

/XXX XXXXX—XXXX

ICS

ZJSEE

浙江 电 力 学 会 标 准

T/ZJSEE XXXX-YYYY

清洁能源外送型地市电网规划设计导则

Guidelines for the planning and design
of power grids in cities with clean energy delivery

(征求意见稿)

XXXX-XXXX 发布

XXXX-XXXX 实施

浙江省电力学会发布

目 次

目 次	II
前 言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总体原则	2
5 一般技术规定	3
6 电力电量预测及平衡	4
7 变电站布点规划	6
8 用户及电源接入	6
9 电网结构	7
10 变电站规划设计	8
11 电力线路规划设计	10
12 安全稳定控制系统	10

前 言

为进一步推动实现安全-经济-低碳三者相互协调下能源电力高质量发展，并规范清洁能源外送型地市电网规划设计工作的标准化和规范化水平提升，制定本标准。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件（或本部分或本指导性技术文件）由浙江省电力学会提出。

本文件由浙江省电力学会标委会 XXXXX 技术归口和解释。

本文件起草单位：国网丽水供电公司、浙江华云电力工程设计咨询有限公司。

本文件主要起草人：

本文件首次发布。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至浙江省电力学会标准工作委员会（地址：浙江省杭州市南复路1号，邮编：310008，网址：<http://www.zjsee.org/>，邮箱：zjseeorg_bz@163.com）。

清洁能源外送型地市电网规划设计规范

1 范围

本标准规定了清洁能源外送型地市电网规划设计的要求。包括总体原则、一般技术规定、电力电量预测及平衡、变电站布点规划、用户及电源接入、电网结构、变电站规划设计、电力线路规划设计、安全稳定控制系统等章节。

本标准适用于地市级电网公司110~500kV电压等级电网发展规划工作，各县级电网公司可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 12325	电能质量 供电电压偏差
GB/T 12326	电能质量 电压波动和闪变
GB/T 14549	电能质量 公共电网谐波
GB/T 15543	电能质量 三相电压不平衡
GB/T 15945	电能质量 电力系统频率偏差
GB/T 24337	电能质量 公用电网间谐波
GB 38755	电力系统安全稳定导则
GB/T 38969	电力系统技术导则
GB/T 19963	风电场接入电力系统技术规定
GB/T 19964	光伏发电站接入电力系统技术规定
DL/T 5631	输电网规划设计内容深度规定
DL/T 5610	输电网规划设计规程
Q/GDW11 1159	浙江电网规划设计技术导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3. 1

