

GF-2021-0513

# 新能源场站并网调度协议示范文本

国家能源局  
国家市场监督管理总局 制定  
二〇二一年十二月

# 《新能源场站并网调度协议示范文本》

## 使用说明

一、《新能源场站并网调度协议示范文本》（以下简称《示范文本》）是对风电、光伏等新能源场站并入电网时双方调度和运行行为的约定，适用于向公用电网供电的新能源场站项目与电网之间签订并网调度协议。接入 10kV 及以下电网的分布式新能源发电项目可参考此《示范文本》，在合同双方充分协商的基础上，简化条款内容签订。光热、海洋能等其他可再生能源，也可以参照使用。

二、《示范文本》主要针对新能源场站并入电网调度运行的安全和技术问题，设定了双方应承担的基本义务、必须满足的技术条件和行为规范。对于本文本中所涉及的技术条件，如果国家、行业颁布新的相关技术规范 and 行业标准，双方应遵从其规定。

三、《示范文本》中有关空格的内容由双方约定或据实填写，空格处没有添加内容的，请填写“无”。《示范文本》所列数字、百分比、期间均为参考值。协议双方可根据具体情况和电力系统安全运行的需要，在公平、合理和协商一致的基础上对参考值进行适当调整<sup>1</sup>，对有关章节或条款进行补充、细化或完善，增加或减少定义、附件等。法律、法规或者国家有关部门有规定的，按照规定执行。

四、签订并网调度协议的主要目的是维护电网经营企业和发电企业

---

<sup>1</sup> 在正式协议文本中，所列数字、百分比、期间等均应为确定值，以免由此产生争议。

的合法权益，保证电力交易合同的实施，保障电力系统安全、优质、经济运行。协议双方应注意所签并网调度协议与购售电合同相关约定的一致性。

五、《示范文本》特别条款及附件中略去的部分，双方可根据实际情况进行补充或约定。

# 目录

- 第 1 章 定义与解释
- 第 2 章 双方陈述
- 第 3 章 双方义务
- 第 4 章 并网条件
- 第 5 章 并网申请及受理
- 第 6 章 调试期的并网调度
- 第 7 章 调度运行
- 第 8 章 发电计划
- 第 9 章 设备检修
- 第 10 章 涉网性能
- 第 11 章 继电保护及安全自动装置
- 第 12 章 调度自动化
- 第 13 章 调度通信
- 第 14 章 电力监控系统安全防护
- 第 15 章 事故处理与调查
- 第 16 章 不可抗力
- 第 17 章 违约责任
- 第 18 章 协议的生效和期限
- 第 19 章 协议的变更、转让和解除

第 20 章 争议的解决

第 21 章 适用法律

第 22 章 其他

附件 1: 并网点图示

附件 2: 新能源场站技术参数

附件 3: 新能源场站设备调度管辖范围划分 (略)

附件 4: 发电单元 GPS 位置图 (略)

(协议编号: \_\_\_\_\_)

## 并网调度协议

本并网调度协议(以下简称本协议)由下列双方签署:

甲方: \_\_\_\_\_, 系一家电网经营企业, 在\_\_\_\_\_市场监督管理部门  
登记注册, 已取得电力业务许可证(许可证编号: \_\_\_\_\_), 统一社会  
信用代码: \_\_\_\_\_, 住所: \_\_\_\_\_, 法定代表人: \_\_\_\_\_。

乙方: \_\_\_\_\_, 系一家具有法人资格的发电企业, 在\_\_\_\_\_  
市场监督管理部门登记注册, 已取得本协议所指风电场(机组)/光伏电站(阵列)<sup>2</sup>(以下简称新能源场站)电力业务许可证(许可证编号: \_\_\_\_\_)  
<sup>3</sup>, 统一社会信用代码: \_\_\_\_\_, 住所: \_\_\_\_\_, 法定代表人: \_\_\_\_\_。

鉴于:

(1) 甲方经营管理适于新能源场站运行的电网, 并同意乙方新能源场站根据本协议的约定并入电网运行。

(2) 乙方在\_\_\_\_\_拥有/兴建/扩建经营管理总装机容量为  
\_\_\_\_\_兆瓦(MW/MW<sub>p</sub>)的\_\_\_\_\_新能源场站, 并同意根据本协议的  
约定将该新能源场站并入甲方电网运行。

为维护协议双方的合法权益, 规范调度和并网运行行为, 保证电力

---

<sup>2</sup> 《示范文本》中符号“/”表示其左右波浪线上的内容供双方当事人根据实际情况选择(计算公式除外)。

<sup>3</sup> 首次签订并网调度协议可暂不填写许可证, 按照国家能源局规定属于豁免许可范围的发电项目不必填写。

系统安全、优质、经济运行，根据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国可再生能源法》《中华人民共和国节约能源法》《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国数据安全法》《电网调度管理条例》《电力监管条例》以及国家其他有关法律、法规，本着平等、自愿、诚实信用的原则，双方经协商一致，签订本协议。

## 第 1 章 定义与解释

1.1 本协议中所用术语，除上下文另有要求外，定义如下：

1.1.1 电力调度机构：指\_\_\_\_\_电力调度（通信或控制）中心，是依法对电力系统运行进行组织、指挥、指导和协调的机构，隶属甲方。

1.1.2 新能源场站：指位于\_\_\_\_\_由乙方拥有/兴建/扩建，并/并将经营管理的一座总装机容量为\_\_\_\_\_兆瓦(MW/MW<sub>p</sub>)，共\_\_\_\_\_组风电机组/光伏电池阵列（简称发电单元，发电单元编号、容量及技术参数详见附件 2，位置详见附件 4）<sup>4</sup>的发电设施以及延伸至产权分界点的全部辅助设施。

1.1.3 调度命名：指电力调度机构依据电网网架结构、新能源场站接入方式、地理位置等综合因素，对新能源场站的正式命名。

1.1.4 并网点：指新能源场站与电网的连接点（见附件 1）。

1.1.5 首次并网日：指新能源场站（首台发电单元）与电网进行连接的第一天。

1.1.6 并网申请书：指由乙方向甲方提交的要求将其新能源场站并入电网的书面申请文件。

1.1.7 并网方式：指新能源场站与电网之间一次系统的连接方式。

1.1.8 AGC：指自动发电控制（Automatic Generation Control）。

1.1.9 AVC：指自动电压控制（Automatic Voltage Control）。

---

<sup>4</sup> 如果发电单元核定容量与其铭牌容量不符，则以经国家有关部门认定的核定容量为准。下同。



1.1.10 RTU：指运动装置（Remote Terminal Unit）。

1.1.11 PMU：指同步相量测量装置（Synchronized Phasor Measurement Unit）。

1.1.12 功率变化率：在单位时间内新能源场站输出功率最大值与最小值之间的变化量。

1.1.13 新能源场站运行集中监控系统<sup>5</sup>：指新能源场站用以监视、控制发电单元和其他站内设备运行状态，接受并执行电力调度机构下发的有功、无功功率调整、发电单元投切指令，上传发电单元及公用系统运行状态、参数等信息，上报实时新能源监测系统（环境监测系统）、发电功率预测系统数据，申报检修计划、发电功率申报曲线等计算机监视、控制、信息系统的统称。

1.1.14 新能源场站并网技术支持系统：指新能源场站运行中用以保证新能源场站符合并网运行要求、并网点电能质量符合国家及行业要求的设施，能够实现新能源场站有功控制功能、无功及电压控制功能、电能质量控制功能、紧急情况下的安全解列功能等。

1.1.15 电力监控系统：指用于监视和控制电力生产及供应过程的、基于计算机及网络技术的业务系统及智能设备，以及作为基础支撑的通信及数据网络等。包括但不限于以下系统和设备：能量管理系统、调度交易计划系统、广域相量测量系统、变电站自动化系统、新能源场站监控系统、配电监控系统、电能量计量系统、时间同步监测系统、故障录

---

<sup>5</sup> 是否必须具备新能源场站运行集中监控系统，应按招投标时约定的技术条件和国家有关规定执行。

波设备、相量测量设备、电能量采集装置、电力调度数据网络、综合数据通信网络、通信管理系统（TMS）、通信设备网管系统等。

1.1.16 解列：本协议专指与电网相互连接在一起运行的发电设备与电网的电气联系中断。

1.1.17 特殊运行方式：指因某种需要而使新能源场站或电网接线方式不同于正常方式的运行安排。

1.1.18 新能源场站（发电单元）可用容量：指新能源场站（发电单元）任何时候受设备条件限制修正后的最大可用出力。

1.1.19 故障穿越能力：当电网故障或扰动引起新能源场站并网点的电压跌落（或抬升）时，在规定的电压跌落（或抬升）范围内，新能源场站（发电单元）能够不间断并网运行的能力。

