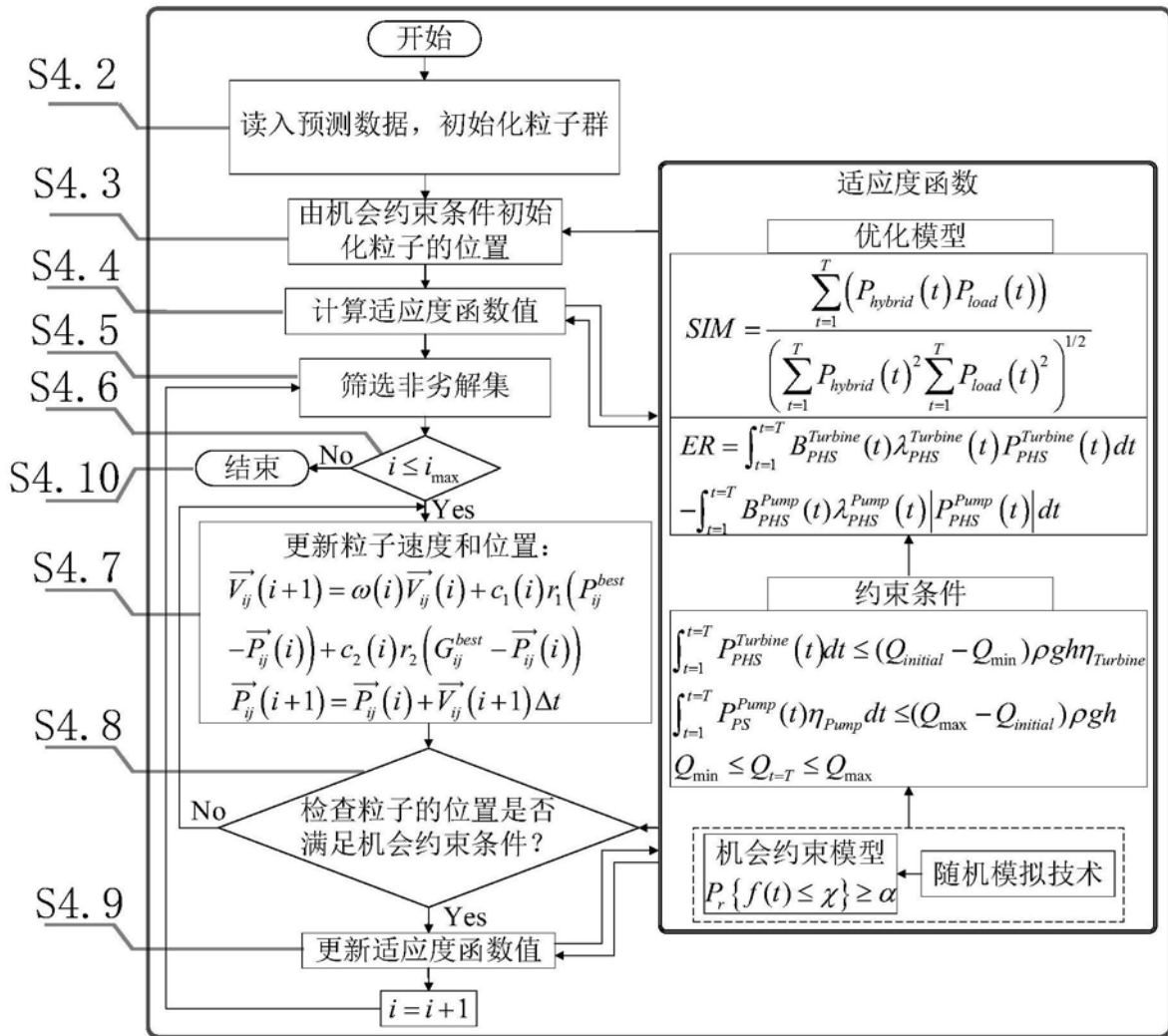


图3