

¿Por qué es importante la ley de energías renovables para el mercado energético alemán?

- El futuro diseño de los mecanismos de apoyo a las renovables deberían garantizar que las energías renovables sigan creciendo rápidamente, al tiempo que apoyan mejor al sistema eléctrico en su conjunto, según Aurora Energy.



¿Por qué es importante la ley de energías renovables para el mercado energético alemán?

<https://elperiodicodelaenergia.com/por-que-es-importante-la-ley-de-energias-renovables-para-el-mercado-ene...>

José A. Roca

Lunes, 20 abril 2026

El futuro diseño de los mecanismos de apoyo a las renovables deberían garantizar que las energías renovables sigan creciendo rápidamente, al tiempo que apoyan mejor al sistema eléctrico en su conjunto, según Aurora Energy

Pocas regulaciones han dado forma a la expansión de la energía renovable en Alemania de manera tan profunda como la Ley de Energías Renovables (EEG). Con el marco actual de subvenciones acercándose a su fin, los responsables políticos se enfrentan a una cuestión crítica: ¿cómo deberían diseñarse los futuros mecanismos de apoyo para garantizar que las energías renovables sigan creciendo rápidamente, al tiempo que apoyan mejor al sistema eléctrico en su conjunto?

Como parte de un proyecto conjunto con Vestas sobre el futuro marco de inversión para la energía eólica terrestre, **Aurora Energy Research** ha explorado varios elementos clave actualmente en debate en la reforma de la EEG y sus implicaciones para los inversores, la eficiencia del sistema y los resultados del mercado eléctrico.

Subvenciones basadas en la producción vs. basadas en el potencial

Un pilar central de la reforma de la EEG es cómo deben determinarse los pagos de apoyo.

Las subvenciones basadas en la producción, que se asemejan a la estructura actual de la EEG, vinculan los pagos directamente a la generación real. Son relativamente simples de implementar y familiares para los participantes del mercado. Sin embargo, dependiendo de su diseño, pueden distorsionar el mercado diario, especialmente si largos períodos de referencia debilitan las señales de precios a corto plazo.

Las subvenciones basadas en el potencial, por el contrario, están vinculadas a la generación esperada en lugar de a la producción real. Estos modelos pueden reducir las distorsiones del mercado y alinear mejor los incentivos con las necesidades del sistema, además de proteger frente a los riesgos de precios. Sin embargo, crean un nuevo tipo de riesgo llamado riesgo de perfil, que puede implicar una complejidad administrativa significativa, y aún no se han probado a gran escala.

En general, las decisiones sobre parámetros específicos son críticas y pueden tener un gran impacto. Incluso dentro de sistemas basados en la producción, elementos de diseño como períodos de referencia más cortos o mecanismos dinámicos de recuperación pueden reducir significativamente las distorsiones y mejorar los resultados del sistema. Estos enfoques híbridos buscan capturar las ventajas de ambos modelos.

Aurora llega a la siguiente conclusión: algunos ajustes “híbridos” a los CfD basados en producción pueden contribuir en gran medida a resolver problemas potenciales sin causar tanta disrupción como los CfD basados en el potencial.

Reembolso dinámico: evitando paradas ineficientes

Otro ajuste aparentemente técnico, pero con efectos significativos en el mercado, se refiere al mecanismo de reembolso dinámico en la EEG reformada.

Según la propuesta actual, los generadores deben devolver subvenciones en años de altos ingresos. Si los reembolsos se calculan en un período de referencia largo (por ejemplo, anual), los operadores pueden estimar su exposición esperada con bastante certeza, apoyados en previsiones de precios de la electricidad. En principio, esto proporciona previsibilidad bajo un contrato por diferencia (CfD) bilateral.

Sin embargo, esto crea un problema en períodos de precios bajos pero aún positivos. Si el pago efectivo cae por debajo de los costes variables de operación de una planta o se vuelve negativo, los generadores pueden verse incentivados a detener su producción, incluso cuando los precios del mercado siguen estando por encima de sus costes operativos. Esto no es un problema teórico: en la primera mitad de 2025, alrededor del 8% de la generación eólica se produjo a precios positivos por debajo de 20 €/MWh. Desde la perspectiva del sistema, esto representa electricidad valiosa y sin carbono que corre el riesgo de perderse.

Una solución propuesta es limitar dinámicamente los reembolsos, garantizando que las plantas siempre recuperen al menos sus costes variables de operación, lo que puede considerarse como el “ingreso mínimo”. Mientras los precios se mantengan positivos y por encima de los costes variables, los generadores continuarían operando, eliminando incentivos a paradas ineficientes. Si los precios

caen por debajo de los costes variables, las paradas seguirían produciéndose, preservando un comportamiento eficiente del mercado.

Si se asigna mediante licitaciones competitivas, este ajuste no debería aumentar los costes para los contribuyentes.

La conclusión de Aurora es que los límites dinámicos al reembolso mejoran la eficiencia del sistema sin debilitar las señales de inversión.

Precios negativos: gestionar el riesgo sin perjudicar la liquidez

Por último, la reforma debe abordar el aumento de la frecuencia de precios negativos de la electricidad. Desde 2021, el número de horas con precios negativos ha aumentado de 139 a casi 575 al año.

Según las reglas actuales, las subvenciones de la EEG se suspenden durante períodos de precios negativos para incentivar la reducción de la producción. Este es un enfoque eficiente desde la perspectiva del sistema. Sin embargo, expone a los operadores a un riesgo creciente de ingresos: en años con muchas horas de precios negativos, el volumen real de subvenciones disminuye significativamente.

Para compensarlo, la EEG actualmente amplía el período de apoyo en la duración de los intervalos de precios negativos, añadiéndolos efectivamente al final del período de subvención de 20 años.

Este enfoque tiene inconvenientes. Debido al descuento financiero, aplazar los ingresos al final de un proyecto reduce significativamente su valor en el momento de la inversión y puede afectar negativamente a la liquidez. En un CfD bilateral, incluso puede prolongar las fases de reembolso si los valores de mercado superan los precios de ejercicio al final de la vida del proyecto.

Una solución alternativa ajusta el propio precio de ejercicio en función del número de horas con precios negativos en un año determinado, en lugar de ampliar el período de subvención.

Esto adelanta los ingresos, mejora la liquidez y ofrece una protección más eficaz frente al riesgo de precios negativos, al tiempo que se mantiene mejor alineado con estructuras CfD bilaterales.

La conclusión clave, según Aurora, es que ajustar los niveles de subvención es una respuesta más favorable para la inversión frente a los precios negativos que ampliar los períodos de apoyo.

La reforma de la EEG representa una oportunidad poco frecuente para recalibrar los incentivos —no solo para sostener el despliegue de energías renovables, sino también para integrarlas mejor en un sistema eléctrico con creciente volatilidad de precios y necesidades de flexibilidad.

En el diseño de las subvenciones, los mecanismos de reembolso y el tratamiento de los precios negativos, el mensaje es claro: la eficiencia del sistema y la certidumbre de la inversión dependen de decisiones de diseño cuidadosas y detalladas. Acertar en estos detalles será esencial para la próxima fase de la transición energética de Alemania.