

Subastas de renovables: La importancia de acertar con el sistema

Luis Polo Gómez

Director General de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Que el mundo está viviendo una transición energética de los combustibles fósiles a las renovables es un hecho que a estas alturas casi nadie discute. Lo que sí está en discusión a lo largo y ancho del globo es el mejor sistema para afrontar con éxito esta importante transición, encontrando el equilibrio que garantice la sostenibilidad a largo plazo.

El sistema de apoyo perfecto a las renovables no existe. Una rápida mirada a nuestro alrededor nos permite apreciar que los países que quieren lograr una implantación masiva de las renovables (India, China...) apuestan por sistemas expansivos como son el *feed in tariff* o el *feed in premium*, en los que el productor de energía renovable tiene derecho a vender toda la energía generada a la red eléctrica, por lo que recibe un precio fijo o bien el precio horario de mercado más un incentivo. La energía producida tiene garantizado el acceso prioritario a la red y el periodo de vigencia de los incentivos es de 12 a 20 años.

Los certificados verdes están menos extendidos, pero países como Suecia, Noruega, Bélgica, Polonia y Rumanía han apostado por ellos. El regulador impone a las distribuidoras o generadoras la obligación de que

un porcentaje de su energía provenga de energías renovables. Para cumplir con esta obligación, cada comercializadora debe entregar un certificado verde por cada MWh de energía que suministra, que es vendido por el generador de energía renovable en base a su producción efectiva, a través de un mercado organizado al efecto, o directamente a las empresas distribuidoras/generadoras. Los ingresos de los productos tienen dos componentes: el precio del mercado más el valor del certificado verde.

El de los incentivos fiscales es el método elegido por Estados Unidos, otro de los grandes productores renovables del mundo. Se promueve la realización de proyectos a través de beneficios fiscales de la inversión en los proyectos eólicos o de forma indirecta en las actividades recurrentes de los inversores diferentes a los parques eólicos.

Libre acceso al mercado

Todos estos sistemas parten del principio de libre acceso al mercado: el inversor desarrolla un proyecto y luego busca las autorizaciones que le van a permitir construir y empezar a percibir tanto los ingresos del mercado, como los incentivos previstos por

la región o el Estado. Las subastas son una puerta de entrada distinta a la hora de conceder incentivos: al nacer con el objetivo de reducir los volúmenes de apoyo necesarios para el despliegue de las renovables, las empresas puján por los incentivos, de modo que sólo los perciban los proyectos que, en principio, son más competitivos. Tras unos inicios con pobres resultados en Europa en la década de los noventa, las subastas comenzaron a extenderse en vías de desarrollo, como Brasil, Sudáfrica o Perú. Y hoy se están imponiendo en mercados más maduros, como el europeo. Al haber muchos tipos de subastas, el reto es acertar con un sistema que permita balancear el doble objetivo de atraer inversión en renovables sin comprometer en exceso los recursos del Estado.

Para los gobiernos, la principal ventaja es que la celebración de subastas a la baja les permite limitar los incentivos. Pero se encuentran con que a menudo no se llevan a cabo los proyectos, por lo que no se consiguen los objetivos que se perseguían inicialmente. Este riesgo se acrecienta en el caso de la eólica debido a la complejidad del desarrollo de los proyectos por el elevado tiempo que lleva la concesión de

permisos por parte de diferentes tipos de autoridades y la necesidad de que haya una amplia aceptación a nivel local.

Como decíamos, Europa camina inexorablemente hacia las subastas. La hoja de ruta sobre ayudas de estado en Energía y Medio Ambiente de la Comisión Europea requiere que, de cara a 2017, la adjudicación de los apoyos a las renovables se realice a través de sistemas de subastas, con el fin de aumentar la eficacia de los precios y limitar las distorsiones en la competencia. Las únicas excepciones serán los proyectos a pequeña escala, los casos en los que hay riesgo de que se presenten pocas ofertas o en los que las posibilidades de que se instalen los proyectos sean reducidas. La decisión está tomada, pero surgen dudas. Por ejemplo, qué ocurrirá si los precios que fijen las autoridades de un país contradicen las reglas de un mercado único europeo liberalizado. O si las subastas incrementarán la eficacia de la financiación (que se logre hacer más con menos) frente a los sistemas existentes o si, por el contrario, serán un freno a los proyectos e impedirán que se cumplan los objetivos europeos a 2020 y 2030.