1.1.20 发电功率申报曲线：指新能源场站在新能源发电功率预测的基础上，向电力调度机构申报的发电计划建议曲线。

1.1.21 日发电调度计划曲线：指电力调度机构每日编制的用于确定新能源场站次日各时段发电出力的曲线。

1.1.22 紧急情况：指电力系统内发电、输电、变电及供电设备发生重大事故；电网频率或电压超出规定范围，输变电设备负载超出规定值，主干线路功率、断面潮流值超出规定的稳定限额以及其他威胁电力系统安全运行，有可能破坏电力系统稳定，导致电力系统瓦解以至大面积停电等运行情况。

1.1.23 涉网性能：指涉网继电保护与安全自动装置、自动发电控制

系统（AGC）、自动电压控制系统（AVC）、快速频率响应、高低电压穿越和其它涉网设备的功能、性能、参数等。

1.1.24 电力系统调度规程<sup>6</sup>：指根据《电网调度管理条例》、国家标准和行业标准制定的用于规范电力系统调度、运行行为的规程。

1.1.25 甲方原因：指由于甲方的要求或可以归咎于甲方的责任，包括因甲方未执行国家有关规定和标准等，导致事故范围扩大而应当承担的责任。

1.1.26 乙方原因：指由于乙方的要求或可以归咎于乙方的责任，包括因乙方未执行国家有关规定和标准等，导致事故范围扩大而应当承担的责任。

1.1.27 购售电合同：指甲方与乙方就新能源场站所发电量的购售及相关商务事宜签订的合同。

1.1.28 工作日：指除法定节假日（包括双休日）以外的公历日。如约定支付日不是工作日，则支付日顺延至下一工作日。本文中没明确工作日的，均指自然日。

1.1.29 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况。包括：火山爆发、龙卷风、海啸、暴风雪、泥石流、山体滑坡、水灾、火灾、超设计标准的地震、台风、雷电、雾闪等，以及核辐射、战争、瘟疫、骚乱等<sup>7</sup>。

## 1.2 解释

---

<sup>6</sup> 也称电网调度规程。

<sup>7</sup> 此处列举了一些典型的不可抗力，双方可根据当地实际情况选择适用。

1.2.1 本协议中的标题仅为阅读方便，不应以任何方式影响对本协议的解释。

1.2.2 本协议附件与正文具有同等的法律效力。

1.2.3 本协议对任何一方的合法承继者或受让人具有约束力，但当事人另有约定的除外。

1.2.4 除上下文另有要求外，本协议所指的年、月、日均为公历年、月、日。

1.2.5 本协议中的“包括”一词指：包括但不限于。

1.2.6 本协议中的数字、期限等均包含本数。

1.2.7 本协议中引用的国家标准和行业技术规范如有更新，按照新颁布的执行。

## 第 2 章 双方陈述

任何一方在此向对方陈述如下：

2.1 本方为一家依法设立并合法存续的企业，有权签署并有能力履行本协议。

2.2 本方签署和履行本协议所需的一切手续（包括办理必要的政府批准、取得营业执照等）均已办妥并合法有效。

2.3 在签署本协议时，任何法院、仲裁机构、行政机关或监管机构均未作出任何足以对本方履行本协议产生重大不利影响的判决、裁定、裁决或具体行政行为。

2.4 本方为签署本协议所需的内部授权程序均已完成，本协议的签署人是本方法定代表人或委托代理人。本协议生效后即对协议双方具有法律约束力。

## 第3章 双方义务

### 3.1 甲方的义务包括:

3.1.1 遵守国家法律法规、国家标准和行业标准，以电力系统安全、优质、经济运行为目标，尊重市场化原则，根据新能源场站的技术特性及其所在电力系统的规程、规范，本着公开、公平、公正的原则，对新能源场站进行统一调度（调度范围见附件3）。

3.1.2 负责所属电网相关设备、设施的运行管理、检修维护和技术改造，满足电力系统安全稳定运行及新能源场站正常运行的需要。

3.1.3 根据购售电合同及乙方市场化交易合同的约定，结合电网运行实际情况，依据乙方申报的月度发电计划建议、日发电功率申报曲线，按时编制并向乙方提供月度发电计划、日发电调度计划曲线及无功出力曲线（或电压曲线）。

3.1.4 按照乙方提供的设备检修计划建议，合理安排新能源场站的设备检修。

3.1.5 支持、配合乙方对相应设备进行技术改造或参数调整；对乙方与电网有关的调度、运行管理进行指导和协调；对乙方运行中涉及电网运行安全的电气设备、继电保护及安全自动装置、新能源场站运行集中监控系统、并网技术支持系统、电能计量系统、电力调度通信、调度自动化等相关专业、业务进行指导和协调，并提供必要的技术支持。

3.1.6 按照相关规定及时、准确、客观、完整向乙方通报与其相关的

电网重大设备缺陷信息、与新能源场站相关的输电通道能力，定期披露与乙方有关的电力调度信息。

3.1.7 根据电力系统安全稳定运行需要及乙方设备的特性，及时按程序修改相应规程、规范。

3.1.8 采取措施，防止影响电力系统安全运行的事故发生。定期开展各项涉及电网安全的专项和专业安全检查，根据需要制定反事故措施。电力调度机构根据电网运行需要制定网厂联合反事故演习方案并组织实施。

3.1.9 配合乙方或由政府安全生产管理部门、能源主管部门、能源监管机构组织的事故调查。

3.1.10 合理安排电网运行方式，全额保障性收购乙方的上网电量。

3.2 乙方的义务包括：

3.2.1 遵守国家法律法规、国家标准、行业标准及所在电力系统的规程、规范，以维护电力系统安全、优质、经济运行为目标，服从电力调度机构的统一调度，合理组织新能源场站生产。

3.2.2 配备新能源场站运行集中监控系统、并网技术支持系统、实时新能源监测系统（环境监测系统）、新能源发电功率预测系统及相应的自动化、通信等装置，保证其正常运行，并达到规定的技术要求。

3.2.3 场站配置的二次设备及系统需符合电力二次系统技术规范、电力二次系统安全防护要求及相关设计规程，新能源场站二次系统安全防护保证满足能源监管机构的有关规定，达到规定的技术要求。

3.2.4 按照电力调度机构调度指令或市场交易结果组织新能源场站实时生产运行，参与电力系统的调峰、调频、调压等辅助服务。

3.2.5 按照电力调度机构要求提供新能源场站设备检修计划建议，执行已批准的检修计划，做好设备检修维护工作。

3.2.6 接受甲方根据第 3.1.5 款作出的业务指导和协调，并配备相应的技术管理和检修管理人员，配合甲方工作。

3.2.7 根据需要及时对设备进行技术改造或参数调整，并报甲方备案，涉及电网安全的，须征得甲方同意。

3.2.8 按照相关规定及时、准确、客观、完整地向甲方提供新能源场站设备运行情况及生产信息，相关气象信息等。

3.2.9 制定与甲方电力系统规程、规范相统一的现场运行规程，并送甲方备案。

3.2.10 采取措施，防止影响电力系统安全运行的事故发生。配合甲方定期开展各项涉及电网安全的专项和专业安全检查，落实检查中提出的防范措施；电力调度机构有明确的反事故措施或其他电力系统安全要求的，乙方应按要求实施并运行维护；将有关安全措施文件送电力调度机构备案；参加电力调度机构组织的联合反事故演习。

3.2.11 配合甲方或由政府安全生产管理部门、能源主管部门、能源监管机构组织的事故调查。



## 第 4 章 并网条件

4.1 乙方已取得政府主管部门新能源场站项目核准（备案）文件。

4.2 乙方一、二次设备须符合国家标准、行业标准、反事故措施和其他有关规定<sup>8</sup>，且与有相应资质的检测机构签订并网后检测合同，检测应符合《风电场接入电力系统技术规定》（GB/T 19963）、《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964）要求，按设计要求安装、调试完毕，经基建程序验收合格；并网正常运行方式已经明确，变频器等有关参数已合理匹配，设备整定值已按照要求整定，具备并入甲方电网运行、接受电力调度机构统一调度的条件。

4.3 新能源场站继电保护及安全自动装置须符合国家标准、行业标准和其他有关规定，按设计要求安装、调试完毕，经基建程序验收合格，并符合本协议第 11 章的有关约定。

4.4 新能源场站调度自动化设施、新能源场站运行集中监控系统、有功功率自动控制系统（AGC）、自动电压控制系统（AVC）、并网技术支持系统、新能源发电功率预测系统、新能源实时监测系统须符合国家标准、行业标准和其他有关规定，按设计要求安装、调试完毕，经基建程序验收合格，应与新能源场站发电设备同步投运，并符合本协议第 12 章的有关约定。

