团体标准

发 布

中国电机工程学会

20XX—XX—XX实施

20XX—XX—XX发布

含高比例新能源的电源规划

可靠性评估导则

Guidelines of reliability evaluation for generation capacity planning with high penetration of renewable energy

（征求意见稿）

T/CSEE XXXX—YYYY

代替 T/XXXX

ICS 19.020

CCS K85

目 次

[前言 3](#_Toc107411283)

[1 范围 4](#_Toc107411284)

[2 规范性引用文件 4](#_Toc107411285)

[3 术语和定义 4](#_Toc107411286)

[4 总则 6](#_Toc107411305)

[5 元件停运模型 6](#_Toc107411306)

[6 厂（场）站可靠性模型 6](#_Toc107411307)

[7 含高比例新能源的电源规划可靠性评估方法 8](#_Toc107411308)

[8 评估报告编制要求 10](#_Toc107411309)

[附录A （资料性） 指标体系 11](#_Toc107411310)

[附录B （资料性） 各类厂（场）站可靠性模型 13](#_Toc107411311)

[附录C （资料性） 系统状态分析模型 19](#_Toc107411312)

[附录D （资料性） 评估算例 20](#_Toc107411313)

前 言

本文件按照《中国电机工程学会标准管理办法（暂行）》的要求，依据GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由\*\*\*提出。

本文件由中国电机工程学会标准工作委员会归口。

本文件起草单位：\*\*\*。

本文件主要起草人：\*\*\*。

含高比例新能源的电源规划可靠性评估导则

1. 范围

本文件规定了含高比例新能源的电源规划可靠性评估的元件模型、厂（场）站模型、评估方法及评估报告编制要求。

本文件适用于含风光水火储的省级及以上电力系统电源规划方案可靠性评估，其他规模电力系统可参照执行。

1. 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 7826 系统可靠性分析技术失效模式和影响分析（FME4）程序

GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电

GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 31464 电网运行准则

GB/T 40103 太阳能热发电站接入电力系统技术规定

GB/T 40582 水电站基本术语

DL/T 861 电力可靠性基本名词术语

1. 术语和定义

GB/T 7826、GB/T 19963.1、GB/T 19964、GB/T 31464、GB/T 40103、GB/T 40582、DL/T 861中确定的，以及下列术语和定义适用于本文件。

* 1. 可靠性 reliability

元件或系统在规定的条件下和规定的时间区间内能完成规定功能的能力。

* 1. 可靠性评估 reliability evaluation

对系统或系统组成部分的可靠性所达到的水平进行分析和确认的过程。

* 1. 电源规划可靠性评估 reliability evaluation of generation capacity planning

规划系统中的全部电源（发电机组）按一定标准满足电力系统负荷需求能力的评估。

* 1. 可靠性模型 reliability model

预测、估计或评价元件或系统的可靠性所使用的数学模型。

* 1. 强迫停运forced outage

不能延迟的或不能延迟超过规定时间区间的停运状态。

* 1. 强迫停运率 forced outage rate

元件在单位时间内强迫停运的次数。

* 1. 预安排停运 scheduled outage

不会引起人身设备和资产损害风险的、可延迟的、人为预先安排的停运。

* 1. 预安排停运率 scheduled outage rate

元件在单位时间内预安排停运的次数。

* 1. 修复率 repair rate

元件在单位时间内因修复从停运状态转入正常状态的次数，一般为平均修复时间的倒数。

* 1. 状态空间模型 state space model

应用马尔可夫随机过程理论的状态及状态转移关系建立的一种可靠性评估解析模型，又称“马尔可夫模型”。

* 1. 蒙特卡洛模型 Monte Carlo model

用计算机产生随机数对系统元件的失效事件随机抽样构成系统失效事件集，并通过概率统计方法建立可靠性指标计算公式的一种电力系统可靠性评估模拟模型。一般分为序贯蒙特卡洛模拟和非序贯蒙特卡洛模拟。

* 1. 序贯蒙特卡洛模拟 sequential Monte Carlo simulation

按照时间序列，在一个时间跨度上对元件和系统进行的模拟。

* 1. 缺电概率 loss of load probability

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的概率。

* 1. 缺电频率 loss of load frequency

一年内系统不能满足负荷需求的次数。

* 1. 缺电时间期望 loss of load expectation

一年内系统不能满足负荷需求的小时数的期望值。

* 1. 期望缺供电量 expected energy not supplied

一年内因发电容量短缺或电网约束造成负荷需求电量削减的期望数。

* 1. 系统-分 system interruption severity index

表征发电系统在最大负荷时全系统停电的年累计时间，是对系统强迫停运严重程度的一种度量。一个系统-分相当于在系统峰荷时整个系统负荷停电一分钟。

* 1. 新能源利用率 accommodating rate of renewable energy

在一定新能源资源及并网容量、常规电源装机、负荷水平条件下，一定周期内电网利用的新能源发电量与新能源理论发电量的比值。

1. 总则

在含高比例新能源的电源规划过程中，应考虑新能源出力波动性对系统可靠性的影响，对电源规划方案进行可靠性评估，根据可靠性指标进行方案的比选和优化，一般不考虑负荷的可调节性。