La Comisión pide que haya más cooperación entre Estados en esta materia, de modo que se avance hacia una mayor armonización en los sistemas de apoyo de los diferentes países. En Europa dominan los sistemas de *feed in tariff* y *feed in premium*, como era el caso en España antes de la Reforma Energética. Hoy por hoy, además de nuestro país, sólo en Holanda se fijan las tarifas en base a subastas para la eólica terrestre; se espera que desde finales de este año se incorporen también otros como Alemania y Polonia.

De cara a la transición entre un sistema y otro, los expertos recomiendan una serie de pasos: para empezar, que se hagan

análisis exhaustivos del mercado a la hora de diseñar los procesos de subastas; que se organicen subastas piloto para adquirir experiencia, ya que los procesos mal hechos acaban por encarecer los proyectos o impiden que estos se instalen; y que se garantice la concurrencia de un número suficiente de empresas para garantizar una competencia saludable.

En España se celebró a principios de año la primera subasta de renovables de la historia, de 500 MW eólicos y 200 MW de biomasa. La Reforma Energética estableció el final de los incentivos para las nuevas instalaciones renovables, pero el Gobierno se reserva el derecho a convocar subastas cuando necesite lograr un aumento de la potencia renovable en un determinado periodo de tiempo. En estos momentos, este es el caso si quiere cumplir con los objetivos europeos a 2020, que son vinculantes.

Un resultado sorprendente e inesperado

El resultado de esta primera subasta, sorprendente e inesperado como veremos después, es un claro ejemplo de la importancia de seguir los manuales de buenas prácticas a la hora de diseñar los procesos: en España, ni se ha consultado al sector sobre el diseño, ni se han hecho subastas piloto o habilitado un periodo de adaptación. Eso sí, la competencia ha sido elevada, sobre todo porque el sector llevaba años paralizado como consecuencia de la moratoria verde de 2012.

En Alemania estamos viendo el caso contrario: Gobierno y sector llevan dos años debatiendo cuál es el mejor modo de hacer la transición a las subastas. El Ejecutivo pretende frenar el ritmo de instalación de la eólica terrestre de 4.000 MW anuales a 2.900 MW. Pero, antes de tomar decisio-

nes, se plantea realizar una subasta piloto de 600 MW fotovoltaicos. Según las recomendaciones de la Comisión, "en la fase de transición de 2015 y 2016, la ayuda para al menos el 5% de la nueva potencia renovable proyectada debe ser concedida a través de subastas basadas en criterios claros, transparentes y no discriminatorios".

No va a resultar tan fácil poner orden a la vista de las diferencias entre países, aunque las renovables en su conjunto han vivido un buen 2015 en Europa. La potencia eólica aumentó en 12,8 GW, lo que la convierte en la tecnología que más crece en la región en términos de megavatios instalados, por ser la más madura y barata de construir (en el caso de la eólica terrestre). Sin embargo, hay que tener en cuenta que el 47% de las nuevas instalaciones eólicas europeas se concentraron en un único país: Alemania. Mientras tanto, en España no se instaló ni un solo megavatio eólico como consecuencia de la Reforma Energética, esa normativa retroactiva que ha sumido a España en una importante inseguridad jurídica.

¿Por qué esta diferencia tan abrumadora? Parafraseando al presidente norteamericano Bill Clinton, es la política regulatoria, estúpido. En Alemania, hay un plan serio y estructurado para afrontar esa transición energética de la que hablábamos al principio. En España, no. De hecho, según un informe publicado el pasado 10 de febrero por la Comisión Europea con investigación de Ecofys, Fraunhofer y Eclareon, el diseño de los sistemas de apoyo a las renovables es considerado como la barrera más importante a su desarrollo en los Estados miembros, así como uno de los factores que supone más riesgo y, por tanto, encarece la implantación de proyectos.

Esa es precisamente una de las recomendaciones de buenas prácticas más extendi-

da. Aunque, como decíamos, no existe un sistema ideal porque cada país tiene sus propias características y circunstancias, sí hay una serie de aspectos que es importante tener en cuenta. En el documento *Opciones de diseño para las subastas de energía eólica*, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, según sus siglas en inglés) esboza las líneas maestras en las que deben fijarse las autoridades a la hora de optar por un sistema u otro.

