

国家能源局综合司征求《关于实行可再生能源电力配额制的通知》意见的函

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、国家能源局各派出监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

2018年3月、2018年9月，我们分别以国家能源局综合司、国家发展改革委办公厅名义向有关方面发函征求了《可再生能源电力配额及考核办法》的意见。在研究论证各方面意见基础上，我们对《可再生能源电力配额及考核办法》进行了修改，在保持配额机制和政策基本一致的前提下，形成了《关于实行可再生能源电力配额制的通知》（征求意见稿），现再次征求有关方面意见。请有关单位于2018年11月21日（周三）17:00前将意见以书面形式反馈我局（新能源司），逾期视为无不同意见。

联系人：国家能源局新能源司 李鹏

联系电话：010-68555892 传真：010-68555045

附件：国家发展改革委 国家能源局关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）

国家能源局综合司

2018年11月13日

附件

国家发展改革委 国家能源局关于实行可再生能源电力配额制的通知（征求意见稿）

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出监管机构，有关中央企业，各有关单位：

为深入贯彻习近平总书记关于推进能源生产和消费革命战略的重要论述，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进可再生能源开发利用，依据《中华人民共和国可再生能源法》《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》，决定实行可再生能源电力配额制。现将有关事项和政策措施通知如下。

一、对电力消费设定可再生能源配额。可再生能源电力配额是按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源比重指标，包括可再生能源电力总量配额（简称“总量配额”）和非水电可再生能源电力配额（简称“非水电配额”）。满足总量配额的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类；满足非水电配额的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。对各省省级行政区域规定的应达到的最低可再生能源比重指标为约束性指标，按超过约束性指标10%确定激励性指标。

二、按省级行政区域确定配额指标。各省级能源主管部门会同电力运行管理部门在国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业技术支持下，测算并提出本省级行政区域当年可再生能源电力配额指标建议，于每年1月底前报送国务院能源主管部门。国务院能源主管部门组织第三方机构对各省省级行政区域年度可再生能源电力配额指标进行评估，在此基础上将拟确定的两类配额指标征求各省级能源主管部门以及国家电网公司、南方电网公司的意见，综合论证后于每年3月底前向各省省级行政区域下达当年可再生能源电力配额指标。

三、各省级人民政府承担配额落实责任。各省级能源主管部门会同电力运行管理部门按年度组织制定本省级行政区域可再生能源电力配额实施方案（简称“配额实施方案”），报省级人民政府批准后实施。配额实施方案主要应包括：年度配额指标及配额分配、配额实施工作机制、配额履约方式、对配额义务主体的考核方式等。各省省级行政区域配额实施方案对承担配额义务主体设定的配额指标可以高于国务院能源主管部门向各本区域下达的可再生能源电力配额约束性指标。

四、售电企业和电力用户协同承担配额义务。承担配额义务的市场主体第一类为各类直接向电力用户供电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（简称配售电公司）；第二类为通过电力批发市场购电的电力用户。

和拥有自备电厂的企业。第一类承担与其年售电量相对应的配额，第二类承担与其用电量相对应的配额。各配额义务主体的售电量和用电量中，公益性电量（含专用计量的供暖电量）免于配额考核。

五、电网企业承担经营区配额实施责任。国家电网公司、南方电网公司指导所属省级电力公司依据有关省级人民政府批准的配额实施方案，负责组织经营区内各承担配额义务的市场主体履行可再生能源电力配额义务。有关省级能源主管部门会同电力运行管理部门督促省属地方电网企业以及未与公用电网联网的拥有自备电厂的企业履行可再生能源电力配额义务。各承担配额义务的市场主体及电力用户均须完成所在区域电网企业分配的可再生能源消纳电量，并在电网企业统一组织下共同完成本经营区的配额。电网企业及电力交易机构优先为电网企业之外市场主体完成其配额提供便利，在电网企业经营区完成整体配额且已完成全部应消纳可再生能源电量前提下，电网企业自身承担的配额在考核时可相应核减。

六、做好配额实施与电力交易衔接。电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担配额义务的市场主体优先完成可再生能源电力配额相应电力交易。在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担配额义务的市场主体给予提醒。承担配额义务的市场主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出履行可再生能源电力配额义务的承诺。