含高比例新能源的电源规划可靠性评估指标，应包括缺电概率、缺电频率、缺电时间期望、期望缺供电量、系统-分、新能源利用率等。计算公式可参见附录A。

含高比例新能源的电源规划可靠性评估，可对待建方案进行评估，也可对已建系统进行评估。

1. 元件停运模型

针对常规机组（含火电机组、水电机组、燃气机组等）、储能系统元件（含抽水蓄能机组、储能电池模组等）等发电元件的强迫停运，应建立元件的正常运行-强迫停运状态空间模型。

针对风力发电机组、光伏发电单元等新能源发电元件，一般不考虑其强迫停运。

元件的正常运行-强迫停运状态空间模型包含正常运行状态和强迫停运状态，状态之间的转移关系如图1所示。

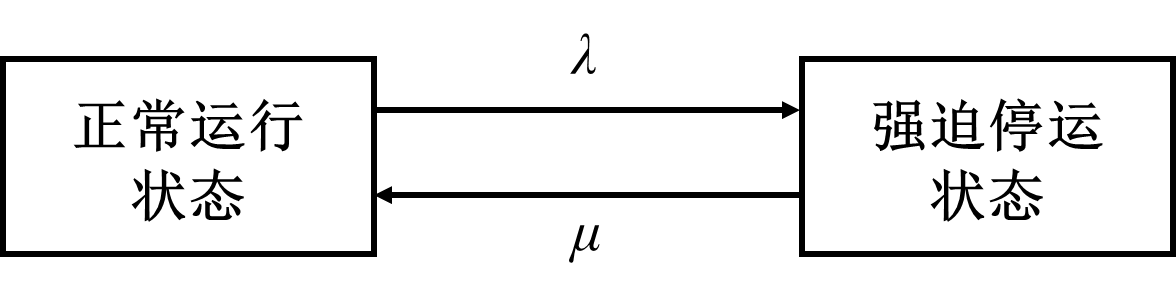


图1 正常运行-强迫停运状态空间模型

图中：

*λ* ——元件强迫停运率，单位为次每年(occ./year)；

*μ* ——元件修复率，单位为次每年(occ./year)。

若需考虑元件的预安排停运，可建立包含正常运行状态、强迫停运状态和预安排停运状态的状态空间模型。

1. 厂（场）站可靠性模型
   1. 常规厂（场）站可靠性模型

常规的火电厂、水电站、燃气电站、核电站应针对单台机组（含火电机组、水电机组、燃气机组等）建立正常运行-强迫停运状态空间模型。

常规机组的可靠性模型应考虑机组正常启停、强迫停运和机组出力上下限。常规机组可靠性模型可参见附录B.1。

常规机组的强迫停运率，宜使用常规机组历史强迫停运的统计值计算得到。

梯级水电在常规水电的基础上，应考虑各级径流时序耦合关系对电站出力的影响，包括：

1. 上下级水库水头耦合关系；
2. 上下级水库径流量耦合关系；
3. 各级水库始末库容约束。

梯级水电可靠性模型可参见附录B.2。

在枯水期水头不足的情况下，应考虑水电站受阻容量的影响。

* 1. 风电场（群）可靠性模型

风电场的可靠性模型为风电场理论出力时间序列，应考虑风资源波动对理论出力时间序列的影响，一般不考虑单台机组的强迫停运状态。

风电场的理论出力为考虑风资源波动的最大发电能力，可通过历史理论出力数据统计得到。在缺少历史理论出力数据的情况下，可根据风电场所在地的风资源监测数据计算得到。

风电场的理论出力应为时间序列数据，时间分辨率宜为1小时。

风电场的理论出力，应考虑风资源变化的多种运行场景。运行场景应包含极端天气场景的风电场理论出力。

风电场群的理论出力可由多个风电场的理论出力叠加得到，应考虑多个风电场理论出力的相互影响。

* 1. 光伏电站（群）可靠性模型

光伏电站的可靠性模型为光伏电站理论出力时间序列，应考虑太阳辐射波动对理论出力的影响，一般不考虑光伏发电单元的强迫停运状态。

光伏电站的理论出力为考虑太阳辐射波动的最大发电能力，可通过历史理论出力数据统计得到。在缺少历史理论出力数据的情况下，可用光伏电站所在地的太阳辐射强度监测数据计算得到。