清洁能源 clean energy

清洁能源，即绿色能源，是指不排放污染物、能够直接用于生产生活的能源，主要包括太阳能、风能和水能等可再生能源。

3. 2

清洁能源外送型地市电网 clean energy external power grid

传统受端地市电网区域内有大量清洁能源场站，某一时段发电有功总容量大于负荷总容量，从而向主网输出电力为主的地区电网，即以送端电网为主。

3. 3

并网点 point of interconnection

对于有升压站的分布式电源，并网点为分布式电源升压站高压侧母线或节点；对于无升压站的分布式电源，并网点为分布式电源的输出汇总点。

3. 4

新能源场站 new energy station

集中接入电力系统的风电场或太阳能电站并网点以下所有设备。注：包括变压器、母线、线路、变流器、储能、风电机组、光伏发电系统、无功调节设备及辅助设备等。

3. 5

调峰 peak shaving

通过电力系统调度，实现对控制区内各发电机组、风电场、光伏发电站等电站有功出力的按需分配，来维持系统功率满足负荷不断变化的控制过程。

3. 6

尖峰负荷调节系数 peak load regulation coefficient

通过需求侧响应、备用共享等手段实现削峰填谷作用，根据负荷侧可控资源占比，高峰负荷时动态选择负荷调节系数。

3. 7

需求侧响应 demand side response

用户根据实时电价、相关激励措施，主动做出调整用电需求的反应。

4 总体原则

4. 1 清洁能源外送型地市电网规划工作应贯彻执行国家有关法律法规、方针政策、规程规范，适应国民经济和社会发展的战略要求。

4. 2 清洁能源外送型地市电网规划工作应符合国家能源发展战略和政策，遵循以安全稳定为基础、以市场为导向、以效益为中心的原则。

4. 3 清洁能源外送型地市电网规划工作有助于推动率先实现双碳目标，助力共同富裕示范区建设。

4. 4 清洁能源外送型地市电网规划工作应结合地区实际，按照问题导向、目标导向，开展相应工作。

4. 5 清洁能源外送型地市电网应具有坚强的网架结构、科学的容量裕度及灵活的电力外送能力，达到结构规范、运行灵活、适应性强。现状电网结构应通过建设和改造逐步向目标网架结构过渡，实现近远期电网有效衔接，避免电网重复建设。

4.6 清洁能源外送型地市电网规划应遵循差异化规划原则，根据不同区域电网的特点，科学制定规划目标、技术原则和建设标准。

5 一般技术规定

5.1 220kV 及以上电网安全标准

在清洁能源外送型地市电网规划设计阶段，应考虑电力系统的安全稳定问题，开展安全稳定校核计算。电网规划设计阶段考虑的电网安全标准应不低于 GB 38755 的要求。

5.2 110kV 电网安全标准

配电网规划应遵循差异化规划原则，划分不同的供电区域，差异化确定规划目标、技术原则和建设标准，具体可参考 Q/GDW 10738。

5.3 变压器容量和导体截面选择

5.3.1 变压器容量应结合近、远景供电及送出需求合理选择，应考虑满足新能源消纳率情况下清洁能源发电机组大发时电力倒送场景。

5.3.2 导体截面应按远景输电能力的需要，综合考虑清洁能源装机容量、并网电压等级、利用小时数、环境影响等方面因素，具体经济技术比较后确定。

5.3.3 电缆截面应按远景输电能力的需要，根据输送容量、电缆导体温度、敷设方式等要求合理选择。

5.4 中性点接地

5.4.1 110kV~500kV 交流电网采用直接接地方式。

5.4.2 10kV~35kV 电网可采用不接地、消弧线圈接地、低电阻接地或快速转移消弧装置接地，具体根据计算结果确定。

5.4.3 直流系统接地极附近的厂站，应根据直流偏磁校核结果采取相应措施。

5.5 无功补偿

5.5.1 无功容量应按分层分区和就地平衡原则配置无功补偿装置。

5.5.2 对于直接接入公共电网的新能源场站，其配置的容性无功容量应能够补偿新能源场站满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及送出线路的一半感性无功之和，其配置的感性无功容量应能够补偿新能源场站自身的容性充电功率及送出送出线路的一半充电无功功率之和。

5.5.3 对于通过 220kV（或 330kV）风电场群或光伏电站群中的新能源场站，其配置的容性无功容量应能够补偿新能源满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及送出线路的全部感性无功之和，其配置的容性无功容量应能够补偿新能源场站的充电功率及送出线路的全部充电无功功率。

5.5.4 新能源场站配置的无功装置类型及其容量范围应结合实际接入情况，如安装容量、安装型式、送出线路长度、接入电网情况等，进行无功电压研究后确定。

5.5.5 当电网局部动态无功储备不足或受端系统短路容量不够时，经技术经济比较论证后可选用 SVC、STATCOM 或调相机等动态无功补偿设备。

5.6 电压控制

5.6.1 新能源场站应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。根据调度机构指令，新能源自动调节其发出（或吸收）的无功功率，实现对新能源场站并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足。

5.6.2 新能源场站的主变压器应采用有载调压变压器，按照无功电压控制系统的协调要求通过调整变电站主变压器分接头控制站内电压。

5.6.3 系统电压计算应分析汇集站所接新能源不同出力方式的影响。

5.7 短路电流控制

清洁能源外送型地市电网规划应从电源接入、变电站主接线和变压器阻抗，新能源逆变器的物理特性、分层分区等多方面考虑，必要时可调整新能源场站参数，如减小斜率参数，提升电网的承载能力，优化电网规划方案。综合控制短路电流，各级电网短路电流不应大于下列数值：