4.5 新能源场站电力调度通信设施须符合国家标准、行业标准和其他

---

<sup>8</sup> 指防止设备闪络、电气误操作、继电保护及安全自动装置发生误动或拒动的反事故措施等。下同。

有关规定，按设计要求安装、调试完毕，经基建程序验收合格，应与新能源场站发电设备同步投运，并符合本协议第 13 章的有关约定。

4.6 新能源场站电能计量装置参照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448）进行配置，并通过由双方共同组织的测试和验收<sup>9</sup>。

4.7 新能源场站的监控系统按照《中华人民共和国网络安全法》《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委〔2014〕14 号令）及《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）、《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全〔2014〕318 号）等有关规定及要求，已实施安全防护措施，并经电力调度机构认可，具备投运条件。

4.8 新能源场站运行、检修规程齐备，相关的管理制度齐全，其中涉及电网安全的部分应与电网规程相一致。

4.9 新能源场站有调度受令权的运行值班人员，须根据《电网调度管理条例》及有关规定，经过严格培训，取得相应的合格证书，持证上岗。

4.10 甲方与乙方运行对应的一、二次设备须符合国家标准、行业标准和其他有关规定，按设计要求安装、调试完毕，经基建程序验收合格，有关参数已合理匹配，设备整定值已按照要求整定，具备新能源场站接入运行的条件。

4.11 双方针对新能源场站并入电网后可能发生的紧急情况制定相应的反事故措施，并送电力调度机构备案。

---

<sup>9</sup> 业已运行的电能计量装置，由经国家计量管理部门认可、双方确认的电能计量检测机构对电能计量装置的技术性能及管理状况进行技术认定；对于不能满足要求的项目内容，应经双方协商一致，限期完成改造。

4.12 若系统安全稳定运行需新能源场站加装新的涉网设备时，甲方根据乙方的实际情况，给予乙方充足的完成时间，双方达成统一意见并形成书面材料，乙方在规定时间内完成新增加涉网设备的安装与调试。

4.13 乙方应具备与电力调度机构及时、准确进行调度运行信息（机组发电计划、考核结果、机组可调出力、邮件通知等）交互的系统。

## 第 5 章 并网申请及受理

5.1 乙方新能源场站并网须向甲方申请，并在甲方受理后按照要求的方式并入。

### 5.2 并网申请

乙方应在新能源场站首次并网日的\_\_\_\_日前，向甲方提交并网申请书，并网申请书应包含本次并网设备的基本概况、验收情况、并网新能源场站调试方案和调试计划等内容，并附齐本协议第 5.5 条所列的资料。

### 5.3 并网申请的受理

甲方在接到乙方并网申请书后应按照本协议第 4 章约定和其他并网相关规定认真审核，及时答复乙方，不得无故拖延。

5.3.1 并网申请书所提供的资料符合要求的，甲方应在收到乙方并网申请书后\_\_\_\_个工作日内予以确认，并在新能源场站首次并网日\_\_\_\_日前向乙方发出书面确认通知。

5.3.2 并网申请书所提供的资料不符合要求的，甲方有权不予确认，但应在收到并网申请书后\_\_\_\_日内书面通知乙方不确认的理由。

5.4 并网申请确认后，双方应就新能源场站并网的具体事宜做好安排。

5.4.1 甲方应在已商定的首次并网日前\_\_\_\_日向乙方提供与新能源场站相关的电力系统数据、设备参数及系统图，包括与新能源场站相关的电网继电保护整定值（或限额）和与电网有关的新能源场站继电保护及

安全自动装置的整定值（或限额）。涉及实测参数时，则在收到实测参数\_\_\_\_\_个工作日后，提供继电保护定值单。

5.4.2 向乙方提供联系人员（包括有调度发令权人员、运行方式人员、继电保护人员、自动化人员、通信人员等）名单和联系方式。

5.4.3 乙方应在收到确认通知后\_\_\_\_\_日内，按照甲方的要求，提交并网调试项目和调试计划，并与电力调度机构商定首次并网的具体时间与程序。

5.4.4 甲方应在新能源场站首次并网日\_\_\_\_日前对乙方提交的并网调试项目和调试计划予以书面确认。

5.4.5 双方认为需要商定的其他具体事宜：\_\_\_\_\_。

5.5 乙方提交并网申请书时，应向甲方提供准确的中文资料（需要在并网启动过程中实测的参数可在发电单元并网后\_\_日内提交），包括<sup>10</sup>：

（1）场站发电单元数量及容量、拟投产日期、经纬度、场站地形地貌图等。

（2）与新能源场站有关的技术参数及信息：包括发电单元型号、性能参数、额定功率因数、功率调节速率、有功及无功特性曲线等。

（3）潮流、稳定计算和继电保护整定计算所需的相关技术参数：包括典型发电单元模型及参数、新能源场站等值模型及参数，主变压器、集中无功补偿装置、谐波治理装置等主要设备技术规范、技术参数及实测参数（包括主变压器零序阻抗参数）。

---

<sup>10</sup> 对提供资料的时间有特别要求的，双方可另行约定。

(4) 与电网运行有关的继电保护及安全自动装置图纸（包括发电单元、变压器整套保护图纸）、说明书，电网调度管辖范围内继电保护及安全自动装置的安装调试报告。

(5) 与甲方有关的新能源场站调度自动化设备技术说明书、技术参数以及设备验收报告等文件，新能源场站远动信息表（包括电流互感器、电压互感器变比及遥测满刻度值），新能源场站电能计量系统竣工验收报告，新能源场站计算机系统安全防护有关方案和技术资料。

(6) 与甲方通信网互联或有关的通信工程图纸、设备技术规范及设备验收报告等文件。

(7) 其他与电网运行有关的主要设备技术规范、技术参数和实测参数。

(8) 现场运行规程。

(9) 电气一次接线图、发电单元地理分布<sup>11</sup>及接线图。

(10) 新能源场站升、降负荷的速率，新能源场站运行集中监控系统、并网技术支持系统有关参数和资料。

(11) 厂用电保证措施。

(12) 多年气象数据，包括风速、风向、气温、气压/辐射强度、日照时间等，或提供相关气象报告。

(13) 新能源场站调试计划、升压站和发电单元启动调试方案。

(14) 新能源场站有调度受令权值班人员名单、上岗证书复印件及联

---

<sup>11</sup> 指示意图。

系方式。

(15) 运行方式、继电保护、自动化、通信专业人员名单及联系方式。

(16) 其他：\_\_\_\_\_。

## 第6章 调试期的并网调度

6.1 乙方根据甲方已确认的调试项目和调试计划进行新能源场站并网运行调试。

6.1.1 新能源场站调试运行发电单元应视为并网运行设备，纳入电力系统统一运行管理，遵守电力系统运行规程、规范，服从统一调度。

6.1.2 新能源场站应根据已确认的调试项目和调试计划，编制详细的发电单元调试方案，并于并网前\_\_\_个工作日按调试进度逐项<sup>12</sup>向电力调度机构申报。

6.1.3 具体的并网调试操作应严格按照调度指令进行。

6.1.4 对仅属新能源场站自行管辖的设备进行可能对电网产生冲击的操作时，应提前告知电力调度机构做好准备工作及事故预想，并严格按照调试方案执行。

6.2 甲方应配合乙方进行并网调试。

6.2.1 将并网调试新能源场站纳入正式调度管辖范围，按照电力系统有关规程、规范进行调度管理。

6.2.2 根据新能源场站要求和电网情况编制专门的调试调度方案（含应急处理措施），合理安排新能源场站的调试项目和调试计划。调试开始\_\_\_\_\_日前将调试调度方案和具体调试计划通知新能源场站。

6.2.3 根据发电单元调试进度及电网运行情况，经与新能源场站协商

---

<sup>12</sup> 经电力调度机构同意，也可一次申报。



同意，可对调试计划进行滚动调整。

6.2.4 电力调度机构可视需要派员进行现场调度，并给予必要的技术指导或支持。

6.3 甲方必须针对乙方调试期间可能发生的紧急情况制定应急预案，明确处理原则及具体处理措施，确保电力系统及设备安全。

6.4 仅允许符合国家标准、规定的新设备并网运行。在全部设备并网调试运行后\_\_个月内，依据相关规定完成并网后验收，乙方向甲方提供有关新能源场站运行特性的检测报告，测试内容包括：有功/无功控制能力、电能质量（包括闪变与谐波）、故障穿越能力（高、低电压穿越能力）验证等。

## 第7章 调度运行

7.1 新能源场站运行值班人员在运行中应严格服从电力调度机构值班调度员的调度指令。

7.1.1 新能源场站必须迅速、准确执行电力调度机构下达的调度指令，不得以任何借口拒绝或者拖延执行。若执行调度指令可能危及人身和设备安全时，新能源场站值班人员应立即向电力调度机构值班调度员报告并说明理由，由电力调度机构值班调度员决定是否继续执行<sup>13</sup>。

