Comisión de Regulación
de Energía y Gas

# ENERGÍA REACTIVA
# REVISIÓN DE ESTÁNDARES

**DOCUMENTO CREG 901 017**

**01 DE AGOSTO DE 2023**

# TABLA DE CONTENIDO

**1 ANTECEDENTES ..... 3**

**2 INFORMACIÓN GENERAL ..... 7**

**3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA ..... 9**

**4 OBJETIVOS ..... 9**

**5 ALTERNATIVAS ..... 10**

**6 ANÁLISIS DE IMPACTOS ..... 11**

**7 ANÁLISIS DE LA PROPUESTA ..... 11**

7.1.1 Estándares internacionales ..... 11

7.1.2 Análisis numéricos ..... 13

**8 CONSULTA PÚBLICA ..... 18**

**9 INDICADORES DE SEGUIMIENTO ..... 18**

**10 CONCLUSIONES ..... 19**

**11 ANEXOS ..... 20**

11.1 INDICADORES ESTADÍSTICOS - ENERGÍA REACTIVA CAPACITIVA ..... 20

11.2 TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA CAPACITIVA ..... 20

11.2.1 Energía capacitiva por nivel de tensión ..... 23

11.2.2 Transporte de energía reactiva capacitiva – por OR ..... 27

**ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

# 1 ANTECEDENTES

En ejercicio de sus funciones, la Comisión ha adoptado varias disposiciones para regular el tema de la energía reactiva en el sistema:

a) **Resolución CREG 024 de 1995:** por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

   Esta resolución establece que la potencia reactiva es un servicio asociado a la generación de energía y es considerada como un servicio complementario.

b) **Resolución CREG 025 de 1995**: por la cual se establece el código de redes como parte del reglamento de operación del Sistema Interconectado Nacional.

   En ella se indica que los generadores deben proveer control de tensión y potencia reactiva debido a que dicha potencia es un servicio asociado a la generación. También, establece la necesidad de compensación reactiva como parte del análisis de planeamiento operativo y los equipos que se usan para ello (condensadores y reactores). Finalmente, dispone que el CND debe supervisar en tiempo real los flujos de potencia reactiva por las líneas y transformadores y la generación reactiva de las unidades despachadas centralmente.

c) **Resolución CREG 009 de 1996:** por la cual se modifica y complementa la Resolución CREG 080 de 1995 y se adoptan decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica.

   Esta resolución establece que “cuando la energía reactiva registrada sea mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo periodo de facturación, las empresas liquidarán los excedentes sobre este 50% de esta energía reactiva con la tarifa de la respectiva energía activa”.

   Vale la pena indicar que un consumo de energía reactiva mayor o igual a un 50% de la energía activa consumida corresponde a un factor de potencia en la demanda igual a 0.9 (puntualmente, a 0.894). Según la revisión del marco regulatorio, esta resolución es la primera que establece cobros por consumo de reactivos en exceso sobre este límite.

d) **Resolución CREG 099 de 1997:** por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

   En esta resolución se reglamenta que el suministro y consumo de energía reactiva en el SIN es el 50% de la energía activa entregada a un usuario. Así, el exceso sobre este límite se considera como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema. Se aclara el hecho que la liquidación del exceso de la energía reactiva debe ser liquidada como energía activa con el cargo por uso.

e) **Resolución CREG 108 de 1997:** por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.

Allí se establece que el factor de potencia inductivo debe ser igual o superior a 0.90. A su vez, el OR debe exigir a aquellas instalaciones que violen este límite la instalación de equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva. Cabe resaltar que a diferencia de la Resolución CREG 009 de 1996, en esta resolución se especifica que el factor de potencia para el cual se exige la instalación de equipos de control y medición de energía reactiva es de naturaleza inductiva.

También, establece que en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica se controla el factor de potencia de los usuarios no residenciales, como también de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior al 1 (este aspecto fue derogado en la Resolución CREG 047 de 2004).

f) **Resolución CREG 070 de 1998:** por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Se establecen los requisitos generales de los equipos de medida, entre ellos los medidores de potencia reactiva y menciona que el factor de potencia de la carga conectada por el usuario no deberá ser inferior al establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o las normas que la modifiquen y sustituyan, esto es 0.90.

g) **Resolución CREG 082 de 2002:** por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Esta resolución incluye el exceso sobre el límite de energía reactiva (energía reactiva consumida por un usuario, sea mayor al 50% de la energía activa) en la liquidación mensual del cargo por uso del sistema.

También, indica que los OR pueden conectar equipos de medida de energía reactiva para aquellos usuarios residenciales, no residenciales o fronteras comerciales, con el fin de establecer cobro de energía reactiva.

h) **Resolución CREG 047 de 2004:** por la cual se modifica la resolución CREG 108 de 1997.

En esta normativa se define la potencia reactiva como la cantidad de kVArh transportados a través de las redes que conforman los STR y SDL registrados mediante los equipos de medida de energía reactiva ubicados en las fronteras comerciales de los respectivos usuarios.

Esta resolución modifica el artículo 25 de la 108 de 1997, indicando que el control del factor de potencia se da en el consumo de energía reactiva de los usuarios finales, para los que se liquida y cobra siguiendo el artículo 11 de la Resolución CREG 082 de 2002. De igual forma, se define que el cobro se calcula solamente con el componente de distribución y no con el valor total de la tarifa.

Finalmente, se indica que el OR puede exigir a las instalaciones que excedan el factor de potencia inductivo (0.90) que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

i) **Resolución CREG 097 de 2008:** por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En esta resolución se establece la función del comercializador como recaudador de los costos del transporte de energía reactiva en exceso. Relacionado con el transporte de energía reactiva, se especifica que en caso de que la energía reactiva consumida por un usuario del STR o SDL sea mayor al 50% de la energía activa que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema.

También, la resolución enuncia que los costos del transporte de la energía reactiva en exceso son recaudados por el comercializador.

Finalmente, se establece que el OR puede conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios o fronteras comerciales que, por su consumo de energía reactiva, estén obligados al pago de esta.

j) **Resolución CREG 015 de 2018:** por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Dicha resolución, en el capítulo 12, desarrolla todo lo relacionado con los causales de los costos de transporte de energía reactiva, como lo son los consumos de energía activa reactiva inductiva por parte de un OR y por el usuario final, a la vez que por mediciones de transporte de energía reactiva capacitiva (costo sobre la totalidad del registro).

También, “se exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva”.

En esta resolución se mantiene el estándar del factor de potencia en 0,9 para el caso del transporte de la energía reactiva inductiva mientras que establece que el factor de potencia para la energía reactiva capacitiva debe ser igual a la unidad (FP = 1), ante la ausencia de dicho estándar en el sistema.

Finalmente, esta resolución incluye un factor multiplicador M que influye en el cobro de un usuario que se encuentra por fuera de los límites (FP=0,9 en atraso o FP=1 en adelanto) de manera que, si no se realiza una corrección adecuada, el costo por energía reactiva crecerá mensualmente, hasta alcanzar un factor igual a 12.

El costo incremental del transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites a quien no haya corregido sus instalaciones particulares para evitarlo, es el principal incentivo para que dicho usuario alcance su motivación económica y pueda efectuar las correcciones particulares, en beneficio del resto de usuarios del sistema quienes soportan los costos de los problemas producidos por el transporte de energía reactiva en exceso (mayores pérdidas de energía, menor capacidad de transporte en la infraestructura disponible y variación de voltaje descontrolada), mientras el usuario que incurre en el transporte en exceso no efectúe las correcciones necesarias,

Así, los recursos aportados al sistema por parte de los usuarios que incurren en exceso sobre los límites son distribuidos entre los usuarios (50% disminuyendo las tarifas) y el OR del sistema afectado.

k) **Resolución CREG 119 de 2019:** por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

En esta resolución la Comisión aplaza la entrada en vigencia del crecimiento del factor M en un año, con el objeto de permitir que algunos usuarios pudiesen efectuar las inversiones necesarias para cumplir con los límites permitidos. los rangos permitidos.

Respecto al factor M, se tienen los siguientes cambios (ver Figura 1)

I. Cuando el exceso de energía reactiva se presente durante cualquier período horario, en 10 días o menos de un mismo mes calendario, entonces la variable M será igual a 1.

En caso contrario, si dicha duración se da por más de 10 días en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta circunstancia, contando desde los consumos del mes de enero de 2020. Este comportamiento se aprecia con la línea verde en la Figura 1.

II. A partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta M se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 6 (ver línea gris en la Figura 1) y se mantendrá durante 12 meses consecutivos (ver línea roja en la Figura 1).

III. En caso de persistir el consumo de energía reactiva en exceso, a partir del mes siguiente la variable continuará incrementándose mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12 (ver línea amarilla en la Figura 1).

IV. Si la energía reactiva sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable M reiniciará a partir de 1, en caso contrario, seguirá con un valor de 12 en la variable M (ver línea azul en la Figura 1).

Por último, el costo de transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el OR al comercializador que represente el usuario causante del transporte de energía reactiva, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final.

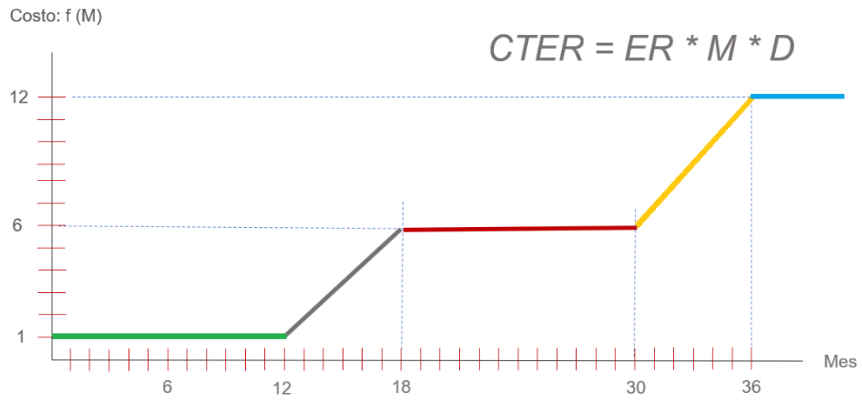



*Figura 1. Valores de la variable M según Resolución CREG 119 de 2019.*

l) **Resolución CREG 195 de 2020:** por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

Esta resolución modificó el parágrafo 1 del Artículo 16 la Resolución CREG 015 de 2018, aplazando nuevamente la entrada en vigencia de las disposiciones relacionadas con el factor M considerando que las inversiones de algunos usuarios, previstas para solucionar el tema de la energía reactiva, tuvieron que ser desplazadas en el tiempo para atender aspectos impuestos por la pandemia.

Con este último aplazamiento, a partir de enero de 2021 se cuentan los doce meses antes del incremento de la variable M para quienes continúen excediendo los límites establecidos.

## 2 INFORMACIÓN GENERAL

Las leyes 142 y 143 de 1994 confieren a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la responsabilidad de fijar las normas de calidad y de establecer formulas tarifarias.

Las normas vigentes sobre calidad del servicio en los sistemas de transmisión regional y distribución local se dividen en dos grupos:

I. Las relacionadas con la calidad del servicio, establecidas principalmente en la Resolución CREG 015 de 2018, encaminadas a incentivar la disminución de la cantidad de interrupciones del servicio y su duración.

II. Las relacionadas con la calidad de la potencia, establecidas principalmente en las resoluciones CREG 108 de 1997, 070 de 1998, 047 de 2004, 024 de 2005, 016 de 2007 y 015 de 2018, donde se establecen estándares técnicos, tanto para la calidad de la onda como para el manejo operativo de la red.

Dentro de los estándares establecidos en el segundo grupo, asociados con la calidad de la potencia, se han establecido los relacionados con el factor de potencia (FP) que deben ser cumplidos para una correcta operación de la red, en concordancia con el esquema de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el país.

El factor de potencia es una medida que indica la eficiencia en la utilización de la energía eléctrica en un sistema. Se calcula como la relación entre la potencia activa (también conocida como potencia real) y la potencia aparente en un circuito eléctrico. Esta potencia activa (W) es aquella que se convierte en trabajo útil y realiza el trabajo real en un circuito, es decir, la potencia que efectivamente alimenta los dispositivos eléctricos.

Por otra parte, la potencia aparente (VA) sirve para dimensionar y diseñar correctamente los equipos eléctricos que deben manejar tanto la potencia activa como la reactiva. Finalmente, la energía reactiva (VAR) es la parte de la energía eléctrica que oscila entre los equipos inductivos y capacitivos y es necesaria para mantener la tensión en el sistema.

En un sistema eléctrico con cargas inductivas o capacitivas, el ángulo de desfase (cuyo coseno se convierte en el factor de potencia) determina la cantidad de potencia reactiva en el sistema: si el ángulo de desfase es positivo, existe una carga inductiva y la potencia reactiva será positiva (ver Figura 2, lado izquierdo). Por otro lado, si el ángulo de desfase es negativo, una carga capacitiva está conectada a la red, por lo que la potencia reactiva será negativa (ver Figura 2, lado derecho).

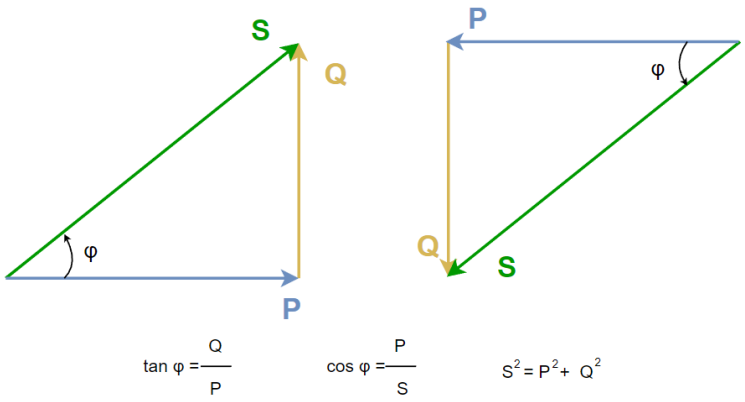



*Figura 2. Triángulo de potencias de desfase positivo y negativo.*

Un factor de potencia inductivo se encuentra usualmente al operar dispositivos y equipos como motores eléctricos, transformadores, lámparas fluorescentes con balasto de reactancia inductiva y demás dispositivos que tengan bobinas.

Por su parte, un factor de potencia capacitivo se puede encontrar en cargas de centros de datos (elementos como computadoras, sistemas de refrigeración y fuentes de alimentación conmutadas), edificios comerciales (por sus sistemas de iluminación LED y de climatización), hospitales y usuarios residenciales que cuenten con equipos electrónicos o electrodomésticos con fuentes de alimentación electrónicas.

Todas las cargas que tengan un factor de potencia distinto a 1 consumen o inyectan energía reactiva a la red para su funcionamiento. Este transporte de energía reactiva provoca un aumento en la utilización de la red que puede llevar a un uso ineficiente de la infraestructura para el transporte y distribución de energía y puede también llegar a afectar la estabilidad del sistema y la eficiencia de la transmisión y distribución de energía.

De esta manera, si el factor de potencia es cercano a 1.0 indica una eficiente utilización de la energía eléctrica, ya que la mayor parte de la potencia suministrada se utiliza para realizar trabajo útil. Sin embargo, cuando el factor de potencia es bajo (más cercano a 0.0), puede indicar una ineficiencia en el uso de la energía y un aumento de las pérdidas de energía en el sistema.

Así, un bajo factor de potencia puede provocar problemas en las redes eléctricas como una mayor caída de voltaje, pérdida de eficiencia, aumento de pérdidas de energía, saturación de equipos, sobrecarga en redes eléctricas y mayores costos para los usuarios.

Algunos mecanismos para mejorar el factor de potencia inductivo (o en atraso) y por ende la eficiencia en el funcionamiento del sistema eléctrico, son el uso de bancos de condensadores, el uso de compensadores estáticos y la reducción de cargas inductivas.

Una práctica común por parte de los reguladores otras partes del mundo al establecer esquemas tarifarios, principalmente de remuneración de redes eléctricas en lo que en Colombia se denomina distribución o transporte, es la de establecer incentivos por la gestión de energía reactiva, para promover a los usuarios a fomentar el uso eficiente de la energía en sus instalaciones eléctricas. Dichos costos, por ejemplo, pueden ser adicionales a las tarifas si los usuarios incurren en un transporte en exceso de energía reactiva.

Los estándares de cumplimiento del factor de potencia oscilan entre 0.9 y 1.0, como se puede ver con mayor detalle en la sección 7 del presente documento. En Colombia, la regulación vigente dicta que el factor de potencia inductivo debe estar entre 0.9 y 1, mientras que el capacitivo debe ser exactamente 1. Estar por fuera de estos límites implica la aplicación de un esquema de incentivos.

## 3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La definición del problema parte de la atención de un requerimiento de política pública establecido por el artículo 5 del Decreto 0929 de 2023 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, en cual dentro de la modificación del artículo 2.2.3.2.5.2 del Decreto 1073 de 2015 adiciona un inciso el cual establece lo siguiente:

> *"ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales, industriales y comerciales. La CREG analizará la factibilidad y la conveniencia de flexibilizar los requisitos de medida de los consumos de los usuarios.*
>
> *En el marco de lo anterior, en el caso de los sistemas de medida que registren energía activa y reactiva, la CREG deberá actualizar la regulación vigente frente a su cobro con el fin de evitar lesiones injustas a los usuarios. Para ello deberá revisar, entre otros, el cobro asimétrico de energía reactiva capacitiva e inductiva y las penalizaciones por flujo reincidente de energía reactiva."*

Con base en lo establecido en este decreto y teniendo en cuenta las reclamaciones que se pueden estar presentando por parte de los usuarios en torno al cumplimiento del estándar establecido para el transporte de energía reactiva capacitiva, el cual no considera ningún margen de tolerancia para su cobro, la Comisión estima que el ejercicio de revisión solicitado en la norma implica evaluar la posibilidad de modificar el estándar establecido.

Así mismo, conforme a lo establecido en el mismo decreto y acorde con los lineamientos legales establecidos para la modificación de metodologías tarifarias, principalmente lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, la Comisión estima que las revisiones relacionadas con la totalidad del esquema de incentivos para la disminución del transporte de energía reactiva, han de incluirse dentro de los estudios que hagan parte de las bases de revisión para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, que conduzcan a reemplazar el esquema establecido mediante la Resolución CREG 015 de 2018, de acuerdo con lo dispuesto en la Agenda Regulatoria 2023.

## 4 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente proyecto tiene como objetivo general revisar la posibilidad de modificar el límite técnico establecido para el factor de potencia de la energía reactiva capacitiva.

Otro de los objetivos es el de identificar los posibles efectos sobre la operación de la red que puedan causarse por una modificación al factor de potencia para la energía reactiva capacitiva.

# 5 ALTERNATIVAS

Las alternativas disponibles para el tratamiento del problema relacionado con el cobro de energía reactiva a los usuarios finales o a los OR son las siguientes:

**a) Mantener el límite actual, sin modificación alguna.**

Esta alternativa, al no representar cambio alguno, no soluciona las reclamaciones por el aporte de pocos reactivos capacitivos a la red que son causantes de cobros elevados, ni atiende la revisión a que hace referencia el Decreto 929 de 2023.

No obstante, tampoco produce ningún cambio en las responsabilidades por la operación en la red.

**b) Modificar o incluir incentivos económicos a los usuarios para la reducción de aportes en la energía reactiva capacitiva.**

Esta alternativa implica la definición de elementos que pueden afectar metodologías tarifarias. Un ejercicio de este tipo requiere que la Comisión cuente con insumos suficientes a nivel de estudios e información para su desarrollo en escenarios regulatorios más complejos como el mencionado.

Actualmente, la Comisión se encuentra adelantando dichos estudios y se encuentra en ejercicio de levantamiento de información. Los resultados de este ejercicio permitirán tomar acciones de corto a mediano plazo y acciones que hagan parte de las bases de revisión para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, que conduzcan a reemplazar el esquema establecido mediante la Resolución CREG 015 de 2018. Igualmente, esta alternativa cuenta con un menor grado de oportunidad e inmediatez frente a la revisión solicitada en el Decreto 929 de 2023 para su implementación.

**c) Llevar a cabo una modificación de la regulación de carácter general para cambiar los estándares actuales.**

Esta alternativa considera abordar el problema definido y el requerimiento de política a través de una revisión de la regulación de carácter general en aspectos técnicos, como lo son los estándares de calidad de la potencia, establecidos originalmente en la Resolución CREG 070 de 1998.

Un ejercicio de revisión de estos estándares y su modificación genera un efecto que recae sobre toda la regulación, de manera transversal, logrando el objetivo de minimizar o eliminar el cobro por el transporte de energía reactiva capacitiva causado por algunos pocos reactivos inyectados a la red.

Así mismo, se considera que esta alternativa y la modificación de la Resolución CREG 070 de 1998 tiene una relación material directa con el objeto de la intervención y la revisión de los aspectos técnicos en torno al cumplimiento del estándar establecido para el transporte de energía reactiva capacitiva, así como guarda conexidad con aspectos operativos del sistema de distribución.

Adicionalmente, para el desarrollo de esta alternativa, la Comisión cuenta con información suficiente a partir de la revisión de estándares internacionales y la revisión de los consumos de energía reactiva capacitiva para los usuarios del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Finalmente, se considera que esta alternativa cuenta con un mayor grado de oportunidad e inmediatez frente a la revisión solicitada en el Decreto 929 de 2023 para su implementación.

# 6 ANÁLISIS DE IMPACTOS

El impacto identificado para cada alternativa es el siguiente:

**Impacto de la alternativa a):** con esta alternativa, se mantiene el problema identificado, y a usuarios con cantidades bajas de transporte de reactiva capacitiva se les continuaría efectuando cobros por toda la energía reactiva capacitiva transportada.

**Impacto de la alternativa b):** se considera que esta alternativa cuenta con un mayor grado de esfuerzo, dado que involucra la revisión de una metodología tarifaria y revisar las argumentaciones que deriven en el cambio de la misma. Para esto, cualquier mecanismo que se incorpore, requiere contar información suficiente y estudios que involucren costos de soluciones contra el valor del incentivo económico que le permitan a la Comisión adoptar una decisión adecuada y debidamente sustentada.

**Impacto de la alternativa c):** esta alternativa requiere la modificación del reglamento de distribución, pero permite corregir los aspectos identificados en el problema. Además, es posible sustentar la modificación con la revisión de límites de factores de potencia de estándares internacionales y con una revisión del transporte de energía capacitiva en el país para determinar la cantidad de usuarios que estarían incluidos en el nuevo rango de tolerancia propuesto.