500kV电网	63 kA
220kV电网	50 kA
110kV电网	40 kA

在评估新能源消纳能力时，应对区域短路电流控制留有一定裕度，以兼顾电网发展需求。

5.8 新能源并网点短路比要求

新能源多场站短路比应达到合理的水平，对于新能源多场站接入汇集站的情况，新能源发电单元升压变低压侧的多场站短路比应不小于 1.5，新能源并网点即汇集站母线的多场站短路比应不小于 2.0，宜大于 3.0。对于新能源并网点的多场站短路比小于 3.0 的系统，应进行电磁暂态和机电暂态时域仿真计算，校核新能源汇集站并网系统安全稳定水平。

5.9 电能质量要求

电能质量应满足相关的国家标准，电压偏差 GB/T 12325、电压波动和闪变值满足 GB/T 12326、谐波值满足 GB/T 14549、三相电压不平衡度满足 GB/T 15543、频率偏差 GB/T 15945、间谐波值满足 GB/T 24337 的要求。

6 电力电量预测及平衡

6.1 电力电量预测

6.1.1 电力需求预测方法主要根据预测区域的特点，考虑用电需求与 GDP、三产比重等经济指标的相关关系，计及对用电需求自身发展规律的分析。

6.1.2 电力需求预测一般采用两种方法进行预测，一般采用两种以上方法进行预测，常用的预测方法有单耗法、弹性系数法、外推法、综合用电水平法、空间负荷预测、负荷密度法、类比法等。

6.1.3 结合“双碳”发展目标及实施方案，基于一、二、三产的电力需求预测细化至分行业的电力需求预测。

6.1.4 按照负荷类型进行分类预测，形成 8760 小时电力负荷曲线。同时应充分考虑负荷侧电能替代实施后的短期阶跃式增长，充分计及终端用能电气化占比、非化石能源消费占比等重点指标发展要求对电力需求的影响，主要包括充电桩、用户侧储能、微电网等。

6.2 电源发展规划

6.2.1 电源规划应根据国家的能源政策，以提高技术经济效益、促进清洁能源发展为原则，对各类电源建设方案进行优化。

6.2.2 电源项目所在区域内各种发电资源的禀赋分析和政策分析，如风区、太阳能分区等情况，以及地区对新能源开发、交易及配置储能的相关政策。

6.2.3 分类介绍电源项目的地理位置、建设条件、最终规划容量、分期建设容量等。必要时应说明发电技术、调峰能力等。

6.2.4 应加强电力系统调节能力建设，常规电源（火电、水电、核电等）应具备足够的调节能力，在系统中应配置必要的调峰气电、抽水蓄能等灵活调节电源以及储能设备，新能源场站应提高调节能力。

6.2.5 新能源资源禀赋地区的集中式新能源场站，必要时，应开展输电规划专题。

6.2.6 应结合送端电网负荷特性、电源结构，分析电源项目与送端电网总的电力送出特性，包括不同气象条件下各月出力曲线、典型日出力曲线等。

6.3 电力电量平衡

6.3.1 清洁能源外送型地市电网规划应进行电力电量平衡，重点是分析电力电量供应情况和省际电力流，并通过分区域电力平衡明确区域间电力流。

6.3.2 电力系统应具备有功功率备用容量，并充分考虑跨省跨区支援能力及新能源利用，统筹安排备用容量，包括负荷备用、事故备用、检修备用。

6.3.3 应充分确定区域新能源的出力特性，主要从概率分布、利用小时数、有效容量、可信容量、反调峰系数、日出力特性以及风、光耦合情况等多维度进行分析。在校验新能源消纳能力时，应重点考虑其有效容量，即根据新能源的出力概率分布，综合考虑系统调峰和送出工程使系统达到技术经济最优的新能源最大出力（一般取 95% 概率下的最大出力）开展电力平衡分析。运行中新能源发电量可按不小于预测值的 95% 考虑。