七、配额义务的核算方式。各承担配额义务的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成配额，同时可通过以下补充（替代）方式完成配额。

（一）向超额完成年度配额的市场主体购买其超额消纳的可再生能源电量实现，双方自主确定转让价格。

（二）自愿认购可再生能源电力绿色证书（简称“绿证”），绿证对应的可再生能源电量等量记为配额完成量。

八、配额监测核算和交易。国家可再生能源信息管理中心会同各电力交易机构负责承担配额义务市场主体的配额账户设立，配额完成量核算及转让、配额完成统计及信息发布等工作。北京电力交易中心、广州电力交易中心对配额完成量转让进行业务指导。各省级行政区域内的配额完成量转让原则上由省级电力交易中心组织，跨省级行政区域的配额完成量转让在北京电力交易中心和广州电力交易中心组织下进行。国家可再生能源信息管理中心与国家电网公司、南方电网公司等电网企业及各电力交易中心联合建立可再生能源电力消纳、配额监测核算技术体系并实现信息共享。

九、做好配额相关信息报送。国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业向省级能源主管部门、电力运行管理部门和所在地区国务院能源主管部门派出监管机构报送上年度本经营区及各配额义务市场主体可再生能源电力配额完成情况的监测、统计信息。各省级能源主管部门向国务院能源主管部门报送各省级行政区域配额完成情况报告。

十、省级主管部门负责对承担配额义务的市场主体进行考核。省级能源主管部门会同电力运行管理部门对本省级行政区域承担配额义务的市场主体的配额完成情况进行考核，按年度公布可再生能源电力配额考核报告。各省级能源主管部门会同电力运行管理部门负责督促未履行配额义务的电力市场主体限期整改，对未按期完成整改的市场主体依法依规予以处罚，将其列入不良信用记录，予以联合惩戒。

十一、国家按省级区域监测评价。国务院能源主管部门对各省省级行政区域配额完成情况，以及国家电网公司、南方电网公司对所属省级电网公司配额组织实施和管理工作进行监测评价。省级能源主管部门会同电力运行管理部门对省属地方电网企业以及未通过省级电网公司售电的企业的配额实施进行督导考核。由于自然原因或重大事故导致可再生能源发电送出或受限，在配额考核时相应核减。

十二、超额完成配额不计入能耗考核。在确保完成全国能源消耗总量和强度“双控”目标条件下，对于实际完成配额超过本区域激励性配额指标的省级行政区域，超出激励性配额指标部分的可再生能源消费量不纳入该地区能耗“双控”考核。对纳入能耗考核的企业，超额完成省级配额实施方案对其确定的应完成配额的电量折算的能源消费量不计入其能耗考核。

十三、加强配额实施监管。国务院能源主管部门派出监管机构负责对各配额义务主体的配额完成情况进行监管，并向国务院能源主管部门报送各省级行政区域以及各电网企业经营区的配额总体完成情况专项监管报告。

2018年各地区配额完成情况不进行考核，随本通知下达的2018年配额指标用于各地区自我核查，2020年配额指标用于指导各地区可再生能源发展。自2019年1月1日起正式进行配额考核，2019年度配额指标将于2019年第一季度另行发布。

- 附件：1. 可再生能源电力配额指标确定和配额完成量核算方法；
2. 各省（区、市）可再生能源电力总量配额指标；
3. 各省（区、市）非水电可再生能源电力配额指标。

附件 1

可再生能源电力配额指标确定和配额完成量核算方法 (试行)

本方法作为配额制的配套文件同时发布,作为各省级区域配额指标测算、配额完成监测评价以及对各承担配额义务的市场主体考核的基本方法。该办法先作为试行版本执行,在配额制实施过程中不断总结完善,视情况发布后续版本。

一、配额指标测算方法

(一) 基本原则

1. 规划导向,分区设定。各省级行政区域配额指标依据国家能源发展战略和可再生能源发展相关规划、结合该地区实际用电增长情况、考虑各地区实际可消纳本地和区外可再生能源电力的能力确定区域最低配额指标(约束性指标),各地区均应逐年提升配额指标或至少不降低。