Igualmente, se considera que esta alternativa, es la que implica un menor nivel de costos de cumplimiento, financieros y de oportunidad.

Con base en lo anterior, se considera que la alternativa c) es la opción de potencial aplicación y ajuste inmediato ya que con ella se cumple parte del objetivo previsto, el cual es eliminar los cobros por transporte por exceso de energía reactiva capacitiva obedeciendo a un criterio técnico y manteniendo la estabilidad en la operación del sistema, dado que considera la modificación del límite del factor de potencia capacitivo.

Adicionalmente, se ha de tener en cuenta que al implementar un ajuste en el límite al factor de potencia capacitiva a través de esta alternativa, el factor M desaparece para quienes estén dentro del rango permitido, de tal manera que estos usuarios ya no verán ningún cobro asociado a este transporte.

# 7 ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

En la sección anterior se menciona que se propone desarrollar la alternativa c). De esta manera, a continuación, se presentan: i) una revisión de estándares internacionales y ii) un análisis de la información de los consumos de energía reactiva capacitiva para todos los usuarios del país, consultada el 17 y 24 de julio de 2023 en el Sistema Único de Información, SUI, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD.

## 7.1.1 Estándares internacionales

Inicialmente, es importante mencionar que hemos identificado que no todos los usuarios están sujetos a cobros por transporte de energía reactiva en exceso. Los pequeños consumidores

domésticos con equipos eficientes generalmente no son objeto del cobro por transporte de reactiva. Sin embargo, con la implementación de equipos de medición avanzada, se han develado dificultades en cuanto al transporte de potencia reactiva a nivel residencial, especialmente en aquellos casos donde los usuarios poseen electrodomésticos ineficientes. Por otra parte, las empresas, comercios e industrias tambien pudieran ser objetos de estos cargos de tal forma que la metodología actual se ajusta al propósito que busca incentivar una mejora en el factor de potencia de estos usuarios.

Países como México[1] e India[2] tienen establecido el límite del factor de potencia en 0.90 mientras que Ecuador[3] en 0.92. Perú[4], Argentina[5] y Escocia[8] manejan el FP alrededor de 0.95. Estos países no realizan distinción alguna sobre si dicho FP es inductivo o capacitivo, por lo que se intuye que es un límite que aplica para los dos fenómenos.

Mercados de América del Norte como PJM[7], CAISO[7] y Canadá distinguen los límites de factor de potencia en inductivo (0.90) y capacitivo (0.95); Sudáfrica[6], tiene un único índice (0.90). En contraparte, Brasil[6], Chile[7] y España[8] varían los FP dependiendo del nivel de tensión: entre 0.92 y 0.98 tanto para inductivo como capacitivo con Brasil, y entre 0.93 y 0.98 inductivo y 0.96 y 1.00 capacitivo para Chile. Finalmente, para España, tanto en BT como AT manejan 0.95 inductivo, pero no cobran en BT por consumo o inyección de reactivos, mientras que en AT el límite del FP capacitivo es 0.98.

Esta información se visualiza de mejor manera en la Tabla 1.

Por lo tanto, el nuevo valor tendría consistencia y soporte en las fuentes internacionales consultadas, en las cuales se estima que un límite para el factor de potencia capacitivo aceptable oscila entre 0.90 y 0.98, dependiendo del nivel de tensión al que se conecte el usuario.

[1] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. “Herramienta para el ajuste del factor de potencia”. (2016)
[2] Energyly. “Understanding Power Factor – Reasons for Low Power Factor.” (2020)
[3] MACAS, Janel; SILVA, Moisés. “Análisis para la penalización por bajo factor de potencia a grandes clientes con tarifa industrial en bajo y medio voltaje en la provincia de Orellana”. (2018)
[4] Enel – Perú. “Conociendo las tarifas”.
[5] Energía de Santa Fe, “Factor de Potencia - Reactivo Faltante”
[6] Trigo, Luis Ángel. “Estudio del tratamiento de la potencia reactiva en los mercados eléctricos liberalizados”.
[7] “Norma Técnica de Calidad del Servicio” (2019)
[8] Comité Asesor de Comercialización CAC. “Análisis técnico regulatorio sobre el comportamiento de potencia reactiva”. (2023)

*Tabla 1. Estándares internacionales de factores de potencia*

| País | Sin clasificar | Ind | Cap |
|---|---|---|---|
| Mexico | 0,90 | | |
| India | 0,90 | | |
| Ecuador | 0,92 | | |
| Peru | 0,95 | | |
| Argentina | 0,95 | | |
| Escocia | 0,95 | | |
| Sudáfrica | | 0,90 | 0,90 |
| España | | 0,95 | no cobro - 0,98 |
| FERC | | 0,95 | 0,95 |
| PJM | | 0,90 | 0,95 |
| CAISO | | 0,90 | 0,95 |
| Canadá | | 0,90 | 0,95 |
| Brasil | | 0.92-0.98 | 0.92-0.98 |
| Chile | | 0,93-0,98 | 0.96 - 1,00 |

| Chile | Ind | Cap |
|---|---|---|
| V < 30 kV | 0,930 | 0,960 |
| 30 <= V < 100 | 0,960 | 0,980 |
| 100 <= V < 200 | 0,980 | 0,995 |
| V >=200 | 0,980 | 1,000 |

| Brasil | Ind | Cap |
|---|---|---|
| V < 69 kV | 0,920 | 0,920 |
| 69 <= V < 230 | 0,950 | 0,950 |
| V >=230 | 0,980 | 0,980 |

| España | Ind | Cap |
|---|---|---|
| BT | 0,950 | NO COBRO |
| AT | 0,950 | 0,980 |

La cantidad de energía reactiva que se puede absorber o inyectar a la red se relaciona con los límites del factor de potencia como se muestra en la Tabla 2. De aquí se entiende que, si un usuario consume 100 unidades de energía activa P, dependiendo de los factores de potencia permitidos en su país (entre 0.90 y 0.98), tiene permitido consumir entre 20.31 y 50.04 unidades de energía reactiva.

*Tabla 2. Relación Q/P con base P=100*

| Factor de Potencia FP | Energía activa P (kWh-mes) | Energía Reactiva Q (kVArh-mes) |
|---|---|---|
| 0,98 | 100 | 20,31 |
| 0,96 | 100 | 29,17 |
| 0,95 | 100 | 32,86 |
| 0,92 | 100 | 42,59 |
| 0,90 | 100 | 50,04 |

### 7.1.2 Análisis numéricos

Antes de iniciar con este análisis, se hace la claridad de que solo se revisa el comportamiento de la energía reactiva capacitiva, ya que el presente proyecto no contempla dentro de sus objetivos ninguna modificación relacionada con el transporte de energía reactiva inductiva.

Con el objetivo de conseguir validaciones de carácter numérico que constituyan un soporte técnico para las alternativas, se extrajeron los consumos de energía reactiva capacitiva para todos los usuarios del país, en el período entre junio 2021 y mayo 2023 del Maestro de Facturación del SUI[9].

Esta información contiene aproximadamente 359 millones de facturas, representando una cantidad aproximada de 15 millones de usuarios. De estos, cerca de 15 mil usuarios (aprox.

[9] Formatos TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021.

140 mil facturas) cuentan con información de transporte de energía reactiva capacitiva. Aunque estos usuarios representan cerca del 0.1% del total de usuarios, a continuación se presenta un análisis para estos últimos, iniciando con su distribución de acuerdo con el transporte de reactiva capacitiva por factura registrado en el SUI.

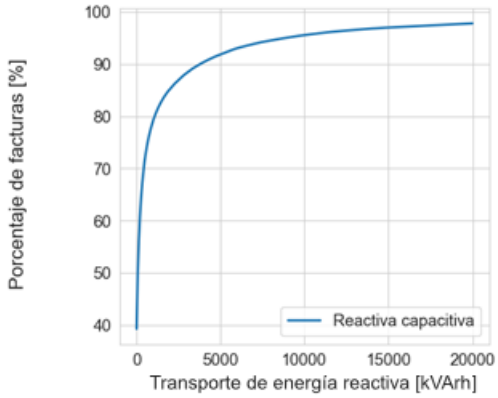



*Figura 3. Cantidad de facturas en función del transporte de energía reactiva capacitiva*

De la Figura 3 se observa que el 70% de las facturas contienen un transporte de energía reactiva capacitiva menor a 470 kVArh-mes. Ahora bien, si se comparan los valores presentados contra el consumo promedio de energía activa para usuarios residenciales (alrededor de 200-300 kWh-mes), se infiere que los consumos con una diferencia mayor a un orden de magnitud de este valor promedio pertenecen a usuarios comerciales o industriales grandes, para los que necesariamente su maquinaria u otros elementos hace que incurran en el aumento del consumo y/o inyección de reactivos. También, se puede suponer que los valores altos tienen fuertes problemas de reactivos y/o constituyen problemas de reporte por parte de los prestadores.

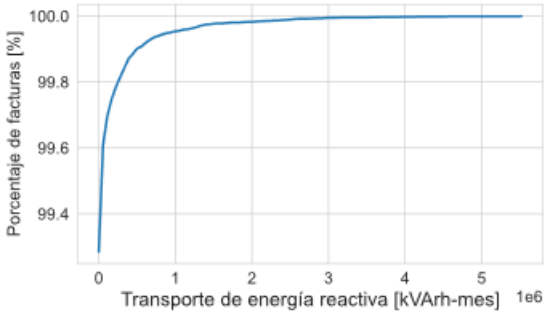



*Figura 4. Identificación de outliers.*

En la validación de la información se encontraron valores atípicos (ver Figura 4 y los estadísticos mostrados en el Anexo 11.1, donde se muestran facturas con transporte de reactiva capacitiva de hasta 5.5 millones de kVArh), también conocidos como *outliers*, que distorsionan las medidas, aumentan la variabilidad de los datos y, de mantenerse en el análisis, pueden llevar a conclusiones erróneas o sesgadas. Se desconoce la naturaleza de estos valores, pero una de las causas principales puede ser el reporte erróneo en las plataformas de recopilación de datos (SUI).

Considerando que la información tiene valores atípicos, es necesario hacer un tratamiento estadístico antes de continuar con el análisis de la información. Para esto, es común filtrar los datos cuyos valores excedan cierta cantidad de desviaciones estándar o de rangos intercuartílicos, IQR. En este caso, al revisar la desviación estándar de los datos y su distribución se observa una alta dispersión y una distribución que no es normal (ver Anexo 11.1). Como la mediana y la media de los datos difiere en aproximadamente tres órdenes de magnitud para los datos agregados de todo el país, es evidente que los datos están sesgados a la derecha, por lo que se decide usar el rango intercuartílico para realizar el filtro de valores atípicos.

Existen tres cuartiles principales: el primer cuartil (Q1), el segundo cuartil (Q2), que es igual a la mediana, y el tercer cuartil (Q3). Estos cuartiles dividen el conjunto de datos en cuatro partes iguales, siendo Q1 el valor que separa el 25% inferior de los datos, Q2 el valor que separa el 50% medio (mediana) y Q3 el valor que separa el 25% superior. Lo anterior, se puede observar en la Figura 5.

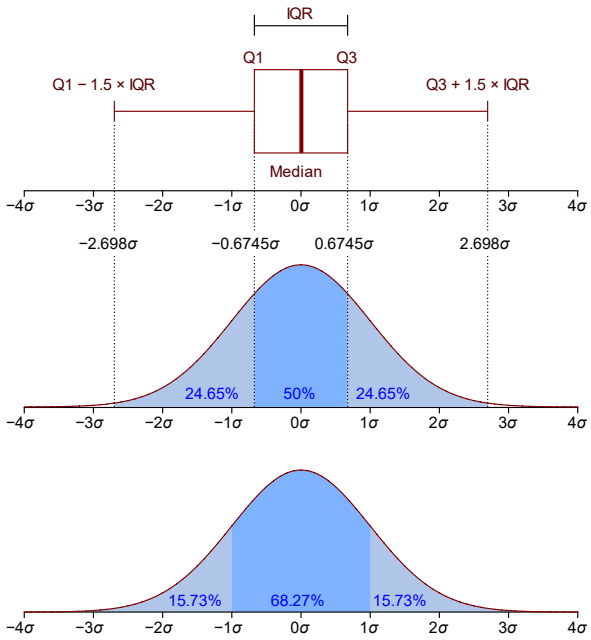



*Figura 5. Función de densidad de probabilidad y diagrama de caja y bigotes para una distribución normal. Tomado de: Wikipedia.*

El rango intercuartílico (IQR por sus siglas en inglés, *Interquartile Range*) se calcula como la diferencia entre el tercer cuartil[10] (Q3) y el primer cuartil (Q1) en un conjunto ordenado de datos.

[10] Un cuartil es un valor que divide un conjunto de datos ordenados en cuatro partes iguales, de manera que cada parte contiene aproximadamente el 25% de los datos. Los cuartiles son medidas estadísticas que ayudan a comprender la distribución de los datos, identificar tendencias en un conjunto de valores, valores atípicos y variabilidades.

$$IQR = Q3 - Q1$$

Para filtrar estos valores atípicos se toma en cuenta la regla de la distancia intercuartílica, IQR, donde los datos que tengan un valor superior a 1.5 veces el IQR se consideran datos atípicos y aquellos mayores a 3 veces el IQR se consideran valores atípicos extremos (Test de Tukey).

De esta manera, se encuentra que alrededor del 14% de la información inicial contiene datos atípicos extremos. Filtrando estos valores (mayores a 3*IQR), se pasa de aproximadamente 150 mil a 129 mil facturas con reporte de consumo de energía reactiva capacitiva, con las cuáles se continuará el análisis.

En cuanto a la modificación del límite al factor de potencia capacitivo, teniendo en cuenta la revisión de estándares internacionales de la sección anterior, se consideran dos alternativas: 0.90 y 0.95. Como se muestra en la Figura 6, con un factor de potencia, FP, de 0.90, el 93.6% de los usuarios dejarían de percibir el cobro asociado al consumo e inyección de energía reactiva capacitiva a la red, mientras que con un FP de 0.95 serían alrededor del 91% los que estarían dentro del nuevo rango de tolerancia propuesto.

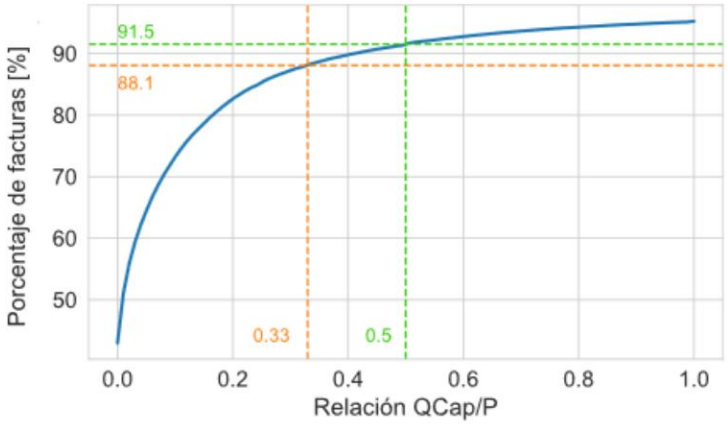



*Figura 6. Cantidad de facturas en función de la relación de reactiva capacitiva contra activa*

Ahora bien, la cantidad de usuarios residenciales, industriales y comerciales cubiertos por el límite al factor de potencia de 0.90 serían el 72.9%, 97.5% y 95.7% respectivamente, tal como se muestra en las figuras del Anexo 11.2. En contraste, con un límite del FP de 0.95, los mismos usuarios residenciales, industriales y comerciales cubiertos serían el 64.7%, 96.4% y 93.3%, respectivamente.

También es posible desglosar la información por nivel de tensión, tal como se muestra en las figuras del Anexo 11.2.1, en el cual se presenta la distribución de facturas por rango de transporte de energía reactiva capacitiva y su relación entre la energía activa y la energía reactiva capacitiva facturadas en cada periodo. Se muestra la distribución total por nivel y las distribuciones para los sectores residencial, industrial y comercial.

Al detallar las figuras desagregadas por nivel de tensión, se encuentra que, de las 129 mil facturas, 79 mil corresponden al nivel de tensión 1, 39 mil a NT2, 10.5 mil a NT3 y solo 430 a

NT4[11]. Esto representa una cantidad de usuarios de 11.104, 4.581, 1.138 y 79 respectivamente.

En los niveles de tensión de 2 a 4, independiente del límite al FP seleccionado (bien sea 0.9 o 0.95), más del 98% de los usuarios residenciales, industriales y comerciales quedarían exentos del cobro por transporte de energía reactiva capacitiva.

Por otro lado, para nivel de tensión 1 más del 90% de los usuarios comerciales e industriales, que representan el 76% de los usuarios de este nivel, quedarían exentos con cualquiera de los límites al FP considerados. En cuanto a los usuarios residenciales se observa que si bien representan solamente el 17% de usuarios de nivel 1, tienen una relación Q/P en promedio más baja y dispersa en contraste con los usuarios de los demás niveles de tensión o de otros sectores, de tal manera que con los límites al factor de potencia propuestos de 0.90 o 0.95, el 59.1% o 68.5% de los usuarios quedarían exentos de los cobros, respectivamente.

Adicionalmente, se espera que el efecto ocasionado por el transporte de energía reactiva capacitiva de los usuarios conectados en baja o media tensión (niveles de tensión 1 y 2), dadas sus capacidades instaladas, sea menor que el de los usuarios conectados los niveles 3 y 4, por lo que sería posible tener un margen más amplio de tolerancia en el factor de potencia capacitivo para los usuarios del primer grupo (niveles de tensión 1 y 2).

En las figuras del Anexo 11.2.2 se presenta de manera similar la distribución de facturas por rango de transporte de energía reactiva capacitiva y su relación entre la energía activa y la energía reactiva capacitiva facturadas en cada periodo desagregada por operadores de red. En estas se puede observar además la proporción de usuarios que quedarían exentos del cobro por transporte de energía reactiva capacitiva en cada mercado y en los sectores residencial, industrial y comercial.

Teniendo en cuenta lo anterior, se plantea una modificación de límite al factor de potencia capacitivo (o en adelanto) de la siguiente manera:

- Para usuarios conectados al nivel de tensión 1 y 2 pasar de 1.00 a 0.90, es decir, considerar la migración de un consumo de reactivos de 0% (cobro por cualquier kVArh inyectado a la red) al 50% respecto de la energía activa consumida.
- Para usuarios de niveles de tensión 3 y 4 pasar de 1.00 a 0.95, lo cual permitiría un transporte de reactivos capacitivos de hasta 33% respecto a la energía activa.

Adicionalmente, se propone que la evaluación de cumplimiento del factor de potencia se realice mensualmente de tal manera que cualquier usuario tenga un factor de potencia dentro de los límites si la relación entre la energía reactiva (capacitiva o inductiva) y activa, medidas durante el mes se encuentra por debajo del límite (50% para niveles 1 y 2 y 33% para niveles 3 y 4).

La propuesta puede implementarse mediante una modificación al numeral 4.2.4 del reglamento de distribución establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, que contiene, entre otros, los diversos aspectos operativos del sistema de distribución establecidos por la CREG.

[11] Las cerca de 90 facturas faltantes para completar el total no tienen nivel de tensión asociado.

De esta manera, se elimina el cobro por transporte de energía reactiva capacitiva para los usuarios que tengan un factor de potencia calculado mensualmente dentro de los límites propuestos. Igualmente, entendemos que como la propuesta modifica el límite del factor de potencia capacitivo, la variable M del capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018 no aplicaría a aquellos usuarios que se encuentren dentro de los nuevos límites del factor de potencia.

## 8 CONSULTA PÚBLICA

Durante la etapa de consulta pública del presente proyecto se realizarán las siguientes actividades:

I. Publicar la propuesta a consulta durante 30 días calendario.

II. Realizar talleres de divulgación con usuarios interesados y operadores de red.

III. Solicitar concepto al Consejo Nacional de Operación en relación con posibles efectos sobre la operación de la red que puedan causarse por la modificación al factor de potencia para la energía reactiva capacitiva, dado que se modifica el Reglamento de Distribución establecido en la Resolución 070 de 1998. Lo anterior, en atención a lo dispuesto en el literal i del artículo 23 de la Ley 143 de 1994.

## 9 INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Para determinar si el factor de potencia capacitivo cumple los límites estipulados, se calculará la relación entre la suma aritmética de la energía reactiva durante un periodo mensual respecto de la cantidad de energía activa en el mismo periodo. También, se realizarán comparaciones entre los indicadores antes y después de la modificación de los factores de potencia, con el fin de evaluar tanto el impacto en el sistema, con la cantidad de energía capacitiva transportada, como el impacto en el cobro por transporte la misma.

De igual forma, para realizar el seguimiento se proponen los siguientes indicadores:

- Indicador de cobros por transporte de reactiva capacitiva, calculado con información anterior y posterior a la aplicación de la presente propuesta:

$$CERT = \sum CER_{fp,n,m,j}$$

$$CER_{fp,n,m,j} = \sum FCER_{u,fp,n,m,j}$$

Donde:

$CERT$: cobro por el transporte de energía reactiva capacitiva en exceso sobre el límite que pagan todos los usuarios conectados al SIN. Dado en pesos corrientes.

$CER_{fp,n,m,j}$: cobro por el transporte de energía reactiva capacitiva en exceso sobre el límite que pagan los usuarios que pertenezcan al mismo rango $fp$, conectados al nivel de tensión $n$, en el mes $m$, del sistema operado por el OR $j$, en pesos corrientes.

$FCER_{u,fp,n,m,j}$ : valor facturado a cada usuario $u$, por concepto de transporte de energía reactiva capacitiva en exceso sobre el límite según el $fp$, nivel de tensión $n$, en el mes $m$, en el sistema del OR $j$. Dado en pesos corrientes.

- Indicador de cantidad de transporte de reactiva capacitiva, calculado con información anterior y posterior a la aplicación de la presente propuesta:

$$ERT = \sum ER_{fp,n,m,j}$$

$$ER_{fp,n,m,j} = \sum TER_{u,fp,n,m,j}$$

Donde:

$ERT$: cantidad de energía reactiva capacitiva transportada por causa de todos los usuarios conectados al SIN. Dado en kVArh.

$ER_{fp,n,m,j}$: transporte de energía reactiva capacitiva causada por los usuarios que pertenezcan al mismo rango $fp$, conectados al nivel de tensión $n$, en el mes $m$, del sistema operado por el OR $j$, en kVArh.

$TER_{u,fp,n,m,j}$ : transporte de energía reactiva capacitiva causada por cada usuario $u$, según el rango $fp$, nivel de tensión $n$, en el mes $m$, en el sistema del OR $j$. Dado en kVArh.