7.1.2 属电力调度机构直接调度管辖范围内的设备，新能源场站必须严格遵守调度有关操作制度，按照调度指令执行操作；如实告知现场情况，回答电力调度机构值班调度员的询问。

7.1.3 属电力调度机构许可范围内的设备，新能源场站运行值班人员操作前应报电力调度机构值班调度员，得到同意后方可按照电力系统调度规程及新能源场站现场运行规程进行操作。

7.1.4 新能源场站及发电单元在紧急状态或故障情况下退出运行（或通过安全自动装置切除）后，不得自行并网，须在电力调度机构的安排下有序并网恢复运行。

7.2 电力调度机构应依照有关要求合理安排新能源场站的日发电调度计划曲线。运行中，值班调度员可根据实际运行情况对日发电调度计划曲线作适当调整，值班调度员对日发电调度计划曲线的调整应提前通

---

<sup>13</sup> 电力系统调度规程另有规定的，从其规定。

知新能源场站值班人员。

7.3 新能源场站升压站、集中式运行设备、集中监控系统、功率预测系统等二次设备及通信链路出现异常情况时，新能源场站按照电力系统调度规程的规定可向电力调度机构提出检修申请。电力调度机构应根据电力系统调度规程的规定和电网实际情况，履行相关规定的程序后，批复检修申请，并修改相应计划。如设备需紧急停运，电力调度机构应视情况及时答复。新能源场站应按照电力调度机构的最终批复执行。

7.4 新能源场站有义务按照调度指令或市场交易结果参与电力系统的调峰、调频、调压等辅助服务。

7.5 因出现计划内特殊运行方式，可能影响新能源场站正常运行时，电力调度机构应将有关方案提前\_\_\_\_\_日通知新能源场站。

7.6 乙方因设备更新改造等原因出现特殊运行方式，可能影响电网正常运行时，应将更改方案提前\_\_\_\_\_日通知电力调度机构。

7.7 电力调度机构、并网新能源场站应按要求参加能源监管机构定期组织召开的厂网联席会议，电力调度机构应在会议上分析电网运行情况、预测系统形势、说明有关电网安全技术措施的落实情况，协商处理有关电力系统运行的重大问题。乙方应在会议上通报新能源场站的运行情况及有关新能源场站安全技术措施的落实情况。

7.8 双方应以书面形式互换相关值班人员名单，并及时告知变动情况。

7.9 当发生以下情况时，电力调度机构有权采取调度指令、远方控制

等措施调整新能源场站出力。

- (1) 常规电源调整能力达到技术限值。
- (2) 电网发生潮流、频率、电压异常需要新能源场站配合调整。
- (3) 新能源场站连续\_\_\_\_日不提供功率预测。
- (4) 涉网性能不达标，且未按电力调度机构要求整改。

发生上述情况后，电力调度机构应在次日向乙方披露原因，并就弃电统计电量核实一致。

7.10 试运行期满后，电力调度机构应出具并网调试书面意见。当发生以下情况时，电力调度机构有权要求相关新能源场站退出并网运行。

- (1) 新能源场站未按期完成反事故措施整改。
- (2) 新能源场站实际运行过程中不具备本协议承诺的技术能力。

## 第 8 章 发电计划

8.1 乙方应根据已签订的购售电合同、市场化交易合同及新能源场站运行实际情况，按下列要求提交新能源场站的年度、月度、节日或特殊运行方式发电计划建议：

(1) 乙方在首次并网日\_\_\_\_日前及在此后每年的\_\_\_\_月\_\_\_\_日前，向甲方提交下一年度发电计划建议。

(2) 乙方在每月\_\_\_\_日前向甲方提交下一月度发电计划建议，包括预测发电量、下一月多年平均新能源资源情况等。

(3) 乙方在国家法定节日（包括元旦、春节、五一、国庆等）或特殊运行方式出现\_\_\_\_日前向甲方提交节日或特殊运行方式期间的发电计划建议。

8.2 根据新能源场站预测的气象情况，结合乙方申报的发电计划建议，甲方在每年\_\_\_\_月\_\_\_\_日前将编制的下一年度分月发电计划通知乙方。

8.3 根据第 8.2 条制定的年度分月发电计划和乙方申报的月度发电计划建议，甲方在每月\_\_\_\_日前将编制的下一月度发电计划通知乙方。

8.4 双方约定的其他要求：\_\_\_\_\_。

## 第9章 设备检修

9.1 并网运行新能源场站设备检修应按照计划进行。

9.1.1 乙方在按本协议约定向甲方提交年度、月度、节日、特殊运行方式发电计划建议的同时，将年度、月度、节日、特殊运行方式的设备检修计划建议报电力调度机构。

9.1.2 电力调度机构在统筹考虑电力供需形势、系统运行情况等条件后，经双方协商，将新能源场站设备检修计划纳入电力系统年度、月度、节日、特殊运行方式检修计划。

(1) 在每年\_\_\_\_月\_\_\_\_日前将经核准的新能源场站下一年度设备检修计划通知新能源场站。

(2) 在每月\_\_\_\_日前将经核准的新能源场站下月设备检修计划通知新能源场站。

(3) 在国家法定节日\_\_\_\_个工作日前或特殊运行方式出现\_\_\_\_个工作日前将节日或特殊运行方式设备检修计划通知新能源场站。

9.2 如果新能源场站需要临时消除缺陷，一次性消缺容量超过MW（或电站容量的\_\_\_\_%）时，应在\_\_\_\_小时前向电力调度机构提出申请，电力调度机构应根据电网情况尽量予以安排。

9.3 检修备案、申请与批复

9.3.1 纳入调度范围的新能源场站升压站设备和公用设备（含一、二次设备）实际检修工作开始前须向电力调度机构提交检修申请，获得批

准后方可开工。

9.3.2 新能源场站发电单元检修前，应报电力调度机构备案；检修容量超过\_\_\_MW（或全厂容量的\_\_\_%）时，实际检修工作开始前须向电力调度机构提交检修申请，获得批准后方可开工。

9.3.3 检修备案应于实际检修工作开始\_\_\_日前提交给电力调度机构。

9.3.4 检修申请应于实际检修工作开始\_\_\_日前提交给电力调度机构。

9.3.5 检修申请（备案）应包括检修设备的名称及数量、检修容量、检修时间、检修内容、对最大可用容量的影响、隔离措施、对系统的要求等内容。

9.3.6 电力调度机构应于实际检修工作开始\_\_\_日前将检修申请的批复通知新能源场站，并说明新能源场站应采取的安全措施及其他相关要求，同时做好事故应急预案。

9.3.7 新能源场站应在提交检修备案的同时，制定应采取的安全措施，并做好事故应急预案。

9.4 乙方应严格执行已批复的检修计划，按时完成各项检修工作。

9.4.1 新能源场站由于自身原因，不能按已批复计划检修的，可在已批复的计划开工日前\_\_\_日向电力调度机构提出修改检修计划的申请。电力调度机构应根据电网运行情况，合理调整检修计划。能够安排的，应将调整后新能源场站检修计划提前\_\_\_日通知新能源场站；确实无法安排

的，新能源场站应设法按原批复计划执行，否则，电力调度机构在本年度内原则上不再另行安排计划检修。

9.4.2 新能源场站检修工作需延期的，须在已批复的检修工期过半前向电力调度机构申请办理延期手续。

9.4.3 由于电力系统运行需要，新能源场站不能按计划进行检修的，电力调度机构应提前与新能源场站协商，调整检修计划并通知新能源场站。如果发电单元必须超期运行，双方应针对发电单元超期运行期间可能出现的紧急情况商定应急措施，以及转入检修状态的程序，并按相关规定处理。

9.5 设备检修完成后，新能源场站应及时向电力调度机构报告，并按规定程序恢复设备运行。

9.6 电网一次设备检修如影响新能源场站送出能力，应尽可能按照对场站发电影响最小的原则安排，并尽早通知新能源场站。

9.7 电力调度机构应合理安排调度管辖范围内电网、新能源场站继电保护及安全自动装置、电力调度自动化及电力调度通信系统等二次设备的检修。二次设备的检修原则上不应影响一次设备的正常运行，否则，应尽可能与一次设备的检修相配合。



## 第 10 章 涉网性能

10.1 甲方与乙方均应遵守《电网运行准则》（GB/T 31464）、《发电机组并网安全条件及评价》（GB/T 28566）、《电力系统网源协调技术规范》（DL/T 1870）、新能源场站接入电力系统并网性能测评、继电保护配置及整定技术规范等相关涉网标准、规定，遵守《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161号），加强新能源场站并网运行安全技术管理，满足并网运行有关要求。