EWEA parte de la base de que las subastas son un sistema efectivo siempre que estén bien diseñadas, ya que pueden minimizar el riesgo de cambios abruptos o retroactivos en los sistemas nacionales. Asegura que la experiencia muestra que la efectividad de las subastas está, en gran parte, en los detalles, y enumera una serie de defectos basados en experiencias pasadas: incertidumbre de los inversores sobre el precio; ofertas demasiado bajas para asegurarse la victoria pero sin lógica económica, por lo que los proyectos no se han realizado; procedimientos demasiado complejos y riesgos financieros que han desanimado a pequeñas empresas a participar; proyectos seleccionados sin tener en cuenta los impactos ambientales, lo que ha provocado oposición ciudadana y, en última instancia, la no instalación del parque; proyectos elegidos sin tener en cuenta la distribución territorial, lo que lleva a algunas áreas geográficas a estar sobre solicitadas y a otras, a ser ignoradas; escasa competencia y, por lo tanto, ningún incentivo a bajar los precios.

Para que el sistema sea eficaz, es necesario que haya un equilibrio entre la reducción a los incentivos que se van a otorgar y la materialización de los proyectos. Si, además, supone un incentivo para la I+D, de modo que haya espacio para el desarrollo de tecnologías de vanguardia, estupendo.

La importancia de la planificación

Antes de decidirse por un sistema de subastas u otro, los reguladores de un país deben contar con un marco regulatorio estable que incluya una planificación de renovables a largo plazo que, a su vez, lleve aparejada un presupuesto público. Deben tener claro el estado de la industria, si hay cadena de suministro local suficiente o habrá que recurrir a las importaciones. Y asegurarse de que las subastas son el mejor método para cumplir con los objetivos fijados.

Es muy importante que la introducción de un sistema de subastas no traiga consigo cambios retroactivos en la regulación, lo que se consigue con un periodo de transición en el que las empresas se adapten. También lo es que las subastas no sean aisladas, sino que se convoquen con la suficiente anticipación, de modo regular, con calendarios que permitan planificar. Además, el proceso ha de ser transparente y abierto al mayor número posible de participantes.

Con todo esto en mente y tras haber consultado con las empresas que, en definitiva, son las que han estudiado más a fondo los sistemas y en muchos casos cuentan con experiencia internacional, llega el momento de que el regulador elija las características de la subasta. Las opciones son muchas.

-Organización y selección territorial: las subastas pueden ser centralizadas (son las autoridades las que eligen las zonas de instalación de parques) o descentralizadas (los promotores presentan los proyectos que consideran oportunos).

-Criterios de precalificación y multas: licencias preliminares, permisos territoriales, puntos de conexión, financiación ase-

gurada... Sirven para disuadir a las empresas que no están 100% comprometidas con los proyectos, de modo que sólo se presenten las que tienen verdadero interés. Es un modo de asegurar que los parques se instalen.

-El incentivo en sí: se puede remunerar la producción (euros/MWh), lo que incentiva a los parques a producir más, o la potencia instalada (euros/MW). En este último caso, las autoridades saben siempre lo que tienen que pagar, independientemente de la generación de cada planta.

-Diferenciación por tecnologías: existe la posibilidad de hacer subastas por tecnología o que todas las renovables compitan entre sí. En este último caso, el riesgo es que las adjudicaciones vayan exclusivamente a las más baratas, como la eólica *onshore*, dejando fuera a tecnologías con potencial para futuros recortes de costes, como las tecnologías solares.

-Mecanismos de fijación de precios: los mecanismos de sobre cerrado suponen que todas las ofertas se remiten en un periodo de tiempo y no se dan a conocer. En los de reloj ascendente o descendente, el subastador establece un precio que sube o baja durante el proceso hasta que un ofertante acepta un determinado nivel de precios. El sistema híbrido combina los dos anteriores.

-Método de pago: O bien cada adjudicatario recibe el precio de su propia oferta, o todos se llevan la más alta de las adjudicadas (sistema marginalista).