2. 强化消纳,动态调整。各省级行政区域均把可再生能源电力消纳作为重要工作目标,电力净输出地区应做到本地消纳达到全国先进水平,电力净输入地区应做到本地充分消纳和区外最大能力消纳。根据各地区可再生能源重大项目和跨省跨区输电通道建设进展,按年度动态调整各省级行政区域配额指标。

3. 区域统筹,分解责任。省级行政区域的整体配额完成成为区域配额实施的总目标,有关能源主管部门和电力运行管理部门

统筹协调制订配额实施方案，同时向承担配额义务的市场主体（包括电网公司在内）分配配额任务，督促其通过多种方式完成各自配额。

4.保障落实，鼓励先进。对各省级行政区域确定应达到的全社会用电量中最低可再生能源比重，按约束性指标监测、评价和考核。按照约束性指标上浮10%作为激励性指标，鼓励具备条件的省份自行确定更高的可再生能源比重指标。对高于激励性指标的地区，予以鼓励。

（二）配额消纳量核算

可再生能源电力消纳量，包括可再生能源电力消纳总量和非水电可再生能源电力消纳量。按下列方法核算：

1. 各省级行政区域内生产且消纳的电量

（1）接入公共电网且全部上网的电量，采用并网计量点的电量数据；

（2）自发自用（全部或部分）可再生能源电量（含就地消纳的合同能源服务和交易电量），采用电网企业作为发放国家补贴资金依据计量的总发电量数据；

2. 区域外输入的可再生能源电量

可再生能源发电企业与省级电网企业签署明确的跨省跨区购电协议的，根据协议实际执行情况计入受端区域消纳的区域外输入可再生能源电量。其他情况按以下方法处理：

（1）独立“点对网”跨区输入

可再生能源发电项目直接并入区域外受端电网，全部发电量

计入受端地区消纳量，采用并网计量点的电量数据。

（2）汇合“点对网”跨区输入

采取与火电或水电打捆以一组电源向区外输电的，受端电网消纳的可再生能源电量等于总受电量乘以外送电量中可再生能源电量比例。

外送电量中可再生能源电量比例=送端并网点计量的全部可再生能源上网电量/送端并网点计量的全部上网电量。

（3）省际“网对网”跨区输入

省间电网跨区输入电量中可再生能源电量，通过电力交易方式进行的，根据电力交易机构的结算电量确定；无法明确的，按送端省级电网区域可再生能源消纳电量占区域社会用电量比例，乘以总输入电量认定。

（4）跨省际“网对网”输入

跨省际大区域未明确分电协议或省间协议约定可再生能源电量比例的跨省跨区通道，按该区域内各省级行政区域全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省级行政区域输入的可再生能源电量。即：

i 省级行政区域内输入可再生能源电量 = 可再生能源输入电量 ×

$$\left(\frac{i \text{ 省级行政区域全社会用电量}}{\sum_{i=1}^n i \text{ 省级行政区域全社会用电量}} \right),$$

n 表示区域电网内包含的各省级行政区域。

3. 特殊区域

京津冀电网（北京、天津、冀北、河北南网）接入的集中式可再生能源发电项目和区外输入的可再生能源电量，按统一均摊原则计入各地区消纳量，各自区域内接入的分布式可再生能源发电量计入各自的消纳量。

（三）配额指标测算

1. 全国平均水平。全国可再生能源消纳平均水平是指全国全社会用电量中可再生能源占比，实际计算采用全国消纳的全部可再生能源电量与全社会用电量的比值，如存在进出口可再生能源电量，按净进出口量计入。平均水平指标计算公式如下：

$$\text{平均水平指标} = \frac{\text{全国年消纳的可再生能源电量}}{\text{全国全社会年用电量}}$$

2. 各省级行政区域配额指标计算公式如下：

区域配额指标

$$= \frac{\text{预计本地生产且消纳年可再生能源电量} + \text{预计年净受入可再生能源电量}}{\text{本地区预计全社会用电量}}$$

测算可再生能源发电量时，上年度底前已投产装机按照应达到的年利用数测算；当年新增装机，除了有明确投产时间的水电站等大型工程，其他连续投入投运的可再生能源发电装机，预计新增装机作为一个整体按全年利用小时数的一半进行折算。