10.2 甲方应依据相关法律法规、标准规范和电力系统运行要求，加强电网运行安全调度管理；审核乙方报送的试验方案、试验报告。

10.3 对于乙方涉网性能不满足相关标准规范及电力系统运行要求的情况，乙方应按照相关标准及甲方要求完成整改。

10.4 乙方依据相关法律法规、标准规范和电力系统运行要求，开展新能源场站涉网试验。涉网试验前，乙方向甲方报送试验方案；按照甲方审核通过的试验方案，组织开展试验；试验完成后，乙方及时将试验报告报送甲方：

（1）对于新建新能源场站，乙方应于首次并网的\_\_\_\_\_日内按标准完成涉网试验。

（2）对于在运新能源场站开展影响涉网性能改造的，乙方应于改造后首次并网的\_\_\_\_\_日内完成所需涉网试验。

（3）对于在运新能源场站，乙方以\_\_\_\_\_年为周期完成所需涉网试验。

## 第 11 章 继电保护及安全自动装置

11.1 甲方应严格遵守有关继电保护及安全自动装置的设计、运行和管理规程、标准和规定，负责调度管辖范围内继电保护及安全自动装置的运行管理，并符合以下要求：

(1) 履行专业管理和技术监督职能，负责调度管辖范围内继电保护及安全自动装置的整定计算，对装置动作情况进行分析和评价。

(2) 对所属继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合电力调度机构整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

(3) 电网继电保护及安全自动装置动作后，须立即按规程进行分析和处理，并将有关资料报电力调度机构。与新能源场站有关的，应与其配合进行事故分析和处理。

(4) 电网继电保护及安全自动装置不正确动作或出现缺陷后，须立即按规程进行处理，并分析原因，及时采取防范措施。涉及新能源场站的，应将有关情况书面通知新能源场站。

(5) 指导和协助新能源场站进行有关继电保护及安全自动装置的整定和运行，提供必要的技术支持。

(6) 严格执行国家及有关部门颁布的继电保护及安全自动装置反事故措施和电力调度机构提出的反事故措施。

11.2 乙方应严格遵守有关继电保护及安全自动装置的设计、运行和

管理规程、标准和规定，负责所属继电保护及安全自动装置的运行管理，接受甲方专业管理和技术监督，并满足以下要求：

（1）负责新能源场站所属继电保护及安全自动装置的整定计算（新能源场站内属调度管辖的继电保护及安全自动装置整定值由电力调度机构下达，其他继电保护及安全自动装置整定值由新能源场站自行计算整定后送电力调度机构备案）和运行维护，对装置动作情况进行分析和评价。

（2）对所属继电保护及安全自动装置进行调试并定期进行校验、维护，使其满足原定的装置技术要求，符合整定要求，并保存完整的调试报告和记录。

（3）与电网运行有关的继电保护及安全自动装置必须与电网继电保护及安全自动装置相配合，相关设备的选型应征得电力调度机构的认可。

（4）若甲方继电保护及安全自动装置运行状态改变，新能源场站应按电力调度机构要求及时变更所辖的继电保护及安全自动装置的整定值及运行状态。

（5）新能源场站继电保护及安全自动装置动作后，须立即报告电力调度机构值班员，按规程进行分析和处理，并按要求将有关资料送电力调度机构。新能源场站二次专业人员应在一小时内向电力调度机构汇报保护动作行为、开关跳闸、重合闸动作等故障信息，并配合进行事故分析和处理。

（6）新能源场站继电保护及安全自动装置不正确动作或出现缺陷后，须立即报告电力调度机构值班员，按规程进行处理，并分析原因，

及时采取防范措施。涉及电网的，应将有关情况书面送电力调度机构。

(7) 严格执行国家及有关部门颁布的继电保护及安全自动装置反事故措施。

(8) 于每月\_\_\_\_日前完成上月新能源场站继电保护(包括线路保护、变压器保护、发电机保护、母线保护等)及安全自动装置的运行分析报告，提供\_\_\_\_份给电力调度机构。

(9) 严格执行相关规程规范中列出的继电保护要求，继电保护检修工作规范性须满足电力调度机构要求。

11.3 双方应书面明确并网界面继电保护设备的整定计算、运行维护、校验和技术管理工作范围和职责划分。

11.4 双方为提高电力系统的稳定性能，应及时进行设备的更新、改造。

11.4.1 继电保护及安全自动装置设备更新改造应相互配合，确保双方设备协调一致<sup>14</sup>。

11.4.2 改造设备须经过调试验收，确认合格后<sup>15</sup>按规定程序投入运行。

11.5 乙方的继电保护及安全自动装置应达到如下主要运行指标(不计因甲方原因而引起的误动和拒动)：

(1) 继电保护主保护运行率  $\geq$  \_\_\_\_%。

(2) \_\_\_\_kV 及以上保护动作正确率  $\geq$  \_\_\_\_%。

---

<sup>14</sup> 若双方在协调中出现分歧，应按照局部利益服从整体利益的原则处理。

<sup>15</sup> 涉及对方的，须经双方确认。

- (3) 故障录波完好率<sup>16</sup> ≥ \_\_\_\_%。
- (4) 故障录波（保护信息）上传率 ≥ \_\_\_\_%。
- (5) 安全自动装置投运率 ≥ \_\_\_\_%。
- (6) 安全自动装置动作正确率 ≥ \_\_\_\_%。
- (7) 双方约定的其他运行指标：\_\_\_\_\_。

11.6 双方应分别指定人员负责继电保护及安全自动装置的运行维护工作，确保继电保护及安全自动装置的正常运行。

---

<sup>16</sup> 录波完好率 = 录波完好次数 / 应评价的次数。下同。

## 第 12 章 调度自动化

12.1 甲方应严格遵守有关调度自动化系统的设计、运行和管理规程、规范，负责调度端调度自动化系统的运行维护，并符合以下要求：

(1) 监督调度自动化系统的可靠运行，负责电力调度自动化系统运行情况的监测，协调运行中出现的重大问题。

(2) 按设计要求为新能源场站自动化信号的接入提供条件。

(3) 将系统有关信号及时准确地传送至新能源场站调度自动化系统。

(4) 及时分析调度自动化系统故障原因，采取防范措施。

(5) 指导、协助乙方调度自动化系统的运行维护工作，配合乙方进行事故调查。

12.2 乙方应严格遵守有关调度自动化系统的设计、运行和管理规程、规范，负责新能源场站端调度自动化设备的运行维护，并符合以下要求：

(1) 新能源场站运行集中监控系统、电量采集与传输装置的远动数据和电能计量数据应按照符合国家标准或行业标准的传输规约传送至电力调度机构的调度自动化系统和电能计量系统。电能计量系统应通过经双方认可的具有相应资质的检测机构的测试，保证数据的准确传输。新能源场站运行设备实时信息的数量和精度应满足国家有关规定和电力调度机构的运行要求。

(2) 按照相关运行检修规程对所属场站端调度自动化系统及设备进行

行检修维护，使其满足设计的系统及装置技术要求，并保存完整的调试报告和记录。应按电力调度机构要求配备 PMU 装置，并接入相关信息，具备上传功能。

(3) 协助甲方调度自动化系统的运行维护工作，配合甲方进行事故调查。

(4) 新能源场站并网技术支持系统应能保证新能源场站及发电单元的运行符合并网技术要求；新能源场站运行集中监控系统能够准确接收并执行电力调度机构下发的有功、无功调整及发电单元投切等指令信号。

(5) 新能源场站运行集中监控系统能够向甲方自动化系统提供：新能源场站有功、无功功率、电量、频率；主变压器有功、无功功率、电量；母线电压；发电单元状态；开关、母线、线路的相关信号。新能源场站运行集中监控系统、并网技术支持系统应通过专网方式接入甲方调度自动化系统。

(6) 新能源场站端自动化设施技术要保证与调度端一致。

(7) 及时分析所属调度自动化系统故障原因，采取防范措施。

12.3 双方应遵守电力系统调度规程及调度自动化系统有关规程，运行维护自动化设备，不得随意退出或停用。

12.4 新能源场站计算机监控系统、电量采集与传输装置应达到如下主要运行指标：

(1) 子站设备（远动）可用率（月） $\geq$ \_\_\_\_%。

(2) 子站设备（PMU）可用率（月） $\geq$ \_\_\_\_%。

- (3) 遥测综合误差  $\leq$  \_\_\_\_%。
- (4) 遥信正确动作率  $\geq$  \_\_\_\_%
- (5) AGC 可投入率  $\geq$  \_\_\_\_%。
- (6) AVC 可投入率  $\geq$  \_\_\_\_%。
- (7) 遥测变位至主站时间  $\leq$  \_\_\_\_秒。
- (8) 遥信变位至主站时间  $\leq$  \_\_\_\_秒。
- (9) 双方约定的其他运行指标： \_\_\_\_。