Con todo esto en mente, veamos ahora punto por punto las características de la primera subasta española y el por qué de su extraño resultado. Nuestro Gobierno –sin consultar al sector– optó por una subasta aislada, de

pequeño volumen y por un sistema aún más laxo que el descentralizado, ya que los promotores no estaban obligados siquiera a presentar proyectos concretos. No se exigieron criterios de precalificación más allá de un aval de 20.000 euros/MW, en absoluto disuasorio: cualquier empresa que quisiese adquirir experiencia en subastas, aunque no tuviese proyectos en estado avanzado, podía presentarse. Esto conlleva el riesgo de que los proyectos no lleguen a materializarse.

Además, se remuneraba la capacidad en función de una compleja fórmula (las ofertas se hacían no por precio, sino por descuento en el CAPEX, el coste de la inversión), lo que implica que no existen incentivos para producir más, sólo para invertir. A más a más, la complejidad de la fórmula pudo llevar a confusión y hacer pensar a alguno que una oferta a cero implicaba un suelo que en realidad no hay.

Se apostó únicamente por dos tecnologías: la eólica, en la creencia de que supondría un aliciente para repotenciar parques en vez de instalar nuevos (no ha sido así, porque en España no existe una regulación que haga viable económicamente la sustitución de aerogeneradores antiguos por otros de mayor potencia); y la biomasa, por la capacidad de gestión que aporta al sistema y su implantación en mercados locales. Se optó por un mecanismo de sobre cerrado (nada que objetar) y por un sistema marginalista, que llevó a muchas empresas a hacer ofertas muy bajas para asegurarse la adjudicación, contando con que al final cobrarían lo mismo que la puja más alta. Con lo que nadie contaba es con que hubiese tantas ofertas tan bajas que ninguno de los adjudicatarios tendría derecho ni a incentivos, ni a un suelo que garantizase compensaciones tras el primer semiperíodo regulatorio (la regulación establece que, cada tres años, se revisará la retribución percibida en función

de la senda de precios; las empresas que se hayan quedado por debajo de lo previsto por el Gobierno dentro de unos determinados límites, serán compensadas hasta alcanzar la rentabilidad razonable del 7,5%). En el ensayo que tuvo lugar unos días antes de la subasta, las ofertas casaron a un 53% de descuento sobre el CAPEX (donde estaba el corte para obtener una Retribución a la Inversión, Rinv, cero, pero también la posibilidad de percibir una compensación llegado el momento).

Un sector paralizado

Si a esto se suma que fue una subasta aislada en un contexto en el que el sector llevaba más de dos años paralizado por la moratoria verde que había dejado en el aire unos 10.000 MW adjudicados en diferentes concursos autonómicos, y que el volumen fue muy escaso (500 MW es muy poco si se tiene en cuenta que el volumen habitual superaba los 1.000 MW anuales en nuestro país), había muchas papeletas para que el resultado fuese inesperado, como finalmente ocurrió. Contra todo pronóstico, el grueso de los proyectos adjudicados fue para tres empresas: Energías Eólicas de Aragón (300 MW), Jorge Energy (100 MW) –ambos ligados a la Familia Samper– y EDPR (93 MW).

En definitiva, la falta de comunicación del Gobierno con el sector respecto al diseño de las subastas y la apuesta por un método nuevo, no probado antes en ningún sitio del mundo (como ya había ocurrido con el sistema nacido con la Reforma Energética) ha provocado un resultado cuando menos sorprendente. E indeseado.

La realidad es que el sector eólico tenía muchas esperanzas puestas en esta primera subasta de potencia renovable de la historia de España. Aunque las condiciones estu-

viesen lejos de ser idóneas, la convocatoria abría la posibilidad de instalar los primeros parques con incentivo desde la moratoria verde de 2012. Y suponía el reconocimiento por parte del Gobierno de que España necesita más eólica para poder cumplir con los objetivos europeos a 2020. Por desgracia, el resultado no invita a la celebración, porque ni las empresas ni los consumidores ganan con el resultado.