光伏电站的理论出力应为时间序列数据，时间分辨率宜为1小时。

光伏电站的理论出力，应考虑太阳辐射强度变化的多种运行场景。运行场景应包含极端天气场景的光伏电站理论出力。

光伏电站群的理论出力可由多个光伏电站的理论出力叠加得到，应考虑多个光伏电站理论出力的相互影响。

* 1. 光热电站可靠性模型

光热电站的可靠性模型为光热电站理论出力时间序列，应考虑太阳辐射强度对光热电站出力的影响、光热电站的蓄热能力和光热电站子系统的强迫停运。

光热电站的理论出力应根据子系统强迫停运对光热电站出力影响的逻辑关系、光热电站子系统之间的能量流动关系以及太阳辐射强度与电站出力的能量转换关系计算得到。

光热电站各个子系统的可靠性模型应为正常运行-强迫停运状态空间模型，则可以根据三个子系统的状态及其串并联关系和能流关系，确定光热电站的运行状态，如表1所示。

表1 光热电站系统运行状态判定表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 子系统类型 | 运行状态（0代表强迫停运，1代表正常运行） | | | | | | | |
| 集热子系统 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 换热子系统 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| 发电子系统 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 |
| 光热电站状态1 | **0** | **0** | **0** | **2** | **3** | **3** | **3** | **1** |

**注1**：对于光热电站状态，**0**代表完全失效状态（无法储热、放热、发电）；**1**代表正常运行状态（可储热、放热、发电）；**2**代表部分功能失效状态（只能放热、发电）；**3**代表部分功能失效状态（只能储热无法发电）。

光热电站的理论出力应为时间序列数据，时间分辨率宜为1小时。

光热电站各子系统的强迫停运率，宜使用各子系统历史强迫停运的统计值计算得到。

考虑子系统强迫停运的光热电站可靠性模型可参见附录B.3。

不考虑子系统强迫停运的光热电站可靠性模型可参考光伏电站可靠性模型。

在太阳辐射强度和蓄热罐储热不足的情况下，应考虑光热电站受阻容量。

* 1. 储能系统可靠性模型

在含高比例新能源的电源规划可靠性评估中，应对发电侧的储能系统建立可靠性模型，包括抽水蓄能电站、电池储能系统等。

储能系统的可靠性模型为储能系统理论出力时间序列，应考虑储能容量、储放能功率和储能系统元件的强迫停运。

储能系统的理论出力应为时间序列数据，时间分辨率宜为1小时。

储能系统元件的强迫停运率，宜使用历史强迫停运的统计值计算得到。

应根据不同类型储能系统的特性建立不同的可靠性模型。本文件给出考虑机组强迫停运的抽水蓄能电站可靠性模型（参见附录B.4）和考虑储能系统元件强迫停运的电池储能系统可靠性模型（参见附录B.5）作为参考。

* 1. 外送（受）通道可靠性模型

在含高比例新能源的电源规划可靠性评估中，可将外送（受）通道等效为等值负荷或等值常规机组。

若需考虑外送（受）通道的强迫停运，可建立正常运行-强迫停运状态空间模型*。*

外送（受）通道的强迫停运率，宜使用外送（受）通道历史强迫停运的统计值计算得到。

1. 含高比例新能源的电源规划可靠性评估方法
   1. 数据需求

含高比例新能源的电源规划可靠性评估所需数据主要包括：常规机组数据、梯级水电数据、风电场站数据、光伏电站数据、光热电站数据、储能系统数据（抽水蓄能电站数据、电池储能系统数据等）、外送（受）通道数据以及负荷数据。

常规机组数据：

1. 每类机组台数；
2. 机组额定功率；
3. 机组功率调节速率；
4. 机组最小技术出力；
5. 机组强迫停运率、预安排停运率、修复率。

梯级水电数据：

1. 水库梯级顺序；
2. 水库最大、最小库容；
3. 水库水头和库容大小的函数关系；
4. 机组出力与水头、径流量的函数关系；
5. 梯级水电历史径流量时间序列数据；
6. 水库设计水头。

风电场（群）数据：

1. 各个风电场（群）装机容量；
2. 各个风电场（群）历史理论出力时间序列数据；
3. 各个风电场（群）历史风资源时间序列数据。

光伏电站（群）数据：

1. 各个光伏电站（群）装机容量；
2. 各个光伏电站（群）历史理论出力时间序列数据；
3. 各个光伏电站（群）历史太阳辐射强度时间序列数据。

光热电站数据：

1. 最大发电功率；
2. 最大储、放热功率；
3. 镜场面积；
4. 光热转换效率、热电转换效率、储放热效率；
5. 各个光热电站历史太阳辐射强度时间序列数据；
6. 各个子系统的强迫停运率、预安排停运率、修复率。

抽水蓄能电站数据：

1. 机组台数；
2. 机组抽水、发电功率；
3. 电站最大、最小库容限制；
4. 抽水、发电的水量/电量转换系数；
5. 机组强迫停运率、预安排停运率、修复率。