12.5 双方应分别指定人员负责所属调度自动化系统的运行维护工作，确保调度自动化系统的正常运行。



## 第 13 章 调度通信

13.1 甲方应严格遵守有关调度通信系统的设计、运行和管理规程、规范，负责调度端通信系统的运行维护，并符合以下要求：

(1) 监督调度通信系统的可靠运行，负责调度通信系统运行情况的监测和调度指挥，协调运行中出现的重大问题。

(2) 负责调度端通信设备及\_\_\_\_\_通信线路的运行维护，并保证其可靠运行。

(3) 负责调度通信系统方式和检修管理，受理并批复乙方通信设备检修和通信方式申请。

(4) 及时分析调度通信系统故障原因，采取防范措施。

(5) 指导、协助乙方调度通信系统的运行维护工作，配合乙方进行事故调查。

13.2 乙方应严格遵守有关调度通信系统的设计、运行和管理规程、规范，负责新能源场站端调度通信系统的运行维护，并符合以下要求：

(1) 负责新能源场站端调度通信系统的运行维护，并保证其可靠运行。

(2) 新能源场站端通信系统发生故障时应及时向调度报告，并分析故障原因，采取防范措施。

(3) 协助甲方调度通信系统的运行维护工作，配合甲方进行事故调查。

(4) 接收并执行甲方批复的涉网通信设备检修和通信方式。

13.3 乙方与甲方电力通信网互联的通信设备选型和配置应协调一致，并征得甲方的认可。

13.4 双方应有备用通信系统，确保电网或新能源场站出现紧急情况时的通信联络。

13.5 乙方的调度通信系统应达到如下主要运行指标：

(1) 通信电路运行率<sup>17</sup> ≥ \_\_\_%。

(2) 设备运行率<sup>18</sup> ≥ \_\_\_%。

其中：

1) 微波设备运行率 ≥ \_\_\_%。

2) 光通信设备运行率 ≥ \_\_\_%。

3) 调度交换设备运行率 ≥ \_\_\_%。

(3) 保护、安控、自动化及调度电话业务保障率 ≥ \_\_\_\_\_%。

(4) 双方约定的其他运行指标：\_\_\_\_\_。

13.6 双方应分别指定人员负责所属调度通信系统的运行维护工作，及时进行设备的更新、改造，确保调度通信系统的正常运行。

---

<sup>17</sup> 通信电路运行率 =  $\{1 - \sum [\text{中断路数 (路)} \times \text{电路故障时间 (min)}] / [\text{实际路数 (路)} \times \text{全月日历时间 (min)}]\} \times 100\%$

<sup>18</sup> 设备运行率 =  $\{1 - \sum [\text{中断路数 (路)} \times \text{本端设备故障时间 (min)}] / [\text{配置路数 (路)} \times \text{全月日历时间 (min)}]\} \times 100\%$

## 第 14 章 电力监控系统安全防护

14.1 甲方与乙方均应遵守《中华人民共和国网络安全法》《中华人民共和国计算机信息系统安全保护条例》（国务院令 第 588 号）、《信息安全技术网络安全等级保护基本要求》（GB/T 22239）、《信息安全技术网络安全等级保护测评要求》（GB/T 28448）、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会〔2014〕第 14 号令）、《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）、《关于开展信息安全等级保护安全建设整改工作的指导意见》（公信安〔2009〕1429 号）等国家有关法律法规及标准要求，防范黑客及恶意代码等的攻击及侵害，保障电力监控系统的安全。

14.1.1 甲乙双方计算机监控系统、安装在新能源场站的考核系统及报警系统、新能源场站接入调度自动化系统及设备符合《电力监控系统安全防护规定》（国家发展和改革委员会〔2014〕14 号令）、《电力监控系统安全防护总体方案》（国能安全〔2015〕36 号）的要求及有关规定。

14.1.2 遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的基本原则，建设电力监控系统及其安全防护体系，划分生产控制大区和管理信息大区，生产控制大区使用在物理层面上与外部网络实现物理隔离的电力调度数据网络，部署横、纵向专用安全防护设备，实现网络边界的有

效防护。

14.1.3 生产控制大区中除安全接入区外，禁止使用具有无线通信功能的设备，生产控制大区中的系统及设备应与调度数据网之外的电力企业其它数据网、外部公用数据网实现物理隔离。

14.1.4 生产控制大区的各业务系统和设备禁止以下接口和功能（包括但不限于）：与互联网连接、远方运维、E-mail 和通用 WEB 服务等公共服务接口等。关闭或拆除主机的软盘驱动、光盘驱动、USB 接口、串行口、无线、蓝牙等，严格控制移动介质和便携式计算机的接入（确需保留的，必须采取国家规定的安全措施并通过技术手段实施严格监控，并对相关接口进行物理封堵）。各区域安全边界应采取必要的安全防护措施，禁止任何穿越生产控制大区和管理信息大区之间的通用网络服务（如 FTP、HTTP、TELNET、MAIL、SNMP 等）。

14.1.5 建立健全电力监控系统安全防护管理制度，将电力监控系统安全防护及其信息报送纳入日常安全生产管理体系，实现设备、人员、业务的全方位管理。

14.1.6 按照国家有关规定和标准的要求，对电力监控系统进行等级保护定级备案，定期开展等级保护测评工作，建立健全电力监控系统安全防护评估制度，电力监控系统安全防护评估应纳入电力系统安全评价体系。

14.1.7 指定人员负责所属电力监控系统安全防护设备的运行维护工作，加强运维人员培训和管理，确保安全防护体系的正常运行。严格限

制生产控制大区拨号访问和远程运维。

14.2 甲方应按照国家有关规定和标准的要求，做好电网侧电力监控系统安全防护工作，统一指挥调度范围内的电力监控系统安全应急处理，负责乙方涉网部分的电力监控系统安全防护的技术监督。

14.2.1 强化电力监控系统内部物理、主机、应用和数据安全，加强安全管理制度、机构、人员、系统建设、系统运维的管理，提高系统整体安全防护能力。

14.2.2 建立健全电力监控系统安全防护和应急机制，建设电力监控系统网络安全管理平台，制定应急预案并定期开展演练，统一指挥调度范围内的电力监控系统的安全应急处理。

14.2.3 对乙方涉网部分的电力监控系统安全防护实施技术监督，审核乙方的安全防护方案和风险评估报告，并参加安全防护体系建设的验收工作。

14.2.4 配合乙方开展场站侧电力监控系统安全防护事件的调查。

14.3 乙方应按照国家有关规定和标准的要求，做好场站侧电力监控系统安全防护设备的建设、运维和管理。

14.3.1 强化电力监控系统内部物理、主机、应用和数据安全，加强安全管理制度、机构、人员、系统建设、系统运维的管理，提高系统整体安全防护能力。

14.3.2 建立健全电力监控系统安全防护和应急机制，编制应急预案并定期开展演练，接受甲方对电力监控系统安全应急处理的指挥。

14.3.3 杜绝使用经国家相关管理部门检测认定的存在漏洞和风险的系统及设备。生产控制大区各业务系统应使用符合安全要求的、自主可控的硬件设备、安全操作系统及应用软件。

14.3.4 杜绝与电力调度机构互联的设备和应用系统连接公共网络。接入电力调度数据网络的设备和应用系统其接入方案和安全防护措施应经过甲方同意。

14.3.5 配合甲方开展相关电力监控系统安全防护事件的调查。

14.4 乙方应按照国家相关要求，落实电力监控系统网络安全实时监测手段建设，在本地实现对生产控制大区服务器、工作站、网络设备及安防设备网络安全事件的实时采集、监视、告警、审计和核查功能，并将相关信息接入甲方网络安全管理平台。

14.5 乙方应按照国家有关规定要求接受甲方的技术监督，编制本单位安全防护方案（含改造方案）并报甲方审核，根据甲方的审核意见开展场站侧安全防护体系建设，并通过甲方参加的现场验收。

14.6 当场站侧电力监控系统出现异常或者故障时，乙方应立即向甲方的电力调度机构和当地能源监管机构报告，并按照应急预案及时采取安全紧急措施，防止事态扩大。

14.7 场站侧电力监控系统安全防护设备应达到如下主要运行指标：

- (1) 不发生影响电网安全稳定运行的信息安全事件；
- (2) 安全防护等设备在线率  $\geq$  \_\_\_\_\_ %；
- (3) 纵向密通水平  $\geq$  \_\_\_\_\_ %。

14.8 当乙方需要将电力监控系统生产实时数据对外（集控中心等）传输时，其数据传输应当取得相应电力调度机构同意，数据安全传输方案应向相应电力调度机构审批备案。

## 第 15 章 事故处理与调查

15.1 电力调度机构和新能源场站应按照各自管辖范围，依据电力系统调度规程和新能源场站现场运行规程的有关规定，正确、迅速地进行事故处理，并及时相互通报事故处理情况。