3. 配额指标确定流程

各省级能源主管部门会同电力运行管理部门在国家电网公司、南方电网公司所属省级电力公司和省属地方电网企业技术支持下，测算并提出本省级行政区域当年可再生能源电力配额约束性指标建议报告，于每年1月底前报送国务院能源主管部门。报告应包含分品种的可再生能源电源预测并网装机容量、预测发电量、各跨省跨区通道计划输送可再生能源电量和比重、预测全社会用电量等数据。

国务院能源主管部门组织第三方机构对各省级行政区域年度可再生能源电力配额指标进行评估，在此基础上将拟确定的两类配额指标（约束性和激励性）征求各省级能源主管部门以及国家电网公司、南方电网公司的意见，综合论证后于每年3月底前向各省级行政区域下达当年可再生能源电力配额指标。

二、配额完成量核算方法

（一）承担配额义务的市场主体

承担可再生能源电力配额义务的市场主体（含电网企业售电）的配额完成量包括：

1. 从区域内或区域外电网企业和发电企业（含个人投资者等分布式发电项目单位）购入的可再生能源电量，按扣除网损之后的售电侧购入可再生能源电量计算。

（1）对于电网企业按照可再生能源发电保障性收购要求统一收购的可再生能源电量，按照电网企业经营区内各市场主体非市场化实际用电量大小等比例、分时段原则进行分摊，计入市场主体可再生能源电力配额完成量。

(2) 对于通过电力市场化交易的可再生能源电量，全部计入购电市场主体的可再生能源电力配额完成量。

2. 自发自用的可再生能源电量。

电网企业经营区内市场主体自发自用的可再生能源电量由电网企业代为计量，全部计入自发自用市场主体的可再生能源电力配额完成量。

3. 从其他配额义务主体购买的配额完成量或购买绿证折算的配额完成量。

不计入售出的可再生能源电量、已转让的配额完成量和出售绿证对应的配额完成量。

(二) 各省级行政区域区域

参照一(二)“消纳量核算”部分，与国家下达的省级行政区域配额指标相对照，各省级行政区域整体配额完成指标计算公式如下：

整体配额完成指标 = {区域内生产且消纳的可再生能源电量 + 区域外输入的可再生能源电量 + 市场主体配额完成量净受让量之和 + 绿证认购量之和 - 免于考核电量对应的可再生能源电量} ÷ {区域全社会用电量 - 免于考核电量}

其中，按照国家规定豁免配额考核的公益性电量(含专项计量供暖电量)在配额完成指标核算公式的分子和分母中均予以扣除，免于考核电量对应的可再生能源电量等于免于考核电量乘以区域配额指标。

附件 2

各省（区、市）可再生能源电力总量配额指标

省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年激励性指标	2020 年约束性指标	2020 年激励性指标
北京	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
天津	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
河北	11.0%	12.1%	15.0%	16.5%
山西	15.0%	16.3%	16.5%	18.0%
内蒙古	18.5%	20.3%	18.5%	20.3%
辽宁	12.0%	13.0%	12.5%	13.6%
吉林	20.0%	21.5%	22.0%	23.7%
黑龙江	19.5%	21.0%	26.0%	28.1%
上海	31.5%	32.0%	33.0%	33.5%
江苏	14.5%	15.1%	15.0%	15.8%
浙江	18.0%	18.5%	19.0%	19.8%
安徽	13.0%	14.0%	14.5%	15.7%
福建	17.0%	17.5%	22.0%	22.6%
江西	23.0%	23.5%	29.0%	30.0%
山东	9.5%	10.4%	10.5%	11.6%
河南	13.5%	14.5%	16.0%	17.1%
湖北	39.0%	39.9%	40.0%	41.0%
湖南	51.5%	52.4%	51.5%	52.4%
广东	31.0%	31.4%	29.5%	30.0%
广西	51.0%	51.4%	50.0%	50.5%
海南	11.0%	11.5%	11.5%	12.0%
重庆	47.5%	47.5%	45.0%	45.3%
四川	80.0%	80.4%	80.0%	80.4%
贵州	33.5%	34.0%	31.5%	32.0%
云南	80.0%	81.0%	80.0%	81.2%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	17.5%	18.4%	21.5%	22.7%
甘肃	44.0%	45.6%	47.0%	48.9%
青海	70.0%	71.9%	70.0%	72.5%
宁夏	20.0%	22.0%	25.0%	27.0%
新疆	25.0%	26.5%	26.0%	27.3%