电池储能系统数据：

1. 电池模组数量；
2. 电池模组最大充、放电功率；
3. 电池模组最大、最小储电量；
4. 系统充、放电效率；
5. 储能系统元件的强迫停运率、预安排停运率、修复率。

外送（受）通道数据：

1. 系统外送（受）通道容量；
2. 系统历史外送（受）通道功率时间序列数据。

负荷所需数据：

1. 系统历史负荷时间序列数据；
2. 系统历史最大负荷。
   1. 可靠性评估流程

含高比例新能源的电源规划可靠性评估通过蒙特卡洛模型模拟元件的强迫停运状态，评估一定周期内发电和负荷的匹配情况，得到系统可靠性指标。

含高比例新能源的电源规划可靠性评估应包括以下流程：

1. 确定评估对象；
2. 数据的收集和整理；
3. 确定可靠性评估周期；
4. 模拟可靠性评估周期内的系统运行状态，宜使用序贯蒙特卡洛模拟；
5. 对所有系统运行状态进行可靠性分析，计算系统可靠性指标；
6. 进行灵敏度分析；
7. 根据可靠性指标，给出系统可靠性总体评价；
8. 编制可靠性评估报告。

系统状态分析为考虑缺供负荷的多电源协调优化运行，其模型可参见附录C。

在含高比例新能源的电源规划可靠性评估中，可通过修改元件可靠性参数、新能源运行场景等，对电源规划方案的可靠性评估结果进行灵敏度分析。

1. 评估报告编制要求
   1. 前言

包括评估的背景、对象、目的、流程及编制依据等。

* 1. 系统概况

包括各电源规划方案的发电系统组成、发电系统容量概况、负荷概况等。

* 1. 计算条件

计算条件应包括系统参数、计算模型和评估方法等。

系统参数应至少包含以下内容：

1. 各类厂（场）站的装机情况；
2. 各类厂（场）站内元件参数；
3. 各类新能源厂（场）站历史理论出力时间序列数据；
4. 外送（受）通道数据；
5. 负荷数据。
   1. 指标及灵敏度分析

应列出各电源规划方案的系统可靠性指标，及系统不可靠造成的预期经济损失，确认各方案是否满足可靠性预期。

应结合指标分析结果，开展灵敏度分析，包括关键元件灵敏度分析和关键参数灵敏度分析。

* 1. 结论及建议

给出各方案的系统可靠性总体评价，指出影响可靠性的主要因素和薄弱环节，提出优选方案和需要采取的可靠性改善措施。

1. （资料性）  
   指标体系
   1. 缺电概率 loss of load probability

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的概率。基于序贯蒙特卡洛模拟的计算公式如下：

 (A.1)

式中：

 ——系统缺电概率；

 ——系统处于状态*i*的持续时间，单位为小时(h)；

 ——总模拟时间，单位为小时(h)；

 ——给定时间区间内不能满足负荷需求的系统状态全集。

* 1. 缺电频率 loss of load frequency

一年内系统不能满足负荷需求的次数。基于序贯蒙特卡洛模拟的计算公式如下：

 (A.2)

式中：

 ——系统缺电频率，单位为次每年(occ./year)；

 ——总模拟时间，单位为小时(h)；

 ——系统不能满足负荷需求的状态的次数（如果系统状态序列中连续几个系统状态均不能满足负荷需求，则将其视为一个状态）。

* 1. 缺电时间期望 loss of load expectation

一年内系统不能满足负荷需求的小时数的期望值。基于序贯蒙特卡洛模拟的计算公式如下：

 (A.3)

式中：

 ——系统缺电时间期望，单位为小时每年(h/year)；

 ——系统缺电概率。

* 1. 期望缺供电量 expected energy not supplied

一年内因发电容量短缺或电网约束造成负荷需求电量削减的期望数。基于序贯蒙特卡洛模拟的计算公式如下：

 (A.4)

式中：

 ——系统期望缺供电量，单位为兆瓦时每年(MWh/year)；

 ——总模拟时间，单位为小时(h)；

 ——系统处于状态*i*的持续时间，单位为小时(h)；

 ——系统处于状态*i*的缺供负荷，由系统状态分析得到，单位为兆瓦(MW)；

 ——一年内不能满足负荷需求的系统状态全集。

* 1. 系统-分 system interruption severity index

表征发电系统在最大负荷时全系统停电的年累计时间，是对系统强迫停运严重程度的一种度量。一个系统-分相当于在系统峰荷时整个系统负荷停电一分钟，计算公式如下：

 (A.5)