6.3.4 结合需求响应侧发展水平，应充分重视虚拟电厂、储能等技术在电网中发挥的削峰作用，可动态选择尖峰负荷调节系数开展电力平衡分析。

表 1 电力平衡尖峰负荷调节系数取值表

负荷侧可控资源占比	0%~5%	5%~10%	10%~15%	15%及以上
尖峰负荷调节系数	100%	95%	92%	90%

6.3.5 结合不同负荷特性和清洁能源发电机组出力情况，分区域开展相应电力平衡分析。

6.4 电网发展规划

6.4.1 应调研分析规划期内已明确输变电工程的项目前期工作进展情况，落实项目具体建设规模和投产时间，确定输电网规划设计各水平年的基础网架。

6.4.2 应充分考虑输电网规划区域内大型能源基地送出、大负荷用户的供电需求。

6.5 清洁能源消纳能力评估

- 6.5.1 确定电力、电量和调峰平衡的边界条件和有关原则，新能源装机较多的地区，需合理明确备用容量和新能源电源纳入平衡的比例。
- 6.5.2 根据需要选择相关区域代表年和远景年进行典型方式下的电力、电量和调峰平衡计算，必要时进行逐年（逐月）、分区的平衡计算。对于含新能源和水电的电源项目，应分析电源项目出力特性与受端电网负荷在日、季、年特性方面的匹配情况。
- 6.5.3 应通过分区电力平衡进行输电网电力流分析，提出不同运行方式下电力流变化趋势及范围。
- 6.5.4 结合谐波容量限制等因素，分布式新能源规划接入电网需进行承载力分析。
- 6.5.5 对新能源装机较多地区，应进行相关电网的 8760 小时生产模拟仿真计算，分析电网消纳容量。
- 6.5.6 经综合技术经济比较，提出电源项目的供电范围和消纳方案。
- 6.5.7 对电源建设方案存在的不确定因素进行适应性分析。

7 变电站布点规划

7.1 变电容量需求分析

- 7.1.1 根据经济增长和社会发展的不同阶段，对应的负荷增长可分为饱和、较慢、中等、较快四种情况，清洁能源外送型地市电网规划设计应结合区域容载比指标，并兼顾清洁能源送出需求，提出主变容量需求。规划期内各电压等级电网的容载比参考 Q/GDW11 1159，宜控制在 1.5~2.2 范围之间。容载比测算中，应按电压分层计算降压变容量和相应的供电负荷，计算时，一般应扣除下级电网中电源所平衡的负荷、同级电网用户专用变电站的变压器容量和供电负荷及用于升压送电的变电站容量（如小水电外送地区）。
- 7.1.2 考虑到输变电工程建设周期，新能源规模发展较快地区宜按导则上限取值，并满足主变 N-1 时剩余主变不过负荷的要求。
- 7.1.3 同一供电区域容载比应按电压等级分层计算，但对于区域较大、区域内负荷发展水平极度不平衡地区，也可分区、分电压等级计算容载比。
- 7.1.4 应结合负荷分布、变电容量需求、已有变电布点及规模确定规划期内新建及扩建变电站的布点、容量规模及建设时序。
- 7.1.5 应根据变电站在电力系统中的地位和作用合理确定变电站的规划规模、主变容量及台数。

8 用户及电源接入

8.1 用户接入

- 8.1.1 用户接入应符合国家、行业和企业标准，不应影响电网的安全运行。
- 8.1.2 用户的供电电压等级应根据当地电网条件、用户分级、用电最大需求量、用电设备容量或受电设备总容量，经过技术经济比较后确定，一般可参照 Q/GDW11 1159。供电半径较长、负荷较大的用户，当电压不满足要求时，宜采用高一级电压供电。