15.2 电力调度机构调度管辖范围内的设备事故处理，应严格执行电力调度机构值班调度员的指令（现场规程明确规定可不待调度指令自行处理的除外）。

15.3 电力调度机构应按照《电力系统安全稳定导则》（GB 38755）、电力系统调度规程及其他有关规定，结合电网结构、运行特点及新能源场站的具体情况，制定事故处理原则与具体的反事故措施，并对新能源场站应采取的必要措施提出明确要求。

15.3.1 在威胁电网安全的任何紧急情况下，电力调度机构值班调度员可以采取必要手段确保和恢复电网安全运行，包括调整新能源场站发电出力、对新能源场站实施解列等。

15.3.2 如果必须将新能源场站或其任何发电单元解列，电力调度机构应在该紧急情况结束后或已经得到补救后，将新能源场站或发电单元恢复并网运行。

15.3.3 电力调度机构应在事后向乙方说明新能源场站或发电单元解列的原因并免于考核。

15.4 发生电力事故或电力安全事件的，应按照《生产安全事故报告



和调查处理条例》（国务院第 493 号令）、《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院第 599 号令）和《电力安全事件监督管理规定》（国能安全〔2014〕205 号）等有关规定进行处理和调查。

未构成电力事故和电力安全事件的，由一方或双方组织原因分析。由一方组织原因分析的，涉及另一方时，应邀请另一方参加，另一方应予以支持，配合实地调查，并提供有关分析资料。

15.4.1 对于发生的电网事故，由甲方调查分析的，涉及乙方时，应邀请乙方参加。乙方对甲方的工作应予以支持，配合实地调查，提供故障录波图、事故时运行状态和有关数据等事故分析资料。

15.4.2 对于发生的新能源场站事故，由乙方调查分析的，涉及甲方时，应邀请甲方参加。甲方对乙方的工作应予以支持，配合实地调查，提供故障录波图、事故时运行状态和有关数据等事故分析资料。

15.4.3 对于涉及双方的网站事故，如果起因在短时间内无法确定并达成一致时，按国家有关规定组成专门调查组进行事故调查。

15.4.4 任何一方的事故或双方事故的调查报告都应公布。报告内容应包括：事故原因、事故处理过程、事故责任方及其应承担的责任、整改方案及事故预防措施等。

15.4.5 事故责任方应及时纠正错误，落实整改方案和事故预防措施。整改方案和事故预防措施涉及对方时，应经对方认可。

## 第 16 章 不可抗力

16.1 若不可抗力的发生完全或部分地妨碍一方履行本协议项下的任何义务，则该方可免除或延迟履行其义务，但前提是：

(1) 免除或延迟履行的范围和时间不超过消除不可抗力影响的合理需要。

(2) 受不可抗力影响的一方应继续履行本协议项下未受不可抗力影响的其他义务。

(3) 一旦不可抗力结束，该方应尽快恢复履行本协议。

16.2 若任何一方因不可抗力而不能履行本协议，则该方应立即告知另一方，并在 3 日内以书面方式正式通知另一方。该通知中应说明不可抗力的发生日期和预计持续的时间、事件性质、对该方履行本协议的影响及该方为减少不可抗力影响所采取的措施。

应对方要求，受不可抗力影响的一方应在不可抗力发生之日（如遇通信中断，则自通信恢复之日）起 30 日内向另一方提供一份不可抗力发生地相应公证机构出具的证明文件。

16.3 受不可抗力影响的双方应采取合理措施，减少因不可抗力给一方或双方带来的损失。双方应及时协商制定并实施补救计划及合理的替代措施，以减少或消除不可抗力的影响。

如果受不可抗力影响的一方未能尽其努力采取合理措施减少不可抗力的影响，则该方应承担由此而扩大的损失。

16.4 如果不可抗力阻碍一方履行义务持续超过\_\_\_\_日，双方应协商决定继续履行本协议的条件或终止本协议。如果自不可抗力发生\_\_\_\_日，双方不能就继续履行协议的条件或终止本协议达成一致意见，任何一方有权通知另一方解除协议。本协议另有约定的除外。

## 第 17 章 违约责任

17.1 任何一方违反本协议约定条款视为违约，另一方有权要求违约方承担违约责任。

17.2 甲方有下列违约行为之一的，应按第 17.3 条所列方式向乙方承担违约责任：

(1) 未履行第 3 章约定的义务，给乙方造成直接经济损失。

(2) 违反第 4.10 条、第 5.3 条、第 5.4 条、第 6.2 条的约定，导致新能源场站不能按期发电、不能正常发电或给乙方造成直接经济损失。

(3) 违反电力系统调度规程，给乙方造成直接经济损失。

(4) 电力调度机构要求新能源场站（发电单元）超出其运行能力或本协议约定进行调峰、调频、调压等辅助服务，给乙方造成直接经济损失。

(5) 电网一、二次设备因甲方原因整定或控制错误，给乙方造成直接经济损失。

(6) 因甲方责任，发生第 9.4.3 款所述情形，给乙方造成直接经济损失。

(7) 因甲方处理不当，在执行第 15.3.1 款的约定时，给乙方造成直接经济损失。

(8) 因甲方原因造成继电保护及安全自动装置、调度自动化系统、调度通信系统故障，给乙方造成直接经济损失。

(9) 其他因甲方处理不当，给乙方造成直接经济损失。

(10) 双方约定甲方应当承担的其他违约责任：\_\_\_\_\_。

17.3 甲方每违约一次，应按下列方式承担违约责任：

(1) 一次性向乙方支付违约金\_\_\_\_\_万元<sup>19</sup>。

(2) 给乙方造成直接经济损失且按本条第(1)项约定支付的一次性违约金不足以补偿的，应补足乙方设备修复及恢复正常运行的直接费用。

(3) 给乙方造成电量损失的，按照双方签订的购售电合同、其他相关合同的有关约定处理。

17.4 乙方有下列违约行为之一的，应按第 17.5 条所列方式向甲方承担违约责任：

(1) 未履行第 3 章约定的义务，给甲方造成直接经济损失。

(2) 未按照第 4 章的有关约定完成并网准备工作，给甲方带来直接经济损失。

(3) 违反第 5.2 条、第 5.4 条的约定，给甲方造成直接经济损失。

(4) 违反第 6.1 条、第 7.1.1 款的约定。

(5) 因乙方原因造成与电网运行有关的新能源场站一、二次设备异常或故障，给甲方造成直接经济损失。

(6) 未按照第 7.4 条的约定参与电力系统调峰、调频、调压等辅助服务。

(7) 因乙方非客观原因导致检修期限变动，给甲方造成直接经济损失。

---

<sup>19</sup> 经双方同意，可选用其他形式。下同。

(8) 不如实向电力调度机构反映新能源场站设备（如发电单元及电气设备等）和有关设施的真实情况。

(9) 新能源场站继电保护及安全自动装置未达到第 11.5 条约定指标，或由于乙方原因引起其继电保护及安全自动装置故障或不正确动作，导致事故及事故扩大，给甲方造成直接经济损失。

(10) 新能源场站电力调度自动化系统未达到第 12.4 条约定指标，或由于乙方原因引起新能源场站电力调度自动化系统故障，导致事故或事故扩大，给甲方造成直接经济损失。

(11) 新能源场站调度通信系统未达到第 13.5 条约定指标，或由于乙方原因引起新能源场站电力调度通信系统故障，导致事故或事故扩大，给甲方造成直接经济损失。

(12) 违反第 10.1 条、第 10.3 条、第 10.4 条、第 14.1 条、第 14.3 条、第 14.4 条、第 14.5 条、第 14.6 条、第 14.7 条的约定，存在安全隐患或可能造成电力监控系统异常、故障，给甲方造成直接经济损失。

(13) 双方约定乙方应当承担的其他违约责任：\_\_\_\_\_。

17.5 乙方每违约一次，应按下列方式承担违约责任：

(1) 一次性向甲方支付违约金\_\_\_\_\_万元。

(2) 给甲方造成直接经济损失且按本条第（1）项约定支付的一次性违约金不足以补偿的，应补足甲方设备修复及恢复正常运行的直接费用。

(3) 给甲方造成电量损失的，按照双方签订的购售电合同、其他相关合同的有关约定处理。

17.6 乙方有下列严重违约行为之一的，甲方可采取强制措施，直至对违约新能源场站（发电单元）实施解列。乙方无权就此类解列后造成的损失向甲方提出索赔。

（1）新能源场站未经电力调度机构同意擅自并网或解列。

（2）在紧急情况下，新能源场站违反第 7.1.1 款的约定。

（3）违反第 10.1 条、第 10.3 条、第 10.4 条、第 14.1 条、第 14.3 条、第 14.4 条、第 14.5 条、第 14.6 条、第 14.7 条的约定，存在安全隐患或可能造成并网机组及电网发生异常、故障。