Para ambos indicadores, aplica lo siguiente:

$fp$ : rango de factor de potencia en que se encuentra el usuario:

| Valor | Rango |
|---|---|
| 1 | 0 ≤ FP < 0.9 |
| 2 | 0.9 ≤ FP < 0.95 |
| 3 | 0.95 ≤ FP ≤ 1.00 |

$n$ : nivel de tensión al que el usuario $u$ pertenece, el cual puede tomar los valores de 1, 2, 3 o 4

## 10 CONCLUSIONES

La propuesta puede implementarse mediante una modificación al numeral 4.2.4 del reglamento de distribución establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, que contiene, entre otros, los diversos aspectos operativos del sistema de distribución establecidos por la CREG.

Se decide publicar a consulta la propuesta de modificar el factor de potencia capacitivo de 1.00 a igual o superior a 0.90 en los niveles de tensión 1 y 2 e igual o superior a 0.95 en los niveles de tensión 3 y 4.

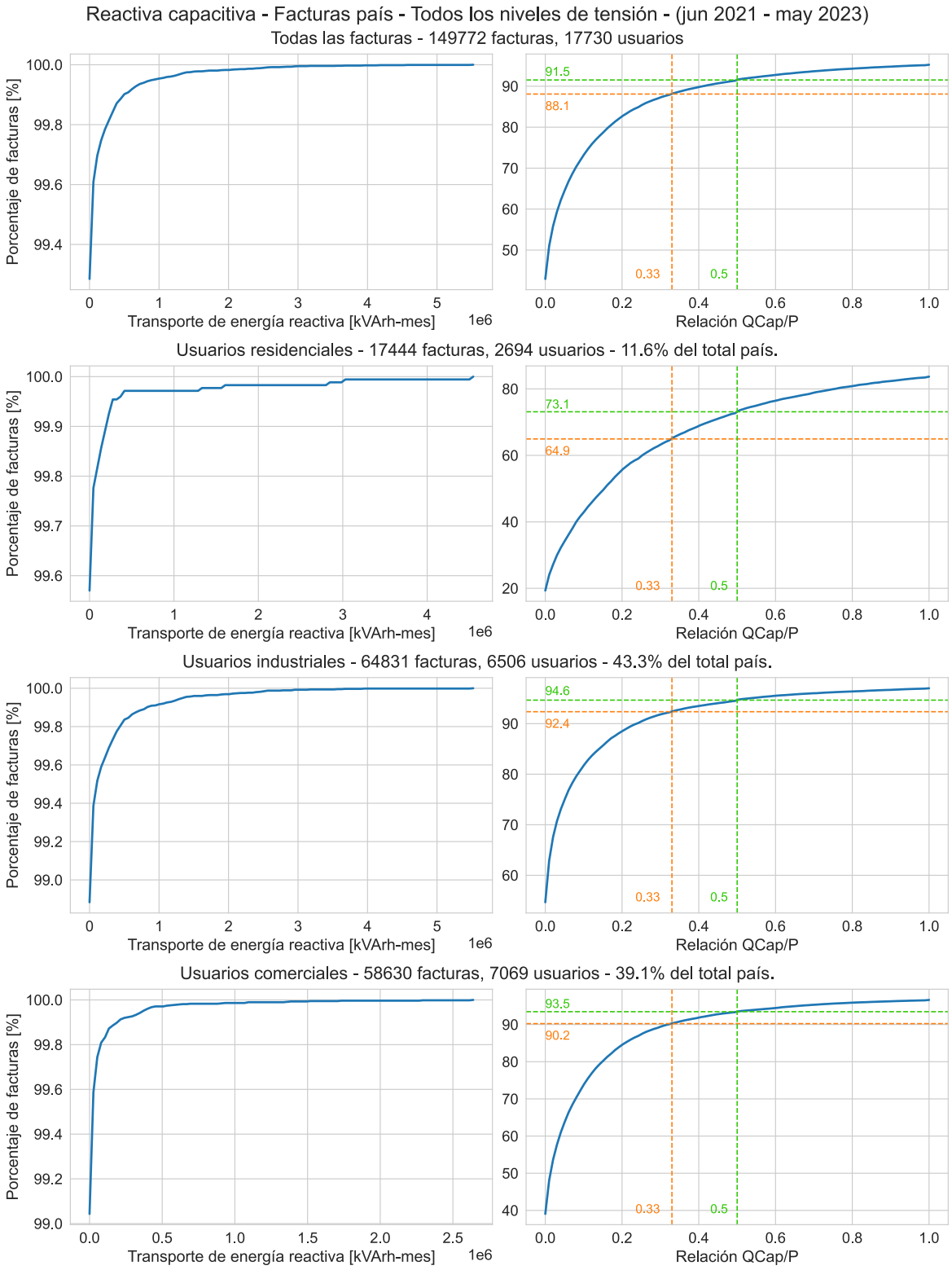
# 11 ANEXOS

## 11.1 INDICADORES ESTADÍSTICOS - ENERGÍA REACTIVA CAPACITIVA

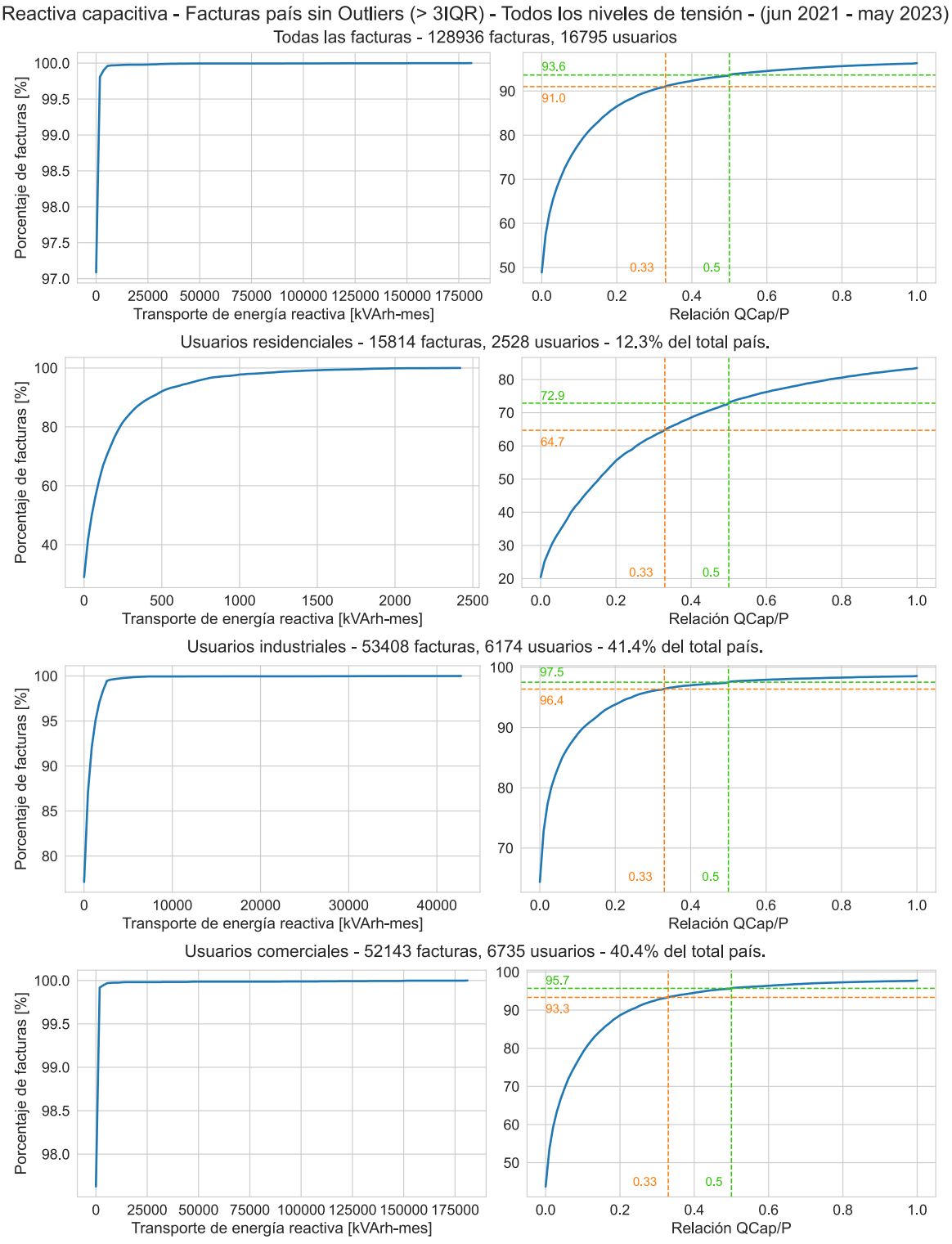
| OR | Numero de facturas | Promedio | Desviación estándar | Valor mínimo | P 25% | P 50% | P 75% | Valor máximo | IQR |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PAÍS | 149.772 | 3.756 | 52.367 | 1 | 20 | 130 | 688 | 5.521.554 | 668 |
| AIRE | 9.603 | 3.211 | 42.479 | 1 | 10 | 72 | 377 | 3.176.339 | 367 |
| BAJOPUTUMAYO | 18 | 61.064 | 63.516 | 38 | 9.149 | 31.072 | 115.940 | 181.067 | 106.792 |
| CAQUETA | 82 | 1.150 | 5.179 | 1 | 14 | 85 | 252 | 34.253 | 238 |
| CARIBEMAR | 13.655 | 3.706 | 32.621 | 1 | 11 | 91 | 487 | 985.350 | 476 |
| CARTAGO | 1.070 | 1.871 | 21.441 | 1 | 32 | 200 | 730 | 655.151 | 697 |
| CEDENAR | 933 | 703 | 3.949 | 1 | 10 | 60 | 308 | 73.483 | 298 |
| CELSIA | 5.923 | 3.533 | 61.601 | 1 | 18 | 114 | 677 | 4.545.773 | 659 |
| CENS | 4.875 | 4.434 | 91.488 | 1 | 35 | 183 | 619 | 5.521.554 | 584 |
| CEO | 8.588 | 1.293 | 5.698 | 1 | 36 | 197 | 608 | 178.632 | 572 |
| CETSA | 434 | 1.270 | 2.851 | 1 | 72 | 311 | 760 | 37.063 | 688 |
| CHEC | 8.781 | 1.944 | 50.070 | 1 | 20 | 76 | 301 | 3.017.845 | 281 |
| DISPAC | 21 | 1.525 | 1.517 | 41 | 314 | 966 | 2.251 | 5.267 | 1.937 |
| EBSA | 1.904 | 35.536 | 247.940 | 1 | 61 | 426 | 2.677 | 3.969.355 | 2.616 |
| EDEQ | 4.013 | 1.195 | 14.227 | 1 | 12 | 78 | 321 | 682.383 | 309 |
| EEP | 5.182 | 1.262 | 12.078 | 1 | 32 | 138 | 515 | 544.455 | 483 |
| EMCALI | 9.274 | 2.412 | 17.929 | 1 | 15 | 83 | 468 | 700.807 | 453 |
| EMEE | 136 | 2.684 | 9.321 | 1 | 12 | 50 | 655 | 84.581 | 644 |
| EMSA | 2.076 | 4.778 | 28.087 | 1 | 36 | 228 | 1.601 | 488.358 | 1.565 |
| ENEL | 37.978 | 2.983 | 31.424 | 1 | 20 | 138 | 1.023 | 3.555.812 | 1.003 |
| ENELAR | 108 | 275.016 | 521.682 | 1 | 169 | 719 | 5.358 | 1.544.016 | 5.189 |
| ENERCA | 1.145 | 606 | 5.407 | 1 | 6 | 41 | 216 | 172.939 | 210 |
| EPM | 15.670 | 3.999 | 41.513 | 1 | 18 | 163 | 1.037 | 2.287.742 | 1.019 |
| ESSA | 8.024 | 8.422 | 88.313 | 1 | 40 | 184 | 740 | 4.147.784 | 700 |
| HUILA | 8.125 | 1.664 | 9.025 | 1 | 58 | 239 | 880 | 437.844 | 822 |
| PUTUMAYO | 49 | 35.397 | 142.504 | 57 | 441 | 11.954 | 30.525 | 1.007.277 | 30.084 |
| RUITOQUE | 2 | 17.110 | 24.194 | 2 | 8.556 | 17.110 | 25.664 | 34.218 | 17.108 |
| TOLIMA | 2.103 | 2.404 | 24.479 | 1 | 37 | 181 | 1.176 | 1.085.437 | 1.139 |

## 11.2 TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA CAPACITIVA

En este anexo se muestran las figuras obtenidas para la verificación de lo planteado en este documento. En estas se presenta inicialmente información de todo el país, con y sin valores atípicos. Posteriormente se presentan desagregaciones por nivel de tensión y por OR. En todos los casos se incluyen también figuras por tipo de usuario (residencial, comercial, industrial)

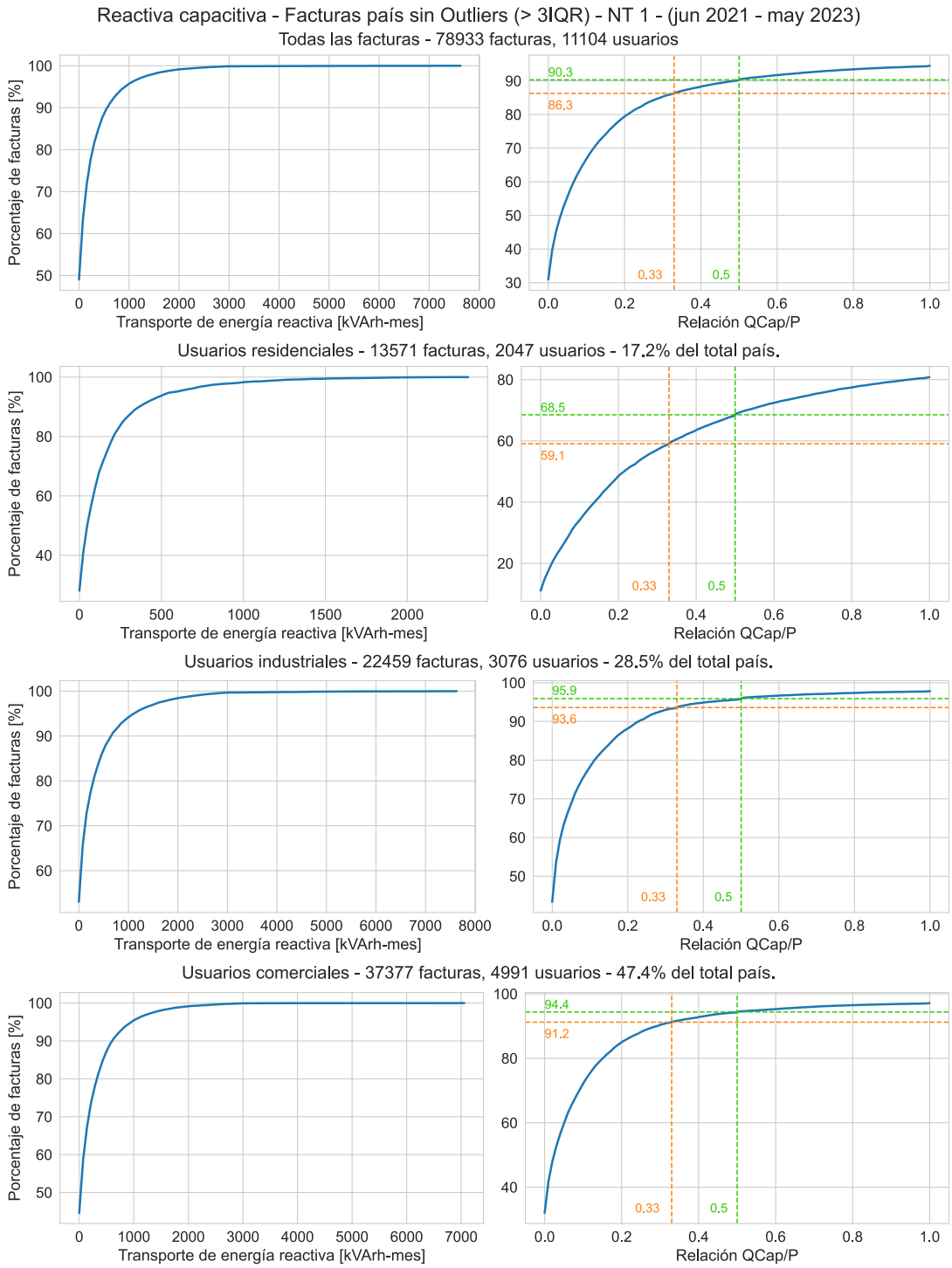


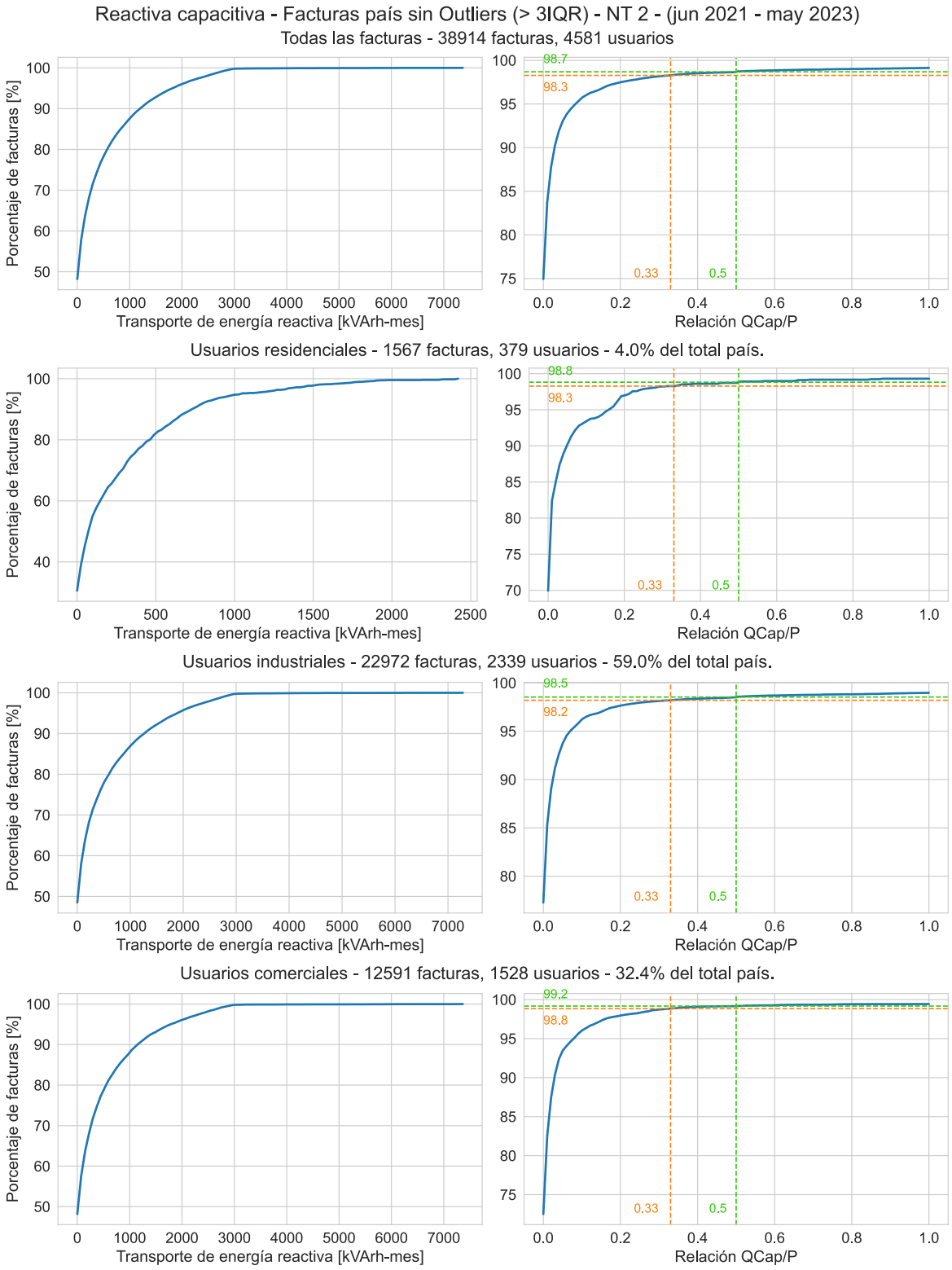

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

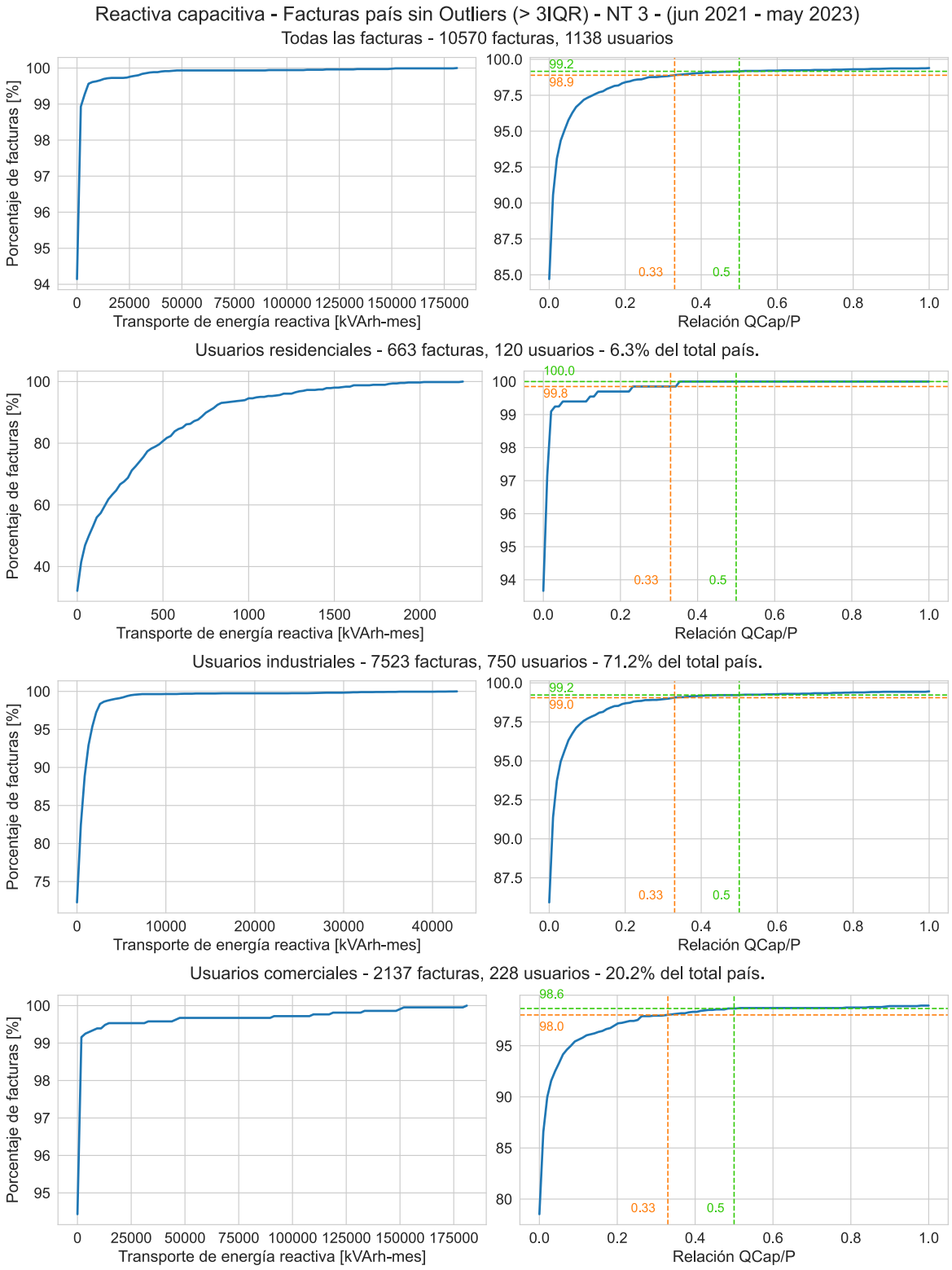

Reactiva capacitiva - Facturas país sin Outliers (> 3IQR) - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas - 128936 facturas, 16795 usuarios
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
93.6
91.0
0.33
0.5
Relación QCap/P
Usuarios residenciales - 15814 facturas, 2528 usuarios - 12.3% del total país.
72.9
64.7
Usuarios industriales - 53408 facturas, 6174 usuarios - 41.4% del total país.
97.5
96.4
Usuarios comerciales - 52143 facturas, 6735 usuarios - 40.4% del total país.
95.7
93.3