式中：

 ——系统-分，单位为分钟每年(min/year)；

 ——系统期望缺供电量，单位为兆瓦时每年(MWh/year)；

 ——系统峰值负荷，单位为兆瓦(MW)。

* 1. 新能源利用率 accommodating rate of renewable energy

在一定新能源资源及并网容量、常规电源装机、负荷水平条件下，一定周期内电网利用的新能源发电量与新能源理论发电量的比值，计算公式如下：

 (A.6)

式中：

 ——系统新能源利用率；

 ——系统*t*时刻所有新能源厂（场）站理论出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——系统*t*时刻所有新能源厂（场）站实际出力，单位为兆瓦(MW)。

1. （资料性）  
   各类厂（场）站可靠性模型
   1. 常规机组可靠性模型

考虑机组强迫停运的常规机组出力计算公式为：

 (B.1)

 (B.2)

 (B.3)

式中：

 ——常规机组*t*时刻出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——常规机组*t*时刻的可用出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——常规机组最大出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——常规机组最小出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——常规机组*t*时刻启停状态，取0代表未启动，取1代表启动；

 ——常规机组*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示未发生停运。

* 1. 梯级水电可靠性模型

考虑机组强迫停运的梯级水电出力计算公式为：

 (B.4)

 (B.5)

 (B.6)

 (B.7)

 (B.8)

 (B.9)

 (B.10)

 (B.11)

式中：

 ——第*i*台水电机组*t*时刻出力，单位为兆瓦(MW)；

——第*k*个水库的出力系数，单位为兆焦每四次方米(MJ/m4)；

——第*i*台水电机组*t*时刻过水量，单位为立方米每秒(m3/s)；

——第*k*个水库*t*时刻水头，单位为米(m)；

 ——第*i*台水电机组最大出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——第*i*台水电机组最小出力，单位为兆瓦(MW)；

——第*i*台水电机组*t*时刻启停状态，取0代表未启动，取1代表启动；

 ——第*i*台水电机组*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

——第*k*个水库*t*时刻库容，单位为立方米(m3)；

——第*k*个水库*t*时刻弃水量，单位为立方米(m3)；

——水库间水流时延，单位为秒(s)；

 ——第*k*个水库最大库容，单位为立方米(m3)；

 ——第*k*个水库最小库容，单位为立方米(m3)；

——第*k*个水库*t*时刻径流量，单位为立方米每秒(m3/s)；

*nk* ——属于第*k*个水库的机组编号；

——上下时刻的时间间隔，单位为小时(h)；

*T* ——日末时刻；

 ——第*k*个水库的日末库容相对日初库容比例的最大值；

 ——第*k*个水库的日末库容相对日初库容比例的最小值；

 ——第*k*个水库的水头和库容大小的函数关系。

* 1. 光热电站可靠性模型

光热电站的能量流动关系如图B.1所示：



附图B.1 光热电站能量传递过程

图中：

 ——*t*时刻太阳辐射强度，单位为兆瓦每平方米(MW/m2)；

 ——*t*时刻镜场输出的热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻发电模块得到的热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻蓄热罐储热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻蓄热罐放热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻光热电站的出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻发电模块启停状态，取0代表未启动，取1代表启动；

 ——发电模块启动所需热功率，单位为兆瓦(MW)。

考虑子系统强迫停运的光热电站理论出力计算公式为：

 (B.12)

 (B.13)

 (B.14)

 (B.15)

 (B.16)

式中：

 ——*t*时刻镜场输出的热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻发电模块得到的热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻光热电站的出力，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻蓄热罐储热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻蓄热罐放热功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——*t*时刻蓄热罐所存储的热量，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——蓄热罐最小蓄热量，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——蓄热罐最大蓄热量，单位为兆瓦时(MWh)；

——上下时刻的时间间隔，单位为小时(h)；

 ——*t*时刻发电模块启停状态，取0代表未启动，取1代表启动；

 ——*t*时刻的集热子系统停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——*t*时刻的换热子系统停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——*t*时刻的发电子系统停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——光热转换效率；

 ——储热效率；

 ——放热效率；

 ——热电转换效率；

 ——镜场面积，单位为平方米(m2)。

* 1. 抽水蓄能电站可靠性模型

抽水蓄能电站模型仅需要考虑抽水蓄能机组的强迫停运对电站出力的影响。

1. 计及抽水蓄能机组强迫停运后，抽水蓄能电站抽水、发电功率约束如公式所示：

 (B.17)

 (B.18)

式中：

 ——第*i*台抽水蓄能*t*时刻抽水需要消耗的电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——第*i*台抽水蓄能*t*时刻电站向电网的发电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——第*i*台抽水蓄能机组*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——第*i*台抽水蓄能机组*t*时刻的工作状态，取0表示机组工作于发电模式，取1表示机组工作于抽水模式；

 ——第*i*台抽水蓄能机组抽水功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——第*i*台抽水蓄能机组发电功率，单位为兆瓦(MW)。