8.1.3 用户接入系统方案制定应根据客户的负荷等级、用电性质、用电容量、当地供电条件等因素进行技术经济比较后确定。

8.1.4 重要电力用户供电电源配置应符合 GB/T 29328 的规定。重要电力用户供电电源应采用多电源、双电源或双回路供电，当任何一路或一路以上电源发生故障时，至少仍有一路电源应能满足保安负荷供电要求。特级重要电力用户应采用多电源供电；一级重要电力用户至少应采用双电源供电；二级重要电力用户至少应采用双回路供电。

8.1.5 用户因畸变负荷、冲击负荷、波动负荷和不对称负荷对公用电网造成污染的，应按照“谁引起、谁治理”和“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在开展项目前期工作时提出治理、监测措施。必要时，开展特殊负荷接入系统专题论证。对电能质量有特殊要求且超过国家标准的电能质量敏感负荷用户，除在电网结构和继电保护和自动化装置的配置上应采取必要措施外，用户应自行装设电能质量治理装置。

8.2 电源接入

8.2.1 水电、核电等常规电厂以及企业自备电厂接入电压等级应符合 Q/GDW11 1159。主力电源宜直接接入最高电压等级。单机容量为 600MW 及以上机组，可直接接入 500kV 及以上电压等级电网，也可根据需要，经技术经济论证，接入低一级电压电网；单机容量为 200MW~300MW 级的机组，按 8.2.1 的因素，经技术经济论证，接入 220kV~500kV 电压等级电网；总容量 30~100MW（不含）的电厂宜直接接入 110kV 电网。

8.2.2 新能源场站应根据场站容量、机组特性等，总容量 30~100MW（不含）的电厂宜直接接入 110kV 电网，总容量 100~150MW（不含）的电厂可接入 110kV 电网，也可根据需要，经技术经济论证，接入高一级电压电网，150MW~500MW（含）的电厂宜直接接入 220kV 电网，500MW 以上的电厂可接入 500kV 电网，也可根据需要，经技术经济论证，接入低一级电压电网。

8.2.3 新能源场站接入应充分考虑接入需求和布局，合理规划电网的输电能力，确保新能源场站顺利接入，同时，考虑新能源场站与传统电站之间的协调运行和互补性。

8.2.4 新能源场站接入应满足相关惯量、短路容量、功率调节、电压控制、穿越能力、电能质量等要求。

8.2.5 应计算电网外送受电比例、常规电源比例、直流短路比及多馈入直流短路比等指标，分析评估指标变化情况，必要时采取相应措施。

8.2.6 新能源开发潜力较高地区，结合电网规划情况，有必要时可通过建设新能源汇集站，将独立的新能源场站耦合为一个新能源整体系统，通过风、光、水、火、储等多种能源建的互济互补，提升能源利用效率，增加电力系统中新能源消纳比例，降低新能源供应成本。

8.2.7 大型电源送出规划应重点研究电源与电网连接方式的研究，确定电厂内部联系，接入电压等级、输电回路数及接入点等初步的接入方案。

8.2.8 新能源场站宜直接并网发电容量配备一定比例储能装置。

9 电网结构

9.1 500kV 主网架结构

9.1.1 500kV 送受端电网一般要求可参照 Q/GDW11 1159，清洁能源送出电网应明确来电方向和送电方向，着力增强负荷转供穿越能力，减少各输电通道中间环节的相互联系，以控制电网的短路电流水平。

9.1.2 规划的主网架结构方案应结构清晰、安全可靠、经济合理、运行灵活，宜形成环网、多环网或形成以骨干电源为支撑的双回链式结构。

9.1.3 系统主网架结构应便于调度运行管理，新能源接入应考虑电网调节及安全稳定控制，具备较高的安全稳定水平；对负荷和电源发展的不确定性具有一定的适应能力，满足系统发展需求。