Los promotores se encuentran en peor situación que antes porque la subasta arroja señales equívocas sobre la realidad del sector en España: el hecho de que los 500 MW eólicos adjudicados se vayan a instalar sin ningún tipo de retribución regulada no quiere decir que la eólica esté lista para acometer instalaciones a gran escala a precio de mercado (no olvidemos que todas las tecnologías, incluidas las convencionales, reciben algún tipo de ayuda de los Estados). Lo que significa es que hay proyectos concretos que sí pueden hacerlo, ya sea por sus circunstancias económicas, su avanzado estado de instalación o por el elevado número de horas de viento de los emplazamientos, entre otros posibles motivos. Como decíamos, tras la moratoria de 2012 se paralizaron unos 10.000 MW eólicos adjudicados en los distintos concursos autonómicos, unos proyectos que hoy se encuentran en diferentes situaciones, algunos de ellos en circunstancias singulares (incluso con inversiones ya realizadas).

Tampoco sale ganando la industria eólica española que, tras varios años de travesía del desierto en España (en 2014 y 2015 las empresas exportaron el 100% de las máquinas fabricadas en nuestro país), confiaba en que la subasta reactivase el mercado. Sin embargo, es posible que las empresas adjudicatarias tengan que comprar aerogeneradores en el extranjero, a menor coste y con peor calidad.

Respecto a los consumidores, sólo veremos los beneficios si los parques que han sido adjudicados consiguen financiarse y funcionan con los niveles de calidad necesarios para contribuir a reducir el precio de la electricidad que pagamos los españoles.

España tampoco gana, porque ha vuelto la incertidumbre y el cumplimiento de nuestros compromisos internacionales está en duda. La Planificación Energética a 2020, fundamental tanto para cumplir con los objetivos europeos como con los acuerdos sobre reducción de emisiones alcanzados el pasado diciembre en París, exige que se instalen 6.400 MW eólicos (5.900 si se restan los 500 MW de la subasta ya celebrada), según las estimaciones del propio Gobierno. Para ello, son necesarias unas inversiones cercanas a 8.000 millones de euros en cuatro años, impensables sin unos incentivos que las atraigan y una cierta garantía de estabilidad.

Los 23.000 MW instalados en España desde los años noventa se hicieron al amparo de una regulación que buscaba un crecimiento lo suficientemente rápido como para ir eliminando con celeridad la dependencia energética de nuestro país de los combustibles fósiles. Y se hizo con éxito, con unos incentivos que compensaban los elevados costes tecnológicos y de inversión de entonces. Hoy la tecnología ha evolucionado y permite que los incentivos sean más reducidos, pero aún es pronto para que se eliminen si realmente se quieren atraer las inversiones necesarias para cumplir con los compromisos internacionales.

De cara a 2020, hay que correr. Para cumplir con Europa es necesario convocar nuevas subastas cuanto antes, sí, pero es fundamental aprender de los errores y acertar con el sistema. ¿Cómo se pueden mejorar las futuras subastas en nuestro país? Para

empezar, es necesario un calendario de pujas a celebrarse antes de finales de 2017 por la totalidad de la potencia identificada por el propio MINETUR. Y que la fecha límite para la puesta en marcha definitiva sea el primer semestre de 2020 para que ese año todas las nuevas instalaciones contribuyan al cumplimiento del objetivo de la Directiva de renovables.

Con el fin de minimizar el riesgo de no materialización de los nuevos parques —el ratio de megavatios construidos frente a los adjudicados ha sido inferior al 50% en muchos de los países en los que se han celebrado subastas—, es fundamental que haya un proceso de precalificación para participar en las pujas que incluya solicitar capacidad legal, técnica y económica suficiente a los participantes; que se identifiquen los proyectos concretos ofertados dentro del cupo del ofertante (con posibilidad de cambiar entre proyectos concretos, previa notificación al MINETUR); y que aumente la garantía para la participación en la subasta y para los proyectos adjudicatarios.

Asimismo, se debe establecer un sistema de seguimiento por parte del MINETUR que sirva para priorizar los proyectos adjudicatarios para la obtención de DIAs (Declaraciones de Impacto Ambiental) y Autorizaciones Administrativas, y hacer una evaluación periódica de los avances en la realización de los proyectos. Se tiene que supervisar el posible cambio entre proyectos concretos por parte del mismo promotor, previa notificación al MINETUR, así como la transmisión de los derechos adjudicados, que debe permitirse sólo cuando el comprador cumpla con los mismos requisitos que se le hayan exigido al adjudicatario.