1. 抽水蓄能电站充/放电功率-水库库容约束如公式所示：

 (B.19)

 (B.20)

式中：

 ——*t*时刻抽水蓄能电站的库容，单位为立方米(m3)；

 ——第*i*台抽水蓄能*t*时刻抽水需要消耗的电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——第*i*台抽水蓄能*t*时刻电站向电网的发电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——抽水时的水量/电量转换系数，单位为立方米每兆瓦时(m3/MWh)；

 ——发电时的水量/电量转换系数，单位为立方米每兆瓦时(m3/MWh)；

 ——抽水蓄能电站最小库容限制，单位为立方米(m3)；

 ——抽水蓄能电站最大库容限制，单位为立方米(m3)；

——上下时刻的时间间隔，单位为小时(h)；

 ——抽水蓄能电站的抽蓄机组数量。

* 1. 电池储能系统可靠性模型

电池储能系统包含4类主要元件，分别为：电池模组、变流器、滤波器和三相变压器。电池储能系统按照其拓扑结构分为两类：传统电池储能系统和可重构电池储能系统。

传统电池储能系统的典型拓扑结构如图B.2所示。传统电池储能系统中的所有电池模组在可靠性上属于串联关系，只有当所有电池模组都正常工作时，整个系统才能正常工作。



附图B.2 传统电池储能系统的典型拓扑结构

可重构电池储能系统的典型拓扑结构见图B.3所示。可重构电池储能系统中的所有电池模组在可靠性上属于并联关系，单个电池模组强迫停运不影响整个储能系统的运行，仅降低储能系统的容量。



附图B.3 可重构电池储能系统的典型拓扑结构

应根据不同的拓扑结构，计算计及主要元件强迫停运的电池储能系统充、放电功率限制：

1. 传统电池储能系统：

 (B.21)

 (B.22)

式中：

 ——第*i*个电池模组*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——共用变流器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——共用滤波器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——三相变压器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——电池储能系统*t*时刻的工作状态，取0表示系统工作于放电模式，取1表示系统工作于充电模式；

 ——电池储能系统*t*时刻的充电功率，即从电网吸收的功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——电池储能系统*t*时刻的放电功率，即释放到电网中的功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——每个电池模组的最大充电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——每个电池模组的最大放电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——系统中电池模组的数目。

1. 可重构电池储能系统：

 (B.23)

 (B.24)

式中：

 ——电池储能系统*t*时刻的充电功率，即从电网吸收的功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——电池储能系统t时刻的放电功率，即释放到电网中的功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——每个电池模组的最大充电功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——电池储能系统*t*时刻的工作状态，取0表示该系统工作于放电模式，取1表示该系统工作于充电模式；

 ——第*i*个电池模组*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——第*i*个电池模组的变流器的*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——第*i*个电池模组的滤波器的*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——三相变压器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行。

应根据不同的拓扑结构，计算计及主要元件强迫停运的电池储能系统储电容量限制。

1. 传统电池储能系统：

 (B.25)

 (B.26)

式中：

 ——电池储能系统储电量，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——系统中电池模组的数目；

 ——每个电池模组的最小储电量限制，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——每个电池模组的最大储电量限制，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——第*i*个电池模组*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——共用变流器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——共用滤波器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——三相变压器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行。

1. 可重构电池储能系统：

 (B.27)

 (B.28)

式中：

 ——电池储能系统*t*时刻储电量，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——每个电池模组的最小储电量限制，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——每个电池模组的最大储电量限制，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——第*i*个电池模组*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——第*i*个电池模组的变流器的*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行；

 ——第*i*个电池模组的滤波器的*t*时刻停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行;

 ——三相变压器*t*时刻的停运状态，取0表示强迫停运，取1表示正常运行。

电池储能系统的储电量如公式所示：

 (B.29)

式中：

 ——电池储能系统*t*时刻储电量，单位为兆瓦时(MWh)；

 ——电池储能系统*t*时刻的充电功率，即从电网吸收的功率，单位为兆瓦(MW)；

 ——电池储能系统t时刻的放电功率，即释放到电网中的功率，单位为兆瓦(MW)；

——上下时刻的时间间隔，单位为小时(h)；

 ——电池储能系统充电效率；

 ——电池储能系统放电效率。

1. （资料性）  
   系统状态分析模型

由于含高比例新能源的电力系统的电源形式多样，各种电源间存在互补关系，且储能系统具有存储功能，因此在可靠性评估中应考虑多电源的协调优化运行。

优化运行的目标函数为缺供负荷惩罚费用最小。若还需考虑可再生能源消纳量等指标，可在目标函数中添加新能源弃电惩罚费用等。

在含高比例新能源的电源规划可靠性评估中，储能系统一般考虑为缺供负荷状态下的备用：当系统无缺供负荷时，储能系统进行储能；当系统出现缺供负荷时，储能系统放能。

优化运行的约束包括厂（场）站可靠性模型（参见附录B）和功率平衡约束。功率平衡约束如下所示：

 (C.1)