### 11.2.1 Energía capacitiva por nivel de tensión

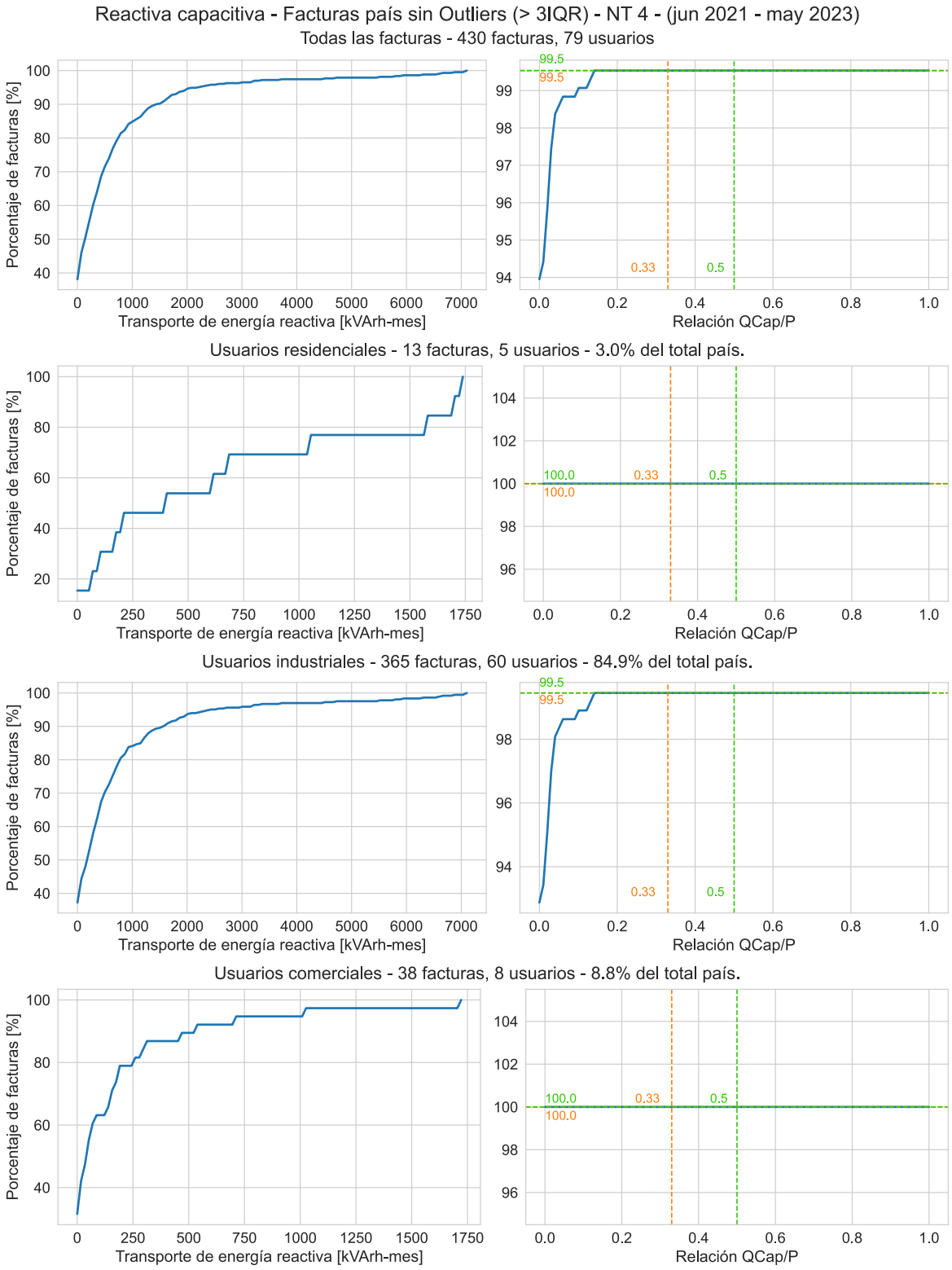
Se presenta información de reactiva capacitiva sin valores atípicos para todo el país, segmentadas por nivel de tensión (NT 1, 2, 3 y 4).




Reactiva capacitiva - Facturas país sin Outliers (> 3IQR) - NT 2 - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas - 38914 facturas, 4581 usuarios
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
Relación QCap/P
98.7
98.3
0.33
0.5
Usuarios residenciales - 1567 facturas, 379 usuarios - 4.0% del total país.
98.8
98.3
Usuarios industriales - 22972 facturas, 2339 usuarios - 59.0% del total país.
98.5
98.2
Usuarios comerciales - 12591 facturas, 1528 usuarios - 32.4% del total país.
99.2
98.8



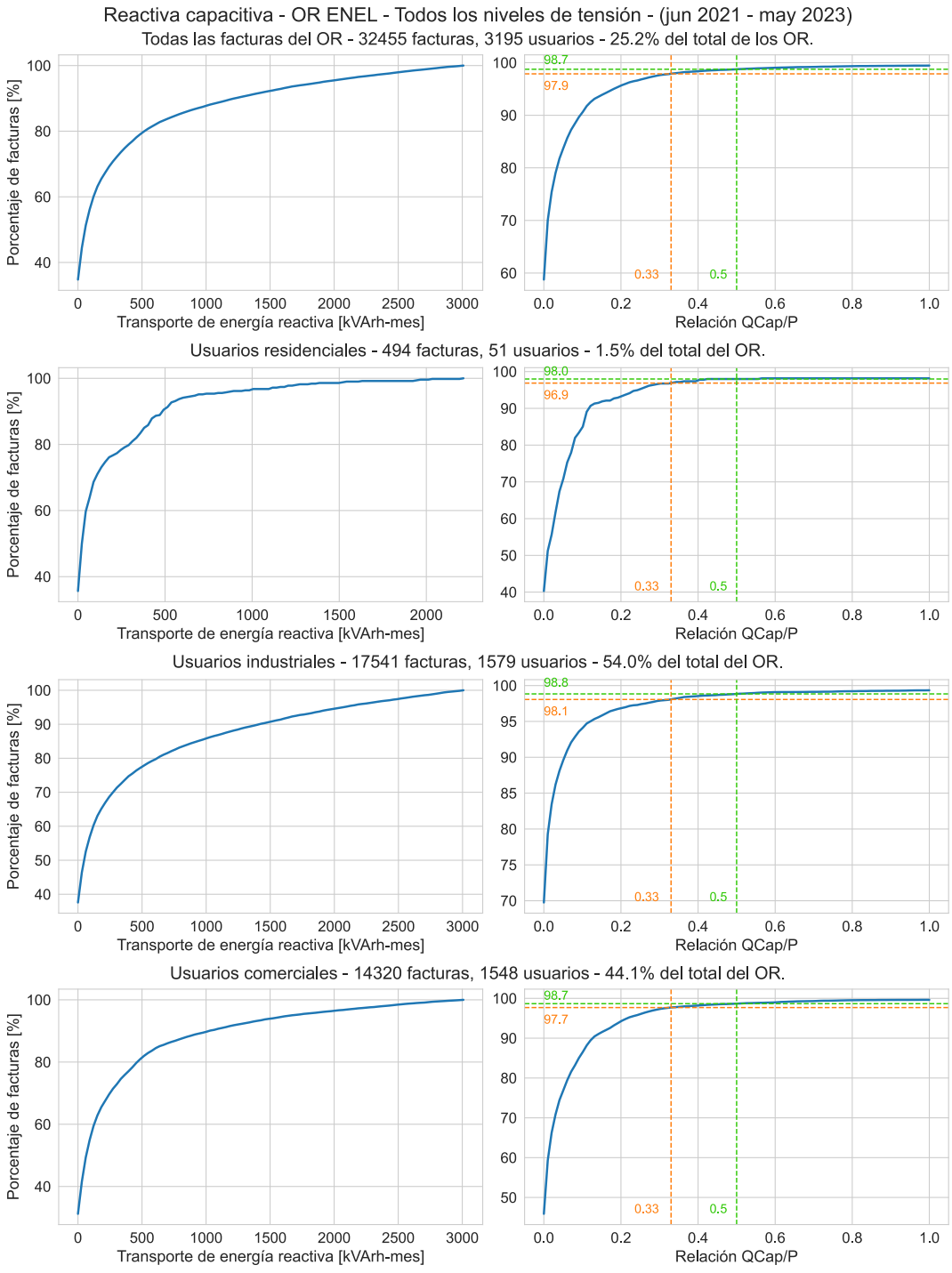

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

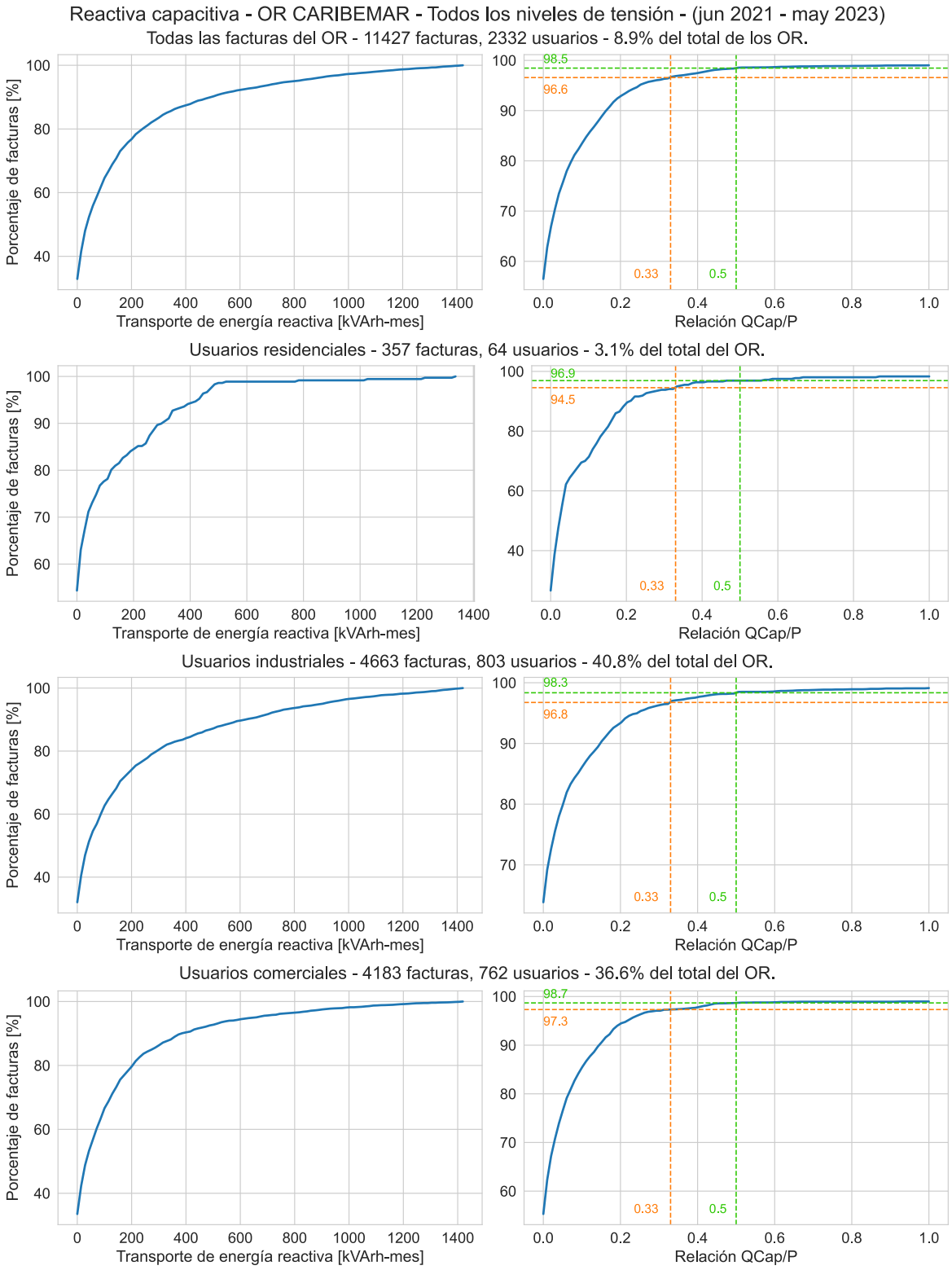


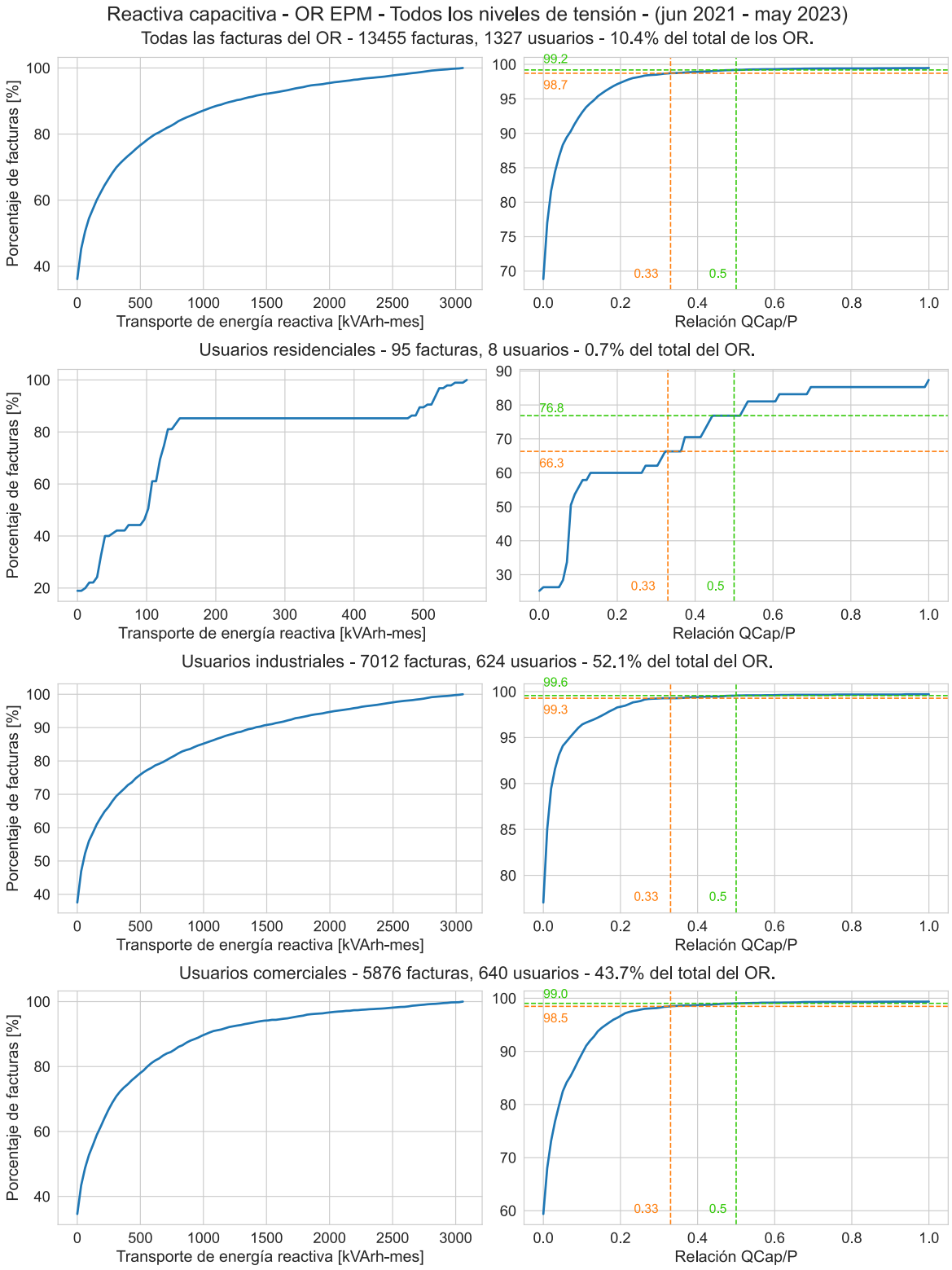

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

### 11.2.2 Transporte de energía reactiva capacitiva – por OR

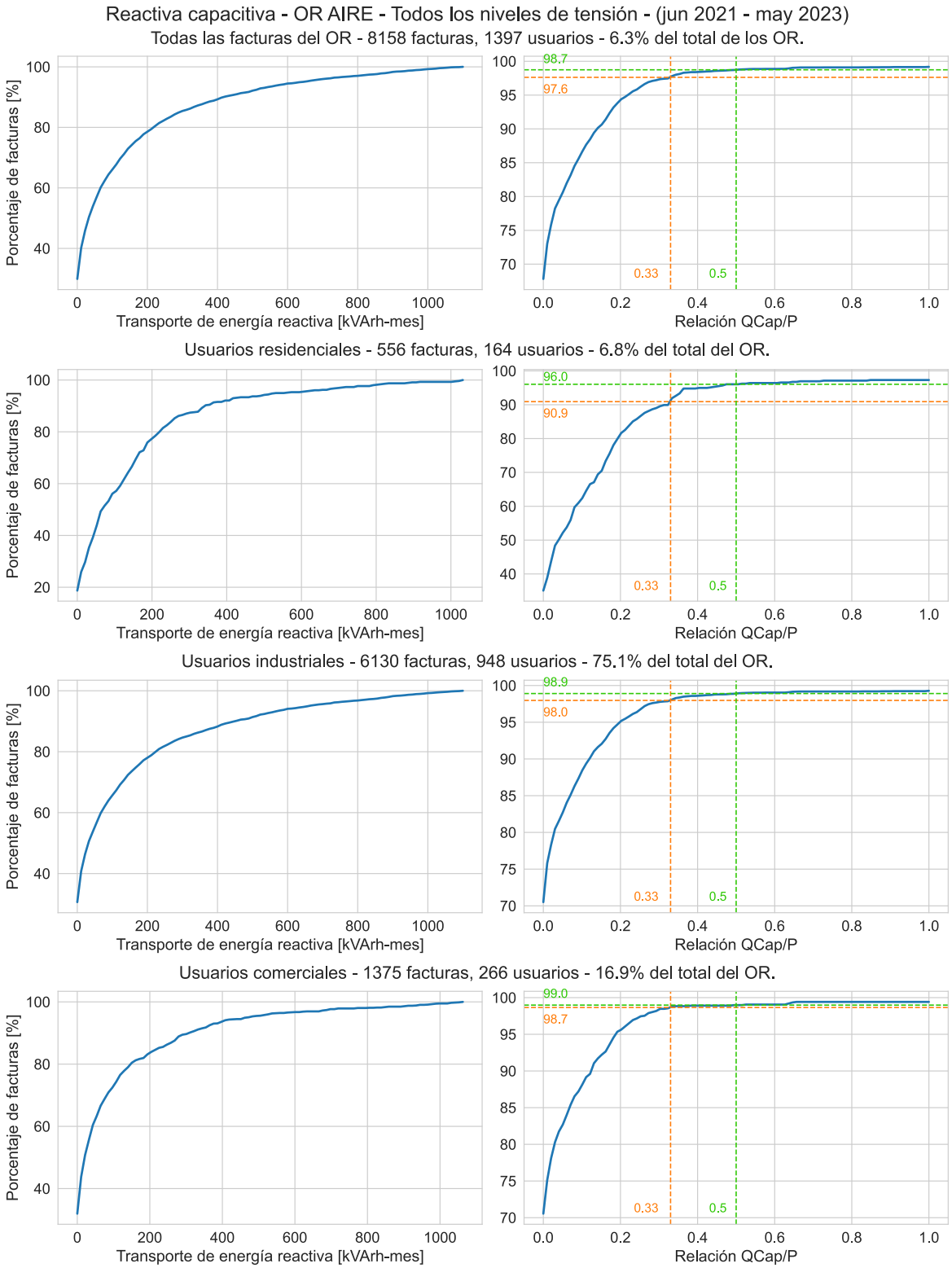
Para cada OR se presenta información de reactiva capacitiva sin valores atípicos, segmentadas por tipo de usuario (residencial, comercial, industrial).