- 注：
- 1、京津冀地区执行统一的配额指标；
 - 2、内蒙古自治区可按蒙西、蒙东地区分开考核，具体分区域配额指标由内蒙古自治区能源主管部门确定；
 - 3、2020 年指标为指导性指标，根据可再生能源资源情况、跨省跨区通道输送可再生能源情况进行动态调整。2020 年指标测算时酒泉—湖南、扎鲁特—山东、宁夏—山东、上海庙—山东、宁东—浙江特高压输电通道中可再生能源电量比例按不低于 30%考虑；
 - 4、有跨省跨区输入可再生能源电力的受端地区，如实际运行时通道输送可再生能源电量未达配额测算时的设定值，则在区域配额监测评价和市场主体配额完成考核时相应核减。
 - 5、对可再生能源电力总量配额指标达到 80%的省级行政区域，不进行约束性监测评价，对区域内市场主体是否进行总量配额考核，由有关省级能源主管部门按省级人民政府的意见自行决定。不进行配额考核的市场主体不参与配额完成量交易。西藏自治区不实行配额考核，除国家另有规定外，市场主体不参与配额完成量交易。

附件 3

各省（区、市）非水电可再生能源电力配额指标

省（区、市）	2018 年约束性指标	2018 年激励性指标	2020 年约束性指标	2020 年激励性指标
北京	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
天津	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
河北	10.5%	11.6%	15.0%	16.5%
山西	12.5%	13.8%	14.5%	16.0%
内蒙古	18.0%	19.8%	18.0%	19.8%
辽宁	10.0%	11.0%	10.5%	11.6%
吉林	15.0%	16.0%	16.5%	18.2%
黑龙江	15.0%	16.5%	20.5%	22.6%
上海	2.5%	2.8%	3.0%	3.3%
江苏	5.5%	6.1%	7.5%	8.3%
浙江	5.0%	5.5%	7.5%	8.3%
安徽	9.5%	10.5%	11.5%	12.7%
福建	4.5%	5.0%	6.0%	6.6%
江西	6.5%	7.2%	8.0%	8.8%
山东	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
河南	9.0%	9.9%	10.5%	11.6%
湖北	7.5%	8.3%	10.0%	11.0%
湖南	9.0%	9.9%	13.0%	14.3%
广东	3.5%	3.9%	4.0%	4.4%
广西	4.0%	4.4%	5.0%	5.5%
海南	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
重庆	2.0%	2.2%	2.5%	2.8%
四川	3.5%	3.9%	3.5%	3.9%
贵州	4.5%	5.0%	5.0%	5.5%
云南	11.5%	12.7%	11.5%	12.7%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核
陕西	9.0%	9.9%	12.0%	13.2%
甘肃	15.5%	17.1%	19.0%	20.9%
青海	19.0%	20.9%	25.0%	27.5%
宁夏	18.0%	19.8%	20.0%	22.0%
新疆	14.5%	16.0%	16.0%	17.6%

- 注：
- 1、京津冀地区执行统一的配额指标；
 - 2、内蒙古自治区可按蒙西、蒙东地区分开考核，具体分区域配额指标由内蒙古自治区能源主管部门确定；
 - 3、2020 年指标为指导性指标，根据可再生能源资源情况、跨省跨区通道输送可再生能源情况进行动态调整。2020 年指标测算时酒泉—湖南、扎鲁特—山东、宁夏—山东、上海庙—山东、宁东—浙江特高压输电通道中可再生能源电量比例按不低于 30%考虑；
 - 4、有跨省跨区输入可再生能源电力的受端地区，如实际运行时通道输送可再生能源电量未达配额测算时的设定值，则在区域配额监测评价和市场主体配额完成考核时相应核减。
 - 5、西藏自治区不实行配额考核，除国家另有规定外，市场主体不参与配额完成量交易。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/131567.html>