式中：

 ——原始负荷减去风/光出力后的净负荷大小，单位为兆瓦(MW)；

——缺供负荷，单位为兆瓦(MW)；

——新能源弃电功率，单位为兆瓦(MW)；

——第*i*台水电机组功率，单位为兆瓦(MW)；

——第*j*台火电机组功率，单位为兆瓦(MW)；

——水电机组数量；

——火电机组数量；

1. （资料性）  
   评估算例
   1. 输入参数

所用到的厂（场）站数据，见表D.1-D.6。所用到的可再生能源资源数据，见图D.1-D.7。

附表D.1 规划第一年各类电源装机概况

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 电源类别 | 装机容量 MW | 占比 |
| 风电 | 3000 | 11.32% |
| 光伏 | 9000 | 33.96% |
| 水电 | 10000 | 37.73% |
| 火电 | 4000 | 15.09% |
| 光热 | 200 | 0.75% |
| 抽水蓄能 | 300 | 1.13% |
| 汇总 | 26500 | 100.00% |

附表D.2 火电机组参数

| 电厂名称 | 单机容量  MW | 机组台数 | 强迫停运率 occ./year | 修复率 occ./year | 单机最小出力  MW | 单机功率调节速率 MW/h |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| #电厂1 | 300 | 2 | 0.000203 | 0.025 | 150 | 300 |
| #电厂2 | 300 | 2 | 0.000203 | 0.025 | 150 | 300 |
| #电厂3 | 300 | 2 | 0.000203 | 0.025 | 150 | 300 |
| #电厂4 | 600 | 2 | 0.000167 | 0.012 | 300 | 600 |
| #电厂5 | 300 | 2 | 0.000203 | 0.025 | 150 | 300 |
| #电厂6 | 140 | 2 | 0.000231 | 0.008 | 70 | 140 |
| #电厂7 | 60 | 2 | 0.000238 | 0.015 | 30 | 60 |

附表D.3 梯级水电参数

| 电站名称 | 梯级顺序 | 单机容量 MW | 机组台数 | 强迫停运率 occ./year | 修复率 occ./year | 最大库容亿m³ | 最小库容亿m³ | 流域名称 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| #水电站1 | 1 | 120 | 3 | 0.000455 | 0.02 | 0.12 | 0.04 | #流域1 |
| #水电站2 | 2 | 200 | 4 | 0.000241 | 0.01 | 248 | 178.38 | #流域1 |
| #水电站3 | 3 | 600 | 5 | 0.000228 | 0.005 | 10.79 | 8.56 | #流域1 |
| #水电站4 | 4 | 40 | 4 | 0.000383 | 0.111 | 0.202 | 0.12 | #流域1 |
| #水电站5 | 5 | 400 | 4 | 0.000195 | 0.007 | 16.5 | 10.9 | #流域1 |
| #水电站6 | 6 | 30 | 5 | 0.000505 | 0.05 | 0.154 | 0.124 | #流域1 |
| #水电站7 | 7 | 40 | 7 | 0.000419 | 0.031 | 0.288 | 0.238 | #流域1 |
| #水电站8 | 8 | 300 | 5 | 0.000194 | 0.01 | 5.5 | 4.91 | #流域1 |
| #水电站9 | 9 | 75 | 3 | 0.00051 | 0.025 | 0.455 | 0.313 | #流域1 |
| #水电站10 | 10 | 45 | 5 | 0.000498 | 0.025 | 0.0831 | 0.065 | #流域1 |
| #水电站11 | 11 | 340 | 3 | 0.00023 | 0.01 | 2.635 | 1.74 | #流域1 |
| #水电站12 | 12 | 30 | 4 | 0.000505 | 0.05 | 0.039 | 0.039 | #流域1 |
| #水电站13 | 13 | 35 | 4 | 0.000505 | 0.05 | 0 | 0 | #流域1 |
| #水电站14 | 1 | 25 | 2 | 0.000419 | 0.031 | 1.186 | 0.4262 | #流域2 |
| #水电站15 | 2 | 40 | 2 | 0.000419 | 0.031 | 0.98 | 0 | #流域2 |
| #水电站16 | 1 | 30 | 3 | 0.000419 | 0.031 | 7.33 | 5.61 | #流域3 |
| #水电站17 | 2 | 30 | 4 | 0.000419 | 0.031 | 9.85 | 4.3 | #流域3 |
| #水电站18 | 3 | 20 | 4 | 0.000419 | 0.031 | 0.026 | 0.026 | #流域3 |