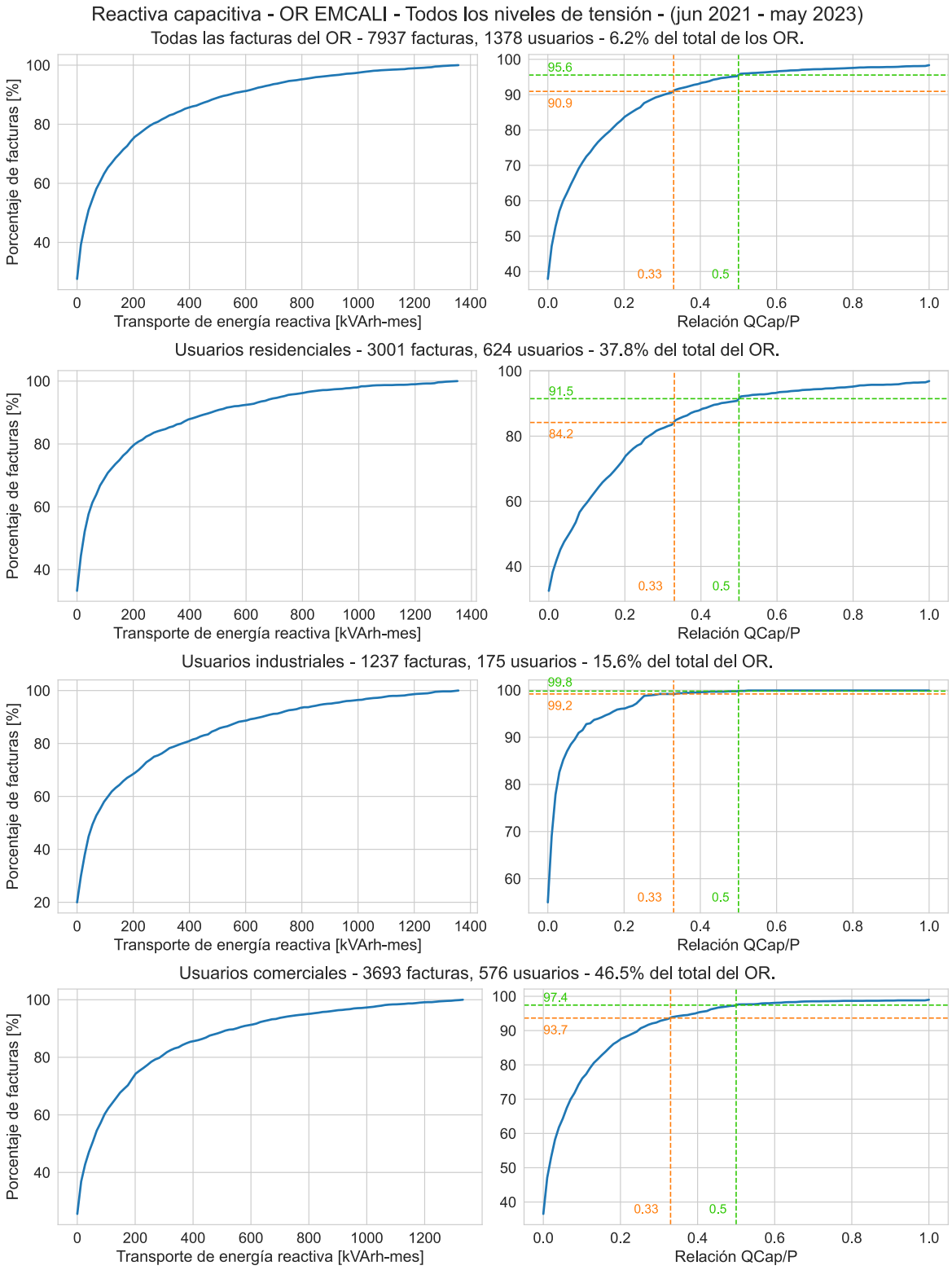

Reactiva capacitiva - OR CARIBEMAR - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas del OR - 11427 facturas, 2332 usuarios - 8.9% del total de los OR.
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
98.5
96.6
0.33
0.5
Relación QCap/P
Usuarios residenciales - 357 facturas, 64 usuarios - 3.1% del total del OR.
96.9
94.5
Usuarios industriales - 4663 facturas, 803 usuarios - 40.8% del total del OR.
98.3
96.8
Usuarios comerciales - 4183 facturas, 762 usuarios - 36.6% del total del OR.
98.7
97.3



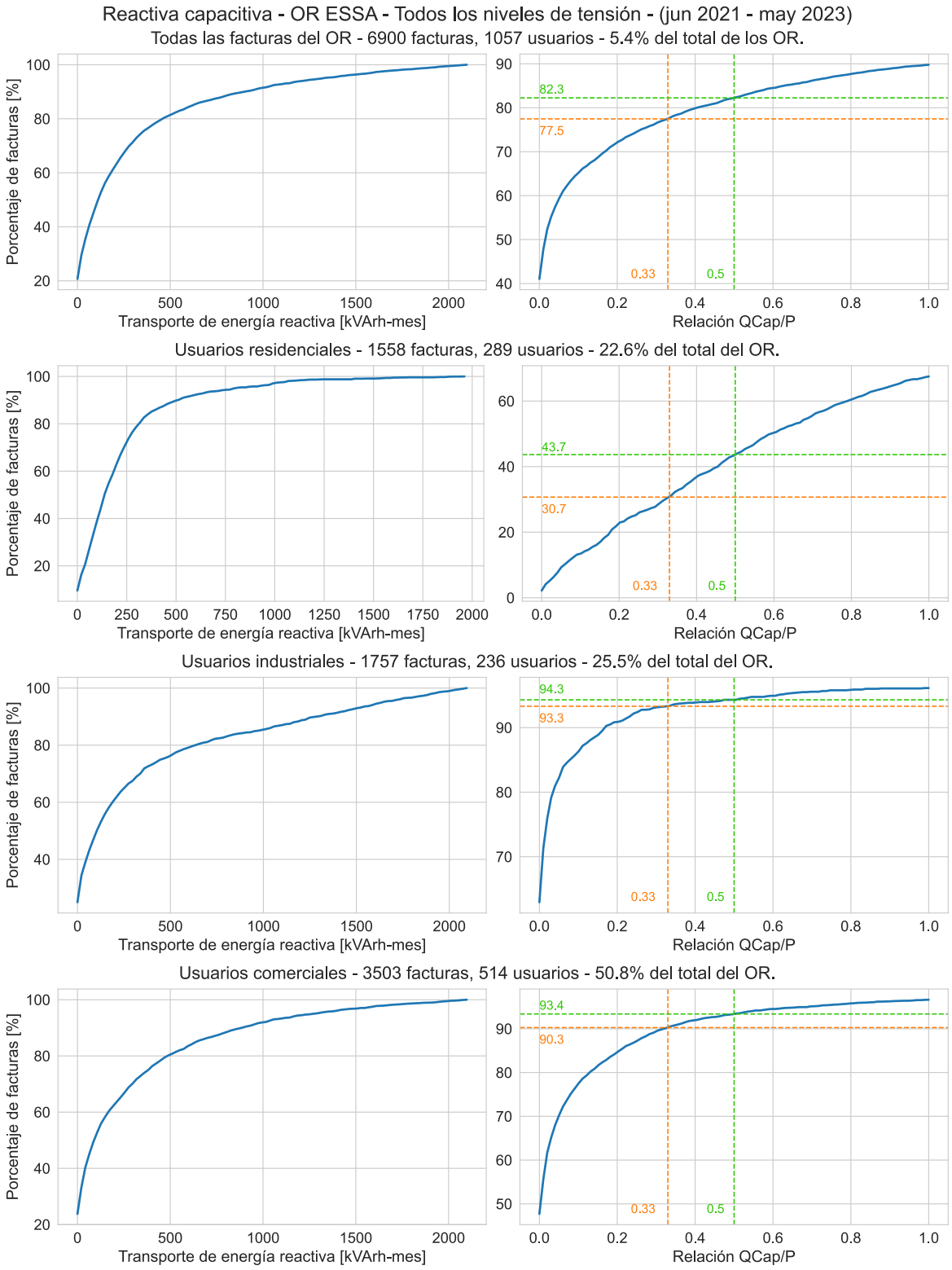

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

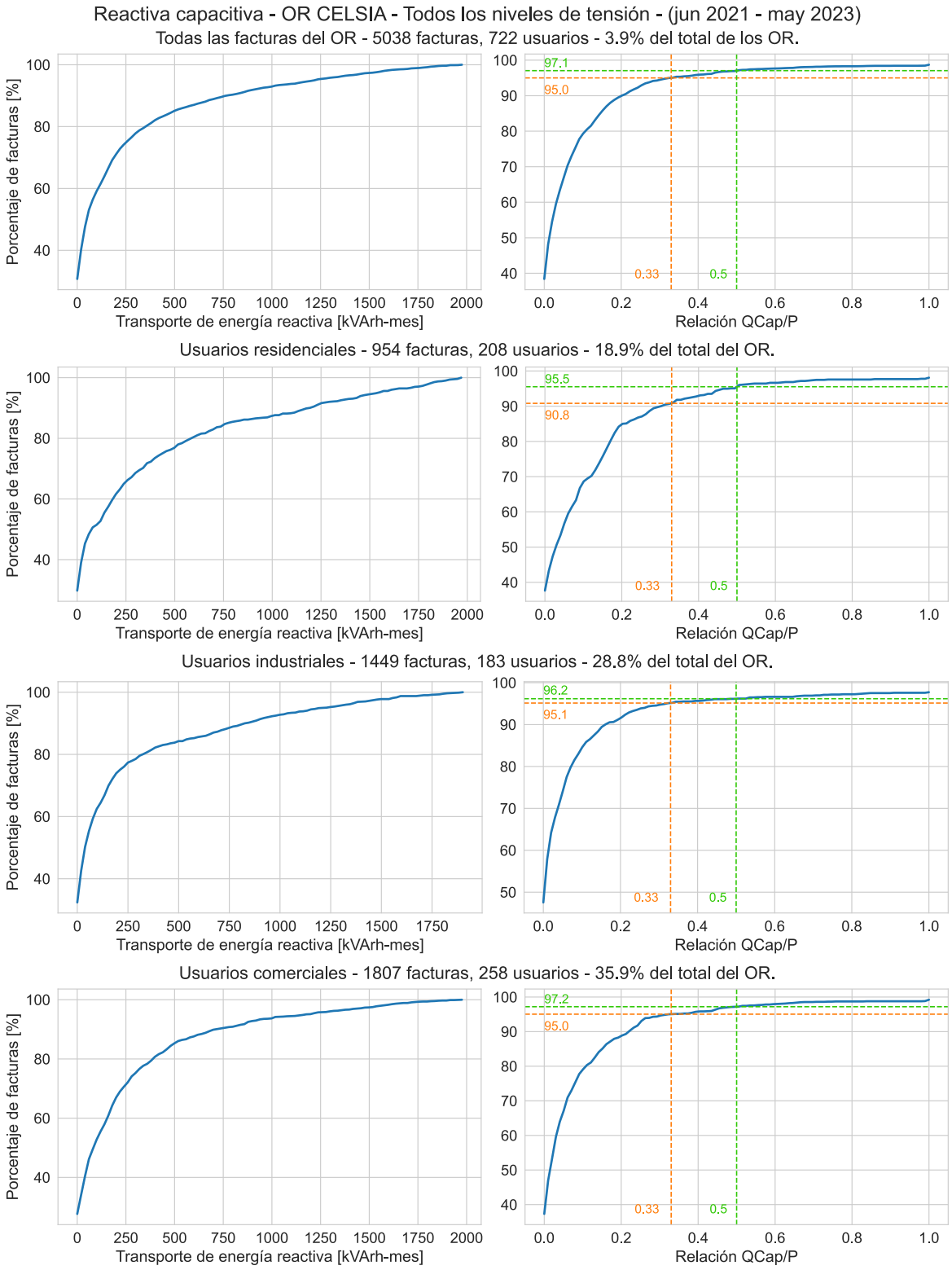


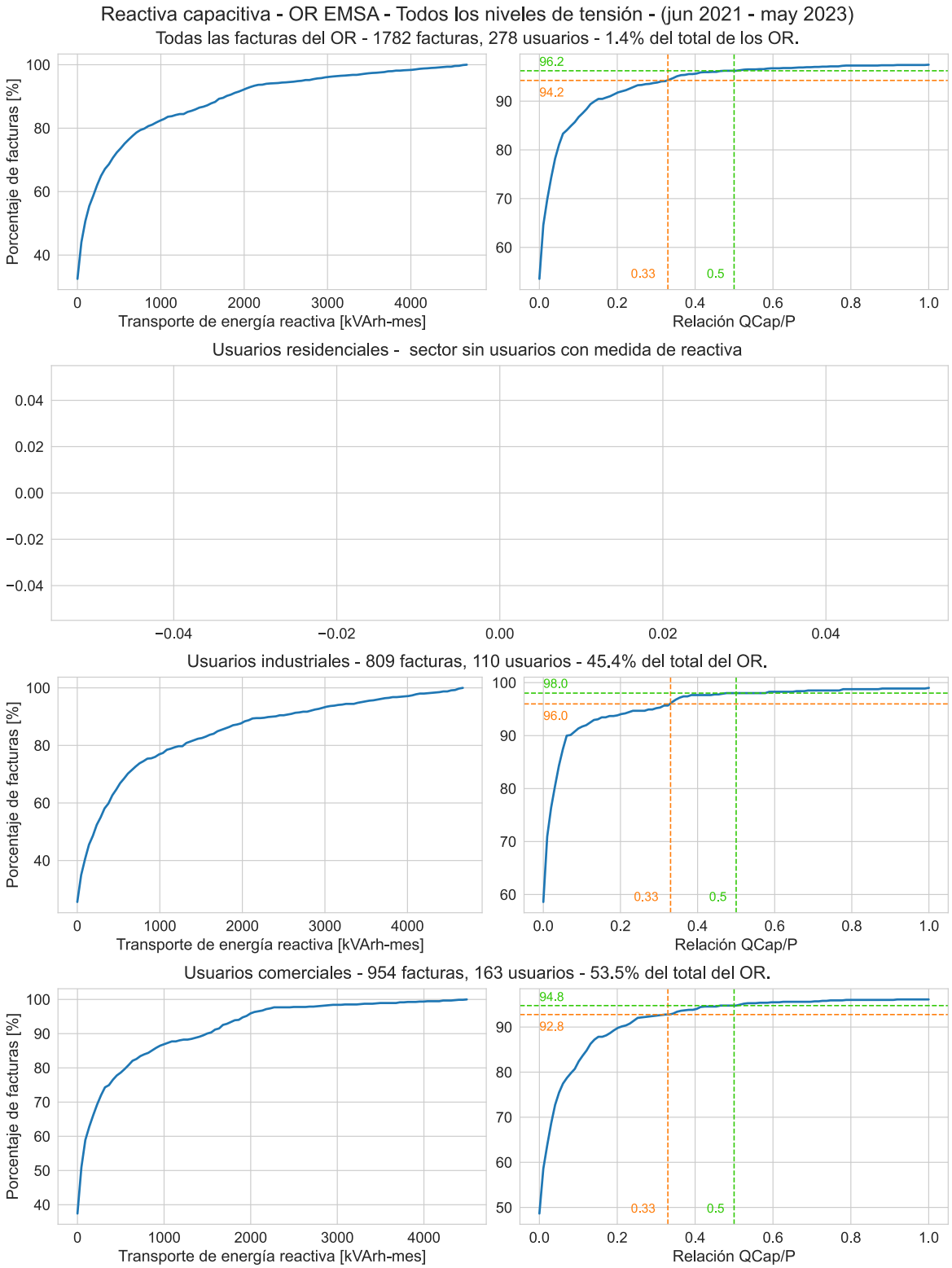

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



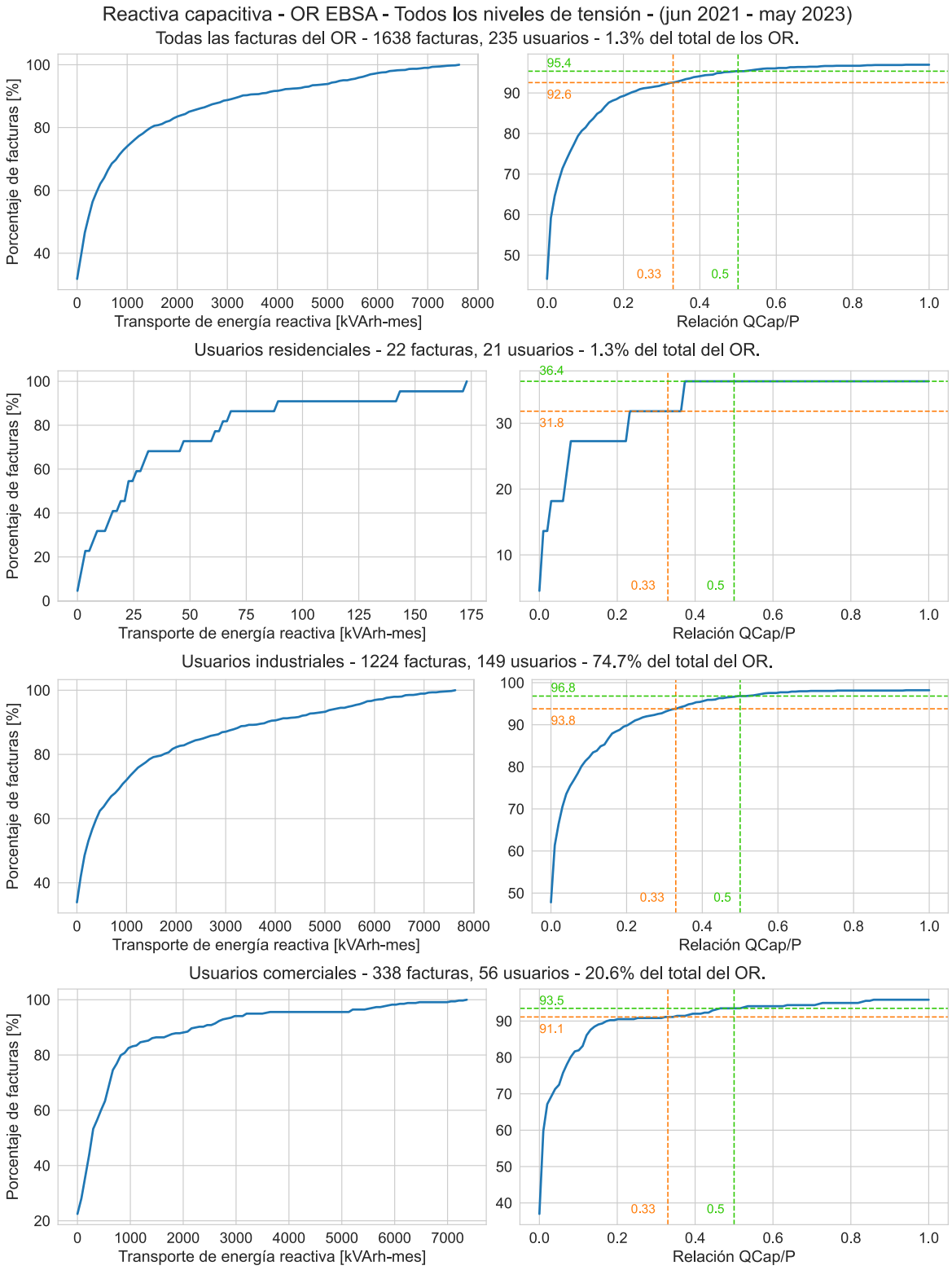

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**


Reactiva capacitiva - OR ESSA - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas del OR - 6900 facturas, 1057 usuarios - 5.4% del total de los OR.
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
Relación QCap/P
82.3
77.5
0.33
0.5
Usuarios residenciales - 1558 facturas, 289 usuarios - 22.6% del total del OR.
43.7
30.7
Usuarios industriales - 1757 facturas, 236 usuarios - 25.5% del total del OR.
94.3
93.3
Usuarios comerciales - 3503 facturas, 514 usuarios - 50.8% del total del OR.
93.4
90.3

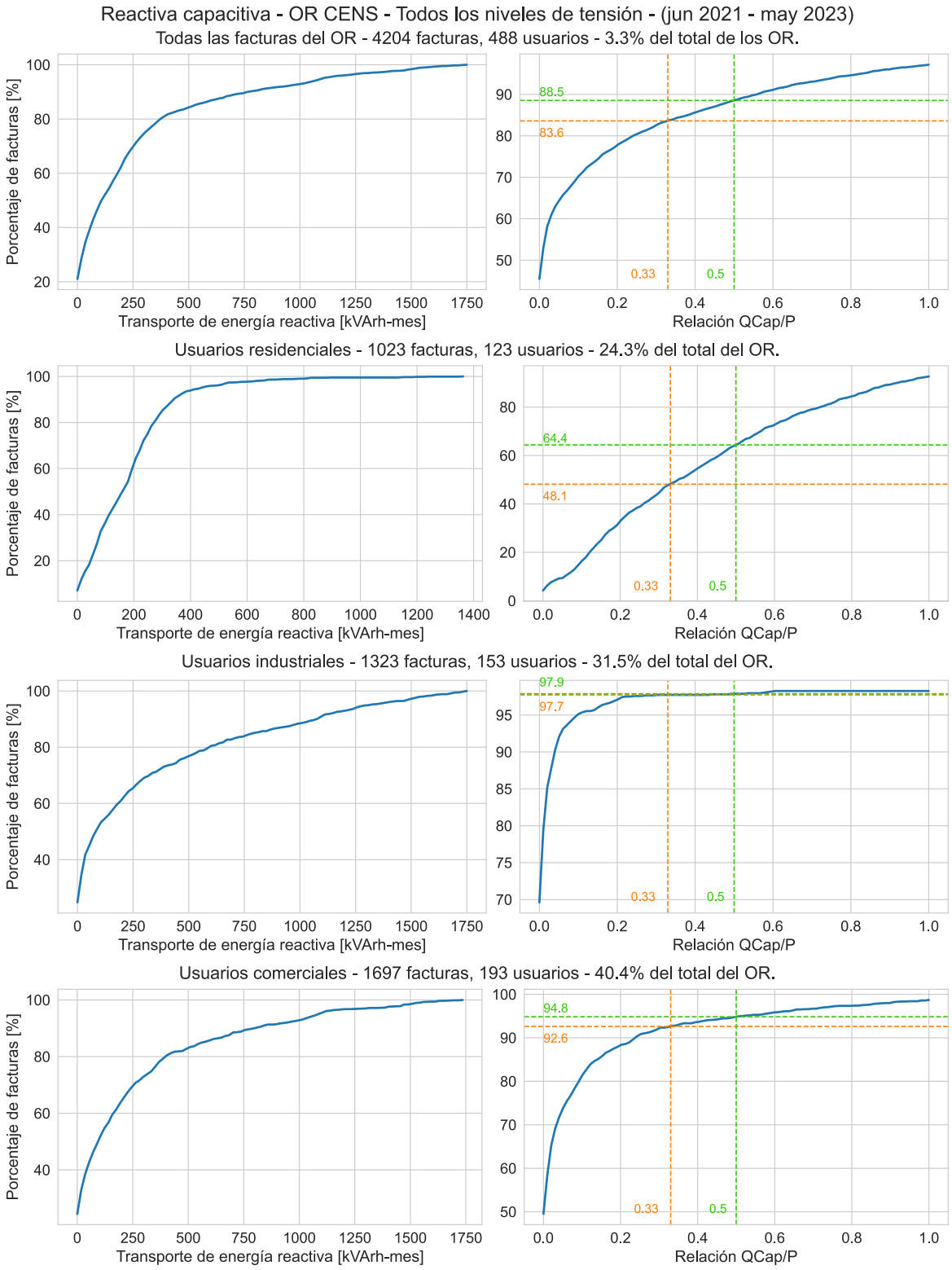

Reactiva capacitiva - OR CELSIA - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas del OR - 5038 facturas, 722 usuarios - 3.9% del total de los OR.
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
97.1
95.0
0.33
0.5
Relación QCap/P
Usuarios residenciales - 954 facturas, 208 usuarios - 18.9% del total del OR.
95.5
90.8
Usuarios industriales - 1449 facturas, 183 usuarios - 28.8% del total del OR.
96.2
95.1
Usuarios comerciales - 1807 facturas, 258 usuarios - 35.9% del total del OR.
97.2
95.0