（4）在紧急情况下，新能源场站不如实向电力调度机构反映新能源场站设备（如电力监控系统安全防护、发电单元及电气设备等）和有关设施的真实情况。

（5）双方约定的其他严重违约行为：\_\_\_\_\_。

17.7 除本协议另有约定外，一旦发生违约行为，守约方应立即通知违约方停止违约行为，并尽快向违约方发出一份要求其纠正违约行为和请求其按照本协议的约定承担违约责任的书面通知。

17.8 违约方应立即采取措施纠正其违约行为，并按照本协议的约定确认违约行为，承担违约责任。

（1）一次性违约金应在违约行为确认后\_\_\_日内支付。

（2）直接经济损失超过一次性违约金部分应在损失认定后\_\_\_日内支付。

（3）造成电量违约的，按照双方签订的购售电合同、其他相关合同

的有关约定处理。

17.9 在本协议规定的履行期限届满之前，任何一方明确表示或以自己的行为表明不履行协议义务的，另一方可要求对方承担违约责任。



## 第 18 章 协议的生效和期限

18.1 在满足以下条件时本协议生效：（1）新能源场站并网所需的各项政府批文均已签署且生效；若属于特许权招标的项目，该项目特许权协议已生效。并网条件均已满足本协议相关条款。（2）本协议经双方法定代表人或委托代理人签字并加盖公章或合同专用章。

18.2 本协议期限，自\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日至\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日止。

18.3 本协议期限届满前\_\_\_\_\_日，若双方无异议，本协议到期后自动延期\_\_\_\_\_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\_\_\_\_\_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。

18.4 对于协议文本内容需要修改的情况，在本协议 18.2 条规定时间或 18.3 条最近一个延期时间期满前 3 个月，双方应就续签本协议的有关事宜进行商谈。

## 第 19 章 协议的变更、转让和解除

19.1 本协议的任何变更、修改和补充必须以书面形式进行。生效条件同第 18.1 条。

19.2 双方明确表示，未经对方书面同意，均无权向第三方转让本协议项下所有或部分的权利或义务。因一方所有或大部分资产转移给另一实体，而致其无法履行本协议的，协议一方应在该情况发生后\_\_\_个工作日内通知对方，双方协商一致后，达成转让协议。

19.3 在本协议的有效期限内，有下列情形之一的，双方同意对本协议进行相应调整和修改：

(1) 国家有关法律、法规、规章以及政策变动对本协议履行造成重大影响的。

(2) 本协议内容与能源监管机构颁布实施的有关强制性规则、办法、规定等相抵触。

(3) 双方约定的其他情形：\_\_\_\_\_。

### 19.4 协议解除

如任何一方发生下列事件之一的，则另一方有权在发出解除通知\_\_\_\_\_日后终止本协议：

(1) 一方破产、清算或被吊销营业执照。

(2) 一方电力业务许可证被撤销、撤回、吊销、注销，或新能源场站首次并网后未按能源监管机构规定取得电力业务许可证。

(3) 一方与另一方合并或将其所有或大部分资产转移给另一实体，

而该存续的企业不能承担其在本协议项下的所有义务。

(4) 双方约定的其他解除协议的事项: \_\_\_\_\_。

## 第 20 章 争议的解决

20.1 凡因执行本协议所发生的与本协议有关的一切争议，双方应协商解决，也可提请能源监管机构调解。协商或调解不成的，选择以下第\_\_\_\_\_条处理<sup>20</sup>：

(1) 双方同意提请\_\_\_\_\_仲裁委员会，请求按照其仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的，对双方均具有法律约束力。

(2) 任何一方依法提请\_\_\_\_\_人民法院通过诉讼程序解决。

---

<sup>20</sup> 仅可择一。

## 第 21 章 适用法律

21.1 本协议的订立、效力、解释、履行和争议的解决均适用中华人民共和国法律。

## 第 22 章 其他

### 22.1 保密

双方保证对从另一方取得且无法自公开渠道获得的资料 and 文件予以保密。未经该资料 and 文件的原提供方同意，另一方不得向任何第三方泄露该资料 and 文件的全部或部分内容。但国家另有规定的除外。

### 22.2 协议附件<sup>21</sup>

附件 1: 并网点图示

附件 2: 新能源场站技术参数

附件 3: 新能源场站设备调度管辖范围划分

附件 4: 新能源场站发电单元 GPS 位置图

本协议的附件是本协议不可缺少的组成部分，与本协议具有同等法律效力。当协议正文与附件之间产生解释分歧时，首先应依据争议事项的性质，以与争议点最相关的和对该争议点处理更深入的内容为准。如果采用上述原则后分歧和矛盾仍然存在，则由双方本着诚实信用的原则按协议目的协商确定。

### 22.3 协议全部

本协议及其附件构成双方就本协议标的达成的全部协议，并且取代所有双方在此之前就本协议所进行的任何讨论、谈判、合同和协议。

### 22.4 通知与送达

---

<sup>21</sup> 实际签订协议时，附件应完整、准确、清楚，不得省略。

任何与本协议有关的通知、文件均须以书面方式进行。通过挂号信、快递或当面送交的，经收件方签字确认即被认为送达；若以传真方式发出，则被确认已接收即视为送达。所有通知、文件均在送达或接收后生效。所有通知应发往本协议提供的下列地址。当一方书面通知另一方变更地址时，应发往变更后的地址。

甲方：

收件人： \_\_\_\_\_

电话： \_\_\_\_\_ 传真： \_\_\_\_\_ 邮编： \_\_\_\_\_

电子邮件： \_\_\_\_\_ 通信地址： \_\_\_\_\_

乙方：

收件人： \_\_\_\_\_

电话： \_\_\_\_\_ 传真： \_\_\_\_\_ 邮编： \_\_\_\_\_

电子邮件： \_\_\_\_\_ 通信地址： \_\_\_\_\_

## 22.5 不放弃权利

任何一方未通过书面方式声明放弃其在本协议项下的任何权利，则不应被视为其弃权。任何一方未行使其在本协议项下的任何权利，均不应被视为对任何上述权利的放弃或对今后任何上述权利的放弃。

## 22.6 继续有效

本协议中有关争议解决和保密的条款在本协议终止后仍然有效。

## 22.7 协议文本

本协议共 \_\_\_\_\_ 页，一式 \_\_\_\_\_ 份，双方各执 \_\_\_\_\_ 份，按照能源监管机

构要求方式送能源监管机构\_\_\_\_\_<sup>22</sup>备案。

22.8 特别约定：\_\_\_\_\_。

甲方（盖章）：

乙方（盖章）：

法定代表人：

法定代表人：

或

或

委托代理人：

委托代理人：

签字日期：\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日 签字日期：\_\_\_\_年\_\_\_\_月\_\_\_\_日

签字地点：\_\_\_\_\_ 签字地点：\_\_\_\_\_

---

<sup>22</sup> 指能源监管机构设在新能源场站所在地派出机构。



## 附件 1：并网点图示

1. 标明并网点设备及装置、产权所有方、运行维护方、调度方（略）
2. 图中属甲方的区域及设备（略）
3. 图中属乙方的区域及设备（略）

## 附件 2：新能源场站技术参数

### 1. 新能源场站发电单元的参数

发电单元编号	发电单元型号	额定容量 (MVA)	经纬度及面积	发电单元额定电压	备注

其他参数：\_\_\_\_\_。

### 2. 新能源场站并入甲方电网的并网线路

线路名称：\_\_\_kV\_\_\_线、\_\_\_kV\_\_\_线、\_\_\_kV\_\_\_线。

3. 乙方根据设备的设计参数以及并网调试结果，准确提供新能源场站的其他技术参数<sup>23</sup>。

3.1 在新能源场站启动过程中和在新能源资源变化过程中，功率变化率应当分别满足：新能源场站最大功率变化率小于\_\_\_MW 每分钟和\_\_\_MW 每十分钟。

3.2 场站可控功率因数变化范围在\_\_\_~\_\_\_之间。

3.3 其他：\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_。

<sup>23</sup> 如果新能源场站有不同类型的发电单元，则在协议的实际使用过程中，应根据本条所列的内容，将不同机组的技术参数分别写明。

4. 设备制造商加以限制的或不予推荐的运行方式: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_。

5. 新能源场站投入商业运行后，如乙方发现发电单元运行参数发生变化，不能达到上述第 3 条已提供的技术指标而需要修改，应向电力调度机构说明，并提交经具备资质的机构确认的测试报告。

### 附件 3：新能源场站设备调度管辖范围划分（略）

附件 4：发电单元 GPS 位置图（略）