9.1.4 应适应大型电源接入和大规模电力送受的需要，清洁能源外送地区应考虑区域联络间电力流变化。

9.1.5 应能够适应向远期目标网架的发展过渡，便于分区供电和电磁环网解环规划的实现。

9.1.6 应对系统各种典型运行方式进行全面安全稳定性能分析，必要时提出相关安全稳定控制措施。

9.1.7 受端电网枢纽变电站的规模和直流换流站的容量应同受端系统相适应，受端系统应有足够的无功补偿容量，直流落点于负荷集中地区以及新能源场站应合理配置动态无功调节设备。

9.2 220kV 电网结构

9.2.1 220kV 送端电网应科学分层分区，并注重各电压等级、源网荷储统筹协调发展。

9.2.2 接入 220kV 电网的电源应尽量采用大截面、少回路的送出方式接入电网。

9.2.3 在负荷中心或距负荷中心较近的发电厂，应简化发电厂与电网的接线方式，优先采用点对网的接入方式。

9.2.4 220kV 电源既可采用单点接入，也可采用两点接入同一分区电网的方式，以组成环形电网结构；新能源场站宜采用单点接入的方式。220 千伏变电站不宜采用“T”接线方式构网。

9.2.5 220kV 送端电网可按照双回路环网结构，综合考虑经济性及廊道条件等因素，形成双环网结构困难的 220kV 变电站在不同运行方式下均应保证供电可靠性。

9.3 110kV 电网结构

9.3.1 110kV 电网结构应根据负荷水平、新能源送出情况、供电可靠性和电网发展目标因地制宜选择。

9.3.2 不同类型供电区域的 110kV 变电站宜采用双侧电源供电，条件不具备时，也可同杆架设双电源供电，但应加强低压侧配电网的联络。

9.3.3 110kV 电源既宜采用单点接入或 T 接接入电网的方式。

10 变电站规划设计

10.1 规划选站的条件和要求

10.1.1 站址选择应根据城乡规划、征地拆迁、交通运输、污秽情况、电网规划设计的网络结构、负荷和清洁能源分布等进行全面综合考虑。通过技术经济比较和经济效益分析，择优选择站址。

10.1.2 应考虑地区原有电源、新建电源以及计划建设电源情况，使地区电源和变电站集中在一侧，以使电源布局分散。

10.1.3 清洁能源所选站址应根据应用场景、需求类型、建设规模、线路走廊、周边电网等条件选址，并应符合国标有关规定。

10.1.4 在清洁能源集聚区可考虑落点新能源汇集站，站址应位于能源汇集中心。

10.1.5 新能源汇集站选址位置应兼顾规划、建设、运行、施工等方面的要求。

10.2 变电站规划设计

10.2.1 电气主接线

- a) 电气主接线应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要求。
- b) 新能源汇集站的电气主接线应根据新能源汇集站在电力系统中的地位、新能源汇集站的规划容量、负荷性质、线路和变压器连接元件总数、设备特点等条件确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于扩建等要求。
- c) 500kV 电气主接线一般选为 3/2 接线，新建 500kV 变电站的主变直接接入断路器串内。在条件允许时 3/2 接线采用交叉配置的原则，即同名回路应接在不同串内，同名回路直接在不同母线上，电源回路宜与负荷回路配合成串。
- d) 220kV 新能源汇集站中的 220kV 配电装置，当在系统中居重要地位、出线回路数为 4 回及以上时，宜采用双母线接线；当出线和变压器等连接元件总数为 10~14 回，可在一条母线上装设分段断路器，15 回及以上时，在两条母线上装设分段断路器；也可根据系统需要将母线分段；一般性质的 220kV 新能源汇集站的 220kV 配电装置，出线回路数在 4 回及以下时，可采用其他简单的主接线。
- e) 220kV 新能源汇集站中的 110kV、66kV 配电装置，当出线回路数在 6 回以下时，宜采用单母线或单母线分段接线，6 回及以上时，可采用双母线、双母线分段接线或采用单母线接线，并根据主变数量设置母线分段数量；35kV、10kV 配电装置宜采用单母线接线，并根据主变数量设置母线分段数量。
- f) 110kV 变电站的 110kV 电气主接线可采用单母线分段接线。
- g) 在满足供电安全可靠的条件下，宜简化接线，同时考虑远期扩建方便，减少停电次数。