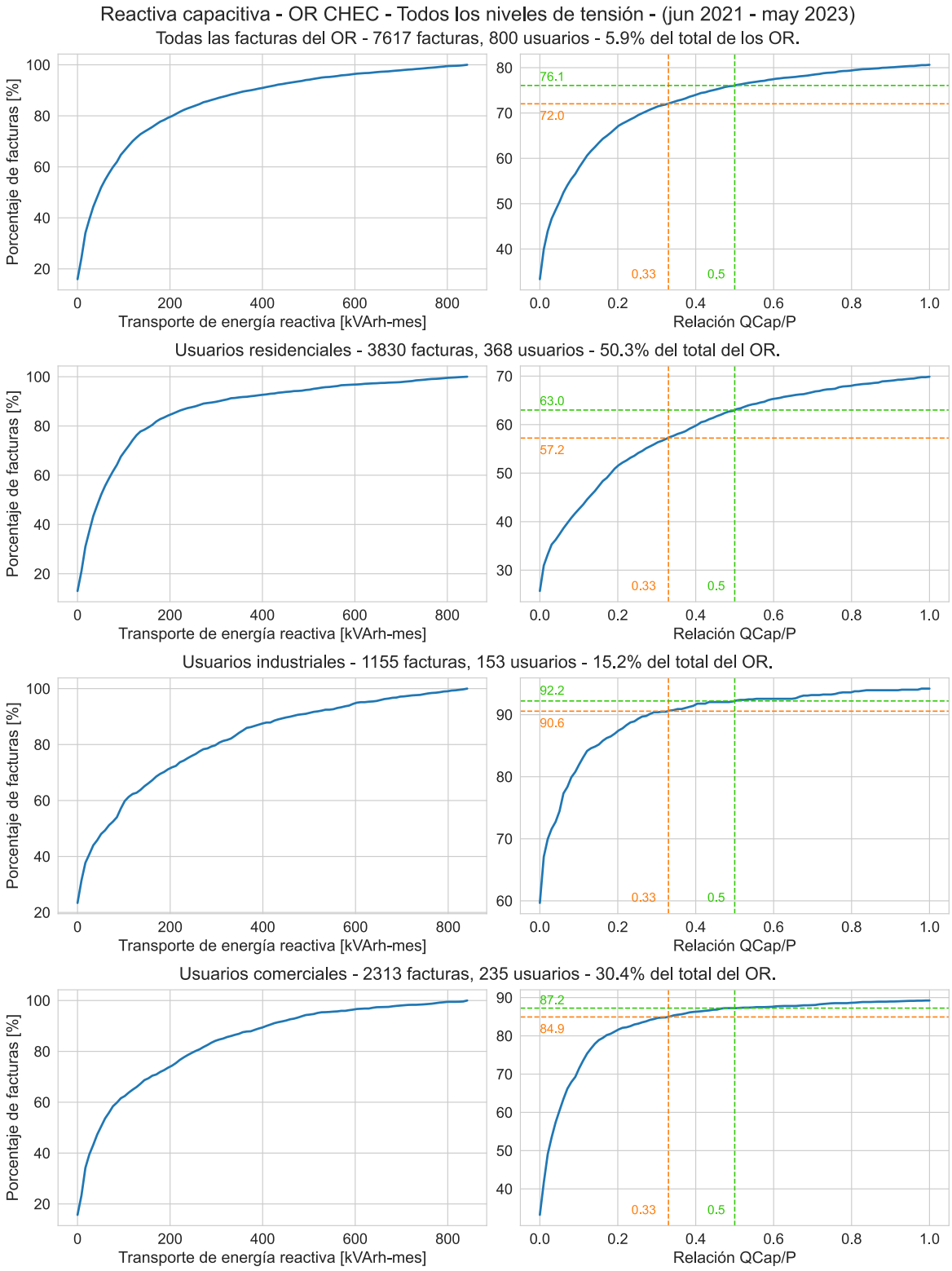

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



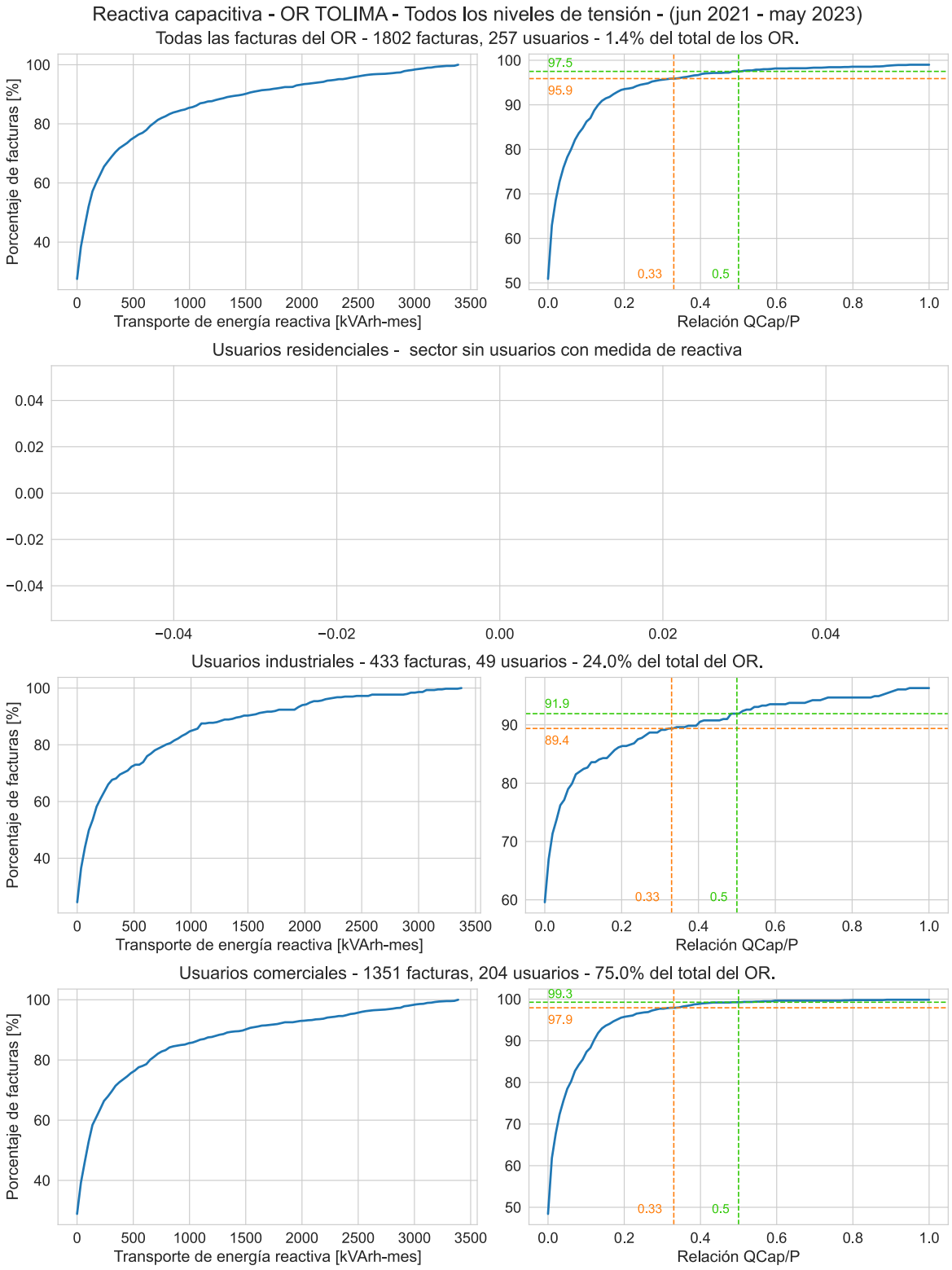

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



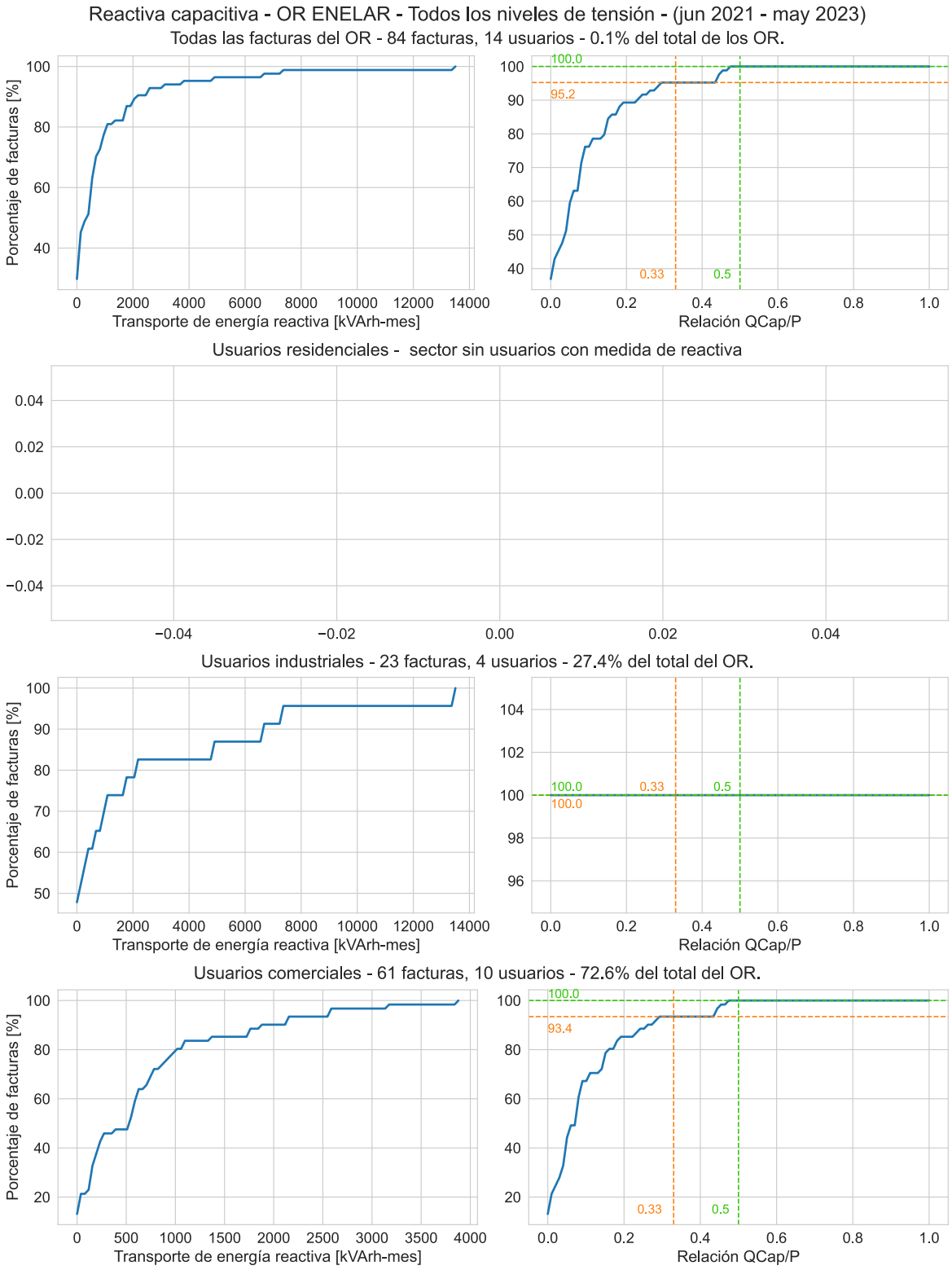

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



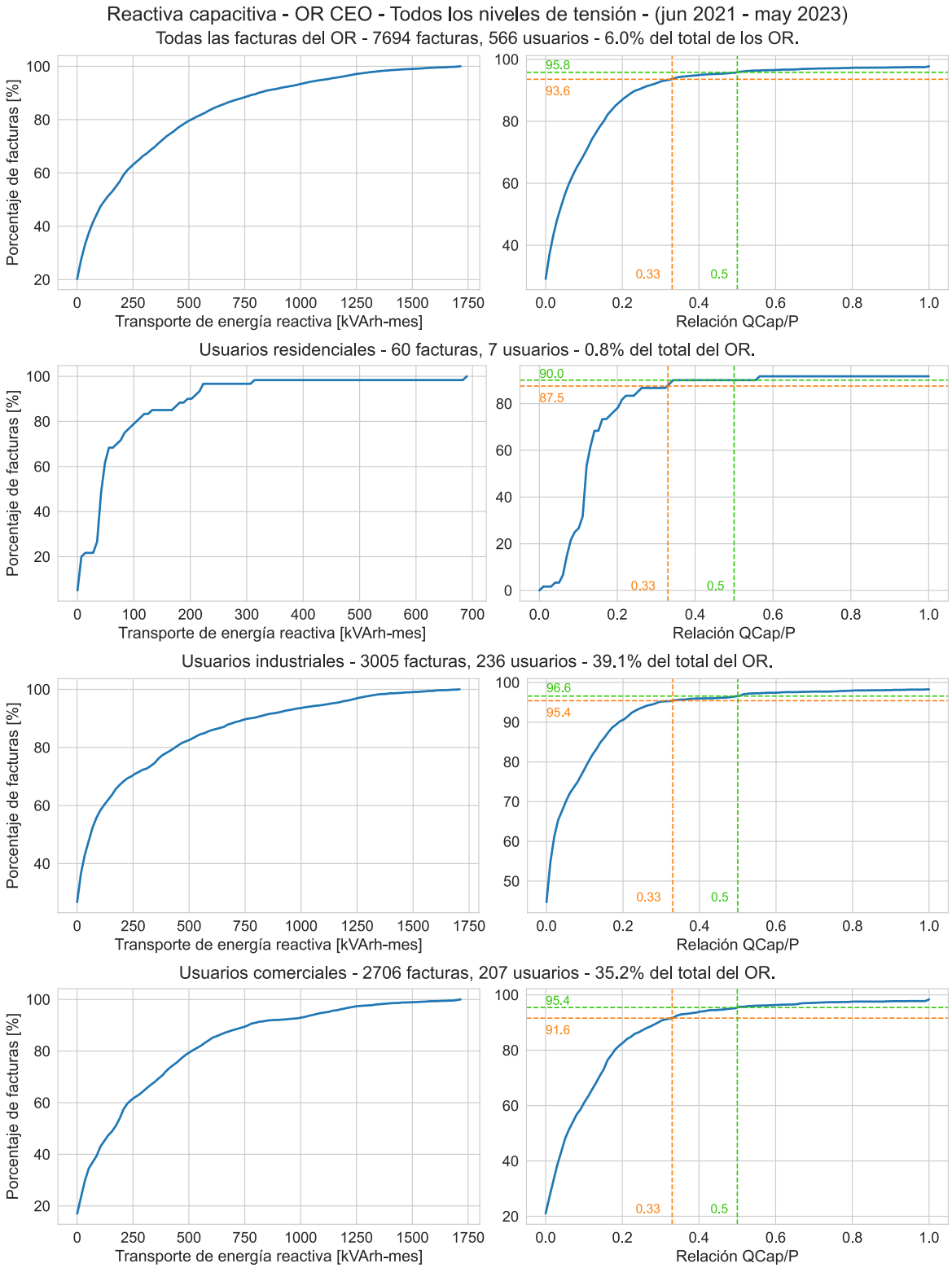

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



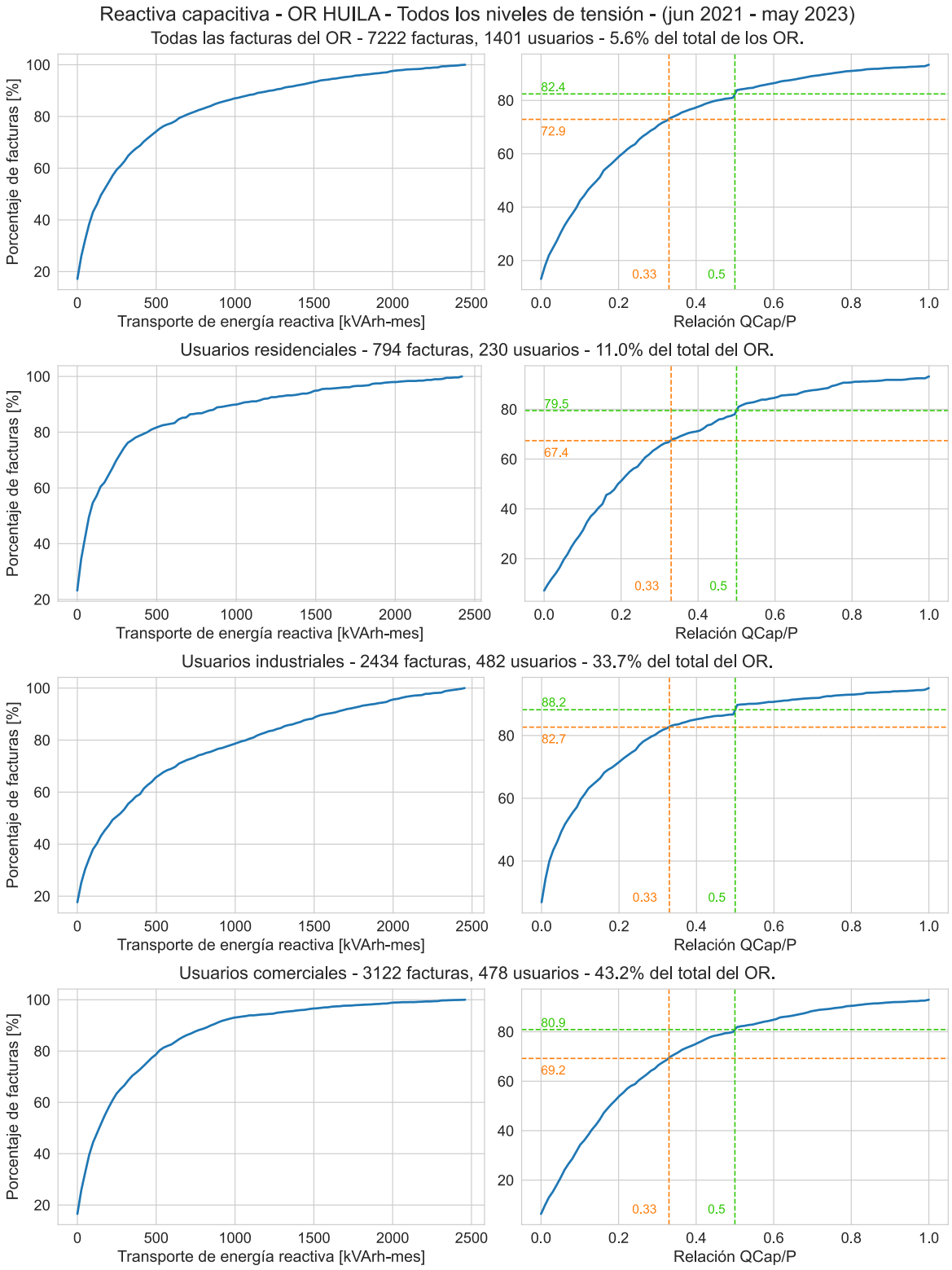

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



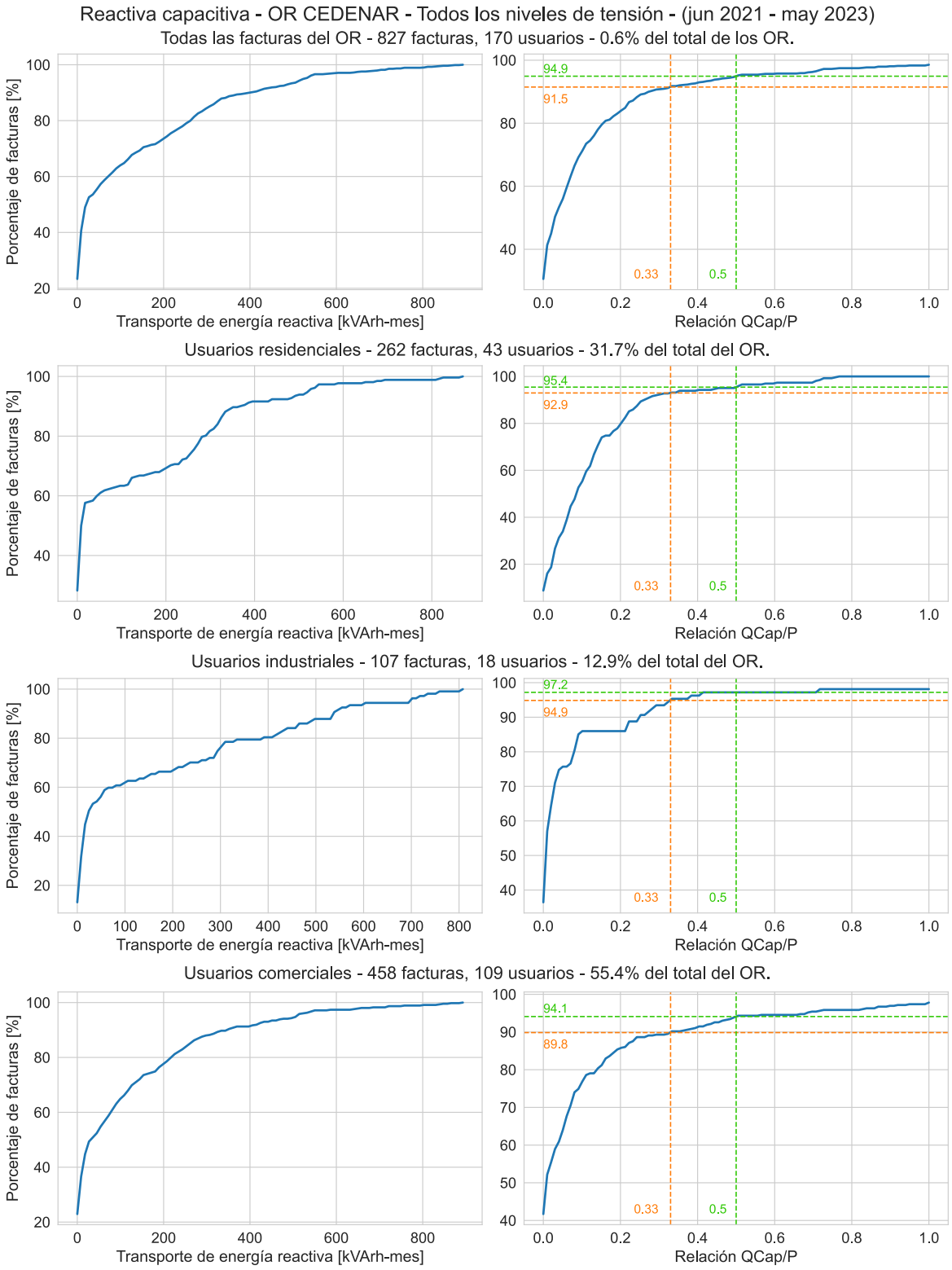

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**

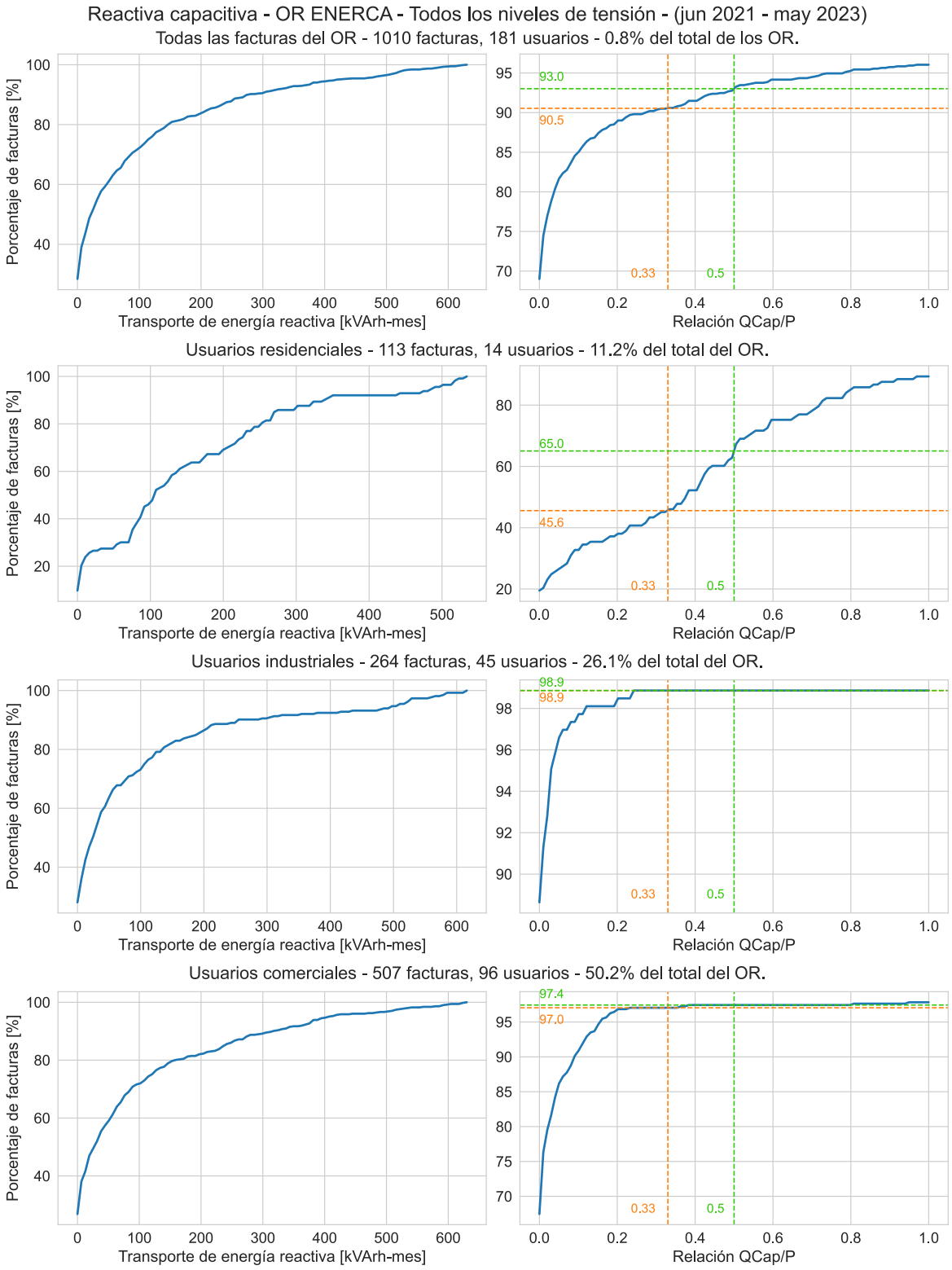


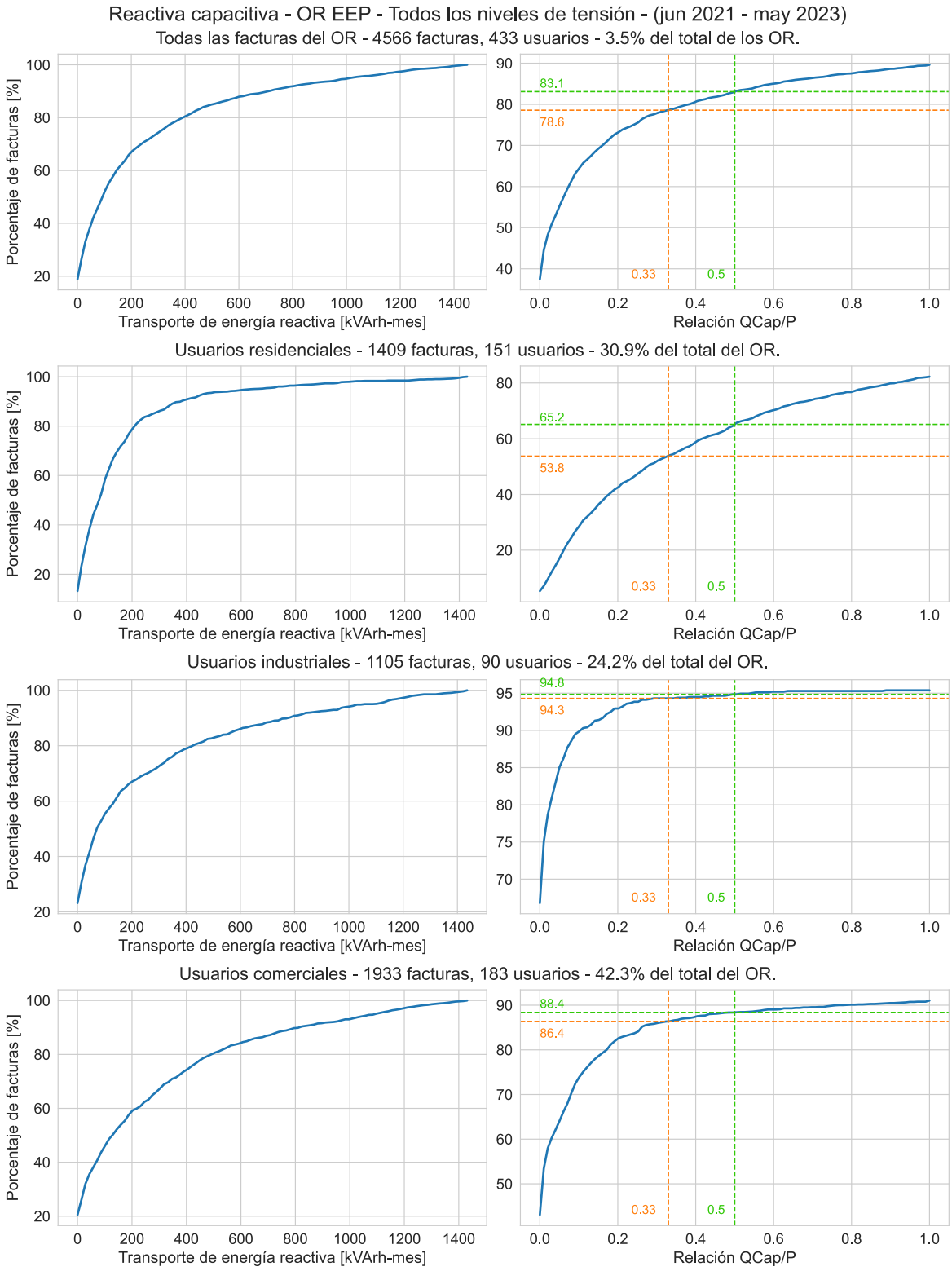

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



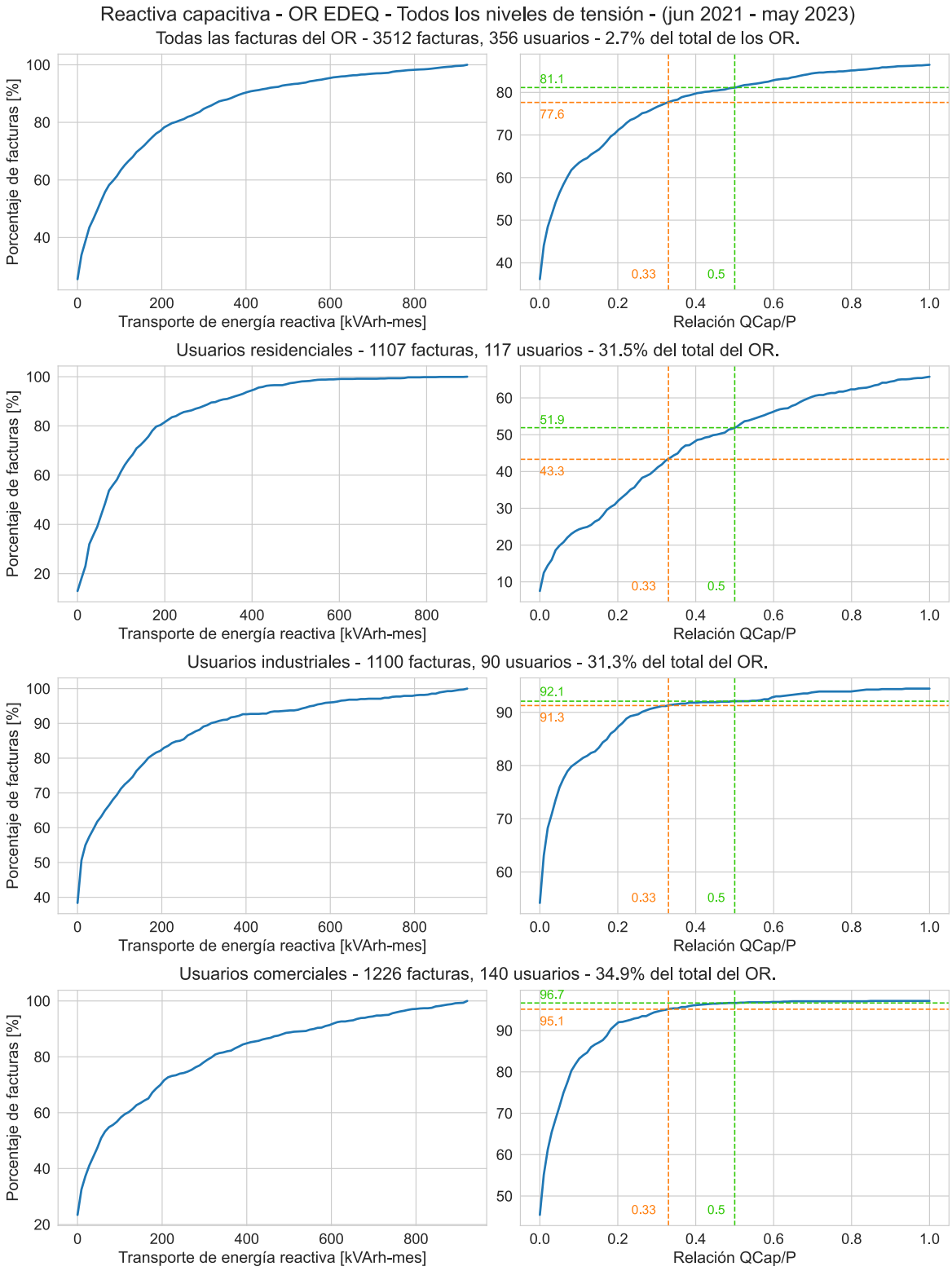

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**


Reactiva capacitiva - OR CEDENAR - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas del OR - 827 facturas, 170 usuarios - 0.6% del total de los OR.