En caso de detectarse que hay megavatios adjudicados no realizables y/o que la potencia subastada no es suficiente para

el cumplimiento del objetivo, se debería convocar una nueva subasta (si se trata de cumplir a tiempo para 2020, debería ser a principios de 2019 como muy tarde). Las nuevas instalaciones deberán verter electricidad a la red antes de finales de 2020. A los proyectos que participen en esta subasta, se les debe requerir el punto de conexión a la red concedido y la DIA aprobada para asegurar su rápida materialización.

Una vez establecido el calendario, se podría fijar algún tipo de metodología conocida y previsible que, en función de los incrementos de demanda, de la previsión de precios de mercado y del grado de cumplimiento de los objetivos del año 2020, permitiera a los inversores tener la máxima visibilidad y toda la información necesaria para poder elegir en qué subasta participar de una manera ordenada. El calendario debería incluir la expectativa mínima de potencia objeto de cada subasta que, a juicio de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), no debería situarse por debajo de los 2.000 MW.

La revisión de la Reforma Energética

Si bien la convocatoria de subastas es importante, nuestros gobernantes no deben perder de vista que hay asuntos regulatorios que deben resolverse cuanto antes si queremos que España recupere su atractivo inversor en eólica. Ante todo, debe volver la seguridad jurídica y la estabilidad regulatoria.

España tiene 23.000 MW eólicos instalados, con los que se genera el 20% de la electricidad que necesita el país. Y la eólica es la segunda tecnología que más energía eléctrica ha generado en los últimos cuatro años. Pero desde 2013 ha visto reducidos sus ingresos en 1.500 millones de euros como consecuencia de los recortes introdu-

cidos por la Reforma Energética, la industria no ha tenido ni un solo pedido para el mercado nacional desde 2011 y el sector ha perdido el 50% de su empleo desde 2008.

¿Qué necesita la eólica para volver a ser un vector de crecimiento de la economía y el empleo? Para empezar, una revisión de la Reforma Energética que dé estabilidad regulatoria a las instalaciones existentes y dé un respiro a su situación económica, con dos factores fundamentales: la eliminación de la posibilidad de que la rentabilidad sea revisable cada seis años y la supresión de los límites de cálculo del precio de mercado en un momento en el que hay superávit en el sistema eléctrico. En segundo lugar, serían deseables cambios en la fiscalidad de la energía que promuevan el desarrollo renovable. Por ejemplo, la eliminación de los cánones eólicos en algunas comunidades autónomas.

La energía eólica está liderando la transición desde los combustibles fósiles en el mundo. En 2015, fue la tecnología más instalada tanto en Europa como en Estados Unidos.

Y estamos viendo nuevos mercados que se abren en África, Asia y América Latina, que se convertirán en los líderes del mercado de la próxima década.

Mientras tanto, España languidece. La última legislatura ha sido la menos eólica desde 2000, ya que sólo se han instalado 1.932 MW como resultado primero de la moratoria verde y después, de la Reforma Energética. Es más, desde que entró en vigor el nuevo sistema retributivo en 2013, sólo se han instalado 27 MW, un 1,4% del total acumulado en la legislatura.

La coyuntura es inmejorable para reactivar el sector renovable. El coste de capital está más bajo que nunca en la historia, los costes de los combustibles fósiles y de las materias primas están a niveles de hace 10 años, los costes de fabricación y de las obras de instalación son bajos, y la demanda de electricidad vuelve a crecer. Además, España cuenta con una industria eólica propia que destina sus esfuerzos a exportar pero que, si se reactiva el mercado

nacional, podría consolidar su permanencia en las diferentes comunidades autónomas donde se ubica, en términos de actividad, ingresos, fiscalidad y empleo.

Con una buena planificación y mejoras económicas para las instalaciones más afectadas por la Reforma Energética y una legislación que de visibilidad a los inversores a largo plazo, se puede recobrar la confianza del sector empresarial eólico, con evidentes beneficios en términos de actividad económica, mejora medioambiental, creación de empleo, reducción de importaciones de combustibles fósiles, y bienestar para toda la sociedad.

No es el momento de andarse con tibiezas. El nuevo Gobierno debe mostrar ambición en materia de renovables, en general, y en eólica, en particular, si quiere mantener el liderazgo en el sector y que la industria se quede en España. Y, aunque efectivamente, acertar en el diseño de las futuras subastas es importante, hay otros muchos factores que abordar. Es mucho lo que está en juego. ■