附表D.4 光热电站子系统可靠性参数

| 元件名称 | 强迫停运率 occ./year | 修复率 occ./year |
| --- | --- | --- |
| 集热子系统 | 0.0000281 | 0.002778 |
| 换热子系统 | 0.0000417 | 0.004167 |
| 发电子系统 | 0.0000222 | 0.002778 |

附表D.5 光热电站参数

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 参数 | 发电机组最大功率 MW | 蓄热罐最大蓄热量 MWh | 蓄热罐最小蓄热量 MWh | 储热罐最大充热速率MW/h | 储热罐最大放热速率MW/h | 开机最小所需热量MW/h | 光热转换效率  % | 热电转换效率  % | 储热效率  % |
| 光热电站#1 | 50 | 1500 | 100 | 150 | 150 | 5 | 38.5 | 35.5 | 98.5 |
| 光热电站#2 | 50 | 1500 | 100 | 150 | 150 | 5 | 38.5 | 35.5 | 98.5 |
| 光热电站#3 | 50 | 1500 | 100 | 150 | 150 | 5 | 38.5 | 35.5 | 98.5 |
| 光热电站#4 | 50 | 1500 | 100 | 150 | 150 | 5 | 38.5 | 35.5 | 98.5 |

附表D.6 抽水蓄能电站参数

| 参数 | 数值 |
| --- | --- |
| 机组台数 | 1 |
| 单机最大发电功率 MW | 300 |
| 单机最大抽水功率 MW | 300 |
| 水库最大水量 m3 | 6000000 |
| 水库最小水量 m3 | 400000 |
| 发电水量-电量转换系数 m3/MWh | 800 |
| 抽水水量-电量转换系数 m3/MWh | 1000 |
| 机组强迫停运率 occ./year | 0.00024 |
| 机组修复率 occ./year | 0.01 |

附图D.1 系统负荷时间序列数据

附图D.2 风电场最大理论出力时间序列数据

附图D.3 光伏电站最大理论出力时间序列数据

附图D.4 光热电站太阳辐射强度时间序列数据

附图D.5 流域1径流总和时间序列数据

附图D.6流域2径流总和时间序列数据

附图D.7 流域3径流总和时间序列数据

* 1. 系统可靠性评估过程

图D.8给出了模拟的枯水期某一负荷缺供日的机组最大出力情况，图D.9给出了该日的电源最大出力曲线与负荷曲线。

****

附图D.8 各类机组最大出力

****

附图D.9 系统电源最大出力与负荷曲线

* 1. 系统可靠性评估结果

附表D.7 系统可靠性评估结果

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 参数 | | 规划年 | | | | |
| 第一年 | 第二年 | 第三年 | 第四年 | 第五年 |
| 系统参数 | 火电机组增加 MW | / | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 风电场增加 MW | / | 1200 | 1300 | 1500 | 1500 |
| 光伏电站增加 MW | / | 1650 | 1700 | 1800 | 2150 |
| 光热电站增加 MW | / | 450 | 0 | 0 | 0 |
| 最大负荷功率MW | 10300 | 10800 | 11350 | 11900 | 12500 |
| 外送通道功率MW | 7350 | 7900 | 8400 | 9000 | 9450 |
| 可靠性指标 | LOLP | 6.1×10-05 | 3.4×10-05 | 7.7×10-05 | 1.2×10-04 | 1.1×10-04 |
| LOLE h/year | 0.54 | 0.32 | 0.68 | 1.08 | 1.04 |
| EENS MWh/year | 132.73 | 112.45 | 234.15 | 266.87 | 222.86 |
| 停电经济损失1 万元/year | 51.1 | 43.2 | 90.1 | 102.7 | 85.8 |
| 风电利用率 | 93.9% | 94.6% | 93.4% | 92.3% | 93.8% |
| 光伏利用率 | 96.6% | 96.9% | 97.1% | 94.7% | 95.8% |
| 新能源利用率 | 95.2% | 95.6% | 95.0% | 93.4% | 94.7% |
| 系统-分min/year | 0.52 | 0.37 | 0.91 | 1.56 | 1.27 |
| 可靠性评价2 | 级别0 | 级别0 | 级别0 | 级别1 | 级别1 |

**注1**：本文件中的单位停电经济损失取值为3850 元/MWh，实际系统可根据系统实际情况取值。

**注2**：一般而言，系统的可靠性水平可以根据系统-分指标，分为以下4类：

1. 级别0：系统-分小于1，此种级别的可靠性通常认为是可以接受的。
2. 级别1：系统-分大于1小于10，此种级别的可靠性下，一个或多个用户的用电可能受到影响，但并不特别严重。
3. 级别2：系统-分大于10小于100，此种级别的可靠性下，用户的用电将受到特别严重的影响
4. 级别3：系统-分大于100，此种级别的可靠性下，系统可能由于严重故障因此解列，导致系统奔溃或出现大面积停电，用户的用电将受到极端严重的影响。

**━━━━━━━━━━━**