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
Relación QCap/P
94.9
91.5
0.33
0.5
Usuarios residenciales - 262 facturas, 43 usuarios - 31.7% del total del OR.
95.4
92.9
Usuarios industriales - 107 facturas, 18 usuarios - 12.9% del total del OR.
97.2
94.9
Usuarios comerciales - 458 facturas, 109 usuarios - 55.4% del total del OR.
94.1
89.8

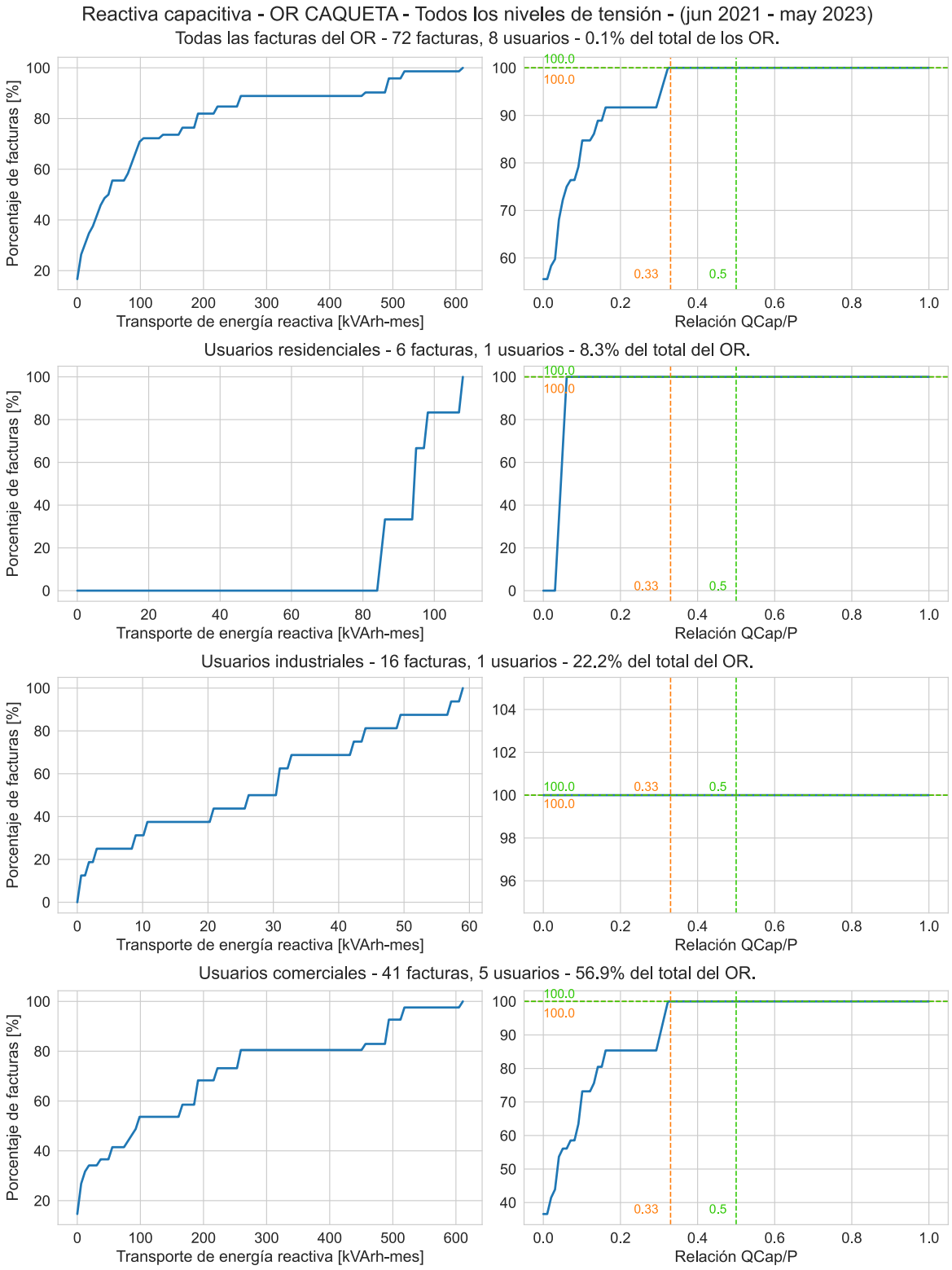

Reactiva capacitiva - OR ENERCA - Todos los niveles de tensión - (jun 2021 - may 2023)
Todas las facturas del OR - 1010 facturas, 181 usuarios - 0.8% del total de los OR.
Porcentaje de facturas [%]
Transporte de energía reactiva [kVArh-mes]
Relación QCap/P
93.0
90.5
0.33
0.5
Usuarios residenciales - 113 facturas, 14 usuarios - 11.2% del total del OR.
65.0
45.6
Usuarios industriales - 264 facturas, 45 usuarios - 26.1% del total del OR.
98.9
98.9
Usuarios comerciales - 507 facturas, 96 usuarios - 50.2% del total del OR.
97.4
97.0