10.2.2 主变规模

- a) 新建的500kV变电站的最终规模一般为 $4 \times 1000\text{MVA}$ 。经论证后远景主变变电容量需求不大的区域可采用 $4 \times 750\text{MVA}$ ，并留有改造成 $4 \times 1000\text{MVA}$ 的可能性。
- b) 新建的220kV变电站的最终规模一般选择为 $3 \times 240\text{MVA}$ 。经论证后远景主变变电容量需求不大的区域可采用 $3 \times 180\text{MVA}$ ，并留有改造成 $3 \times 240\text{MVA}$ 的可能性。
- c) 新建的110kV变电站主变容量以50MVA为主。

10.2.3 出线规模

- a) 新建的500kV的500kV最终出线规模一般为8回，220kV出线一般为16回。
- b) 新建220kV变电站的220kV最终出线规模一般为8回，电厂集中区域可根据需要增加出线规模。110kV出线一般为14回。
- c) 低压侧为35kV且考虑出线时，出线回路数按8回考虑。
- d) 新建的110kV变电站的110kV进线按2~4回考虑。

10.2.4 变压器型式

包括变压器本体、分接开关等。

- a) 主变压器容量宜根据清洁能源接入情况、当地供电条件、负荷性质、运行方式等条件综合确定。
- b) 新能源汇集站容量宜根据各类型新能源额定装机容量及其出力同时率综合确定。
- c) 新能源汇集站主变压器宜选用油浸式。
- d) 500kV 主变一般采用无载调压变压器。对于水电等地方电厂较为集中、电压波动较大的区域，经论证可采用有载调压变压器。
- e) 新能源汇集站 110（66）kV~220kV 宜选用有载调压变压器。
- f) 新能源汇集站的电压等级选择应充分考虑周边电源的接入需求，同时是统筹考虑电源接入的总体规模来确定高压侧的电压等级，一般选取 2~3 个电压等级，常规电压等级选择有：500/220/35kV、220/110/35（20）kV、220/110/10kV 等。

10.2.5 电能质量治理

结合经济技术考虑，需采取电能质量治理时，新能源场站应预留电能质量装置安装场地，必要时进行加装。

11 电力线路规划设计

11.1 一般规定

11.1.1 输电线路路径方案应具有运行安全性、经济性、合理性，结合地方政府总体规划，统筹规划输电线路走廊，优化线路方向，提高走廊利用率。

11.1.2 对输电线路的路径方案应进行综合技术经济比较，方便运行维护。输电线路路径选择应重点解决线路路径的可行性问题，避免出现颠覆性因素。每个线路应选择 2~3 个可行的线路路径方案。

11.2 选线原则

11.2.1 结合电网规划，统筹考虑新能源送出线路路径，在考虑导线截面时应根据近远期规划需要，留有一定发展余地。

11.2.2 架空线应合理规划布置，尽可能节约输电走廊的同时，避免交叉。

11.2.3 根据选线工作开展情况，必要时另行开展输电走廊规划专题研究。

12 安全稳定控制系统

12.1.1 应依据 GB 38755 所规定的安全稳定标准配置安全稳定控制系统。根据系统稳定的需要，结合实际电网设施的可控性及现有安全稳定控制装置生产应用情况，确定安全稳定控制系统的配置方案。

12.1.2 涉及 220kV 及以上电压等级电网的安全稳定控制装置应按双重化配置，每一套装置应具备完整、独立的功能，其中一套装置因故障或检修退出运行时，不应影响另一套装置的正常运行。

12.1.3 备用电源自投装置、低频低压减载装置应独立配置或与站域控制保护装置集成。