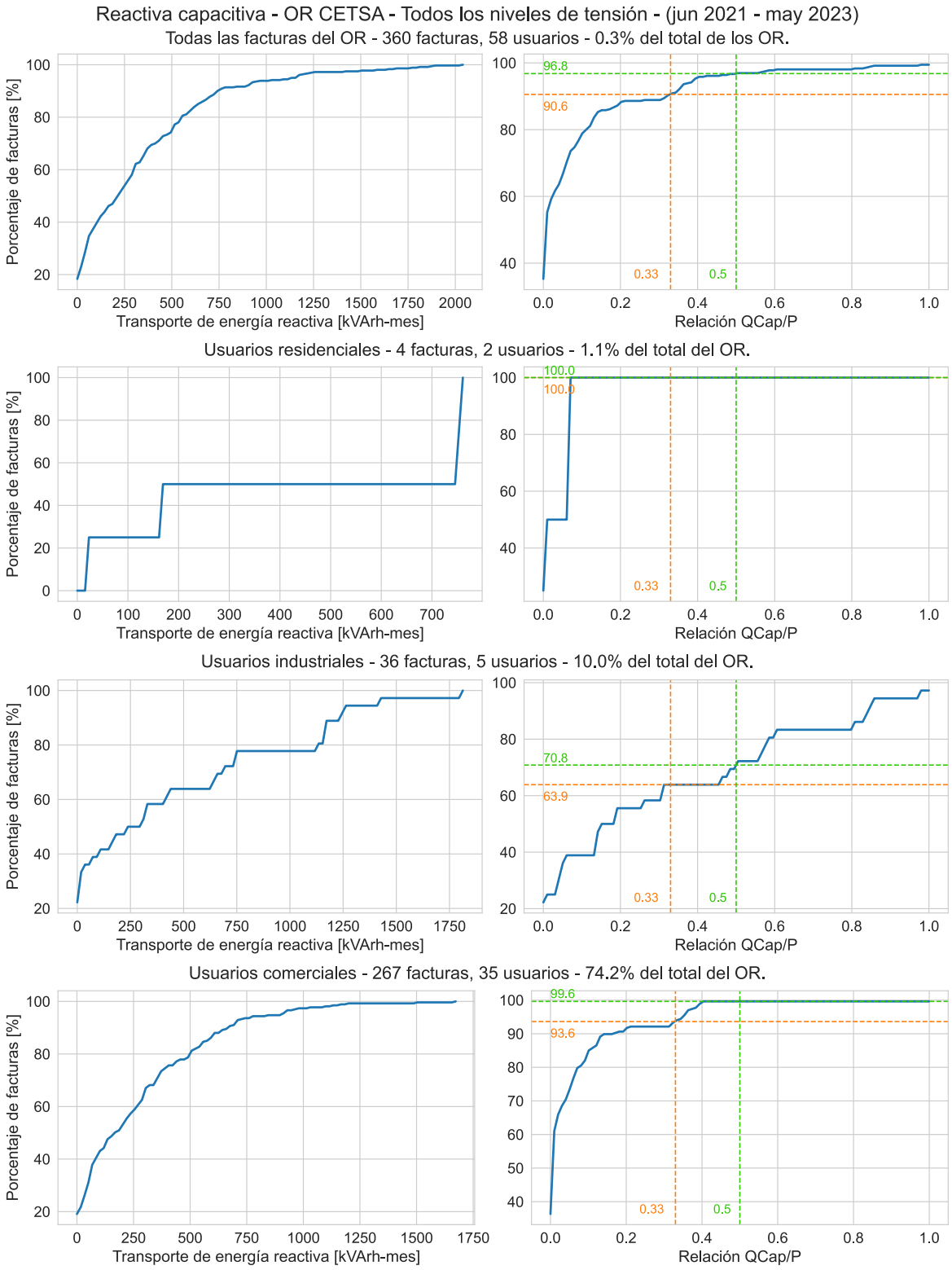

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



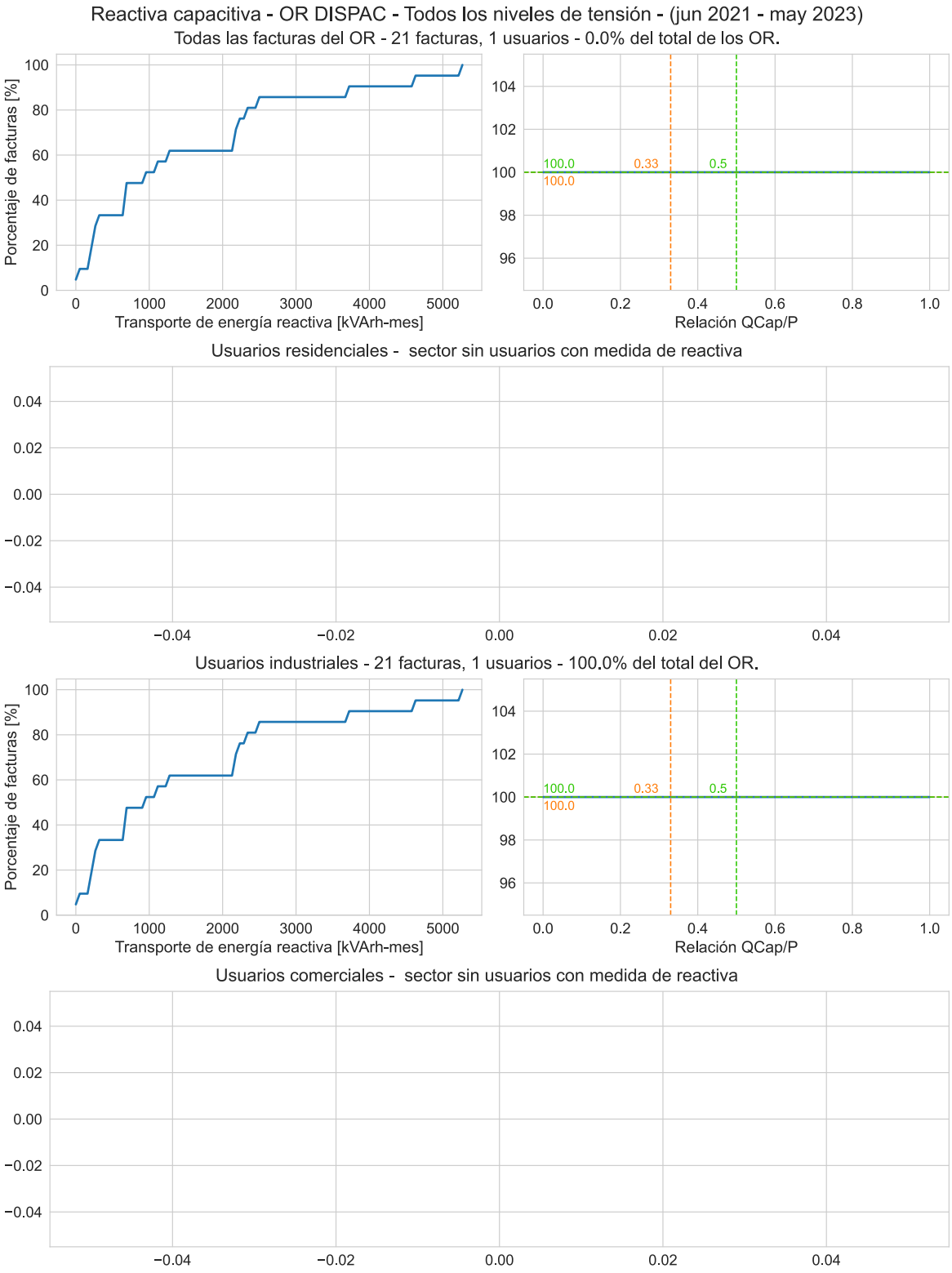

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



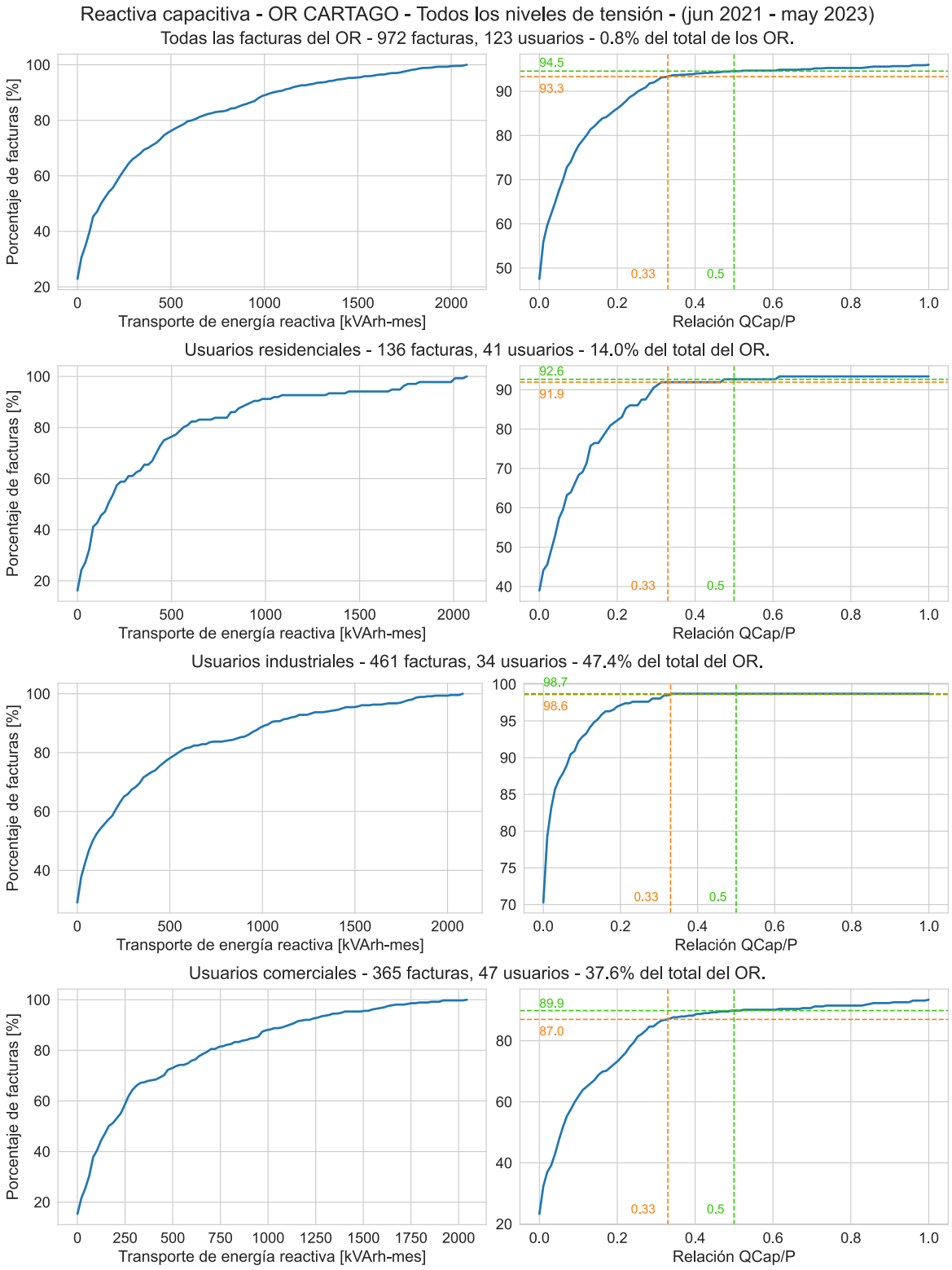

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



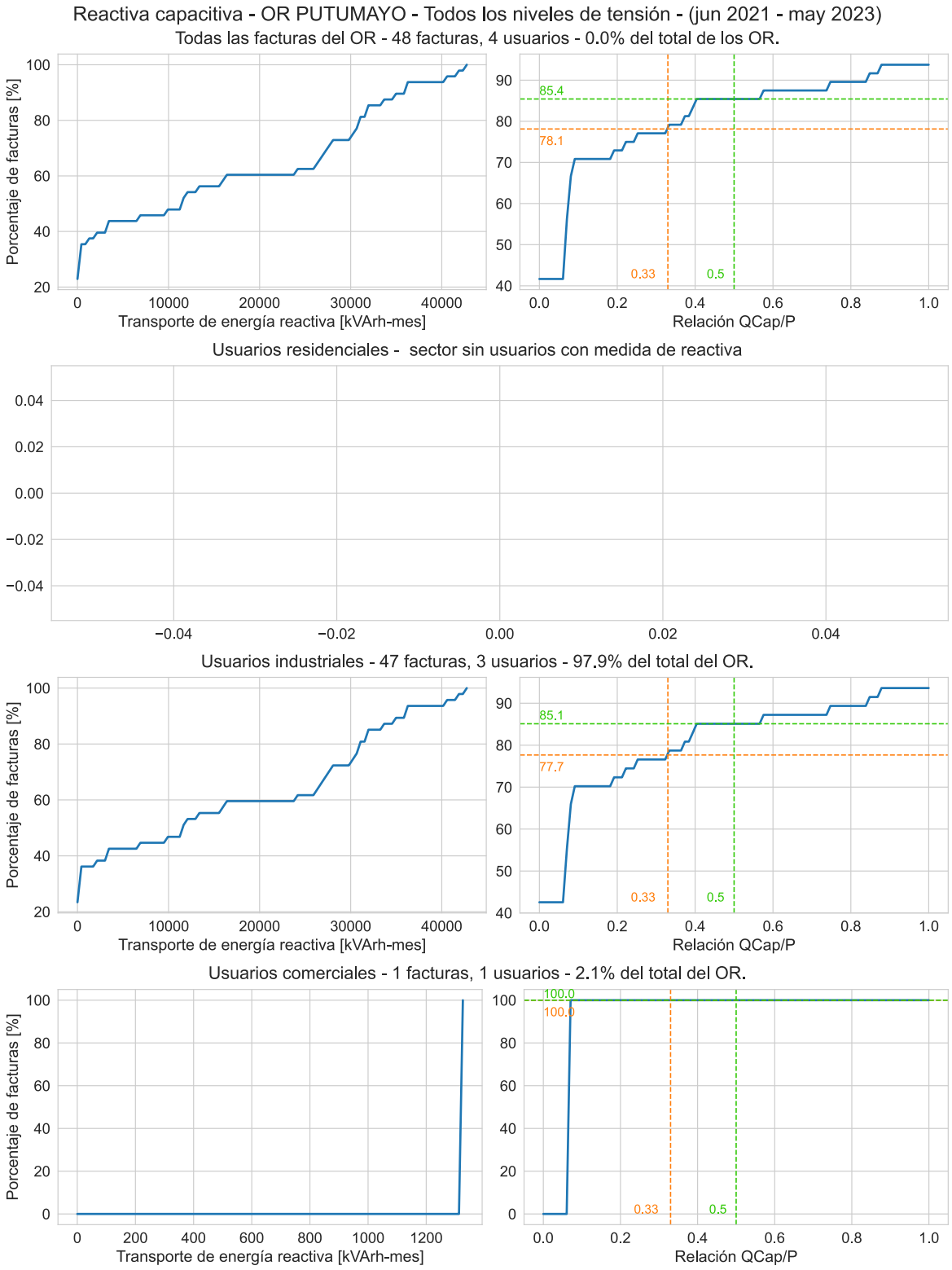

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



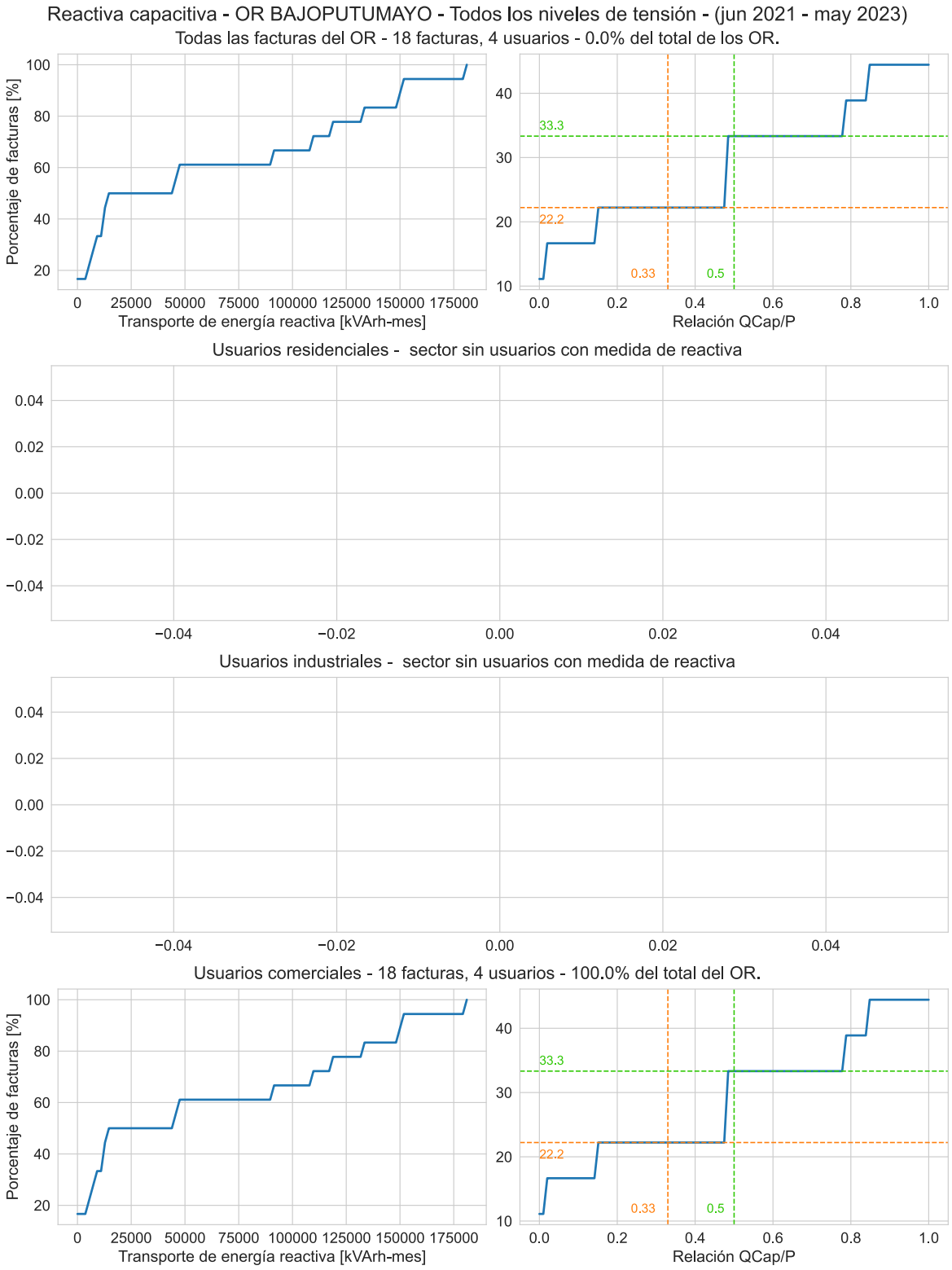

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



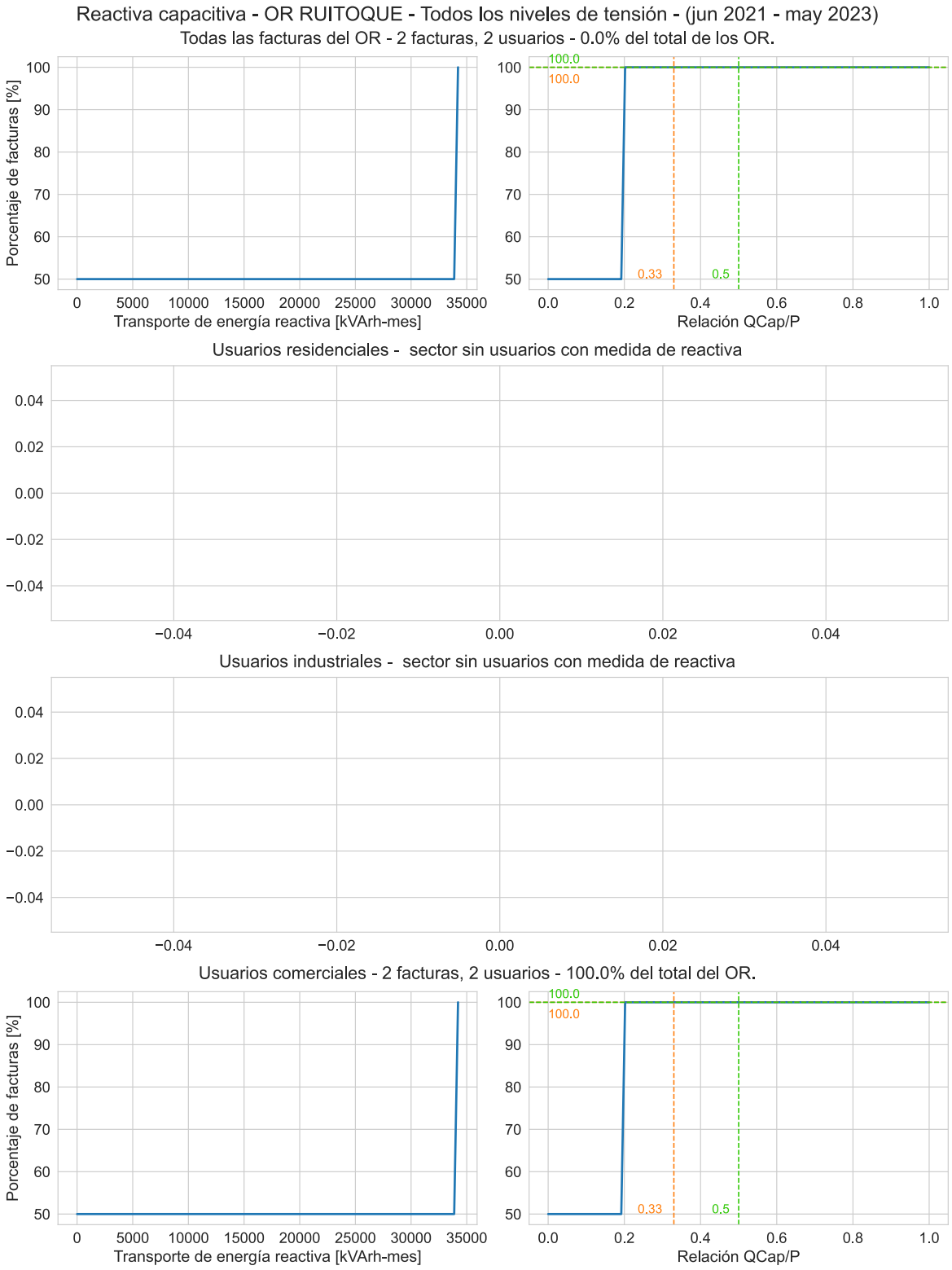

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**



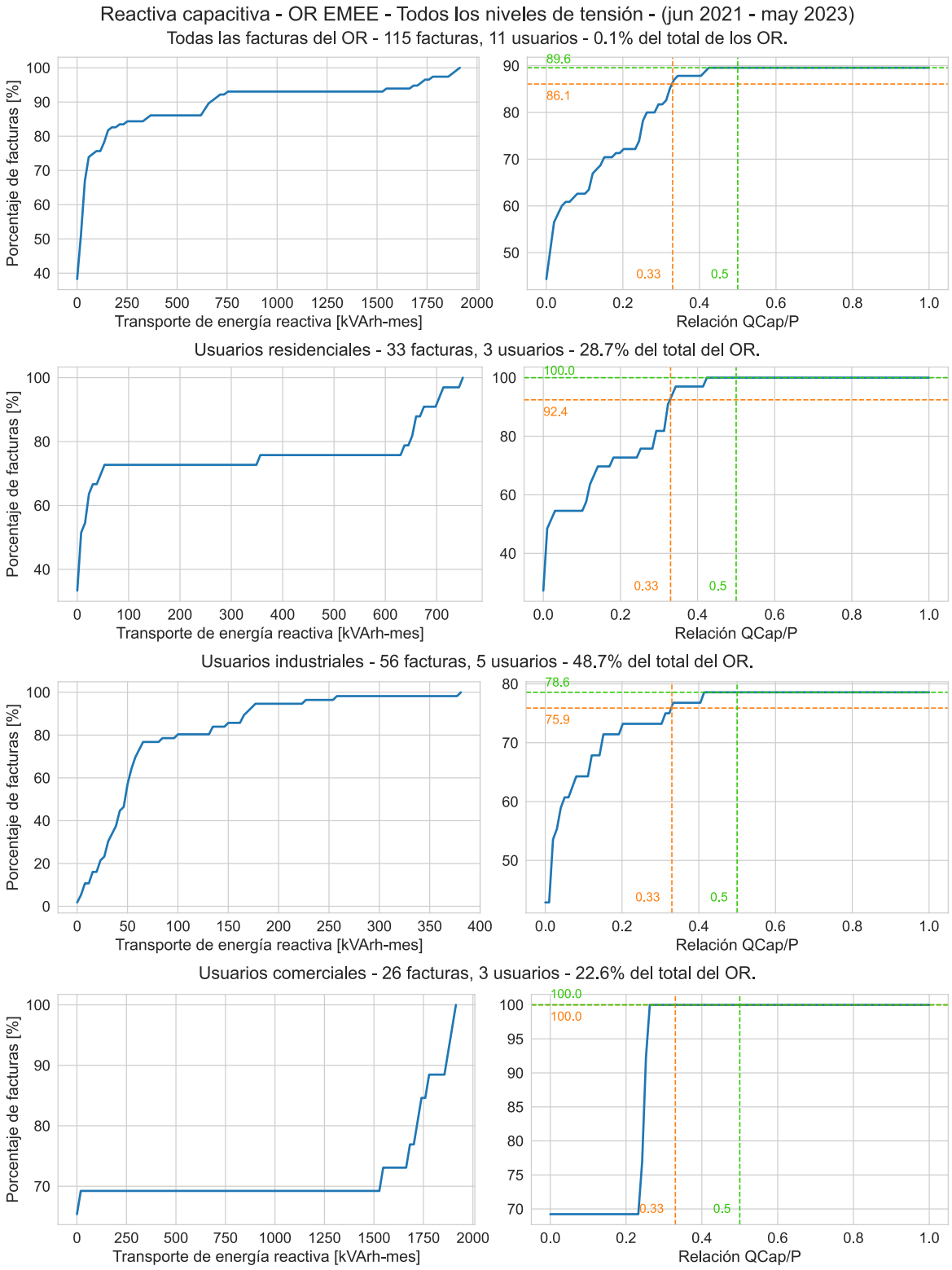

**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**




**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**




**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**




**D - 901 017 DE 2023 ENERGÍA REACTIVA – REVISIÓN DE ESTÁNDARES**